

Особенности формирования инфраструктуры и рынка сбыта энергоресурсов на основе малых неразрабатываемых месторождений природного газа

77-30569/347501

03, март 2012

**Аверьянов В. К., Толмачев В. Н., Карасевич В. А., Челазнов А. А.,
Журавский М. А.**

УДК 621.311; 553.981

ОАО «Газпром промгаз»
Zhuravskiy@spb.promgaz.ru

В настоящее время в Российской Федерации, имеющей значительные запасы природного газа на крупных месторождениях и мощную разветвленную сеть магистральных и распределительных газопроводов, вопросам использования газа малых месторождений уделяется недостаточное внимание.

В условиях России, при наличии крупных месторождений углеводородов, разработка малых неразрабатываемых месторождений представляется целесообразной для:

- диверсификации рынка газового топлива за счет развития зон регионального газоснабжения, удаленных от газовых магистралей;
- увеличения объемов добычи газа в стране и снижения вследствие этого напряженности в газопотреблении, а также повышения надежности электро- и теплоснабжения отдельных регионов путем вовлечения в хозяйственный оборот запасов природного газа малых месторождений, расположенных в пределах их территорий;
- развития, в условиях страны, рынка топливно-энергетических ресурсов, способствующего снижению стоимости и повышению качества энергоснабжения;
- повышения эффективности использования топлива за счет газификации регионов, в том числе с использованием ресурсов газа малых неразрабатываемых месторождений.

Предмет исследования - анализ состояния и технико-экономическая оценка возможности эффективного использования запасов природного газа малых

неразрабатываемых месторождений для электро- и теплоснабжения потребителей, удаленных от газовых магистралей.

Основной целью исследований, выполненных авторами, является разработка методологических основ развития рынка топливно-энергетических услуг, базирующихся на использовании малых неразрабатываемых месторождений природного газа.

Работа основана на использовании методологии системотехники для анализа и синтеза сложных систем, теории и аппарата оценки экономической эффективности газоиспользующих энергетических комплексов.

На территории Российской Федерации имеется несколько сотен неразрабатываемых малых газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений. Только в Европейской части России находится около 200 неразрабатываемых малых газовых месторождений с суммарными запасами более 350 млрд. м³ [1]. Малые месторождения до настоящего времени не представляли коммерческого интереса для крупных газодобывающих компаний. Однако, большинство малых месторождений содержат достаточные запасы природного газа с целью эффективного их использования на «коротком плече» для нужд местных потребителей. Наиболее перспективными с точки зрения освоения малых месторождений являются три района: Уральский, Поволжье и Северный Кавказ, где расположено 123 малых месторождения с запасами 234 млрд. м³ природного газа [2].

В частности, в Южном федеральном округе (ЮФО) РФ на начало 2006 г. числилось 75 указанных неразрабатываемых месторождений с суммарными запасами газа по сумме категорий А+В+С1+С2 в объеме 107,6 млрд. м³.

На первом этапе из числа имеющихся неразрабатываемых месторождений отбираются первоочередные объекты. Отбор производится с применением методики геолого-экономического анализа [3] текущего состояния неразрабатываемых месторождений углеводородов, с учетом специфики вариантов эффективного использования добываемых на месторождении ресурсов природного газа (рисунок 1).

Оцениваются запасы природного газа, его состав, возможные уровни добычи газа при установленных сроках активной эксплуатации малого месторождения (15-30 лет), потенциальное наличие приемлемых потребителей ресурсов добываемого газа.

Так, например, с использованием аппарата системного анализа [4] отобраны в качестве первоочередных месторождения в Краснодарском крае (Западно-Казачье и Зеленое), наиболее эффективные с позиций обеспечения приемлемого уровня суточной добычи газа, порядка 18000÷8000 м³ в сутки, для обеспечения газоиспользующих

технологий. Запасы газа кат. С₁ Западно-Казачьего газового месторождения составляют 172 млн. м³, пластовое давление – 82,4 атм.



Рисунок 1 – Структура развития рынка газоиспользования на основе малых неразрабатываемых месторождений.

Для выбранных малых месторождений с помощью методики [5] проводится технико-экономическая оценка вариантов развития топливной инфраструктуры с учетом конкретных местных условий. При этом рассматриваются варианты непосредственного применения природного газа малых месторождений в виде магистрального, сжатого, сжиженного газа (СПГ), синтетических жидких топлив (СЖТ), аккумулирования газа в подземных хранилищах (ПХГ), с учетом его дефицита, возможности развития топливной инфраструктуры и существующей в данном регионе газотранспортной системы (ГТС).

Для оценки возможностей и условий эффективного применения энергетических технологий и вариантов использования природного газа малых месторождений для выработки электрической и тепловой энергии разработана методология оценки вариантов [6] развития энергетической инфраструктуры и производств с использованием системного подхода.

На основании показанного выше подхода определяются варианты наиболее эффективного размещения энергоисточников малой энергетики, потребителей энергии при использовании в качестве топлива для энергоисточников газа малых месторождений с учетом основных, наиболее значимых технологических и финансово-экономических ограничений: безопасных расстояний от месторождения, тарифов на электрическую и тепловую энергию, стоимости технологического присоединения к электрической сети, допустимых сроков окупаемости затрат и др.

Синтез оптимального варианта энергетической инфраструктуры на базе малого месторождения природного газа производится с использованием сформированных в процессе исследования баз данных по источникам и потребителям электрической и тепловой энергии, вариантов комплектации и компоновки оборудования источников, а также разработанных вариантов схем раздельной и совместной (на основе когенерационных и тригенерационных установок) выработки и распределения электрической и тепловой энергии [6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15].

С целью повышения эффективности принимаемых проектных решений, сокращения затрат на проектирование и эксплуатацию объектов малой энергетики на базе малых месторождений при синтезе энергетической инфраструктуры применяются системно-технологические модули, включая модули газопоршневых, газотурбинных и других агрегатов, модули электрических распределительных устройств, модули управления, модули теплоутилизационного и вспомогательного оборудования.

На рисунке 2 в качестве примера синтеза энергетической инфраструктуры на основе системно-технологических модулей представлен вариант схемы электроснабжения территории, включающей жилую зону из двух поселков и производственную зону в составе зернового комплекса и предприятия по производству строительных материалов, с использованием газопоршневой электростанции с тремя агрегатами на напряжении 0,4 кВ, а на рисунке 3 – показан внешний вид блочно-модульной газопоршневой электростанции мощностью 12 МВт.

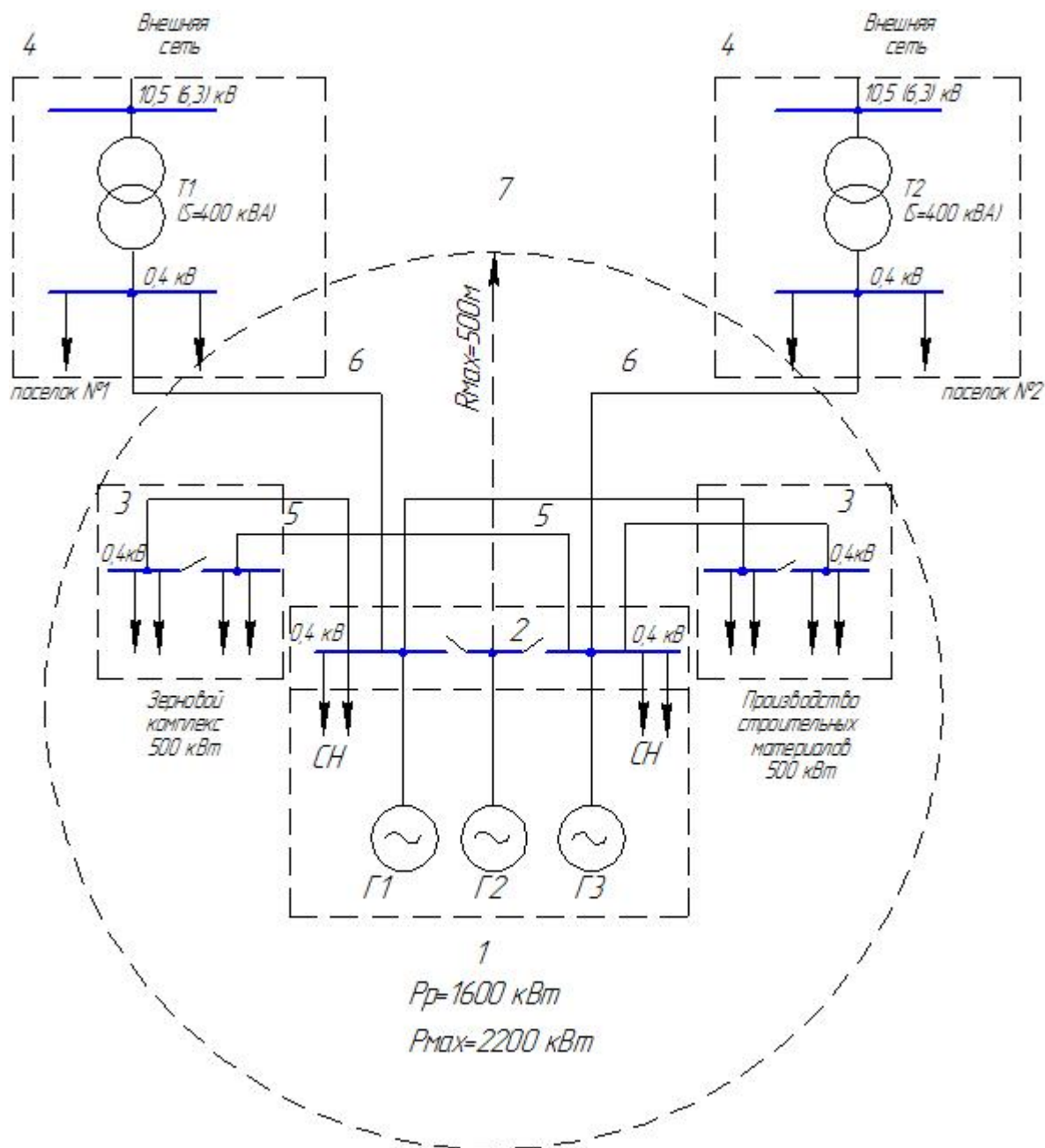


Рисунок 2 - Схема электроснабжения с использованием газопоршневой электростанции с тремя агрегатами на напряжении 0,4 кВ.

- 1- газопоршневая электростанция (ГПЭС); 2 - комплектное распределительное устройство (КРУ-0,4кВ); 3 - вводно-распределительное устройство (ВРУ) потребителей;
 4 - существующая трансформаторная подстанция (ТП); 5 - кабельные линии электропередачи (КЛЭП); 6 - воздушные линии электропередачи (ВЛЭП);
 7 - зона электроснабжения.



Рисунок 3 – Блочно-модульная газопоршневая электростанция мощностью 12 МВт.

Перечень вероятных потребителей тепловой и электрической энергии (новые и существующие энергоемкие производства и населенные пункты с их инженерной инфраструктурой) от источников на основе использования природного газа малых неразрабатываемых месторождений сформирован на основе проведенного в работе анализа информации применительно к условиям Краснодарского края.

Одним из потенциальных потребителей тепловой и электрической энергии, выработанных на основе газа малых месторождений являются свиноводческие комплексы, оборудованные собственными цехами по производству комбинированных кормов для свиней, обеспечивающие переработку больших объемов зерна и зернопродуктов, производимых в крае. Газ малых месторождений может использоваться в технологических процессах кормопроизводства и для отопления животноводческих помещений. Мощность производства свинины в одном комплексе - 30÷40 тыс. т, при затрачиваемой мощности источника тепла 4÷6 МВт, мощность источника электрической энергии - не более 0,5 МВт. Удельные расходы тепловой и электрической энергии на нужды свиноводческих комплексов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Удельные расходы тепловой и электрической энергии на нужды свиноводческих комплексов

	Удельная потребность в год	
	электроэнергия, кВт·ч/год	тепловая энергия, Гкал/год
Комплекс по выращиванию и откорму свиней (свино-место)	141	0,27
Свиноводческие племенные фермы (на свиноматку)	2290	5,45
Свиноводческие репродуктивные фермы (на свиноматку)	2290	5,49
Свиноводческая ферма (свино-место)	120	0,26

Для оценки экономической эффективности формируемых на базе малых месторождений вариантов энергетической инфраструктуры производится расчет тарифов на электроэнергию, допустимых с точки зрения региональной тарифной политики и выгодных для балансодержателя месторождения, с учетом стоимости топлива, тарифа на отпускаемую тепловую энергию, электрических и тепловых коэффициентов загрузки источников на основе газопоршневых и газотурбинных технологий. Выполняется оценка эффективности инвестиций в создание энергетической инфраструктуры на базе малых месторождений с учетом возможных вариантов по инвестированию проекта. Предложения по организации и структуре энергосбытовых или энергосервисных компаний для производства и реализации газа, электрической и тепловой энергии на базе малых месторождений предусмотрено разрабатывать на основании требований федеральных и местных нормативно-правовых актов по созданию и эксплуатации объектов малой энергетики.

Основой расчета тарифов на электрическую энергию для отдельных электростанций являются:

- общая потребность в финансовых средствах каждой электростанции для выработки заданного количества электроэнергии;
- баланс электрической энергии по потребителям.

Потребность в финансовых средствах каждой электростанции складывается из затрат на выработку электроэнергии, которые рассчитываются по заданным технико-экономическим показателям работы электростанции, и прибыли предприятия.

Технико-экономические соображения по строительству объектов малой энергетики на базе малых месторождений природного газа выполняются в форме инвестиционного замысла, включающего в себя:

- определение наиболее выгодной цены на газ с целью получения максимальной прибыли балансодержателем месторождения;
- технические и экономические показатели строительства источников и инфраструктуры для распределения электрической и тепловой энергии;
- анализ рынка сбыта продукции;
- налогообложение;
- разработку предложений по организации предприятий малой энергетики;
- определение показателей финансовой надежности проекта, на основе разработанной комплексной модели оптимизации стоимости газа и способов его использования;
- предложения по формированию организационно-экономического механизма использования ресурсов газа.

Значения показателей финансовой надежности проекта для объекта малой энергетики на базе Западно-Казачьего месторождения, на примере которого отрабатывались основные технологические, технические и экономические решения, находятся в диапазоне: рентабельность активов 12,4-13 %, рентабельность продаж 41-43 %, оборачиваемость активов 2,34-2,42.

Результаты расчета оценочной мощности электростанции при различных сроках эксплуатации газовой скважины приведены в таблице 2.

Таблица 2

Установленная электрическая мощность электростанции в зависимости от срока эксплуатации газовой скважины

Срок эксплуатации газовой скважины, лет	Среднегодовая добыча газа, млн. м ³	Среднечасовая добыча газа, м ³ /ч.	Оценочная электрическая мощность электростанции по показателю энергетической ценности природного газа, МВт
15	5,85	668	2,31
20	4,39	501	1,74
25	3,51	400	1,38
30	2,92	334	1,16

Определение приемлемого тарифа на электроэнергию произведено для следующих исходных данных:

- стоимость природного газа: 1,5; 2,0; 2,5; 3,0; 3,5; 4,0 тыс. руб./1000 м³;
- простой срок окупаемости: 6 лет;
- индекс дисконтирования: 10 %;
- численность обслуживающего персонала: 9 человек;
- электрический коэффициент загрузки электростанции (Кзэ): 0,5; 0,8; 0,9;
- тепловой коэффициент загрузки электростанции (Кзт): 0,2; 0,7.

Критерием эффективности инвестиций являются: простой срок окупаемости (не более 6 лет) и балансовая прибыль производства (12%).

В состав прибыли от выручки электроэнергии дополнительно включена выручка от продажи тепловой энергии, производимой газопоршневой электростанцией, по цене 600 руб./Гкал.

Результаты расчетов приведены на рисунке 4. Расчеты проведены для газопоршневых (ГПЭ), газотурбинных (ГТЭ) и микротурбинных (МТЭ) электростанций, работающих в автономном режиме и параллельно с сетью.

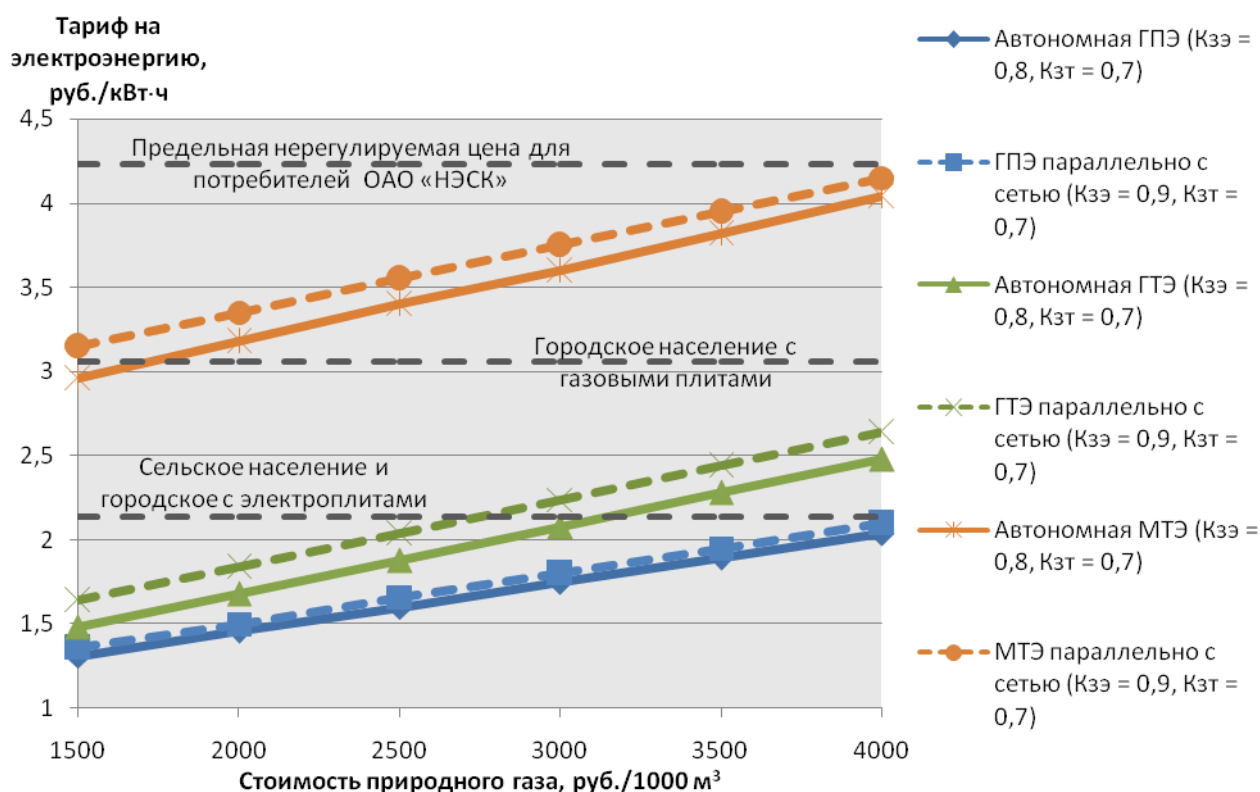


Рисунок 4 – Зависимость тарифа на электроэнергию от стоимости газа для различных вариантов организации работы газовой электростанции

Анализ зависимостей тарифа на электроэнергию, вырабатываемую газовой электростанцией на базе малого месторождения, от стоимости газа, показал следующее:

1. Для промышленных и сельскохозяйственных производственных потребителей электроэнергии (предельное значение тарифа на 2011 г. составляет 4,23 руб./кВт·ч) целесообразно применение любых из рассмотренных газоиспользующих технологий при изменении стоимости газа в пределах от 1500 до 4000 руб./1000 м³.

2. Для городского населения, использующего для приготовления газовой плиты (предельное значение тарифа на 2011 г. составляет 3,06 руб./кВт·ч), целесообразно применение газопоршневых и газотурбинных электростанций при изменении стоимости газа в пределах от 1500 до 4000 руб./1000 м³.

3. Для сельского населения и городского населения, использующего для приготовления электроплиты (предельное значение тарифа на 2011 г. составляет 2,14 руб./кВт·ч), целесообразно применение газопоршневых электростанций при изменении стоимости газа в пределах от 1500 до 4000 руб./1000 м³, а газотурбинных – при стоимости газа от 2700 до 4000 руб./1000 м³ для режима параллельной работы с сетью и стоимости газа от 3000 до 4000 руб./1000 м³ - для режима автономной работы.

Основные направления использования природного газа малых неразрабатываемых месторождений на территории ЮФО и Краснодарского края, предлагаемые авторами, соответствуют приоритетным программным мероприятиям на ближайшую и отдаленную перспективу, запланированным Администрацией Краснодарского края по решению проблем энергоснабжения, развитию ТЭК и повышению энергетической безопасности региона.

Одним из перспективных путей ликвидации существующего дефицита электроэнергии и развития топливно-энергетического комплекса Краснодарского края является, в том числе, широкое внедрение современных высокоэффективных и экологических когенерационных энергетических технологий малой энергетики, а также снижение энергопотребления за счет энергосберегающих мероприятий.

Проведенные Администрацией Краснодарского края технико-экономические оценки показывают, что в крае имеются необходимые условия для развития малой энергетики, в том числе с использованием в качестве топлива природного газа малых неразрабатываемых месторождений. Основными направлениями внедрения систем малой энергетики в крае определены следующие [16]:

- реконструкция заводских ТЭЦ для увеличения производства электрической (и тепловой) энергии;

- сооружение высокоэффективных автономных электро- и теплогенерирующих мощностей при строительстве новых социальных и хозяйственных объектов, в том числе на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ);
- реконструкция (или замена) оборудования муниципальных газовых котельных на мини-ТЭЦ.

Это позволит обеспечить стимулирование развития промышленного и сельскохозяйственного производства, малого и среднего бизнеса, а также, учитывая существующий дефицит электроэнергии в Краснодарском крае и планы строительства олимпийских объектов в районе города Сочи к 2014 г., повышение надежности и качества электро- и теплоснабжения потребителей и улучшение показателей энергетической безопасности региона.

В известных публикациях, например, [1, 2] и др., посвященных разведке, разработке и обустройству малых неразрабатываемых месторождений природного газа, отсутствуют сведения о результатах разработки методологических и технологических основ формирования энергетической инфраструктуры и рынка сбыта и эффективного использования газа малых месторождений для целей энергоснабжения.

Сформулированные в работе методологические основы создания и развития рынка энергетических услуг на основе малых неразрабатываемых месторождений могут быть использованы при формировании схем газоснабжения, программ газификации, энергетических стратегий и программ развития энергетики регионов РФ, а также при разработке инвестиционных замыслов и предпроектных обоснований вариантов энергоснабжения потребителей.

Выводы

1. Рассмотрены основные направления и способы расширения рынка продаж газа, реализации тепловой и электрической энергии, вырабатываемой на базе малых газовых и газоконденсатных месторождений, а также предложены варианты использования ресурсов газа неразрабатываемых малых месторождений для топливоснабжения объектов малой энергетики и принципиальные схемы передачи электрической и тепловой энергии потребителям.

2. На основе методических рекомендаций [17] выполнена оценка инвестиционной привлекательности объекта малой энергетики, функционирующего на ресурсах малого месторождения природного газа, в зависимости от динамики изменения стоимости поставляемого газа, потенциальных возможностей продаж топливно-энергетических

ресурсов и вида применяемого в составе объекта теплоэнергетического оборудования (газопоршневые, газотурбинные и микротурбинные установки).

3. Использование запасов природного газа малых неразрабатываемых месторождений в объеме не менее 107,6 млрд. м³ обеспечит расширение в Краснодарском крае рынка энергетических услуг и позволит получить дополнительные источники электрической энергии на базе газопоршневых мини-ТЭС мощностью около 72 МВт и выработку электрической и тепловой энергии ими в течение 15 лет.

4. Получены приемлемые значения показателей финансовой надежности проекта для объекта малой энергетики на базе Западно-Казачьего газового месторождения, на примере которого отрабатывались основные технологические, технические и экономические решения, которые находятся в диапазоне: рентабельность активов 12,4-13 %, рентабельность продаж 41-43 %, оборачиваемость активов 2,34-2,42.

5. Определены целесообразные диапазоны изменения стоимости газа малых месторождений, при которых тарифы на электроэнергию, вырабатываемую газовыми электростанциями, являются экономически выгодными для потребителей электрической энергии Краснодарского края.

6. Полученные результаты могут быть положены в основу при дальнейшем развитии работы в части разработки комплексной методологии формирования оптимальных схемных решений по развитию топливной инфраструктуры и существующей газотранспортной системы региона на основе сравнения вариантов непосредственного применения природного газа малых месторождений в виде магистрального, сжатого, сжиженного газа, синтетических жидких топлив, аккумулирования газа в подземных хранилищах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Малые газовые месторождения. ОАО «Газпром промгаз» www.promgaz.ru // URL: www.promgaz.ru/malye-gazovye-mestorozheniya.html (дата обращения 12.01.12 г.).
2. Обзор отрасли: газовая промышленность РосБизнесКонсалтинг. www.rbc.ru // URL: www.rbc.ru/info/info_portret_gazprom.shtml (дата обращения 12.01.12 г.).
3. Малые месторождения. ОАО «Газпром промгаз» www.promgaz.ru // URL: www.promgaz.ru.postman.ru/product/niokr.html

4. Симанков В.С. Автоматизация системных исследований: Монография (научное издание). Кубанский государственный технологический университет. – Краснодар, 2002. – 376 с.
5. Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учеб. для вузов / В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. – 2-е изд. – М.: Высш. шк., 2003. – 416 с.: ил.
6. В.К. Аверьянов, А.М. Карасевич, А.В. Федяев. Развитие систем малой энергетики: в 2 т. - М.: ИД «Страховое Ревю», 2008. – Т. 1, 2. – 962 с.
7. Временные правила присоединения малых электростанций, с использованием энергосберегающих технологий, применяемых в качестве основных или резервных источников питания электроприемников потребителей. –Минэнерго РФ, 2000.
8. Гуревич Ю.Е., Мамиконянц Л.Г., Шакарян Ю.Г. Проблемы обеспечения надежного электроснабжения потребителей от газотурбинных электростанций небольшой мощности // Электричество. – 2002. - № 2. – С. 2-9.
9. Воропай Н.И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах: предпосылки, масштабы, особенности // Проблемы ТЭК и их решения. – 2005. – Выпуск 5. – С. 14-20.
10. А.Михайлов, Г.Сухарь Автономное или централизованное электроснабжение? Границы экономической эффективности. Журнал «Новости электротехники». 2(38) 2006.
11. Палей Е.Л. Проектирование котельных в секторе ЖКХ// Справочное практическое пособие.- Газовый клуб.- 2006 г.- 175 с.
12. Кривоногов Б.М. Сравнительная оценка конструктивных и ресурсозатратных характеристик автоматизированных блочно-модульных котельных / ГАЗИНФОРМ. 2 (5).- 2004 г.- с. 19-30.
13. «Энергетические турбинные установки и энергетические установки на базе газопоршневых и дизельных двухтопливных двигателей» отчет некоммерческого партнерства «Российское теплоснабжение» 2004 г.
14. Дьяков А.Ф., Жуков В.В, Максимов Б.К., Молодюк В.В. Менеджмент и маркетинг в электроэнергетике.- 2007 г.- 504 с.
15. Рекомендации по нормированию труда работников энергетического хозяйства. МДК 5-01.01. Часть 3. Нормативы численности работников коммунальных электроэнергетических предприятий. П.2.2.11. Дизельные электростанции. Утверждены приказом Госстроя России от 3.04.2000 г. №68.

16. В.В. Чепель. Техничко-экономические аспекты сооружения теплоэлектрoгенерирующих установок в Краснодарском крае // Энергосбережение и водоподготовка. - №1(45), 2007 г. - С. 26-28.
17. Радченко С.В., Толстоухов Д.А. Методические рекомендации для расчета коммерческой эффективности инвестиционных проектов в электроэнергетике. ЕТ-00/50. ГУП НИКИЭТ.- 2000 г.- 39 с.

Features of formation of infrastructure and marketing outlets of energy resources on the basis of small maiden natural gas fields

77-30569/347501

03, March 2012

**Aver'yanov V.K., Tolmachev V.N., Karasevich V.A., Chelaznov A.A.,
Juravskii M.A.**

ОАО "Газпром промгаз"
Zhuravskiy@spb.promgaz.ru

The article considers development of methodological foundation of the energy service market based on the usage of small non-developed maiden natural gas fields. The authors also study the factors which influence the demand for energy services in well-established engineering infrastructures of regions, as well as the creation of information databases and design procedures of fundamental circuit designs. On the basis of the developed approach the authors propose different variants of the most effective distribution of small-scale energy power-suppliers, of consumers using small gas fields as fuel for power-suppliers. The most important technological, financial and economic constraints, such as safe distances from production fields, electric energy and heat rates, the cost of technological linking to the electric network, acceptable payback periods etc. are also considered in this article.

Publications with keywords: [natural gas](#), [small natural gas fields](#), [power-suppliers](#), [investments](#)

Publications with words: [natural gas](#), [small natural gas fields](#), [power-suppliers](#), [investments](#)

References

1. *Malye gazovye mestorozhdeniia* [Minor gas fields]. Available at: <http://www.promgaz.su/malye-gazovye-mestorozdeniya.html>. Accessed Jan. 12, 2012.
2. *Obzor otrasli: gazovaia promyshlennost'* [Industry overview: Gas industry]. Available at: http://www.rbc.ru/info/info_portret_gazprom.shtml. Accessed Jan. 12, 2012.
3. *Malye mestorozhdeniia* [Minor deposits]. Available at: <http://www.promgaz.ru.postman.ru/product/niokr.html>.
4. Simankov V.S. *Avtomatizatsiia sistemnykh issledovaniy* [Automation of system research]. Krasnodar, KubSUT Publ., 2002. 376 p.
5. Samsonov V.S., Viatkin M.A. *Ekonomika predpriatii energeticheskogo kompleksa* [Economics of energy complex enterprises]. Moscow, Vysshaia shkola Publ., 2003. 416 p.

6. Aver'ianov V.K., Karasevich A.M., Fediaev A.V. *Sistemy maloi energetiki: sovremennoe sostoianie i perspektivy razvitiia* [Small-scale power systems: Current status and prospects]. Moscow, Strakhovoe Reviu Publ., 2008, 2 vols. 962 p.
7. *Vremennye pravila prisoedineniia malykh elektrostantsii s ispol'zovaniem energosberegaiushchikh tekhnologii, primeniaemykh v kachestve osnovnykh ili rezervnykh istochnikov pitaniia elektropriemnikov potrebitelei* [Provisional rules of the accession of small power plants using energy saving technologies, which are used as main or backup power sources for power consumers]. RF Ministry of Energy, 2000.
8. Gurevich Iu.E., Mamikonians L.G., Shakarian Iu.G. Problemy obespecheniia nadezhnogo elektrosnabzheniia potrebitelei ot gazoturbinnnykh elektrostantsii nebol'shoi moshchnosti [Problems of ensuring reliable electricity supply from gas turbine power plants of small capacity]. *Elektrichestvo*, 2002, no. 2, pp. 2-9.
9. Voropai N.I. Raspredelelnaia generatsiia v elektroenergeticheskikh sistemakh: predposylki, masshtaby, osobennosti [Distributed generation in electric power systems: background, scope, features]. *Energeticheskaya politika*, 2005, no. 5, pp. 14-20.
10. Mikhailov A., Sukhar' G. Avtonomnoe ili tsentralizovannoe elektrosnabzhenie? Granitsy ekonomicheskoi effektivnosti [Autonomous or centralized power supply? Boundaries of economic efficiency]. *Novosti elektrotekhniki*, 2006, no. 2 (38).
11. Palei E.L. *Proektirovanie kotel'nykh v sektore ZhKKh* [Design of boilers in housing and public utilities sector]. St. Petersburg, Gazovyi klub Publ., 2006. 175 p.
12. Krivonogov B.M. Sravnitel'naya otsenka konstruktivnykh i resursozatratnykh kharakteristik avtomatizirovannykh blochno-modul'nykh kotel'nykh [Comparative evaluation of structural and resource-intensive characteristics of automated modular boilers]. *GazInform*, 2004, no. 2 (5), pp. 19-30.
13. *Energeticheskie gazoturbinnnye ustanovki i energeticheskie ustanovki na baze gazoporshnevnykh i dizel'nykh dvukhtoplivnykh dvigatelei* [Power gas turbines and power plants based on reciprocating and diesel dual-fuel engines]. Analytical report of the NP "Russian Heat Supply", 2004. 127 p.
14. D'iakov A.F., Zhukov V.V., Maksimov B.K., Molodiuk V.V. *Menedzhment i marketing v elektroenergetike* [Management and marketing in the power sector]. Moscow, MEI Publ., 2007. 504 p.
15. *Rekomendatsii po normirovaniu truda rabotnikov energeticheskogo khoziaistva MDK 5-01.01. Ch. 3. Normativy chislennosti rabotnikov kommunal'nykh elektroenergeticheskikh predpriatii. P.2.2.11. Dizel'nye elektrostantsii* [Recommendations for the rationing of power facilities employees labor No. MDK 5-01.01. Pt. 3. Norms of the number of employees of municipal electric utilities. Item 2.2.11. Diesel power plants]. Rus. State Comm. on Construction, Order No. 68 of Apr. 3, 2000.
16. Chepel' V.V. Tekhniko-ekonomicheskie aspekty sooruzheniia teploelektrogeneriruiushchikh ustanovok v Krasnodarskom krae [Technical and economic aspects of the construction of heat and power generating plants in Krasnodar region]. *Energosberezhenie i vodopodgotovka* [Energy conservation and water treatment], 2007, no. 1 (45), pp. 26-28.]

17. Radchenko S.V., Tolstoukhov D.A. *Metodicheskie rekomendatsii dlia rascheta kommercheskoi effektivnosti investitsionnykh proektov v elektroenergetike* [Methodic recommendations for calculation of the commercial viability of investment projects in the power sector]. Moscow, NIKIET Publ., 2000. 39 p.