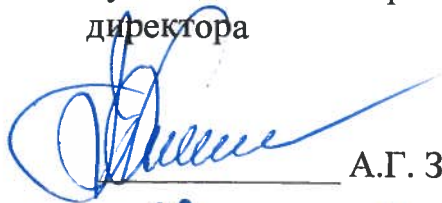



СОГЛАСОВАНО

Руководитель аппарата генерального
директора


_____ А.Г. Затонских
« 28 » _____ 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора
по реализации и транспортировке
газа ООО «Газпром межрегионгаз»



_____ Ю.В. Пахомовский
« 28 » _____ 2021 г.

**Комплекс технических средств системы телеметрии
для установки на узлах измерений расхода газа промышленных
потребителей**

**Функционально-технические требования
ООО «Газпром межрегионгаз»**

СОГЛАСОВАНО

Начальник Управления разработки
и сопровождения финансово-
экономических проектов


_____ К.А. Мойся
« 28 » _____ 2021 г.

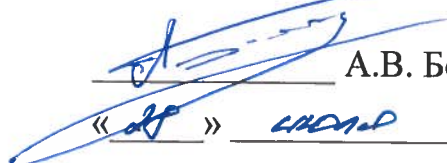
СОГЛАСОВАНО

Начальник Управления по
внедрению и эксплуатации АСКУГ
и метрологии


_____ П.В. Остроушко
« 28 » _____ 2021 г.

СОГЛАСОВАНО

Начальник Управления
корпоративной защиты


_____ А.В. Богомолов
« 28 » _____ 2021 г.

« 28 » _____ 2021 г.

Содержание

1. Термины и определения	4
2. Общие сведения	6
3. Функциональные требования	6
4. Требования к составу оборудования	7
5. Требования к режиму функционирования	8
6. Требования к информационному взаимодействию	8
7. Требования к ОРС UA серверу	9
8. Требования к диагностированию	9
9. Требования к защите от влияния внешних воздействий	9
10. Требования к электропитанию	9
11. Требования к надежности	10
12. Требования к безопасности	10
13. Требования к защите информации	11

1. Термины и определения

Таблица 1 – Термины и определения

№	Термин/сокращение	Определение
1.	Канал связи	Совокупность программно-аппаратных средств передачи и приема данных (каналообразующей аппаратуры), промежуточного оборудования линий связи и физической среды передачи данных
2.	Комплекс технических средств системы телеметрии (КТС СТМ)	Совокупность технических средств и программного обеспечения, входящего в их состав, обеспечивающих сбор, обработку, хранение и передачу информации с узлов измерений расхода газа, контрольно-измерительных приборов и автоматики, установленных у промышленных потребителей газа
3.	Контрольно-измерительные приборы и автоматика (КИПиА)	Средства измерений, датчики, сигнализаторы и т.п., предназначенные для получения информации о состоянии технологических процессов объекта газопотребления и не входящие в состав узла измерений расхода газа (датчики температуры рабочей зоны, датчики перепада давления на фильтре газа, газоанализаторы, сигнализаторы наличия напряжения, концевые выключатели и т.п.)
4.	Открытый протокол	Протокол передачи данных, для которого спецификация и организация передачи данных являются общедоступными для реализации
5.	Пульт управления	Программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий сбор и обработку информации с контролируемых пунктов системы телеметрии.
6.	Узел измерений расхода газа (УИРГ)	Совокупность средств измерений и измерительных трубопроводов, предназначенных для измерения, вычисления объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, контроля и регистрации его параметров
7.	ЕПУ СТМ	Единый пульт управления системами телеметрии ООО «Газпром межрегионгаз»

9.	КП СТМ	Контролируемый пункт системы телеметрии
11.	МРГ	ООО «Газпром межрегионгаз»
12.	ПО	Программное обеспечение
13.	ПУ СТМ	Пульт управления системой телеметрии, эксплуатируемый региональной компанией по реализации газа
14.	РГК	Региональная компания по реализации газа
15.	СТМ	Система телеметрии

2. Общие сведения

СТМ представляет собой распределенную двухуровневую систему, состоящую из нижнего уровня – КП СТМ, территориально распределенных в соответствии с расположением УИРГ промышленных потребителей и верхнего уровня – пульт управления СТМ (рис. 1).

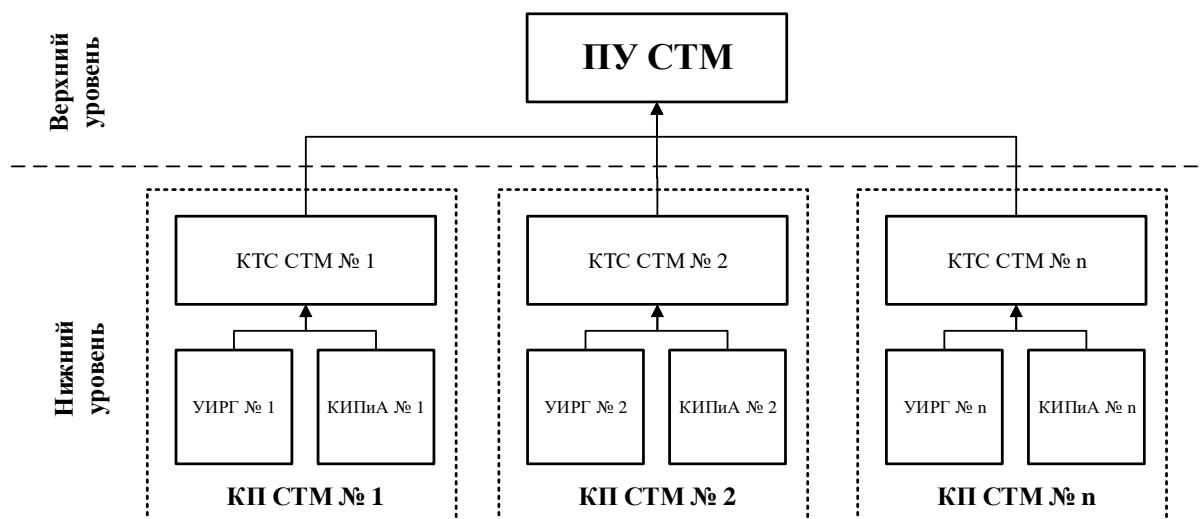


Рисунок 1 – Система телеметрии.

КП СТМ состоит из КТС СТМ устанавливаемого на УИРГ и КИПиА (при наличии) промышленных потребителей газа.

Настоящие функционально-технические требования определяют функциональные и технические требования к КТС СТМ, применяемому при строительстве, модернизации или ремонте КП СТМ, и могут использоваться РГК в качестве рекомендаций для потребителей газа, осуществляющих самостоятельную установку КТС СТМ на УИРГ.

3. Функциональные требования

3.1. КТС СТМ должен выполнять в автоматическом режиме сбор, обработку и передачу набора параметров газопотребления, архивов, журналов событий (информации об аварийных ситуациях, вмешательствах и т.п.) с корректоров (вычислителей) расхода газа УИРГ в соответствии с СТО Газпром 5.37 и технологических параметров КИПиА (при необходимости), установленных у промышленных потребителей, на уровень ПУ СТМ и/или ЕПУ СТМ.

В случае отсутствия технической возможности выполнения измерений (передачи) тех или иных параметров существующими устаревшими корректорами (вычислителями) расхода газа УИРГ, в проектных решениях предусмотреть возможность корректировки перечня передаваемых параметров.

Окончательный перечень параметров, передаваемых КТС СТМ на уровень ПУ СТМ и/или ЕПУ СТМ, должен определяться на этапе

проектирования в соответствии с техническими возможностями корректоров (вычислителей) расхода газа УИРГ и КИПиА, установленных у потребителей.

3.2. КТС СТМ должен обеспечивать сохранность информации при наступлении следующих событий:

- сбой (отключение) электропитания;
- включение резервного источника электропитания;
- отказ составных частей КТС СТМ;
- потеря связи с ПУ СТМ и/или ЕПУ СТМ.

3.3. В случае отсутствия связи с вышестоящим уровнем, отсутствия подтверждения доставки информации, потери пакетов и т.п. КТС СТМ должен обеспечивать в автоматическом режиме буферизацию данных. Глубина буферизации данных должна составлять не менее 72 ч (необходимость обеспечения буферизации данных на уровне КТС СТМ согласовывается индивидуально на этапе проектирования КТС СТМ).

После восстановления работоспособности отказавших компонентов (технических средств, каналов и/или линий связи), должно происходить автоматическое восстановление информационного обмена.

После восстановления связи должна осуществляться автоматическая передача на вышестоящий уровень буферизированных (отсутствующих) данных. Передача буферизированных (отсутствующих) данных не должна нарушать регламент передачи и/или приема текущих данных.

4. Требования к составу оборудования

4.1. КТС СТМ, предназначенный для получения информации с корректоров (вычислителей) расхода газа УИРГ и дополнительных КИПиА, не входящих в состав УИРГ, должен иметь открытую модульную архитектуру исполнения, позволяющую осуществлять модернизацию, замену отдельных блоков, модулей, а также расширение функциональных задач в процессе эксплуатации.

КТС СТМ должен иметь следующие модули:

- модуль центрального процессорного устройства;
- модули ввода/вывода аналоговых и дискретных сигналов для подключения дополнительных КИПиА.
- коммуникационные модули передачи данных;
- блок питания с аккумуляторной батареей;
- вторичные блоки питания (для питания полевых устройств при их наличии).

Окончательный состав модулей КТС СТМ должен определяться на этапе проектирования исходя из перечня оборудования УИРГ и КИПиА, установленного на объекте газопотребления.

4.2. При необходимости сбора, обработки и передачи технологических данных на уровень ПУ СТМ и/или ЕПУ СТМ исключительно с корректоров (вычислителей) расхода газа УИРГ (необходимость в подключении дополнительных КИПиА к КТС СТМ отсутствует), возможно применение

КТС СТМ с моноблочной архитектурой исполнения с возможностью модернизации коммуникационного модуля передачи данных.

4.3. Тип применяемого оборудования КТС СТМ для строительства, модернизации или ремонта КП СТМ необходимо определить на этапе проектирования для конкретных УИРГ промышленных потребителей.

4.4. При строительстве, модернизации или ремонте КП СТМ необходимо применять КТС СТМ российского производства.

5. Требования к режиму функционирования

5.1. КТС СТМ должен функционировать в круглосуточном непрерывном режиме в соответствии с технологическим процессом поставки газа, выполняя полный объем функций.

5.2. КТС СТМ должен обеспечивать следующие режимы сбора информации:

- опрос по расписанию;
- по запросу пользователя;
- спорадический опрос (по изменению информации);
- комбинацию вышеперечисленных режимов.

Режимы опроса и передачи информации на ПУ СТМ и/или ЕПУ СТМ с корректора (вычислителя) расхода газа УИРГ и КИПиА должны быть настраиваемыми в процессе эксплуатации КТС СТМ.

5.3. КТС СТМ должен обеспечивать:

- синхронизацию времени с ПУ СТМ и/или ЕПУ СТМ;
- защиту данных от несанкционированного доступа;
- протоколирование событий и нештатных ситуаций (регистрация отказов контроллера, перезагрузок, отключения, ошибок ПО, изменение настроек или конфигурационных файлов и т.п.).

– запись коммерческого часа и условно-постоянных величин в корректор (вычислитель) расхода газа УИРГ при наличии технической возможности в корректоре (вычислителе) по команде с ПУ СТМ и/или ЕПУ СТМ.

5.4. Обеспечение доступа к ПО КТС СТМ (в том числе удаленного доступа), должно осуществляться посредством механизма верификации (ввода пароля) на чтение и изменение параметров КТС СТМ.

5.5. Обновление ПО КТС СТМ, должно проходить в ручном и/или автоматическом режиме, в том числе удаленно с фиксацией времени выполнения процедур, выполняемых при обновлении.

В случае возникновения сбоев в процессе обновления ПО КТС СТМ должен происходить автоматический возврат к предыдущей работоспособной версии ПО.

6. Требования к информационному взаимодействию

6.1. КТС СТМ должен обеспечивать информационное взаимодействие с корректорами (вычислителями), используемыми на УИРГ промышленных

потребителей, по цифровым каналам передачи данных с использованием интерфейсов RS-232, RS-485 и других интерфейсов (при необходимости) с применением протоколов семейства Modbus и иных открытых протоколов.

6.2. КТС СТМ должен обеспечивать возможность подключения более одного корректора (вычислителя) расхода газа (при необходимости).

6.3. КТС СТМ должен иметь возможность подключения оборудования СТМ потребителя и работать в режиме разветвителя интерфейсных сигналов с УИРГ (при необходимости).

6.4. КТС СТМ должен обеспечивать информационное взаимодействие с существующими ПУ СТМ и/или ЕПУ СТМ с применением открытых методов (механизмов) и протоколов передачи данных: Modbus ASCII/RTU/TCP, МЭК 60870-5-101/104 или иных открытых протоколов, в том числе с применением OPC UA сервера.

6.5. В случае применения OPC UA сервера модель данных OPC UA сервера должна быть согласована с ООО «Газпром межрегионгаз».

7. Требования к OPC UA серверу

7.1. OPC UA сервер должен поставляться комплектно с КТС СТМ.

7.2. Настройка и управление КТС СТМ должна осуществляться через OPC UA сервер без установки специализированного ПО.

7.3. Добавление новых КТС СТМ в сервер OPC UA должно осуществляться автоматически, при первом выходе КТС СТМ на связь.

7.4. Допускается ручное добавление КТС СТМ в OPC UA сервер через настроенный файл json или xml установленного формата.

8. Требования к диагностированию

8.1. КТС СТМ должен иметь встроенные элементы самодиагностики, тестового контроля, обеспечивающие оперативное определение неисправностей вплоть до сменного модуля (блока), хранение информации о них.

8.2. КТС СТМ должен обеспечивать возможность локального и удаленного контроля работоспособности оборудования, входящего в КП СТМ, его конфигурирования.

9. Требования к защите от влияния внешних воздействий

9.1. Технические средства, используемые в КТС СТМ, по своему конструктивному, техническому и технологическому исполнению должны соответствовать рабочим условиям эксплуатации на объектах, современным требованиям эстетики и эргономики, а также требованиям безопасности.

9.2. Выбор исполнения конкретного КТС СТМ должен осуществляться исходя из условий его эксплуатации с учетом возможных экстремальных значений.

10. Требования к электропитанию

10.1. Система электроснабжения КТС СТМ должна преимущественно

быть обеспечена электроснабжением на постоянной основе (от источника электроснабжения 220 В).

10.2. КТС СТМ подключенный к централизованному электроснабжению должен иметь резервный источник электроснабжения (необходимость обеспечения КТС СТМ резервным источником питания согласовывается индивидуально на этапе проектирования КТС СТМ).

10.3. Время работы резервных источников электроснабжения КТС СТМ должно составлять не менее 72 часов (при условии передачи данных на ПУ СТМ и/или ЕПУ СТМ не менее 4 раз в сутки).

10.4. Переключение с основного на резервный источник электроснабжения должен выполняться автоматически.

10.5. При отсутствии технической возможности подключения КТС СТМ к централизованному электроснабжению, электроснабжение КТС СТМ должно обеспечиваться от системы автономного электроснабжения (согласовывается индивидуально на этапе проектирования КТС СТМ).

11. Требования к надежности

11.1 Основным требованием по надежности КТС СТМ является непрерывность сбора информации с УИРГ и КИПиА (при наличии) промышленных потребителей и ее обработка с целью предоставления необходимых данных на уровень ПУ СТМ и/или ЕПУ СТМ.

11.2 КТС СТМ должен быть пригоден для технического обслуживания и ремонта в процессе эксплуатации и рассчитан на работу в непрерывном режиме без постоянного присутствия эксплуатационного персонала, за исключением времени, необходимого на регламентное техническое обслуживание и ремонт.

11.3 Минимальный срок службы КТС СТМ – 10 лет. Среднее время восстановления работоспособности КТС СТМ – не более 1 часа без учета времени доставки ЗИП и обслуживающего персонала. Надежность функционирования СТМ в целом и ее частей должна соответствовать требованиям ГОСТ 26.205-88, характеризоваться показателями безотказности, ремонтпригодности и долговечности согласно ГОСТ 24.701-86.

12. Требования к безопасности

12.1 КТС СТМ должен соответствовать требованиям законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности и технического регулирования. Конструкция оборудования должна обеспечивать защиту обслуживающего персонала от поражений электрическим током.

12.2 Металлические части КП СТМ должны быть заземлены в соответствии с главой 1-7 «Правил устройства электроустановок».

12.3 При размещении на объектах во взрывоопасных зонах КТС СТМ должен иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с нормативно-правовыми актами Российской Федерации. Измерительные и сигнальные входы КТС СТМ для подключения оборудования, устанавливаемого во взрывоопасных зонах, должны иметь взрывозащищенное

исполнение с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь», если оборудование не имеет вид взрывозащиты типа «взрывонепроницаемая оболочка». Искробезопасная электрическая цепь «i» должна обеспечиваться применением искробезопасных барьеров и/или технических средств с соответствующим ей видом взрывозащиты (в соответствии с ГОСТ 31610.0-2014 и ГОСТ 31610.11-2014).

13. Требования к защите информации

13.1 Защита информации от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации и нормативными документами ПАО «Газпром» в рамках отдельных проектных решений на систему защиты СТМ.