

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Сургут» Тобольское ЛПУ МГ КС-9 «Тобольская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Сургут» Тобольское ЛПУ МГ КС-9 «Тобольская» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctional, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие 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 электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИБКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных на базе RTU-325 (далее - УСПД), устройство синхронизации системного времени на базе Garmin 35HVS (далее - УССВ-35HVS) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИБК) включает в себя сервер с программным обеспечением (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени на базе Garmin 35HVS (далее - УССВ-35HVS), автоматизированные рабочие места (далее - АРМ) ООО «Газпром энерго», АО «Межрегионэнергообит», каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы преобразователей интерфейсов и далее по сети Ethernet через коммутатор на входы УСПД. В УСПД происходит вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление измерительной информации, ее хранение и передача на верхний уровень системы.

В качестве основного канала передачи данных от УСПД на сервер ООО «Газпром энерго» используется спутниковая сеть передачи данных. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному наземному каналу связи по протоколу G703.1. На сервере ООО «Газпром энерго» осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, её формирование и хранение в базе данных, оформление отчетных документов. Передача информации в АО «АТС», и всем заинтересованным субъектам осуществляется по сети Internet с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML с возможностью использования электронно-цифровой подписи.

В АИИС КУЭ реализован информационный обмен данными (макеты XML формата 80020, 80030) со смежной системой: Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Межрегионэнергообит», регистрационный номер № 65280-16.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени УССВ-35HVS. Сличение часов сервера с УССВ-35HVS, установленным на уровне ИВК, производится 1 раз в час, коррекция часов сервера осуществляется при обнаружении расхождения более чем ± 1 с. Сличение часов УСПД с УССВ-35HVS, установленным на уровне ИВКЭ, производится 1 раз в час, коррекция часов УСПД осуществляется при обнаружении расхождения более чем ± 2 с. Погрешность хода внутренних часов не более ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков СЭТ-4ТМ осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более ± 2 с, но не чаще 1 раз в сутки. Передача информации от счётчиков электрической энергии до УСПД, от УСПД до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Сургут» Тобольское ЛПУ МГ КС-9 «Тобольская» и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик электриче- ской энергии	УСПД		Основ- ная по- греш- ность, ±δ%	Погреш- ность в рабочих условиях, ±δ%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЗРУ 10 кВ №1, Ввод №1	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Г.р. № 4346-03	НАМИ-10 У2 Кл.т. 0,2 10000/100 Г.р. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 36697-12	RTU-325 Г.р. № 37288-08	актив- ная	0,8	2,9
						реак- тивная	2,3	4,5
2	ЗРУ 10 кВ №1, Ввод №2	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Г.р. № 4346-03	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Г.р. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 27524-04		актив- ная	1,0	3,0
						реак- тивная	2,6	4,6
3	ЗРУ 10 кВ №1, Ввод №3	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Г.р. № 4346-03	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Г.р. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 27524-04		актив- ная	1,0	3,0
						реак- тивная	2,6	4,6
4	ЗРУ 10 кВ №1, Ввод №4	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Г.р. № 4346-03	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Г.р. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 27524-04		актив- ная	1,0	3,0
						реак- тивная	2,6	4,6
5	ЗРУ 10 кВ №2, Ввод №5	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Г.р. № 4346-03	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Г.р. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 27524-04		актив- ная	1,0	3,0
						реак- тивная	2,6	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ЗРУ 10 кВ №2, Ввод №6	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Г.р. № 4346-03	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Г.р. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 27524-04	RTU-325 Г.р. № 37288-08	актив- ная	1,0	3,0
						реак- тивная	2,6	4,6
7	ЗРУ 10 кВ №2, Ввод №7	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Г.р. № 4346-03	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Г.р. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 27524-04		актив- ная	1,0	3,0
						реак- тивная	2,6	4,6
8	ЗРУ 10 кВ №2, Ввод №8	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Г.р. № 4346-03	НАМИ-10 У2 Кл.т. 0,2 10000/100 Г.р. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 27524-04		актив- ная	0,8	2,9
						реак- тивная	2,3	4,5
9	ЗРУ 10 кВ №2, Ввод №1 Жи- лой по- сёлок	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Г.р. № 4346-03	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Г.р. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02 Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 20175-01		актив- ная	1,0	3,0
						реак- тивная	2,6	4,6
10	ЗРУ 10 кВ №2, Ввод №2 Жи- лой по- сёлок	ТЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Г.р. № 4346-03	НАМИ-10 У2 Кл.т. 0,2 10000/100 Г.р. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 27524-04		актив- ная	0,8	2,9
						реак- тивная	2,3	4,5

*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой (при доверительной вероятности равной 0,95) относительной погрешности ИК.

2 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение (0,95-1,05) U_n ; ток (1,0-1,2) I_n ; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота (50±0,2) Гц;

- температура окружающей среды: (23±2) °С.

3 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9-1,1) U_{n1} ; диапазон силы первичного тока (0,05-1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота (50±0,2) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9-1,1) U_{n2} ; диапазон силы вторичного тока (0,01-1,2) I_{n2} ; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота (50±0,2) Гц;

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

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50±1) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 10 до плюс 50 °С;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2 (5) \% I_{\text{ном}} \cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 35 °С.

5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Допускается замена сервера, УССВ-35 HVS на однотипные. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

6 Все измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- Электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- Электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- Электросчётчик СЭТ-4ТМ.02 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД RTU-325 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- УССВ-35 HVS - среднее время наработки на отказ не менее $T = 50\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер АИИС КУЭ - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (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).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - 114 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.02 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- RTU-325 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 90 суток; при отключении питания - не менее 3 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛ-10	4346-03	28
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	16687-02	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10 У2	11094-87	2

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество, шт.
Счетчики электрической энергии multifunctional-ные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	1
Счетчики электрической энергии multifunctional-ные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	8
Счетчики электрической энергии multifunctional-ные	СЭТ-4ТМ.02	20175-01	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	37288-08	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-35 HVS	-	2
Сервер базы данных с ПО «АльфаЦентр »	HP ProLiant ML350 G4p	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 66373-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Сургут» Тобольское ЛПУ МГ КС-9 «Тобольская». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 10.11.2016 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145 РЭ1 «Счетчики электрической энергии multifunctional-ные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчик СЭТ-4ТМ.02 - в соответствии с документом «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, multifunctional-ные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1» раздел «Методика поверки». Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ.;
- УСПД RTU-325 - в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

Основные средства поверки:

- 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 с 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 %.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Сургут» Тобольское ЛПУ МГ КС-9 «Тобольская», 2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Сургут» Тобольское ЛПУ МГ КС-9 «Тобольская»

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

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

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

Изготовитель

Оренбургский филиал Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Оренбургский филиал ООО «Газпром энерго»)

Юридический адрес: 460021, г. Оренбург, ул.60 лет Октября, д.11

Адрес: 460027, г. Оренбург, ул. Донгузская, д.26

ИНН: 7736186950

Телефон (факс): (3532) 68-71-26/(3532) 68-71-27

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Телефон (факс): (4712) 53-67-74

E-mail: kcsms@sovtest.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311913 от 24.10.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.