

Энергосберегающие технологии

УДК 620:621.31

Никитин Е.Е., канд. техн. наук

Институт газа НАН Украины, Киев

ул. Дегтяревская, 39, 03113 Киев, Украина, e-mail: nikitin_ee@ukr.net

Оценка целесообразности подключения удаленного теплового потребителя к тепловой электрической станции

Изложена методика оценки энергетической и экономической целесообразности подключения удаленных тепловых потребителей к ТЭС при наличии неиспользуемой теплофикационной мощности. Энергетическая эффективность определяется величиной экономии условного топлива на ТЭС за счет увеличения доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении с учетом энергетических потерь и затрат на транспортировку теплоносителя, экономическая эффективность — сроком окупаемости капитальных затрат на строительство трубопровода от ТЭС до удаленного теплового потребителя. Для удаленного теплового потребителя определяющей величиной является топливная составляющая себестоимости тепловой энергии, определенная с учетом КПД котла ТЭС и альтернативной котельной, а также энергетических затрат на транспортировку тепловой энергии. Разработанная методика может быть использована для принятия научно обоснованного решения о более полном использовании имеющейся теплофикационной мощности, в частности, при термомодернизации зданий, подключенных к ТЭС, или отключении части ближних тепловых потребителей. *Библ. 6, рис. 2, табл. 1.*

Ключевые слова: теплофикация, энергоэкономический анализ, радиус энергоэффективного теплоснабжения.

Теплофикационная мощность многих тепловых электрических станций (ТЭС) используется только частично, поэтому имеющийся потенциал экономии топлива за счет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии реализуется не полностью. Неполное использование установленной теплофикационной мощности может происходить в силу следующих причин: 1) мощность теплофикационных бойлеров была выбрана с определенным запасом на перспективу, которая не была реализована; 2) в процессе эксплуатации ТЭС часть потребителей отключилась от централизованной системы и перешла на индивидуальное теплоснабжение; 3) здания, под-

ключенные к централизованной системе теплоснабжения, были термомодернизированы, что привело к снижению присоединенной тепловой нагрузки. В настоящее время этот фактор не оказывает заметного влияния, но в перспективе он может играть ключевую роль.

В любом случае неполное использование установленной теплофикационной мощности снижает потенциальные возможности экономии топлива за счет совместной выработки электрической и тепловой энергии. В этих условиях особую актуальность приобретает вопрос расширения радиуса энергоэффективного теплоснабжения ТЭС.

Как отмечается в [1], Федеральный закон России № 190 «О теплоснабжении» закрепил такое понятие, как радиус эффективного теплоснабжения. Радиус эффективного теплоснабжения — это максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данному источнику является нецелесообразным по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Существуют различные подходы к определению эффективного радиуса теплоснабжения, в частности, расчет по целевой функции минимума себестоимости тепловой энергии. Однако такой подход является затруднительным из-за сложности расчетов, в особенности для ТЭЦ, когда себестоимости тепловой и электрической энергии могут определяться по разным методикам. Поэтому в работе [1] радиус эффективного теплоснабжения определяется по критерию допустимого уровня потерь. В работе [2] приводится расчет величины предельного радиуса теплоснабжения с учетом расчетных затрат на ТЭЦ и в районных котельных. В работах [3, 4] выполнен обзор различных подходов к решению этого вопроса.

В настоящей работе рассматривается подход к решению задачи о технико-экономической эффективности прокладки дополнительного трубопровода от ТЭС с недозагруженной теплофикационной мощностью до удаленного теплового потребителя, расположенного на определенном расстоянии от ТЭС. Полагаем, что ТЭС располагает достаточной теплофикационной мощностью для теплоснабжения удаленного теплового потребителя.

Сформулированную задачу можно пояснить схемой, приведенной на рис.1. Задача заключается в том, чтобы оценить технико-экономическую целесообразность подключения удаленного потребителя (2) к ТЭС с учетом необходимости строительства тепловой сети протяженностью L (м, в двухтрубном исчислении).

Подключение удаленного потребителя к ТЭС приведет к увеличению теплофикационной нагрузки ТЭС, увеличению выработки электрической энергии на тепловом потреблении и, как следствие, снижению удельного расхода топлива на выработку электроэнергии на ТЭС. Однако при этом возникнут дополнительные потери тепловой энергии в трубопроводе и затраты электрической энергии на ее транспортировку.

Энергетическая эффективность теплофикации оценивается по экономии топлива на ТЭС при удовлетворении определенного круга потре-

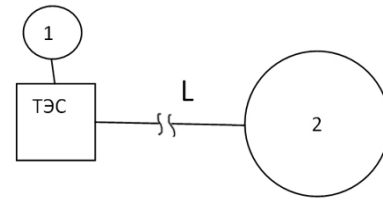


Рис.1. Схема расположения ТЭС, базового (1) и удаленного (2) тепловых потребителей; L — расстояние от ТЭС до удаленного потребителя.

бителей электрической и тепловой энергией [5]. Поэтому для рассматриваемого сценария энергоэффективной модернизации в качестве критерия энергетической эффективности подключения удаленного потребителя к ТЭС целесообразно выбрать величину годовой экономии условного топлива ΔB (кг у.т.) :

$$\Delta B = \Delta b_{\text{э}} E - (b_{\text{э.тр}} b_{\text{э}} + b_{\text{э}} b_{\text{т.тр}}) Q > 0 \quad (1)$$

или относительную величину

$$\Delta B / B_{\text{год}}, \quad (1, a)$$

где $\Delta b_{\text{э}}$ — удельная экономия условного топлива на ТЭС, возникающая в результате увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении, кг у.т./кВт·ч; E — годовое производство электроэнергии на тепловом потреблении, кВт·ч; $b_{\text{э.тр}}$ — удельный расход электроэнергии на транспортировку теплоносителя в трубопроводе, кВт·ч/Гкал; $b_{\text{э}}$ — удельный расход условного топлива на производство электроэнергии на ТЭС после подключения удаленного потребителя, кг у.т./кВт·ч; $b_{\text{т.тр}}$ — удельный расход условного топлива, связанный с компенсацией тепловых потерь в трубопроводе, кг у.т./Гкал; Q — годовое производство тепловой энергии, подаваемой через трубопровод, Гкал; $B_{\text{год}}$ — годовое потребление условного топлива при теплоснабжении базового потребителя, кг у.т.

Несмотря на то, что параметр L в выражении (1) в явном виде не присутствует, понятно, что составляющие $b_{\text{э.тр}}$, $b_{\text{т.тр}}$ увеличиваются по мере увеличения этого параметра и при определенном его значении условие (1) выполняться не будет, то есть с энергетической точки зрения подключение удаленного потребителя не будет являться целесообразным.

Выражение (1) записано в предположении, что вся экономия от увеличения производства электрической энергии на тепловом потреблении отнесено к электрической энергии, а удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии при увеличении теплофикационной нагрузки не изменяется и зависит только от КПД котла электростанции. Это положение

является дискуссионным, однако в рамках настоящей работы его следует рассматривать в качестве допущения.

Для определения составляющих выражения (1) введем в рассмотрение упрощенную схему ТЭС с системой теплофикации (рис.2).

Удельная экономия условного топлива на производство электрической энергии, достигаемая за счет подключения удаленного теплового потребителя (2) в дополнение к базовому тепловому потребителю (1) и соответствующего увеличения теплофикационной нагрузки ТЭС, определяется в соответствии с выражением (2):

$$\Delta b_{\text{э}} = b_{\text{э},1} - b_{\text{э},1+2}, \quad (2)$$

где $b_{\text{э},1}$, $b_{\text{э},1+2}$ — удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии при теплофикационной нагрузке ТЭС, обеспечивающей только базового, а также базового и удаленного тепловых потребителей, кг у.т./кВт·ч; способ определения величины $b_{\text{э}}$ рассмотрен ниже.

Удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии (кг у.т./Гкал) определяется по формуле:

$$b_{\text{т}} = V_{\text{т}}/q, \quad (3)$$

где q — теплофикационная нагрузка ТЭС (кВт), которая определяется как сумма среднегодовой тепловой нагрузки потребителя и потерь в тепловой сети; $V_{\text{т}}$ — часовой расход условного топлива на производство тепловой энергии (кг у.т./ч), который определяется по формуле:

$$V_{\text{т}} = 860 G_{\text{от}} (i_{\text{от}} - i_{\text{от.к}}) / (7000 \eta_{\text{к}}), \quad (4)$$

$G_{\text{от}}$ — расход пара отбора (кг/с), который определяется по формуле:

$$G_{\text{от}} = q / (i_{\text{от}} - i_{\text{от.к}}). \quad (5)$$

Подставляя (4) и (5) в (3), получаем:

$$b_{\text{т}} = 10^6 / (7000 \eta_{\text{к}}). \quad (6)$$

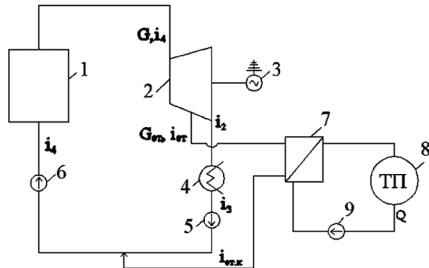


Рис.2. Упрощенная схема паротурбинной установки с системой теплофикации: 1 — котел; 2 — турбина; 3 — электрогенератор; 4 — конденсатор; 5 — конденсатный насос; 6 — питательный насос; 7 — теплофикационный бойлер; 8 — тепловые потребители; 9 — сетевой насос.

Из выражения (6) видно, что удельный расход топлива на производство тепловой энергии $b_{\text{т}}$ не зависит от теплофикационной нагрузки и параметров пара отбора, а зависит только от КПД парового котла ТЭС.

Часовой расход условного топлива на котел (кг у.т./ч) определяется так:

$$B = 860 G (i_1 - i_4) / (7000 \eta_{\text{к}}); \quad (7)$$

годовой расход условного топлива на котел за период работы энергоблока на теплофикационной нагрузке определяется по формуле:

$$V_{\text{год}} = B n_{\text{теп}}. \quad (8)$$

Часовой расход условного топлива на выработку электрической энергии определяется по формуле:

$$V_{\text{э}} = B - V_{\text{т}}. \quad (9)$$

Электрическая мощность энергоблока определяется по формуле:

$$W = (i_1 - i_2) \{G - y q / (i_{\text{от}} - i_{\text{от.к}})\} \eta_{\text{oi}} \eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}}. \quad (10)$$

Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии определяется по формуле:

$$b_{\text{э}} = V_{\text{э}} / W. \quad (11)$$

Величина $b_{\text{э.тр}}$ удельного расхода электроэнергии на транспортировку теплоносителя в трубопроводе L в (1) определяется по формуле:

$$b_{\text{э.тр}} = (10^6 N_{\text{нас}}) / (860 q). \quad (12)$$

Величина $b_{\text{т.тр}}$ удельного расхода условного топлива, связанная с компенсацией тепловых потерь в трубопроводе, определяется по формуле:

$$b_{\text{т.тр}} = \Delta q_{\text{тр}} b_{\text{т}} / q. \quad (13)$$

Годовое производство электрической и тепловой энергии за период работы на теплофикационной нагрузке определяется по формулам:

$$E = n_{\text{теп}} W; \quad (14)$$

$$Q = 860 n_{\text{теп}} q / 10^6. \quad (15)$$

Для оценки экономической эффективности строительства трубопровода протяженностью L целесообразно использовать срок окупаемости капитальных затрат на реализацию этого мероприятия:

$$T = K_{\text{тр}} / (\Delta B \text{ Ц}). \quad (16)$$

Капитальные затраты на строительство трубопровода K (у.е./м.п.) диаметром d_3 и протяженностью L определяются так:

$$K_{тр} = \kappa_{тр} (d_3) P_{тр.доп} P_{п.р} P_{м.р} L. \quad (17)$$

Удельная стоимость труб тепловых сетей $\kappa_{тр}$ (у.е./м.п.) определяется в зависимости от диаметра по формуле (18), полученной на основании анализа рыночных цен на предварительно изолированные трубы:

$$\kappa_{тр} = 0,0009 (1000 d_3)^2 + 0,4267 (1000 d_3) - 8,7848. \quad (18)$$

В формулах (3)–(18) используются следующие параметры: $\eta_K, \eta_{oi}, \eta_M, \eta_T$ – КПД котла, относительный внутренний и механический КПД турбины и КПД электрогенератора; $i_1, i_2, i_3, i_{от}, i_{от.к}, i_4 = i_3 + (G_{от}/G) (i_{от.к} - i_3)$ – энтальпия пара, конденсата и питательной воды, кДж/кг (см. рис.2); γ – коэффициент недопроизводства электроэнергии паром отбора, $\gamma = (i_{от} - i_2)/(i_1 - i_2)$; $G, G_{от}$ – расход пара на турбину и на теплофикационный бойлер, кг/с; $N_{нас}$ – мощность сетевого насоса для транспортировки теплоносителя по трубопроводу, кВт; $\Delta q_{тр}$ – мощность тепловых потерь в трубопроводе, кВт; $\eta_{теп}$ – годовая продолжительность отпуска тепловой энергии, ч; Π – цена топлива в пересчете на условное, у.е./кг у.т.; d_3 – эквивалентный диаметр трубопровода, м; $P_{тр.доп}$ – коэффициент дополнительных капитальных затрат на строительство трубопровода; $P_{п.р}, P_{м.р}$ – коэффициенты проектных и монтажных работ. (Величины $N_{нас}$ и $\Delta q_{тр}$ определяются в соответствии с методическими рекомендациями [6].)

При определении величин $b_{э.1}, b_{э.1+2}$ по формулам (3)–(15) используются значения параметров, соответствующих теплофикационной нагрузке для базового и суммарного (базового и удаленного) тепловых потребителей.

Для иллюстрации рассмотренного выше подхода выполним расчетную оценку относительной годовой экономии условного топлива (по (1, а)) и сроков окупаемости капитальных затрат (по выражению (16)) для упрощенной схемы паротурбинной установки (см. рис.2) электрической мощностью 100 МВт с присоединенной тепловой нагрузкой ближнего потребителя 10 МВт при значениях присоединенной нагрузки удаленного потребителя 10–80 МВт, протяженности тепловой сети 2–32 км, годовой продолжительности отпуска тепловой энергии 4440 и 8640 ч, скорости теплоносителя в трубах 1,0 и 1,5 м/с и цене условного топлива 0,1; 0,2 и 0,4 у.е./кг у.т. (таблица). Рассчитаны также максимальные значения протяженности тепло-

вой сети (L_{max}), при которых годовая экономия условного топлива по выражению (1) равна нулю. Проведенные расчеты показывают, что энергетическая эффективность возрастает с уменьшением расстояния до удаленного потребителя, увеличением присоединенной нагрузки и скорости теплоносителя (от 1,0 до 1,5 м/с).

На срок окупаемости капитальных затрат на прокладку трубопровода до удаленного потребителя, кроме вышеупомянутых параметров, влияют годовая продолжительность подачи теп-

Срок окупаемости капитальных затрат (лет)/годовая экономия условного топлива (%)

Протяженность, км	Присоединенная нагрузка			
	10 МВт	20 МВт	40 МВт	80 МВт
0,1 долл./кг у.т., 1 м/с, 4440 ч				
2	19,3/0,68	15,9/1,41	13,6/2,88	12,0/5,83
4	42,5/0,62	33,8/1,33	28,3/2,76	24,6/5,67
8	>50/0,49	>50/1,15	>50/2,53	>50/5,36
16	>50/0,24	>50/0,81	>50/2,07	>50/4,74
32	>50/-0,27	>50/0,13	>50/1,15	>50/3,49
L_{max} , км	23,5	37,0	52,0	77,5
0,2 долл./кг у.т., 1 м/с, 4440 ч				
2	9,6/0,68	7,9/1,41	6,8/2,88	6,0/5,83
4	21,21/0,62	16,9/1,33	14,1/2,76	12,3/5,67
8	>50/0,49	38,8/1,15	30,9/2,53	26,0/5,36
16	>50/0,24	>50/0,81	>50/2,07	>50/4,74
32	>50/-0,27	>50/0,13	>50/1,15	>50/3,49
L_{max} , км	23,5	37,0	52,0	77,5
0,4 долл./кг у.т., 1 м/с, 4440 ч				
2	4,8/0,68	4,0/1,41	3,4/2,88	3,0/5,83
4	10,6/0,62	8,5/1,33	7,1/2,76	6,2/5,67
8	26,7/0,49	19,4/1,15	15,4/2,53	13,0/5,36
16	>50/0,24	>50/0,81	37,8/2,07	29,5/4,74
32	>50/-0,27	>50/0,13	>50/1,15	>50/3,49
L_{max} , км	23,5	37,0	52,0	77,5
0,4 долл./кг у.т., 1,5 м/с, 4440 ч				
2	3,8/0,66	3,0/1,37	2,5/2,83	2,2/5,77
4	8,8/0,56	6,6/1,25	5,3/2,67	4,5/5,56
8	26,3/0,38	16,4/1,01	12,1/2,35	9,7/5,14
16	>50/0,00	>50/0,52	33,2/1,7	23,1/4,30
32	>50/-0,74	>50/-0,46	>50/0,42	>50/2,63
L_{max} , км	16	24,5	37,3	57,4
0,4 долл./кг у.т., 1,5 м/с, 8640 ч				
2	1,9/0,66	1,5/1,37	1,3/2,83	1,1/5,77
4	4,5/0,56	3,4/1,25	2,7/2,67	2,3/5,56
8	13,5/0,38	8,4/1,01	6,2/2,35	5,0/5,14
16	>50/0,00	32,8/0,52	17,1/1,7	11,9/4,30
32	>50/-0,74	>50/-0,46	>50/0,42	>50/2,63
L_{max} , км	16	24,5	37,3	57,4

Примечание. Жирным шрифтом выделены варианты со сроком окупаемости менее 15 лет; >50 – срок окупаемости более 50 лет или отрицательный.

лоносителя и цена топлива, с возрастанием которых срок окупаемости снижается, а также оказывают влияние энтальпия пара и конденсата, КПД котла, турбины и электрогенератора, температурный график подачи теплоносителя, толщина теплоизоляции трубопровода, коэффициент теплопроводности теплоизоляционного материала, коэффициент шероховатости труб, коэффициент местных сопротивлений, удельная стоимость труб тепловых сетей. Разработанная математическая модель позволяет оценить влияние этих параметров на энергетическую и экономическую целесообразность подключения к ТЭС удаленных тепловых потребителей.

Сопоставление энергетической (1, а) и экономической (16) эффективности подключения удаленного теплового потребителя к ТЭС указывает на существенное различие результатов, полученных с использованием этих критериев. Во многих случаях энергетическая эффективность подключения удаленного потребителя не подтверждается экономической целесообразностью, что объясняется большим сроком окупаемости капитальных затрат на строительство трубопровода.

Например, при цене топлива 0,1 у.е./кг у.т., скорости теплоносителя 1 м/с, годовой продолжительности отпуска теплоносителя 4440 ч (см. таблицу) энергетически целесообразным является присоединение теплового потребителя 80 МВт, расположенного на удалении 32 км. При этом будет достигаться экономия условного топлива 3,5 %, а срок окупаемости соответствующего трубопровода намного превышает 50 лет, что свидетельствует об экономической нецелесообразности реализации подобного проекта.

Используя в качестве определяющего критерия условие $T < 15$ лет, можно сформулировать следующие приближенные границы экономической целесообразности подключения удаленных потребителей к ТЭС.

При стоимости топлива 0,1–0,2 у.е./кг у.т. (в пересчете на условное), что характерно для ТЭС, использующих уголь, и подаче теплоносителя только в отопительный период экономически целесообразно подключение удаленных тепловых потребителей с присоединенной тепловой нагрузкой не менее 40 МВт, расположенных не далее 4 км.

При стоимости топлива около 0,4 у.е./кг у.т., что может быть характерно для ТЭС, использующих природный газ при круглогодичной подаче тепловой энергии, экономическая целесообразность подключения к ТЭС удаленных тепловых потребителей существенно возрастает. На расстоянии до 4 км экономически целесообразным является подключение тепло-

вых потребителей мощностью 10 МВт и более, а потребителей мощностью 40 МВт и более целесообразно подключать на расстоянии до 8 км.

Приведенный выше анализ проведен при условии, что на удаленном потребителе уже существует источник тепловой энергии, например, котельная. Поэтому капитальные затраты на строительство котельной в расчетах не учитываются. Если на удаленном потребителе котельная отсутствует и ее необходимо строить, то экономическая эффективность подключения к ТЭС возрастает. В рассматриваемой модели это может быть учтено таким образом, что в выражении (16) вместо капитальных затрат на строительство трубопровода будет использована величина разности капитальных затрат на строительство трубопровода и котельной:

$$T = (K_{\text{тр}} - K_{\text{кот}}) / (\Delta B \text{ Ц}). \quad (19)$$

При этом капитальные затраты на строительство котельной могут быть оценены на основании анализа рыночных цен на газовые водогрейные котлы:

$$K_{\text{кот}} = 911,07 P_{\text{п.р}} P_{\text{м.р}} P_{\text{доп.об}} Q_{\text{пр}}^{0,532}, \quad (20)$$

где $P_{\text{доп.об}}$ – коэффициент дополнительного оборудования; $Q_{\text{пр}}$ – присоединенная тепловая нагрузка удаленного потребителя, МВт.

Так, если срок окупаемости капитальных затрат трубопровода протяженностью 2 км для потребителя мощностью 10 МВт (см. таблицу, верхний блок) при наличии существующей котельной составляет 19,3 года, то при ее отсутствии (а значит, при необходимости дополнительных капиталовложений на котельную) срок окупаемости капитальных затрат снижается до 17,8 лет. Незначительное влияние рассматриваемого фактора на срок окупаемости капитальных затрат объясняется тем, что в исследованном диапазоне изменения влияющих параметров капитальные затраты на трубопровод существенно превышают затраты на котельную.

Срок окупаемости капитальных затрат, определенный по формуле (16) или (20), позволяет оценить экономическую эффективность рассматриваемого проекта с позиции инвестора. С позиции потребителя определяющим фактором является отпускная цена тепловой энергии, базовой составляющей которой являются энергетические затраты на производство и транспортировку тепловой энергии, которые составляют 70–80 % себестоимости тепловой энергии. Поэтому для принятия обоснованного решения о подключении к ТЭС удаленного потребителя необходимо убедиться в том, что энергетические затраты на производство и транспортировку тепловой энергии от ТЭС будут меньше или

равны аналогичным затратам котельной удаленного потребителя:

$$C_{ТЭС} (b_{т.ТЭС} + b_{т.тр.ТЭС} + b_{э.тр.ТЭС}) \times \\ \times \Delta П_{кот} (b_{т.кот} + b_{т.тр.кот} + b_{э.тр.кот}), \quad (21)$$

где индексы «ТЭС» и «кот» означают, что соответствующие величины относятся к ТЭС и котельной.

Приведем пример анализа условия (21) с использованием разработанной модели для удаленного теплового потребителя мощностью 80 кВт, расположенного на расстоянии 8 км от ТЭС (см. таблицу, четвертый блок). Если КПД котла электростанции составляет 0,92, КПД котла котельной 0,86, потери в тепловой сети котельной 5 %, удельный расход электроэнергии — 10 кВт·ч/Гкал, а цена топлива 0,4 у.е./кг у.т., то в количественном выражении условие (21) запишется в таком виде: 0,4 (155,3 + 7,24 + 1,8) < 0,4 (164,3 + 4,3 + 1,23). То есть при одинаковой цене топлива его удельный расход на производство тепловой энергии с учетом энергетических потерь и затрат на транспортировку от ТЭС (164,3 кг у.т./Гкал) меньше, чем аналогичная величина для котельной (166,1 кг у.т./Гкал), что объясняется более высоким КПД котла электростанции.

Помимо энергетической (1, а) и экономической (16) оценки целесообразности подключения удаленного теплового потребителя к ТЭС, необходимо принимать во внимание финансовую целесообразность рассматриваемого проекта, которая определяется рентабельностью производства электрической и тепловой энергии и отпускной ценой этих технико-экономических ресурсов. Если рентабельность производства тепловой энергии занижена по социально-политическим мотивам, что зачастую встречается на практике, то подключение удаленного теплового потребителя может оказаться нецелесообразным даже при наличии энергетической и экономической целесообразности.

Выводы

В результате термомодернизации зданий и ряда других факторов теплофикационная мощность многих ТЭС используется только частично, поэтому имеющийся потенциал экономии топлива за счет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии используется не полностью. В этих условиях актуальным является подключение к ТЭС удаленных тепловых потребителей.

Разработана методика оценки энергетической и экономической целесообразности под-

ключения удаленных тепловых потребителей к ТЭС. В качестве критерия оценки энергетической эффективности используется величина экономии уловного топлива на ТЭС, в качестве критерия экономической эффективности — срок окупаемости капитальных затрат на строительство трубопровода от ТЭС до удаленного теплового потребителя. С позиции удаленного теплового потребителя определяющей величиной является топливная составляющая себестоимости тепловой энергии, определенная с учетом энергетических потерь и затрат на транспортировку тепловой энергии.

На основании проведенных расчетных исследований показано, что энергетическая и экономическая эффективность подключения удаленного теплового потребителя к ТЭС существенно различаются, так как срок окупаемости капитальных затрат зачастую оказывается слишком велик. Энергетическая и экономическая эффективность подключения удаленного теплового потребителя повышается с увеличением присоединенной тепловой нагрузки, годовой продолжительности использования тепловой энергии, цены топлива, при выборе оптимальной скорости теплоносителя и снижении протяженности трубопровода.

Разработанная методика может быть использована для принятия научно обоснованного решения в условиях появления избыточной теплофикационной мощности, в частности, при термомодернизации зданий или отключении части ближних тепловых потребителей.

Список литературы

1. Кожарин Ю.В., Волков Д.А. К вопросу определения эффективного радиуса теплоснабжения // Новости теплоснабжения. — 2012. — № 8. — С. 30–36.
2. Моисеев В.И., Тувальбаев Б.Г. Определение предельного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ // Энергосбережение и водоподготовка. — 2012. — № 3. — С. 12–16.
3. Папушкин В.Н. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое // Новости теплоснабжения. — 2010. — № 9. — С. 44–49.
4. Папушкин В.Н. Задачи перспективных схем теплоснабжения. Расширение зоны действия ТЭС // Новости теплоснабжения. — 2010. — № 10. — С. 8–14.
5. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учеб. для вузов. — М.: Моск. энергетич. ин-т. — 2001. — 472 с.
6. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей / Под ред. А.А.Николаева. — М.: Стройиздат, 1965. — 361 с.

Поступила в редакцию 24.10.13

Нікітін Є.Є., канд. техн. наук

Інститут газу НАН України, Київ

вул. Дегтярівська, 39, 03113 Київ, Україна, e-mail: nikitin_ee@ukr.net

Оцінка доцільності підключення віддаленого теплового споживача до теплової електричної станції

Викладено методику оцінки енергетичної та економічної доцільності підключення віддалених теплових споживачів до ТЕС за наявності невикористовуваної теплофікаційної потужності. Енергетична ефективність визначається величиною економії умовного палива на ТЕС за рахунок збільшення частки вироблення електроенергії на тепловому споживанні з урахуванням енергетичних втрат та витрат на транспортування теплоносія, економічна ефективність — терміном окупності капітальних витрат на будівництво трубопроводу від ТЕС до віддаленого теплового споживача. Для віддаленого теплового споживача визначальною величиною є паливна складова собівартості теплової енергії, визначена з урахуванням ККД котла ТЕС та альтернативної котельні, а також енергетичних витрат на транспортування теплової енергії. Розроблена методика може бути використана для прийняття науково обгрунтованого рішення про більш повне використання наявної теплофікаційної потужності, зокрема при термомодернізації будівель, підключених до ТЕС, чи при відключенні частини ближніх теплових споживачів. *Бібл. 6, рис. 2, табл. 1.*

Ключові слова: теплофікація, енергоекономічний аналіз, радіус енергоефективного теплопостачання.

Nikitin E.E., Candidate of Technical Science

The Gas Institute of National Academy of Science of Ukraine, Kiev

39, Degtyarivska Str., 03113 Kiev, Ukraine, e-mail: nikitin_ee@ukr.net

To Assessment of Expediency of Connecting a Remote Heat Consumer to Thermal Power Station

The methodology of estimation the energy and economic expediency of connecting remote users to the thermal power station in the presence of the unused cogeneration capacity is set out. Energy efficiency is determined by the economy of standard fuel in the thermal power station by increasing the share of electricity production on the heat consumption taking into account energy losses and costs for the heat carrier transportation. Economic efficiency is determined by a payback of capital costs for construction of pipeline from the thermal power station to remote heat consumer. For a remote heat consumer the determining value is the fuel component of the cost of thermal energy, determined taking into account the boiler efficiency of the thermal power station and alternative boiler house and also energy costs for the heat energy transportation. The developed method can be used to make evidence-based decisions about the fuller use of existing cogeneration capacity, particularly in thermomodernization of buildings connected to the thermal power station, or disconnection of part of close-in heat consumers. *Bibl. 6, Fig. 2, Table 1.*

Key words: district heating, energy economical analysis, the radius of energy efficient heating systems.

References

1. Kozharin Yu.V., Volkov D.A. On the determination of the effective radius of heat. [*News of heat supply*], 2012, (8), pp. 30–36. (Rus.)
2. Moiseev V.I., Tuval'baev B.G. Determination of the maximum radius of the thermal power stations heat. [*Energy Saving and Water Treatment*], 2012, (3), pp. 12–16. (Rus.)
4. Papushkin V.N. Tasks of prospective heating schemes. Extending the range of CHP. [*Heating News*], 2010, (10), pp. 8–14. (Rus.)
5. Sokolov E.Ya. District heating and heat networks, Moscow : Moscovskij Energeticheskij Institut, 2001, 472 p. (Rus.)
6. Nikolaev A.A. Reference designer. Design of heating systems. Moscow, Stroyizdat, 1965, 361 p. (Rus.)

Received October 24, 2013