

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» октября 2025 г. № 2322

Регистрационный № 96764-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Нефтегаз Югра»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Нефтегаз Югра» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «Нефтегаз Югра», сбора, хранения и обработки полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

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

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), 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 сервер сбора и баз данных (сервер) с установленным программным обеспечением (ПО) «Энергосфера», радиосервер точного времени РСТВ-01-01, автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку, хранение и разграничение 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 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы сервера, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

АИИС КУЭ АО «Нефтегаз Югра» позволяет осуществлять импорт результатов измерений со сторонних (внешних) АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, при этом результаты измерений представлены в виде макетов xml (регламентированы Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

Передача информации от сервера в заинтересованные организации осуществляется в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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. Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), в филиал АО «СО ЕЭС» осуществляется с АРМ энергосбытовых организаций (субъекты ОРЭМ).

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (далее УСВ), синхронизирующий собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС. Шкала времени сервера синхронизирована со шкалой времени УСВ, сличение ежесекундное, синхронизация осуществляется при расхождении шкалы времени УСВ и сервера более чем на ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер осуществляет синхронизацию шкалы времени часов счетчиков. Сличение шкалы времени часов счетчиков со шкалой времени сервера происходит не реже одного раза в сутки, корректировка шкалы времени часов счетчиков происходит при расхождении со шкалой времени сервера на величину ± 3 с и более (параметр программируемый).

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено в связи с особенностями конструктивного исполнения. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 0707/2025. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом.

Измерительные компоненты, входящие в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, имеют заводские и (или) серийные номера, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр средства измерений. Место, способ и форма нанесения номера обеспечивают возможность прочтения, сохранность в процессе эксплуатации, приведены в описании типа измерительного компонента и формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое

программными средствами ПК «Энергосфера». Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				УСВ	Сервер
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии			
1	ПС 35 кВ ДНУ-ИНГА, КРУН-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, яч. 3, ВЛ-35 кВ ИНГА-1	ТОЛ-СЭЩ-35-01 У2 КТ 0,5S КТТ 600/5 рег. № 59870-15	НАЛИ-СЭЩ-35 КТ 0,5 КТН 35000/100 рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 рег. № 67958-17	HP Proliant DL360 Gen9	
2	ПС 35 кВ ДНУ-ИНГА, КРУН-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, яч. 6, ВЛ-35 кВ ИНГА-2	ТОЛ-СЭЩ-35-01 У2 КТ 0,5S КТТ 600/5 рег. № 59870-15	НАЛИ-СЭЩ-35 КТ 0,5 КТН 35000/100 рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-12			
3	ПС 35 кВ ДНУ-ИНГА, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 1 0,4 кВ	ТШП-0,66 КТ 0,5S КТТ 200/5 рег. № 64182-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12			
4	ПС 35 кВ ДНУ-ИНГА, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 2 0,4 кВ	ТШП-0,66 КТ 0,5S КТТ 200/5 рег. № 64182-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12			
5	КТПН 6 кВ К-27, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МД.21 КТ 1/2 рег. № 51593-18			
6	БКТПН 6 кВ ДНУ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф. мачта связи МТС	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МД.21 КТ 1/2 рег. № 51593-18			

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 собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1; 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	Активная Реактивная	1,3 2,1	5,7 4,2
3; 4 (ТТ 0,5S; Сч. 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	1,0 1,6	5,3 2,9
5; 6 (Сч. 1/2)	Активная Реактивная	1,1 2,2	3,2 5,5
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), с			± 5
<p>Примечания:</p> <p>1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.</p> <p>2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>3. Границы погрешности результатов измерений в нормальных условиях указаны для тока 100% $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,8$ при температуре от +21 до +25 °С в месте установки счетчиков. Границы погрешности результатов измерений для рабочих условий указаны для тока 1 (5) % $I_{ном}$ при подключении счетчиков через трансформаторы тока, для тока 10% I_b для счетчиков с непосредственным включением, $\cos\phi = 0,5_{инд}$ при температуре от плюс 10 до плюс 35 °С в месте установки счетчиков.</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	6
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>коэффициент мощности $\cos\phi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 (5) до 120</p> <p>0,8</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 $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>коэффициент мощности $\cos\phi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды для счетчиков, °С:</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p> <p>атмосферное давление, кПа</p> <p>относительная влажность, %, не более</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 (5) до 120</p> <p>от 0,5_{инд} до 1_{емк}</p> <p>от 49,5 до 50,5</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от +10 до +35</p> <p>от +10 до +35</p> <p>от 70,0 до 106,7</p> <p>90</p>

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч., не менее счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М, рег. № 36697-12 счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05МД.21, рег. № 51593-18 среднее время восстановления работоспособности, ч. для РСТВ-01-01: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч. для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч.	 140000 165000 2 55000 2 165974 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	 113 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в сервере и счетчике;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-01 У2	6
	ТШП-0,66	6
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ-35	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
	ПСЧ-4ТМ.05МД	2
Устройство синхронизации времени	РСТВ-01-01	1
Сервер сбора и баз данных (Сервер)	HP Proliant DL360 Gen9	1
Формуляр	ФО 04/25	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Нефтегаз Югра», МВИ 04/25, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Нефтегаз Югра»

(АО «Нефтегаз Югра»)

ИНН 8601013859

Юридический адрес: 628186, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г. Нягань, Сибирская ул, д. 21а, к. 1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»

(ООО ИТЦ «СИ»)

ИНН 7724896810

Юридический адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, дом 7а, корпус 2, помещение 34

Адрес места осуществления деятельности: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, дом 7а, корпус 2, помещение 34

E-mail: info@itc-smart.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»

(ООО ИТЦ «СИ»)

ИНН 7724896810

Юридический адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, дом 7а, корпус 2, помещение 34

Адрес места осуществления деятельности: 628600, Россия, Тюменская область,
ХМАО-Югра, г. Нижневартовск, ул. 9П, д. 31, строение 11, каб. 5

E-mail: info@itc-smart.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314138 от 24.06.2022 г.

