



**ЭКОНОМИЧЕСКИЙ
И СОЦИАЛЬНЫЙ СОВЕТ**

Distr.
GENERAL

ECE/ENERGY/WP.4/2009/4
21 April 2009

RUSSIAN
Original: ENGLISH and RUSSIAN
ENGLISH AND RUSSIAN ONLY

ЕВРОПЕЙСКАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ КОМИССИЯ

КОМИТЕТ ПО УСТОЙЧИВОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Руководящий комитет проекта "Энергетическая эффективность - 21"

Двадцатая сессия
Женева, 3-5 апреля 2009 года
Пункт 6 (а) предварительной повестки

**НЫНЕШНЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ С ОСУЩЕСТВЛЕНИЕМ СУБРЕГИОНАЛЬНЫХ И
СТРАНОВЫХ ПРОЕКТОВ В РАМКАХ ПРОЕКТА
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ - 21**

**Финансирование инвестиций в области энергоэффективности для смягчения
изменения климата**

Исследование перспектив реализации проекта межтопливного замещения
в городе Колпашево

Записка секретариата

ВВЕДЕНИЕ

1. Исследование по теме «Исследование перспектив реализации проекта межтопливного замещения в г. Колпашево. Разработка рекомендаций по реализации проектов межтопливного замещения в городах и населенных пунктах Российской Федерации» было профинансировано Европейским Деловым Конгрессом (ЕДК) через Европейскую Экономическую Комиссию ООН (ЕЭК ООН) в рамках проекта "Финансирование инвестиций в области энергоэффективности для смягчения изменения климата".

2. Цель данной работы – оценить влияние газификации и сопряженного с ней переоборудования системы теплоснабжения на эффективность использования теплоэнергетических ресурсов (ТЭР), окружающую среду, а также на экономическую эффективность деятельности хозяйствующих субъектов и благосостояние населения. В работе также ставилась цель выявления факторов, оказывающих сдерживающее воздействие на приток инвестиций в сферу энергоэффективности и энергосбережения и перспективные направления оздоровления инвестиционного климата в этой сфере.

I. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ МЕЖТОПЛИВНОГО ЗАМЕЩЕНИЯ УГЛЯ И ЖИДКОГО ТОПЛИВА ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ В КОЛПАШЕВСКОМ ГОРОДСКОМ ПОСЕЛЕНИИ

3. Во время разработки схемы газификации Колпашевского района (2006 год) Администрацией области совместно с группой компаний Газпром было принято решение о разработке комплексной системы энергоснабжения с использованием современных технологий и оборудования. Во исполнение данного решения ОАО «Газпром промгаз» разработало проект «Создания зоны высокой энергетической эффективности в г. Колпашево», в рамках которого были выполнены:

- (a) Генеральная схема газоснабжения и газификации Томской области, включая Колпашевский район;
- (b) Технико-экономические предложения по реконструкции и модернизации систем теплоснабжения г. Колпашево;
- (c) Схема комплексного энергоснабжения г. Колпашево;
- (d) Обоснования инвестиций в строительство мини ТЭЦ и автономных модульных котельных.

4. Однако, когда район был подключен к ЕСГ, вместо строительства современных источников генерации тепла и электроэнергии, было принято решение о замене действующих угольных и нефтяных котельных газовыми, что фактически явилось отказом от создания зоны высокой энергетической эффективности.

5. К декабрю 2008 года реализованы следующие мероприятия:

- (a) построен межпоселковый газопровод к г. Колпашево;
- (b) осуществлена газификация потребителей 1-ой и 2-ой очереди;
- (c) введены в эксплуатацию 14 муниципальных газовых котельных, которые удовлетворяют около 70% потребности района в тепловой энергии;
- (d) установлены газовые котлы современной конструкции с химводоподготовкой, автоматизацией процессов, приборами учета расхода газа;
- (e) проведена реконструкция 7,5 км тепловых сетей.

6. Впоследствии планируется ликвидировать угольные и нефтяные котельные, заменив их на газовые. С целью проведения сравнительного анализа эффективности межтопливного замещения, а также принятых решений сформированы четыре варианта:

Вариант 1 «До газификации» - ситуация в ТЭК предшествовавшая подключению района к ЕСГ.

По состоянию на 1 января 2007 года в поселении теплоснабжение обеспечивали пятьдесят котельных, суммарной установленной мощностью 147,94 Гкал/ч, из которых тридцать девять котельных являлись муниципальными, одиннадцать ведомственными.

Вариант 2 «Первый этап» - ТЭЖ района после реализации 1-ого этапа газификации и переоборудования 14 котельных.

В 2008 году в Колпашевском городском поселении эксплуатацией основных муниципальных котельных на основании договоров аренды с Администрацией городского поселения занимались:

- ООО «Колпашевская тепловая компания»,
- ООО «Тепловые системы и технологии»,
- ООО «ЖКХ».

«Колпашевская тепловая компания» на основании инвестиционного соглашения с Администрацией Колпашево построила 14 газовых котельных, которые были введены в эксплуатацию весной 2008 года, заместив при этом 25 старых котельных. Финансирование строительства осуществлялось с привлечением лизинговой компании.

Вариант 3 «Газовые котельные» - ликвидация всех угольных и нефтяных котельных района и замещение их газовыми.

Планируется заместить оставшиеся муниципальные котельные (14 шт.) на 6 газовых, таким образом, после реализации намеченных мероприятий количество муниципальных котельных составит 20 шт.

Вариант 4 «Мини ТЭЦ» - моделирование ситуации в ТЭЖ при реализации проекта создания зоны высокой энергетической эффективности.

7. Ниже в таблице 1 представлено сравнение некоторых параметров тепло источников при реализации рассматриваемых 4х вариантов. В таблице 2 представлено сопоставление энергетического баланса Колпашевского городского поселения при рассматриваемых вариантах

8. Потребление первичной энергии на территории Колпашевского городского поселения до газификации составляло 128,87 тыс. т. у. т. в год. После реализации 1-го этапа газификации первичное потребление сократится на 22 тыс. т.у.т. (на 20%). В дальнейшем потребление первичной энергии сократится до 67,3 тыс. т.у.т (в 1,9 раз по сравнению с 2007 годом), а при строительстве мини-ТЭЦ – до 83,4 тыс. т.у.т. (на 35%).

9. После реализации 1-го этапа конечное потребление сократится на 20%, для Вариантов 3 и 4 – на 40% (по сравнению с Вариантом 1).

Таблица 1. Сопоставление некоторых параметров теплоисточников при реализации рассматриваемых вариантов

Наименование	Ед. изм.	Вариант 1 «До газификации» (2007 г.)	Вариант 2 «Первый этап» (2009 г.)	Вариант 3 «Газовые котельные»	Вариант 4 «Мини ТЭЦ»
Основные источники теплоснабжения (котельные), в том числе:	Ед.	50 (39 муниципальных)	39 (28 муницип.)	31 (20 муницип.)	23 (12 муницип.)
- газовые котельные		0	14	31	23
- Мини ТЭЦ		-	-	-	3
Вид используемого топлива	ед.	Уголь/нефть	Природный газ /уголь/нефть	Природный газ	Природный газ
Установленная тепловая мощность, в том числе	Гкал/ч.	146,69 (127,5 муниципальных)	120,41	102,09	102,09
- газовых котельных	Гкал/ч	0	79,53	102,09	102,09
- Мини ТЭЦ	Гкал/ч	-	-	-	6,4
Установленная электрическая мощность	МВт	-	-	-	5,45
Коэффициент использования установленной мощности		0,5	0,58	0,64	0,64
Расчетная тепловая нагрузка	Гкал/ч	68,04	78,08	74,57	74,57
Потребление топлива	тут/год	59 818,9	42 054,0	31 402,8	35 750,0
Годовая выработка тепловой энергии, в том числе:	Гкал/год	233 067,6	217 441,1	201 480,0	201 480,0
- газовыми котельными	Гкал/год	-	97 100,0	201 480,0	154 760,0
Годовая выработка электроэнергии	Млн. кВт-ч	-	-	-	39,2

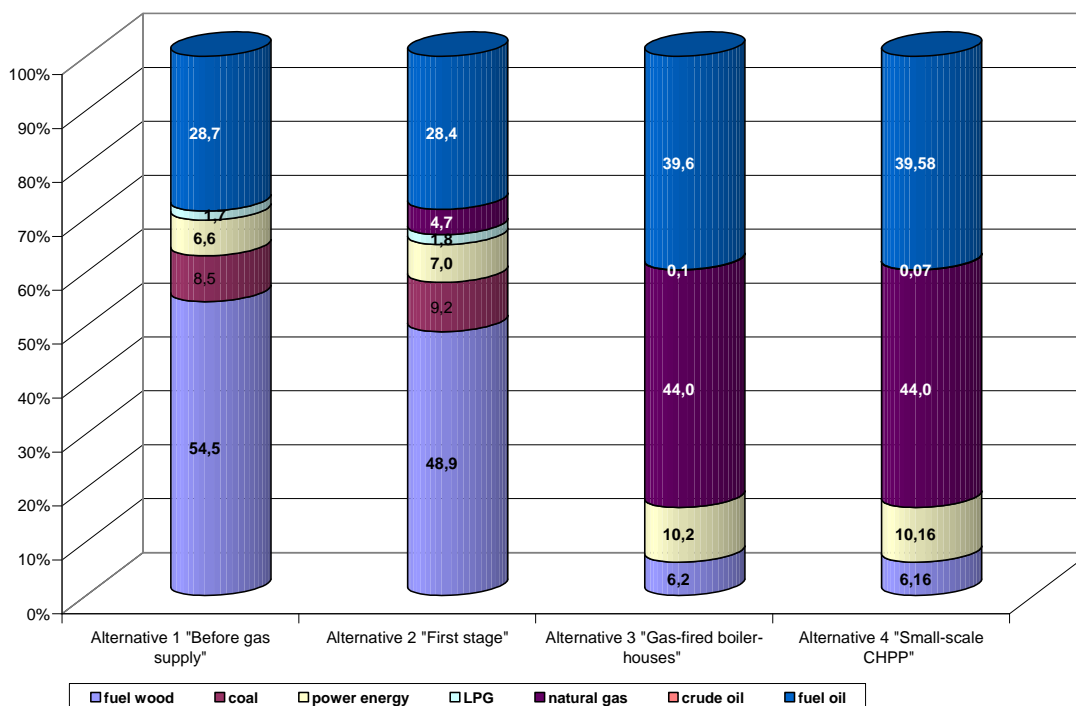
Таблица 2. Потребление ТЭР

Наименование	Ед. изм.	Вариант 1 «До газификации» (2007 г.)	Вариант 2 «Первый этап» (2009 г.)	Вариант 3 «Газовые котельные» ^a	Вариант 4 «Мини ТЭЦ» ^a
Первичная энергия:	тыс. т.у.т.	128,8	106	67,3	83,4
Конечное потребление	тыс. т.у.т.	95,3	88,9	58,7	58,7

^a После реализации всего проекта

10. Как видно из диаграммы (Рисунок 1), представленной выше, структура конечного потребления ТЭР в районе резко меняется: доминирующая роль дров снижается с 54,5% (Вариант 1) до 49% (Вариант 2), а в последующем до 6,2% (Варианты 3 и 4). В структуре конечного потребления увеличивается роль природного газа: до 4,7% при Варианте 2, в последующем до 44% (Варианты 3 и 4). С развитием программы газификации природный газ полностью вытесняет уголь и нефть из топливного баланса котельных.

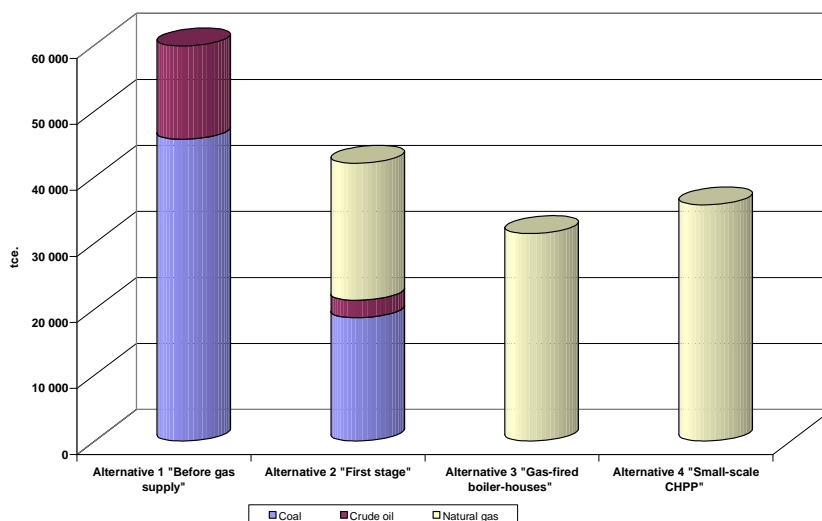
Рисунок 1. Структура конечного потребления ТЭР по видам энергоресурсов



II. ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

11. Ниже (Рисунок 2) представлено сопоставление топливного баланса котельных при рассматриваемых вариантах.

Рисунок 2 Сопоставление изменения объемов и структуры потребления топлива теплоисточниками

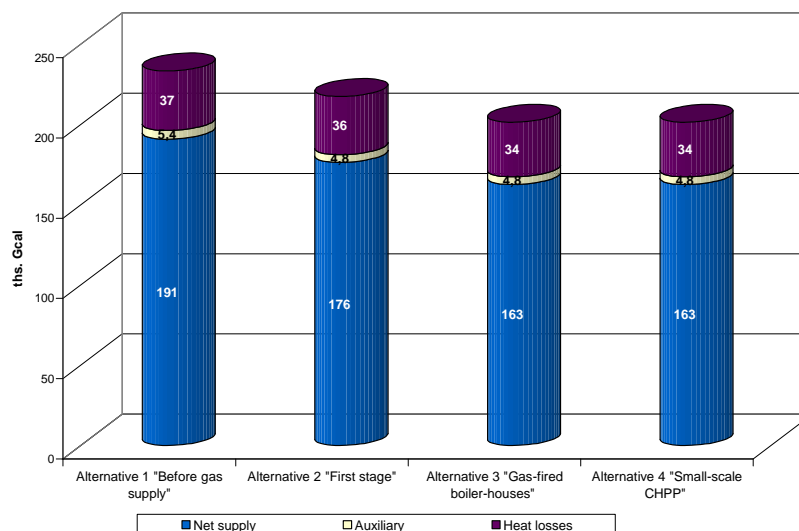


12. За счет оптимизации схемы теплоснабжения и установки более современного и эффективного оборудования происходит сокращение потребления топлива:

- после реализации первого этапа (Вариант 2) – на 30% (42 тыс. т.у.т против 59,8 тыс. т.у.т.);
- для Варианта 3 «Газовые котельные» – почти 50% (31 тыс. т.у.т против 59,8 тыс. т.у.т. в 2007 году);
- при Варианте 4 «Мини ТЭЦ» – около 40%. Однако, помимо производства тепла и удовлетворения потребности района в тепловой энергии из данного объема топлива также планируется вырабатывать электроэнергию.

13. Основным производителем тепла в Колпашевском городском поселении были и остаются муниципальные котельные, на их долю в 2007 году приходилось 76,6% от общей выработки.

Рисунок 3. Структура использования вырабатываемой тепловой энергии по вариантам
(в тыс. Гкал.)



14. За счет оптимизации размещения теплоисточников наблюдается снижение выработки тепловой энергии в Вариантах 2, 3 и 4 по сравнению с Вариантом 1. Однако доля потерь в сетях не изменяется, варьируя вокруг отметки в 17% от годовой выработки.

III. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

15. Ниже (Таблица 3) представлены показатели, характеризующие энергетическую и экологическую эффективность функционирования теплоисточников Колпашевского городского поселения.

(а) После реализации первого этапа КПИ топлива по всем котельным района вырос на 15%, приблизившись к отметке в 60%, рост данного показателя обусловлен переводом части муниципальных котельных на современное оборудование. В дальнейшем, в Вариантах 3 и 4 КПИ превысил отметку в 70%.

(б) В отношении удельного расхода топлива котельными также ожидается положительная динамика: до газификации средний показатель по району составлял 0,256 т.у.т на 1 Гкал, после реализации первого этапа он составит 0,193, при этом для газовых котельных – 0,155 т.у.т./Гкал, что свидетельствует о значительном повышении эффективности оборудования. При Варианте 4 «Мини ТЭЦ» наблюдается рост удельного расхода топлива, что объясняется комбинированной выработкой тепла и электроэнергии, при которой удельный расход топлива возрастает.

(с) Представленные данные свидетельствуют о весьма существенном росте КПД в 1,6 раза для Вариантов 3 и 4.

Таблица 3. Сопоставление показателей энергетической и экологической эффективности рассматриваемых проектов

№	Наименование	Ед. изм.	Вариант 1 «До газификации»	Вариант 2 «Первый этап»	Вариант 3 «Газ. котельные»	Вариант 4 «Мини ТЭЦ»
1.	Коэффициент полезного использования топлива (КПИ)	%	45,6 а^a	59,9	74,1	78,2
	- по муниципальным котельным	%	44,4	64,5	72,7	72,7
2.	Удельный расход условного топлива	т.у.т./Гкал	0,256	0,193	0,157	0,160
	- по муниципальным котельным	т.у.т./Гкал	0,261	0,176 ^b	0,155	0,160
	- по Мини ТЭЦ	г.у.т./кВт*ч	-	-	-	300
3.	Средневзвешенный КПД по муниципальным котельным	%	55,7%	73,9%	91,7%	87,0%
4.	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/ Гкал	25,19	20,4	20,49	20,49
5.	Численность персонала	чел.	505	232	223	200
	- по муниципальным котельным	чел.	440	167	159	141
6.	Вредные выбросы	т./год	8 152	3 387	122,3	202,2
	- по муниципальным котельным	т./год	5 557	1 203	87,9	167,4

^a Рекомендуемое значение 68-70%

^b По газовым котельным удельный расход топлива составит 0,155 т.у.т./Гкал

Необходимо отметить, что столь низкие значения КПД и, как следствие, КПИ систем, предшествовавшие газификации района, в конечном итоге приводили к повышенному расходу топлива и высокой себестоимости тепловой энергии.

(d) Очевидна также и положительная динамика изменения удельного расхода электроэнергии при установке более современного оборудования, который с первоначального значения в 25,19 кВт-ч/ Гкал снизился до отметки в 20,49 кВт-ч/ Гкал при Вариантах 3 и 4.

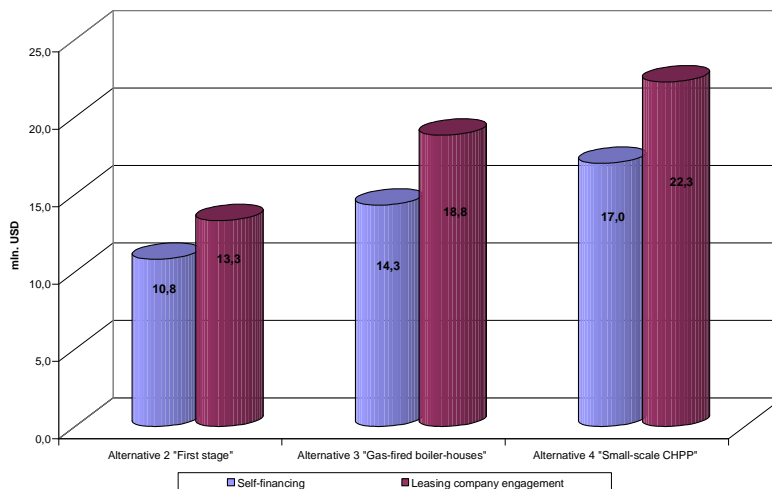
(e) Установка современного оборудования позволила сократить персонал приблизительно в 2,5 раза, что, несомненно, приведет к снижению себестоимости произведенной продукции, а также может являться источником материальной стимуляции оставшегося персонала.

(f) Сокращение выбросов вредных веществ является наглядной демонстрацией экологических преимуществ природного газа перед другими видами топлива (углем и нефтью). Вредные выбросы по муниципальным котельным после реализации первого этапа (Вариант 2) сократились больше чем в 4 раза, при Вариантах 3 и 4 сокращение выбросов превысило отметку в 60 и 40 раз соответственно.

IV. ОЦЕНКА ЭКОМИЧЕСКИХ ПРЕИМУЩЕСТВ МЕЖТОПЛИВНОГО ЗАМЕЩЕНИЯ

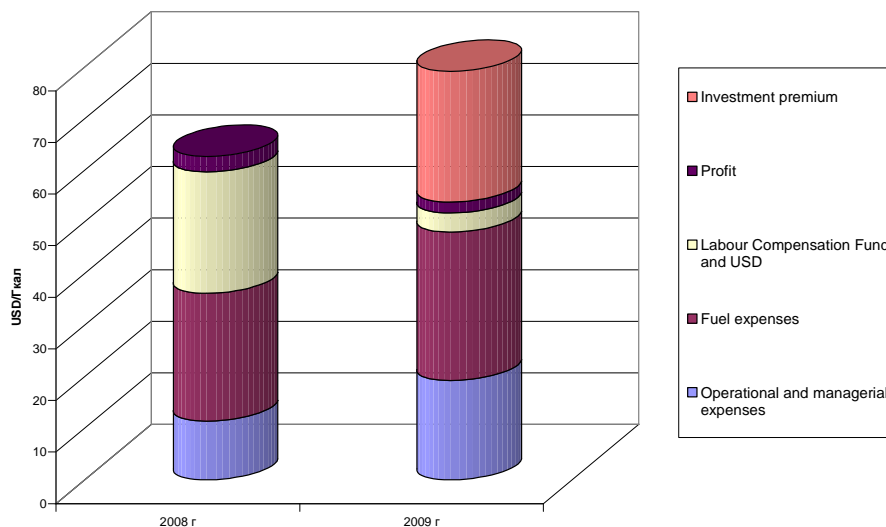
16. Ниже представлена оценка потребности в инвестициях по вариантам с учетом строительства только за счет собственных средств и с привлечением лизинговой компании (Рисунок 4). Как видно из представленной диаграммы, капитальные вложения по Варианту 3 «Газовые котельные» на 30% превосходят капитальные вложения по Варианту 2 «Первый этап», а по Варианту 4 «Мини ТЭЦ» – на 20% в сравнении с Вариантом 3. Привлечение лизинга приводит к увеличению потребности в инвестициях примерно на 30%.

Рисунок 4 Потребности в инвестициях по вариантам (включая НДС)



17. На Рисунке 5 представлено сопоставление тарифов, рассчитанным в соответствии с действующим законодательством по Вариантам 1 и 2 – до и после газификации.

Рисунок 5. Формирование тарифа по котельным, арендуемым ООО «Колпашевская тепловая компания»



18. На основании информации, представленной выше, можно сделать следующие выводы:

(a) В результате замены оборудования себестоимость производства тепловой энергии сократилась примерно на 40%:

- Снижение статьи затрат «Фонд оплаты труда» (включая ЕСН) ~ в 7 раз,
- Снижение статьи затрат «Расходы на ТЭР» ~ 30%.

(b) Снижение тарифа на 24% – с 62,7\$/Гкал до 47,4 \$/Гкал.

(c) Добавление к тарифу инвестиционной надбавки – 25\$/Гкал.

19. Уровень тарифа с учетом инвестиционной надбавки в Варианте 2 «Первый этап» предполагается сохранять на протяжении 5-и летнего периода, а затем, по окончании договора лизинга, инвестиционная надбавка будет ликвидирована. Как следствие, тариф будет снижен, при этом его значение будет ниже, чем при Варианте 1 «До газификации».

20. В отношении Варианта 3 «Газовые котельные» сохранится схожая структура себестоимости производства тепловой энергии и тарифа.

21. Формирование тарифов в Варианте 4 «Мини ТЭЦ» несколько отличается от Вариантов 2 и 3, вследствие наличия выработки электрической энергии, однако тенденция к снижению тарифа сохранится.

22. Замена твердого топлива природным газом приводит к снижению тарифов на тепловую энергию. А вследствие установки мини-ТЭЦ помимо повышения

энергетических показателей, также наблюдается снижение средневзвешенного тарифа почти на 30%.

V. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ

23. Результаты анализа коммерческой привлекательности каждого из вариантов представлены в таблице 4.

Таблица 4. Анализ коммерческой привлекательности рассматриваемых вариантов

Наименование	собственные средства – тариф	собственные средства – инвестиционная надбавка	лизинг – тариф	лизинг – инвестиционная надбавка
Вариант 2 «Первый этап» (период расчета 10 лет)				
Потребность в инвестициях, млн. USD	10,8	10,8	13,3	13,3
Размер тарифа, \$/Гкал	60	72,7	47,4	72,7
PP, лет	7	4	-	5
DPP, лет	12	6	-	6
IRR	7%	17%	-	27%
Вариант 4 «Мини ТЭЦ»				
Потребность в инвестициях, млн. USD	17,0	17,0	22,3	22,3
Размер тарифа, \$/Гкал	54	65	54	65
PP, лет	7	5	7	4
DPP, лет	10	6	9	5
IRR	9%	19%	11%	31%

24. На основании представленной информации можно сделать следующие выводы:

В отношении Варианта 2:

(а) Вариант 2 СС – Т – осуществление инвестиций только за счет собственных средств инвестора при расчетном тарифе в 60\$/Гкал* – имеет весьма низкие показатели экономической эффективности, в частности размер IRR равный 7%. Столь низкая рентабельность проекта, очевидно, является одним из основных барьеров на пути притока инвестиций в теплоснабжающий комплекс.

(б) Вариант 2 СС – ИН – осуществление инвестиций только за счет собственных средств инвесторов при тарифе в 72,7 \$/Гкал – имеет положительные показатели экономической эффективности, что свидетельствует о повышении инвестиционной привлекательности с введением инвестиционной надбавки к тарифу. Однако, инвестиции, превышающие 10 млн. USD являются существенным препятствием для организаций, работающих в сфере жилищно-коммунального хозяйства.

* Тариф, рассчитанный в соответствии с действующей методикой ФСТ

(с) Вариант 2 Л – Т – осуществление инвестиций с привлечением лизинговой компании при тарифе в 47,4 \$/Гкал (тариф, установленный ФСТ для ООО «Колпашевская тепловая компания») не окупается на протяжении рассматриваемого периода жизненного цикла – 10 лет. Учитывая нормативный срок службы котельных (от 7 до 10 лет), можно констатировать его полную бесперспективность.

(d) Вариант 2 Л – ИН – осуществление инвестиций с привлечением лизинговой компании при тарифе в 72,7 \$/Гкал (вариант, реализуемый в настоящее время ООО «Колпашевская тепловая компания») – имеет положительные показатели экономической эффективности.

В отношении Варианта 4 можно констатировать следующее:

(а) Тарифы, сформированные в соответствии с действующим законодательством, приводят к низкой рентабельности инвестиционного проекта. Однако, незначительное увеличение тарифа ~ 20%, приведет к повышению рентабельности и сокращению сроков окупаемости.

(b) Потребность в инвестициях превосходит аналогичный показатель альтернативных проектов, предусматривающих строительство котельных, что для данного сектора экономики является существенным.

(с) При реализации проектов строительства мини ТЭЦ, возникает проблема реализации излишков электроэнергии, которые, как правило, возникают в условиях слабо развитой местной промышленности. Реализация излишков вырабатываемой электроэнергии возможна посредством оптового рынка электроэнергии, что со своей стороны чревато возникновением ряда барьеров технологического и бюрократического характера.

Таблица 5. Анализ препятствий на пути инвестиций в энергосбережение и энергоэффективность и перспективные направления их преодоления

№	Барьер	Пути преодоления
1.	Несовершенство законодательной и нормативной базы в сфере энергосбережения	Реформирование законодательной и правовой базы в сфере энергосбережения
2.	Недостаточная поддержка энергосбережения государственными органами	Государственная поддержка технического перевооружения и модернизации энергетического оборудования, разработки и внедрения новых энергоэффективных технологий
3.	Низкие цены и наличие лимитов на природный газ	Дифференциация цен на природный газ, в зависимости от эффективности его использования и формирование модели вторичного рынка газа в регионах

№	Барьер	Пути преодоления
4.	Высокая капиталоемкость и низкая доходность энергосберегающих проектов	Формирование схем, гарантирующих возврат капитала и получение доходности на инвестиции
5.	Низкая кредитоспособность предприятий коммунально-бытового сектора	Формирование в коммунально-бытовом секторе структуры, способной привлечь инвестиции Реализация инвестиционных схем с привлечением заемного капитала (кредит, лизинг)
6.	Низкая платежеспособность населения, потребителя коммунальных услуг	Выделение льгот и субсидий потребителями с низкими доходами
7.	Недостаточная информированность общества об энергоэффективности экономики РФ и отсутствие понимания необходимости энергосбережения	Формирование общественного мнения о необходимости энергосбережения
