

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Шаранское ЛПУ МГ КС-19 «Шаран»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Шаранское ЛПУ МГ КС-19 «Шаран» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

Измерительные каналы состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) - центр сбора и обработки информации ООО «Газпром энерго» (ЦСОИ), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения и работающего под управлением программного обеспечения (ПО) из состава ИВК «АльфаЦЕНТР», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – Рег. №) 44595-10. ЦСОИ включает в себя каналообразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АРМ АО «Газпром энергосбыт».

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. Измерительная информация на выходе счетчиков без учета коэффициентов трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

- средняя на интервале 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает в преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet, и далее через линию Ethernet сервер ООО «Газпром энерго», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

В случае сбоя работы основного канала связи сервер ООО «Газпром энерго» производит опрос счетчиков по резервным ТЧ и GSM каналам.

На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, её формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС», в АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется с сервера по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния 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, с возможностью использования электронно-цифровой подписи через автоматизированные рабочие места АО «Газпром энергосбыт» и ООО «Газпром энерго».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя часы ЦСОИ и счетчиков. ЦСОИ получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени типа ССВ-1Г. Синхронизация часов ЦСОИ с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов ЦСОИ осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов ЦСОИ ± 1 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦентр». 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 с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦентр»

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ		ТН		Счетчик	УССВ
1		2		3		4	5
1	ПС 35 кВ Дюрменево, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.5	A	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	A B C	НАМИТ-10 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
		C					
2	ПС 35 кВ Дюрменево, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.7	A	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	A B C	НАМИТ-10 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		C					
3	ПС 35 кВ Дюрменево, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.9	A	ТВЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	A B C	НАМИТ-10 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		C					
4	ПС 35 кВ Дюрменево, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.11	A	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	A B C	НАМИТ-10 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		C					
5	ПС 35 кВ Дюрменево, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.13	A	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	A B C	НАМИТ-10 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		C					
6	ПС 35 кВ Дюрменево, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.17	A	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	A B C	НАМИТ-10 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		C					
7	ПС 35 кВ Дюрменево, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.8	A	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	A	НОМ-10 ⁽²⁾ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		C		C			
8	ПС 35 кВ Дюрменево, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.10	A	ТВЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	A	НОМ-10 ⁽²⁾ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		C		C			
9	ПС 35 кВ Дюрменево, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.12	A	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	A	НОМ-10 ⁽²⁾ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		C		C			
10	ПС 35 кВ Дюрменево, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.16	A	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	A	НОМ-10 ⁽²⁾ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		C		C			

Продолжение таблицы 2

1		2		3		4		5	
11	ПС 35 кВ Дюрменево, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.18	A	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	A	НОМ-10 ⁽²⁾ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			ССВ-1Г Рег. № 58301-14
		C		C					
12	ПС 35 кВ Дюрменево, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.22	A	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	A	НОМ-10 ⁽²⁾ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			
		C		C					

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН, 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 3, метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 4 Допускается изменение наименования измерительных каналов без изменения объекта измерений. Изменение оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 5 ⁽¹⁾ – Указанные трансформаторы напряжения подключены к шести счетчикам измерительных каналов №№ 1-6.
- 6 ⁽²⁾ – Указанные трансформаторы напряжения подключены к шести счетчикам измерительных каналов №№ 7-12.

Таблица 3 — Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{\text{ИИС}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{\text{ИИС}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{ИИС}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{ИИС}} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-12 (ТТ 0,5, ТН 0,5 Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,9	-	2,5	1,5	1,2
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{\text{ИИС}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{\text{ИИС}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{ИИС}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{ИИС}} < I_{120\%}$
1-12 (ТТ 0,5, ТН 0,5 Счетчик 1,0)	0,9	-	5,6	3,1	2,4
	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,7	1,8	1,5

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{20\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-12 (ТТ 0,5, ТН 0,5 Счетчик 0,5S)	1,0	-	2,3	1,7	1,6
	0,9	-	2,9	2,0	1,8
	0,8	-	3,2	2,2	1,9
	0,5	-	5,7	3,4	2,7
Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{20\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{120\%}$
1-12 (ТТ 0,5, ТН 0,5 Счетчик 1,0)	0,9	-	6,5	4,5	4,1
	0,8	-	5,6	4,1	3,8
	0,5	-	4,1	3,5	3,4
	Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с				
Примечания:					
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)					
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	12
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения ИВК, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до +40 от +5 до +40 от +10 до +30

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01: среднее время наработки на отказ, ч, не менее 165000 среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 2</p> <p>для ССВ-1Г: среднее время наработки на отказ, ч, не менее 22000 среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 2</p> <p>для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее 50000 среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 1</p>	
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчики СЭТ-4ТМ.03М.01: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 113 при отключении питания, лет, не менее 10</p> <p>сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 3,5</p>	

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	20
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	4
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НОМ-10	2

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	12
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
ИВК	ЦСОИ ООО «Газпром энерго»	1
ПО	АльфаЦентр	1
Паспорт-формуляр	МРЕК.411711.118.ФО	1
Методика поверки	МП КЦСМ-187-2020	1

Поверка

осуществляется по документу МП КЦСМ-187-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Шаранское ЛПУ МГ КС-19 «Шаран». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 21.02.2020 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации» и/или по ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03М.01 – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- ССВ-1Г – по документу ЛЖАР.468150.004-01 МП «Инструкция. Серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», утвержденному первым заместителем генерального директора – заместителем по научной работе ФГУП «ВНИИФТРИ» в мае 2014 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Рег. № 27008-04).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Шаранское ЛПУ МГ КС-19 «Шаран», аттестованном ООО «Альфа-Энерго», аттестат аккредитации № RA.RU.311785 от 15.08.2016 г.

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

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

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: +7 (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

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.