

**ПАРОВЫЕ КОТЛЫ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО,  
ГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА  
И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ КОТЛОВ**

**КОНЦЕПЦИЯ РЕГИОНАЛЬНОГО ТОПЛИВНОГО КОМПЛЕКСА  
СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА  
НА БАЗЕ ТЕПЛОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

© 2024 г. В. Б. Перов<sup>a, \*</sup>, М. В. Федоров<sup>b</sup>, О. О. Мильман<sup>c, \*\*</sup>, Д. Н. Жедяевский<sup>d</sup>,  
А. Н. Вивчар<sup>e, i</sup>, А. А. Ивановский<sup>f</sup>, А. В. Охлопков<sup>e</sup>, К. С. Никишов<sup>e</sup>, А. В. Сказочкин<sup>g, h</sup>

<sup>a</sup>Научно-производственное внедренческое предприятие “Турбокон”,  
ул. Комсомольская Роцца, д. 43, г. Калуга, 248010 Россия

<sup>b</sup>ООО “Газпром энергохолдинг”, ул. Шкиперский Проток, д. 12, корп. 2, стр. 1, Санкт-Петербург, 199106 Россия

<sup>c</sup>Калужский государственный университет им. К.Э. Циолковского,  
ул. Степана Разина, д. 26, г. Калуга, 248023 Россия

<sup>d</sup>Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина,  
Ленинский просп., д. 65, Москва, 119991 Россия

<sup>e</sup>ПАО “Мосэнерго”, просп. Вернадского, д. 101, корп. 3, Москва, 119526 Россия

<sup>f</sup>ПАО “Силовые машины”, ул. Ватутина, д. 3, Лит. А, Санкт-Петербург, 195009 Россия

<sup>g</sup>ООО “Криокон”, ул. Комсомольская Роцца, д. 43, г. Калуга, 248010 Россия

<sup>h</sup>ООО “ТЕРМОКОН”, ул. Комсомольская Роцца, д. 43, г. Калуга, 248010 Россия

<sup>i</sup>Российский университет дружбы народов, ул. Миклухо-Маклая, д. 6, Москва, 117198 Россия

\*e-mail: perov@turboconkaluga.ru

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

Поступила в редакцию 09.06.2023 г.

После доработки 19.08.2023 г.

Принята к публикации 30.08.2023 г.

Предложена концепция создания на базе тепловых электростанций региональных топливных комплексов сжиженного природного газа (СПГ), обеспечивающих расширение и надежное функционирование рынка газового топлива. Концепция предусматривает перевод систем топливного резервирования объектов электроэнергетики на СПГ, который производится непосредственно на электростанциях, а также поставки СПГ с электростанций региональным потребителям. Приведено описание зарубежной установки для гашения пиков газопотребления – наиболее близкого аналога электростанции с системой топливного резервирования на СПГ. Сравнительный технико-экономический анализ проектов создания мазутного хозяйства и системы резервного топлива на СПГ для ТЭЦ-22 ПАО “Мосэнерго” показал, что при сопоставимых капитальных затратах резервирование с использованием СПГ может дать экономический эффект до 654 млн руб. в год в ценах 2023 г. Отмечено, что при наличии больших объемов хранения СПГ могут быть обеспечены пиковые отгрузки топлива потребителям, а нормативный запас будет восстановлен с помощью установки сжижения. Приведены данные для расчета затрат и инвестиций, необходимых для создания комплексов, гарантирующих поддержание нормативных аварийных запасов топлива в виде СПГ для энергоблока ПГУ-220 (1778 млн руб. без НДС). Предложена методика распределения затрат комплекса аварийного топлива, относимых на себестоимость электрической мощности и СПГ, реализуемого сторонним потребителям. Показано, что относительное увеличение капитальных затрат на возведение ПГУ-220 с аварийным топливом в виде СПГ по отношению к аналогичным затратам на энергоблок с аварийным дизельным топливом составляет 1%. Выполнена оценка себестоимости собственного производства СПГ. Экономия при первичном формировании нормативных аварийных запасов для энергоблока составила 72.45 млн руб. Сформулировано преимущество создания сети комплексов СПГ: запасы резервного и аварийного топлива на тепловых электростанциях обеспечивают надежное топливоснабжение региональных рынков.

*Ключевые слова:* сжиженный природный газ, тепловая электростанция, газомоторное топливо, дизельное топливо, мазут, резервное топливо, аварийное топливо, пиковое газопотребление, парогазовая установка, газотурбинная установка

DOI: 10.56304/S0040363624030068

Одним из стратегических направлений деятельности ПАО «Газпром» являются производство и реализация метана в качестве моторного топлива. В результате активной работы компании с 2012 по 2022 г. потребление природного газа в качестве газомоторного топлива в России выросло с 349 млн м<sup>3</sup> до 1.5 млрд м<sup>3</sup>. На долю Газпрома приходится 71% общих объемов продаж газомоторного топлива на внутреннем рынке [1].

Предложенная в настоящей работе концепция направлена на поддержание динамики расширения рынка газомоторного топлива путем опережающего развития инфраструктуры региональных топливных комплексов. Важной составляющей этой концепции является перевод систем топливного резервирования объектов электроэнергетики на СПГ, что само по себе расширяет газовый рынок благодаря вытеснению неэкологичных видов топлива из циклов производства электроэнергии и тепла.

Предлагаемый подход предусматривает трансформацию тепловых электростанций в энерготехнологические комплексы по совместному производству электроэнергии, тепла и СПГ, что соответствует стратегической цели ПАО «Газпром» – повышению эффективности деятельности, надежности поставок, а также использованию накопленного производственного и научно-технического потенциала. При этом реализуется принцип органичного дополнения и взаимодействия всех элементов бизнеса ПАО «Газпром» как вертикально интегрированной компании [2].

На текущий момент более 60% электроэнергии в России вырабатывается на тепловых электростанциях, при этом в структуре используемого топлива доля газа составляет 70%. По прогнозу Минэнерго России указанная доля сохранится до 2028 г. [3].

Для обеспечения надежного функционирования тепловых электростанций Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» на собственников электростанций возлагается обязанность по созданию и поддержанию запасов топлива. Порядок создания и использования на ТЭС запасов топлива, в том числе в отопительный сезон, утвержден Приказом Минэнерго России от 27.11.2020 № 1062 (далее Порядок). Порядок учитывает риск-ориентированный подход к нормированию запасов топлива (резервному и аварийному) для предупреждения рисков снижения надежности как энергосистемы в целом, так и отдельных объектов электроэнергетики в кризисных ситуациях с электро- и теплоснабжением потребителей. Порядком в том числе предусматривается использование СПГ в качестве резервного и аварийного топлива ТЭС.

Предлагаемая концепция регионального топливного комплекса базируется на результатах поисковых работ, инициированных ПАО «Мосэнерго» и выполненных НПВП «Турбокон», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, КГУ им. К.Э. Циолковского, ООО «Криокон» и ООО «ТЕРМОКОН». Целью исследований было изучение возможности производства СПГ на станциях компании с использованием вторичных энергоресурсов, а также возможности применения СПГ в качестве резервного и аварийного топлива.

### ЗАРУБЕЖНЫЕ АНАЛОГИ УСТАНОВОК РЕГУЛИРОВАНИЯ ПИКОВ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

Перспективные комплексы для производства резервного СПГ на базе электростанций ПАО «Мосэнерго» функционально близки установкам для гашения пиков газопотребления (УППГ), в англоязычной литературе – LNG Peak Shaving. Эти установки применяются на объектах, для которых характерны значительные колебания спроса на газ. Чаще всего существенные отклонения происходят летом и зимой во время резких перепадов температур и возрастания спроса на электроэнергию у населения.

В настоящее время установки LNG Peak Shaving эксплуатируются в США, Великобритании, Канаде, Германии, Аргентине, Австралии, Нидерландах, Бельгии, Китае.

Несмотря на небольшую производительность LNG Peak Shaving по сжижаемому газу, их необходимо оборудовать крупными резервуарами для хранения многомесячного объема производимого СПГ. Кроме того, они должны иметь очень большие мощности по регазификации.

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

По имеющимся данным более 70% установок принадлежит компаниям по транспортировке газа и газоснабжению, остальные – электростанциям на природном газе, электроэнергетическим компаниям, а также смешанным энергетическим компаниям (газоснабжение + электроэнергетика) [4].

Установки LNG Peak Shaving возводятся такими компаниями, как McDermott International Inc., Matrix Service Company, Air Products and Chemicals, Linde. Например, комплекс Memphis LNG Peak Shaving Facility (комплекс СПГ для регулирования пикового газопотребления в Мемфисе) был спроектирован, построен и введен в эксплуатацию компанией McDermott International.



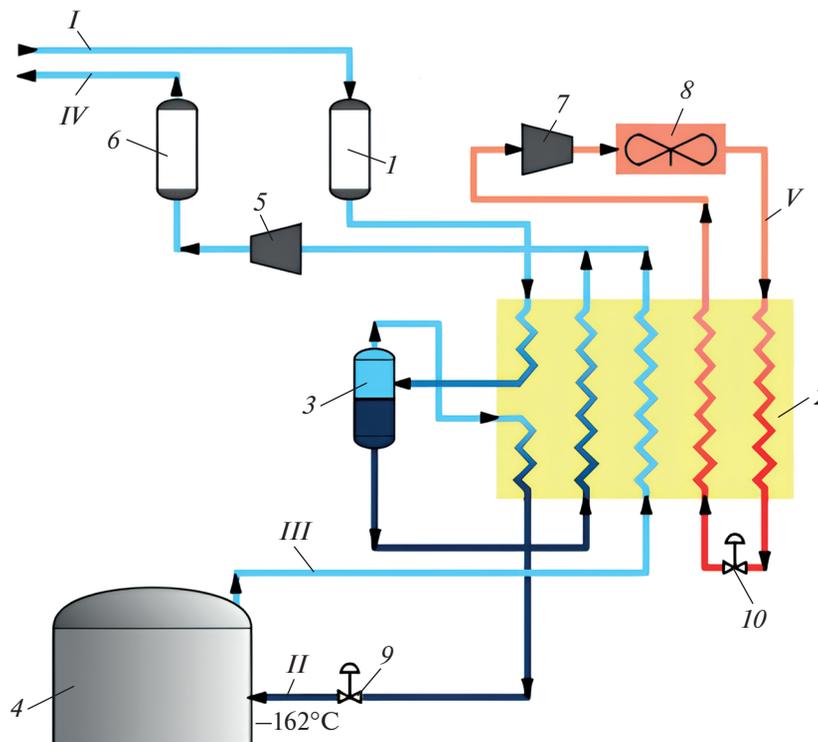
**Рис. 1.** Комплекс по производству СПГ для покрытия пиковых нагрузок в Мемфисе [5]

al, Ltd по заказу The Memphis Light, Gas and Water Division (MLGW) (Управление освещения, газа и водоснабжения Мемфиса) в г. Мемфис, штат Теннесси, США (рис. 1) [5].

Основная цель строительства данного комплекса — это покрытие пиков спроса на газ. Комплекс включает в себя систему сжижения, резервуар для хранения СПГ, систему транспортировки, аварийные генераторы электроэнергии для бесперебойной работы оборудования и систему коммунальной поддержки.

Для сжижения природного газа используется запатентованная технология компании McDermott — Mixed Refrigerant Loop (MRL) cycle (цикл сжижения на смешевом хладагенте) (рис. 2). Система MRL обеспечивает реализацию процесса сжижения путем межступенчатого охлаждения в компрессоре и конденсации хладагента. Производительность установки по СПГ составляет 4,6 т/ч.

Хранение СПГ массой до 20000 т осуществляется в стальном резервуаре с двойными стенками и плоским дном с подвесной крышей. В качестве изоляции на подвесном настиле и в кольцевом пространстве между стальными стенками ис-



**Рис. 2.** Mixed Refrigerant Loop (MRL) cycle (цикл сжижения на смешевом хладагенте) [5].

*I* — блок подготовки газа; *2* — пластинчатый теплообменник; *3* — сепаратор; *4* — изотермический резервуар; *5* — компрессор отпарного газа; *6* — система подогрева газа; *7* — компрессор хладагента; *8* — система отвода тепла; *9, 10* — дроссель.

Потоки: *I* — вход природного газа; *II* — СПГ; *III* — отпарной газ; *IV* — возврат природного газа; *V* — смешанный хладагент



Рис. 3. Резервуар для хранения СПГ [5]

пользуется вспученный перлитовый порошок. Дно резервуара теплоизолировано блоками из пеностекла. Внешний резервуар выполнен из углеродистой стали; внутренний резервуар, контактирующий с криогенной жидкостью, изготовлен из стали с содержанием никеля 9%, а подвесная крыша – из алюминия (рис. 3).

В составе комплекса предусмотрена станция погрузки/разгрузки автомобилей, которые обеспечивают транспортировку сжиженного природного газа.

Комплекс контролируется и управляется дистанционно с завода MLGW Arlington LNG, расположенного примерно в 35 милях. Управление осуществляется интегрированной распределенной системой, которая включает в себя программируемые логические контроллеры, магистрали передачи данных и программы обработки информации.

### КОНЦЕПЦИЯ РЕГИОНАЛЬНОГО ТОПЛИВНОГО КОМПЛЕКСА

Следует отметить, что использование на ТЭС России накопленного опыта в области УППГ требует дополнительных исследований. При интеграции циклов сжижения и газификации СПГ в технологический процесс производства электроэнергии и тепла необходимо обеспечить выполнение нормативных требований по поддержанию запасов топлива.

В исследованиях, заказанных ПАО “Мосэнерго” [4], акцент был сделан на изучении возможности применения для производства СПГ вторичных энергоресурсов (ВЭР) ТЭС, в качестве которых рассматриваются давление сетевого газа на входе в стационарный газорегуляторный пункт (ГРП), а также низкотемпературная тепловая энергия системы охлаждения объекта. Основное условие, позволяющее реализовать цикл ожигения исключительно за счет ВЭР, – давление сетевого газа на входе в ГРП. Условия внедрения СПГ-комплексов были классифицированы по потенциалу указанных ВЭР [6].

Согласно предложенной классификации, наиболее подходящим объектом для сооружения СПГ-комплекса является ТЭЦ-22, на которой запланировано возведение нового мазутного хозяйства для замещения угля, используемого в настоящее время в качестве резервного топлива. С учетом опыта применения и наличия инфраструктуры детандеров природного газа на ТЭЦ-21 одновременно может быть реализован комплекс для производства СПГ как товарного продукта.

Особенностью применения СПГ в качестве резервного топлива на ТЭЦ ПАО “Мосэнерго” является возможность использования для газификации СПГ воды оборотной системы охлаждения. Вода циркулирует через конденсаторы паротурбинных установок и испарительные градирни. На всех исследованных объектах тепловая мощность, отводимая при конденсации пара, полностью обеспечивает газификацию потока СПГ при переходе станций на резервное топливо [4].

По результатам указанных исследований получен патент на цикл “Мосэнерго – Турбокон” [7], который может быть внедрен на ТЭЦ-21 и ТЭЦ-22. Этот цикл является азотным со 100%-ным сжижением продуктового потока газа, он реализуется с помощью детандеров природного газа (технологический поток газа), работающих параллельно с ГРП станции. Особенности цикла следующие:

- привод компрессора азота от детандера природного газа;
- полная утилизация тепла, отводимого при сжижении газа (охлаждение азота в процессе компримирования осуществляется технологическим потоком газа);
- газификация СПГ водой из оборотной системы охлаждения станции при переходе на резервное топливо;
- возможность отгрузки СПГ сторонним потребителям.

Сравнительный технико-экономический анализ проектов возведения мазутного хозяйства и системы резервного топлива на СПГ для ТЭЦ-22 ПАО “Мосэнерго” показал, что при сопостави-

мых капитальных затратах топливное резервирование с использованием СПГ может дать экономический эффект до 654 млн руб. в год (в ценах 2023 г.) [4]. Указанный экономический эффект обеспечивается более низкими операционными затратами на хранение СПГ по сравнению с затратами на мазутное хозяйство, а также дополнительной прибылью, которую обеспечивают продажи СПГ на региональном рынке. Следует отметить, что большой объем СПГ в системе топливного резервирования ТЭЦ-22 (емкости общим объемом 100 тыс. м<sup>3</sup>) обеспечит практически любые пиковые отгрузки топлива потребителям, а последующее восстановление нормативного запаса будет произведено на постоянно действующей установке сжижения.

Особый интерес представляет реализация предложенной концепции для комплексов, гарантирующих поддержание нормативных аварийных запасов топлива (НАЗТ) в виде СПГ для ПГУ и ГТУ.

Требования к формированию НАЗТ регламентируются указанным ранее Порядком. Объем НАЗТ определяется исходя из базового объема, рассчитанного на 3 сут работы с максимальным расходом топлива.

По данным ПАО «Мосэнерго», объем НАЗТ на одну газотурбинную установку ГТЭ-160, входящую в состав ПГУ-220, составляет 2737 т дизельного топлива.

Расчет НАЗТ на СПГ с учетом низшей теплоты сгорания дизельного топлива 42624 кДж/кг (среднее справочное значение) и низшей теплоты сгорания природного газа 49138 кДж/кг (согласно паспорту качества газа) дает следующие результаты:

максимальная масса НАЗТ в виде СПГ составит 2373 т;

для хранения НАЗТ в виде СПГ потребуются криогенные емкости объемом 6250 м<sup>3</sup> (учтены несливаемый остаток СПГ и паровой объем [4]);

производительность установки газификации СПГ для комплекса НАЗТ, рассчитанная из условия срабатывания аварийного запаса в течение 3 сут, составляет 550 тыс. м<sup>3</sup>/сут (при нормальных условиях).

Согласно требованиям п. 43 Порядка при снижении НАЗТ до 75% утвержденного норматива владелец ТЭС должен восстановить объем запаса до 100% в течение 15 календарных дней. С учетом указанных требований и заданных значений суточного выпара СПГ в емкости в объеме 0.19% массы СПГ, можно определить минимальную производительность установки сжижения, которая должна составить 1.84 т/ч. Установка с такой производительностью способна осуществить

первичное заполнение емкостей НАЗТ за 2 мес. С учетом компенсации выпара из емкостей хранения комплекс может обеспечить отгрузку СПГ сторонним потребителям со среднечасовым расходом 1.78 т/ч.

В отличие от установок сжижения природного газа, функционирующих исключительно на основе ВЭР [4], для комплекса НАЗТ рассматривается энергопотребляющая установка сжижения, работающая по азотному циклу. Для такой установки удельное энергопотребление принято в размере 840 кВт · ч на 1 т СПГ [8].

В связи с чрезвычайной редкостью аварийных ситуаций комплекс НАЗТ с установкой сжижения можно использовать для отпуска СПГ внешним потребителям, при этом в имеющихся объемах хранения топлива можно создать достаточный запас для надежного обеспечения пикового спроса на топливо. Таким образом, комплексно решаются задачи как энергоснабжения, так и снабжения регионального рынка газовым топливом.

Далее приведена предварительная оценка технико-экономических показателей комплекса НАЗТ на СПГ на одну газотурбинную установку ГТЭ-160 в составе энергоблока ПГУ-220. Оценка выполнена по методике, изложенной в [4].

Следует отметить, что в используемой методике применяются базовые ценовые параметры по состоянию на 2014 г. С учетом развивающихся во всем мире инфляционных процессов в качестве коэффициента дефляции принято отношение текущей стоимости сплава 12X18H10T, применяемого в криогенной технике, к стоимости указанного материала на январь 2014 г. Это отношение рассчитано по биржевым ценам на металлы, входящие в состав сплава, с учетом их массового содержания. Для расчета использованы данные [9–11], полученные с 2014 г. по февраль 2023 г. Расчетное значение дефлятора составило 1.66.

Важным отличием комплекса НАЗТ на СПГ от УГПГ, данные по которым использованы в методике [4], является значительно меньший объем емкостей хранения, на которые приходится до 40% суммарных затрат на создание УГПГ. С учетом этого отличия был скорректирован расчет инвестиций в общезаводские сооружения, системы безопасности и инжиниринг. Соотношение между указанными затратами и затратами на систему хранения составляет 0.688 [4]. Этот коэффициент позволяет выполнить оценку инвестиций, базирясь на стоимости системы хранения.

Результаты расчетов инвестиций в комплекс НАЗТ на СПГ для энергоблока ПГУ-220 в текущих ценах приведены в табл. 1.

**Таблица 1.** Инвестиции в комплекс НАЗТ на СПГ для энергоблока ПГУ-220

№ п/п	Структурный элемент комплекса	Инвестиции, млн руб. (без НДС)
1	Основные резервуары и их обваловка	329
2	Установка сжижения газа со вспомогательными резервуарами*	902
3	Регазификаторы с насосами откачки СПГ из резервуаров	321
4	Общезаводские сооружения, противопожарная защита, обеспечение безопасности, инжиниринг, менеджмент	226
	Всего	1778

\* Вспомогательные резервуары предназначены для приема СПГ в течение 3 сут.

Тепловая электростанция с комплексом НАЗТ на СПГ фактически производит электроэнергию (для теплофикационных ПГУ электроэнергию и тепло), электрическую мощность и СПГ, поэтому инвестиции в структурные элементы комплекса и эксплуатационные затраты должны быть распределены между указанными продуктами. Соответствующие нормативные документы и методики пока не разработаны. Для выполнения предварительных оценок принято следующее распределение затрат:

на электрическую мощность ТЭС в рамках договора о предоставлении мощности относятся капитальные затраты по пп. 1, 3, 4 табл. 1 и эксплуатационные затраты в части затрат на электроэнергию и газ при заполнении основных резервуаров СПГ;

на СПГ, реализуемый на региональном рынке, относятся капитальные затраты по п. 2 табл. 1 и эксплуатационные затраты в части затрат на электроэнергию и газ для сжижения.

Распределение других эксплуатационных затрат требует дополнительных исследований.

По имеющимся у ПАО “Мосэнерго” данным по стоимости возведения ПГУ-220 с НАЗТ на дизельном топливе в базовых ценах 2001 г. выполнена сравнительная оценка указанного варианта энергоблока с вариантом энергоблока с НАЗТ на СПГ.

При выполнении сравнительных расчетов из общей сметной стоимости энергоблока были выделены изменяемые структурные элементы: двухтопливная ГТУ (работает на природном газе и дизельном топливе) и система НАЗТ на дизельном топливе. Для энергоблока с НАЗТ на СПГ эти элементы были заменены на однотопливную ГТУ и структурные элементы по пп. 1, 3, 4 табл. 1.

Следует отметить, что стоимость в базовых ценах относится к проекту ПГУ-220, который реализован в рамках реконструкции действующей станции. Переход к текущим ценам выполнен с использованием индексов изменения сметной

стоимости строительства на IV квартал 2022 г., рекомендованных Минстроем России.

Важной особенностью сравнительного расчета является учет роста стоимости двухтопливной ГТУ по отношению к однотопливной установке, работающей исключительно на природном газе. По оценке разработчиков отечественной ГТЭ-170 (проект ПАО “Силовые машины”), двухтопливное исполнение газовой турбины дороже однотопливной на 6.5%.

Результаты сравнительных расчетов капитальных затрат на возведение энергоблоков ПГУ-220 с НАЗТ на дизельном топливе и СПГ приведены в табл. 2. Относительное удорожание варианта на СПГ составило 1.02%.

Для корректного сравнения указанных вариантов энергоблоков необходимо учесть разницу в стоимости дизельного топлива и СПГ для первичного формирования НАЗТ.

Далее представлены технико-экономические показатели установки сжижения, работающей в составе системы НАЗТ на СПГ для энергоблока ПГУ-220. Стоимость энергоресурсов соответствует средним текущим показателям для объектов ПАО “Мосэнерго”. Годовое число часов работы установки принято равным 8000 ч. Стоимостные показатели установки сжижения (без учета НДС) следующие:

Годовой отпуск СПГ потребителям, т .....	14276
Годовое потребление электроэнергии на сжижение, МВт · ч .....	11992
Стоимость газа, руб/т.....	6500
Стоимость электроэнергии, руб/(МВт · ч) .....	1400
Годовые затраты на покупку газа, руб. ....	92794000
Годовые затраты на покупку электроэнергии, руб. ....	16788800
Капитальные затраты (см. табл. 1 п. 2), руб. ....	902000000
Срок службы установки сжижения, лет .....	20

**Таблица 2.** Капитальные затраты на возведение ПГУ-220 с НАЗТ на дизельном топливе и на СПГ, млн руб. (без НДС)

Статья затрат	Система НАЗТ на дизельном топливе	Система НАЗТ на СПГ
ГТУ	4209	3952
Система НАЗТ	189	876
Прочие	18905	18905
<b>Всего</b>	<b>23493</b>	<b>23733</b>

Себестоимость СПГ собственного производства для первичного формирования НАЗТ рассчитана с учетом следующего допущения: стоимость сжижаемого природного газа, электроэнергии на привод установки сжижения и амортизационных отчислений составляет в сумме 85% полной себестоимости СПГ [12]. Далее приведены результаты расчета себестоимости СПГ собственного производства, руб/т СПГ:

Природный газ .....	6500
Электроэнергия .....	1176.00
Амортизационные отчисления .....	3159.15
Прочие расходы .....	1912.08
<b>Всего .....</b>	<b>12747.23</b>

С учетом полученного значения себестоимости СПГ собственного производства затраты на первичное формирование НАЗТ энергоблока ПГУ-220 в объеме 2373 т составят 30.25 млн руб.

На момент написания статьи стоимость зимнего дизельного топлива на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже составляла 37522 руб/т (без учета НДС) [13]. С учетом объема НАЗТ в виде дизельного топлива в размере 2737 т стоимость формирования НАЗТ в указанном топливе составит 102.7 млн руб.

Таким образом, экономия на первичное формирование НАЗТ для энергоблока ПГУ-220 равняется 72.45 млн руб. Если вычесть эту сумму из разности капитальных затрат, указанных в табл. 2, относительное удорожание энергоблока с системой НАЗТ на СПГ составит 0.71%.

Необходимо обратить внимание на то, что все приведенные оценки являются предварительными, расчеты предназначены для подтверждения целесообразности выполнения дальнейших исследований в рамках обсуждаемой концепции.

По мнению авторов, переход газовых ТЭС на резервное и аварийное топливо в виде СПГ с приданием генерирующим объектам дополнительной функции топливного комплекса гармонично дополняет и усиливает стратегию ПАО «Газ-

пром» по расширению внутреннего рынка природного газа.

Перспективными объектами внедрения СПГ-комплексов могут стать как действующие ТЭС, имеющие необходимые вторичные энергоресурсы для сжижения природного газа, так и новые ПГУ, которые будут построены на базе отечественных газовых турбин большой мощности, например ГТЭ-170, ГТЭ-65, ГТД-110.

В целом потенциал отечественной теплоэнергетики позволяет сформировать сеть топливных комплексов СПГ, обладающих следующими преимуществами:

- расположение в центрах потребления СПГ (железнодорожный, автомобильный, речной транспорт) [14];
- наличие условий для энергоэффективного малотоннажного производства СПГ с минимальной себестоимостью благодаря использованию электроэнергии собственной выработки и вторичных энергоресурсов;
- большие объемы постоянного хранения резервного и аварийного запасов СПГ в сочетании с собственным производством, что дает возможность гибко реагировать на потребности регионального рынка и одновременно восстанавливать нормативные запасы топлива после пиковых отгрузок СПГ потребителям;
- наличие квалифицированного персонала для обслуживания СПГ-комплексов;
- снижение выбросов CO<sub>2</sub> и других вредных веществ при работе на аварийном и резервном топливе.

С учетом перспективности комплексного решения задач энерго- и топливоснабжения, по мнению авторов, целесообразной является реализация НИОКР по разработке типовых технических решений для создания региональной инфраструктуры производства и использования СПГ на базе тепловых электростанций.

**ВЫВОДЫ**

1. Трансформация тепловой электростанции в энерготехнологический комплекс по производству электроэнергии, тепла и СПГ позволяет ТЭС выполнять дополнительную функцию регионального топливного комплекса на СПГ. Концепция внедрения комплексов на СПГ соответствует стратегической цели ПАО “Газпром” – повышать эффективность деятельности и надежность поставок газа. При этом реализуется принцип органичного дополнения и взаимодействия всех элементов бизнеса ПАО “Газпром” как вертикально интегрированной компании.

2. Мировой опыт реализации наиболее близких аналогов энерготехнологических комплексов – установок для гашения пиков газопотребления – подтверждает актуальность предложенной концепции.

3. При сопоставимых капитальных затратах на создание мазутного хозяйства и системы резервного топлива на СПГ для ТЭЦ-22 топливное резервирование с использованием СПГ может дать экономический эффект до 654 млн руб. в год в ценах 2023 г. Указанный экономический эффект обеспечивается более низкими операционными затратами на хранение СПГ по сравнению с затратами на мазутное хозяйство, а также дополнительной прибылью, которая может быть получена в результате продажи СПГ на региональном рынке.

4. Энергоблок с НАЗТ на СПГ на 1% дороже аналогичного энергоблока с НАЗТ на дизельном топливе, при этом первичное заполнение емкостей аварийного топлива сжиженным природным газом на 72 млн руб. дешевле заполнения дизельным топливом.

5. Реализация предложенной концепции позволит сформировать сеть топливных комплексов, сочетающих большие объемы хранения топлива с производством СПГ. Недорогая электроэнергия собственной выработки и ВЭР электростанций обеспечат высокие показатели энергоэффективности производства СПГ.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. **Интервью** В.А. Маркелова // Газовая промышленность. 2023. № 1 [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <https://www.neftegas.info/gasindustry/-01-2023/v-a-markelov-raboty-u-nas-ochen-mnogo-zadelk-yubileyu-gazproma-sushchestvennyu/> (Дата обращения 17.01.2023.)

2. **Аксютин О.Е.** Современные риски и возможности для устойчивого развития рынка природного газа // Энергетическая безопасность: новые вызовы и риски. 2017. Вып. 1. С. 63–72.

3. **Схема** и программа развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 годы. Утв. приказом Минэнерго России от 28.02.2023 № 108.

4. **Перспективы** использования сжиженного природного газа в качестве резервного и аварийного топлива на электростанциях группы “Газпром энергохолдинг” / О.О. Мильман, В.Б. Перов, М.В. Федоров, С.Н. Ленев, Е.А. Попов // Теплоэнергетика. 2021. № 7. С. 5–18. <https://doi.org/10.1134/S0040363621130026>

5. **Memphis LNG Peak Shaving Facility** // MCDERMOTT [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <https://www.mcdermott.com/What-We-Do/Project-Profiles/Memphis-LNG-Peak-Shaving-Facility> (Дата обращения 17.01.23.)

6. **Сжиженный** природный газ как резервное топливо ТЭЦ / С.Н. Ленёв, В.Б. Перов, А.Н. Вивчар, А.В. Охлопков, О.Ю. Сигитов, В.Д. Битней // Надежность и безопасность энергетики. 2021. Т. 14. № 2. С. 84–91. <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-84-91>

7. **Пат. № 2770777 С1 РФ, МПК F25J 1/00.** Способ сжижения, хранения и газификации природного газа “Мосэнерго–Турбокон” / О.О. Мильман, В.Б. Перов, М.Ф. Федоров, С.Н. Ленёв, Е.А. Попов. Заявитель ПАО “Мосэнерго”. Заявл. 07.05.2021. Опубл. 21.04.2022.

8. **Российские** малотоннажные производства по сжижению природного газа / А.Д. Кондратенко, А.Б. Карпов, А.М. Козлов, И.В. Мещерин // Химические технологии и продукты. 2016. № 4. С. 31–36.

9. **Центральный** металлический портал [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <https://metallischekiy-portal.ru/index-cen-lme> (Дата обращения 25.02.2023.)

10. **Динамика** спот-цены на хром 99% на Шанхайской бирже (Китай) по данным Investing.com (Fusion Media Limited) [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <https://ru.investing.com/commodities/chromium-99-min-china-futures> (Дата обращения 25.02.2023.)

11. <https://www.investing.com/equities/titanium> (Дата обращения 25.02.2023.)

12. **Климентьев А.Ю., Сарафанников П.В., Иванов С.Н.** Оптимизация системы “Производство – транспортировка СПГ” на примере малотоннажного завода на Северо-Западе России // Газовая промышленность. 2020. № 6 (801). С. 34–41.

13. **Санкт-Петербургская** Международная товарно-сырьевая биржа. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <https://spimex.com/> (Дата обращения 25.02.2023.)

14. **Перспективы** использования сжиженного природного газа на ТЭЦ / А.В. Охлопков, В.Б. Перов, О.Ю. Сигитов, В.Д. Битней // Транспорт на альтернативном топливе. 2021. № 5 (83). С. 73–77.

## Concept of a Regional Liquefied Natural Gas Fuel Complex Based on a Thermal Power Plant

V. B. Perov<sup>a, \*</sup>, M. V. Fedorov<sup>b</sup>, O. O. Milman<sup>c, \*\*</sup>, D. N. Zhedyayevsky<sup>d</sup>, A. N. Vivchar<sup>e, i</sup>,  
A. A. Ivanovsky<sup>f</sup>, A. V. Okhlopkov<sup>e</sup>, K. S. Nikishov<sup>e</sup>, and A. V. Skazochkin<sup>g, h</sup>

<sup>a</sup> Turbocon Scientific and Production Innovation Enterprise, Kaluga, 248010 Russia

<sup>b</sup> OOO Gazprom Energoholding, St. Petersburg, 199106 Russia

<sup>c</sup> Tsiolkovsky Kaluga State University, Kaluga, 248023 Russia

<sup>d</sup> Gubkin University National University of Oil and Gas, Moscow, 119991 Russia

<sup>e</sup> PAO Mosenergo, Moscow, 119526 Russia

<sup>f</sup> PAO Power Machines, St. Petersburg, 195009 Russia

<sup>g</sup> OOO Kryokon, Kaluga, 248010 Russia

<sup>h</sup> OOO TERMOKON, Kaluga, 248010 Russia

<sup>i</sup> Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, 117198 Russia

\*e-mail: perov@turboconkaluga.ru

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

**Abstract**—A concept has been proposed for the creation of regional liquefied natural gas (LNG) fuel complexes on the basis of thermal power plants, ensuring the expansion and reliable functioning of the gas fuel market. The concept provides for the transfer of fuel reserve systems for electric power facilities to LNG, which is produced directly at power plants, as well as the supply of LNG from power plants to regional consumers. A description of a foreign installation for extinguishing gas consumption peaks is given: the closest analogue of a power plant with an LNG fuel backup system. A comparative technical and economic analysis of projects for the construction of a fuel oil facility and an LNG backup fuel system for CHPP-22 of PAO Mosenergo showed that, with comparable capital costs, backup using LNG can provide an economic effect of up to 654 million rubles per year at 2023 prices. If there are large volumes of LNG storage, peak fuel shipments to consumers can be ensured, and the standard reserve will be restored using a liquefaction unit. Data are provided for calculating the costs and investments required to create complexes that guarantee the maintenance of standard emergency fuel reserves in the form of LNG for the CCGT-220 power unit (RUB 1778 million excluding VAT). A methodology has been proposed for allocating the costs of a complex of emergency fuels, attributable to the cost of electric power and LNG sold to third-party consumers. It is shown that the relative increase in capital costs for the construction of CCGT-220 with emergency fuel in the form of LNG in relation to similar costs for a power unit with emergency diesel fuel is 1%. The cost of in-house LNG production has been assessed. Savings during the initial formation of standard emergency reserves for the power unit amounted to 72.45 million rubles. The advantage of creating a network of LNG complexes is formulated: reserve and emergency fuel reserves at thermal power plants provide a reliable fuel supply to regional markets.

**Keywords:** liquefied natural gas, thermal power plant, gas engine fuel, diesel fuel, fuel oil, backup fuel, emergency fuel, peak gas consumption, combined cycle gas plant, gas turbine plant