

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Алмазное ЛПУ МГ ПС Романовка

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Алмазное ЛПУ МГ ПС Романовка (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени технологическими объектами ООО «Газпром трансгаз Чайковский», автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений. Количество измерительных каналов 11.

Измерительные каналы состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и многофункциональные счетчики активной и реактивной электроэнергии, 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-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ) на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени (УССВ) и технические средства приема-передачи данных.

3-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 из состава ИВК «АльфаЦЕНТР» (регистрационный № 44595-10 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений). 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 посредством через линию Ethernet в УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача полученных данных спутниковому каналу связи на сервер ООО «Газпром энерго», а также отображение информации на подключенных к УСПД автоматических рабочих местах.

В случае сбоя работы основного канала связи ЦСОИ производит опрос УСПД 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 УССВ на основе ГЛОНАСС/GPS-приемника точного времени, часы сервера БД, УСПД и счетчиков. Время сервера БД ИВК синхронизировано со временем приемника, сличение 1 раз в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов приемника и сервера БД на ± 1 с. Время УСПД синхронизировано со временем приемника, сличение 1 раз в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов приемника и УСПД на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов УСПД осуществляется во время сеанса связи, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов УСПД ± 1 с. При нарушении в приеме сигналов точного времени УСПД, коррекцию времени в ИВКЭ и (или) счетчиках может производить уровень ИВК (ЦСОИ).

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и 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 таблицах 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦентр»

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

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ		ТН		Счетчик	УСПД/УСС В/Сервер
1		2		3		4	5
1	ПС 110 кВ Романовка, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 7	A	ТОЛ-10УТ2 300/5 Кл.т 0,5 Рег. № 6009-77	A B C	НАМИ-10 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	RTU-325L Рег. № 37288-08 УССВ-16HVS ЦСОИ
		C					
2	ПС 110 кВ Романовка, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 19	A	ТОЛ-10УТ2 200/5 Кл.т 0,5 Рег. № 6009-77	A B C	НАМИ-10 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
		C					
3	ПС 110 кВ Романовка, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 29	A	ТОЛ-10УТ2 300/5 Кл.т 0,5 Рег. № 6009-77	A B C	НАМИ-10 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
		C					
4	ПС 110 кВ Романовка, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 31	A	ТОЛ-10УТ2 300/5 Кл.т 0,5 Рег. № 6009-77	A B C	НАМИ-10 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
		C					
5	ПС 110 кВ Романовка, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 33	A	ТОЛ-10УТ2 300/5 Кл.т 0,5 Рег. № 6009-77	A B C	НАМИ-10 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
		C					
6	ПС 110 кВ Романовка, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 4	A	ТОЛ-10УТ2 200/5 Кл.т 0,5 Рег. № 6009-77	A B C	НАМИ-10 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
		C					
7	ПС 110 кВ Романовка, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 18	A	ТОЛ-10УТ2 300/5 Кл.т 0,5 Рег. № 6009-77	A B C	НАМИ-10 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
		C					
8	ПС 110 кВ Романовка, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 20	A	ТОЛ-10УТ2 300/5 Кл.т 0,5 Рег. № 6009-77	A B C	НАМИ-10 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
		C					
9	ПС 110 кВ Романовка, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 24	A	ТОЛ-10УТ2 300/5 Кл.т 0,5 Рег. № 6009-77	A B C	НАМИ-10 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
		C					

Продолжение таблицы 2

1		2		3		4		5	
10	ПС 110 кВ Ро-мановка, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 26	А	ТОЛ-10УТ2 300/5 Кл.т 0,5 Рег. № 6009-77	А В С	НАМИ-10 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	RTU-325L Рег. № 37288-08		
		С							
11	ПС 110 кВ Ро-мановка, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 28	А	ТОЛ-10УТ2 300/5 Кл.т 0,5 Рег. № 6009-77	А В С	НАМИ-10 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УССВ- 16HVS	ЦСОИ	
		С							

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, 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, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.
- 4 ⁽¹⁾ – Указанный трансформатор напряжения подключен к пяти счетчикам измерительных каналов № 1-5.
- 5 ⁽²⁾ – Указанный трансформатор напряжения подключен к шести счетчикам измерительных каналов № 6-11.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm d$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm d$), %
1-11	Активная	1,0	3,7
	Реактивная	2,4	6,0

Примечания:

- 1 Характеристик 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	11
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения ИВКЭ, °С - температура окружающей среды в месте расположения ИВК, °С	от 90 до 110 от 1 (5) до 120 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до +40 от -10 до +40 от -1 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для RTU-325L: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: - 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	 50000 2 35000 24 35000 2 50000 1
Глубина хранения информации: счетчики СЭТ-4ТМ.03М: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД RTU-325L: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 5 45 3 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений обеспечивается:

- резервированием питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервированием 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.

- Журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
электросчетчика;
промежуточные клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД;
сервера БД.

- защита информации на программном уровне:
результатов измерений (при передаче, возможность использование цифровой подписи);

- установка пароля на счетчик;
установка пароля на УСПД;
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.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10УТ2	22
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	11
УСПД	RTU-325L	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-16HVS	1
ИВК	ЦСОИ ООО «Газпром энерго»	1
ПО	АльфаЦентр	1
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.124.ФО	1
Методика поверки	МП КЦСМ-167-2019	1

Поверка

осуществляется по документу МП КЦСМ-167-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Алмазное ЛПУ МГ ПС Романовка. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 16.05.2019 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Методика поверки», согласованному с руководителем ГЦСИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- УСПД RTU-325L – по документу: ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 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 ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Алмазное ЛПУ МГПС Романовка. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 13/RA.RU.312287/2019.

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

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

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.

« ____ » _____ 2019 г.