

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-84-91>

УДК 621.311

Сжиженный природный газ как резервное топливо ТЭЦ

Ленёв С. Н.¹, Перов В. Б.^{2,3,4}, Вивчар А. Н.¹, Охлопков А. В.^{1*}, Сигитов О. Ю.¹, Битней В. Д.¹

¹ ПАО «Мосэнерго»

Пр-т Вернадского., д. 101, корп. 3, 119526, Москва, Россия

² ЗАО НПВП «Турбокон»

ул. Комсомольская Роща, д. 43, 248010, г. Калуга, Россия

³ ООО «Термокон»

Большой бул., д. 42, стр. 1, 143026, Москва, Россия

⁴ ООО «Криокон»

ул. Комсомольская Роща, д. 43, 248010, г. Калуга, Россия

Поступила / Received 18.05.2021

Принята к печати / Accepted for publication 26.06.2021

Основные тенденции развития газовой отрасли указывают на масштабное расширение рынка сжиженного природного газа (СПГ), который продолжает оставаться быстрорастущим сегментом на фоне остальных энергоносителей. Государственная политика Российской Федерации направлена на развитие инфраструктуры СПГ-комплексов. Проведен анализ мирового опыта применения СПГ-комплексов в установках для гашения пиков газопотребления, которые соответствуют условиям применения СПГ в качестве резервного топлива филиалами ПАО «Мосэнерго» (малотоннажное производство в сочетании с большим объемом хранения СПГ). Показано, что для условий производства и применения СПГ на электростанциях наиболее подходящими являются установки 90–100% ожижения входящего потока газа с внешним холодильным контуром на смесевом хладагенте или на азоте, которые обеспечивают состав регазифицированного СПГ, практически идентичный составу исходного газа. Сформулированы требования к разработке энергоэффективных СПГ-комплексов на филиалах ПАО «Мосэнерго», включая обеспечение энергозатрат цикла за счет расширения сетевого газа в детандере с утилизацией холодильной мощности в цикле ожижения, а также охлаждение компримированного теплоносителя холодильного контура потоками газа, подаваемого далее на горение. Рассмотрены технологические особенности внедрения СПГ-комплекса для производства, хранения и регазификации СПГ в качестве резервного топлива ТЭЦ. В ходе исследования было показано, что наиболее подходящей для введения комплекса по производству СПГ является ТЭЦ-22, для которой проектируется новое мазутное хозяйство. Несмотря на сложившуюся практику использования в качестве резервного топлива мазут и дизельное топливо, СПГ может обладать конкурентоспособными преимуществами за счет использования вторичных энергоресурсов ТЭЦ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ТЭЦ, сжиженный природный газ, резервное топливо, природный газ

Адрес для переписки:

Охлопков А. В.

ПАО «Мосэнерго»

Пр-т Вернадского., д. 101, корп. 3, 119526, Москва, Россия

e-mail: OhlopkovAV@mosenergo.ru

Address for correspondence:

Ohlopkov A. V.

PJSC "Mosenergo"

101 Vernadsky avenue, bld. 3, 119526, Moscow, Russia

e-mail: OhlopkovAV@mosenergo.ru

Для цитирования:

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.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-84-91>

For citation:

Lenev S. N., Perov V. B., Vivchar A. N., Okhlopkov A. V., Sigitov O. Y., Bitney V. D. [Liquefied natural gas as a backup fuel for TPP]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2021, vol. 14, no. 2, pp. 84–91 (in Russian).

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-84-91>

Liquefied natural gas as a backup fuel for TPP

Lenev S. N.¹, Perov V. B.^{2,3,4}, Vivchar A. N.¹, Okhlopkov A. V.¹, Sigitov O. Y.¹, Bitney V. D.¹

¹ PJSC "Mosenergo"

101 Vernadsky avenue, bld. 3, 119526, Moscow, Russia

² CJSC Scientific and Production Implementation Company "Turbocon"

43 Komsomolskaya Roscha Street, 248010, Kaluga, Russia

³ LLC "Termocon"

42 Bolshoy Bul., bld. 1, 143026, Moscow, Russia

⁴ LLC "Kriocon"

43 Komsomolskaya Roscha Street, 248010, Kaluga, Russia

Major trends in the development of the gas industry point to a large-scale expansion of the liquefied natural gas (LNG) market, which continues to be a fast-growing segment compared to other energy sources. The national policy of the Russian Federation is aimed at developing the infrastructure of LNG complexes. This article analyses the world experience in the use of LNG complexes in gas consumption peak damping installations, which meet the conditions of LNG use as a backup fuel by PJSC Mosenergo branches (low-tonnage production combined with a large volume of LNG storage). It is shown that, in terms of the conditions of production and use of LNG at power plants, the most suitable are installations with 90–100% liquefaction of the incoming gas flow with an external refrigerating circuit using a mixed refrigerant or nitrogen, which provide the composition of regasified LNG almost identical to the composition of the source gas. The authors have formulated requirements for the development of energy-efficient LNG complexes at PJSC Mosenergo branches, including ensuring cycle energy consumption by expanding the network gas in the expander with utilization of refrigerating capacity in the liquefaction cycle, as well as cooling the compressed coolant of the refrigerating circuit by gas flows supplied further for combustion. The technological features of implementation of the LNG complex for production, storage and regasification of LNG as a reserve fuel for TPPs are reviewed. The study has shown that the most suitable power plant for the introduction of an LPG complex is TPP-22, for which a new fuel oil facility is being designed. Despite the current practice of using fuel oil and diesel fuel as backup fuels, LNG can have a competitive advantage through the use of secondary energy resources of TPPs.

KEYWORDS: TPP, liquefied natural gas, backup fuel, natural gas

Актуальность СПГ-комплексов

Мировой топливно-энергетический комплекс находится в стадии трансформации под влиянием множества факторов, в числе которых климатические изменения, декарбонизация, рост численности населения, развитие возобновляемых источников энергии и повышение энергоэффективности использования топлива. В результате общая структура потребления и производства энергоресурсов изменяется и дополняется новыми ресурсными источниками, например, в газовой отрасли — сжиженным природным газом (СПГ). СПГ в отличие от природного газа в «чистом виде», имеет следующие преимущества [1]:

- сжижение природного газа увеличивает его плотность в 600 раз, что сокращает объем при транспортировке и хранении в сравнении с природным газом в «чистом виде»;
- аккумуляция СПГ и использование его по мере необходимости;
- транспортировка СПГ на большие расстояния и в труднодоступные места.

Ожидается, что в ближайшие десятилетия рынок СПГ перейдет в глобальную фазу с высокой долей оптовой торговли [2]. Согласно прогнозу развития рынков СПГ Концерна «Шелл», глобальный объем торговых операций СПГ в 2020 г. достиг 360 млн т, а к 2040 г. глобальный спрос составит более 700 млн т [3]. Аналитиками

также отмечается роль СПГ в процессе внедрения инновационных решений на всех звеньях производственно-сбытовой цепочки в целях сокращения вредных выбросов, особенно в секторах экономики, которые являются наиболее сложными с точки зрения декарбонизации.

Рынок СПГ в Российской Федерации также находится в активной стадии развития. 16 марта 2021 г. Правительство утвердило долгосрочную программу развития производства СПГ, в которой представлены мероприятия, направленные на повышение конкурентоспособности отрасли, в том числе и на уровне малотоннажного производства. В документе отмечены направления государственного регулирования в сфере автозаправочных станций, а также стимулирование производителей автотранспорта, спецтехники, железнодорожного, морского и речного транспорта на СПГ. Общий потенциальный спрос на СПГ в сегменте газомоторного топлива к 2035 г. оценен на уровне до 5,5 млн т СПГ (к 2024 г. — до 0,8 млн т)¹.

ПАО «Мосэнерго» является одной из первых территориальных энергетических компаний, которая перевела все ТЭЦ на природный газ в качестве основного вида

¹ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.03.2021 г. № 640-р «О долгосрочной программе развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации».

топлива, существенно сократив долю выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. В составе ПАО «Мосэнерго» работают 15 электростанций установленной электрической мощностью 12,8 ГВт. Установленная тепловая мощность компании — 43,8 тыс. Гкал/ч, включая районные и квартальные тепловые станции, районные станции теплоэлектроснабжения. Однако для обеспечения надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей используется резервное и аварийное топливо на основе традиционных энергоресурсов: мазут, дизельное топливо, уголь. Мазут используется как резервное топливо для энергетических и водогрейных котлов, при этом срок хранения мазута составляет 5 лет. В течение указанного периода мазут должен сжигаться с пополнением резервных емкостей новыми партиями топлива. Дизельное топливо является основным для пиковых газотурбинных установок (ГТУ) и резервным для парогазовых установок (ПГУ). Уголь используется на одной станции ПАО «Мосэнерго» — ТЭЦ-22, на которой в настоящее время разрабатывается проект перевода на мазут в качестве резервного топлива.

Новый Порядок создания и использования ТЭС запасов топлива, в том числе в отопительный сезон, утвержденный Приказом Минэнерго России от 27.11.2020 г. №1062 (вступит в силу 01.03.2022 г.), 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. Подходом также предусматривается использование СПГ в качестве резервного и аварийного запасов топлива.

Несмотря на то, что резервное и аварийное топливо используется при частичном или полном отсутствии основного топлива или при необходимости обновления резервных емкостей, внедрение новых источников, таких как СПГ, может быть технико-экономически и экологически оправданным.

Применение СПГ в качестве топлива на крупных электростанциях получило достаточно широкое распространение в мире. Особый интерес представляют комплексы для гашения пиков газопотребления — LNG Peak Shaving [4, 5]. Указанные комплексы применяются на объектах, для которых характерны значительные колебания спроса на газ, которые в ряде случаев могут оказываться значительно выше прогнозируемого спроса. Чаще всего значительные отклонения происходят летом и зимой во время резких перепадов температур и возрастания спроса на электроэнергию у населения. Для покрытия пиков газопотребления СПГ может использоваться в качестве резервного источника топлива.

СПГ может использоваться в качестве экономически обоснованной замены мазуту на ТЭЦ [6]. Недостатками мазута, как резервного топлива, являются высокие энергозатраты на постоянную циркуляцию и подогрев, а также снижение качества топлива при длительном хранении в связи с чем нормативный срок хранения

мазута на станциях не превышает 5 лет. До истечения срока хранения мазут сжигается с обновлением запасов. Использование СПГ в качестве топливного резерва позволит не только повысить экологичность производства энергии за счет исключения сжигания мазута, но и увеличит надежность топливоиспользующего оборудования при работе в однопаливном режиме. Следует отметить, что однопаливное оборудование (котлы, газотурбинные установки) для электростанций, изначально спроектированное с топливным резервированием за счет СПГ, существенно дешевле двухтопливных аналогов.

ТЭЦ с резервным СПГ могут стать региональными топливными хабами за счет следующих преимуществ:

1. Расположение в центрах потребления СПГ (железнодорожный, автомобильный, речной транспорт);
2. Наличие условий для малотоннажного производства (электроэнергия и вторичные энергоресурсы);
3. Большие объемы постоянного хранения резервного СПГ, которые в сочетании с собственным производством позволяют гибко реагировать на потребности регионального рынка;
4. Наличие квалифицированного персонала для обслуживания СПГ-комплексов.

Методы получения СПГ на ТЭЦ

Применение СПГ в качестве резервного топлива подразумевает производство и хранение СПГ непосредственно на ТЭЦ с его дальнейшей регазификацией в обычный природный газ для сжигания в топках котлов или ГТУ. В зависимости от производительности установок сжижения и объема запаса топлива технология резервирования может предусматривать первичное заполнение емкостей хранения покупным СПГ.

Состав природного газа имеет решающее значение при выборе системы его очистки. Использование низкотемпературных методов и способов очистки (конденсация и вымораживание) возможно, но применение «теплых» методов — мембранное разделение, короткоцикловая адсорбция представляется более перспективным, так как позволяет анализировать, разрабатывать и оптимизировать системы сжижения природного газа и системы очистки в значительной мере независимо. Качество получаемого СПГ и, как следствие, природного газа после регазификации СПГ имеет большое значение для последующего использования на ТЭЦ.

Помимо способа очистки, на технические характеристики СПГ значительно влияет процесс сжижения. В настоящее время при малотоннажном производстве СПГ используются дроссельные, детандерные и комбинированные криогенные циклы — такое деление опирается на способ получения холода [7–9]. Принципиально можно выделить два больших класса установок для получения СПГ в указанных циклах. Первый класс, где рабочим телом в цикле служит непосредственно природный газ, который сжижается. И второй класс, где в цикле применяется специальное рабочее тело для

сжижения природного газа (например, чистые вещества — азот или многокомпонентные смеси).

Дроссельные циклы. Дросселирование основывается на изоэнтальпийном процессе — понижении давления за счет прохождения вещества через узкое проходное сечение. Самым простым решением для производства СПГ представляется использование открытого дроссельного цикла высокого давления. Газ из магистрального газопровода осушается и очищается, а затем сжимается в компрессоре от давления в магистральном газопроводе (3–5 МПа) до 15 МПа и охлаждается холодильной машиной до -40°C . После охлаждения обратным потоком газ дросселируется до давления распределительного газопровода. Коэффициент охижения в цикле равен 0,3–0,5. Дроссельные циклы характеризуются относительной простотой и надежностью, однако эффективность их низкая, коэффициент охижения сравнительно мал, а давление рабочего тела после компрессора, как правило, должно быть высоким 15–25 МПа. [10]

Установки с использованием дроссельного цикла на многокомпонентном рабочем теле относятся к более эффективным из-за большой величины изотермического дроссель-эффекта при температуре окружающей среды и особенностями распределения температур в рекуперативном теплообменнике. Средняя разница температур между потоками низкого и высокого давления может быть от 2 до 5 градусов, что обуславливает высокий энергетический коэффициент полезного действия (КПД) теплообменника и небольшие потери энергии в дроссельном устройстве. Однако, у таких систем есть существенный недостаток — это требование герметичности смесового контура. Утечки многокомпонентного рабочего тела должны быть минимальными или исключены. Это предполагает использование герметичных компрессорных агрегатов, однако это требование не всегда выполнимо.

Дроссельный цикл на многокомпонентном рабочем теле целесообразно использовать как в качестве основного цикла охижения, так и для конденсации отпарного газа. Высокий коэффициент охижения (более 0,9) позволяет отказаться от промежуточной сепарации «тяжелых» компонентов природного газа. Состав жидкости, поступающей в резервуар хранения, в этом случае близок к составу входного природного газа.

Детандерные циклы. В детандерах потенциальная энергия газа преобразуется в механическую энергию, при этом газ, совершая работу, охлаждается. Адиабатное расширение газа в детандерах с отдачей внешней работы на вал машины, позволяет получить значительно большее охлаждение, чем при дросселировании газов. При этом, используется и дополнительная работа возвратной части энергии обрабатываемого потока газа.

Детандеры классифицируются на поршневые (для установок высокого давления с небольшой холодопроизводительностью), турбодетандеры (для установок со значительной холодопроизводительностью и большим расходом газа среднего и высокого давления) и винто-

вые (для установок, работающих на неочищенных газах с высоким содержанием частиц жидкой фазы).

Детандеры также работают с двумя вариантами рабочего тела в циклах. Первый, когда детандер применяется в цикле, где рабочим телом является сам природный газ. И второй, когда детандер устанавливается во внешнем контуре, где рабочим телом может быть чистое рабочее тело (азот), или смесь (азот–метан). В некоторых случаях применение двух детандеров, установленных на разных температурных уровнях, позволяет создать охижитель с низким энергопотреблением. Коэффициент охижения составляет примерно 0,99.

Следует отметить, что для установок с небольшой производительностью (1–5 т/ч) детандеры, работающие с парожидкостными потоками с относительно большой долей жидкости (30–40%) не разработаны. Также доля охижения природного газа должна оставаться ниже определенных значений, чтобы поток высокого давления охлаждался потоком низкого давления в рекуперативном теплообменнике. Дополнительной проблемой детандерных циклов с частичным охижением потока является снижение молярной доли метана в СПГ. Указанный показатель для моторного топлива марки Б по ГОСТ Р 56021-2014 «Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия» должен быть не ниже 80%.

Рекуперативные теплообменники являются одними из основных элементов установок охижения природного газа. В таких установках применяются теплообменники двух типов — спиральновитые и пластинчато-ребристые. Пластинчато-ребристые обладают низкой стоимостью теплообменной поверхности и способностью организации сложных теплообменивающихся потоков, однако в числе недостатков отмечена высокая стоимость коллекторов входа/выхода при больших производительностях СПГ-комплекса и опасное влияние температурных напряжений. Спиральновитые теплообменники обладают большей теплообменной поверхностью и устойчивостью к температурным напряжениям, однако существенным недостатком является единственный поток, который омывает трубки других потоков.

Резервуары хранения СПГ. Хранение СПГ осуществляется в изотермических резервуарах при давлении, близком к атмосферному, и при низкой постоянной отрицательной температуре. Современные принципы проектирования и безопасности эксплуатации хранилищ требуют гарантированного обеспечения целостности первичной емкости в любых условиях эксплуатации хранилищ. Вторичная емкость или ограждение должны гарантировать предотвращение разлива СПГ на большой площади и полный сбор жидкости в случае повреждений первичной емкости от случайных внешних воздействий, включая стихийные бедствия. Особое внимание обращается также на надежность систем измерения и сигнализации предельных положений уровня жидкости в хранилище, которые, как правило, помимо блокирующей разлив жидкости автоматики,

оснащаются переливными трубопроводами, отводящими при необходимости излишки жидкости через специальные коллекторы в ловушки. Но не менее важным считается обеспечение гарантий по поддержанию заданных значений давления в паровом и межстенном пространстве резервуара.

Также предусматривается обеспечение сброса пара СПГ из резервуара при самых тяжелых условиях эксплуатации, включая прямое воздействие пожара. Современные нормы регламентируют также выполнение основных технологических операций по обслуживанию хранилищ СПГ, имеющих важное значение для сохранения его целостности и функциональной надежности. К ним в том числе относятся операции по продувке резервуара, его захлаживанию и заполнению, предотвращению явления ролловера (температурное расслоение СПГ, которое может сопровождаться резким перемещением жидкости в резервуаре) и контроль за давлением.

Установки регазификации СПГ. В установках регазификации природного газа происходит процесс преобразования СПГ в газообразное состояние в системе испарения с помощью нагрева. Подогрев может осуществляться прямым и непрямым способом. В первом случае СПГ получает тепло непосредственно от горячего теплоносителя, а во втором тепло поступает к СПГ через промежуточный теплоноситель, обогреваемый горячим теплоносителем. Испарительные системы подразделяются на несколько типов, в зависимости от теплоносителя.

В испарителях открытого типа в качестве теплоносителя используется вода. Испарители данного вида хорошо зарекомендовали себя в эксплуатации. Температура воды, пригодная для использования в качестве источника тепла, обычно имеет температуру выше 5°C. С ростом температуры воды эффективность испарителя повышается.

Испарители с погружной камерой сгорания в настоящее время используются во многих терминалах регазификации в качестве основных или резервных (аварийных) испарителей. Подача тепла в таких испарителях осуществляется за счет сгорания топливного газа. И, несмотря на высокие эксплуатационные затраты, капитальные затраты на них — относительно низкие.

В атмосферных испарителях предусмотрено получение тепла из окружающего воздуха, в том числе тепла конденсации атмосферной влаги, а также тепла, выделяемого при замерзании конденсата, выпадающего из воздуха. Испарители подразделяются на естественную циркуляцию и принудительную циркуляцию. Испарители с принудительной циркуляцией способны перемещать большее количество воздуха по поверхности теплообмена и поэтому, они обладают большей интенсивностью и занимают меньше места по сравнению с испарителями с естественной циркуляцией. Недостатком атмосферных испарителей являются высокие капитальные затраты и значительные габариты, требующие для размещения больших площадей.

В традиционных испарителях с промежуточной

жидкостью, в основном, предусмотрен сосуд под давлением, состоящий из двух нагревательных элементов (верхнего и нижнего). Как правило, в сосуде содержится пропан под давлением, который закрывает нижний нагревательный элемент. Через нижний нагревательный элемент проходит вода, которая способна превратить пропан в пар. Внутрь верхнего нагревательного элемента подается СПГ, который превращается в пар путем нагрева парами пропана, конденсирующимся на наружной поверхности нагревательного элемента.

СПГ-комплекс на ТЭЦ. Особенностью применения СПГ в качестве резервного топлива на большинстве ТЭЦ, в том числе и на филиалах ПАО «Мосэнерго», является возможность использования для газификации СПГ циркуляционной воды оборотной системы охлаждения. Дополнительные возможности по увеличению энергоэффективности СПГ-комплексов на ТЭЦ обусловлены наличием перепада давлений природного газа на входе и выходе из газораспределительного пункта (ГРП), что позволяет при расширении газа в детандере получать механическую или электрическую мощность, которые могут использоваться для привода компрессоров азотной установки сжижения. Следовательно, на ТЭЦ имеется два вида вторичных энергоресурсов (ВЭР), которые могут использоваться в СПГ-комплексах: перепад давлений сетевого газа и низкопотенциальное тепло системы оборотного охлаждения.

Таким образом, учитывая технологические особенности установок СПГ-комплекса, для условий производства и применения СПГ на ТЭЦ наиболее подходящими являются установки 90–100% ожижения входящего потока газа с внешним холодильным контуром на смеси хладагента или на азоте, которые обеспечивают состав регазифицированного СПГ, практически идентичный составу исходного газа.

Еще одна особенность разрабатываемых СПГ-комплексов на ТЭЦ заключается в том, что установки ожижения относятся к объектам малотоннажного производства СПГ, а установки хранения — к объектам крупнотоннажного производства. В связи с этим, проектирование комплексов должно учитывать требования к обоим видам объектов.

При разработке технических решений СПГ-комплекса следует руководствоваться Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности объектов сжиженного природного газа», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 ноября 2018 г. №588. Правила устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности опасных производственных объектов сжиженного природного газа, на которых осуществляются технологические процессы производства, хранения, приема/отгрузки, регазификации СПГ. Требования к объектам малотоннажного производства изложены в «Правилах безопасности при производстве, хранении и выдаче сжиженного природного газа на газораспределительных станциях магистральных

газопроводов и автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях» ПБ 08-342-00.

Для обеспечения безопасной эксплуатации разрабатываемых СПГ-комплексов необходимо, помимо документации, указанной выше, руководствоваться следующими нормативными документами:

1. ГОСТ Р 56352–2015 Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности;
2. ГОСТ Р 55892-2013 Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Общие технические требования;
3. ГОСТ Р 57431-2017 (ИСО 16903:2015) Газ природный сжиженный. Общие характеристики;
4. СП 326.1311500.2017 Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Требования пожарной безопасности;
5. СТО Газпром 2-2.1-947-2015 Объекты газоснабжения сжиженным природным газом. Общие требования к проектированию;
6. СП 240.1311500.2015 Хранилища сжиженного природного газа. Требования пожарной безопасности;
7. ВРД 39-1.10-064-2002 Оборудование для сжиженного природного газа (СПГ). Общие технологические требования при эксплуатации систем хранения, транспортировке и газификации.

Технические возможности размещения СПГ комплекса на ТЭЦ

Условия внедрения СПГ-комплексов на ТЭЦ могут быть классифицированы по потенциалу вторичных энергоресурсов (класс 1–3) и условиям внедрения (классы А–С). Основным условием, позволяющим реализовать цикл ожижения исключительно за счет вторичных энергоресурсов (ВЭР), является давление сетевого газа на входе в станционный газораспределительный пункт (ГРП).

К классам 1–3 относятся:

- 1) Полное энергообеспечение комплекса СПГ за счет ВЭР. К этому классу можно отнести станции с перепадом избыточного давления на ГРП 12/1 кгс/см².
- 2) Частичное энергообеспечение комплекса СПГ за счет ВЭР. К этому классу можно отнести станции с перепадом избыточного давления на ГРП 6/0,7 кгс/см².
- 3) Энергообеспечение комплекса СПГ за счет работы станции. К этому классу можно отнести станции с перепадом избыточного давления на ГРП 3/0,7 (и менее) кгс/см².

К классам А–С относятся объекты:

- А. требующие возведения нового комплекса резервного топлива.
- В. требующие расширения имеющегося комплекса резервного топлива.
- С. не требующие расширения имеющегося комплекса резервного топлива.

В качестве примера в таблице 1 приведена классификация филиалов ТЭЦ ПАО «Мосэнерго», из которой следует, что наиболее подходящим объектом для со-

Таблица 1. Классификация филиалов ПАО «Мосэнерго»

Table 1. Classification of Mosenergo PJSC branches

	Класс 1	Класс 2	Класс 3
Класс А Class A	ТЭЦ-22 ТРП-22	-	-
Класс В Class B	-	-	ГРЭС-3 ТРП-3
Класс С Class C	ТЭЦ-21, ТЭЦ-23, ТЭЦ-25, ТЭЦ-26, ТЭЦ-27 ТРП-21, ТРП-23, ТРП-25, ТРП-26, ТРП-27	ТЭЦ-8, ТЭЦ-12, ТЭЦ-16, ТЭЦ-17, ТЭЦ-20 ТРП-8, ТРП-12, ТРП-16, ТРП-17, ТРП-20	ГЭС-1, ТЭЦ-9, ТЭЦ-11 ТРП-1, ТРП-9, ТРП-11

оружения СПГ-комплекса является ТЭЦ-22, требующая возведения нового комплекса резервного топлива с одновременной возможностью энергообеспечения комплекса за счет ВЭР.

Авторами проведена оценка технических показателей СПГ-комплекса для условий ТЭЦ-21 и ТЭЦ-22 ПАО «Мосэнерго». Ниже приведены условия газоснабжения указанных станций:

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
Остальное углеводороды.....	0.78
СО ₂	0.18
Ν ₂	0.60

Указанные условия газоснабжения позволяют реализовать энергоэффективный азотный цикл сжижения природного газа, в котором вся механическая мощность, необходимая для привода компрессоров сжатия азота, вырабатывается за счет расширения природного газа в детандере, установленном на байпасной линии ГРП.

Для реализации цикла поток сетевого газа на входе в ГРП разделяется на производционный (направляемый на сжижение) и технологический (направляемый в детандер). Особенностью цикла является то, что промежуточное охлаждение азота в процессе компримирования осуществляется исключительно технологическим газом, который с выхода комплекса направляется в сеть ТЭЦ.

Таким образом, комплекс не только функционирует за счет ВЭР, но и утилизирует тепло, отводимое в процессе сжижения производственного потока.

Расчеты цикла показали, что в условиях ТЭЦ-21 может производиться от 13 до 40 тыс. т СПГ в год, а в условиях ТЭЦ-22 от 11 до 42 тыс. т СПГ в год.

На базе данных по объему инвестиций на установки для гашения пиков газопотребления для исследуемых СПГ-комплексов на ТЭЦ-21 и ТЭЦ-22 были выполнены предварительные оценки эконо-

мических показателей для следующих вариантов.

Вариант №1. Комплекс на ТЭЦ-21 работает исключительно на рынок без ввода основных резервуаров и создания резервных запасов СПГ.

Вариант № 2. 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 45 235 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).

Результаты расчетов.

Вариант № 1

Инвестиции в СПГ-комплекс,	
млн руб.....	770 – 2060
Отпуск СПГ потребителям, т/год	13 000 – 43 000
Чистый денежный поток от реализации СПГ, млн руб/год	130 – 420
Срок окупаемости установки сжижения, лет	5–6

Вариант № 2

Инвестиции в СПГ-комплекс + стоимость заполнения емкостей СПГ, млн руб.	7500 – 8800
Отпуск СПГ потребителям, т/год	11 000 – 41 000
Снижение инвестиций при переходе на СПГ вместо проектируемого мазутного хозяйства, млн руб.....	580 – 1800
Экономический эффект от реализации СПГ и снижения затрат на мазутное хозяйство, млн руб/год	200 – 490
Общий экономический эффект с учетом снижения объема инвестиций от перехода на СПГ за 10 лет, млн руб.....	3900 – 5400

Предварительные технико-экономические оценки показали, что проекты по возведению СПГ-комплексов вместо проектируемых новых мазутных хозяйств ТЭЦ могут иметь значительное влияние на снижение объема инвестиций, а также на снижение эксплуатационных затрат на топливное резервирование. В комплексе с дополнительным доходом, который может обеспечить реализация на региональном рынке излишков произведенного СПГ, снижение объема указанных за-

трат обеспечивает существенный экономический эффект при переходе на более чистое топливо и снижении экологической нагрузки на окружающую среду.

Выводы

Сжиженный природный газ обладает конкурентоспособными преимуществами по сравнению с другими видами резервного топлива, такими, как меньшие выбросы CO₂, более высокий КПД топливоиспользующего оборудования, низкая токсичность, низкая коррозионная активность. Дополнительным преимуществом применения СПГ является снижение стоимости котельного и турбинного оборудования за счет однотопливного исполнения. На основании анализа установок СПГ-комплекса и условий их размещения на ТЭЦ сделаны следующие выводы:

1. Для условий производства и применения СПГ на электростанциях наиболее подходящими являются установки 100% ожижения входящего потока газа с внешним холодильным контуром на азоте, которые обеспечивают состав регазифицированного СПГ, практически идентичный составу исходного газа;

2. В условиях размещения СПГ-комплекса на ТЭЦ необходимо предусматривать максимально возможную интеграцию с существующими технологическими и инженерными коммуникациями, газораспределительным пунктом и максимальным использованием вторичных энергоресурсов;

3. Предварительные оценки показывают, что для условий ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» могут быть разработаны СПГ-комплексы, обеспечивающие высокие технико-экономические и экологические показатели.

4. Принятие дальнейших технологических решений производства и использования СПГ в качестве резервного топлива в условиях ТЭЦ планируется после разработки ТЭО для пилотного проекта.

Список использованных источников

1. «LNG: A Local Market – A Global Market» [Электронный ресурс], режим доступа: <https://pubs.naruc.org/pub/248cfb83-a111-8809-a940-485c431df253>
2. Макаров А., Митрова Т., Кулагин В., Мельникова С., Галкина А., Мировые газовые горизонты до 2040 года, Институт энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН), Газовый бизнес №3 2016, С 21.
3. Shell LNG outlook 2021 [Электронный ресурс], режим доступа: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2021.html>
4. Follow-up study to the LNG and storage strategy [Электронный ресурс]: URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/follow_up_study_lng_storage_final_01.pdf
5. Small-scale LNG in Asia Pacific [Электронный ресурс]: URL: <https://aperc.or.jp/file/2019/9/27/small-scale+lng+in+asia+pacific.pdf>
6. North American Midstream Infrastructure – A Near Term Update Through 2025 [Электронный ресурс]: URL: <https://www.ingaa.org/File.aspx?id=38492>
7. Аверьянов В. К., Блинов А. Н., Митрофанов В. А., Хаев В. К., Цвик А. А. Обоснование целесообразности использования устано-

вок сжижения природного газа в качестве источника пикового и резервного топлива для ГТ-ТЭС и ПГУ-ТЭС // Газинформ 2016; 2 (52): 52 – 58.

8. Федорова Е. Б., Мельников В. Б. Перспективы развития малотоннажного производства сжиженного природного газа в России [Электронный ресурс]: НефтегазоХимия: электрон. журнал. 2017; 1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-razvitiya-malotonnazhnogo-proizvodstva-szhizhennogo-prirodnogo-gaza-v-rossii>

9. «Возможности и перспективы развития малотоннажного СПГ в России» // Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО Июль 2018. [Электронный ресурс], режим доступа: www.researchgate.net/publication/326877562

10. Lee S. H.; Lim D.-H.; Park K. Optimization and Economic Analysis for Small-Scale Movable LNG Liquefaction Process with Leakage Considerations. Appl. Sci. 2020, 10, 5391. <https://doi.org/10.3390/app10155391>

References

1. LNG: A Local Market – A Global Market [online resource], available at: <https://pubs.naruc.org/pub/248cfb83-a111-8809-a940-485c431df253>

2. Makarov A., Mitrova T., Kulagin V., Melnikova S., Galkina A., Global Gas Horizons to 2040, Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Gas Business, No.3 2016, P.21.

3. Shell LNG outlook 2021 [online resource], available at: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2021.html>

www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2021.html

4. Follow-up study to the LNG and storage strategy [online resource]: URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/follow-up_study_lng_storage_final_01.pdf

5. Small-Scale LNG in Asia Pacific [online resource]: URL: <https://aperc.or.jp/file/2019/9/27/small-scale+lng+in+asia+pacific.pdf>

6. North American Midstream Infrastructure – A Near Term Update Through 2025 [online resource]: URL: <https://www.ingaa.org/File.aspx?id=38492>

7. Averyanov V. K., Blinov A. N., Mitrofanov V. A., Khaev V. K., Tsvik A. A., Justification of Expediency of Using Natural Gas Liquefaction Units as a Source of Peak and Reserve Fuel for Gas Turbine Power Plants and Combined Cycle Power Plants // Газинформ 2016; 2 (52): 52 – 58.

8. Fedorova E. B., Melnikov V. B., Prospects for the Development of Small-Scale Liquefied Natural Gas Production in Russia [online resource]: OIL & GAS CHEMISTRY: Online journal. 2017. No.1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-razvitiya-malotonnazhnogo-proizvodstva-szhizhennogo-prirodnogo-gaza-v-rossii>

9. Opportunities and Prospects for the Development of Small-Scale LNG in Russia // Energy Industry Center of SKOLKOVO Moscow School of Management July 2018. [online resource], available at: www.researchgate.net/publication/326877562

10. Lee S. H.; Lim D.-H.; Park K. Optimization and Economic Analysis for Small-Scale Movable LNG Liquefaction Process with Leakage Considerations. Appl. Sci. 2020, 10, 5391. <https://doi.org/10.3390/app10155391>

