

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ РЕЗЕРВНОГО И АВАРИЙНОГО ТОПЛИВА НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ ГРУППЫ “ГАЗПРОМ ЭНЕРГОХОЛДИНГ”

© 2021 г. О. О. Мильман^{а, б}, В. Б. Перов^{с, д, *}, М. В. Федоров^е, С. Н. Ленев^ф, Е. А. Попов^г

^аКалужский государственный университет им. К.Э. Циолковского,
ул. Степана Разина, д. 26, г. Калуга, 248023 Россия

^бЗАО НПВП “Турбокон”, ул. Комсомольская Роцца, д. 43, г. Калуга, 248010 Россия

^сООО “Термокон”, Большой бул., д. 42, стр. 1, тер. Инновационного центра “Сколково”, Москва, 143026 Россия

^дООО “Криокон”, ул. Комсомольская Роцца, д. 43, г. Калуга, 248010 Россия

^еООО “Газпром энергохолдинг”, просп. Добролюбова, д. 16, корп., 2 лит. А, пом. 11, Санкт-Петербург, 197198 Россия

^фПАО “Мосэнерго”, просп. Вернадского, д. 101, корп. 3, Москва, 119526 Россия

^гПАО “Газпром”, ул. Наметкина, д. 16, Москва, 117997 Россия

*e-mail: turbocon@kaluga.ru

Поступила в редакцию 14.10.2020 г.

После доработки 03.12.2020 г.

Принята к публикации 23.12.2020 г.

Изложены результаты исследований перспективных энерготехнологических комплексов, обеспечивающих производство и применение сжиженного природного газа (СПГ) на объектах электроэнергетики в качестве резервного топлива. Приведены описание и основные показатели оригинальной схемы СПГ-комплекса для ТЭЦ ПАО “Мосэнерго”, который функционирует исключительно за счет вторичных энергоресурсов станции: избыточного давления сетевого газа и тепла оборотной системы охлаждения. Комплекс обеспечивает сжижение сетевого газа, длительное хранение нормативного запаса резервного топлива, газификацию СПГ с использованием тепла, отводимого от конденсаторов паровых турбин, при переходе электростанции на питание резервным топливом. На основании анализа мирового опыта создания аналогичных комплексов и расчетных данных предложенной авторами схемы сжижения природного газа разработана методика расчета показателей экономической эффективности проектов энерготехнологических СПГ-комплексов. На базе фактических данных по потреблению основного и резервного топлива в ПАО “Мосэнерго” были выполнены расчеты технико-экономических параметров СПГ-комплексов, свидетельствующие об экономической эффективности замещения мазута сжиженным природным газом для вариантов производства его на электростанциях исключительно в качестве товарного продукта либо при возведении энерготехнологических комплексов вместо планируемых мазутных хозяйств. Показано, что с учетом низкой себестоимости СПГ собственного производства, а также в связи с динамично развивающимся рынком газомоторного топлива реализация СПГ, произведенного сверх нормативных запасов, может стать значимой статьей дополнительного дохода энергокомпании. Кроме того, создание дополнительных объектов малотоннажного производства, оснащенных системами большой вместимости для хранения СПГ, повысит надежность топливоснабжения перспективных заправочных сетей.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, резервное топливо, регазификатор, экономическая эффективность, сетевой газ, топливоснабжение, нормативные запасы, заправочные сети, стоимость, инвестиции, окупаемость

DOI: 10.1134/S0040363621130026

Природный газ является основным топливом на электростанциях ООО “Газпром энергохолдинг”. Сегодня его использование наиболее предпочтительно как по экологическим соображениям, так и с экономической точки зрения. При правильной организации процесса сжигания природного газа достигаются минимальные выбросы в атмосферу

оксида азота и диоксида углерода, практически отсутствуют выбросы оксидов серы и твердых частиц. Данные достоинства особенно важны в условиях высокой плотности населения Москвы, Санкт-Петербурга и других крупных городов.

Экономические преимущества газового топлива обусловлены сложившейся рыночной ситуа-

цией. Угольная генерация в европейской части России оказалась неконкурентоспособной ввиду роста цены и падения качества угля на внутреннем рынке. Цены мазута и его качество также имеют негативный тренд для генерирующих компаний. Лишь после очередного обрушения котировок нефти на мировых рынках в начале 2020 г. положение со стоимостью закупаемых энергетиками нефтепродуктов несколько улучшилось.

Таким образом, замена жидкого топлива, вызванная его повышенной стоимостью, негативным воздействием на окружающую среду и сложной эксплуатацией топливного оборудования, является весьма актуальной задачей для энергетики в целом, а для энергосистемы Московского региона особенно важна вследствие расположения генерирующих объектов в непосредственной близости от густонаселенных районов.

АНАЛИЗ МИРОВОГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВОК ДЛЯ ГАШЕНИЯ ПИКОВ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ КАК ПРОТОТИПОВ КОМПЛЕКСОВ СПГ НА ТЭС

По своему назначению разрабатываемые энерготехнологические комплексы для производства резервного СПГ на базе электростанций ООО «Газпром энергохолдинг» близки к достаточно распространенным в мире установкам для гашения пиков газопотребления (УГПГ). Такие установки используются для газоснабжения населенных пунктов и промышленных предприятий в периоды отсутствия подачи газа по существующим газопроводам или нехватки объемов газопроводного газа. Значительное число УГПГ было построено в США, Великобритании, Канаде, Германии, Аргентине, Австралии, Нидерландах, Бельгии, Китае. Кроме того, в некоторых странах отсутствуют собственные установки сжижения, но имеются резервуары хранения СПГ с регазификаторами для покрытия пиков газопотребления (с поставками СПГ со стороны, в том числе с импортных терминалов СПГ).

В течение весенне-летнего и осеннего периодов (160–210 дней в зависимости от климатической зоны и других факторов) УГПГ работают непрерывно, сжижая излишки поступающего по газопроводу газа при снижении потребности и закачивая их в криогенные резервуары хранения. В зимнее время установка сжижения не работает. В этот период включается регазификационная установка, в которую из резервуаров хранения поступает СПГ. Газ испаряется и подается потребителям. Несмотря на небольшую производительность этих установок по сжижению, их необходи-

мо оборудовать крупными резервуарами для хранения многомесячного объема производимого СПГ. Кроме того, они должны иметь очень большие мощности по регазификации для подачи в газопроводную сеть газа в повышенном объеме в течение небольшого количества холодных дней.

Обычно УГПГ строятся газотранспортными предприятиями при магистральных газопроводах, мощных электростанциях, металлургических предприятиях, больших городах и других крупных потребителях газа с сезонными колебаниями газопотребления.

В наиболее общем случае в УГПГ осуществляются очистка газа от остатков CO_2 , осушка, удаление ртути. Схема УГПГ включает в себя секцию сжижения, резервуары хранения СПГ, регазификационную установку с насосами СПГ, контур утилизации испарений СПГ, систему запорной и регулирующей арматуры, факельную систему для продувок оборудования и аварийных сбросов газовой фракции. В случае поставок СПГ транспортным компаниям в качестве моторного топлива оборудуются также площадки для заправки криогенных цистерн сжиженным газом. В настоящее время в мире активно функционируют более 80 УГПГ. Далее приведено распределение количества действующих установок этого типа по странам, шт. (%):

США	60 (69.0)
КНР	8 (9.2)
Канада	5 (5.8)
Великобритания	4 (4.7)
ФРГ	3 (3.4)
Бельгия	2 (2.3)
Австралия	2 (2.3)
Аргентина	1 (1.1)
ЮАР	1 (1.1)
Нидерланды	1 (1.1)

Большинство обследованных установок (73.5% общего числа) принадлежат компаниям по транспортировке газа и газоснабжению, остальные – электростанциям на природном газе, электроэнергетическим компаниям, а также смешанным энергетическим компаниям (газоснабжение + электроэнергетика) (табл. 1).

Наиболее интенсивный ввод установок СПГ для гашения пиковых нагрузок газопотребления в мире происходил в 1970–1980 гг. (38 установок за 10 лет). В дальнейшем сохранился несколько замедленный, но устойчивый рост мощностей по производству СПГ (рис. 1). Динамика изменения средней мощности установок также оказалась

Таблица 1. Распределение установок производства СПГ в мире для гашения пиковых нагрузок газопотребления по отраслевой принадлежности фирм

Показатель распределения	Компании по транспортировке газа и газоснабжению	Смешанные энергетические компании (газоснабжение + электроэнергетика)	Электроэнергетические компании, электростанции на природном газе	По всему массиву обследованных установок
Общее число установок по производству СПГ	64	22	1	87
Доля общего количества установок, %	73.5	25.3	1.2	100
Максимальная производительность, т/сут	570	1150	41	1761

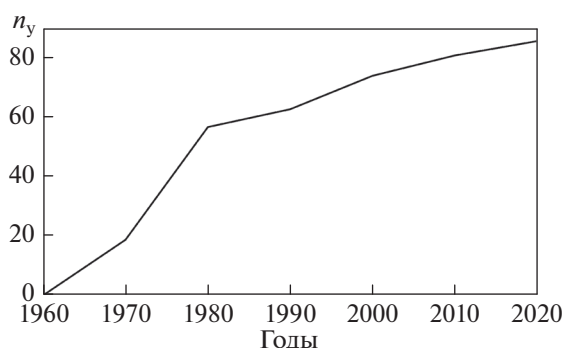


Рис. 1. Динамика роста числа введенных установок СПГ n_y на мировом рынке для гашения пиковых нагрузок газоснабжения

аналогичной — ее интенсивный рост наблюдался в течение первого периода строительства в 1956–1975 гг., затем произошла относительная стабилизация в диапазоне 150–250 т/сут.

Дальнейший анализ применения СПГ в качестве резервного топлива на ТЭС проведен на базе ТЭЦ-21 и ТЭЦ-22 ПАО “Мосэнерго”.

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО ПОТРЕБЛЕНИЯ РЕЗЕРВНОГО И АВАРИЙНОГО ТОПЛИВА

Доля природного газа в топливном балансе ПАО “Мосэнерго” постоянно увеличивалась и в 2019 г. составила 99.6%. Уголь и мазут являются резервным топливом. При этом уголь использовался в последние годы только на ТЭЦ-22. В настоящее время реализуется проект по ее переводу в газомазутный режим, предполагающий полный отказ от угля. Дизельное топливо используется в качестве аварийного для парогазовых установок,

его доля в топливном балансе ПАО “Мосэнерго” незначительна (0.01% на 2019 г.).

По данным ПАО “Мосэнерго” общая вместимость резервуаров для хранения жидкого топлива, эксплуатируемых на объектах компании, составляет 508 тыс. т натурального топлива (т н.т.) мазута и 82.6 тыс. т н.т. дизельного топлива. Общие нормативы запасов топлива (ОНЗТ) на 01.02.2020 составляли: мазута — 375.7 тыс. т н.т., дизельного топлива — 27.3 тыс. т н.т. Фактические запасы превышали нормативные.

Годовой расход топлива обусловлен объемами производства электрической и тепловой энергии и эффективностью работы генерирующего оборудования. Основным фактором, влияющим на текущий спрос, а значит, и на производство энергии, является ее потребление промышленностью и транспортом (стабильное и предсказуемое) и жилищно-коммунальным хозяйством (зависит от погоды). Изменение расходов топлива в течение года диктуется сложившимися климатическими условиями. Долгосрочные тенденции изменения спроса на продукцию ТЭЦ и объемов потребления топлива связаны с ростом численности населения, улучшением экономичности ТЭЦ вследствие замещения устаревшего оборудования эффективными парогазовыми установками, а также повышением экономичности энергопотребляющих приборов. Как видно из данных, приведенных на рис. 2, эти разнонаправленные факторы в целом сбалансированы.

Наблюдается тенденция существенного снижения потребления жидкого топлива начиная с 2004 г. (рис. 3). Однако изменение данного показателя весьма значительно и говорить о его среднем значении затруднительно. В 2019 г. доля жидкого топлива в топливном балансе ПАО “Мосэнерго”

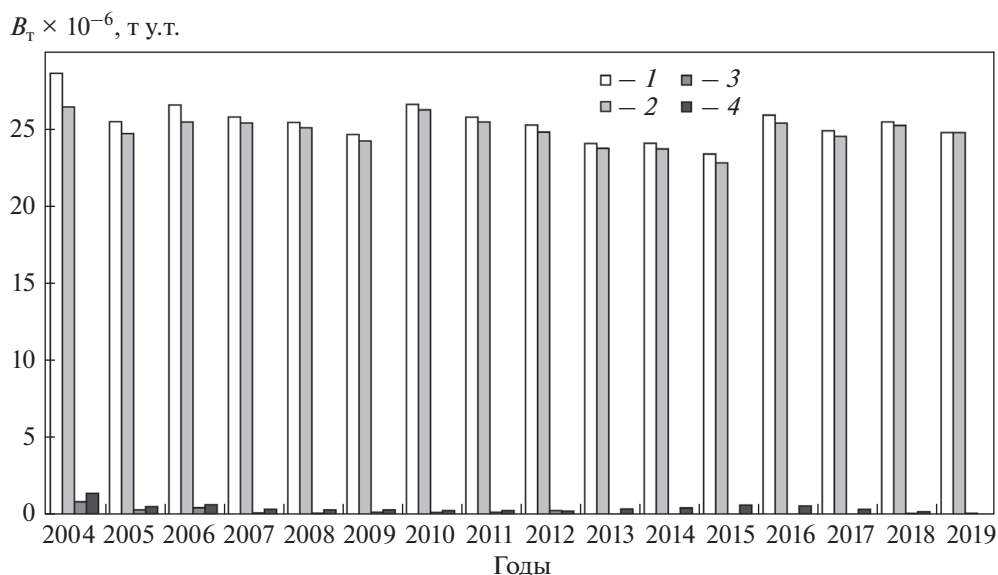


Рис. 2. Расход топлива B_T на электростанциях ПАО “Мосэнерго” [1].
1 – всего; 2 – газ; 3, 4 – жидкое и твердое топливо

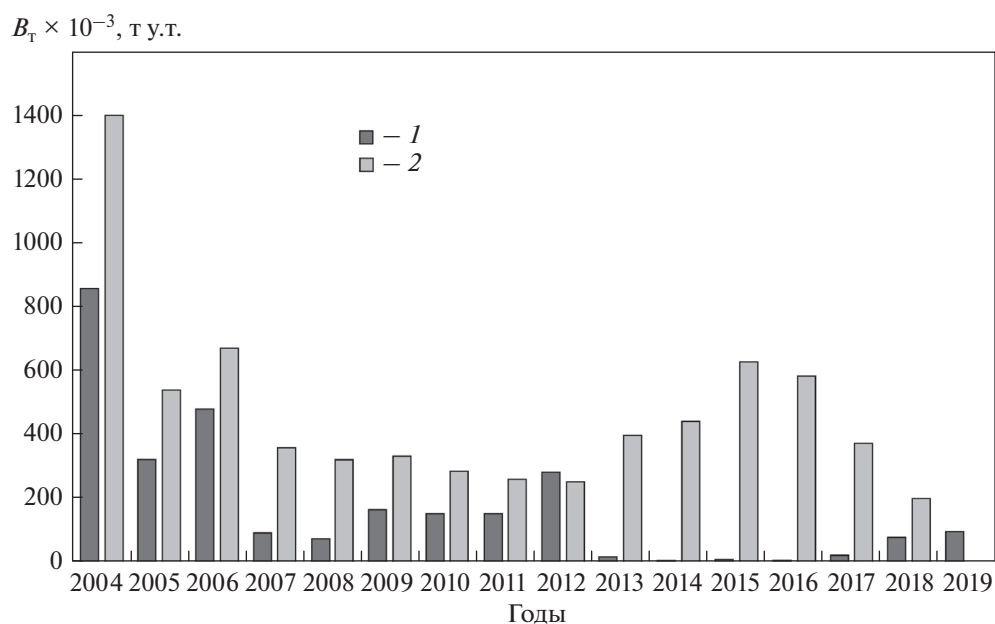


Рис. 3. Расход угля (1) и жидкого топлива (2) на ТЭЦ ПАО “Мосэнерго”

составила 0.38% (96 тыс. т у.т.). Из них дизельного топлива было израсходовано 1.8 тыс. т у.т., или 1.9% [1, 2]. Таким образом, при анализе эффектов применения резервного топлива целесообразно рассматривать условно мазут как единственное жидкое топливо, так как доля дизельного топлива мала, а его характеристики близки к характеристикам мазута.

Использование резервного топлива происходит в следующих случаях:

введение ограничений поставок газа при минимальных температурах наружного воздуха, когда потребность в топливе увеличивается и система газоснабжения не может обеспечить всех потребителей. В результате потребители, имею-

щие возможность использовать резервное топливо (главным образом ТЭЦ), переходят на него, высвобождая соответствующие объемы газа;

проведение тренировок обслуживающего персонала и испытаний оборудования;

аварийные ситуации с нарушением газоснабжения;

необходимость утилизации топлива при истечении срока его хранения в соответствии с программой освежения запасов.

Возможность длительного хранения — основное преимущество жидкого топлива, которое обеспечивает функционирование объектов генерации при нарушении газоснабжения. Однако с течением времени изменяются его структурный и химический составы вследствие испарения легких углеводородных фракций и химических реакций, увеличивается вязкость, повышается температура вспышки, происходит обводнение. Поэтому общий срок хранения мазута с момента его производства составляет не более 5 лет, по истечении которого он снимается с хранения и сжигается в котлах в соответствии с графиком обновления запасов [3, 4].

АНАЛИЗ ЦИКЛА МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА, АДАПТИРОВАННОГО ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Использование СПГ в качестве резервного и аварийного топлива на электростанциях, а также возможность реализации излишков СПГ на региональном рынке определяют целесообразность дальнейшей проработки интеграции СПГ-комплексов в технологический процесс электростанций. При этом необходимо решить задачи по обеспечению безопасности и надежности объектов эксплуатации, локализации производства применяемого оборудования, подтверждению технико-экономических показателей технологии сжижения природного газа в процессе опытно-промышленной эксплуатации пилотных установок. Полученные заделы будут иметь важное значение для определения направлений модернизации газовой электрогенерации.

В условиях действующих электростанций основные технологические процессы СПГ-комплекса целесообразно реализовывать исключительно путем использования имеющихся на объектах вторичных энергоресурсов, таких как избыточное давление сетевого газа, низкопотенциальное тепло оборотных систем охлаждения или тепло дымовых газов. При выполнении научно-исследовательских работ сотрудники ЗАО НПВП “Турбокон” разрабо-

тали схему энергоэффективного СПГ-комплекса для сжижения, хранения и газификации природного газа, адаптированную к условиям ТЭЦ ПАО “Мосэнерго”. В качестве хладагента выбран наиболее доступный и безопасный азот. Установки сжижения с азотным охлаждением получили широкое распространение в малотоннажных комплексах по производству СПГ [5].

Схема установки по производству, хранению и регазификации СПГ показана на рис. 4. Числа в квадратных рамках соответствуют номерам точек цикла, значения параметров в которых будут использованы при проведении термодинамических расчетов комплекса. Газ из блока очистки 33 поступает в теплообменник 10 для предварительного охлаждения газообразным азотом. Охлажденный газ подается в криогенный теплообменник 2, в котором конденсируется, отдавая тепло газообразному азоту, охлажденному до температуры ниже точки конденсации природного газа. Сжиженный газ дросселируется до давления газовой сети электростанции на клапане 3 и поступает в сепаратор 8, где небольшая доля выпара отделяется и направляется в коллектор, в котором собирается выпар из вспомогательной емкости 25 и сепараторов 8, 22. Далее общий поток холодного отпарного газа поступает в трубопровод подачи СПГ от основного резервуара 26 до регазификатора 27. В регазификаторе отпарной газ нагревается теплом воды из оборотной системы охлаждения и далее поступает в сеть электростанции для питания котлов. Данная схема сбора отпарного газа позволяет поддерживать трубопровод подачи СПГ на регазификатор в холодном состоянии, что сокращает время перехода на питание резервным СПГ.

Газ из сети разделяется в узле 5 на два потока, которые направляются на охлаждение компримированного азота в теплообменниках 17, 19. Далее потоки объединяются и подаются в детандер 15, в котором газ расширяется и вырабатывает механическую энергию, передаваемую компрессорам 12, 7 для сжатия азота. На выходе из детандера температура газа равна примерно -5°C . После детандера поток газа направляется на охлаждение азота после первой ступени компримирования в теплообменник 1 и далее в станционную сеть для питания котлов.

Детандер природного газа 15 и компрессоры 12, 7 двухступенчатого сжатия азота с промежуточным охлаждением имеют единый вал и образуют детандер-компрессорный агрегат № 2 (ДКА № 2). Сжатие азота начинается в компрессоре 4, ротор которого приводится во вращение азотным детандером 6. Компрессор 4 и детандер 6 образуют детандер-компрессорный агрегат № 1 (ДКА № 1).

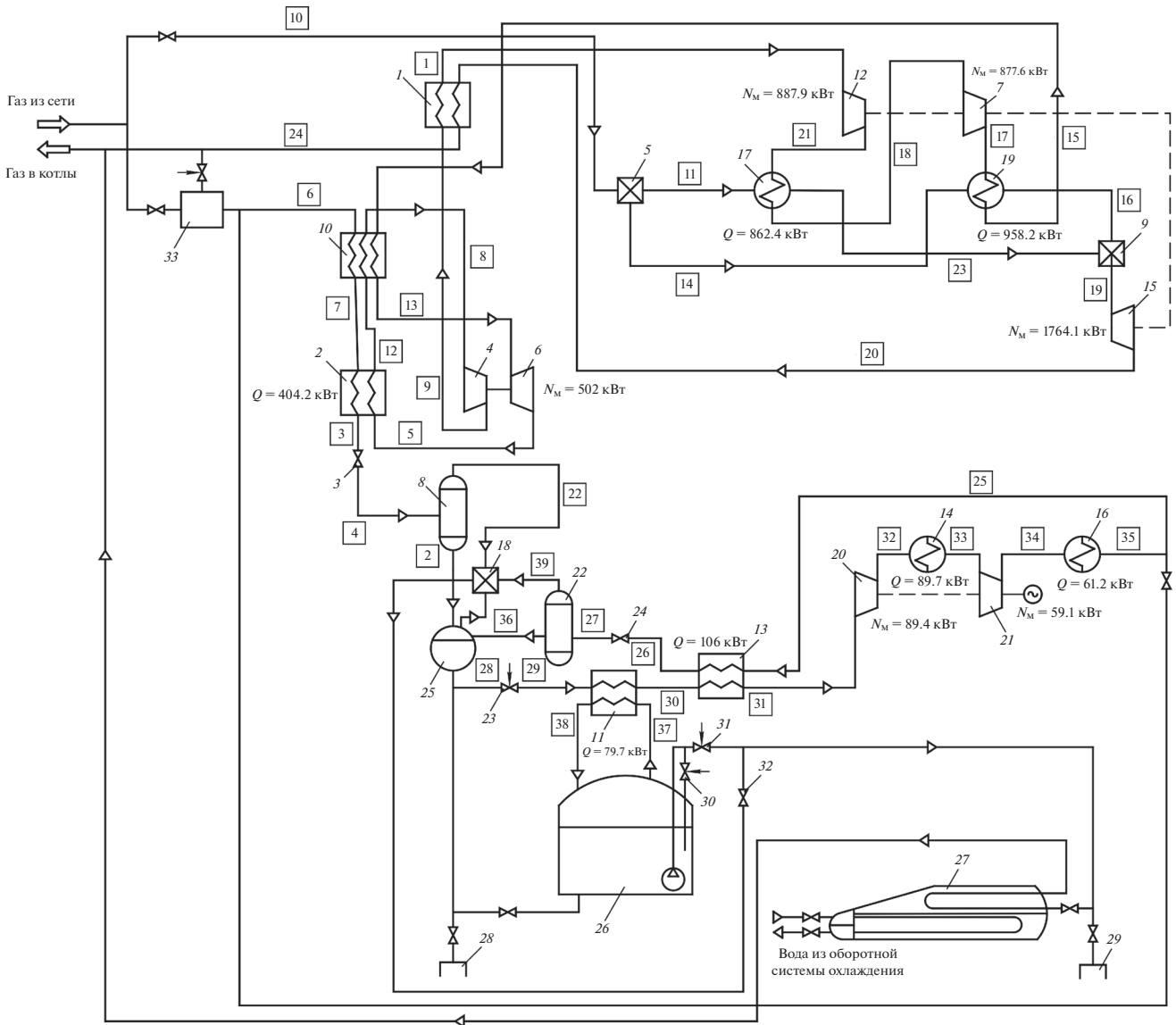


Рис. 4. Схема малотоннажного производства, хранения и регазификации СПГ на ТЭЦ-21 ПАО «Мосэнерго». 1, 2, 10, 11, 13, 14, 16, 17, 19 – теплообменник; 3, 23, 24, 29, 30, 31, 32 – клапан; 4, 7, 12, 20, 21 – компрессор; 5 – узел разделения потока газа; 6, 15 – детандер; 8, 22 – сепаратор; 9, 18 – узел смешения потоков; 25 – вспомогательная емкость; 26 – основной резервуар; 27 – регазификатор; 28, 29 – штуцер; 33 – блок очистки; Q , N_M – мощность тепловая и механическая

После первой ступени компримирования азот, охлажденный в теплообменнике 1, подается в компрессор 12 ДКА № 2. Сжатый азот охлаждается в теплообменнике 17 и поступает в компрессор 7, после которого охлаждается в теплообменнике 19. Далее компримированный азот поступает в теплообменник 10, где охлаждается обратным током азота. После теплообменника 10 охлажденный азот поступает в детандер 6, в котором его температура снижается в процессе совершения работы. После детандера азот при температуре ниже температуры сжижения природного газа поступает в

криогенный теплообменник 2, в котором охлаждает сжижаемый поток, и далее подается в теплообменник 10, где происходит предварительное охлаждение природного газа и встречного потока азота. Из теплообменника 10 азот поступает в компрессор 4. Таким образом, цикл азотного контура замыкается.

Сжиженный природный газ собирается во вспомогательной емкости 25, откуда отгружается потребителям либо поступает на подпитку основного резервуара 26. Для поддержания постоянного количества резервного СПГ в основном резер-

вуаре необходимо сжижать выпар, образующийся из-за притока тепла через его оболочку. Эта задача решается путем использования части СПГ из вспомогательной емкости. Поток СПГ дросселируется на клапане 23 до давления 0.06 МПа, при котором температура кипения СПГ ниже температуры конденсации выпара, находящегося в основном резервуаре под давлением 0.11 МПа. Далее поток СПГ поступает в теплообменник 11, где испаряется. При этом происходит конденсация выпара из резервуара. Сконденсировавшийся выпар возвращается в резервуар самотеком, а испарившийся газ поступает в теплообменник 13, в котором встречный поток газа, сжатого в ступенях компрессоров 20, 21, охлаждается и частично конденсируется. После каждой ступени компрессора газ охлаждается в теплообменниках 14, 16. Парожидкостная смесь из теплообменника 13 поступает в сепаратор 22, из которого жидкость возвращается во вспомогательную емкость 25, а пар уходит в коллектор выпара.

При работе электростанции на сетевом газе использование СПГ-комплекса по описанной схеме позволяет вырабатывать сжиженный газ для реализации на рынке и поддерживать нормативный уровень резервного топлива. При переходе на резервное топливо сжиженный природный газ из основного резервуара подается насосом в регазификатор 27, в котором переводится в газообразное состояние под воздействием низкотемпературного тепла оборотной системы охлаждения станции и затем подается в котлы.

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ
ПОКАЗАТЕЛИ КОМПЛЕКСОВ,
РЕАЛИЗУЮЩИХ ЦИКЛ СЖИЖЕНИЯ
ПРИРОДНОГО ГАЗА**

При выполнении научно-исследовательских работ была разработана методика расчета технико-экономических показателей комплексов по предложенной схеме, которая далее проиллюстрирована данными по газоснабжению ТЭЦ-21 ПАО “Мосэнерго”.

При расчетах технико-экономических показателей расход технологического газа принимали на 15–20 тыс. м³/ч меньше минимального часового расхода через газораспределительный пункт (ГРП), после чего рассчитывали годовое число

часов, когда это условие может быть реализовано (табл. 2).

Условия газоснабжения ТЭЦ-21 ПАО “Мосэнерго” следующие:

Давление газа, МПа:

на входе в ГРП	1.1
на выходе из ГРП	0.19

Температура газа на входе в ГРП, К

271–278

Молярная доля компонентов природного газа на входе в ГРП, %:

СН ₄	96.34
С ₂ Н ₆	2.10
остальные углеводороды	0.78
СО ₂	0.18
Ν ₂	0.60

По этим условиям газоснабжения были выполнены термодинамические расчеты комплекса для расхода технологического газа 53.6 тыс. м³/ч. Результаты расчета применительно к схеме комплекса (см. рис. 4) приведены в табл. 3.

При оценке эффективности сжижения природного газа были приняты следующие технологически обоснованные соотношения:

расход газа на сжижение составляет примерно 7% технологического расхода (по результатам термодинамического расчета схемы);

масса и объем резервного газа определены с учетом несливаемого остатка СПГ, составляющего 10% объема резервуара, и различий в плотности и теплотворной способности газа и мазута;

суточный выпар из криоемкости составляет 0.056% массы СПГ в ней, выпар выходит в сеть ТЭЦ;

объем вспомогательной емкости рассчитан на прием СПГ, который выработан в течение 72 ч.

Для оценки капитальных затрат были использованы данные [6], приведенные на рис. 5.

В табл. 4 представлены данные по структуре инвестиций в установки гашения пиков газопотребления. Видно, что на долю резервуаров, установки ожижения и регазификаторов приходится около 72% капитальных затрат. Соответственно полные затраты на возведение СПГ-комплекса могут быть оценены по этим статьям с учетом их доли в общем объеме инвестиций.

Таблица 2. Расход технологического газа

Расход технологического газа, тыс. м ³ /ч	40	50–60	70	80–200
Годовое число часов	8016	6552	5832	5088

Таблица 3. Результаты термодинамического расчета параметров комплекса ТЭЦ-21 ПАО “Мосэнерго”

Номер точки цикла (см. рис. 4)	Температура, К	Давление, МПа	Общий расход, кг/с
1	293.00	0.614	7.449
2	120.61	0.200	0.633
3	127.45	1.000	0.670
4	120.61	0.200	0.670
5	110.44	0.400	7.449
6	271.00	1.050	0.670
7	192.00	1.020	0.670
8	287.88	0.350	7.449
9	352.47	0.624	7.449
10	271.00	1.100	8.715
11	271.00	1.100	4.793
12	160.00	0.380	7.449
13	192.00	3.970	7.449
14	271.00	1.100	3.922
15	293.00	4.000	7.449
16	376.73	1.100	3.922
17	410.64	4.000	7.449
18	298.27	1.590	7.449
19	362.14	1.100	8.715
20	268.65	0.200	8.715
21	407.23	1.590	7.449
22	120.53	0.200	0.037
23	350.00	1.100	4.793
24	292.72	0.190	8.752
25	293.00	1.200	0.155
26	150.00	1.180	0.155
27	121.38	0.200	0.155
28	120.57	0.200	0.209
29	106.27	0.060	0.209
30	107.72	0.058	0.209
31	292.21	0.048	0.209
32	467.80	0.320	0.209
33	293.00	1.195	0.209
34	414.80	1.200	0.209
35	293.00	1.195	0.209
36	121.38	0.200	0.119
37	113.00	0.110	0.155
38	107.00	0.110	0.155
39	121.38	0.200	0.034

Для ТЭЦ-21 и ТЭЦ-22 ПАО “Мосэнерго” были выполнены три варианта расчетов таких затрат.

Вариант № 1. Комплекс на ТЭЦ-21 предназначен для резервирования топлива и отпуска СПГ внешним потребителям. Он включает в себя основной резервуар хранения СПГ, который обеспечивает нормативный неприкосновенный запас топлива (ННЗТ). Текущий объем ННЗТ ТЭЦ-21 составляет 26911 т мазута. Первоначально основная емкость заполняется покупным СПГ. Мощность регазификаторов рассчитана исходя из выдачи потока газа, сжигание которого обеспечивает тепловую мощность, выделяющуюся при сжигании 413 т/ч мазута (максимальное потребление резервного топлива на ТЭЦ-21).

Вариант № 2. Комплекс на ТЭЦ-21 работает исключительно на рынок без ввода основных резервуаров и создания резервных запасов СПГ.

Вариант № 3. Комплекс на ТЭЦ-22 возводится в пределах площадки ТЭЦ вместо проектируемого мазутного хозяйства и обеспечивает резервирование топлива, а также отпуск СПГ внешним потребителям. Он включает в себя основные резервуары хранения СПГ, в которых создается общий нормативный запас топлива (ОНЗТ). Проектный объем ОНЗТ ТЭЦ-22 составляет 45235 т мазута, для хранения которого предусмотрены емкости общим объемом 60 тыс. м³. Объем емкостей для хранения СПГ, обеспечивающий ОНЗТ, составляет 100 тыс. м³. Первоначальное заполнение основных резервуаров осуществляется покупным СПГ. Мощность регазификаторов рассчитана исходя из выдачи потока газа, при сжигании которого выделяется такая же тепловая мощность, что и при сжигании 452.35 т/ч мазута (расчетное потребление резервного топлива на ТЭЦ-22).

Далее приведены результаты расчетов экономических показателей при расходе технологического газа 40–200 тыс. м³/ч:

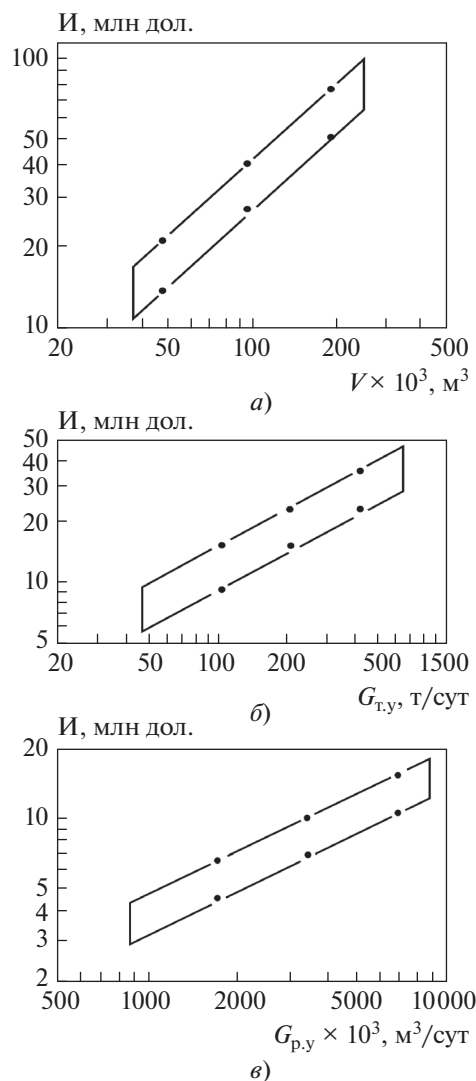


Рис. 5. Инвестиции *I* в сооружение резервуаров хранения СПГ объемом V_p (а), технологической установки очистки и сжижения газа производительностью $G_{т,у}$ (б) и регазификационной установки производительностью $G_{р,у}$ (при нормальных условиях) (в) в схемах гашения пиков газопотребления

Таблица 4. Инвестиции, %, в установки гашения пиков газопотребления

Структурный элемент установки	Доля в общем объеме инвестиций	Среднее значение
Резервуары и их обваловка	31–50	40.5
Установка сжижения газа	20–26	23
Общезаводские сооружения	9–12	10.5
Регазификаторы с насосами откачки СПГ из резервуаров	5.5–12.5	9
Противопожарная защита, обеспечение безопасности	5.5–8.0	7
Инжиниринг, менеджмент, земельный участок	10	10

Таблица 5. Результаты расчета экономических показателей в варианте № 1

Показатель	Расход технологического газа, тыс. м ³ /ч				
	40	60	70	100	200
Продолжительность сжижения, ч/год	8016	6552	5832	5088	5088
Отпуск СПГ потребителям, т/год	12538.49	15799.53	16533.82	20890.58	42443.93
Инвестиции в СПГ-комплекс, млн руб.	5306.24	5522.08	5619.09	5881.58	6586.59
Инвестиции в СПГ-комплекс + стоимость заполнения емкостей СПГ, млн руб.	5670.30	5886.14	5983.15	6245.64	6950.65
Выручка от реализации СПГ, млн руб.	188.08	236.99	248.01	313.36	636.66
Чистый денежный поток от реализации СПГ, млн руб/год	122.96	155.14	163.03	205.66	408.68
Общий экономический эффект от реализации СПГ и снижения затрат на мазутное хозяйство, млн руб/год	175.90	208.08	215.97	258.60	461.62

Вариант № 1

Инвестиции в СПГ-комплекс + стоимость заполнения емкостей СПГ, млн руб.5670.30–6950.65
 Отпуск СПГ потребителям, т/год12538.49–42443.93
 Общий экономический эффект от реализации СПГ и снижения затрат на мазутное хозяйство, млн руб/год175.90–461.62

Вариант № 2

Инвестиции в СПГ-комплекс, млн руб.774.74–2055.10
 Отпуск СПГ потребителям, т/год13582.68–43106.71
 Чистый денежный поток от реализации СПГ, млн руб/год132.34–414.63
 Срок окупаемости установки сжижения, лет5–6

Вариант № 3

Инвестиции в СПГ-комплекс + стоимость заполнения емкостей СПГ, млн руб.7559–8839.36
 Отпуск СПГ потребителям, т/год11827.49–41992.64
 Снижение инвестиций при переходе на СПГ вместо

проектируемого мазутного хозяйства, млн руб.1864.76–584.40
 Общий экономический эффект от реализации СПГ и снижения затрат на мазутное хозяйство, млн руб/год202.72–486.08
 Общий экономический эффект от перехода на СПГ за 10 лет, млн руб.3892–5445.17

Данные по остальным показателям в вариантах № 1–3 приведены в табл. 5–7.

В составе эксплуатационных затрат оценивались расходы на энергоресурсы, включающие в себя стоимость топлива для первичного заполнения резервуаров, стоимость газа и электроэнергии для подогрева и циркуляции мазута, производства СПГ и сжижения выпаров из емкостей хранения.

**ВОЗМОЖНОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ
 СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА,
 ПРОИЗВОДИМОГО
 НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ
 ПАО “МОСЭНЕРГО”**

Энерготехнологические комплексы по производству СПГ потенциально могут поставлять сжиженный газ, произведенный сверх нормативного запаса резервного топлива, на региональные рынки. Основными сферами применения СПГ на внутреннем рынке являются транспорт (автомобильный, железнодорожный, речной и морской) и

Таблица 6. Результаты расчета экономических показателей в варианте № 2

Показатель	Расход технологического газа, тыс. м ³ /ч				
	40	60	70	100	200
Продолжительность сжижения, ч/год	8016	6552	5832	5088	5088
Отпуск СПГ потребителям, т/год	13582.68	16653.02	17293.52	21553.35	43106.71
Инвестиции в СПГ-комплекс, млн руб.	774.74	990.58	1087.60	1350.09	2055.10
Выручка от реализации СПГ, млн руб.	203.74	249.80	259.40	323.30	646.60
Чистый денежный поток от реализации СПГ, млн руб/год	132.34	162.80	169.85	211.62	414.63
Общий объем инвестиций, относимых на установку сжижения, млн руб.	774.74	990.58	1087.60	1350.09	2055.10
Срок окупаемости установки сжижения, лет	5.85	6.08	6.40	6.38	4.96

Таблица 7. Результаты расчета экономических показателей в варианте № 3

Показатель	Расход технологического газа, тыс. м ³ /ч				
	40	60	70	100	200
Продолжительность сжижения, ч/год	8016	6552	5832	5088	5088
Отпуск СПГ потребителям, т/год	11827.49	15218.39	16016.54	20439.28	41992.64
Инвестиции в СПГ-комплекс, млн руб.	6947.04	7162.88	7259.90	7522.39	8227.40
Инвестиции в СПГ-комплекс + стоимость заполнения емкостей СПГ, млн руб.	7559.00	7774.84	7871.86	8134.34	8839.36
Выручка от реализации СПГ, млн руб.	177.41	228.28	240.25	306.59	629.89
Снижение инвестиций при переходе на СПГ вместо мазутного хозяйства, млн руб.	1864.76	1648.92	1551.90	1289.42	584.40
Чистый денежный поток от реализации СПГ, млн руб/год	113.74	146.28	154.39	196.66	397.09
Общий экономический эффект от реализации СПГ и снижения затрат на мазутное хозяйство, млн руб/год	202.72	235.27	243.38	285.65	486.08
Общий экономический эффект от перехода на СПГ за 10 лет, млн руб.	3892.00	4001.63	3985.69	4145.88	5445.17

системы автономного энергоснабжения [7]. Для малотоннажного производства СПГ ключевым фактором обеспечения рентабельности продаж, помимо эффективной технологии, является транспортное плечо доставки СПГ потребителю.

В отношении объектов производства, расположенных в Москве, являющейся крупнейшим мегаполисом и транспортным узлом России, в ка-

честве основного варианта рассматривается реализация СПГ как моторного топлива в самой Москве и Московской обл. Перевод транспортных средств на газомоторное топливо – одно из приоритетных направлений развития транспорта, получающее значительную системную поддержку от государства. В настоящее время в рамках государственной программы “Развитие энергетики”

реализуется подпрограмма “Развитие рынка газомоторного топлива”, предусматривающая:

увеличение объема потребления природного газа в качестве моторного топлива до 2720 млн м³ и количества стационарных объектов газозаправочной инфраструктуры до 1273 единиц по итогам 2024 г.;

увеличение численности транспортных средств и техники специального назначения, использующих газомоторное топливо, в том числе за счет произведенных транспортных средств, в которых применяется природный газ в качестве моторного топлива [8].

Для достижения этих целей государство субсидирует строительство заправочной инфраструктуры и перевод транспорта на газомоторное топливо.

Для развития внутреннего рынка газомоторного топлива в декабре 2012 г. по решению ПАО “Газпром” создано Общество с ограниченной ответственностью “Газпром газомоторное топливо”, в управлении которого в настоящее время находятся 252 стационарных газозаправочных объекта и 17 площадок с передвижными автогазозаправщиками (ПАГЗ) в 63 регионах России, комплексы сжижения природного газа в Калининграде и Петергофе, Московский газоперерабатывающий завод. Всего на территории России расположено 484 газозаправочных объекта, 329 из них принадлежат ПАО “Газпром”. Общая производительность газозаправочной сети компании составляет около 2.3 млрд м³/год.

Следует отметить, что, несмотря на общемировой тренд на стимулирование перехода на электротранспорт, автомобили на газомоторном топливе и соответствующая заправочная инфраструктура получают в России значимую и системную поддержку от государства, что позволяет им успешно конкурировать с электромобилями (в частности, за пределами мегаполисов).

Доступные на момент написания статьи данные Росстата [9–11] свидетельствуют об ускорении темпов прироста количества автомобильного транспорта на компримированном природном газе (КПГ) и пропан-бутане. В связи с тем что заправка КПГ возможна на криоАЗС с использованием газифицированного СПГ (как и заправка на одной АЗС КПГ + СПГ), далее приведены сравнительные данные только по приросту количества транспортных средств на КПГ по Москве и Московской обл. за 2018 г. по отношению к 2017 г., %:

Легковые автомобили	116
Грузовые автомобили	88
Автобусы	44

Представленная динамика прироста свидетельствует об эффективности мер государственной поддержки программ перевода транспорта на природный газ. Однако серьезным сдерживающим фактором для их реализации является ограниченная сеть заправок. Согласно данным [12], в Москве и Московской обл. ПАО “Газпром” принадлежит шесть автомобильных газовых наполнительных компрессорных станций (АГНКС), еще 11 станций принадлежат другим компаниям, при этом только одна АГНКС-1 в п. Развилка (собственность Московского газоперерабатывающего завода) отпускает КПГ и СПГ. Проблемой для создания широкой сети АГНКС является подведение к заправке газопровода. В то же время уже освоена технология заправки автотранспорта КПГ, получаемым газификацией СПГ на криоАЗС, причем на таких АЗС может быть предусмотрена возможность отпуска как КПГ, так и СПГ.

Экономические оценки реализации СПГ, полученные на перспективных комплексах ПАО “Мосэнерго”, базируются на розничных ценах КПГ как наиболее распространенного метанового топлива на текущий момент. Розничная цена КПГ на АГНКС ПАО “Газпром” в Москве и Московской обл. по данным [12] составляет 17.3 руб/м³ (24.7 руб/кг), включая НДС, при этом стоимость СПГ, отпускаемого с АГНКС-1, равняется 26 руб/кг (данные на дату подготовки публикации).

Для оценки возможной цены оптовой поставки СПГ для криоАЗС за базу принята следующая структура цены (доля элемента стоимости) СПГ на выходе из типовой заправочной колонки АЗС-СПГ в США, %:

СПГ, доставленный на АЗС	49.31
Амортизация	15.9
Федеральный акцизный налог	18.08
Акцизный налог штата	3.56
Налог с продаж	13.15

В соответствии с этим распределением можно предположить, что в условиях России розничная наценка может составить 32%. Таким образом, оптовая цена поставок СПГ для выполнения предварительных оценок экономической эффективности комплексов ПАО “Мосэнерго” может быть принята в размере 15.6 руб/кг СПГ с учетом доставки (на дату подготовки публикации). Указанная стоимость была использована при расчетах показателей, приведенных в табл. 5–7.

ВЫВОДЫ

1. Мировой опыт малотоннажного производства сжиженного природного газа подтвердил свою эффективность в США, Китае и других странах.

2. Для крупных станций ПАО “Мосэнерго”, таких как ТЭЦ-21, ТЭЦ-22, при давлении сетевого газа на входе в газораспределительный пункт 1.0–1.2 МПа может быть реализована энергоэффективная схема комплекса по производству, хранению и регазификации СПГ исключительно за счет избыточного давления сетевого газа и низкопотенциальной тепловой энергии системы оборотного водоснабжения.

3. Проект комплекса на ТЭЦ-21 ПАО “Мосэнерго”, обеспечивающего реализацию СПГ как товарного продукта, хранение его в объеме ННЗТ и регазификацию с обеспечением максимальной проектной мощности подачи резервного топлива, предусматривает капитальные затраты 5.60–6.95 млрд руб. в зависимости от выбранной производительности комплекса.

4. Срок окупаемости затрат на товарное производство СПГ без топливного резервирования в условиях ТЭЦ-21 составляет 5–6 лет в зависимости от выбранной производительности комплекса.

5. Строительство на ТЭЦ-22 ПАО “Мосэнерго” комплекса, обеспечивающего реализацию СПГ как товарного продукта, его хранение в объеме общего нормативного запаса топлива и регазификацию с обеспечением максимальной проектной мощности подачи резервного топлива, потребует капитальных затрат в размере 7.6–8.8 млрд руб. в зависимости от выбранной производительности комплекса при проектных затратах на мазутное хозяйство аналогичной мощности 8.7 млрд руб. Для этого варианта совокупный экономический эффект от перехода на СПГ в течение 10 лет может составить 3.9–5.4 млрд руб. в постоянных ценах.

6. Дополнительным преимуществом использования СПГ в качестве резервного топлива является уменьшение выбросов в окружающую среду вредных веществ, а также снижение “углеродного следа” электростанций. Влияние этих экологических показателей на финансовые результаты деятельности энергетических компаний может радикально вырасти в случае реализации в той или иной форме идеи “углеродного налога”.

7. Результаты исследований свидетельствуют о целесообразности дальнейших разработок в направлении интеграции энерготехнологических СПГ-комплексов в технологический процесс на ТЭЦ ПАО “Мосэнерго”.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Сведения** о расходах топлива ПАО “Мосэнерго”. Режим доступа: <https://mosenergo.gazprom.ru/ecology/ehkologicheskaya-politika/svedeniya-o-raskhodakh-topliva/>
2. **Годовой отчет** ПАО “Мосэнерго” за 2019 г. Режим доступа: https://mosenergo.gazprom.ru/d/textpage/f9/249/ar_mosenergo_2019.pdf
3. **Приказ** Минэнерго от 22.08.2013 № 469 “Об утверждении порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон”.
4. **СТО 70238424.27.100.035-2009**. Хозяйство жидкого топлива. Прием, хранение, подготовка и подача мазута на ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. М.: ИНВЭЛ, 2009.
5. **Федорова Е.Б.** Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011.
6. **Mesko J., Ramsey J.** The use of liquefied natural gas for peaking service. <https://studylib.net/doc/18365348/the-use-of-liquefied-natural-gas-for-peaking-service>
7. **Возможности** и перспективы развития малотоннажного СПГ в России / под ред. А. Климентьева, Т. Митровой, А. Собко. М.: Центр энергетики Московской школы управления “Сколково”, 2018.
8. **Постановление** Правительства РФ от 15.04.2014 № 321 “Об утверждении государственной программы Российской Федерации “Развитие энергетики”. <http://government.ru/docs/all/91334/>
9. **Наличие** легковых автомобилей, имеющих возможность использования природного газа в качестве моторного топлива по субъектам Российской Федерации. Федеральная служба гос. статистики. https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/BORiiYlp/leg_gaz.xls
10. **Наличие** грузовых автомобилей, имеющих возможность использования природного газа в качестве моторного топлива по субъектам Российской Федерации. Федеральная служба гос. статистики. https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/paanW9Lg/gruz_gaz.xls
11. **Наличие** автобусов, имеющих возможность использования природного газа в качестве моторного топлива по субъектам Российской Федерации. Федеральная служба гос. статистики. https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/jtLR5TEZ/avt_gaz.xls
12. **География** деятельности Москва-компания Газпром. Газомоторное топливо. <http://gazprom-gmt.ru/geography/5>

Prospects for Using Liquefied Natural Gas as Backup and Emergency Fuel at Power Plants Owned by the Gazprom Energoholding Group

O. O. Mil'man^{a, b}, V. B. Perov^{c, d, *}, M. V. Fedorov^e, S. N. Lenev^f, and E. A. Popov^g

^a*Tsiolkovsky Kaluga State University, Kaluga, 248023 Russia*

^b*ZAO Scientific Production and Innovation Enterprise (NPVP) Turbocon, Kaluga, 248010 Russia*

^c*OOO Termokon, Moscow, 143026 Russia*

^d*OOO Kriokon, Kaluga, 248010 Russia*

^e*OOO Gazprom Energoholding, St. Petersburg, 197198 Russia*

^f*PAO Mosenergo, Moscow, 119526 Russia*

^g*PAO Gazprom, Moscow, 117997 Russia*

**e-mail: turbocon@kaluga.ru*

Abstract—The results from studying prospective energy-technology complexes for producing liquefied natural gas (LNG) and using it at electric power facilities as backup fuel are outlined. The article also gives a description and the main parameters of the original process flow diagram of the LNG complex for combined heat and power plants of PAO Mosenergo, which operates solely on the plant's secondary energy resources: the pipeline gas excess pressure and the heat of the closed-circuit cooling system. The complex includes means for pipeline gas liquefaction, long-term storage of the standard backup fuel stock, and LNG gasification using the heat removed from the steam turbine condensers when the power plant is shifted for using backup fuel. Based on an analysis of the experience gained around the world from development of similar complexes and the design parameters of the natural gas liquefaction process flow diagram proposed by the authors, a procedure for calculating the economic efficiency indicators of the projects of LNG-based energy technology complexes is developed. Based on the actual data on the consumption of main and backup fuel at PAO Mosenergo, calculations of the technical and economic parameters of LNG complexes were carried out, the results of which have demonstrated the economic efficiency of fuel oil replacement by liquefied natural gas for the options of its production at power plants solely as commercial product or construction of energy technology complexes instead of planned fuel oil facilities. It is shown that, in view of a low net cost of self-produced LNG and taking into account the rapidly developing market of gas engine fuel, the sales of LNG produced in excess of the standard stock amounts may become a significant item of additional income for a power company. In addition, the construction of additional low-tonnage production facilities equipped with large-capacity LNG storage systems will make it possible to enhance the fuel supply reliability of prospective fueling networks.

Keywords: liquefied natural gas, backup fuel, regasifier, economic efficiency, pipeline gas, fuel supply, standard stock, fueling networks, cost, investments, recoupment