

УДК 696.2:665.725

Т. В. Ефремова, И. А. Харин

Волгоградский государственный технический университет

АНАЛИЗ ВЫБОРА ВИДА СЖИЖЕННОГО ГАЗА ПРИ ГАЗОСНАБЖЕНИИ УДАЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Дан анализ применения двух видов сжиженного газа (сжиженный углеводородный газ и сжиженный природный газ), а также выполнен приблизительный экономический расчет для систем газоснабжения, базирующихся на каждом из видов топлива, на примере газификации здания социально-бытового назначения (санатория). Приведены факторы, влияющие на выбор автономной системы использования сжиженного газа вместо традиционного способа — трубопроводных сетей газоснабжения. Перечислены достоинства и недостатки такого выбора. Дана краткая характеристика видам газового топлива: сжиженному углеводородному и сжиженному природному газу. Рассматриваются аспекты, влияющие на выбор способа газоснабжения: условия транспортировки и хранения, затраты на них, способы регазификации. Обозначены перспективы газификации отдельных объектов системами газоснабжения на основе сжиженного углеводородного и сжиженного природного газа. Определен экономический эффект применения двух видов сжиженного газа в качестве источника энергии для конкретного здания. Приведены перспективы дальнейшего применения данных видов топлива.

К л ю ч е в ы е с л о в а: газификация, источник газоснабжения, магистральный газопровод, сжиженный углеводородный газ, сжиженный природный газ, станция регазификации, газораспределительная сеть, объект газоснабжения.

Введение

Серьезной альтернативой природному трубопроводному газу выступают сжиженные виды газового топлива: сжиженные углеводородные газы (СУГ) и сжиженный природный газ (СПГ) [1].

Россия занимает одно из ведущих мест по производству сжиженного газа (СГ), значительные объемы которого поступают с нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих заводов крупных компаний — «Газпрома», «Роснефти», «Лукойла» и др., как на внутренний, так и на внешний рынки.

За последнее время наблюдается устойчивая тенденция к росту доли СГ в энергетическом секторе в связи с увеличением потребления газа в коммунально-бытовой сфере и в качестве автомобильного топлива. Экономическая привлекательность газового топлива обусловлена более низкими ценами по сравнению с бензином и дизелем [2]. Согласно данным действующих документов государственного стратегического планирования в топливно-энергетическом комплексе (группа отраслей, деятельность которых связана с добычей, переработкой и доставкой топлива или электроэнергии до потребителя), производство СГ в России приблизительно должно выйти на значения 103...182 млрд м³ в год к 2035 г.

Оба вида газа (СУГ и СПГ) в процессе эксплуатации имеют два агрегатных состояния: жидкое при транспортировке и газообразное при использовании, что позволяет доставлять их различными видами транспорта на большие расстояния к удаленным объектам газоснабжения. Поэтому при возникновении вопроса газоснабжения объектов, находящихся на удалении от магистральных газопроводов, необходимо учитывать все аспекты применения того

или иного вида СГ. Учет всех особенностей состава, производства, транспортировки, использования и стоимости того или иного вида жидкого топлива, позволяет выбрать не только наиболее экономичную систему газоснабжения, но и бесперебойно обеспечивать потребителей газом.

Сравнение между собой двух видов СГ

Определение. Ключевые сходства и различия

СУГ [liquefied petroleum gas (LPG)] — углеводороды, находящиеся в газообразном состоянии при нормальных значениях температуры и давления, но легко переходящие в жидкое агрегатное состояние при нормальной температуре окружающего воздуха (не менее 0 °С) и небольшом избыточном давлении, на основе пропана и бутана¹;

СПГ [liquefied natural gas (LNG)] — криогенная жидкость, не имеет запаха и цвета, основообразующим компонентом которой является метан (CH₄), возможно содержание небольшого количества этана (C₂H₆), пропана (C₃H₈), бутана (C₄H₁₀), азота (N₂) и других компонентов, присутствующих в природном газе².

СУГ и СПГ схожи между собой и имеют ряд общих признаков:

- применяются в системах тепло- и газоснабжения, выступают в роли автомобильного топлива;
- транспортировка осуществляется в жидкой фазе;
- необходима регазификация перед применением;
- экологичны, исключены выбросы соединений серы и золы в атмосферу.

Оба вида СГ могут быть вполне взаимозаменяемыми, СУГ может являться как резервным видом топлива в системе газоснабжения, базирующейся на СПГ, так и основным [3].

Непосредственно главными отличиями СУГ и СПГ являются их состав, способы производства, хранения и доставки.

Химический состав. Основные характеристики

Основными компонентами СУГ являются C₃H₈ и C₄H₁₀, их содержание составляет не менее 95 %. Дополнительно в составе СУГ могут присутствовать: CH₄, этилен C₂H₄, C₂H₆, пентан C₅H₁₂, бутилен C₄H₈ [4].

СПГ состоит преимущественно только из CH₄, его содержание составляет 85...95 %, в состав так же могут входить: N₂, C₃H₈, C₄H₁₀, C₂H₆, меркаптановая сера и сероводород. Основные технические характеристики СУГ и СПГ представлены в табл. 1.

В дальнейшем для более точного анализа и сравнения двух видов систем газоснабжения (основывающихся на СУГ или СПГ) и выбора оптимального варианта на основе технико-экономических показателей, необходимо произвести расчет низшей теплоты сгорания [5]. Исходные характеристики природного газа выбранного месторождения представлены в табл. 2.

Низшая теплота сгорания сложного газа Q_n^p , МДж/м³, определяется по закону аддитивности:

¹ ГОСТ 34858—2022. Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия. М. : ФГБУ «Институт стандартизации», 2023. 23 с.

² ГОСТ Р 57431—2017. Газ природный сжиженный. Общие характеристики. М. : Стандартинформ, 2017. 12 с.

$$Q_n^p = \sum (Q_{ni}^p \cdot r_i), \quad (1)$$

где Q_n^p и r_i — соответственно низшая теплота сгорания, МДж/м³, и доля компонента газовой смеси.

$$Q_n^p = 35,76 \cdot 0,975 + 63,65 \cdot 0,011 + 91,14 \cdot 0,0004 + \\ + 118,53 \cdot 0,001 = 35,72 \text{ МДж/м}^3.$$

Т а б л и ц а 1

Технические характеристики СУГ и СПГ (среднестатистические)

Показатель	СПГ (LNG)	СУГ (LPG)
Молекулярная масса, кг/кмоль	16,070	51,110
Молекулярный объем, м ³ /кмоль	22,38	21,870
Плотность газовой фазы, кг/м ³ , при 0 °С	0,7168	2,344
Плотность жидкой фазы, кг/м ³ , при 0 °С	430...470	555
Температура кипения, при 101,3 кПа, °С	–161	–26,915
Низшая теплота сгорания, МДж/м ³	35,72	104,413
Теоретически необходимое количество воздуха для горения, м ³ /м ³	3,52	27,37
Критическая температура, °С	–82,5	115,91
Критическое давление, МПа	4,58	3,905
Температура воспламенения, °С	545...800	455...570

Т а б л и ц а 2

Состав природного газа

Компонент	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂ + ред.	CO ₂
Содержание, об. %	97,5	1,1	0,04	0,1	—	1,2	0,06
Теплота сгорания Q_n^p , МДж/м ³	35,76	63,65	91,14	118,53	146,18	—	—

Теплота сгорания газовых смесей, т. е. количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании газа при нормальных физических условиях, определяется в соответствии с правилом аддитивности по составу газа и теплоте сгорания компонента, кДж/м³:

$$Q_i^e = y_1 Q_1^r + y_2 Q_2^r + \dots + y_n Q_n^r, \quad (2)$$

где $y_1, y_2, \dots, y_n$ — массовые (объемные) доли компонентов, входящих в состав газа; $Q_1^r, Q_2^r, \dots, Q_n^r$ — соответствующие теплоты сгорания горючих компонентов, кДж/м³.

Низшая теплота сгорания смеси составляет:

$$Q_i^e = 0,51 \cdot 91138 + 0,49 \cdot 118230 = 104,413 \text{ МДж/м}^3.$$

Производство, транспортировка и хранение СУГ

На территории России производителями СУГ являются крупнейшие нефтяные компании. Первое место по производству СУГ с небольшим отрывом занимает ПАО «Сибур Холдинг» — свыше 30 % от всего объема, второе ме-

сто — «Газпром» (21 %), третье — «Лукойл» (8,4 %), замыкающие места у ПАО «НОВАТЭК» (7,5 %) и ПАО «Нижнекамскнефтехим» (7 %).

При добыче нефти и природного газа побочным продуктом переработки на нефтеперерабатывающих заводах выступают СУГ, т. е. объемы производства и цены на СУГ косвенно зависят от объемов добычи, переработки и цен на нефть [6].

СГ, подготовленный для транспортировки на нефтеперерабатывающих предприятиях, закачивают в цистерны и перевозят на газонаполнительные станции. Далее на станциях углеводородную смесь заполняют в специальные баллоны, в которых она транспортируется до потребителя. Транспорт может осуществляться следующими способами [7]:

- в вагонах-цистернах по железной дороге (рис. 1);
- в специальных автоцистернах автотранспортом;
- на баржах, контейнеровозах, судах-танкерах морским или речным транспортом (рис. 2);
- на авиатранспорте;
- по трубопроводам.



Рис. 1. Транспортировка СГ в вагонах-цистернах



Рис. 2. Транспортировка СГ на судах-танкерах

Хранение СУГ возможно в нескольких видах хранилищ:

- наземных и подземных вертикальных резервуарах или обвалованных цилиндрических горизонтальных резервуарах для СУГ;
- шаровых наземных резервуарах;
- изотермических наземных и подземных резервуарах.

Параметры для хранения СУГ:

температура хранения — от -50 до $+60$ °С;

рабочее давление до 1,6 МПа.

Условия для поддержания равновесия системы «жидкость — пар» необходимо создать при перемещении и хранении СУГ внутри цистерн, баллонов или резервуаров, чтобы удерживать агрегатное состояние транспортируемого газа, исключить конденсацию паров и испарение жидкости. Для этого условный резервуар заполняют на 85 %, создавая необходимую упругость насыщенных паров.

Перед использованием непосредственно в системе газоснабжения СУГ подлежит регазификации, т. е. процессу перехода из жидкого агрегатного состояния в газообразное. Конкретно для СУГ регазификация возможна двумя способами:

- естественная, за счет тепlopоступлений из окружающей среды (для подземных резервуаров используют тепло грунта, а для надземных — тепло окружающего воздуха);
- искусственная (с использованием холодильного агрегата).

Производство, транспортировка и хранение СПГ

Объемы производства и отгрузки СПГ из России показывают рост каждый год, в 2024 г. он составил 4 % по сравнению с 2023 г., обновив рекордный максимум — 33,6 млн т. По данным за последнее время, в стране функционируют три крупнотоннажных завода СПГ («Сахалин-2», «Ямал СПГ», «Арктик СПГ-2»), также запущены несколько среднетоннажных производств — «Криогаз-Высоцк», «Портовая СПГ». Общая производительная мощность оценивается в более чем 51 млрд м³, в 2024 г. она используется на 90%. Помимо них в России функционируют более 30 малотоннажных заводов СПГ, производительная мощность которых оценивается в 250 млн м³.

Производство СПГ финансово более затратный процесс нежели СУГ [8]. В отличие от СУГ, который является побочным продуктом производства на НПЗ, для СПГ необходимо наличие завода именно под сжижение газа. Сначала газовая смесь проходит подготовку, удаляются ненужные примеси: вода, гелий, азот и др. Далее из смеси извлекают тяжелые углеводороды. После газ подлежит охлаждению, происходит оно ступенчато. Газ, постепенно сжимаясь в 5...12 раз на каждом этапе, охлаждается и переходит на следующую ступень [9]. Изменение агрегатного состояния из газообразного в жидкое происходит после последней стадии сжатия.

В современной промышленности применяются следующие способы производства сжиженного природного газа [10]:

- рефрижераторный процесс в паре с дросселированием (обеспечивает охлаждение с резким расширением вещества);
- компримирование (конденсация под воздействием постоянного давления).

Транспортировка СПГ [11], объем которого в результате охлаждения уменьшается примерно в 600 раз, осуществляется на специально подготовленных танкерах-метановозах (см. рис. 2). Транспортировка СПГ также может осуществляться автотранспортом (автоцистерны и криогенные танки-контейнеры) и по железнодорожным путям в специальных криоцистернах.

Цепочка по передаче СПГ от производителя к потребителю представляет 4 последовательных этапа [12]:

- добыча, подготовка и транспортировка по трубопроводу к заводу по сжижению газа;
- обработка, удаление ненужных примесей, извлечение тяжелых углеводородов, сжижение, хранение и погрузка СПГ на специализированный транспорт на усмотрение заказчика/поставщика;
- транспортировка СПГ;
- разгрузка на приемном терминале, хранение, регазификация и поставка потребителям по газопроводам.

Хранение СПГ возможно только в изотермических резервуарах с полной герметизацией (криоцистерны) [13] (рис. 3), произведенных из материалов, стойких к температурам хранения продукта. Внутри емкости постоянно должна поддерживаться низкая температура около $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$.



Рис. 3. Криоцистерна для транспортировки СПГ

Системы автономной газификации

Для газификации дальних и труднодоступных населенных пунктов, районов, удаленных от магистральных или распределительных газопроводов, а также мест, где прокладывать магистральный газопровод дорого, нерентабельно или вовсе технически невозможно, для коммунально-бытовых и промышленных потребителей в областях, где ранее не было предусмотрено использование сетей газоснабжения используются автономные системы на основе СГ [14]. Так, в районах Восточной Сибири, Дальнего Востока и Крайнего Севера, используют автономные источники газоснабжения на основе СУГ. Также рассматривается вариант автономной газификации на основе СПГ. Например, система регазификации СПГ позволяет подавать его в

местную систему распределения природного газа конечным потребителям. Помимо перечисленного, СГ используют для создания топливного резерва у потребителя для покрытия нагрузок в пиковый период [15]. Достоинства и недостатки автономной газификации СГ приведены в табл. 3.

Т а б л и ц а 3

Достоинства и недостатки систем автономной газификации

Достоинства	Недостатки
Независимость от наличия сетей, возможность организовать подачу газа в населенных пунктах, расположенных вдали от магистрального газопровода; жилых домах, предприятиях, объектах социально культурного и бытового назначения, где по каким-то причинам невозможно подключиться к распределительному газопроводу [16]	При выборе СУГ установка газгольдера требует отведения участка большой площади, что не всегда доступно (при подключении такой системы в частном доме необходимо наличие места для установки резервуара — зачастую закапывают около дома на частной территории); для СПГ необходимо наличие поблизости установки регазификации для дальнейшей эксплуатации
Более низкая стоимость эксплуатации по сравнению с другими источниками энергии — электричеством, дизельным топливом	Дорогой монтаж системы
Экологичность системы (в отличие от жидкого топлива или угля)	Плотность почти в два раза выше, чем у воздуха, из-за чего при утечке СУГ скапливается в нижней части зданий — на первом этаже и в подвалах, возникает взрывоопасная ситуация [17]
Отсутствие перепадов давления в сети [18]	Особо строгие правила транспортировки и хранения СПГ при определенной минусовой температуре в специальных криостернах
Надежность в любое время года	Производство СУГ ограничено объемами переработки нефти и газа
Долговечность системы	Альтернативная газификация с использованием СПГ и СУГ значительно дороже сетевой
Безопасность при соблюдении правил эксплуатации	
Количество доставляемого товара (СУГ при транспортировке сжимается в 270 раз относительно газообразной среды, а СПГ — в 600) [19]	

Приближительный экономический расчет

Представляется целесообразным определить оптимальный вид СГ, учитывая сходства, различия, условия транспортировки, хранения, способы производства и некоторые особенности автономной газификации, на примере отдельного объекта. Объектом для примера выбрано здание санатория, максимальный расчетный расход газа для отопления и горячего водоснабжения составляет $299 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Для обеспечения стабильной работы санатория необходимо энергии:

$$299 \cdot 9,769 = 2920,93 \text{ кВт.}$$

Определяем, сколько энергии высвободится при сжигании 1 кг СГ каждого вида, кВт:

$$\text{при сжигании СУГ} — 104,413 : 3,6 = 29,0;$$

$$\text{при сжигании СПГ} — 35,72 : 3,6 = 9,92.$$

Необходимое количество получаемой энергии от сжигания газа, кВт (МДж):

$$\text{для системы СУГ} — 2920,93 : 29 = 100,72 (365,59);$$

$$\text{для системы СПГ} — 2920,93 : 9,92 = 294,45 (1060,02).$$

Требуемое количество газа, кг:

$$\text{СУГ} — 365,59 : 104,413 = 3,50;$$

$$\text{СПГ} — 1060,02 : 35,72 = 29,70 \text{ кг.}$$

В настоящее время цена 1 кг СУГ в среднем составляет 23 руб., 1 кг СПГ — 35 руб. На основе произведенных расчетов просчитаем стоимость эксплуатации каждой системы, расчеты сведем в таблицу 4.

Таблица 4

Стоимость расхода газа

Наименование газа	Стоим. часового расхода (руб.)	Стоим. суточного расхода (руб.)	Стоим. месячного расхода (руб.)
СУГ (LPG)	80,5	1932	59 892
СПГ (LNG)	1039,5	24 948	773 388

Выводы

Учитывая итоги за 2024 г., можно констатировать, что доля СУГ на мировом рынке, пересчитанная в массовых единицах, уступает СПГ. Показатели общемирового спроса примерно составляют:

на СУГ — 354 млн т;

СПГ — около 404 млн т.

По заверениям аналитиков, спрос на СУГ поднимется к 2030 г. не более чем на 10 % по сравнению с 2024 г. — до 386 млн т, это будет пиковое значение его реализации, а дальше будет происходить постепенное снижение спроса. Рынок же СПГ наоборот покажет рост к 2040 г. более чем на 50 % по сравнению с 2024 г. — до 624...686 млн т, укрепится и в дальнейшем сохранит тенденцию к росту, одним и возможно основным фактором роста станет политика Китая, направленная в долгосрочной перспективе (2060 г.) к углеродной нейтральности. Увеличение потребления газового топлива стоит ожидать также в других азиатских странах, помимо уже имеющих стран Европы, активно вводящих в эксплуатацию терминалы для приема СПГ, хоть и создающих санкционное давление, но все также активно закупающих российский газ (более 50 % всего экспортируемого газа) [20].

Для объектов газоснабжения на территории России при выборе видов СГ необходимо учитывать целый ряд аспектов: удаленность от завода-изготовителя; возможность поставки необходимого объема газа; наличие дорог для транспортировки; расход газа потребителями; климатические данные;

наличие площадки для установки резервуаров СУГ или станции регазификации; наличие обученного обслуживающего персонала; вид прокладки газопроводов до потребителя (надземный или подземный) и т. п. Учет всех аспектов, включая экономические, позволяет создать надежную систему газоснабжения потребителей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Власов А. Е., Кондауров П. П. Анализ возможных способов газификации малых населенных пунктов (на примере г. Уяр, Красноярский край) // Инновации и инвестиции. 2022. Вып. 2. С. 214—216.
2. Федорова Е. Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. М. : ИЦ РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011. 159 с.
3. Медведева О. Н., Перевалов С. Д. Определение основных термодинамических параметров природного газа в цикле производства СПГ // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Строительство и архитектура. 2023. Вып. 1(90). С. 163—174.
4. Zainal Bin Z., Azeman M., Hanapi M. Heat and mass transfer studies in liquefied petroleum gas storage operations // Universiti Teknologi Malaysia. 2006. 749 p.
5. Колибаба О. Б., Никушинов В. Ф., Ометова М. Ю. Основы проектирования и эксплуатации систем газораспределения и газопотребления. СПб. : Лань, 2017. 204 с.
6. Гуцин С. В., Кривоножкин А. В. Сжиженные углеводородные газы // Молодежь и научно-технический прогресс : IX междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. 2016. Т. 1. Губкин : «Ассистент плюс», 2016. С. 20—23.
7. Баранов А. Ю., Соколова Е. В. Хранение и транспортировка криогенных жидкостей. СПб. : ИТМО, 2017. 95 с.
8. Rigorous simulation, energy and environmental analysis of an actual baseload LNG supply chain / M. A. Katebah, M. M. Hussein, S. A. Rahman, Z. Bouabidi, E. I. Al-musleh // Computers & Chemical Engineering. 2020. Vol. 141. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2020.106993.
9. Mokhatab S., Mak J. Y., Valappil J. V., Wood D. A. Handbook of Liquefied Natural Gas. Oxford : Elsevier Inc., Gulf Professional Publishing, 2014. 624 p.
10. Thomas Y. Wu, Kenbar A. Investigation of measurement uncertainties in LNG density and energy for custody transfer // Measurement Science and Technology. 2021. Vol. 32. Iss. 4. DOI: 10.1088/1361-6501/abdcdf.
11. Саркисов С. В., Вакуненко В. А., Стукало С. А., Смелик А. А. Анализ существующих способов производства и транспортировки сжиженного природного газа // Актуальные проблемы военно-научных исследований. 2020. № 6(7). С. 192—196.
12. Bazyar A., Zarrinpoor N., Safavian A. Optimal design of a sustainable natural gas supply chain network under uncertainty // Chemical Engineering Research and Design. 2021. Vol. 176. Pp. 60—88. DOI: 10.1016/j.cherd.2021.09.006.
13. Yuguang Y., Changling L. Natural Gas Hydrates: Experimental Techniques and Their Applications. London : Springer Science & Business Media, 2013. 404 p.
14. Белоглазова Т. Н. Разработка схем газораспределительных сетей с учетом их стоимости // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Серия: Урбанистика. 2013. № 3(11). С. 172—177.
15. Медведева О. Н. Системы автономного газоснабжения. Саратов : IPR-Медиа, 2020. 296 с.
16. Курицын Б. Н., Осипова Н. Н., Иванова Е. В. Объективный выбор децентрализованного источника снабжения сжиженным газом // Строительный инжиниринг. 2006. № 9. С. 25—30.
17. Осипова Н. Н., Бычкова И. М. Повышение надежности автономных систем газоснабжения индивидуальных жилых зданий // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Строительство и архитектура. 2019. Вып. 2(75). С. 121—130.
18. Arkharov A. M., Semenov V. Y. Analysis of thermodynamic efficiency of small-scale natural gas liquefying plant operating on medium-pressure cycle // Chemical and Petroleum Engineering. 2016. Vol. 51. Iss. 9. Pp. 656—664. DOI: 10.1007/s10556-016-0102-z.

19. Ярыгин Ю. Н. Автономная газификация: научное и проектное обеспечение // Газ России. 2010. № 3. С. 17—19.

20. Merkulov V. I., Skripnuk D. F., Kulik S. V. Analysis of world LNG production capacity // IOP Conf. Ser. : Earth Environ. Sci. 2020. Vol. 539. DOI: 10.1088/1755-1315/539/1/012057.

© Ефремова Т. В., Харин И. А., 2025

Поступила в редакцию
16.04.2025

Ссылка для цитирования:

Ефремова Т. В., Харин И. А. Анализ выбора вида сжиженного газа при газоснабжении удаленных объектов // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Строительство и архитектура. 2025. Вып. 2(99). С. 103—112. DOI: 10.35211/18154360_2025_2_103.

Об авторах:

Ефремова Татьяна Васильевна — канд. тех. наук, доц., доц. каф. энергоснабжения, теплотехники, теплогазоснабжения и вентиляции, Волгоградский государственный технический университет (ВолгГТУ). Российская Федерация, 400074, г. Волгоград, ул. Академическая, 1; mama_t63@mail.ru

Харин Илья Андреевич — магистрант, Волгоградский государственный технический университет (ВолгГТУ). Российская Федерация, 400074, г. Волгоград, ул. Академическая, 1; ilya-khn@mail.ru

Tatyana V. Efremova, Ilya A. Kharin

Volgograd State Technical University

ANALYSIS OF THE CHOICE OF THE TYPE OF LIQUEFIED GAS IN THE GAS SUPPLY OF REMOTE FACILITIES

An analysis of the use of two types of liquefied gas (liquefied petroleum gas and liquefied natural gas) is given, as well as an approximate economic calculation for gas supply systems based on each type of fuel, using the example of gasification of a residential building (sanatorium). The factors influencing the choice of an autonomous system for using liquefied gas instead of the traditional method of pipeline gas supply networks are given. The advantages and disadvantages of this choice are listed. A brief description of the types of gas fuels is given: liquefied petroleum gas and liquefied natural gas. The aspects influencing the choice of the gas supply method are considered: transportation and storage conditions, their costs, and methods of regasification. The prospects of gasification of individual facilities by gas supply systems based on liquefied petroleum gas and liquefied natural gas are outlined. The economic effect of using two types of liquefied gas as an energy source has been determined.

Key words: gasification, gas supply source, main gas pipeline, liquefied petroleum gas, liquefied natural gas, regasification station, gas distribution network, gas supply facility.

For citation:

Efremova T. V., Kharin I. A. [Analysis of the choice of the type of liquefied gas in the gas supply of remote facilities]. *Vestnik Volgogradskogo gosudarstvennogo arhitekturno-stroitel'nogo universiteta. Seriya: Stroitel'stvo i arhitektura* [Bulletin of Volgograd State University of Architecture and Civil Engineering. Series: Civil Engineering and Architecture], 2025, iss. 2, pp. 103—112. DOI: 10.35211/18154360_2025_2_103.

About authors:

Tatyana V. Efremova — Candidate of Engineering Sciences, Docent, Volgograd State Technical University (VSTU). 1, Akademicheskaya st., Volgograd, 400074, Russian Federation; mama_t63@mail.ru

Ilya A. Kharin — Master's Degree student, Volgograd State Technical University, (VSTU). 1, Akademicheskaya st., Volgograd, 400074, Russian Federation; ilya-khn@mail.ru