

УДК 621.311

## **Комбинированное теплоснабжение от ТЭЦ с газосетевыми подогревателями и термотрансформаторами**

**Г.В. Ноздренко, О.К. Григорьева, А.А. Францева**

*Новосибирский государственный технический университет*

E-mail: g-oksana@ngs.ru

В статье рассматривается технологическая схема и цикл энергоблока ТЭЦ в системе комбинированного теплоснабжения с газосетевыми подогревателями и внутриквартальными фреоновыми термотрансформаторами. Приведены методика и показатели оценки эффективности теплофикационного энергоблока при таком теплоснабжении.

**Ключевые слова:** газосетевой подогреватель, комбинированная схема, система теплоснабжения, термотрансформатор, фреон, эффективность.

Теплофикация в стране приобрела масштабность и большое социальное значение, поскольку надежно обеспечивает тепло практически всех средних и крупных энергопотребителей, занимает существенную долю в общей структуре энергогенерирующих мощностей и, заменяя многочисленные мелкие котельные, способствует улучшению экологической обстановки.

Перспективным направлением развития теплоснабжения является создание комбинированных систем на базе ТЭЦ с термотрансформаторами [1]. От ТЭЦ в течение всего года подается в теплоцентры сетевая вода с температурой 60–70 °С. Качественное регулирование при теплоснабжении внутриквартальных зданий или микрорайонов осуществляется с использованием термотрансформаторов (ТТ-технология). Применение ТТ-технологии обуславливает переход ТЭЦ с нормативного температурного графика к графику с пониженными температурами прямой и обратной сетевой воды и уменьшение почти в два раза теплопотерь в магистральных теплопроводах. Низкие температуры сетевой воды в магистральных теплопроводах (МТ) позволяют использовать для них дешевые трубы из синтетических материалов, не подверженные коррозии, и с долговечностью до 50 лет. При этом принципиально исключаются аварийные режимы со вскипанием сетевой воды. Капиталовложения по сравнению с традиционным вариантом уменьшаются. При применении ТТ-технологии сокращаются сроки ввода теплогенерирующих мощностей, так как установка термотрансформаторов может рассматриваться по схеме крышных установок. При наличии на ТЭЦ аккумулятора горячей воды турбины ТЭЦ смогут работать по электрическому графику нагрузки. В системе теплоснабжения ТЭЦ-МТ-ТТ обеспечивается структурное резервирование теплопотребителей

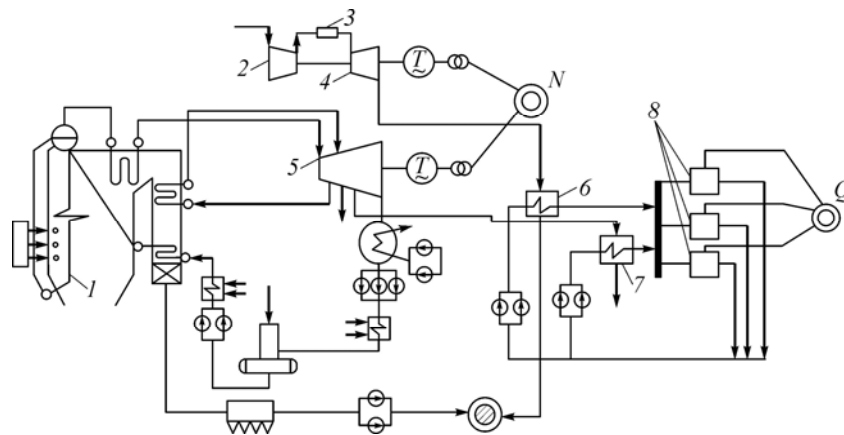


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема парогазового теплофикационного энергоблока ТЭЦ. 1 — паровой котел, 2 — компрессор, 3 — камера сгорания, 4 — газовая турбина, 5 — паровая турбина, 6 — газосетевой подогреватель, 7 — традиционный сетевой подогреватель, 8 — фреоновые термотрансформаторы,  $N, Q$  — потребители электро- и теплоэнергии.

при авариях на магистральных теплопроводах. На рис. 1 приведена принципиальная тепловая схема парогазового теплофикационного энергоблока ТЭЦ в системе комбинированного теплоснабжения с газосетевым подогревателем и фреоновыми термотрансформаторами. По этой схеме в течение всего года сетевая вода параллельно подогревается до  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  уходящими из газовой турбины (4) газами в газосетевом подогревателе (ГСП) (6) и паром из теплофикационного отбора турбины в традиционном сетевом подогревателе (СП) (7). К фреоновым термотрансформаторам (8), осуществляющим качественное регулирование при теплоснабжении внутриквартальных теплопотребителей  $Q$ , сетевая вода подводится из тепловых центров. При этом параметры термотрансформатора должны выбираться с учетом температурного графика, характерного для ТГ-технологии. На основе [2–5] и многовариантных расчетов для фреона R-134A получено: температуры конденсации фреонового пара и испарения фреона —  $77$  и  $35\text{ }^{\circ}\text{C}$ , КПД компрессора —  $0,75$ . Внутриквартальная сетевая вода во фреоновом конденсаторе (являющегося элементом фреонового термотрансформатора) подогревается от  $45$  до  $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

На рис. 2 показан цикл теплофикационного энергоблока с газосетевыми подогревателями (например, для Т-110-130 отношение давления и температуры

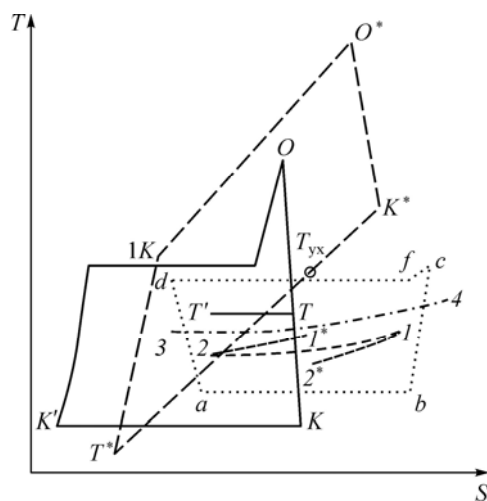


Рис. 2. Цикл теплофикационного энергоблока.

$O, K, K', O$  — цикл теплофикационного энергоблока;  $T, T'$  — конденсация пара теплофикационного отбора; 2,  $1^*$  — подогрев сетевой воды в пароводяном подогревателе;  $O^*, K^*, T_{yx}$  ( $yx$  — уходящие газы),  $T^*, 1K$  — цикл газотурбинной установки;  $K^*, T_{yx}$  — охлаждение газов в газосетевом подогревателе;  $2^*, 1$  — подогрев сетевой воды в газосетевом подогревателе;  $1, 2$  — охлаждение стационарной сетевой воды в испарителе фреонового термотрансформатора;  $b, c, d, a$  — цикл фреонового термотрансформатора;  $f, d$  — конденсация фреона; 3, 4 — подогрев внутриквартальной сетевой воды в фреоновом конденсаторе.

острого пара перед паровой турбиной  $p_0/t_0 = 12,8/555$  МПа /°С и отношение параметров газа перед газовой турбиной  $p_0^*/t_0^* = 1,47/1328$  МПа /°С; мощности газотурбинной установки (ГТУ) и парогазовой установки (ПГУ), соответственно, 52 и 164 МВт с эксергетическим КПД ПГУ по отпуску электроэнергии 0,437; годовое потребление электроэнергии фреоновыми термотрансформаторами — 40 МВт·ч/год) и комбинированной системой теплоснабжения с фреоновыми термотрансформаторами (в точках  $a, b, c, d, f, 1-4$  с температурами в характерных состояниях цикла  $T_d = T_f = 350$  К,  $T_a = T_b = 308$  К,  $T_c = 359$  К,  $T_1 = 343$  К,  $T_2 = 313$  К,  $T_3 = 318$  К,  $T_4 = 348$  К, удельной работой компрессора 22,8 кДж/кг фреона). Для реализации отмеченных параметров потребуются компрессоры нового поколения по типу 6FE-50Y Bitzer, 19XR Carrier с мощностью электропривода 500–2500 кВт, двухсекционными конденсаторами и охладителями перегретого фреонового пара. Разработка новых фреоновых компрессоров обусловлена тем, что работа компрессионного внутриквартального теплового насоса должна быть согласована как с температурным графиком ТЭЦ, работающей в системе комбинированного энергоснабжения (когда  $T_1 = \text{const}$ , а  $T_2$  определяется функционированием сетевой установки на данном режиме), так и с температурным графиком внутриквартальной сетевой воды (см. рис. 2). При этом снижение  $T_2$  уменьшает потери эксергии от неравновесного теплообмена в испарителе термотрансформатора, но увеличивает расход пара на нижний сетевой подогреватель (а следовательно, увеличивает и расход топлива). Повышение температуры  $T_3$  уменьшает потери от неравновесного теплообмена в конденсаторе, но увеличивает капиталовложения в конденсатор и расход внутриквартальной сетевой воды.

Оценка технико-экономической эффективности теплофикационных энергоблоков с газосетевыми подогревателями и комбинированной системой теплоснабжения с фреоновыми термотрансформаторами на основе известных коммерческих критериев [6] является в некоторой степени условной из-за непрогнозируемого изменения тарифов на отпускаемую энергию и невозможности разделения затрат на энергопродукты по «физическому» методу. Все это в современных экономических условиях вызывает необходимость дальнейшего развития и совершенствования эксергетического метода анализа, выходящего за рамки традиционных методических подходов.

Трудами А.И. Андрущенко, В.М. Бродянского, Я. Шаргута, М. Трайбуса, Р. Эванса, Е.Я. Соколова, Ю.М. Хлебалина, А.И. Попова и др. разработаны и внедрены в инженерную практику основополагающие принципы эксергетического анализа, методики расчета эксергетических балансов и эксергетических потерь для технических систем. Вместе с тем, разработанные методики не учитывают дифференциального подхода при определении КПД, что является актуальным для многоцелевых энергоблоков (так как электро- и теплоэнергия производятся в технологических процессах разной длины).

На базе дифференциального подхода [1] в эксергетическом методе анализа и объединения технико-экономической и эксергетической методологии в настоящей статье предложен технико-экономический КПД для оценки эффективности теплофикационных энергоблоков с газосетевыми подогревателями и комбинированной системой теплоснабжения с фреоновыми термотрансформаторами.

Методически ТЭЦ-МТ-ТТ, как сложная система, разделяется на подсистемы (функционирующие части), связанные перетоками материальных носителей эксергии (топливо, воздух, продукты сгорания, пар, вода, электроэнергия, механическая

передача и пр.). Определяется эксергетическая производительность функционирующей части. Эксергия, произведенная  $i$ -ой частью  $\left( \sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y \right)$  с затратами  $Z_i$ , «продается» этой частью по каждому собственному технологическому каналу связи, а эксергия, полученная по какому-либо каналу связи  $\left( \sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x \right)$ , «покупается».

Определяя эксергетические производительности каждой функционирующей части  $E_i^y = \sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y$ , получаем уравнения связей:

$$-E_{ij}^y + E_{ij}^x(E_j^y, X_j) = 0, i \in I; (i, j) \in J,$$

где  $X_j$  — множество характерных для  $i$ -ой функционирующей части показателей (применяемых как комплекс решений по термодинамическим, расходным, конструктивным и схемным параметрам и показателям); для каждой  $i$ -ой функционирующей части входными параметрами являются:  $E_{ki}^x, k \in V(i), X_i, Z_i$ ; выходными — потоки эксергии  $E_{ij}^y, j \in W(i)$ .

Связи между эксергетическими производительностями функционирующих частей ТЭЦ-МТ-ТТ могут быть представлены в виде функции Лагранжа

$$\begin{aligned} L = & 0,123 \cdot \text{Ц}_T \cdot 10^{-3} E_0 + \lambda_0 \left( \sum_{j=1} F_{0j} E_{0j} \eta_j^{-1} - E_0 \right) + \lambda_1 \left( \sum_{j=2,3} F_{1j} E_{1j} \eta_j^{-1} - E_1 \right) + \\ & + \lambda_2 \left( \sum_{j=1,4,5} F_{2j} E_{2j} \eta_j^{-1} - E_2 \right) + \lambda_3 \left( \sum_{j=1,4,5,6} F_{3j} E_{3j} \eta_j^{-1} - E_3 \right) + \\ & + \lambda_4 \left( \sum_{j=1,5,6} F_{4j} E_{4j} \eta_j^{-1} + N - E_4 \right) + \lambda_5 \left( \sum_{j=1} F_{5j} E_{5j} \eta_j^{-1} - E_5 \right) + \\ & + \lambda_6 \left( \sum_{j=5} F_{6j} E_{6j} \eta_j^{-1} + E_T - E_6 \right) + \sum_{j=0}^6 Z_j(E_j^y)_{\eta_j}, \end{aligned}$$

где  $\text{Ц}_T$  — стоимость топлива франко-бункерТЭЦ;  $\lambda_i$  — множители Лагранжа, которые характеризуют некоторые затраты на эксергию энергопродуктов, производимых  $i$ -й функционирующей частью;  $\eta_j$  — эксергетическая эффективность функционирующей части;  $N$  — отпускаемая электроэксергия;  $E_T$  — отпускаемая теплоэксергия;  $F_{ij} = \eta_j E_{ij}^x / E_j^y$ ;  $E_0$  — годовой расход эксергии условного топлива, подводимого к энергоблоку.

По сравнению со структурной схемой традиционной ТЭЦ первая функционирующая часть включает компрессор газотурбинной установки с камерой сгорания, третья часть — газовую турбину, шестая — газосетевой подогреватель, подогреватель сетевой воды, магистральные теплопроводы, теплоцентры и фреоновые термотрансформаторы (см. рис. 1).

Из решения системы уравнений  $L'_0 = (\partial L / \partial E_0), \dots, L'_6 = (\partial L / \partial E_6)$  определяются множители Лагранжа, характеризующие удельные затраты на отпускаемую электроэнергию и теплоэнергию, и находятся технико-экономические и эксергетические КПД:

– по отпуску электроэнергии

$$\Omega_N = \frac{\lambda_0}{\lambda_4} = \eta_N \frac{\lambda_0}{0,123 \text{Ц}_T \cdot 10^{-3} + 3'_0 + Z_N} = \eta_N \frac{1}{1 + Z_N / \lambda_0},$$

$$\eta_N = \eta_{4N} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \varepsilon_S \varepsilon_N;$$

– по отпуску теплоэнергии (от фреоновых термотрансформаторов в системе комбинированного теплоснабжения)

$$\Omega_Q = \frac{\lambda_0}{\lambda_6} = \eta_T \frac{\lambda_0}{0,123 \text{Ц}_T \cdot 10^{-3} + 3'_0 + Z_Q} = \eta_T \frac{1}{1 + Z_Q / \lambda_0},$$

$$\eta_T = \eta_{6T} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \eta_6 \varepsilon_S \varepsilon_N.$$

В этих выражениях

$$Z_N = \left[ F_{01}^{-1} \left( \sum_{i=0}^5 3'_i F_{i1} + \sum 3'_i \eta_i \prod F_{ij} \eta_i^{-1} \right) \right] + \eta_1 \eta_2 \eta_3 \varepsilon_S \varepsilon_N \sum_{i=2}^4 3'_i F_{i4} - 3'_0,$$

$$Z_Q = \left[ F_{01}^{-1} \left( \sum_{i=0}^5 3'_i F_{i1} + \sum 3'_i \eta_i \prod F_{ij} \eta_i^{-1} \right) \right] (F_{46} + \eta_2 \eta_4 \varepsilon_N F_{36}) +$$

$$+ \eta_T [(\eta_4 \eta_6)^{-1} F_{46} \sum_{i=2}^4 3'_i F_{i4} + \eta_6^{-1} 3'_6 (F_{36} + \eta_6)] - 3'_0;$$

$\varepsilon_S$  — структурный коэффициент эксергетических связей, учитывающий взаимосвязи между функционирующими частями энергоблока, а также внешние системные связи:  $\varepsilon_S = F_{01}^{-1} [1 - \eta_1^{-1} \sum \prod F_{ij} \eta_i^{-1}]$ ,  $3'_i = (\partial 3_i / \partial E_i)$  учитывает все затраты и

системные факторы;  $\varepsilon_N = \left( \eta_2 \eta_3 \sum_{i=2,3} \eta_i^{-1} \right)^{-1}$  — эксергетический коэффициент

внутрициклового возврата потерь теплоты в турбоагрегате.

Таким образом, по аналогии с термодинамическим подходом технико-экономический КПД определяется отношением топливных и системных затрат, принципиально формирующих необходимые условия функционирования энергоблока, ко всем затратам, обусловленным технологией производства и отпуска электроэнергии и теплоэнергии (топливным и системным; отчислениями от капиталовложений в энергооборудование, включающих расходы на создание, доставку оборудования на место строительства, монтаж, техническое освоение; дополнительные пропорционально отнесенные затраты на главный корпус, подготовку территории, возведение временных зданий и сооружений, проектно-изыскательские работы, объекты подсобного назначения; затратами в экологическую и социально-промышленную инфраструктуру, в технологические связи с потребителем). При этом комбинированная система теплоснабжения рассматривается как непрерывная технологическая цепочка до теплопотребителя: ТЭЦ-МТ-ТТ.

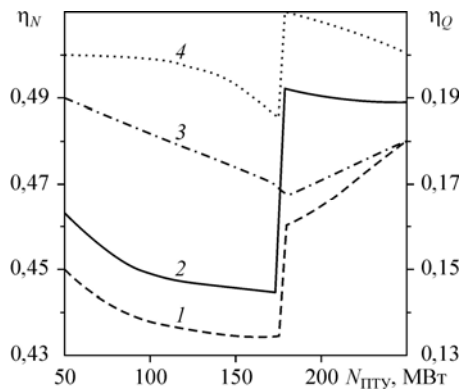


Рис. 3. КПД по отпуску электроэнергии  $\eta_N$  и теплоэнергии  $\eta_Q$  от ТЭЦ с ГСП и теплотрансформаторами.

1, 2 —  $\eta_N$ ; 3, 4 —  $\eta_Q$  при стандартных и оптимальных параметрах;  $N_{ПГУ}$  — мощность теплофикационной паротурбинной установки ПГУ.

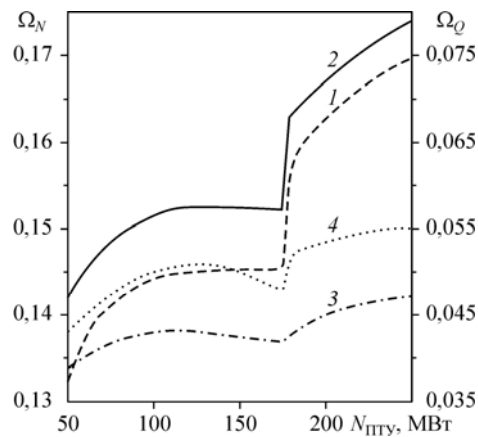


Рис. 4. Техничко-экономические КПД по отпуску электроэнергии  $\Omega_N$  и теплоэнергии  $\Omega_Q$  от парогазовой ТЭЦ с ГСП и теплотрансформаторами.

1, 2 —  $\Omega_N$ ; 3, 4 —  $\Omega_Q$  при стандартных и оптимальных параметрах;  $N_{ПГУ}$  — мощность теплофикационной паротурбинной установки ПГУ.

Область эффективного использования такого подхода относится к задачам, в которых исследуются многоцелевые энергоблоки со сложными структурными схемами при отпуске энергопродуктов одновременно как на выходе из энергоблока, так и на разных участках процесса эксергетических преобразований.

На рис. 3, 4 приведены значения эксергетических и технико-экономических КПД теплофикационных парогазовых энергоблоков с ГСП и фреоновыми теплотрансформаторами в составе комбинированной системы теплоснабжения. Из этих данных видно, что для паротурбинных установок ПГУ без промперегрева и докритических параметров пара КПД по отпуску электроэнергии находится на уровне 0,44–0,46, а технико-экономическая эффективность составляет 0,133–0,152. Введение промперегрева позволяет повысить КПД  $\eta_N$  ПГУ с теплофикационными турбинами Т-180 и Т-250 до 0,46–0,49 и  $\Omega_N$  до 0,158–0,174, при этом КПД по отпуску теплоэнергии составляет 0,16–0,21 и  $\Omega_Q$  — 0,044–0,060, что в итоге дает практически двойное повышение эффективности традиционных систем теплоснабжения от ТЭЦ с пиковыми водогрейными котлами.

Значения расчетной мощности газотурбинной установки и мощности коммерческих ГТУ приведены на рис. 5. Из этих данных видно, что в составе ПГУ с ГСП стандартных и оптимальных параметров традиционные теплофикационные паротурбинные установки в целом ряде проектов могут быть укомплектованы коммерческими ГТУ. При этом потребление электроэнергии внутриквартальными фреоновыми теплотрансформаторами в составе ПГУ с Т-50, ..., Т-250 будет на уровне 20–80 МВт·ч/год.

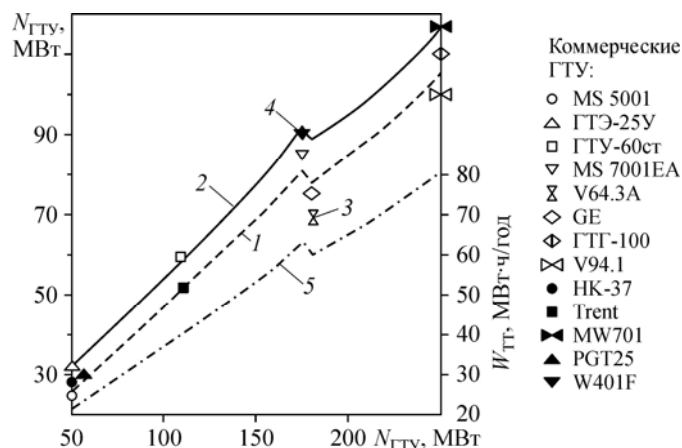


Рис. 5. Потребляемая термотрансформаторами электроэнергия  $W_{ТТ}$  и мощность ГТУ  $N_{ГТУ}$ , соответствующая мощности  $N_{ПГУ}$  теплофикационной паротурбинной установки ПГУ.

1, 2 — расчетная мощность  $N_{ГТУ}$  при стандартных и оптимальных параметрах ПГУ; 3, 4 — коммерческие ГТУ в составе ПГУ стандартных и оптимальных параметрах; 5 — потребляемая термотрансформаторная электроэнергия.

### Выводы

1. Предложены новая тепловая схема и цикл теплофикационного парогазового энергоблока с параллельно работающими газосетевым и традиционным сетевым подогревателями сетевой воды в составе комбинированной системы теплоснабжения с внутриквартальными фреоновыми термотрансформаторами.

2. Изложена разработанная на основе дифференциального эксергетического подхода методика эксергетической и технико-экономической оценки эффективности теплофикационных парогазовых энергоблоков с ГСП и внутриквартальными фреоновыми термотрансформаторами в составе комбинированной системы теплоснабжения.

3. Показано, что КПД по отпуску электроэнергии и теплоэксергии для ПГУ с теплофикационными турбинами Т-50, ..., Т-250 в составе комбинированной системы теплоснабжения с внутриквартальными фреоновыми термотрансформаторами равняется 0,44–0,49 и 0,16–0,21, а технико-экономический КПД, соответственно, 0,133–0,174 и 0,044–0,060, что практически в два раза выше эффективности традиционных систем теплоснабжения от ТЭЦ с пиковыми водогрейными котлами.

### Список литературы

1. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Томилов В.Г., Овчинников Ю.В., Ловцов А.А., Коваленко П.Ю., Зыкова Н.Г., Вихман О.А., Бородихин И.В. Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. 528 с.
2. Алтуний В.В. Метод составления уравнения состояния реального газа по ограниченному количеству исходных опытных данных // Теплоэнергетика. 1962. № 3. С. 72–78.
3. Бадьялькес И.С. Обобщенный метод расчета термодинамических свойств холодильных агентов. М.: Госторгиздат. 1963. 211 с.
4. Martin J.J., Hou Y.C. Development of an equation of state for gases // AIChE J. 1955. Vol. 1, No. 2. P. 142–151.
5. Алтуний В.В. Метод расчета термодинамических свойств смесей реальных газов по ограниченному количеству исходных опытных данных // Теплоэнергетика. 1963. № 4. С. 78–84.
6. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. Официальное издание. М.: Теринвест. 1994. 80 с.

Статья поступила в редакцию 28 февраля 2011 г.