

# Метод оценки спроса на газ в новом узле сетевого рынка<sup>1</sup>

Цыганов Н.И.

*Факультет вычислительной математики и кибернетики*

*МГУ им. М.В. Ломоносова, Москва*

**Аннотация.** *Рассматривается задача прогнозирования спроса на природный газ в узле, являющимся произвольным негазифицированным субъектом либо муниципальным образованием Российской Федерации. Проводится разделение основных потенциальных потребителей газа на несколько групп. Для каждой группы описывается математическая модель для оценки соответствующей компоненты функции спроса. Основными источниками данных для оценки параметров моделей являются публикуемые на сайте федеральной службы государственной статистики базы данных и указы глав субъектов Российской Федерации об утверждении схем и программ развития электроэнергетики. Проводится оценка объема потенциального потребления природного газа для Иркутской области.*

**Ключевые слова:** *природный газ, прогнозирование спроса, потребители, энергетический рынок, Иркутская область*

## Введение

Природный газ является одним из самых экономически значимых энергоресурсов в России и на планете. Преимущество газа перед другими видами органического топлива заключается в низкой себестоимости и экологичности, а его разведанных запасов в России, согласно заявлению министра энергетики Александра Новака, хватит более чем на 100 лет [1]. При этом Россия является мировым лидером по запасам природного газа (на 2019 год ее доля составляла 19%, [2]).

Основное применение природного газа связано с энергетикой [3]. Он может использоваться непосредственно в качестве источника энергии или же преобразовываться в другие виды энергии. Основные сферы применения природного газа как источника энергии - это промышленное производство, транспортировка и бытовое потребление.

---

<sup>1</sup> Работа выполнена при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, грант РФФИ 19-01-00533 А.

В России природный газ является основным топливом для тепловых электростанций и теплоэлектроцентралей. Использование альтернативного топлива (преимущественно угля) в целом связано с отсутствием доступа к газу в конкретных районах страны.

Также природный газ широко используется в качестве сырья для переработки в другие виды топлива и при производстве химической и другой нетопливной продукции. Помимо метана, являющегося основным составляющим природного газа (80-90%) и использующегося в качестве топлива, в него входят ценные примеси: пентан, гексан, бутан, пропан, этан, азот и гелий. Эти элементы разделяются на специально для этого созданных газоперерабатывающих заводах, одним из крупнейших среди которых в России является Амурский ГПЗ, запущенный в 2021 году [4]. Возможности применения полученных веществ обширны: от производства пластмассы и красок до создания деталей для аппаратов МРТ и жидкокристаллических экранов.

Стоит отметить, что все большую популярность приобретает использование метана вместо бензина в качестве автомобильного топлива из-за его низкой цены (в перерасчете на стоимость топлива на километр пути метан в 2-3 раза дешевле), что говорит о росте потенциала природного газа. Средний годовой рост мирового потребления газа в 2008-2019 годах составил около 2.5% [2].

Несмотря на очевидные преимущества природного газа по сравнению с другими видами энергоресурсов, многие регионы России все еще не имеют к нему доступа (напр., Иркутская область). Однако стремительное развитие отечественного газового сектора и последние крупные газотранспортные проекты (газопроводы «Сила Сибири», «Северный поток 2») показывают, что перспективы подключения к трубопроводному газу новых регионов и городов довольно велики. В связи с этим актуальной является задача выявления наиболее перспективных схем развития газотранспортной сети России. Для решения этой задачи необходимо уметь оценивать экономический потенциал газификации конкретных регионов или муниципалитетов страны. Данный потенциал тесно связан с функцией спроса на газ, отражающей потребности энергетического сектора, промышленности и населения в данном виде ресурса.

Среди работ, посвященных оценке влияния газификации на экономический рост регионов либо менее крупных районов, стоит выделить работы [5,6]. В них использован эконометрический подход, который показал, что газификация оказывает статистически значимое положительное влияние на экономический рост регионов. Так, в [5] показано, что увеличение потребление газа на 1% приводит к увеличению ВВП на 0.652% в долгосрочной перспективе. В [6] по результатам изучения статистики регионов России

были сделаны выводы о том, что увеличение протяженности газораспределительных сетей на 1% увеличивает ВРП регионов на 0.127-0.143% в долгосрочной перспективе, а увеличение объема потребления на 1% приводит к аналогичному приросту ВРП на 0.106-0.169%.

В данной работе предлагается метод оценивания функции спроса на газ в узле, являющимся произвольным негазифицированным субъектом либо муниципальным образованием (МО) Российской Федерации. Функция спроса показывает, какой объем газа потребители узла готовы приобрести в зависимости от цены. Основными источниками данных для оценки являются публикуемые на сайте федеральной службы государственной статистики база данных показателей муниципальных образований [7], база данных социально-экономического положения субъектов РФ [8], а также указы глав субъектов РФ об утверждении схем и программ развития электроэнергетики. В основе рассматриваемого метода лежит разбиение основных потребителей газа на несколько независимых групп и оценке соответствующих компонент спроса независимо для каждой группы (в отличие от использованного в [5,6] эконометрического подхода). В качестве примера региона в работе рассматривается Иркутская область. Для нее проводится оценка объема потенциального потребления природного газа.

### Структура потребления газа в Российской Федерации

Согласно официальным данным, в 2019 году объем потребления Российского газа составил 851.9 млн тонн [3], среди которых 254.6 млн тонн приходится на экспорт, остальное - внутреннее потребление. Структура внутреннего потребления газа представлена на рис. 1.

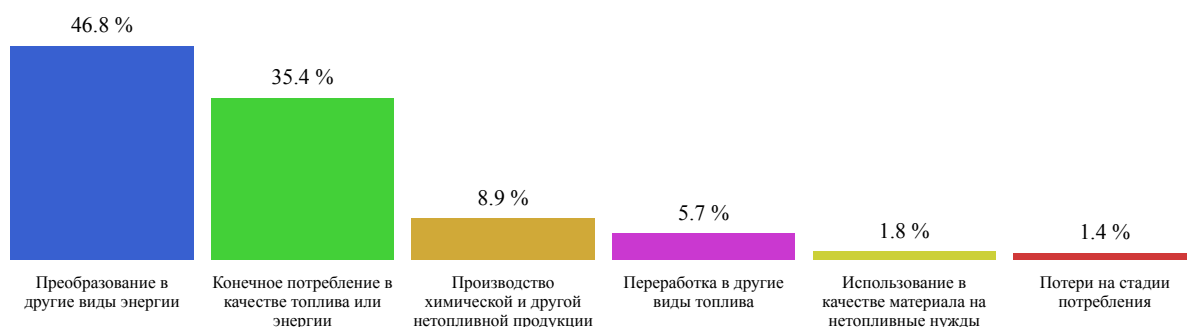


Рис. 1. Структура внутреннего потребления газа

Из рисунка видно, что более 90% газа расходуется на преобразование в другие виды энергии (прежде всего в электрическую и тепловую), конечное потребление в качестве топлива или энергии и производство химической и другой нетопливной про-

дукции. Также около 6% потребляемого газа перерабатывается в другие виды топлива и около 2% используется в качестве материала на нетопливные нужды. Потери газа составляют менее 1.5%.

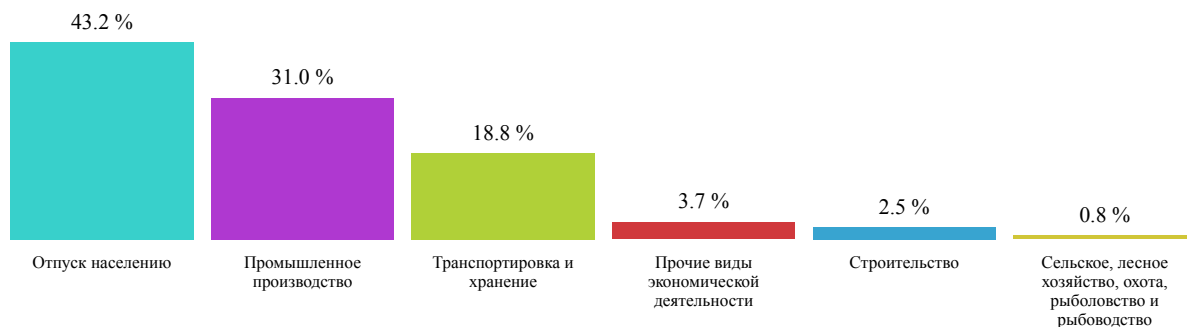


Рис. 2. Структура конечного потребления газа в качестве топлива или энергии с делением по видам экономической деятельности

Из общего объема конечного потребления газа в качестве топлива или энергии можно выделить следующие основные составляющие (рис. 2): отпуск населению (43.2%), промышленное производство (31%), транспортировка и хранение (18.8%), строительство (2.5%).

В промышленном производстве 71.8% газа потребляется обрабатывающими производствами, 27.3% - при добыче полезных ископаемых (в основном сырой нефти, природного газа и металлических руд), менее 1 % - другими отраслями (рис. 3).

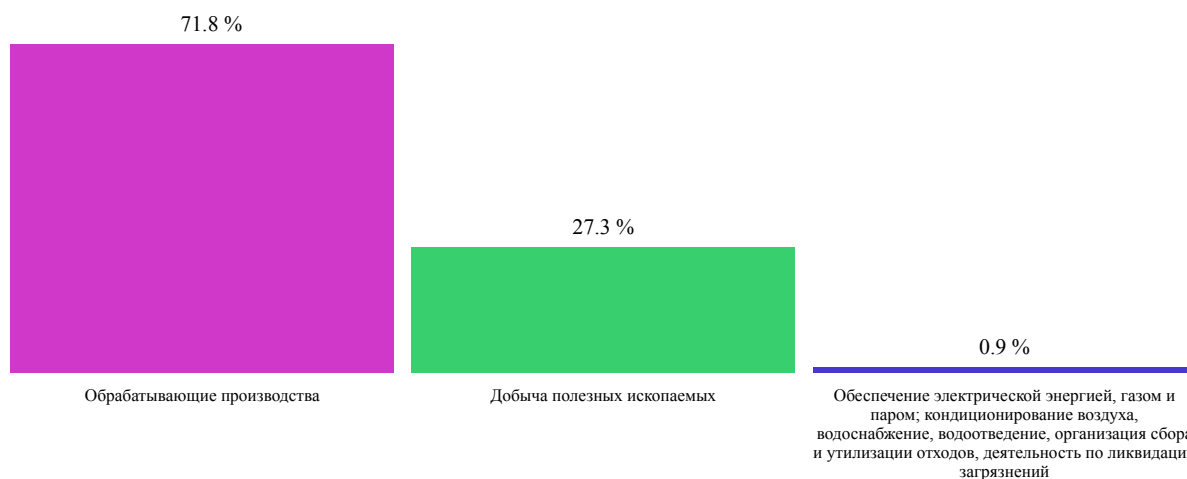


Рис. 3. Структура потребления газа промышленным производством

## Обзор потенциальных потребителей газа на еще не газифицированной территории

Опишем экономические и социальные преобразования, к которым может привести газификация территории. Первая (инвестиционная) группа преобразований - это

замещение газом других используемых на территории экономически менее выгодных энергетических ресурсов и развитие химической промышленности, использующей газ в качестве сырья. Разделим основные потенциальные преобразования данной группы на следующие компоненты:

- перевод на газовое топливо тепловых электростанций (ТЭС) и теплоэлектроцентралей (ТЭЦ);
- перевод на газовое топливо тепловых котельных;
- перевод на газовое топливо предприятий;
- подключение к газоснабжению сельского населения;
- подключение к газоснабжению городского населения;
- развитие химической промышленности.

Преобразования из этого списка подразумевают осуществление капитальных вложений для следующих целей:

- прокладка газовых линий до места потребления;
- переход на новое оборудование (либо модернизация существующего), способное работать с новым видом топлива, если газ используется в качестве источника энергии;
- строительство и развитие химических предприятий, если газ используется в качестве сырья.

Если газ используется в качестве источника энергии, то осуществляется полный или частичный переход на газ, а использовавшееся до этого топливо с необходимым оборудованием может оставаться в качестве резервного. Ожидаемая экономическая выгода таких преобразований основана на снижении топливных затрат. При оценке экономической выгоды можно также учитывать экологическую составляющую, связанную с изменением объема загрязнения окружающей среды при переходе на новый вид топлива.

Вторая (миграционная) группа преобразований связана с понижением цен на энергоресурсы и, как следствие, понижением потребительского бюджета и прожиточного минимума на данной территории, что может привести к увеличению численности

населения и, таким образом, росту спроса на газ. Стоит отметить, что ожидать роста спроса, связанного с миграционными преобразованиями, можно лишь после значительных инвестиционных преобразований.

При газификации территории уменьшается спрос на альтернативные источники энергии, что негативно сказывается на производящих либо доставляющих эту энергию компаниях и позитивно на потребителях. С этим связана третья (косвенная) группа преобразований.

### **Анализ перспектив газификации на примере Иркутской области**

Рассмотрим Иркутскую область в качестве примера негазифицированной территории и проведем анализ потенциальных экономических изменений, к которым может привести ее газификация. Основным источником данных для анализа является [9].

Иркутская область обладает территорией 774.8 тыс. км<sup>2</sup>, на которой проживают 2375 тыс. чел. (на 1 января 2021 года, [10]). Население характеризуется низкой плотностью (3.07 чел./км<sup>2</sup> при средней по стране 8.54 чел./км<sup>2</sup>) и крайне неравномерным размещением. Наиболее густо заселены южная и юго-западная части области по берегам р. Ангары и вдоль Транссибирской железной дороги. Городское население составляет 78%.

Водные ресурсы, среди которых стоит выделить крупные реки - Ангару, Лену, Нижнюю Тунгуску, а также озеро Байкал, обеспечивают регион пресной водой, рыбой, гидроэнергией и являются важнейшей транспортной составляющей (на долю водного транспорта приходится около 10% грузооборота области). Наиболее развитые виды экономической деятельности - металлургия, горнодобывающая и нефтехимическая промышленность, лесопромышленный комплекс и транспорт. Сельское хозяйство и сфера обслуживания развиты слабо.

Основным топливом в Иркутской области является уголь. Это связано, во-первых, с развитостью угольной добычи в округе, а во-вторых, с отсутствием доступа к трубопроводному газу. На территории Иркутской области находится Ковыктинское газоконденсатное месторождение - одно из самых крупнейших по запасам газа на Востоке России (1.8 трлн м<sup>3</sup>. [11]). Данное месторождение вместе с Чаядинским (Якутия) образуют ресурсную базу для поставок газа в Китай по газопроводу «Сила Сибири». Ввод месторождения в эксплуатацию планируется в 2022 году, тем не менее Иркутская область в программу газификации регионов России 2021-2025 гг. не вошла [12].

Далее в работе приводятся оценки потенциального потребления газа для различных инвестиционных преобразований при полном замещении газом используемых в настоящий момент угля и прочего твердого топлива. При этом не учитывается рост потребления, связанный с общим удешевлением энергетических ресурсов в регионе.

**ТЭС и ТЭЦ.** Централизованное производство электроэнергии в области осуществляется 4 гидроэлектростанциями и 15 теплоэлектроцентралями, при этом на долю ГЭС приходится 69.2% мощностей, на долю ТЭЦ - 30.8%. Суммарная мощность всех электростанций составляет 13 132.1 МВт. Также в области присутствуют около 40 мелких электростанций (в основном дизельных), снабжающих изолированные от централизованной энергосистемы (ЦЭ) населенные пункты. Их суммарная мощность равна 14.5 МВт.

За 2019 год ГЭС и ТЭЦ Иркутской области выработали 57 577.5 млн кВт·ч, из которых 12 712.4 млн кВт·ч выработано на ТЭЦ (22.1%). За этот же год электропотребление в ЦЭ Иркутской области составило 55 480.6 млн кВт·ч, причем 53.5% потреблено обрабатывающими производствами. Структура потребления представлена на рис. 4.

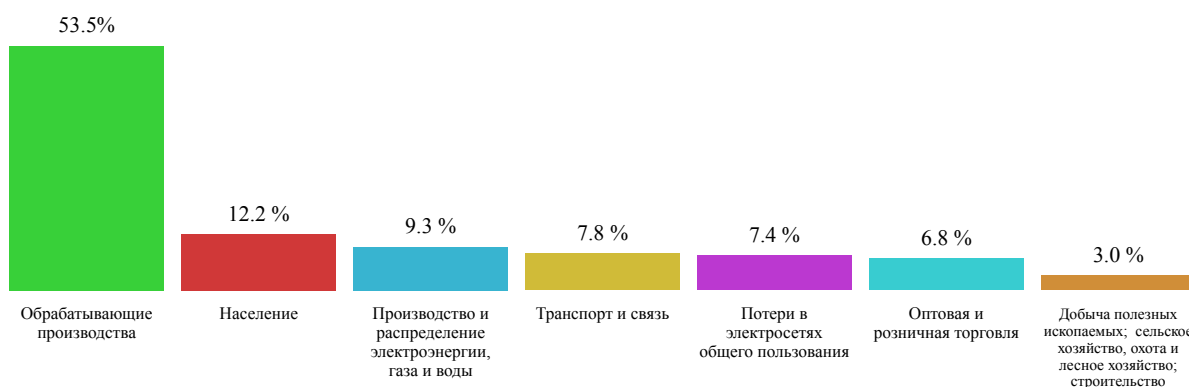


Рис. 4. Структура электропотребления в Иркутской области за 2019 год

Помимо электроэнергии, на ТЭЦ за 2019 год выработано 25.13 млн Гкал тепловой энергии (65.8% от суммарной выработки в области без учета электробойлерных установок и индивидуальных отопительных печей).

В качестве топлива на ТЭЦ в 2019 году потреблено 6 525.1 тыс. т у. т. угля (79.5%), 1 573.4 тыс. т у. т. прочего твердого топлива (дрова, щепа; 19.2%), остальное (1.3%) - жидкое топливо и газ. При использовании калорийного эквивалента для природного газа, равного 1.154 т у. т./тыс. м<sup>3</sup>, для полной замены на газ угля и прочего твердого топлива на ТЭЦ потребуется 7.02 млрд м<sup>3</sup> газа в год.

**Тепловые котельные.** В Иркутской области на начало 2020 года в выработке тепловой энергии, помимо ТЭЦ, участвуют 995 котельных, 179 электробойлерных

установок (ЭБУ) и большое количество теплоутилизационных установок (ТУУ) и индивидуальных отопительных печей (ИОП). Из суммарной выработанной за 2019 год (без учета ЭБУ и ИОП) 38.17 млн Гкал тепловой энергии котельными и ТУУ выработано 13.04 млн Гкал (34.2%). Структура потребления теплоэнергии представлена на рис. 5.

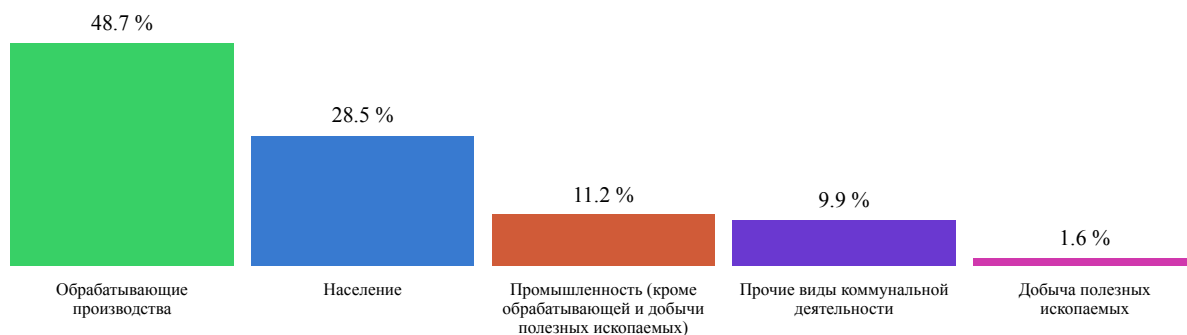


Рис. 5. Структура потребления теплоэнергии в Иркутской области за 2019 год

Котельными Иркутской области за 2019 год потреблено 1 137.2 тыс. т у. т. угля, 112.0 тыс. т у. т. жидкого топлива, 21.0 тыс. т у. т. электроэнергии, 7.5 тыс. т у. т. газа и 82.0 тыс. т у. т. прочего твердого топлива. Для полной замены угля и прочего твердого топлива в котельных на природный газ потребуется 1.06 млрд м<sup>3</sup> газа в год.

**Предприятия.** Согласно [3], за 2018 год на конечное потребление без учета потребления населением и неэнергетического использования в Иркутской области израсходовано 354.5 тыс. т у. т. угля и 59 тыс. т у. т. прочего твердого топлива. Таким образом, для полной замены данных видов топлива на природный газ потребуется примерно 413.5 тыс. т у. т. или 0.36 млрд м<sup>3</sup> газа в год.

**Сельское население.** В 2018 году населением Иркутской области потреблено 17.3 тыс. т у. т. угля и 14.4 тыс. т у. т. прочего твердого топлива [3]. Очевидно, что большая часть этих энергоресурсов потреблена сельским населением для обогрева жилых помещений и приготовления пищи. Таким образом, для подключения к газоснабжению сельского населения потенциально требуется всего 31.7 тыс. т у. т. или 27.5 млн м<sup>3</sup> газа в год, что составляет менее 0.4% от суммарного потенциального потребления.

**Городское население.** На данный момент в городах Иркутской области в основном используются электроплиты для приготовления пищи. Небольшая доля населения использует балонный газ. Стоит отметить, что подключение к газоснабжению городского населения сопряжено с существенными проблемами. Основная проблема состоит в том, что при постройке многоквартирных домов изначально не предусматривалась возможность их подключения к трубопроводному газу. Для осуществления такой возможности необходимы существенные капитальные вложения для подведения газовых



труб к квартирам, модернизации системы вентиляции и других необходимых преобразований, которые зачастую экономически нецелесообразны.

Вторая проблема связана с безопасностью. Как известно, газ взрывоопасен и представляет серьезную угрозу для жильцов многоквартирных домов. Все помнят печальные известия из СМИ о взрывах в жилых домах, в результате которых происходило обрушение целых подъездов и человеческие жертвы измерялись в десятках людей. Поэтому в настоящее время существует тенденция отхода от газовых плит в многоквартирных домах, новостройки в основном возводятся без подключения к газу даже в газифицированных районах.

Исходя из вышесказанного при оценивании функции спроса было решено не учитывать данную компоненту. Тем не менее для полноты приведем объем потенциального потребления газа городским населением Иркутской области, которое составляет 1.87 млн человек. При расходе газа на приготовление пищи, равным  $10 \text{ м}^3$  в месяц на человека, это число равно 224 млн  $\text{м}^3$  газа в год.

**Химическая промышленность.** Что касается газовой промышленности, то в настоящее время в России действуют около 15 крупных газоперерабатывающих предприятий, суммарно обеспечивающих более 90% всей переработки. Решения о строительстве подобных предприятий и их местоположении обычно принимаются на самом высоком уровне, при этом спрос на конечную продукцию таких предприятий зачастую не определяется потребностями конкретного региона, поэтому данную компоненту спроса на газ заранее сложно оценить. Эта компонента также не будет учитываться при построении оценки функции спроса.

### Математическая модель для оценки функции спроса в узле

Введем коэффициент  $k_g$ , который равен количеству вырабатываемого тепла при полном сгорании одной единицы газа. Обозначим через  $R$  множество всех альтернативных газу ресурсов, используемых в узле, а через  $A$  - множество типов агрегатов, которые используются потребителями и позволяют преобразовывать ресурсы в тепловую энергию. Каждый тип  $a \in A$  задается следующими параметрами:

- $a^r \in R$  - ресурс, который использует агрегат;
- $a^{V^{\max}}$  - мощность, т.е. максимальный объем выработки тепла;
- $a^\eta \in [0, 1]$  - КПД агрегата, который равен отношению вырабатываемой тепловой

энергии к затраченному объему ресурса, выраженному в энергетическом эквиваленте.

Для оценки функции спроса на газ разобьем всех потребителей узла на 4 группы в соответствии с выделенными компонентами инвестиционных преобразований.

**ТЭС и ТЭЦ.** Пусть  $TPS$  - множество действующих ТЭС и ТЭЦ в узле (далее называем их станциями). Станция  $s \in TPS$  характеризуется следующими параметрами:

- $s^v$  - объем потребляемой тепловой энергии, обеспечивающий текущий выпуск электричества и тепла;
- $s^{na}(a)$  - число имеющихся в наличии агрегатов типа  $a \in A$ ;
- $s^{cr}(r)$  - затраты на добычу и доставку единицы ресурса  $r \in R$  на станцию, выраженной в энергетическом эквиваленте;
- $s^{g,cv}$  - затраты на доставку единицы газа, куда входят: затраты на транспортировку единицы газа от центра узла до станции, приведенные затраты на увеличение пропускной способности соответствующей трубы на единицу, приведенные затраты на увеличение мощности газоперерабатывающего оборудования на единицу;
- $s^\eta \in [0, 1]$  - КПД газоперерабатывающего оборудования, который равен отношению вырабатываемой тепловой энергии к затраченному объему газа, выраженному в энергетическом эквиваленте.

Приведение капитальных затрат необходимо, поскольку данный вид затрат взимается лишь один раз, в то время как функционирование всей системы происходит постоянно. Предполагается, что зафиксирован некий период времени (напр., год), для которого производится оценка спроса. Пусть он равен  $\tau$  лет. Таким образом, функция спроса показывает объем потребляемого газа за один период в зависимости от цены на газ в данном узле. Приведение производится с учетом срока службы станции  $T^s$ , который измеряется в годах, и непрерывной процентной ставки  $\delta$ . Пусть  $E^c$  - исходные разовые капитальные затраты. Тогда приведенные затраты  $E^q$  находятся следующим образом [13]:  $E^q = k \cdot E^c$ , где

$$k = \frac{\delta \tau}{1 - e^{-\delta T^s}}.$$

В предположениях о неизменном объеме требуемой для станции тепловой энергии  $s^v$  рассмотрим задачу минимизации затрат на ее выработку. Согласно теореме о

благополучии [14] оптимальные объемы выработки агрегатов и газоперерабатывающего оборудования (ГО) равны объемам, соответствующим конкурентному равновесию в модели с единой ценой на тепловую энергию, потребителем с фиксированным объемом потребления  $s^v$  и производителем, который может распоряжаться соответствующими агрегатами и ГО. Обозначим через  $a_1, \dots, a_n$  имеющиеся в наличии у станции типы агрегатов, отсортированные в порядке увеличения затрат на производство единицы тепла  $c_i \equiv \frac{s^{cr}(a_i^r)}{a_i^\eta}$ . Через  $V_i \equiv s^{na}(a_i) a_i^{V^{\max}}$  обозначим суммарную мощность агрегатов типа  $a_i$ . Данные агрегаты вместе с объемом потребления  $s^v$  формируют кусочно-постоянную функцию остаточного спроса на тепловую энергию

$$\hat{D}(\hat{p}) \equiv \max(0, \tilde{D}(\hat{p})),$$

где

$$\tilde{D}(\hat{p}) = \begin{cases} s^v, & \hat{p} \in [0, c_1), \\ [s^v - V_1, s^v], & \hat{p} = c_1, \\ s^v - V_1, & \hat{p} \in (c_1, c_2), \\ [s^v - (V_1 + V_2), s^v - V_1], & \hat{p} = c_2, \\ \dots \\ [s^v - \sum_{i=1}^n V_i, s^v - \sum_{i=1}^{n-1} V_i], & \hat{p} = c_n, \\ s^v - \sum_{i=1}^n V_i, & \hat{p} \in (c_n, +\infty). \end{cases} \quad (1)$$

Здесь  $\hat{p}$  - цена на тепловую энергию. Без использования газа конкурентная цена  $\tilde{p}$  равна минимальной цене  $\hat{p}$ , удовлетворяющей условию  $\hat{D}(\hat{p}) = 0$ . Выгода от использования газа равна  $\int_{\frac{p + s^{g,cv}}{k_g \cdot s^\eta}}^{+\infty} \hat{D}(\hat{p}) d\hat{p}$ , где  $p$  - цена единицы газа в узле. Величина  $\frac{p + s^{g,cv}}{k_g \cdot s^\eta}$  равна затратам на производство единицы тепла с использованием газа. Зависимость  $D(p)$  оптимального объема используемого газа от узловой цены  $p$  является кусочно-постоянной функцией и находится с помощью следующего соотношения:

$$D(p) = \frac{1}{k_g \cdot s^\eta} \hat{D} \left( \frac{p + s^{g,cv}}{k_g \cdot s^\eta} \right).$$

Вид графика функции  $\hat{D}(\hat{p})$  показан на рис. 6. Функция  $D(p)$  получается из функции  $\hat{D}(\hat{p})$  последовательным применением следующих операций:

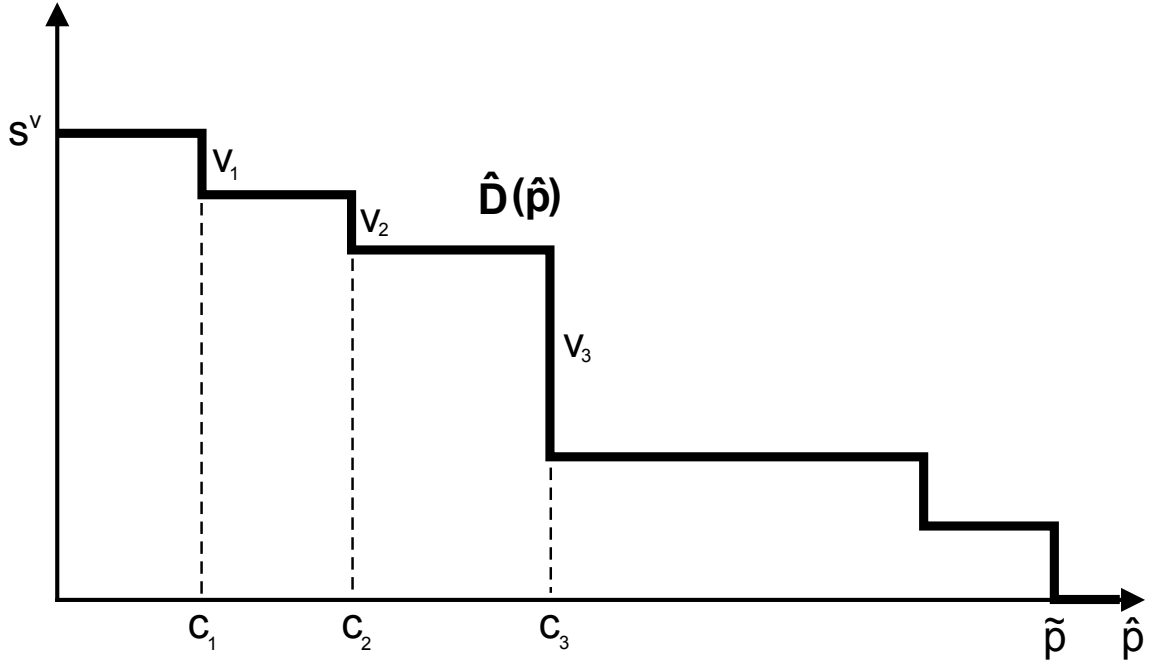


Рис. 6. Вид функции  $\hat{D}(\hat{p})$  для ТЭС и ТЭЦ

- 1) растяжение графика функции вдоль оси абсцисс в  $k_g \cdot s^\eta$  раз;
- 2) сдвиг графика функции влево на  $s^{g,cv}$ ;
- 3) сужение графика функции вдоль оси ординат в  $k_g \cdot s^\eta$  раз.

Полученная функция  $D(p)$  является функцией спроса на газ для станции  $s$ . Обозначим через  $D_s(p)$  функцию спроса для станции  $s \in TPS$ . Тогда суммарный спрос в узле, формируемый всеми ТЭС и ТЭЦ, равен

$$D_{TPS}(p) = \sum_{s \in TPS} D_s(p).$$

**Тепловые котельные.** Спрос на газ со стороны тепловых котельных определяется аналогично спросу для ТЭС и ТЭЦ. Обозначим суммарный спрос в узле, формируемый всеми котельными, через  $D_{Boil}(p)$ .

**Предприятия.** Пусть  $Ind$  - множество крупных предприятий в узле, которым требуется тепловая энергия для производства собственных товаров. Предприятие  $b \in Ind$  характеризуется следующими параметрами:

- $b^p$  - внешняя цена на производимый предприятием товар;
- $b^v$  - объем потребляемой тепловой энергии, обеспечивающий выпуск единицы товара;

- $b^c$  - нетепловые затраты при производстве единицы товара;
- $b^{V^{\max}}$  - мощность, т.е. максимальный объем выпуска;
- $b^{na}(a)$ ,  $b^{cr}(r)$ ,  $b^{g,cv}$ ,  $b^\eta$  - аналогично ТЭС и ТЭЦ.

Рассмотрим задачу максимизации прибыли предприятия  $b$ . Предположим, что  $b^c < b^p$  (в противном случае производить товар не выгодно ни при какой узловой цене на газ, т.е. спрос на газ отсутствует). Как и для случая ТЭС и ТЭЦ, упорядочим имеющиеся в распоряжении предприятия агрегаты  $a_1, \dots, a_n$  по неубыванию затрат на производство единицы тепла  $c_i \equiv \frac{b^{cr}(a_i, r)}{a_i^\eta}$ . Обозначим через  $V_i \equiv b^{na}(a_i) a_i^{V^{\max}}$  суммарную мощность агрегата  $a_i$ . Кусочно-постоянная функция остаточного спроса на тепловую энергию для данного случая имеет следующий вид:

$$\hat{D}(\hat{p}) = \begin{cases} \tilde{D}(\hat{p}), & \text{если } \tilde{D}(\hat{p}) \geq 0 \text{ и } \hat{p} \leq \frac{b^p - b^c}{b^v}, \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases}$$

где  $\tilde{D}(\hat{p})$  определяется аналогично (1) с заменой  $s^v$  на  $b^v \cdot b^{V^{\max}}$  (рис. 7). Величина  $\frac{b^p - b^c}{b^v}$  равна цене на тепловую энергию, при которой предприятию становится невыгодно производить товар. Величина  $b^v \cdot b^{V^{\max}}$  равна объему тепловой энергии, необходимому для полной загрузки производства. Далее находится функция  $D(p)$  аналогично случаю с ТЭС и ТЭЦ с заменой величин  $s^{g,cv}$  и  $s^\eta$  на  $b^{g,cv}$  и  $b^\eta$  соответственно.

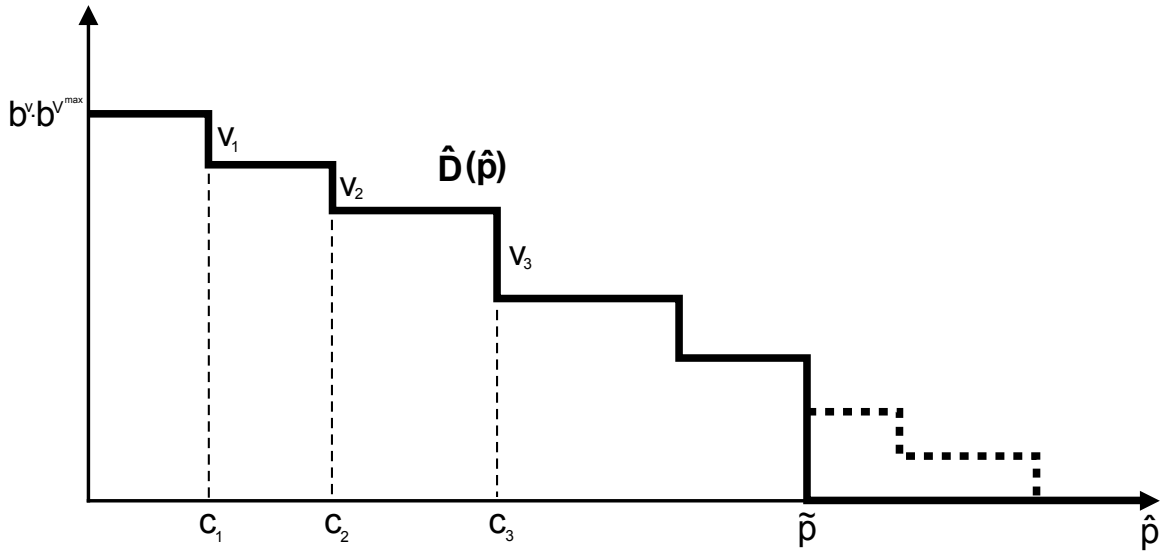


Рис. 7. Вид функции  $\hat{D}(\hat{p})$  для предприятий

Полученная функция  $D(p)$  является функцией спроса на газ для предприятия  $b$ . Обозначим через  $D_b(p)$  функцию спроса для предприятия  $b \in Ind$ . Тогда суммарный

спрос в узле, формируемый всеми предприятиями, равен

$$D_{Ind}(p) = \sum_{b \in Ind} D_b(p).$$

**Сельское население.** Считаем, что для каждого населенного пункта есть возможность подключения жилых домов к газу, причем все жилые дома обладают примерно одинаковыми характеристиками и равноудалены от центра населенного пункта. В случае газификации жилой дом (в котором, по предположению, проживает одна семья численностью  $h$  человек) снабжается газовым котлом, характеристики которого общие для всех узлов:  $br^c$  - стоимость,  $br^n$  - КПД. При газификации населенного пункта, считаем, проводится один газопровод от центра узла до центра населенного пункта, также строится распределительная сеть внутри самого населенного пункта, при этом при полной газификации при фиксированном числе жилых домов затраты на строительство и функционирование распределительной сети пропорциональны величине  $\frac{1}{\sqrt{\rho}}$ , где  $\rho$  - плотность населения в рассматриваемом населенном пункте (если при фиксированном числе жилых домов плотность населения увеличивается в 4 раза, то среднее расстояние между любой парой домов уменьшается примерно в 2 раза, а значит, во столько же раз снижается суммарная длина распределительной сети), и равны

$$dis^{g,v} \cdot v \cdot \frac{n}{h\sqrt{\rho}}.$$

Здесь  $v$  - объем распределяемого газа,  $n$  - численность населения,  $dis^{g,v}$  - коэффициент, общий для всех узлов. Если же газифицируется только часть домов, то затраты пропорциональны числу подключаемых к газоснабжению домов.

Пусть  $Vil$  - множество сельских населенных пунктов в узле. Населенный пункт  $vil \in Vil$  характеризуется следующими параметрами:

- $vil^v$  - текущий объем потребляемой населенным пунктом тепловой энергии;
- $vil^c$  - текущие суммарные затраты на добычу и доставку необходимых для выработки тепловой энергии ресурсов;
- $vil^{pop}$  - численность населения;
- $vil^p$  - плотность населения;
- $vil^{g,cv}$  - затраты на доставку единицы газа от центра узла до центра населенного

пункта, куда входят: затраты на транспортировку единицы газа, приведенные затраты на увеличение пропускной способности соответствующей трубы на единицу.

В случае полной газификации населенного пункта затраты на строительство и функционирование газопровода, распределительной сети и покупку газа равны

$$c(p) \equiv p \cdot v^g + vil^{g,cv} \cdot v^g + dis^{g,v} \cdot v^g \cdot \frac{vil^{pop}}{h} \cdot \frac{1}{\sqrt{vil^p}} + br^c \cdot \frac{vil^{pop}}{h},$$

где

$$v^g = \frac{vil^v}{k_g \cdot br^\eta}$$

- объем потребляемого газа, а  $p$  - узловая цена на газ. Определим цену  $\bar{p} = \min(p \mid p \geq 0, c(\bar{p}) \geq vil^c)$  как минимальную цену, при которой становится невыгодно подключение к газоснабжению. Функция спроса на газ для населенного пункта  $vil$  равна

$$D_{vil}(p) = \begin{cases} v^g, & p \in [0, \bar{p}), \\ [0, v^g], & p = \bar{p}, \\ 0, & p \in (\bar{p}, +\infty). \end{cases}$$

Суммарный спрос в узле, формируемый всеми сельскими населенными пунктами, равен

$$D_{Vil}(p) = \sum_{vil \in Vil} D_{vil}(p).$$

Отметим, что в данной модели не предполагается наличие в сельских населенных пунктах централизованного отопления. Если же оно есть, то соответствующий централизованным котельным спрос следует считать согласно описанной в пункте «тепловые котельные» модели, соединяя котельную не с центром узла, а с центром населенного пункта, и учитывая в функции спроса для населенного пункта. При этом при расчете спроса, относящегося к индивидуально отопляемым домам, следует скорректировать описанные выше параметры  $vil^v$ ,  $vil^c$ ,  $vil^{pop}$ ,  $vil^p$ , убрав из рассмотрения часть населения, использующую централизованное отопление.

**Суммарный спрос.** Функция спроса на газ в рассматриваемом узле равна сумме полученных компонент:

$$D(p) = D_{TPS}(p) + D_{Boil}(p) + D_{Ind}(p) + D_{Vil}(p).$$

## Заключение

Предложенная математическая модель может быть использована для оценки функции спроса на природный газ в произвольном негазифицированном узле, тем самым способствуя выявлению наиболее перспективных регионов для газификации.

## Список источников

- [1] Новак оценил запасы газа и нефти в России. Электронный ресурс: <https://ria.ru/20190227/1551393861.html>.
- [2] ТЭК России - 2019: стат. сборник. Аналитический центр при правительстве РФ. Вып. июнь. 2020. 62 с. Электронный ресурс: [https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/TEK\\_annual/TEK.2019.pdf](https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/TEK_annual/TEK.2019.pdf).
- [3] Баланс энергоресурсов за 2019 г. Электронный ресурс: [https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/2EuHouQF/en\\_balans2019.htm](https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/2EuHouQF/en_balans2019.htm).
- [4] Путин принял участие в церемонии запуска первой линии Амурского ГПЗ. Электронный ресурс: <https://www.rbc.ru/rbcfreenews/60c0a7c89a7947613db96bd3>.
- [5] Apergis N., Payne J.E. Natural Gas Consumption and Economic Growth: A Panel Investigation of 67 Countries. Applied Energy. Vol. 87. Iss. 8. 2010. P. 2759–2763.
- [6] Белинский А.В. Влияние газоснабжения и газификации на экономический рост российских регионов (эконометрический подход) // Газовая промышленность. Экономика. Спецвып. №2 (770). 2018. С. 6–13.
- [7] База данных показателей муниципальных образований. Федеральная служба государственной статистики. Электронный ресурс: <https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/ykmb3eKg/munst.htm>.
- [8] Социально-экономическое положение субъектов Российской Федерации. Федеральная служба государственной статистики. Электронный ресурс: [https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/sep\\_region1.htm](https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/sep_region1.htm).
- [9] Указ Губернатора Иркутской области от 29.04.2020 № 124-уг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Ир-



- кутской области на 2021-2025 годы» // Электронный ресурс:  
<http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/3800202004300007>.
- [10] Оценка численности постоянного населения на 1 января 2021 г. и в среднем за 2020 г. (человек). Электронный ресурс:  
[https://web.archive.org/web/20210319185917/https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/wJkrbrPg/Popul2021\\_Site.xls](https://web.archive.org/web/20210319185917/https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/wJkrbrPg/Popul2021_Site.xls).
- [11] «Сила Сибири»: стратегический проект. Инфографика. 2 декабря 2019 г. Электронный ресурс: <https://www.gazprom.ru/press/media/2019/962535/>.
- [12] Программа газификации регионов России 2021–2025. Электронный ресурс:  
<https://gazprommap.ru>.
- [13] Stoft S. Power System Economics: Designing Markets for Electricity. New York: Wiley, 2002.
- [14] Arrow K.J., Debreu G. Existence of an Equilibrium for a Competitive Economy // Econometrica. 22, 1954. P. 265-290.