

УДК. 330.88: 62.6

ОЦЕНКИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

Елистратов С.Л., Елистратов Д.С.

Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, г. Новосибирск

Для потенциальных инвесторов принципиальным является вопрос оценки экономической эффективности проектов разработки, создания и эксплуатации энергосберегающих технологий в условиях реальной российской экономики. Простые сроки окупаемости, не учитывающие инфляционные процессы, малопригодны для сравнительного анализа, т.к. первоначальные затраты на передовые технологии и оборудование могут быть значительными, а результаты их применения дают мультипликативные эффекты, не всегда поддающиеся экономической оценке.

В качестве условия безубыточности инвестиций можно принять соотношение для чистого дисконтированного дохода [1]:

$$ЧДД = B \frac{1 - (1 + E)^{-T}}{E} - K_o \geq 0, \quad (1)$$

где: K_o - единовременные капитальные затраты; B - ежегодные чистые сбережения (прибыль без налогов и амортизации); T - планируемый технический срок службы оборудования; E - ежегодная норма дисконта.

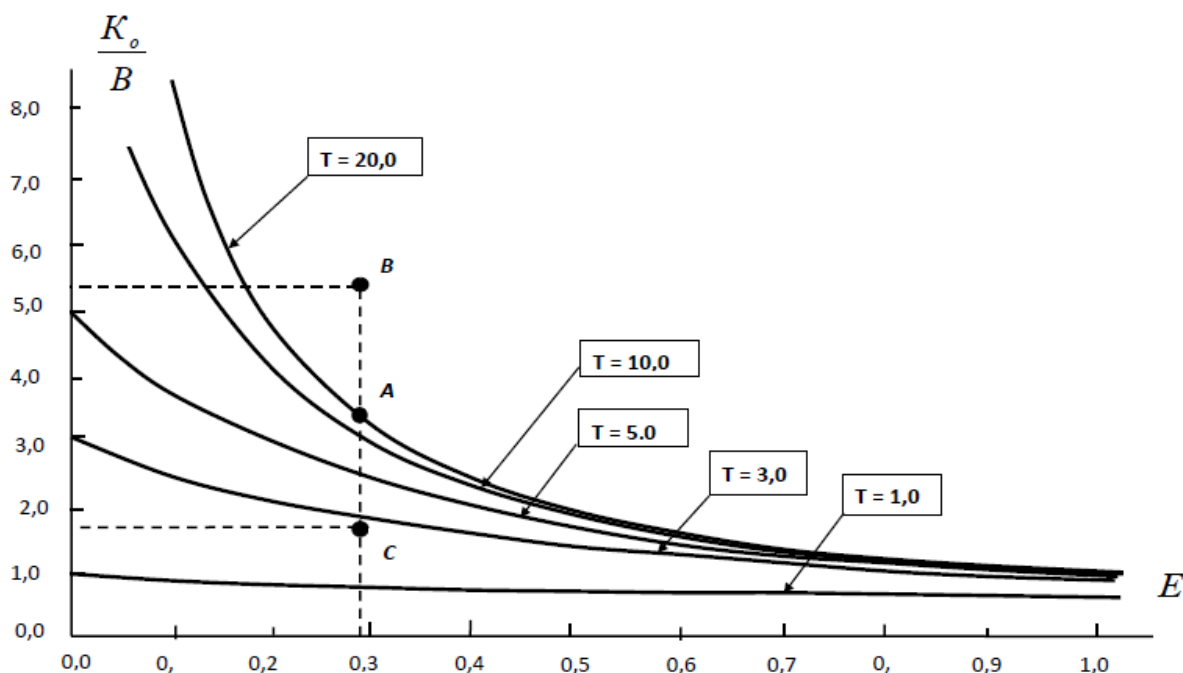


Рис. 1. Граничные кривые экономической эффективности энергосберегающего оборудования.

Комплекс K_o/B определяет допустимый уровень общих капиталовложений и планируемой годовой чистой прибыли. При $ЧДД = 0$ уравнение (1) дает семейство пограничных кривых для $T = const$ (рис.1), позволяющих уже на начальном этапе определить безубыточность инвестиций в технологию. Например, для $T=20$ лет при $E = 0,288$ получим граничное значение $K_o/B=3,4$ (*m.A*), ниже (*m.C*) и выше (*m.B*) которого проект соответственно будет выгодным или экономически несостоятельным. Очевидно, что на

инвестиционную привлекательность энергосберегающих технологий сильное влияние оказывают как макроэкономические показатели, так и технические данные применяемого оборудования.

Для более объективного анализа инвестору необходимо иметь «временную развертку» денежных потоков, позволяющую осуществлять оперативное управление инвестиционным проектом. В пределах полного временного отрезка осуществления инвестиционного проекта $-S \leq \tau \leq T$ значение $\tau = 0$ соответствует завершению инвестиций и началу производства продукции (рис. 2).

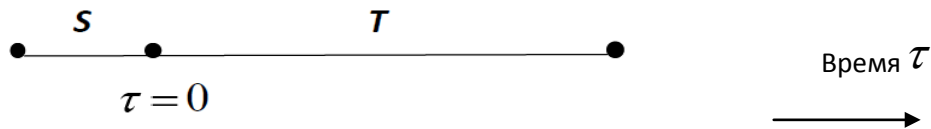


Рис. 2. Временная диаграмма инвестиционного проекта.

Для расчета интегрального эффекта любого инвестиционного проекта [2], где в непрерывном режиме потребителю отпускается полезная продукция Q по цене P при годовых эксплуатационных издержках I , можно использовать выражение:

$$\begin{aligned} ЧДД = [PQ - I](1 - \eta_{II}) \frac{1 - e^{-rT}}{r} - K_H \left[(1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu \right] - \\ - K \left\{ (1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu + \eta_{II} (1 - \eta_{II}) \frac{e^{-rT} - 1 + rT}{r^2 T} - \eta_{II} \frac{1 - e^{-rT}}{rT} \right\} \end{aligned} \quad (2)$$

Здесь: T и τ - соответственно продолжительность эксплуатации объекта и текущее время осуществления проекта; r - непрерывная норма дисконта; K и K_H - соответственно капитализируемые и некапитализируемые инвестиции в проект, равномерно производимые в предпусковой период продолжительностью S ; ν , η_{II} и η_{II} - соответственно ставки налогов на добавленную стоимость, прибыль и имущество.

С момента начала эксплуатации осуществляется единовременный возврат НДС и до завершения проекта производится налогообложение прибыли и капитализированного имущества. Связь между годовой и непрерывной нормами дисконта определяется простым уравнением:

$$1 + E = e^r \quad (3)$$

Из (3) следует, что $r < E$, но если E невелико, то разница между ними незначительна.

Применительно к системам электро, тепло- и холодоснабжения, например тригенерации, выражение (2) можно представить как:

$$\begin{aligned} ЧДД = [(Q_{эл.} \cdot P_{эл.} + Q_T \cdot P_T + Q_X \cdot P_X + C_{CO_2} \cdot P_{CO_2}) - \\ - \sum_{k=1}^m I_k] \cdot (1 - \eta_{II}) \frac{1 - e^{-rT}}{r} - K_P \cdot \left[(1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu \right] - \\ - (K_{зд} + K_{об}) \cdot \left\{ (1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu + \eta_{II} (1 - \eta_{II}) \frac{e^{-rT} - 1 + rT}{r^2 T} - \eta_{II} \frac{1 - e^{-rT}}{rT} \right\} \end{aligned} \quad (4)$$

Здесь: $Q_{эл.}$, Q_T , Q_X и C_{CO_2} - соответственно количество отпущенной потребителю электроэнергии, тепла и холода, а также проданные на международном рынке квоты на выбросы парниковых газов; $P_{эл.}$, P_T , P_X и P_{CO_2} - соответственно отпускные цены на полезную продукцию и квоты на выбросы; $K_{зд}$ - капитальные затраты на строитель-

во зданий и сооружений для размещения оборудования; K_{OB} - капитальные вложения в приобретение оборудования и технические системы для обеспечения их работы; K_P - некапитализируемые затраты (проектирование, монтаж, пуско-наладочные работы, и т. п.) до ввода оборудования в эксплуатацию.

Годовые эксплуатационные затраты в (4) можно представить в общем виде как сумму равномерно распределенных годовых затрат для энергообъектов:

$$\sum_{k=1}^m I_k = I_{\text{Э}} + I_A + (I_{TP} + I_{ЗП} + I_O + I_{\text{проч.}}) + I_{OC} + I_H + I_{KP}. \quad (5)$$

Здесь: $I_{\text{Э}}$ - энергетические затраты (приобретение топлива, высокопотенциального тепла и/или электроэнергии); $I_A = (k_A^{ЗД} \cdot K_{ЗД} + k_A^{OB} \cdot K_{OB})$ - амортизационные отчисления; $I_{TP} = k_{TP} \cdot I_A$ - отчисления на текущий ремонт; $I_{ЗП} = 12 \cdot z \cdot \Phi \cdot (1 + \beta)$ - годовые отчисления на зарплату обслуживающего персонала; $I_O = k_o (I_A + I_{TP} + I_{ЗП})$ - расходы на содержание инфраструктуры; $I_{\text{проч.}} = k_{\text{проч.}} \cdot I_0$ - прочие непредвиденные расходы; I_{OC} - издержки на охрану окружающей среды, в т. ч. плата за вредные выбросы и сбросы; I_H - издержки на повышение надежности работы источника; I_{KP} - плата за возможный банковский кредит; z - количество обслуживающего персонала; Φ - среднемесячная зарплата одного работающего; $k_A, k_{TP}, k_o, k_{\text{проч.}}, \beta$ - соответственно безразмерные коэффициенты амортизационных отчислений на реновацию и капитальный ремонт, текущий ремонт, на содержание инфраструктуры теплового хозяйства, прочих неучтенных расходов, норматив отчислений в социальные фонды.

Применительно к технологиям выработки тепла с учетом в (5) только прямых энергозатрат можно получить оценочные значения текущих доходов:

- для парокомпрессионного теплового насоса (ПКТН)

$$\begin{aligned} ЧДД = Q^P \cdot \tau_{\text{год}} \cdot k_{\text{год}} [P_T - T_{\text{эл.}} / \varphi] \cdot (1 - \eta_{\Pi}) \frac{1 - e^{-rT}}{r} - K_P \cdot \left[(1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu \right] - \\ - (K_{ЗД} + K_{OB}) \cdot \left\{ (1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu + \eta_{\Pi} (1 - \eta_{\Pi}) \frac{e^{-rT} - 1 + rT}{r^2 T} - \eta_{\Pi} \frac{1 - e^{-rT}}{rT} \right\} \end{aligned} \quad (6)$$

- для абсорбционного теплового насоса (АТН)

$$\begin{aligned} ЧДД = Q^P \cdot \tau_{\text{год}} \cdot k_{\text{год}} [P_T - T_T / (\mu \cdot \eta_{ГЕН.})] \cdot (1 - \eta_{\Pi}) \frac{1 - e^{-rT}}{r} - K_P \cdot \left[(1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu \right] - \\ - (K_{ЗД} + K_{OB}) \cdot \left\{ (1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu + \eta_{\Pi} (1 - \eta_{\Pi}) \frac{e^{-rT} - 1 + rT}{r^2 T} - \eta_{\Pi} \frac{1 - e^{-rT}}{rT} \right\} \end{aligned} \quad (7)$$

- для топливных (газовых, угольных, мазутных и т.п.) котлов

$$\begin{aligned} ЧДД = Q^P \cdot \tau_{\text{год}} \cdot k_{\text{год}} [P_T - C_T R / \eta_K] \cdot (1 - \eta_{\Pi}) \frac{1 - e^{-rT}}{r} - K_P \cdot \left[(1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu \right] - \\ - (K_{ЗД} + K_{OB}) \cdot \left\{ (1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu + \eta_{\Pi} (1 - \eta_{\Pi}) \frac{e^{-rT} - 1 + rT}{r^2 T} - \eta_{\Pi} \frac{1 - e^{-rT}}{rT} \right\} \end{aligned} \quad (8)$$

- для электродкотлов и аналогичных им электронагревательных устройств

$$\begin{aligned}
\text{ЧДД} = Q^p \cdot \tau_{\text{год}} \cdot k_{\text{год}} [P_T - T_{\text{эл.}} / \eta_{\text{эл.к}}] \cdot (1 - \eta_{\text{п}}) \frac{1 - e^{-rT}}{r} - K_p \cdot \left[(1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu \right] - \\
- (K_{\text{зд}} + K_{\text{об}}) \cdot \left\{ (1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu + \eta_{\text{п}} (1 - \eta_{\text{п}}) \frac{e^{-rT} - 1 + rT}{r^2 T} - \eta_{\text{п}} \frac{1 - e^{-rT}}{rT} \right\}
\end{aligned} \quad (9)$$

Здесь: φ и μ - коэффициенты преобразования и термотрансформации соответственно для ПКТН и АТН; $\eta_{\text{ГЕН}}$ - КПД генератора АТН; $T_{\text{эл.}}$ и Q_T - соответственно цены на электроэнергию для электропривода и на высокопотенциальное тепло для генератора АТН; $\eta_{\text{к}}$ и $\eta_{\text{эл.к}}$ - соответственно КПД топливных котлов и электродкотлов; $\tau_{\text{год}}$ - общее количество часов в году; C_T - цена условного топлива; $R = 0,1428$ т у.т./Гкал.

Объем отпущенной тепловой энергии определен в (6)-(9) как:

$$Q = Q^p \cdot k_{\text{год}}, \quad (10)$$

где: Q^p - расчетная (паспортная) теплопроизводительность оборудования; $k_{\text{год}}$ - относительный коэффициент годовой загрузки от его паспортной теплопроизводительности, зависящий от режимов сезонной работы теплогенерирующего оборудования. При всех прочих одинаковых в (6) - (9) условиях количественные характеристики φ , μ , $\eta_{\text{ГЕН}}$, $\eta_{\text{к}}$ и $\eta_{\text{эл.к}}$ (рис.3) способны существенно повлиять на общие экономические показатели экономической эффективности теплоисточников. Удельные затраты топлива в зависимости от конкретных условий эксплуатации для них могут различаться на порядок (рис.3).

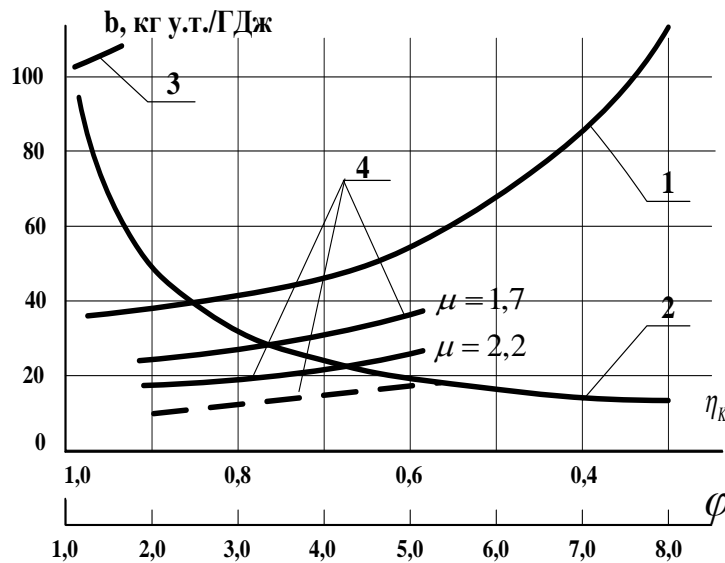


Рис. 3. Удельные затраты условного топлива на выработку тепловой энергии:

1 - котлы и доменные печи, использующие органические виды топлива (уголь, мазут, дрова, природный газ и т.п.); 2 - ПКТН с электроприводом*; 3 - электродкотлы*; 4 - АБТН; ---- - перспективные с многоступенчатой регенерацией ($\mu > 2,2$). * - учтено, что электроэнергия поставляется от ТЭС с затратами 0,33 кг у.т./кВт·ч и 10% потерями в подводящих электросетях.

Относительная экономия топлива при использовании тепловых насосов на практике может составлять следующие значения:

$$\Delta G = G_K \left(1 - \frac{\eta_k}{\varphi \cdot \eta_{\text{ПР}}}\right) = G_K \left\{1 - [(0,9 - 0,4) / (3,0 - 5,0) \cdot 0,33]\right\} = (0,1 - 0,75) G_K \quad (11)$$

$$\Delta G = G_K \left(1 - \frac{\eta_K}{\mu \cdot \eta_{PP}}\right) = G_K \left\{1 - [(0,9 - 0,4)/(1,7 - 2,2) \cdot 0,85]\right\} = (0,37 - 0,79)G_K \quad (12)$$

где: G_K - расход топлива в котельной в т.у.т; η_{PP} - показатель полезного использования энергии исходного топлива при выработке и доставке электроэнергии от КЭС или ТЭС до привода ПКТН или в десорбер АТН.

Таблица 1

Сравнительные показатели выбросов и размеров платы за загрязнения атмосферного воздуха теплоисточниками малой мощности при отпуске 10^4 ГДж тепла в год (2380Гкал/год)* при использовании различных видов топлива (на ТЭС для выработки электроэнергии).

Рабочее топливо	В числителе - выбросы в атмосферу, т/год В знаменателе - плата в пределах допустимых нормативов, руб./год						
	SO ₂	NO ₂	CO	Летучая зола**		C ₂₀ H ₁₂ (сильный канцероген)	ВСЕГО
				Твердые частицы	Сажа		
Водогрейный слоевой котел (НПС-18 (0,8 МВт; ручная загрузка)							
Черемховский каменный уголь	<u>13,00</u> 273	<u>2,90</u> 151	<u>27,00</u> 16	<u>2,20</u> 30	<u>5,80</u> 464	<u>0,0021</u> 4305	<u>50,90</u> 5239
Азейский бурый уголь	<u>9,00</u> 189	<u>2,20</u> 114	<u>25,00</u> 15	<u>1,9</u> 26	<u>3,60</u> 288	<u>0,0018</u> 3690	<u>41,70</u> 4322
Домовые печи (кирпичная кладка; мощность до 35 кВт; среднесуточная - 3 кВт)							
Черемховский уголь	<u>13,00</u> 273	<u>3,10</u> 161	<u>40,00</u> 24	<u>0,8</u> 11	<u>5,20</u> 416	<u>0,0026</u> 5329	<u>62,10</u> 6214
Азейский уголь	<u>9,00</u> 189	<u>2,10</u> 109	<u>31,00</u> 19	<u>1,90</u> 26	<u>3,10</u> 117	<u>0,0045</u> 9224	<u>47,10</u> 9684
Дрова (сосна)	-	<u>1,00</u> 52	<u>30,00</u> 18	<u>0,50</u> 7	<u>1,00</u> 80	<u>0,00018</u> 369	<u>32,50</u> 526
Мазутный котел (1,0 МВт; механические форсунки)							
Мазут М 100	<u>7,00</u> 147	<u>2,00</u> 104	<u>7,00</u> 4	<u>0,22</u> 3	<u>0,38</u> 30	<u>3,0*10⁻⁶</u> 6	<u>16,60</u> 294
Электрокотел ($\eta_{эл.к} = 0,95$; нормативы выбросов загрязняющих веществ для котлов ТЭС)							
Черемховский уголь (ТШУ)	<u>14,00</u> 294	<u>5,32</u> 277	-	<u>3,13</u> 43	-	-	<u>22,45</u> 614
Азейский уголь	<u>12,50</u> 263	<u>3,42</u> 178	-	<u>3,13</u> 43	-	-	<u>19,05</u> 484
Мазут	<u>12,50</u> 263	<u>2,69</u> 140	-	-	-	-	<u>15,19</u> 403
Природный газ	-	<u>1,35</u> 70	-	-	-	-	<u>1,35</u> 70
Тепловой насос ($\varphi = 4,0$; нормативы выбросов загрязняющих веществ для котлов ТЭС)							
Черемховский уголь (ТШУ)	<u>3,32</u> 70	<u>1,26</u> 66	-	<u>0,74</u> 10	-	-	<u>5,32</u> 146
Азейский уголь	<u>2,97</u> 62	<u>0,81</u> 42	-	<u>0,74</u> 10	-	-	<u>4,52</u> 114
Мазут	<u>2,97</u> 62	<u>0,64</u> 33	-	-	-	-	<u>3,61</u> 95
Природный газ	-	<u>0,32</u> 17	-	-	-	-	<u>0,32</u> 17

* - расчеты проведены на основании данных [3,4]; ** - летучая зола, присутствующая в уходящих газах отопительных котлов малой мощности (угольных и мазутных), а также домовых печей, обогащена сажей и в отличие от летучей золы ТЭС является биологически активной.

Дополнительно к стоимости сэкономленного при этом топлива необходимо учесть также обязательные штрафы и выплаты за вредные выбросы [3], опасность которых значительно усиливается вследствие рассеивания в пределах жилой застройки. Несмотря на это, при современном уровне природоохранного законодательства [4] обязательные выплаты и штрафы за них на практике не стимулируют запрещение экологически опасных технологий в условиях плотной жилой застройки, а также в рекреационных зонах. Можно видеть (табл. 1), что только выбросы бенз(а)пирена, как канцерогенного вещества, караются ощутимыми штрафами.

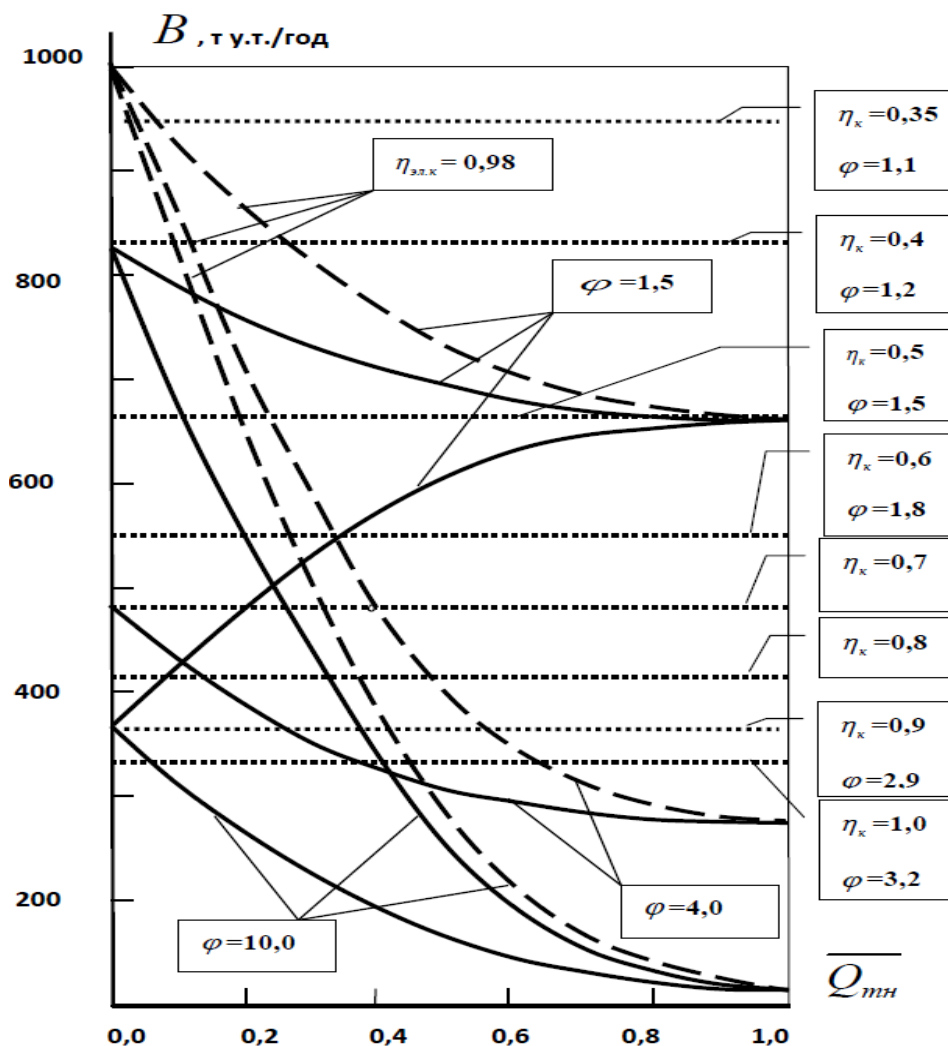


Рис.4. Потребление топлива за отопительный сезон комбинированными теплоустановками при расчетной мощности системы отопления 1,0 МВт. $\bar{Q}_{тн}$ - относительная доля покрытия всей годовой отопительной нагрузки тепловыми насосами.

При разработке и практической реализации различного рода концепций применения теплонасосной техники для теплоснабжения малоэтажной жилой застройки усилия проектировщиков акцентируются на необходимости покрытия всей годовой отопительной нагрузки только за счет ПКТН и АТН, как более энергоэффективных и экологически чистых устройств по выработке тепловой энергии. На наш взгляд, акцент

должен производиться на повышение энергетических, экономических и экологических показателей комбинированных теплоисточников при малых первоначальных капиталовложениях. Так стоимость ПКТН и электродкотлов различаются почти на порядок, а при их совместной работе именно относительно небольшой по мощности ПКТН может покрыть большую часть отопительной годовой нагрузки. Например, при использовании ПКТН и электродкотлов суммарное потребление топлива в т.у.т. может быть меньше, чем у самых лучших топливных котлов (рис.4). При этом вредные выбросы в окружающую среду в месте размещения такого комбинированного теплоисточника практически отсутствуют. Такой подход был успешно реализован при создании комбинированного теплоисточника для отопления трехэтажного здания Байкальского музея Иркутского научного центра СО РАН в п. Листвянка на берегу озера Байкал (рис.5).

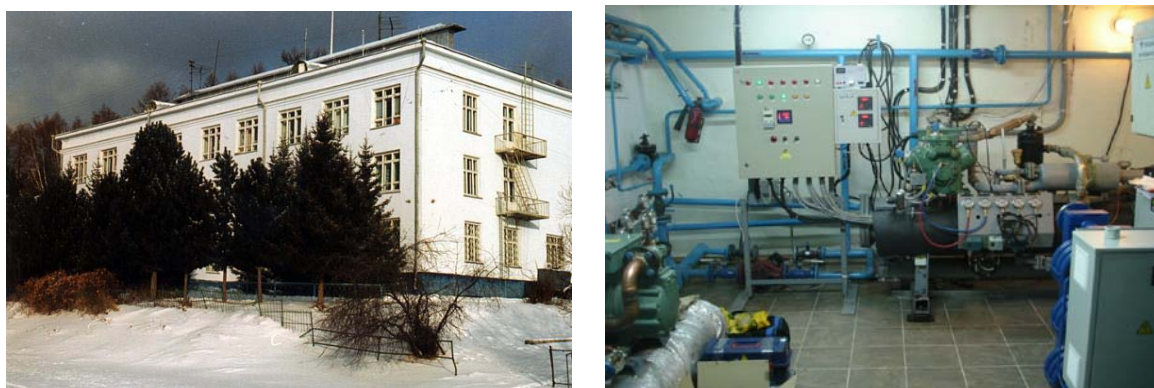


Рис. 5 Здание Байкальского музея ИНЦ СО РАН и действующий теплонасосный пункт для его отопления на базе тепловых насосов, разработанных в ИТ СО РАН, с использованием тепла воды озера Байкал.

Отметим, что при теплонасосном теплоснабжении объектов малоэтажной застройки могут возникать проблемы, связанные с недостаточной мощностью низкопотенциальных источников тепла. Эти ограничения могут быть обусловлены малой площадью прилегающих к зданию земельных участков для горизонтальных и вертикальных земляных контуров, а также плохой гидрогеологией местности. В этом случае концепция комбинирования ПКТН и электронагревательных устройств, а также в совокупности с ними других экологически чистых энергосберегающих технологий представляется энергетически, экологически и экономически целесообразной.

Литература

1. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / под. ред. В.В. Косова, В.Н. Лившица, А.Г. Шахназарова. – 2-ая редакция. – М.: Экономика, 2000. – 421с.
2. Оценка эффективности инвестиционных проектов: теория и практика / П.Л. Виленский, В.Н. Лившиц, С.А. Смоляк - М.: Дело, 2002. - 888с.
3. Филиппов С.П., Павлов П.П., Кейко А.В., Горшков А.В., Белых Л.И. Экологические характеристики теплоисточников малой мощности. /ИСЭМ СО РАН. Препр. № 5. – Иркутск, 1999.- 48 с.
4. Постановление Правительства РФ от 12.06.2003г № 344 «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления».