

Регистрационный № 97334-25

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Татнефтеотдача» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «Татнефтеотдача», 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 распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер сбора, обработки и хранения баз данных, расположенный в центре обработки данных (далее – ЦОД) АО «Татнефтеотдача» (далее – сервер АИИС КУЭ), автоматизированные рабочие места операторов ЦОД и АО «Татнефтеотдача», технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), программное обеспечение (ПО) программный комплекс (ПК) «Энергосфера 9», а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, обработку и хранение ее, передачу отчетных документов коммерческому оператору оптового рынка электроэнергии и мощности и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

Первичные 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 код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются

мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

- активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;
- средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Сервер АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения ПК «Энергосфера 9» автоматически с заданной периодичностью или по запросу опрашивает счетчики ИК и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, перевод измеренных значений в именованные физические величины), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных из счетчиков происходит при помощи проводных линий интерфейса RS-485 и Ethernet или пакетной передачи данных GPRS и оптических линий связи локальной вычислительной сети АО «Татнефтеотдача». При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с Приложением № 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Сервер АИИС КУЭ объединяет измерительную информацию от ИК, перечисленных в таблице 2, и полученную от АИИС КУЭ третьих лиц, выполняет хранение поступившей информации, производит формирование и оформление справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML), передачу в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ по электронной почте подписанных, при необходимости, электронной подписью XML-макетов. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета, а также журналы событий соотнесены с московским временем.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ - ИИК, ИВК.

В состав СОЕВ входят УССВ, часы сервера АИИС КУЭ, счетчиков.

Шкала времени в СОЕВ формируется на основе информации о национальной шкале координированного времени UTC (SU), принимаемой УССВ от глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера АИИС КУЭ проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с.

Сличение показаний часов счетчиков ИК и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчику, синхронизация осуществляется один раз в сутки при расхождении показаний часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 2 с.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено в связи с особенностями конструктивного исполнения. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 2107/2025. 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 ПО ПК «Энергосфера 9», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера 9» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче от ИИК в ИВК является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера 9».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера 9» Библиотека libpso_metr.so
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 9.0
Цифровой идентификатор ПО	01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера 9» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 35 кВ Чулпаново, ОРУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Чулпаново - Степное озеро	ТФЗМ-35Б-1У1 Рег. № 3689-73	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	активная	±1,2	±5,5
		ТФН-35 Рег. № 664-51 КТ 0,5 КТТ 100/5				реактивная	±1,9	±2,8
2	КТП 10 кВ АО ТНО, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-40 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МКТ.04.12 КТ 0,5S/1 Рег. № 75459-19		активная	±1,1	±5,5
				реактивная		±1,8	±4,1	
3	КТП 6 кВ 160 кВА № 1, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-30 КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МКТ.04.12 КТ 0,5S/1 Рег. № 75459-19		активная	±1,1	±5,5
				реактивная		±1,8	±4,1	
4	КТП 6 кВ 160 кВА № 2, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-30 КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МКТ.04.12 КТ 0,5S/1 Рег. № 75459-19		активная	±1,1	±5,5
				реактивная		±1,8	±4,1	
5	КТП 10 кВ 160 кВА (Ф-13), РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-А КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МКТ.04.12 КТ 0,5S/1 Рег. № 75459-19	активная	±1,1	±5,5	
				реактивная	±1,8	±4,1		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	РЩ-0,4 кВ АО ТНО, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-30 КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МКТ.04.12 КТ 0,5S/1 Рег. № 75459-19	РСТВ-01- 01 Рег. № 67958-17	активная	±1,1	±5,5
						реактивная	±1,8	±4,1
7	ПС 110 кВ Тонгузино (№ 6), РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 8, КВЛ-10 кВ ф. 6-08	ТЛМ-10 КТ 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 КТ 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	ТЕ3000.02.12 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19		активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±1,9	±2,8
8	ПС 110 кВ Тонгузино (№ 6), РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 12, КВЛ-10 кВ ф. 6-12	ТЛМ-10 КТ 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 КТ 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	ТЕ3000.02.12 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19		активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±1,9	±2,8
9	ТП 10 кВ скв. 513, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-30 КТ 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МКТ.04.12 КТ 0,5S/1 Рег. № 75459-19		активная	±1,1	±5,5
						реактивная	±1,8	±4,1
10	ПС 110 кВ Бастрык (№ 14), РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 14, ВЛ-10 кВ ф.14-14	ТЛМ-10 КТ 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 КТ 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	ТЕ3000.02.12 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19		активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±1,9	±2,8
11	КТП 10 кВ № 52616, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МКТ.20.12 КТ 1/2 Рег. № 75459-19		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,2	±5,5
12	ПС 35 кВ Кук-Тау, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 9, КЛ-10 кВ ф. 182-09	ТПК-10 КТ 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 22944-07	НАМИ-10 КТ 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±1,6	±2,8
13	КТП 6 кВ 250 кВА АО ТНО, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-40 КТ 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МКТ.04.12 КТ 0,5S/1 Рег. № 75459-19		активная	±1,1	±5,5
						реактивная	±1,8	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ПС 110 кВ Вишневая поляна, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Вишневая Поляна - Степное Озеро	ТОЛ-35 КТ 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 47959-11	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 19813-09	ТЕ3000.02.12 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	РСТВ-01- 01 Рег. № 67958-17	активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±1,9	±3,0
15	КТП 10 кВ 100 кВА, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-30 КТ 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МКТ.04.12 КТ 0,5S/1 Рег. № 75459-19		активная	±1,1	±5,5
						реактивная	±1,8	±4,0
Предел допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности 0,95.
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.
4. КТ – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. 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.
6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. 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.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	15
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 (5) до 120 от 49,8 до 50,2 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды для счетчиков, °C: – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C – атмосферное давление, кПа – относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 (5) до 120 от 0,5 _{инд} до 1 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -40 до +70 от +10 до +35 от +10 до +35 от 70,0 до 106,7 90
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: – Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М, рег. №36697-17 счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05МКТ, рег. № 75459-19 счетчики типа ТЕ3000, рег. № 77036-19 - среднее время восстановления работоспособности, ч – Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 220000 220000 2 165974 1 55000 2
Глубина хранения информации: – Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М, рег. №36697-17 счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05МКТ, рег. № 75459-19 счетчики типа ТЕ3000, рег. № 77036-19 - при отключении питания, лет, не менее счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М, рег. №36697-17 счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05МКТ, рег. № 75459-19 счетчики типа ТЕ3000, рег. № 77036-19 – Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 113 114 40 40 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей измерительных трансформаторов;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании (возможность установки многоуровневых паролей):
 - счётчика электроэнергии;
 - сервера;
- кодирование результатов измерений при передаче.

В журналах событий фиксируются факты: – журнал счётчика:

- связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электропитания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИИК журналы событий.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	2
	ТФН-35	1
	ТТИ-40	6
	ТТИ-30	15
	ТТИ-А	3
	ТЛМ-10	6
	ТПК-10	2
	ТОЛ-35	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
	НАМИ-10	1
	НТМИ-10-66УЗ	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
	ПСЧ-4ТМ.05МКТ.04.12	8
	ТЕ3000.02.12	4
	ПСЧ-4ТМ.05МКТ.20.12	1
Устройства синхронизации времени	РСТВ-01-01	1
Сервер АО «Татнефтеотдача»	HPE ProLiant DL360 GEN11 8SFF	1
Формуляр	ФО 05/25	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 «Татнефтеотдача», МВИ 05/25, 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 «Татнефтеотдача»

(АО «Татнефтеотдача»)

Адрес юридического лица: 423458, Республика Татарстан, Альметьевский р-н,
г. Альметьевск, ул. Шевченко, д. 9а

ИНН 1644005987

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»

(ООО ИТЦ «СИ»)

Адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, д. 7а, к. 2, помещ. 34

E-mail: info@itc-smart.ru

ИНН 7724896810

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»

(ООО ИТЦ «СИ»)

Адрес юридического лица: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, дом 7а, к. 2, помещ.34

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

E-mail: info@itc-smartengineering.ru

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

