

Энергосбережение и энергоэффективность

УДК 621.311

© В. К. Аверьянов, д-р техн. наук, профессор,
чл.-кор. РААСН

© А. Н. Блинов, канд. техн. наук, ст. научн. сотрудник

© И. В. Тверской, канд. физ.-мат. наук

(АО «Газпром промгаз», Москва, Россия)

E-mail: AVK2271216@yandex.ru, anblinov@mail.ru,

I.tverskoy@mail.ru

DOI 10.23968/1999-5571-2022-19-4-115-124

© V. K. Averyanov, Dr. Sci. Tech., Professor, Correspondent
Member of RAACS

© A. N. Blinov, PhD in Sci. Tech., senior research worker

© I. V. Tverskoy, PhD in Sci. Phys.-Math.

(Gazprom Promgaz JSC, Moscow, Russia)

E-mail: AVK2271216@yandex.ru, anblinov@mail.ru,

I.tverskoy@mail.ru

ПУТИ УЛУЧШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ МЕГАПОЛИСОВ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПГ В КАЧЕСТВЕ РЕЗЕРВНОГО ТОПЛИВА

WAYS OF IMPROVING THE ENVIRONMENTAL PERFORMANCE OF MEGALOPOLISES BY USING LNG AS A RESERVE FUEL

Крупные ТЭС, расположенные внутри городских территорий, имеют в качестве резервного топлива (РТ) дизельное топливо или мазут, в отдельных случаях уголь, что оказывает негативное влияние на экологию города. В соответствии с этим новый порядок создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива¹ предусматривает как вариант использование сжиженного природного газа (СПГ) в качестве резервного и аварийного запасов топлива. Замена РТ на природный газ позволит в определенной мере снизить нагрузку на окружающую среду и сократит территории, занятые под хозяйства резервного топлива (РТХ). Так как строительство и содержание РТХ на котельных и ТЭЦ требуют значительных капитальных вложений и эксплуатационных затрат, переход на СПГ, имеющий свою специфику, требует дополнительного анализа, приведенного в настоящей статье, в которой оцениваются требования к объемам СПГ, местам производства, хранения и доставки СПГ на ТЭС. Оценены потенциальные плюсы от перехода РТ на СПГ и сформулированы задачи, требующие дальнейших исследований.

Ключевые слова: резервное топливо, хозяйство резервного топлива, сжиженный природный газ, газораспределительная станция, газопроводы.

Large thermal power plants (TPP) located within the boundaries of urban areas usually use diesel or black oil as a reserve fuel (RF). In some cases, coal is also used. That has a negative impact on the natural environment of the city. In accordance with this, the new procedure for the creation and use of fuel reserves by thermal power plants provides as an option the use of liquefied natural gas (LNG) as a reserve and emergency fuel. Replacing RF (reserve fuel) with natural gas will, to some extent, reduce the load on the environment and reduce the area occupied by reserve fuel facilities (RFF). Since the construction and maintenance of RFFs at boiler plants and thermal power plants (TPP) requires significant capital investments and operating costs, the transition to LNG, which has its own specifics, requires additional analysis, given in this article, which evaluates the requirements for LNG volumes, places of production, storage and delivery of LNG to the TPP. The potential benefits of RF's transition to LNG have been assessed and challenges requiring further research have been formulated.

Keywords: reserve fuel, reserve fuel facility, liquefied natural gas, gas distribution station, gas pipelines.

Введение

В настоящее время в РФ мегаполисы на 90–95 % обеспечиваются трубопроводным природным газом. Вместе с тем, в соответствии с правилами поставки природного газа и другими норматив-

ными документами^{1,2}, ТЭЦ и котельные должны быть обеспечены альтернативным резервным топливом (РТ) в необходимых объемах на случай ограничения в поставках трубопроводного

¹ Порядок создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный период. Утв. Приказом Минэнерго России от 27.11.2020 № 1062.

² Постановление Правительства РФ от 5 февраля 1998 года № 162 «Об утверждении Правил поставки газа в Российской Федерации» (с изменениями на 23 июля 2015 года).

природного газа или в периоды их полного прекращения.

В качестве РТ чаще всего используется мазут или дизельное топливо (ДТ). Допускается и используется при технической возможности трубопроводный газ от другого независимого источника. Особенности хозяйств резервного топлива (РТХ) и перехода на сжиженный природный газ (СПГ) рассмотрены в работах [1–5]. Ниже, на основании ранее выполненных работ и новых данных, системно рассмотрены особенности перехода на резервное топливо в виде СПГ.

Капитальные вложения в РТХ составляют 8–10 % от всех капитальных затрат строительства энергоисточника, РТХ занимают значительную территорию и требуют больших эксплуатационных затрат. По экспертным оценкам, годовые удельные затраты мазутного РТХ ТЭС составляют порядка 120 тыс. руб. на МВт установленной мощности ТЭС. Текущие затраты на разогрев мазута составляют до 12–20 % от общей выработанной тепловой энергии. Затраты на закупку ДТ в необходимых объемах для РТХ газотурбинных ТЭС с учетом ежегодного обновления являются также достаточно обременительными. Так, для ПГУ-ТЭС удельные годовые затраты на закупку ДТ составляют 1,4 млн руб. на МВт установленной мощности [1]. Дополнительными затратами, связанными с использованием на газовых ТЭС в качестве резервного топлива мазута или ДТ, является необходимость дооснащения ГТУ двухтопливными газовыми горелками. Кроме того, эффективность работы и ресурс основного оборудования ТЭС в двухтопливном режиме ниже, а выбросы в окружающую среду и связанные с этим затраты выше.

Изложенные доводы явились основой для проведения исследований и предпроектных проработок по вариантам обеспечения энергоисточников, использующих в качестве основного топлива природный газ (ПГ), резервным топливом в виде СПГ.

Методы исследования. В статье выполнен анализ требований к обеспечению РТ источников энергии и потенциальных возможностей выработки на газораспределительной станции (ГРС) СПГ.

Результаты исследований. Развитие технологий ожижения и использования СПГ на ав-

тотранспорте, в энергетике и в народном хозяйстве, возрастающие требования по улучшению экологических показателей в городах, тенденции к декарбонизации, новые условия формируют положительные предпосылки к переходу на СПГ в РТХ. В настоящее время в России уже построен и строится ряд крупных и малотоннажных заводов по производству СПГ [1, 7–10]. В ближайшие годы резко возрастет число малотоннажных заводов по производству СПГ, которые могут стать основой для создания РТХ, прежде всего для крупных потребителей природного газа, например ТЭС.

В настоящее время разработаны технологии и установки сжижения/регазификации природного газа с соответствующими резервуарами для хранения СПГ [1–9].

Показатели работы малотоннажных производств в России по состоянию на 2021 год³ приведены в табл. 1.

Анализ наиболее перспективной технологии малотоннажного производства СПГ, выполненный в [2], показывает, что «преимущество, при технической возможности наличия достаточного перепада давления, следует отдать технологии сжижения природного газа на ГРС, основу которой составляет использование перепада давлений между магистральным и распределительным трубопроводом (термодинамические циклы с внутренним охлаждением газа). При применении этой технологии снижаются дополнительные затраты энергии на сжижение газа, и себестоимость СПГ определяется, в первую очередь, стоимостью технологического оборудования».

Таким образом, совмещение функций ГРС и установки сжижения газа снижает стоимость получаемого в этом случае СПГ по сравнению с его отдельным производством. Кроме того, для более эффективного процесса сжижения ПГ при попутной выработке электроэнергии на собственные нужды с помощью турбодетандера на ГРС дополнительно вырабатывается [8] холод.

Поскольку система газоснабжения потребителей мегаполиса состоит из ряда ГРС, снижающих давление магистрального природного газа до давлений порядка 1,2–1,1 МПа с последующим снижением давления на газораспределительных

³ URL: <https://agaz.org>, «Справочные материалы: карта российской СПГ-отрасли 2021».

Таблица 1

Карта российской СПГ отрасли. Малотоннажные действующие заводы

Регион	Цикл ожижения	Установленная мощность, тыс. т/год	Оператор	Дата начала производства	Рынок сбыта
Петергоф	Дроссельный	8,1	ООО «Газпром ГМТ»	1997	Автономная газификация социальных объектов Ленинградской обл.
Первоуральск	Дроссельный	5,6	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	2001	Автономная газификация
Кингисепп	Дроссельный	7	АО «Криогаз»	2008	Автономная газификация
Екатеринбург	Дроссельный	21	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	2011	ГМТ, автономная газификация, экспорт в Казахстан
Калининград	Дроссельный	21	ООО «Газпром ГМТ»	2013	Экспорт в Европу
Канюсята	Азотный	12,6	ООО «Газпром СПГ технологии»	2014	ГМТ, автономная газификация
Невьянск	Дроссельный	2	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	2014	Резервное производство СПГ (в консервации)
Псков	Дроссельный	21	АО «Криогаз»	2016	Бункеровка паромов на Балтике
Республика Саха (Якутия)	Дроссельный	6,4	ООО «СПГ»	2016	Железнодорожные станции, экспорт в Монголию
Новокузнецк	MRC	12,5	ООО «Сибирь-Энерго»	2017	ГМТ, карьерная техника, экспорт в Монголию
Москва	Дроссельный	4,8	ООО «Газпром ГМТ»	2019	ГМТ
Калининград	Азотный	50	АО «Криогаз»	2019	Экспорт в Европу
Сахалин, Южно-Сахалинск	Дроссельный	12,75	ООО ПСК «Сахалин»	2020	ГМТ, котельные
Республика Саха (Якутия)	Дроссельный	8	ООО «СПГ»	2020	Железнодорожные станции, экспорт в Монголию
Челябинская обл.	Детандерный	40	ООО «Новотэк — Челябинск»	2020	ГМТ
Итого		232,25			

пунктах до 0,015–0,3 МПа, то, на наш взгляд, возможно строительство малотоннажных установок по сжижению природного газа (УСПГ) на ГРС, прежде всего поставляющих природный газ на ТЭС. При этом вероятность наличия рядом с ГРС свободных территорий для размещения производственных объектов и хранилища СПГ более высокая, чем у ТЭЦ. Естественно, что данный вопрос при выборе вариантов размещения РТХ на СПГ всегда требует предварительных исследований с учетом конкретных местных условий. Расположение ГРС вне городской черты позволяет обеспечить необходимую безопас-

ность эксплуатации УСПГ, хранения СПГ в криогенных резервуарах, а также регазификаторов, оборудования отгрузки СПГ и т. д.

При создании на ГРС резервуаров хранения СПГ в объемах, обеспечивающих РТ энергистичности в зоне действия данной ГРС, возможно отказаться от строительства собственных РТХ в полном объеме, организовав (в случае аварии на объектах поставки газа на ГРС) доставку РТ газопроводами или автотранспортом. Объемы хранения СПГ на ГРС обосновываются с учетом потребности в газе ТЭЦ на весь период ликвидации расчетной аварийной ситуации.

СПГ, как правило, хранится в специальных резервуарах двух типов: криогенных и изотермических. В изотермических резервуарах хранение СПГ происходит при температуре, обеспечивающей избыточное давление насыщенных паров, близкое к атмосферному давлению ($P_{изб} = 4,9-6,8$ кПа). Ряд российских заводов освоил производство систем хранения СПГ с изотермическими резервуарами, например, ПАО «Криогенмаш» выпускает такие системы хранения объемом от 10 до 1400 м³.

С учетом ранее выполненных исследований [1, 2] ООО «Криогенные газовые технологии» в 2016 г. для проектируемой ПГУ-ТЭЦ электрической мощностью 168 МВт в г. Всеволожске выполнен проект УСПГ этой станции. Основные результаты проекта представлены в табл. 2 [1]. Принципиальная блок-схема системы газоснабжения ПГУ-ТЭЦ с УСПГ показана на рис. 1. Производительность запроектированной УСПГ составляет 3,0 т/ч СПГ (4,3 тыс. м³/ч = 103 тыс. м³/сут).

Принципиальная схема размещения УСПГ на площадке ПГУ-ТЭЦ представлена на рис. 2.

Суммарные капитальные затраты и стоимость основного оборудования УСПГ представлены в табл. 2.

Выполненные расчеты по строительству УСПГ на ПГУ-ТЭЦ в г. Всеволожске показали эффективность работы ТЭЦ за счет компенсации пиковых суточных нагрузок, возможности обеспечения запасов РТГ и реализации избыточных объемов СПГ сторонним организациям [1]. Во Всеволожске и Ленинградской области существует много котельных, удаленных от действующей системы газоснабжения и работающих на угле, мазуте или ДТ. Администрацией Ленинградской области планируется их перевод на СПГ. В соответствии с этим можно достичь более равномерной полной загрузки УСПГ.

Расчеты показали, что при практически одинаковых капитальных затратах вариантов РТХ с использованием мазута, дизельного топлива и СПГ, вариант с СПГ обеспечивает более низкие эксплуатационные затраты и меньшие годовые приведенные затраты. Однако при принятии решения о строительстве УСПГ для других ТЭС или глубокой модернизации РТХ существующих ТЭС, прежде всего на мазуте, оценивать возможность использования СПГ необходимо с учетом конкретных местных условий.

Аналогичные подходы по использованию СПГ в виде резервного топлива рассматриваются

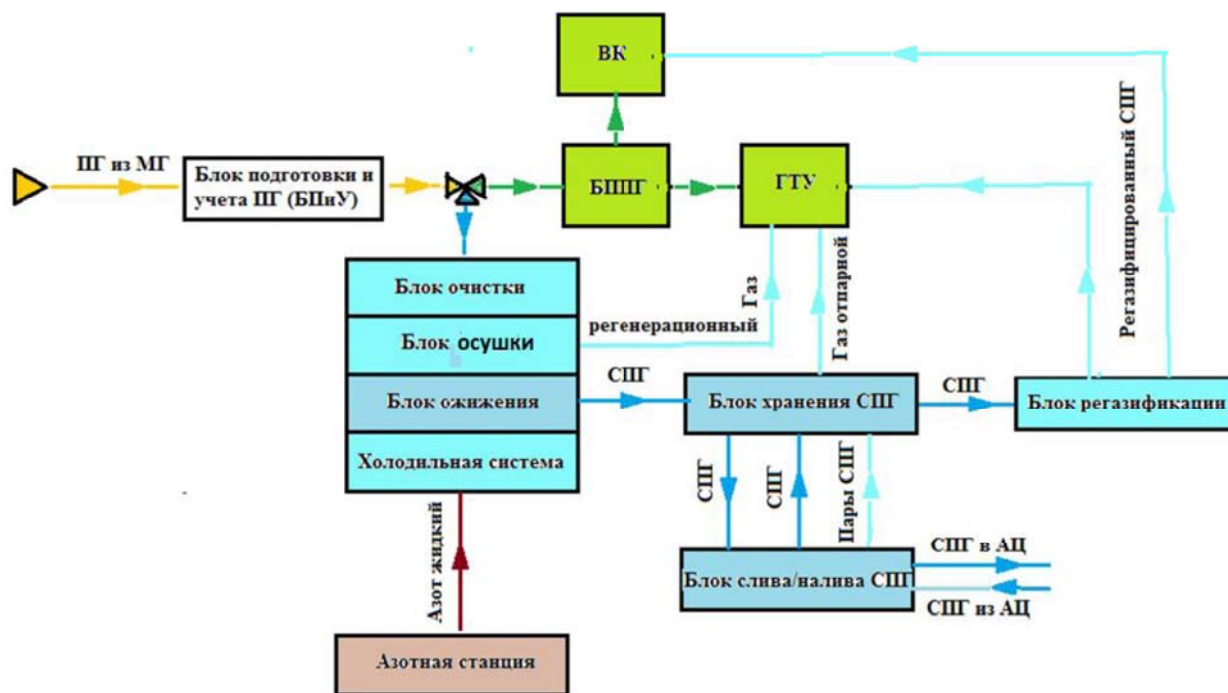


Рис. 1. Принципиальная блок-схема системы газоснабжения

Таблица 2
Суммарные капитальные затраты УСПГ

№ п/п	Статьи затрат	Сумма, млн руб., в ценах 2016 г.
1	Основное технологическое оборудование	1198,231
1.1	Блок подготовки и учета природного газа	51,920
1.2	Блок осушки природного газа, блок очистки природного газа, блок ожижения, холодильная станция	424,800
1.3	Блок хранения СПГ	568,290
1.4	Блок регазификации СПГ	93,456
1.5	Блок слива/налива СПГ	23,069
1.6	Азотная станция	28,696
1.7	Факельная установка	8,000
2	Проектно-изыскательные работы	70,000
3	Строительно-монтажные работы	529,956
4	Непредвиденные	17,982
	Итого с НДС	1816,169
	Итого без НДС	1539,127

рядом компаний для ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» [4, 5].

Рассмотрим возможность обеспечения необходимым резервным топливом в виде СПГ котельных и ТЭЦ Санкт-Петербурга. Газотранспортная система Санкт-Петербург (ГТС СПб) получает природный газ по магистральным газопроводам Серпухов — Ленинград, Белоусово — Ленинград, Грязовец — Выборг⁴ и состоит из 16 ГРС, снабжающих по газопроводам высокого давления газораспределительные пункты.

Проектная производительность и ожидающийся максимальный часовой расход природного газа существующих, реконструируемых и планируемых к строительству ГРС по данным «Отраслевой схемы газоснабжения Санкт-Петербурга на период до 2025 года с учетом перспективы до 2050 года» представлены в табл. 3.

Природный газ является основным видом топлива для энергетики Санкт-Петербурга, его

⁴ Отраслевая схема газоснабжения Санкт-Петербурга на период до 2025 года с учетом перспективы до 2050 года // 30.01.2018. № 19.

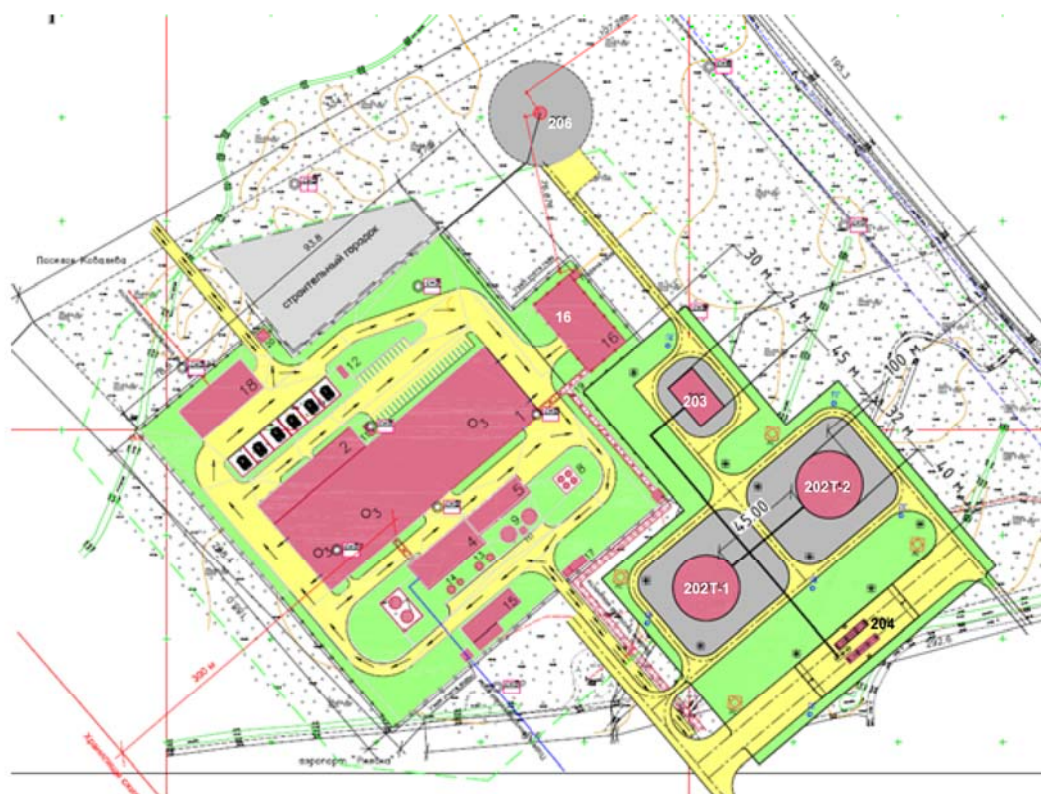


Рис. 2. Принципиальная схема размещения УСПГ на площадке ПГУ-ТЭЦ: 16 — ГРС с установкой сжижения ПГ; 202Т-1 и 202Т-2 — изотермические резервуары для хранения СПГ; 203 — блок регазификации СПГ; 204 — блок слива и налива СПГ; 206 — факельная установка

объем в топливном балансе Санкт-Петербурга составляет 99 %. Потребление природного газа по Санкт-Петербургу в 2021 году составило 12,766 млрд м³ (в том числе на нужды электроэнергетики — 7,73 млрд м³). Прогноз потребления природного газа в Санкт-Петербурге в соответствии с утвержденной региональной программой «Газификация жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Санкт-Петербурга на 2021–2025 годы» представлен в табл. 4.

На ТЭЦ и котельных Санкт-Петербурга преимущественно в качестве РТ используется мазут (85 %), дизельное топливо (14 %) и уголь (1 %).

Суммарный объем общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) на ТЭЦ и котельных Санкт-Петербурга в настоящее время составляет 253,33 тыс. т у. т. (табл. 5)⁵.

⁵ Обосновывающие материалы. Схема теплоснабжения Санкт-Петербурга на период до 2033 года (актуализация на 2021 г.). https://www.gov.spb.ru/static/writable/ckeditor/uploads/2021/07/19/33/Том_5.pdf.

Принимая во внимание, что теплотворная способность СПГ составляет 11 500 ккал/кг, а удельный вес при атмосферном давлении — 422 кг/м³, нетрудно определить, что для компенсации всего ОНЗТ котельных и ТЭЦ Санкт-Петербурга необходимо обеспечить запас СПГ в 154,3 тыс. т, или 365,61 тыс. м³. ОНЗТ в виде СПГ. Вместе с тем объекты для производства СПГ следует выбирать с учетом производительности (рис. 3) и имеющихся резервов площадей на ГРС.

УСПГ могут быть созданы на каждой ГРС или на специально выделенных ГРС с большими объемами сетевого газа. В первом случае мощность конкретной установки УСПГ и регазификаторов должна определяться объемом ОНЗТ подключенных к ней потребителей газа и допустимым временем наработки СПГ на этой установке. Во втором случае УСПГ должны обеспечивать не только своих потребителей в размере РТ на СПГ, но и отгрузку СПГ на ГРС, не имеющие устано-

Таблица 3

Проектная производительность ГРС Санкт-Петербурга

№ п/п	Наименование ГРС	Проектная производительность, тыс. м ³ /ч	Расчетное давление газа на выходе, МПа (абсолютное)	Расчетный расход газа на перспективный срок, тыс. м ³ /ч
1	«Восточная»	650	1,1	621
2	«Северная»	520	1,1	433,5
3	«Конная Лахта»	800	1,1	784
4	«Северо-Западная ТЭЦ»	914	2,8 и 0,6	144
5	«Ново-Северная»	275	1,1	149,5
6	«Осиновая Роща»	16	0,6	7
7	«Зеленогорск»	89	0,6	42
8	«Шоссейная-2»	682	1,1	554,5
9	«Федоровское»	100 (в том числе г. Коммунар)	1,1	176,5
10	«Ломоносов»	44,5	1,1	265
		15,5		
11	«ЛГУ»	30		
		80		
12	«Сестрорецк»	20 (57 после реконструкции)	11	55
13	«Санкт-Петербург»	1860	11	1350
14	«Колпино-2»	50 (с перспективой расширения до 150)	11	128,5
15	«Лаголово»	100 (для потребителей Санкт-Петербурга)	11	290,5
		156 (для нужд ТЭЦ)	11	133
16	«Восточная-2»	268	11	211,5
Итого				5345,6

Таблица 4

Прогноз объема годового потребления природного газа на территории Санкт-Петербурга по основным группам потребителей

№ п/п	Наименование группы потребителей	Объем потребления природного газа по годам, млн м ³			
		2022	2023	2024	2025
1	Организации системы электро- и теплоснабжения	10 397	10 486	10 722	10 901
2	Организации промышленности и сферы услуг	1450	1472	1478	1482
3	Население	631	639	640	642
4	Прочие потребители	60	62	63	65
5	ИТОГО	12 538	12 659	12 903	13 090

вок УСПГ, но имеющие необходимый парк баков хранения и регазификации СПГ и не имеющие резервирующих газопроводов между этими ГРС.

Выбор оптимальной схемы строительства и размещения УСПГ на ГРС для обеспечения РТ потребителей газа мегаполиса требует проведения специального технико-экономического обоснования. Кроме того, объекты для производства СПГ следует выбирать с учетом производительности и имеющихся резервов на ГРС, например для Санкт-Петербурга это ГРС «Санкт-Петербург», «Шоссейная-2», «Северо-Западная ТЭЦ» и «Ново-Северная». Для других, более нагруженных ГРС требуется проведение дополнительного анализа конкретных режимов газопотребления энергоисточников и УСПГ.

В качестве примера приведем показатели установок УСПГ на четырех ГРС Санкт-Петербурга, имеющих резерв производительности для варианта наработки ими в течение года необходимого запаса СПГ, м³/ч: «Северо-Западная ТЭЦ» — 3; «Ново-Северная» — 3,1; «Шоссейная-2» — 11,6; «Санкт-Петербург» — 28,3.

Построенные на ГРС Санкт-Петербурга УСПГ в течение года способны накопить расчетные объемы СПГ в зоне действия, обеспечить

тем самым газовые ТЭС необходимым объемом РТ. При этом следует оценить потребность в инвестициях на строительство УСПГ, включая объекты хранения СПГ, а также расчетную стоимость СПГ для каждой ГРС. В дальнейшем избытки СПГ могут быть использованы для замены топлива на близко расположенных угольных, мазутных и дизельных котельных области, а также для транспорта.

Обсуждение. Анализируя варианты размещения РТХ с СПГ, можно сделать следующие выводы:

- если РТХ с СПГ планируется разместить на ТЭЦ, то такая система сможет обеспечить поставки газа с учетом имеющихся запасов РТ при аварийных ситуациях на магистральных газопроводах, газопроводах-отводах, ГРС, распределительном газопроводе на ТЭЦ. При ТЭО создания РТХ с СПГ на ТЭЦ необходимо проведение анализа графиков газопотребления ТЭЦ с определением допустимых характеристик и территориальных возможностей размещения УСПГ на ТЭЦ;

- если РТХ с СПГ размещена у ГРС, то такая система может обеспечить поставки газа с учетом имеющихся запасов РТ при аварийных ситуациях на МГ, газопровод-отводах, ГРС. При ТЭО создания РТХ с СПГ на ГРС необходимо проведение анализа графиков газопотребления потребителей ГРС с определением допустимых характеристик и территориальных возможностей размещения УСПГ на ГРС;

- авария на распределительном газопроводе к ТЭЦ более критична, и требуется дополнительное решение по повышению надежности снабжения газом ТЭЦ от ГРС. Поэтому поставка

Таблица 5

Суммарный объем ОНЗТ на ТЭЦ и котельных Санкт-Петербурга

№	Тип резервного топлива	Тыс. т	Тыс. т у. т.
1	Мазут	154,96	215,15
2	ДТ	24,88	36,61
3	Уголь	2,1	1,71
4	Итого		253,47

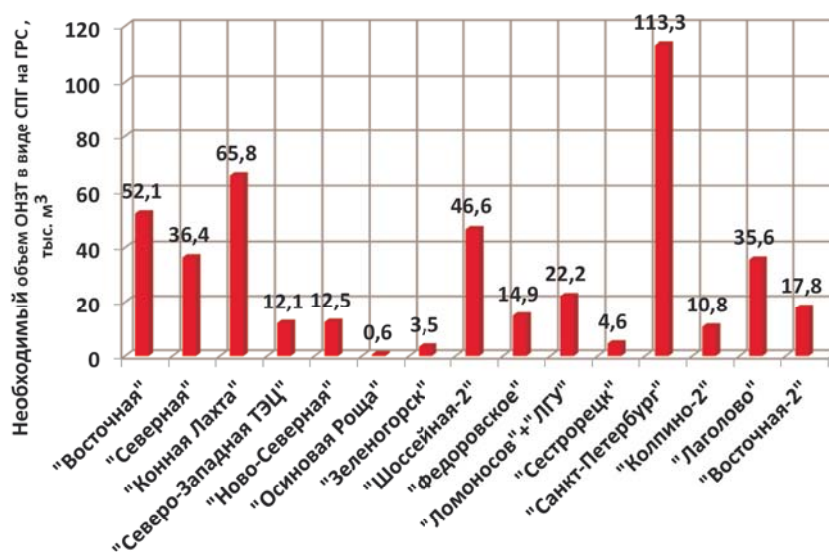


Рис. 3. Возможное распределение РТ в виде СПГ для потребителей природного газа Санкт-Петербурга

газа на ТЭЦ, как правило, дублируется резервным газопроводом. Поставка СПГ автотранспортом на крупные ТЭЦ проблематична, так как объем поставки СПГ велик (одна машина с 15 т СПГ = 21,5 тыс. м³, 19,4 т СПГ = 27,8 тыс. м³), а потребность газа на ТЭЦ может быть значительно выше. Например, для ТЭЦ мощностью 360 МВт расчетная пиковая потребность — не менее 95 тыс. м³/ч, то есть, чтобы восполнить часовую потребность, необходимо порядка пяти машин в час, 120 машин в сутки. Организовать такую бесперебойную логистику крайне проблематично, в том числе с учетом времени заправки и выгрузки СПГ, наличия парка транспортных средств;

- использование СПГ в качестве РТ на ТЭЦ, расположенных в черте мегаполиса, связано с проблемами свободных площадей и с соблюдением требований безопасности. Устранить этот недостаток позволяет перенос РТХ с СПГ на газораспределительные станции (ГРС), обеспечивающие газоснабжение этих ТЭЦ. В этом случае обязательное требование — дублирующий газопровод до ТЭЦ от ГРС (в виде самостоятельного газопровода или городской кольцевой газотранспортной системы, обеспечивающей газоснабжение ТЭЦ по двум направлениям газопроводов);

- при переходе на СПГ с учетом специфики его пополнения возникает необходимость более тщательного расчета вероятности возникнове-

ния типовых аварийных ситуаций и их продолжительности на участках, требующих перехода на резервное топливо (СПГ). Это следует учитывать при проектировании хранилищ СПГ, в том числе возможности оперативного восполнения расходов СПГ при их использовании, а также учитывать естественную постоянную убыль РТ при его испарении;

- потребителей ПГ в виде ТЭЦ и котельных, в обязанность которых входит обеспечение источников энергии РТ^{6,7}, можно заинтересовать отсутствием в этом случае у себя РТХ с компенсацией производства и хранения СПГ на ГРС, поскольку это улучшает экологические показатели предприятия, освобождает производственные площади, упрощает эксплуатацию по сравнению с традиционным вариантом РТХ. Такое отношение к традиционному варианту РТХ подтверждает и стремление руководства многих ТЭЦ переходить, несмотря на дополнительные затраты, при наличии возможностей, на резервное снабжение ПГ от второго независимого источника;

- использование СПГ в качестве резервного топлива может снизить при сжигании объемов ОНЗТ котельных и ТЭЦ выбросы парниковых

⁶ Порядок создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный период. Утв. Приказом Минэнерго России от 27.11.2020 № 1062.

⁷ Постановление Правительства РФ от 5 февраля 1998 года № 162 «Об утверждении Правил поставки газа в Российской Федерации» (с изменениями на 23 июля 2015 года).

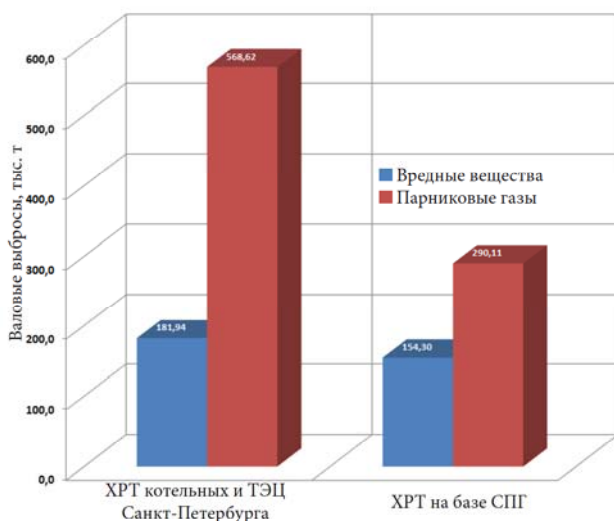


Рис. 4. Выбросы вредных веществ и парниковых газов при сжигании топлива РТХ

газов в Санкт-Петербурге на 278,51 тыс. т и вредных веществ — на 27,64 тыс. т (рис. 4).

Выводы

1. Хозяйство резервного топлива на котельных и ТЭЦ является важной и капиталоемкой постоянной составляющей в балансе затрат на энергоисточниках. Минимизация этих затрат и снижение экологического воздействия за счет уменьшения выбросов в окружающую среду — важные задачи ТЭК. В случае обеспечения потребителей ПГ СПГ в объемах РТ возможно повысить ресурс работы оборудования и надежность системы газоснабжения, отказаться от локальных РТХ, что снижает расходы по их содержанию и эксплуатации.

2. ГРС с учетом резервов производственной мощности имеют возможность производить СПГ на малотоннажных установках сжижения ПГ. При расположении существующих ГРС вне зоны городской застройки возможно размещение вблизи ГРС объектов производства, хранения СПГ и необходимой инфраструктуры для отгрузки СПГ и сторонним потребителям.

3. Разработанные технологические решения производства и использования СПГ в качестве резервного топлива для проекта ТЭЦ в городе Всеволожске при их реализации позволят на практике оценить целесообразность использования СПГ как резервного топлива.

4. Особенности применения СПГ в качестве РТ показывают необходимость проведения дальнейших фундаментальных исследований надежности предлагаемой системы организации снабжения РТ, расчета капитальных и эксплуатационных расходов для различных условий функционирования, а также проектирования мероприятий по снижению рисков нарушения топливоснабжения при различных экстремальных ситуациях.

Библиографический список

1. Аверьянов В. К., Блинов А. Н., Митрофанов В. А., Хаев В. К., Цвик А. А. Обоснование целесообразности использования установок сжижения природного газа в качестве источника пикового и резервного топлива для ГТ-ТЭС и ПГУ-ТЭС // Газинформ. 2016. № 2 (52). С. 52–57.
2. Аверьянов В. К., Блинов А. Н., Митрофанов В. А., Маркин В. В. Повышение экологичности и энергоэффективности тепловых электростанций за счет использования в качестве резервного топлива сжиженного природного газа (СПГ) // Фундаментальные, поисковые и прикладные исследования РААСН по научному обеспечению развития архитектуры, градостроительства и строительной отрасли Российской Федерации в 2015 году: сб. науч. тр. РААСН. М.: АСВ, 2016. С. 382–386.
3. Митрофанов В. А., Блинов А. Н., Родионов С. Ю., Шевченко О. В. Проект строительства ПГУ-ТЭЦ в г. Всеволожске на отечественном оборудовании — новый этап развития высокоэффективных современных ТЭЦ для энергообеспечения малых городов России // Газинформ. 2016. № 3 (53). С. 44–53.
4. Мильман О. О., Перов В. Б., Федоров М. В., Лёвев С. Н., Попов Е. А. Перспективы использования сжиженного природного газа в качестве резервного и аварийного топлива на электростанциях группы «Газпром энергохолдинг» // Теплоэнергетика. 2021. № 7. С. 5–18.
5. Ленёв С. Н., Перов В. Б., Вивчар А. Н., Охлопков А. В., Сигитов О. Ю., Битней В. Д. Сжиженный природный газ как резервное топливо ТЭЦ // Надежность и безопасность энергетики. 2021. Т. 14, № 2. С. 84–91. URL: <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-84-91>
6. Фокин Г. А. Методология создания автономных турбинных источников электрической энергии, использующих энергию сжатого природного газа для собственных нужд газотранспортной системы России: дис. ... д-ра техн. наук. СПб., 2015. 456 с.

7. Киселев И. Г., Заломин В. Г. Использование сжиженного природного газа в производственно-отопительных котельных // Новости теплоснабжения. 2013. № 2 (150). С. 29–32.

8. Федорова Е. Б., Мельников В. Б. Основные проблемы малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа // Тр. РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. 2014. № 4 (277). С. 112–124.

9. Федорова Е. Б., Мельников В. Б. Перспективы развития малотоннажного производства сжиженного природного газа в России // Нефтегазохимия. 2015. № 3. С. 44–51.

10. Кондратенко А. Д., Карпов А. Б., Козлов А. М., Мещерин И. В. Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа // Нефтегазохимия. 2016. № 4. С. 31–36.

References

1. Aver'yanov V. K., et al. *Obosnovanie tselesoobraznosti ispol'zovaniya ustanovok szhizheniya prirodnogo gaza v kachestve istochnika pikovogo i rezervnogo topliva dlya GT-TES i PGU-TES* [Justification of expediency of using natural gas liquefaction units as a source of peak and reserve fuel for GT-TES and CCGT-TES]. *Gazinform – Gasinform*, 2016, no. 2 (52), pp. 52–57.

2. Aver'yanov V. K., Blinov A. N., Mitrofanov V. A., Markin V. V. *Povyshenie ekologichnosti i energoeffektivnosti teplovykh elektrostantsiy za schet ispol'zovaniya v kachestve rezervnogo topliva szhizhennogo prirodnogo gaza (SPG)* [Increasing of ecology and power efficiency of the thermal power stations by means of the liquefied natural gas (LNG) as reserve fuel]. *Sb. nauch. tr. RAASN «Fundamental'nye, poiskovye i prikladnye issledovaniya RAASN po nauchnomu obespecheniyu razvitiya arkhitektury, gradostroitel'stva i stroitel'noy otrasli Rossiyskoy Federatsii v 2015 godu»* [In: Collection of scientific papers of RAASN «Fundamental, searching and applied research of raasn on scientific support for development of architecture, urban planning and construction industry of the Russian Federation in 2015»]. Moscow, ASV Publ., 2016, pp. 382–386.

3. Mitrofanov V. A., Blinov A. N., Rodionov S. Yu., Shevchenko O. V. *Proekt stroitel'stva PGU-TETs v g. Vsevolozhsk na otechestvennom oborudovanii — noviy etap razvitiya vysokoeffektivnykh sovremennykh TETs dlya energoobespecheniya malyykh gorodov Rossii* [Project for construction of CCGT-TPP in Vsevolozhsk on domestic equipment as a new stage of development of highly efficient

modern TPPs for power supply of small towns in Russia]. *Gazinform – Gasinform*, 2016, no. 3 (53), pp. 44–53.

4. Mil'man O. O., et al. *Perspektivy ispol'zovaniya szhizhennogo prirodnogo gaza v kachestve rezervnogo i avariynogo topliva na elektrostantsiyakh gruppy «Gazprom energokholding»* [Prospects for the use of liquefied natural gas as backup and emergency fuel at power plants of Gazprom Energoholding Group]. *Teploenergetika – Thermal power engineering*, 2021, no. 7, pp. 5–18.

5. Lenyov S. N., et al. *Szhizhenniy prirodnyy gaz kak rezervnoe toplivo TETs* [Liquefied natural gas as a reserve fuel for TPPs]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki – Reliability and security of power engineering*, 2021, vol. 14, no. 2, pp. 84–91. <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-84-91>

6. Fokin G. A. *Metodologiya sozdaniya avtonomnykh turbinnykh istochnikov elektricheskoy energii, ispol'zuyushchikh energiyu szhatogo prirodnogo gaza dlya sobstvennykh nuzhd gazotransportnoy sistemy Rossii. Diss. dokt. tekhn. nauk* [Methodology of creation of autonomous turbine sources of electric energy using energy of compressed natural gas for own needs of gas transportation system of Russia. Dr. Sci. Tech. diss.]. St. Petersburg, 2015, 456 p.

7. Kiselev I. G., Zalomin V. G. *Ispol'zovanie szhizhennogo prirodnogo gaza v proizvodstvenno-otopitel'nykh kotel'nykh* [The use of liquefied natural gas in production and heating boilers]. *Novosti teplosnabzheniya – Heat Supply News*, 2013, no. 2 (150), pp. 29–32.

8. Fedorova E. B., Mel'nikov V. B. *Osnovnye problemy malotonnazhnogo proizvodstva i potrebleniya szhizhennogo prirodnogo gaza* [Main problems of low-tonnage production and consumption of liquefied natural gas]. *Trudy RGU nefti i gaza im. I. M. Gubkina – Proceedings of the RSU of Oil and Gas named after I.M. Gubkin*, 2014, no. 4 (277), pp. 112–124.

9. Fedorova E. B., Mel'nikov V. B. *Perspektivy razvitiya malotonnazhnogo proizvodstva szhizhennogo prirodnogo gaza v Rossii* [Prospects for the development of low-tonnage production of liquefied natural gas in Russia]. *Neftegazokhimiya – Oil-gas-chemistry*, 2015, no. 3, pp. 44–51.

10. Kondratenko A. D., Karpov A. B., Kozlov A. M., Meshcherin I. V. *Rossiyskie malotonnazhnye proizvodstva po szhizheniyu prirodnogo gaza* [Russian low-tonnage production plants of natural gas liquefaction]. *Neftegazokhimiya – Oil-gas-chemistry*, 2016, no. 4, pp. 31–36.