

Державний комітет будівництва
архітектури та житлової політики України

ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА

НОРМУВАННЯ ВИТРАТ ПАЛИВА
НА ВИРОБНИЦТВО ТА ВІДПУСК
ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ КОТЕЛЬНЯМИ
ТЕПЛОВОГО ГОСПОДАРСТВА

КТМ 204 Україна 246-99

Київ - 1999

УДК 697.32.662.6/9.004.18

Група Т-50

Керівний технічний матеріал - Галузева методика

Галузева методика нормування КТМ 204 Україна 246-99
витрат палива на виробництво та
випуск теплової енергії котельнями-
ми теплового господарства

Галузева методика нормування витрат палива на виробництво та випуск теплової енергії котельнями теплового господарства розроблена ВАТ «Проектний та науково-дослідний інститут по газопостачанню, теплопостачанню та комплексному благоустрою міст України» (УкрНДІпроект) на замовлення Держбуду України. Містить в собі порядок розрахунку індивідуальних та групових планових і прогресивних норм витрат палива, рекомендації щодо ефективного використання палива в опалювальних котельнях за рахунок впровадження організаційно-технічних заходів, а також механізм матеріального стимулювання робітників, спеціалістів та керівників теплопостачальних організацій за економію палива.

Погоджена з Державним комітетом з енергозбереження.

Внесена та підготовлена до затвердження Відділом комунальної енергетики Держбуду України.

Затверджена та введена в дію з 1.03.99 р. Наказом Держбуду України від 17.12.98 р., № 290.

З введенням в дію дійсної Галузевої методики витрачають силу «Методические указания по нормированию расхода топлива наработку и отпуск тепла котельными теплового хозяйства Минжилкомхоза УССР» (РДМУ УССР 050-85, Киев-1986).

1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Галузева методика нормування витрат палива на виробництво та випуск теплової енергії котельнями теплового господарства (далі «Методика») служить керівним технічним матеріалом, призначена для всіх теплопостачальних підприємств і об'єктів, які забезпечують опалення і гаряче водопостачання житлово-комунального сектору та адміністративно-культурних закладів при розрахунках норм витрат палива на виробництво та випуск теплоти.

Методика враховує вимоги Постанови Кабінету Міністрів України від 15 липня 1997 р. № 786 та «Основних методичних положень з нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів у суспільному виробництві», затверджених Наказом Держкоменергозбереження України від 14 жовтня 1997 р. № 93.

1.2. Метою даної Методики є:

1.2.1. Забезпечення єдиної методології при розрахунках норм витрат палива на виробництво теплоти теплопостачальними організаціями.

1.2.2. Забезпечення розрахунку вірогідних і обґрунтованих норм витрат палива для кожної котельні з урахуванням типу котлів, терміну їх роботи, виду палива, типу встановленого допоміжного устаткування, режиму роботи та інше.

1.2.3. Забезпечення можливості аналізу величин норм витрат палива з метою визначення найбільш економічних методів їх зниження.

1.3. Головна задача нормування полягає в застосуванні при виробництві теплоти технічно та економічно обґрунтованих прогресивних норм витрат палива для найбільш економічного його використання.

1.4. Норми витрат палива, визначені згідно з Методикою, мають мобілізувати творчу ініціативу експлуатаційного персоналу кожної котельні з метою найбільш ефективного використання палива. Розробка норм повинна супроводжуватись планом організаційно-технічних заходів щодо подальшої його економії.

1.5. Нормування витрат палива здійснюється на всіх рівнях планування господарської діяльності підприємств і об'єднань за єдиною методикою з урахуванням умов виробництва, досягнень науково-технічного прогресу і має забезпечити раціональне та ефективне його використання.

1.6. Під нормою витрат палива для даного об'єкту слід вважати витрати натурального палива в умовному обчисленні на виробництво одиниці продукції (роботи) певної якості в планованих умовах виробництва.

1.7. Нормування підлягають всі види палива, незалежно від обсягів споживання та об'єкту споживання.

1.8. Об'єкт, стосовно якого розглядаються норми витрат палива, це - котел, котельня, теплова дільниця, тепловий район, міське теплопостачальне підприємство (об'єднання), обласне теплопостачальне підприємство (об'єднання).

1.9. Одиницею продукції (роботи) для теплопостачальних підприємств, як правило, є одиниця теплоти - гікаджоуль (гис. гікаджоулів) чи гікакалорія (гис. гікакалорій), для яких є справедливим співвідношення: $1 \text{ Гкал} = 4,1868 \text{ ГДж}$.

1.10. Норми витрат палива в виробництві класифікують за слідуючими ознаками:

- за ступенем агрегації (укрупнення, узагальнення) - на індивідуальні та групові;
- за терміном дії - на поточні (квартальні і річні) та перспективні.

1.11. В норми витрат палива не входять витрати палива, пов'язані з порушенням технології, режиму роботи, а також додаткові витрати палива, пов'язані з новим будівництвом, ремонтом, монтажем, пуском, наладкою нового устаткування котельні та витрати, пов'язані з науково-дослідними та експериментальними роботами.

1.12. За ступенем агрегації норми класифікуються на індивідуальні та групові.

Індивідуальна норма витрат палива - це об'єктивно необхідна величина споживання натурального палива, в умовному обчисленні, на одиницю теплової енергії окремим котлоагрегатом з котлом даного типу при оптимальних експлуатаційних умовах виробництва.

Індивідуальна норма витрат палива визначається для кожного котлоагрегата, встановленого в котельні.

1.13. Групова норма витрат палива - це об'єктивно необхідна величина споживання натурального палива, в умовному обчисленні, на одиницю теплової енергії для різних рівнів управління (котельня, теплова дільниця, тепловий район, теплопостачальне підприємство, об'єднання).

Для теплопостачальних підприємств за складом витрат групові норми класифікуються на:

- групові норми витрат палива на виробництво одиниці теплової енергії;
- групові норми витрат палива на відпуск одиниці теплової енергії.

Групова норма витрат палива на виробництво теплової енергії - це витрата натурального палива, в умовному обчисленні, на одиницю теплової енергії, виробленої однією котельнею, котельнями теплового району, або котельнями теплопостачального підприємства (об'єднання), в залежності від рівня управління, яка враховує технологічні умови виробництва теплової енергії.

Групова норма витрат палива на відпуск теплоти - це витрата натурального палива, в умовному обчисленні, на одиницю теплоти, відпущеної споживачам котельнею, котельнями теплового району, іншою структурною одиницею в залежності від рівня управління.

Групова норма витрат палива на відпуск теплової енергії котельнею, тепловою дільницею, тепловим районом, теплопостачальним підприємством (об'єднанням) враховує крім технологічних умов виробництва теплової енергії, також умови її транспортування до споживача.

Групова норма витрат палива розраховується, як середньозважена величина із норм, розроблених для кожної технологічної групи.

Одиниці виміру індивідуальних і групових норм витрат палива - кг у.п./ГДж (кг у.п./Гкал).

1.14. Зниження питомих витрат палива, при додержанні технологічних режимів, повинно бути обов'язковою умовою матеріального стимулювання за економією паливно-енергетичних ресурсів.

1.15. Групові норми витрат палива на відпущену теплову енергію використовуються для визначення обсягів зживання палива, оцінки ефективності його використання і затверджуються організацією, якій підпорядкована дана технологічна група.

1.16. Встановлені норми витрат палива повинні підлягати зміні при виникненні слідуючих причин, які суттєво впливають на витрати тепла і палива:

зміна виду чи якості спалюваного палива, отримання нових характеристик котлоагрегатів на основі проведених випробувань, встановлення нового обладнання, або реконструкція існуючого та інші.

При зміні виду палива, або його якості, при реконструкції або заміні котлів та при наявності рекомендацій аудиторського обстеження необхідно проводити режимно-налагоджувальні випробування з метою уточнення індивідуальній норми витрат палива для кожного котлоагрегата, на основі яких визначатимуться групові норми витрат.

Норми витрат палива переглядаються при відхиленні Q_p в бік зменшення для:

природного газу від ГОСТу 5542-87;
мазуту від ГОСТу 10585-75*;
дизпалива від ГОСТу 1667-68.

Підставою для перегляду встановлених норм витрат палива є також висновки Державної інспекції з енергозбереження щодо фактичного стану обліку та неефективного використання палива.

2. ВИХІДНІ ДАНІ, ЩО ВИКОРИСТОВУЮТЬСЯ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ НОРМ ВИТРАТ ПАЛИВА

2.1. Тип і марка котла:

- потужність котла, МВт (Гкал/год, т/год);
- паспортний к.к.д. котла, %;
- нормативна паспортна витрата палива при номінальному навантаженні, кг у.п./ГДж (кг у.п./Гкал);
- рік установки котла;
- рік проведення останнього капітального ремонту;

- рік проведення останнього режимно-налагоджувального випробування;

- середнє річне навантаження котла за останній рік, % від номінального;

- вид палива по паспорту котла (техн. характеристика палива);

- наявність (відсутність) теплоутилізаційного устаткування;

- коефіцієнт надлишку повітря в топці котла - α_m ;

- температура підживлювальної води - $t_{n.e}$.

2.2. Навантаження (середнє) котла в режимі, для якого визначається норма витрат палива - МВт. (Гкал/год, т/год).

2.3. Тепловорна здатність палива (Q_H^p), на якому працює котел протягом останнього року.

2.4. Дані про обсяги виробництва теплоти за минулий рік - тис. ГДж (тис. Гкал).

2.5. Дані про об'єми відпущеної теплоти за минулий рік.

2.6. Фактичні витрати палива за минулий рік.

2.7. η_k^p - коефіцієнт корисної дії котла за результатами режимно-налагоджувальних випробувань.

2.8. Нормативна характеристика котла приймається на базі даних останніх режимно-налагоджувальних випробувань.

2.9. Дані про обсяги виробленого та відпущеного тепла за розрахунковий період.

2.10. Довідкові значення коефіцієнтів корисної дії водогрійних і парових котлів.

2.11. Коефіцієнт корисної дії котлоагрегатів, в залежності від строку експлуатації, приймається за результатами даних режимної характеристики, отриманої при останніх режимно-налагоджувальних випробуваннях, або розраховується з врахуванням коефіцієнта K_3 (формули 3.7, 3.8, 3.9).

2.12. Вихідними даними для визначення групових норм витрат палива на відпуск тепла котельнею є індивідуальні норми витрат палива для кожного котла при плановому навантаженні, кількість теплоти, виробленої кожним котлом за плановий період, нормативна витрата теплоти на власні потреби котельні, економія палива котельнею за рахунок організаційно-технічних заходів та витрата палива за попередній рік.

3. ІНЖЕНЕРНА МЕТОДИКА ДО РОЗРАХУНКІВ ПЛАНОВИХ НОРМ ВИТРАТ ПАЛИВА

3.1. Індивідуальна планова норма витрат палива визначається для кожного працюючого і наладованого котла, обладнаного автоматичною регулювання за формулою

$$e_k = e_k^o \cdot K, \quad (3.1)$$

де e_k^o - нормативна паспортна витрата палива для даного котла, обладнаного автоматичною регулювання, при номінальному навантаженні;

K - нормативний коефіцієнт, що встановлює нормативно-допустиме відхилення індивідуальної норми витрат палива від паспортної витрати палива.

Нормативний коефіцієнт K визначається за формулою:

$$K = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (3.2)$$

де K_1 - нормативний коефіцієнт, що враховує режим роботи котла;

K_2 - нормативний коефіцієнт, що враховує наявність або відсутність утилізаторів теплоти;

K_3 - нормативний коефіцієнт, що враховує період роботи котла від моменту установки чи останнього капітального ремонту.

3.1.1. Коефіцієнт K_1 характеризує відхилення норм витрат палива та к.к.д. котла при роботі в режимі, відмінному від номінального.

Коефіцієнт K_1 визначається на основі нормативно-режимної характеристики котла.

Нормативна режимна характеристика - це залежність витрат умовного палива на 1 ГДж (1 Гкал) виробленої теплової енергії b_k^{op} від навантаження (потужності) кожного робочого та налаго-

женого котла при нормальних умовах його роботи на даному виді палива в діапазоні навантажень (\dot{Q}_k) від мінімального до максимального.

При цьому

$$b_k^{op} = f(\dot{Q}_k) = \frac{34.1 \cdot (142.8)}{\eta_k^{op}} \cdot 100, \quad (3.3)$$

де η_k^{op} - к.к.д. котла при даному навантаженні, %, який визначається за результатами режимно-наладжувальних випробувань котлоагрегата на даному виді палива. Випробування проводяться за діючою методикою спеціалізованою організацією.

Нормативна характеристика кожного котла затверджується керівником підприємства.

Нормативний коефіцієнт K_1 визначається за нормативною характеристикою, як відношення витрат умовного палива при середній потужності котла за плановий або фактичний періоди роботи $(b_k^{op})^{сер}$ до витрат умовного палива при номінальній потужності $(b_k^{op})^{ном}$

$$K_1 = \frac{(b_k^{op})^{сер}}{(b_k^{op})^{ном}}, \quad (3.4)$$

$$\text{або} \quad K_1 = \frac{(\eta_k^{op})^{ном}}{(\eta_k^{op})^{сер}}, \quad (3.5)$$

При наявності на кожному котлоагрегаті приладу обліку витрат палива після закінчення опалювального періоду коефіцієнт K_1 може коригуватись за формулою:

$$K_1 = \frac{a_1 T_1 + a_2 T_2 + \dots + a_n T_n}{(b_k^{op})^{ном} \cdot T_{оп.пер.} \cdot \frac{\dot{Q}}{сум.}}, \quad (3.6)$$

де a_1, \dots, a_n - погодинні витрати палива при відповідних навантаженнях;

t_1, t_2, \dots, t_n - число годин роботи котла при відповідних навантаженнях;

$t_{оп.пер.}$ - тривалість опаловального періоду;

$Q_{сум.}$ - загальна кількість виробленого тепла протягом опаловального періоду, Гкал.

У випадках, коли відсутня режимна характеристика котла для тимчасових розрахунків можна користуватись даними таблиці (додаток 1) [3].

Контролюючими органами та Державною інспекцією з енергозбереження підлягають індивідуальні норми, розраховані за формулою 3.1 та групові, що розроблені на їх базі.

Зменшення норм (формула 3.1) і досягнення їх прогресивних значень (додаток 2) є полем діяльності підприємства на шляху подальшого зниження паливно-енергетичних ресурсів і додатково стимулюється матеріально.

3.1.2. Коефіцієнт K_2 характеризує зменшення норми витрат палива (підвищення к.к.д.) при наявності утилізаторів теплоти.

Для парових і водотруйних котлів, що працюють на газоподібному паливі, температура витікаючих газів яких становить 170-250 °С, при розрахунках індивідуальних норм витрат палива, враховувалось використання теплоти витікаючих газів контактними теплообмінними апаратами з активними насадками типу КТАН і теплообмінниками типу КТМО.

Значення коефіцієнта K_2 для різних типів котлів, при наявності теплоутилізаційного устаткування слідуючі:

ПТВМ, КВГМ, ТВГ, сталеві та чавунні секційні, парові ГМ, ТП, ДКВР	- 0,94
КСВа, КБН-Г-2,5, «Грач»	- 0,98

При відсутності утилізаторів теплоти коефіцієнт K_2 для всіх типів котлів приймається рівним одиниці.

3.1.3. Коефіцієнт K_3 характеризує середньостатистичне зниження к.к.д. і підвищення норми витрат палива котлами різних констук-

цій в залежності від їх фізичного старіння на протязі їх експлуатації

Величина K_3 - диференційована і залежить від типорозміру котла і терміну його експлуатації.

Коефіцієнт K_3 визначається за формулою:

$$\text{а) Для котлів, що експлуатуються до 5 років} \quad K_3 = 1 + \bar{K}_3 \cdot t_1 \cdot 10^{-2}, \quad (3.7)$$

$$\text{б) Для котлів, що експлуатуються до 10 років} \quad K_3 = 1 + [\bar{K}_3 \cdot 5 + \bar{K}_3' \cdot (t_1 - 5)] \cdot 10^{-2}, \quad (3.8)$$

$$\text{в) Для котлів, що експлуатуються понад 10 років} \quad K_3 = 1 + [\bar{K}_3 \cdot 5 + \bar{K}_3' \cdot 5 + \bar{K}_3'' \cdot (t_1 - 10)] \cdot 10^{-2}, \quad (3.9)$$

де $\bar{K}_3, \bar{K}_3', \bar{K}_3''$ - відповідно відносне підвищення норми витрат палива в % протягом перших 5-ти років експлуатації, від 5-ти до 10-ти років експлуатації і понад 10 років експлуатації;

t_1 - кількість років експлуатації.

Таблиця 3.1

Тип котла	Значення коефіцієнтів $\bar{K}_3, \bar{K}_3', \bar{K}_3''$ (% в рік)		
	\bar{K}_3	\bar{K}_3'	\bar{K}_3''
	при експлуатації котлів, років		
	до 5	від 5 до 10	Понад 10
ДКВР, ДКВ	0,27	0,23	0,29
Сталеві секційні (НИИСТУ та ін.)	0,44	0,36	0,35
Чавунні секційні	0,36	0,29	0,31
ТВГ	0,35	0,13	0,06
ПТВМ	0,19	0,08	0,03
Е-1/9	0,36	0,23	0,19

При обчисленні індивідуальних норм витрат палива котлоагрегатів з котлами типу ПТВМ, ТВГМ, КВГМ, КВГВ враховувалось, що згідно зі СНиПом П-35-76 «Котельнісні установки», передбачено оснащення автоматикою регулювання.

Індивідуальні планові норми витрат палива, розраховані по формулі 3.1, є обов'язковими для виконання експлуатаційним персоналом кожної окремої котельні, але вони не повністю враховують всі можливості економії.

3.2. Групова планова норма витрат палива установлюється на базі індивідуальних планових норм витрати палива і визначається як середньозважена величина витрати палива.

Величина групової планової норми витрат палива на відпуск теплоти котельнею визначається за формулою:

$$b_{гр} = \frac{b_{\kappa_1} \cdot Q_{\kappa_1} + b_{\kappa_2} \cdot Q_{\kappa_2} + \dots + b_{\kappa_n} \cdot Q_{\kappa_n}}{(Q_{\kappa_1} + Q_{\kappa_2} + \dots + Q_{\kappa_n}) \left(1 - \frac{\alpha_{е.п.}}{100}\right)} \cdot \left(1 - \frac{\Delta B}{B}\right); \quad (3.10)$$

де $b_{\kappa_1}, b_{\kappa_2}, \dots, b_{\kappa_n}$ - індивідуальна планова норма витрат

палива для кожного встановленого і налагодженого в котельні котла при плановому на нього навантаженні, кг у.п./ГДж (кг у.п./Гкал).

$Q_{\kappa_1}, Q_{\kappa_2}, \dots, Q_{\kappa_n}$ - тепло, яке буде вироблено кожним котлом

протягом планового періоду, ГДж (Гкал).

$\alpha_{е.п.}$ - нормативна доля витрат тепла на власні потреби котельні, %.

ΔB - економія палива котельнею за рахунок планових заходів, т.у.п.;

B - витрати палива котельнею за попередній рік, т.у.п.

Планова норма витрат палива на відпуск теплоти котельнями теплового району визначається як середньозважена норм всіх котелень і залежить від норми витрат палива по кожній котельні теплового району і від обсягів відпущеної теплоти кожною котельнею.

Планова норма витрат палива на відпуск теплоти підприємством (об'єднанням) визначається як середньозважена

теплових районів (підприємств) і залежить від норми витрат палива по теплового району (підприємству) та обсягів відпущеної теплоти тепловими районами (підприємствами).

4. ІНЖЕНЕРНА МЕТОДИКА РОЗРАХУНКІВ ПРОГРЕСИВНИХ НОРМ ВИТРАТ ПАЛИВА

4.1. 3 метою досягнення найбільш ефективного використання палива теплостатичальні підприємства щорічно розраховують і затверджують як планові, так і прогресивні норми.

Прогресивні норми витрат палива враховують впровадження сучасного устаткування та прогресивних технологій виробництва теплової енергії.

Значення прогресивних індивідуальних норм витрат палива, які можуть бути досягнені після впровадження енергозберігаючих заходів, для різних типів котлів і при різних навантаженнях наведені в додатку 2.

Досягнення планових норм є обов'язковим для підприємств.

Зниження питомих витрат палива проти планової норми та досягнення прогресивних норм витрат палива стимулюється матеріально.

Величина групової прогресивної норми витрат палива на відпуск теплоти котельнею визначається за формулою:

$$b_{гр}^{п(к)} = \frac{b_{\kappa_1}^{п(к)} \cdot Q_{\kappa_1} + b_{\kappa_2}^{п(к)} \cdot Q_{\kappa_2} + \dots + b_{\kappa_n}^{п(к)} \cdot Q_{\kappa_n}}{(Q_{\kappa_1} + Q_{\kappa_2} + \dots + Q_{\kappa_n}) \left(1 - \frac{\alpha_{е.п.}}{100}\right)} \cdot \left(1 - \frac{\Delta B}{B}\right); \quad (4.1)$$

і вимірюється в кг у.п./ГДж (кг у.п./Гкал).

де $b_{\kappa_1}^{п(к)}, b_{\kappa_2}^{п(к)}, \dots, b_{\kappa_n}^{п(к)}$ - прогресивна індивідуальна норма витрат

палива для кожного встановленого і налагодженого в котельні котла при плановому на нього навантаженні,

кг у.п./ГДж (кг у.п./Гкал).

Прогресивна індивідуальна норма витрат палива в залежності від типу котла, палива та навантаження наведена в додатку 2.

$Q_{k_1}, Q_{k_2}, \dots, Q_{k_n}$ - тепло, яке буде вироблено кожним котлом

протягом планового періоду, ГДж (Гкал);
 $\alpha_{k,n}$ - нормативна доля витрат тепла на власні потреби котельні, %, приймається по табл. 4.1;

ΔB - економія палива котельною за рахунок планових заходів, т.у.п.;

B - витрата палива котельною за попередній рік, т.у.п.

4.1.1. Витрата тепла на власні потреби котельні $\alpha_{k,n}$ є величина диференційована і залежить від виду спалюваного палива та від встановленого устаткування котельні.

Загальні витрати тепла на власні потреби котельні складаються з витрат тепла (пару) з продувкою, витрат пару на підігрів мазута в залізничних цистернах, мазутосховищах, витратних ємкостях, витрати пару на розпил рідиного палива в парових форсунках, витрат гарячої води і пару на технологічні процеси, пов'язані з виробництвом тепла.

Нормативні витрати тепла на власні потреби котельні наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Середня норма витрат тепла на власні потреби котельні
 (% від номінального навантаження на котельню)

Продукція парових котлів паропродуктивністю, т/год:	Складові витрати теплоти на власні потреби котельні	
	Газоподібне паливо	Рідке паливо
до 10	0,13	0,13
більше 10	0,06	0,06
Розпал котлів	0,06	0,06
Обдувка котлів	-	0,32
Мазутне господарство	-	1,6
Паровий розпил мазуту	-	4,5
Підігрів повітря в калориферах	-	1,2
Дрібоочищення	-	0,17

Продовження табл.4.1

Складові витрати теплоти на власні потреби котельні	Газоподібне паливо	Рідке паливо
Технологічні потреби хімічодочищення, деаерації, опалення і господарські потреби котельні, втрати з випромінюванням тепла паропроводами, насосами, баками і т.і., витрати та невраховані втрати	2,2	2,2
Всього:	2,39 - 2,32	9,68 - 3,91

Примітка:

1. Норми встановлені на підставі таких показників: величина продувки котлів продуктивністю 10 т/год - 10 %, понад 10 т/год - 5 %; повернення конденсату 90-95 % від кількості пару, що виробляється котлами, температура конденсату, що повертається 90 °С; температура підживлювальної води 5 °С; марка мазуту М 100; підігрів мазуту від 5 до 105 °С; дрібоочищення прийнята для котлів паропродуктивністю понад 25 т/год, що працюють на сірчистому мазуті; витрата палива на розпал котлів прийнята виходячи із такої кількості розпалів на рік: шість розпалів - після простою тривалістю до 12 годин, три розпали - після простою тривалістю понад 12 годин.

2. При наявності резервного палива в котельні належить додатково враховувати витрату теплоти на підігрів палива.

У випадках зупинки котлів не з вини обслуговуючого персоналу (відключення електричної енергії, зниження тиску газу нижче розрахункового) додаткові витрати тепла на розпал котлів слід розраховувати за формулою:

$$Q_{розп.} = 0,005 \cdot n,$$

де n - кількість вимушених зупинок;

0,005 - середня нормативна величина тепла (% від номінального навантаження) на один розпал котла.

При зменшенні підключеного теплового навантаження на котельню витрати тепла на власні потреби котельні визначаються за результатами випробувань.

4.1.2. Втрати теплоти на нагрів котлової води, що виводиться із котла продувкою, залежить від періодичності та тривалості продувки і враховується коефіцієнтом $K_{прод}$. При періодичних продувках $K_{прод} = 0,01$. При безперервних продувках значення

K_{npod} залежить від кількості скинутої котлової води W_{npod} (у відсотках від потужності котла):

Якщо $W_{npod} = 5\%$, то $K_{npod} = 0,0035$
 " " $W_{npod} = 10\%$, то $K_{npod} = 0,007$
 " " $W_{npod} = 15\%$, то $K_{npod} = 0,0105$

4.1.3. Витрата теплоти на розігрів та злив мазуту визначається за формулою:

$$Q_{21} = 1884,5 \cdot (t_k - t_n) \cdot \left(1 + \frac{10 \cdot K_n \cdot n}{\rho}\right) \cdot 10^3, \quad (4.2)$$

де Q_{21} - витрата теплоти на розігрів та злив мазуту, кДж/т;

t_k - кінцева температура підігріву мазуту при зливів, яка приймається в залежності від марки мазуту і наведена в табл. 4.2, $^{\circ}\text{C}$ [3];

t_n - початкова температура мазуту в цистерні, $^{\circ}\text{C}$;

K_n - коефіцієнт охолодження, який для 60-тонної цистерни 1,56, для 50-тонної - 1,71, для 25-тонної - 2,25;

ρ - щільність мазуту, $\text{кг}/\text{м}^3$;

n - фактичний час розігріву та зливу мазуту із цистерн (годин).

Його величина наведена в табл. 4.3 [3].

Витрати пари на розігрів мазуту в цистернах, мазутовозах і резервуарних ємкостях наведені в додатку 3.

4.1.4. Витрати теплоти (пари) на підігрів мазуту в мазутопідігрівниках або витратних ємкостях в залежності від марки мазуту і типу форсунок наведені в табл. 4.4 [3].

Таблиця 4.2

Температура підігріву мазуту

Місце підігріву	Температура підігріву мазуту, $^{\circ}\text{C}$	
	М 40-60	М 80-100
В залізничних цистернах перед зливом	30	60
В приймальній ємкості і в сховищах	40-60	60-80
Перед форсунами:		
механічними або паромеханічними;	100	120
повітряними, низького тиску;	90	110
паровими або повітряними високого тиску	85	105

Таблиця 4.3

Час розігріву та зливу мазуту із цистерни

Марка мазуту	Час розігріву та зливу із цистерн, годин	
	в холодну пору року з 15 жовтня по 15 квітня	в теплу пору року з 15 квітня по 15 жовтня
М20	6	3
М40	8	4
М60, М80, М100	10	4

Витрата пари на підігрів мазуту

Таблиця 4.4

в мазутопідігрівниках або в витратних ємкостях

Марка мазуту	Витрата нормальної пари, кг на 1 т мазуту, при типах форсунок		
	повітряних	парових	механічних
Флотський	46	243	38
Топочний М-40	48	247	42
Топочний М-100	34	239	39

Примітка: В норму витрат пари для парових форсунок входять кількості пари на розігрів мазуту.

4.1.5. Витрати тепла на опалення службових приміщень, гаряче водопостачання (душ, рукомийники) та інші господарські потреби котельні приймаються в розмірі 1 % від виробленого тепла.

4.1.6. Економія палива (ΔB) котельнею за рахунок планових оргтехзаходів визначається розрахунковим методом в залежності від плануваних заходів.

4.1.7. Грунтові прогресивні норми витрат палива по котельні являються основою при плануванні річних, квартальних, місячних потреб в паливі по котельні і служать вихідними даними для розрахунків групових прогресивних норм витрат палива по тепловою району (підприємству)

4.1.8. Величина питомих витрат палива на відпуск тепла котельнею за звітний період визначається за формулою, $\text{кг у.п.}/\text{ГДж}$ ($\text{кг у.п.}/\text{Гкал}$).

$$b_{zpr}^{\phi \text{ аіоп}} = \frac{B}{Q^{\phi} - Q_{e.n}^{\phi}}, \quad (4.3)$$

де $b_{zpr}^{\phi \text{ аіоп}}$ - фактична питома витрата палива;

B - фактичні витрати палива котельною за звітний період, кг у.п.;

Q^{ϕ} - фактично вироблене тепло котельною за звітний період, ГДж (Гкал);

$Q_{e.n}^{\phi}$ - фактичні витрати тепла на власні потреби, ГДж(Гкал).

4.1.9. Для оцінки раціонального використання палива котельною необхідно порівняти значення питомих витрат палива із значенням планової прогресивної групової норми витрат палива (b_{zpr}^n).

Якщо $b_{zpr}^n \geq b_{zpr}^{\phi \text{ аіоп}}$, то на даній котельній експлуатаційним персоналом максимально впроваджено технічні заходи для ефективного використання палива.

В випадках, коли $b_{zpr}^{\phi \text{ аіоп}} > b_{zpr}^n$, але $b_{zpr}^{\phi \text{ аіоп}} \leq b_{\kappa}^{\phi}$ (де b_{κ}^{ϕ} - паспортне значення питомих витрат палива для даного типу котлів), то по цій котельній є ще резерви щодо економії палива і керівництву котельні разом з експлуатаційним персоналом доцільно передбачити організаційно-технічні заходи до повного вичерпання всіх можливостей економії палива і досягнення прогресивної норми.

4.2. Груповая прогресивна норма витрат палива по тепловому району визначається як середньозважена групових прогресивних норм витрат палива по окремих котельнях, що входять до цього теплового району, і залежить від обсягів відпущеної теплоти, витрат теплоти в теплових мережах, які в свою чергу залежать від витрат теплоти з витоком води з трубопроводів та витрат теплоти за рахунок охолодження води в трубопроводах.

$$b_{zpr}^{n(m.p)} = \frac{b_{zpr\kappa_1}^n \cdot Q_{\kappa_1}' + b_{zpr\kappa_2}^n \cdot Q_{\kappa_2}' + \dots + b_{zpr\kappa_n}^n \cdot Q_{\kappa_n}'}{(Q_{\kappa_1}' + Q_{\kappa_2}' + \dots + Q_{\kappa_n}') \cdot (1 - \frac{K_n}{100})}, \quad (4.4)$$

де $b_{zpr}^{n(m.p)}$ - групова прогресивна норма витрат палива по тепловому району;

$b_{zpr\kappa_1}^n, b_{zpr\kappa_2}^n, \dots, b_{zpr\kappa_n}^n$ - прогресивні групові норми витрат палива по кожній котельні;

$Q_{\kappa_1}', Q_{\kappa_2}', \dots, Q_{\kappa_n}'$ - тепло, відпущене кожною котельною протягом планового періоду;

K_n - коефіцієнт, що враховує витрати теплоти в теплових мережах (реальні), %.

Реальні витрати тепла в теплових мережах враховуються за результатами енергетичного (аудиторського) обстеження. До проведення такого обстеження допускається приймати величину цих витрат в межах, що склалися протягом останніх 3-х років. Якщо витрати тепла в теплових мережах вищі нормативних, то теплопостачальне підприємство розробляє і впроваджує заходи по їх скороченню в терміни, які погоджуються місцевими органами влади.

При відсутності зовнішніх розподільчих мереж K_n - не враховується.

4.3. Груповая прогресивна норма витрат палива по теплопостачальному підприємству (об'єднанню) визначається як середньозважена прогресивних групових норм витрат палива всіх теплових районів, дільниць, що належать до цього підприємства (об'єднання):

$$b_{zpr}^{n(об'єдн)} = \frac{b_{zpr}^{n(m.p.\text{№}1)} \cdot Q_{m.p.\text{№}1}' + b_{zpr}^{n(m.p.\text{№}2)} \cdot Q_{m.p.\text{№}2}' + \dots + (Q_{m.p.\text{№}1}' + Q_{m.p.\text{№}2}' + \dots + Q_{m.p.\text{№}n}') \cdot \frac{b_{zpr}^{n(m.p.\text{№}n)} \cdot Q_{m.p.\text{№}n}' + \dots + (Q_{m.p.\text{№}1}' + Q_{m.p.\text{№}2}' + \dots + Q_{m.p.\text{№}n}')}{(Q_{m.p.\text{№}1}' + Q_{m.p.\text{№}2}' + \dots + Q_{m.p.\text{№}n}')},$$

де $b_{zpr}^{n(об'єдн)}$ - групова прогресивна норма палива по підприємству, об'єднанню;

$b_{zpr}^{n(m.p.\text{№}1)}$ - групова прогресивна норма витрат палива теплового району № 1;

$Q_{\text{тр.№1}}, Q_{\text{тр.№2}}, \dots$ - тепло, відпущене відповідно тепловим районам № 1, № 2 ... протягом планованого періоду.

4.3.1. Розраховане значення групової прогресивної норми витрат палива по підприємству (об'єднанню) порівнюється із значенням фактичних питомих витрат палива і оцінюється робота підприємства (об'єднання) в цілому по ефективному використанню палива, а результати є основою для визначення матеріального заохочення експлуатаційного та керівного персоналу підприємства (об'єднання).

5. РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ЕФЕКТИВНОГО ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВА В ОПАЛЮВАЛЬНИХ КОТЕЛЬНИХ ЗА РАХУНОК ВИПРОВАДЖЕННЯ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНІЧНИХ ЗАХОДІВ

5.1. Оптимальний розподіл теплового навантаження між котлоагрегатами котельні.

5.1.1. Зниження питомих витрат палива на виробництво теплої за рахунок оптимізації розподілу змінного теплового навантаження поміж котлоагрегатами котельні не потребує ні матеріальних, ні фінансових, ні трудових ресурсів і досягається відразу після реалізації цього заходу.

5.1.2. Характерною особливістю роботи комунальних опалювальних котельень є нерівномірність виробництва теплої, що пов'язане зі змінною температурою зовнішнього повітря. Так, зміна температури зовнішнього повітря на 1°C приводить до збільшення, або зменшення теплоспоживання, у середньому, на 3,9 %. В практиці роботи теплостачальних підприємств нерідко трапляються випадки, коли відпуск теплої котельною змінюється протягом двох-трьох діб відчутно.

Завдання експлуатаційного персоналу опалювальної котельні полягає в швидкому реагуванні на зміни величини сумарного теплового навантаження на котельню, пов'язані зі змінною температурою зовнішнього повітря, та забезпечення покриття

цього навантаження оптимальною кількістю працюючих котлів з мінімальними витратами палива та електроенергії.

Вирішення цього завдання може бути досягнуте шляхом перерозподілу теплового навантаження на котельню поміж котлами.

5.1.3. Мета перерозподілу теплових навантажень поміж котлоагрегатами опалювальної котельні полягає у виборі такого варіанту розподілу теплових навантажень, який забезпечить мінімальні норми витрат палива та електроенергії.

5.1.4. Порядок збору вихідних даних, необхідних для оптимального перерозподілу теплових навантажень поміж котлами опалювальної котельні слідуючий:

1. Дослідження і аналіз залежності питомих витрат палива на виробництво теплої в залежності від теплового навантаження (дані останніх пуско-налагоджувальних випробувань, в разі їх відсутності, дані режимних характеристик котлів).

Пуско-налагоджувальні випробування повинні здійснюватися спеціалізованою організацією.

2. Визначення за даними останніх пуско-налагоджувальних випробувань значення максимально-можливої ($Q_{\text{макс}}$) мінімально допустимої ($Q_{\text{мін}}$) теплопродуктивності кожного агрегату.

3. Визначення к.к.д. котлоагрегатів при даних навантаженнях, % (визначається по режимній карті котла).

4. Визначення витрат електроенергії на привід типодутових машин (кВт) при різних значеннях теплопродуктивності котлоагрегату.

5.1.5. Витрата електроенергії на привід димососів і вентиляторів приймається за паспортними даними типодутових машин. У разі відсутності паспортних даних фактичну потужність електропривода димососа та дугового вентилятора можна обчислити за формулою:

$$N = N_{\text{ном}} - 0,28 \Delta P_{\text{ном}} (V_{\text{ном}} - V_{\text{ф}}), \quad (5.1)$$

де $N_{\text{ном}}$ - номінальна потужність електропривода димососа

або дугового вентилятора, кВт;

$\Delta P_{\text{ном}}$ - номінальний перепад тиску, кПа;

$V_{\text{ном}}, V_{\text{ф}}$ - відповідно номінальна (паспортна) і фактична

(при даній теплопродуктивності) продуктивність

димососа, або дугового вентилятора, тис. м³/год.

Результати досліджень та аналізу залежності питомих витрат палива та електроенергії при різних теплонавантаженнях котлів і розраховані при цьому витрати подаються у вигляді рекомендації або технологічних карт опаловальних котелень.

5.1.6. Технологічні карти опаловальних котелень складаються за даними останніх пусто-наладжувальних випробувань котлоагрегатів при зміні величини та структури приєданого теплового навантаження. Технологічні карти для окремої опаловальної котельні представляють собою набір можливих варіантів розподілу поточного сумарного теплового навантаження на котельню, при відповідній температурі зовнішнього повітря поміж паралельно встановленими котлоагрегатами котельні.

Кожен з цих варіантів характеризується визначеним складом працюючих котлів та тепловими навантаженнями на них, яким відповідають конкретні секундні витрати умовного палива (Φ_1) та секундні витрати електроенергії (Φ_2) в перерахунок на умовне паливо, але оптимальним буде варіант, який забезпечує виконання основної умови $(\Phi_1 + \Phi_2) \rightarrow \min$

$$\Phi_1 = 3,4 \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{\eta_i}, \quad (5.2)$$

$$\Phi_2 = 0,00278 \frac{C_1}{C_2} \sum_{i=1}^n \mathcal{E}_i, \quad (5.3)$$

де η_i - к.к.д. i -го котлоагрегату в % при теплопродуктивності рівній Q_i , МВт;

C_1 - вартість електроенергії, коп/(кВт·год);

C_2 - вартість умовного палива, грн/т у.п.;

\mathcal{E}_i - фактична потужність електроприводу тяго-дутьових машин i -го котлоагрегату в кВт при Q_i , МВт;

n - кількість котлоагрегатів опаловальної котельні.

Для працюючих котлоагрегатів $Q_i = 0$, $\mathcal{E}_i = 0$.

5.1.7. З метою економії палива котлоагрегати повинні працювати з тими тепловими навантаженнями, яким відповідають менші питомі витрати палива, а це є найважливіша умова оптимізації.

Приклад технологічної карти опаловальної котельні для одного значення температури зовнішнього повітря, якому

відповідає по температурному графіку необхідна кількість теплоти приведено в розділі 7.

5.1.8. Значення сумарного теплового навантаження на котельню (Q_{Σ} МВт) знаходиться в проміжку значень від мінімально допустимого значення теплопродуктивності (МВт) одного котла до максимального можливого значення сумарної теплопродуктивності всіх встановлених котлів.

$$Q_i^{\min} \leq Q_{\Sigma} \leq \sum_{i=1}^n Q_i^{\max}, \quad (5.4)$$

де i - порядковий номер котлоагрегата;

n - кількість котлоагрегатів;

Q_i^{\min} - мінімально допустиме значення теплопродуктивності i -того котлоагрегата;

$\sum_{i=1}^n Q_i^{\max}$ - максимально можлива теплопродуктивність котельні

5.1.9. Сумарне теплове навантаження на котельню складається з навантаження на опаловально-вентиляційні потреби, що залежать від температури зовнішнього повітря, навантаження на гаряче водопостачання та навантаження на виробничі потреби.

Технологічні карти для опаловальних котелень розробляються для всієї області можливих значень сумарного теплового навантаження, при цьому крок зміни сумарного теплового навантаження, ΔQ_{Σ} , МВт, приймається [7]:

для котелень з розрахунковим тепловим навантаженням до 20 МВт - $\Delta Q_{\Sigma} = 0,5$ МВт;

для котелень з розрахунковим тепловим навантаженням від 20 до 50 МВт - $\Delta Q_{\Sigma} = 1$ МВт;

для котелень з розрахунковим тепловим навантаженням від 50 до 100 МВт - $\Delta Q_{\Sigma} = 2$ МВт.

5.1.10. При формуванні технологічної карти опаловальної котельні для кожного значення сумарного теплового навантаження розглядаються всі можливі варіанти покриття цього навантаження, але при цьому мають бути витримані такі обмеження:

1. Сума фактичних теплових навантажень всіх працюючих котлів дорівнює сумарному тепловому навантаженню на котельню.

2. Теплопродуктивність кожного котлоагрегата, заданого в покритті сумарного навантаження на котельню має знаходитися в області визначення.

3. Областю визначення теплопродуктивності котлоагрегата є множина всіх значень теплопродуктивності від мінімально допустимого значення до максимального можливого, встановленого в результаті чергових пуско-наладжувальних робіт.

4. Кожному із варіантів покриття сумарного теплового навантаження на опалювальну котельню, при даній температурі зовнішнього повітря, відповідає конкретний склад працюючих котлів із певним тепловим навантаженням на них і відповідними секундними витратами умовного палива (Φ_j) та секундними витратами електроенергії (Φ_j) в перерахунок на умовне паливо.

Всі варіанти розподілу теплових навантажень поміж котлами котельні для кожного конкретного сумарного теплонавантаження, для зручності користування, необхідно розташовувати на окремій сторінці.

Кількість варіантів розподілу сумарного теплового навантаження поміж котлами котельні залежить від встановленої теплопродуктивності котельні, кількості та типу котлів, але на практиці не повинно перевищувати 25-ти варіантів.

5.1.11. Управління (керування) роботою опалювальної котельні з допомогою технологічних карт здійснюється експлуатаційним персоналом котельні (начальником зміни).

При цьому аналізується технологічна карта опалювальної котельні при даному сумарному теплонавантаженні, склад працюючих котлів і температура зовнішнього повітря на даний момент та прогноз погоди на найближчі 2 - 3 дні.

Якщо склад котлоагрегатів опалювальної котельні, що працювали на момент прийняття рішення, передбачено як один із варіантів технологічної карти при даному сумарному теплонавантаженні і цьому варіанту відповідають мінімальні витрати палива та електроенергії (в перерахунок на паливо), а також ці витрати є найменшими в технологічній карті, то котельня працює в оптимальному режимі і склад працюючих

Якщо склад котлоагрегатів опалювальної котельні, що працювали на момент прийняття рішення, не передбачено технологічною картою як варіант покриття теплонавантаження при даному сумарному теплонавантаженні і значення Φ (сумарні витрати палива і електроенергії) не є найменшим із числа наведених в технологічній карті, тоді слід обчислити низку значень комплексного показника P по такій формулі:

$$P = 86,5 \cdot (\Phi_K - \Phi^{\min}) \cdot z + \sum_{j=1}^m T_j \cdot N_j, \quad (5.5)$$

де: Φ^{\min} - найменше із всіх значень Φ , наведених в технологічній карті для даного сумарного теплонавантаження на котельню;

Φ_K - значення Φ , що відповідає K -му варіанту із числа наведених в технологічній карті для даного сумарного теплонавантаження на котельню;

N_j - число операцій «пуск-останов» для котлоагрегатів j -го типу, які необхідно виконати, щоб перейти від складу працюючих котлоагрегатів на момент прийняття рішення до складу працюючих котлів, що передбачено K -им варіантом;

m - кількість типів котлоагрегатів.

Значення T_j приймаються в залежності від теплопродуктивності котлоагрегатів і для водогрійних котлоагрегатів теплопродуктивністю до 10 МВт $T_j = 1$; для водогрійних котлоагрегатів теплопродуктивністю більше 50 МВт і для всіх парових котлів $T_j = 5$; для решти котлоагрегатів $T_j = 2$.

Вплив погодних змін враховується коефіцієнтом z . Якщо прогноз погоди зберігає попередню тенденцію зміни температури зовнішнього повітря (продовжується похолодання або потепління) то $z = 3$; в інших випадках $z = 1$.

При відсутності короткочасного прогнозу погоди:

$$z = 3, \text{ якщо } \frac{t_3 - t_2}{t_2 - t_1 + 0,01} > 1;$$

$$z = 1, \text{ якщо } \frac{t_3 - t_2}{t_2 - t_1 + 0,01} \leq 1,$$

де t_3 - температура зовнішнього повітря на сьогодні;

t_2 - температура зовнішнього повітря на цей же час для вчорашньої доби.

t_1 - температура зовнішнього повітря на цей же час для позавчорашньої доби.

До реалізації приймається варіант, передбачений технологічною картою при даному сумарному навантаженні на котельню, для якого величина P мінімальна.

5.2. Зниження норм витрат палива на виробництво теплоти за рахунок впровадження теплоутилізаційного устаткування

5.2.1. Поряд з оптимальним розподілом теплових навантажень поміж працюючими котлами ефективним способом досягнення прогресивних норм витрат палива являється впровадження в теплові схеми теплоутилізаційного устаткування.

Теплоутилізація - це використання теплоти продуктів згорання природного газу після котлів, в тому числі від конденсації водяних парів, що входять до складу витікаючих газів.

Зміна існуючих теплових схем, в зв'язку з впровадженням теплоутилізаційного устаткування, навіть без зміни технологічного устаткування на більш сучасне, дозволяє різко підвищити ефективність роботи котлоагрегатів і скоротити витрати палива та шкідливих викидів в атмосферу.

5.2.2. Перспективними напрямками розвитку теплоутилізації і значного підвищення ефективності використання газоподібного палива в котельнях є:

- використання теплоти продуктів згорання, включаючи конденсацію водяних парів в контактних теплообмінниках різного типу;

- ступінчасте використання теплоти.

Температура витікаючих газів діючих котлів складає 140 - 180 °C і більше, тобто має значний тепловий потенціал.

5.2.3. Для використання теплового потенціалу витікаючих газів, що утворюються при спалюванні природного газу в котлах, інститутами України розроблена низка теплоутилізаційного устаткування.

Інститутом санітарної техніки Міншапрому України (ДНДСТ) для котлів малої теплопродуктивності (від 0,25 до 3,15 МВт), розроблений типоряд ефективних конструкцій конденсаційних теплоутилізаторів типу ТКП. В теплоутилізаторах типу ТКП здійснюється охолодження витікаючих газів нижче температури точки роси, тобто використовується тепло конденсації водяних парів, що входять до складу витікаючих газів.

В таблиці 5.1 приводиться перелік розроблених поверхневих теплоутилізаторів конденсаційного типу для котлів малої теплопродуктивності.

Застосування розроблених теплоутилізаторів нової конструкції дозволяє підвищити (за даними ДНДСТ) к.к.д. котлоагрегата від 4 до 7 %, а також зменшити шкідливі викиди на 20 %.

Виробництво теплоутилізаторів типу ТКП освоєно ЗАТ «Промінь», м.Київ.

Таблиця 5.1

Типоряд ефективних конденсаційних теплоутилізаторів для котлів теплопродуктивністю від 0,25 до 3,15 МВт

№№ зп	Тип котла	Теплопродуктивність котла, МВт	Найменування марка теплоутилізатора	Теплопродуктивність, кВт	Поверхня нагріву теплоутилізатора, м ²
1.	БК-21	3,15	ТКП-1,4-130	130	79,1
2.	БК-32	2,5	ТКП-1,1-90	90	43,6
3.	БК-21	2,0	ТКП-0,9-70	70	39,6
4.	БК-32	1,25	ТКП-0,55-50	50	34,3
5.	БК-22	1,0	ТКП-0,45-45	45	29,8
6.	БК-32	0,63	ТКП-0,4-35	35	28,8
7.	НИИСТУ-5	0,5	ТКП-0,4-75	70	36,6
8.	БК-32	0,25	ТКП-0,1-8	8	8,7

5.2.4. Крім поверхневих теплоутилізаторів конденсаційного типу інститутом санітарної техніки розроблено також контактний

економізатор ЕК-БМ-1, економізаторний агрегат АЕМ-0,6, контактна теплоутилізаційна установка УТГ-10 і поверхнево-контактна теплоутилізаційна газоочисна установка УДВ-2,5 та інші.

Повний перелік цього устаткування наведено в таблиці 5.2.

5.2.5. ЗАГ «Промінь» налагоджено випуск блочних контактних економізаторів двох типорозмірів: діаметром корпусу 1 м (ЕК-БМ1-1) та діаметром корпусу 2 м (ЕК-БМ1-2).

Блочные контактні економізатори ЕК-БМ1-1 і ЕК-БМ1-2 призначені для нагрівання води витікаючими газами котлів, що працюють на природному газі, шляхом безпосереднього зтигнення носіїв в шарі кильцевих керамічних насадок.

Застосування блочних контактних економізаторів дозволяє підвищити коефіцієнт використання палива на 10-15 %.

Блочные контактні економізатори можуть встановлюватися як в котлі, так і за водогрійним котлом. Контактні економізатори, на відміну від поверхневих, мають більш інтенсивний теплообмін, що дає можливість глибокого охолодження витікаючих газів, в результаті чого проходить інтенсивна конденсація водяних парів.

Економізатори АЕМ-0,6, теплопродуктивністю 0,6 МВт, які служать для підігріву води, що йде до споживачів, за рахунок теплоти, що забирається від води, нагрітою в контактному утилізаторі (від циркуляційної води проміжного контуру).

Водонагрівач конденсаційний поверхневий - ВКП служить для нагріву води систем опалення та гарячого водопостачання витікаючими газами опалювальних газових котлів. Водонагрівач ВКП виконується в вигляді окремої приставки, а також може бути в одному корпусі з котлом. Водонагрівачі типу ВКП розроблені 3-х теплопродуктивностей: 160 кВт, 75 кВт і 65 кВт.

Інститутом «УкрНДІнапроект» розроблені технічні рішення з реконструкції котлів типу НИИСТУ-5. Впровадження цих рішень підвищує к.к.д. котла до 91,6 - 93 відсотків.

Застосування водонагрівача типу ВКП дає економію палива від 6 до 15 % в залежності від початкової температури витікаючих газів і води.

Таблиця 5.2

Теплоутилізаційне устаткування, розроблене ДНДІСТОМ

Тип теплоутилізатора	Теплопродуктивність, МВт	Тип котла	Кількість теплоутилізаторів на 1 котел	Збільшення к.к.д. або коеф. використання палива, %	Габаритні розміри, м
1	2	3	4	5	6
ЕК-БМ-1-1	0,37	ДКВР-2,5	1	12-15	1,2x1,0x4,1
		ДЕ-2,5	1		
		ДКВР-4	2		
		ДЕ-4	2		
		ДКВР-6,5	3		
		ДЕ-6,5	3		
ЕК-БМ1-2	1,22	ДКВР-10	1	12-15	2,2x2,0x4,5
		ДЕ-10	1		
		ДКВР-20	2		
АЕМ-0,6	0,5	ДКВР-10	1	7-10	2,7x1,6x5,3
		ДЕ-10	1		
		КВ-ГМ-7,56	1		
		ДЕ-16	1		
		ДКВР-20	2		
		ДЕ-25	2		

1	2	3	4	5	6
УТ-30	1,5	ДЕ-25	1	7-10	3,6x2,9x6,4
УДВ-2,5	0,16	ВК-21 КБН-Г-2,5	1 1	6-7	1,8x1,5x2,9
ВКП-0,42-75	0,07-0,1 0,1-0,14	НИИСТУ-5	1	4-8 8-12	1,4x0,82x1,85
ТКП-0,9-70	0,09-0,12 0,12-0,16	ВК-21-2,0	1	4-8 8-12	1,1x1,3x1,85
ТКП-1,1-230	0,23 0,09-0,12	ВК-32-2,5	1	8-12 4-7	1,4x1,2x2,1
ТКП-0,6-50	0,05-0,1 0,1-0,12	ВК-32-1,25 Факел	1	4-8 8-12	1,25x0,8x1,6
ВКП-1,25-160	0,13-0,12 0,06-0,12	ДКВР-2,5 ВК-1,6 РК-1,6	1	8-12 4-7	1,65x1x1,6
ТКП-0,45-45	0,045-0,09 0,09-0,11 0,09-0,11	ВК-22 Факел Братськ	1	4-8 8-12	1,4x1,1x1,7

5.2.6. АО «Промгазпарат» розробив і виготовляє теплоутилізаційне устаткування, що може встановлюватись після котлів серії Е, ДЕ, ДКВР, НИИСТУ-5, Факел, Братськ.

Утилізатори АО «Промгазпарат» побудовані на основі термосифонних теплопередаючих елементів.

Теплообмінники - утилізатори нового покоління типу «Газ-газ», що служать для підігріву повітря перед котлом і мають в 5-7 разів менші габаритні розміри і масу, розроблені науково-виробничим підприємством «РИКС» (м.Київ).

Встановлюються ці повітрянагрівачі на парових котлах типу Е-1,0 і Е-2,5 та на водогрійних котлах типу КВГ для підігріву повітря, що подається на запальник.

Такі теплообмінники-утилізатори є високоефективними і надійними в роботі, застосування цих повітрянагрівачів підвищує к.к.д. котлів на 6-8 %.

5.2.7. Інститутом промислової екології розроблена теплоутилізаційна установка з екологічним ефектом (ЭКТ) на базі контактного теплообмінника.

Установка призначена для зниження викидів азоту та утилізації тепла витікаючих газів котлів, що працюють на природному газі. Установка типу ЭКТ представляє собою комбінований теплообмінник, який вклучає в себе розташовані в одному корпусі один над другим контактний теплоутилізатор (економізер) і повітропідігрівач, об'єднані в один циркуляційний контур.

Зволоження дуттєвого повітря дозволяє знизити в 2 - 2,5 рази викиди оксидів азоту.

Застосування теплоутилізаційної установки типу ЭКТ дає економію палива до 11 %.

Теплоутилізаційні установки типу ЭКТ можуть застосовуватись з котлами різної теплопродуктивності і встановлюватись за котлами.

Нижче в таблиці 5.3 наведено теплоутилізаційні установки типу ЭКТ, які рекомендуються для впровадження.

5.2.8. Застосування теплоутилізаційних установок, розроблених інститутами України, дозволить збільшити к.к.д. котлів від 4 до 15 %.

Таблиця 5.3

№№ зп	Тип котла	Тип теплоутилизатора	Кількість теплоутилизаторів, шт
1.	КВГМ-180	ЭКТ-40	2
2.	КВГМ-100	ЭКТ-40 (ЭКТ-30)	1 (2)
3.	КВГМ-50	ЭКТ-30	1
4.	КВГМ-30	ЭКТ-22	1
5.	КВГМ-20	ЭКТ-19	1
6.	ДЕ-50	ЭКТ-22	1
7.	ДЕ-25	ЭКТ-19	1
8.	ДКВР-20	ЭКТ-19	1
9.	ДКВР-10	ЭКТ-15	1
10.	ДКВР-6,5	ЭКТ-10	1
11.	КВГ-6,5	ЭКТ-15	1
12.	Е-2,5	ЭКТ-6,0	1
13.	Е-1	ЭКТ-1,5	1

Виробництво теплоутилизаторів освоєно на таких підприємствах України:

1. ЗАТ «Іпромін», м.Київ
2. 63-й котельно-зварювальний завод, м.Івано-Франківськ.
3. МОЗ № 70, м.Чернівці.

5.3. Зниження норми витрат палива на виробництво теплоти за рахунок заміни форкамерних та полових дифузійних пальників на котлах малої теплопродуктивності на більш ефективні.

5.3.1. Необхідність впровадження всебічних заходів по економії газового палива, забезпечення надійної експлуатації існуючого обладнання спонукає до застосування сучасних газоопальникових пристроїв.

5.3.2. Застосування сучасних газоопальникових пристроїв дозволить знизити норми, витрат палива і досягнути прогресивних норм витрат палива.

5.3.3. Застосування сучасних пальників забезпечить не тільки економічний процес газопалювання але й дозволить знизити шкідливі викиди в атмосферу, тобто покращити екологічну ситуацію в районах житлової забудови, де, як правило, знаходяться опалювальні котельні.

В додатку 4 наведено перелік газових пальників, що пройшли державні випробування і рекомендовані для впровадження.

5.4. Зниження норм витрат палива за рахунок впровадження сучасного водоопілювального устаткування

5.4.1. Важливим заходом щодо економії витрат палива є застосування сучасного підготовчого устаткування, що запобігає утворенню відкладень на поверхнях нагріву і скорочує витрати палива по котельні на 7-10 %.

До такого устаткування належить вакуумно-десорційна живильна установка (ВДПУ), яка служить для обробки живильної води водогрійних опалювальних котлів.

5.4.2. Обробка живильної води в таких установках знижує корозію та відкладення на поверхнях нагріву котлів, опалювальних приладів і теплових мереж.

Установки ВДПУ випускаються такої продуктивності:

ВДПУ-3 від 0,9 т/год до 3,0 т/год;

ВДПУ-4 від 0,9 т/год до 5,0 т/год.

Освоюється випуск установок таких продуктивностей:

ВДПУ-10 від 5,0 т/год до 10 т/год;

ВДПУ-15 від 5,0 т/год до 15 т/год;

ВДПУ-25 від 5,0 т/год до 25 т/год.

Установками ВДПУ-10, ВДПУ-15, ВДПУ-25 можуть обслуговуватись не лише котельні, а і теплові пункти в районах з агрегативною водою для гарячого водопостачання.

5.5. Зниження норм витрат палива за рахунок впровадження автоматизованих систем регулювання теплового режиму котлоагрегатів.

Зниження норм витрат палива на виробництво теплової енергії може бути досягнуто за рахунок впровадження передових автоматизованих систем регулювання.

5.5.1. Зниження питомих витрат палива та покращення екологічного стану навколишнього середовища забезпечується виконанням таких функцій:

- регулювання температурного режиму;

- регулювання режиму спалення палива;

- регулювання аеродинамічного режиму;

Регулювання температурного режиму передбачає стабілізацію температури в різних частинах теплоагрегату на заданих значеннях.

Регулювання режиму спалення палива передбачає стабілізацію співвідношення паливо/повітря для груп паливників.

Регулювання аеродинамічного режиму передбачає стабілізацію розподілення в топці теплоагрегату.

Задачі регулювання вирішуються автоматичними системами регулювання теплового режиму теплоагрегатів. Однією з задач цього рівня автоматизації є задача регулювання уніфікованих газопальникових блоків.

Задачі координації і диспетчеризації вирішуються автоматичною системою диспетчеризації теплового режиму теплоагрегатів диспетчеризованих котелень комунального господарства.

Національним технічним університетом України (КПУ) у 1997 році розроблена автоматизована система координації і диспетчеризації теплового режиму (АСК ДК) диспетчеризованих котелень комунального господарства.

АСК ДК диспетчеризованих котелень комунального господарства має дворівневу структуру.

На нижньому рівні (рівні регулювання) вирішуються задачі регулювання теплового режиму основного і допоміжного теплоенергетичного обладнання котелень.

На верхньому рівні (рівні координації) вирішуються задачі координації роботи котелень єдиного господарства і диспетчеризації роботи теплоенергетичного обладнання котелень з єдиного територіального центру.

5.5.2. ВАТ «УкрНДІнжпроект» в 1996 році здійснена розробка автоматизованого робочого місця диспетчера теплового району (АРМ ДТР) для котелень і теплових пунктів, які працюють без обслуговуючого персоналу.

АРМ ДТР призначене для контролю і управління технологічним комплексом споруд, які здійснюють виробництво і розподіл теплової енергії в населених пунктах.

Об'єктами автоматизації є диспетчерські пункти теплопостачальних підприємств.

Об'єктами, що підлягають управлінню АРМ ДТР, являються котельні та теплові пункти споживачів.

АРМ ДТР служить для:

а) отримання необхідної і достовірної інформації, що характеризує поточний стан об'єктів, які підлягають управлінню.

б) забезпечення дії на об'єкти управління, визваної вимогами технологічного процесу виробництва і розподілу теплової енергії.

в) підвищення безпеки експлуатації систем теплопостачання за рахунок своєчасного виявлення та локалізації аварійних ситуацій;

г) підвищення надійності функціонування системи теплопостачання;

д) автоматизація обліку споживання енергоресурсів, підживлювальної води, виробництва та споживання теплової енергії;

е) зниження споживання енергоресурсів, підживлювальної води, а також зменшення витрат теплової енергії за рахунок оптимізації технологічних процесів виробництва і розподілу теплової енергії.

6. МАТЕРІАЛЬНЕ СТИМУЛЮВАННЯ РОБІТНИКІВ, СПЕЦІАЛІСТІВ ТА КЕРІВНИКІВ ТЕПЛОПОСТАЧАЛЬНИХ ОРГАНІЗАЦІЙ ЗА ЕКОНОМІЮ ПАЛИВА

6.1. Загальні положення

6.1.1. Матеріальне стимулювання здійснюється з метою підвищення зацікавленості всіх категорій працюючих, пов'язаних з технологічним процесом виробництва та транспортування теплої, у економічному використанні палива.

6.1.2. Матеріальне заохочення проводиться за умови зниження фактичних витрат палива проти затверджені норми і дотримання необхідних параметрів теплоносія.

6.1.3. Керівникові теплопостачального підприємства (об'єднання) надається право самостійно розробляти та затверджувати положення про преміювання працівників за економію палива і утворювати цільовий фонд матеріального стимулювання працівників.

6.1.4. Положення про преміювання готується на умові, що дохід від реалізації теплової енергії залежить від тарифу і відпущеної теплової енергії.

$$D = T \cdot G_{\text{гвч}};$$

(6.1)

де D - доход; T - тариф, грн./Гкал. $G_{\text{гвч}}$ - кількість відпущеної теплової енергії, Гкал.

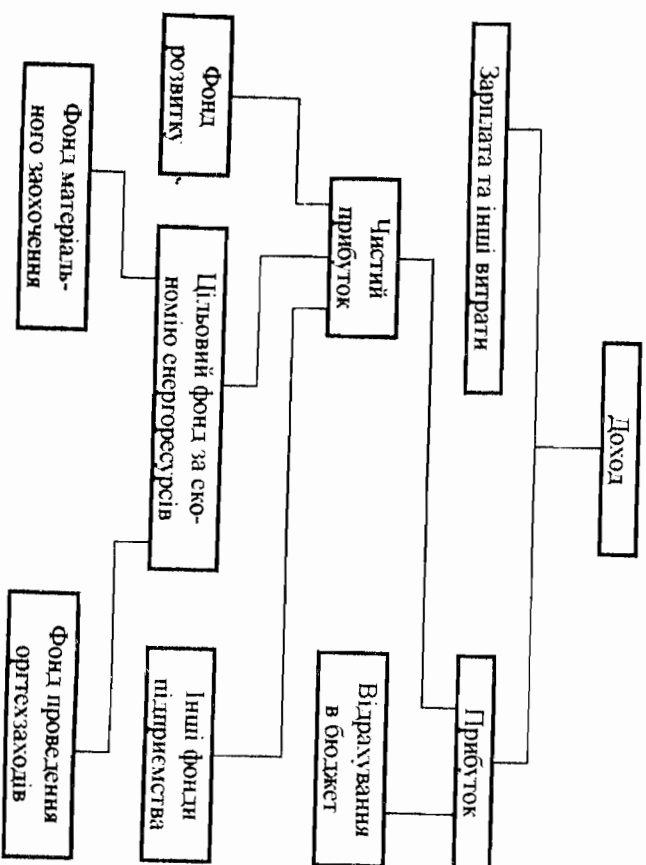
При цьому тариф розраховується по формулі:

$$T = C + Pr + ПДВ.$$

де C - собівартість, грн./Гкал. Pr - прибуток, грн.; $ПДВ$ - податок на додану вартість.

6.1.5. Цільовий фонд утворюється теплопостачальною організацією за рахунок частини коштів, отриманих від економії енергоресурсів при виробництві теплової енергії і термін його накопичення становить два роки. В цей термін паливна складова тарифу за рахунок економії енергоресурсів не знижується.

Надходження в цільовий фонд становлять частину чистого прибутку від реалізації теплової енергії і здійснюються за схемою:



Примітка. При відсутності на підприємстві чистого прибутку від реалізації теплової енергії, надходження в цільовий фонд за економію енергоресурсів повинні здійснюватись з доходу.

6.1.6. По закінченню двох років, доход підприємства формується з врахуванням тарифу, який базується на знизинній нормі, досягнутій за рахунок проведених оргтехзаходів. Таким чином:

$$D_k = T_k \cdot G_{\text{гвч}};$$

(6.2)

де T_k - тариф, який враховує зниження норм від раніше проведених організаційно-технічних заходів (нові питомі витрати).

6.1.7. При виконанні в повному обсязі запланованих організаційно-технічних заходів і досягненні прогресивних норм за інноваційний час, доход підприємства визначається як:

$$D_k = T_k \cdot G_{\text{гвч}};$$

(6.3)

де T_k - тариф, який враховує досягнуті прогресивні норми.

При цьому, по завершенню календарного року (звітного періоду), відрахування на преміювання визначаються наказом по підприємству.

6.1.8. Конкретні показники преміювання, оцінка виконання місячних або квартальних показників преміювання, розміри і строки виплати премій детально обумовлюються положенням про преміювання працівників за економію палива.

6.1.9. Джерелом матеріального стимулювання працівників за економію палива являється цільовий фонд.

6.1.10. Перелік професій робітників, службовців та спеціалістів, на яких поширюється матеріальне стимулювання за економію палива затверджується керівником підприємства і погоджується з профспілкою.

6.1.11. На рівні котельні матеріальному заощережно підлягають такі категорії працівників:

- експлуатаційний персонал (машиністи котлів або оператори старих машиністи, підмінні машиністи);
- спеціалісти і службовці котельні, які відповідають за доглядання норм витрат палива;
- начальник котельні

6.1.12. На рівні теплового району матеріальному заохоченню підлягають службовці та спеціалісти управління теплового району, які відповідають за додержання норм витрат палива при виробництві теплової енергії котельними теплового району, а також - за скорочення витрат теплової енергії при її транспортуванні.

6.1.13. На рівні підприємства (об'єднання) матеріальному заохоченню підлягають службовці, спеціалісти підприємства (об'єднання), що займаються питаннями економії палива.

6.1.14. Керівництву підприємства (об'єднання) заохочення за економію палива здійснюється відповідно до умов контракту або в порядку, визначеному положенням.

6.1.15. Кошти цільового фонду витрачаються у відповідності з положенням про матеріальне стимулювання за економію палива.

6.1.16. Розподіл цільового фонду матеріального стимулювання помірж структурними підрозділами здійснюється з врахуванням їх трудового вкладу в загальні результати праці підприємства.

6.1.17. Цільовий фонд використовується:

- на проведення організаційних заходів та на покриття непередбачених витрат, пов'язаних з економією палива;
- на матеріальне заохочення спеціалістів та робітників теплопостачального підприємства за економію палива;
- на агітаційну роботу по роз'ясненню необхідності збереження енергоресурсів.

6.1.18. Кошти цільового фонду, не використані у поточному році, переходять на наступний рік і використовуються тільки на цілі енергозбереження і вилученню не підлягають.

6.2. Приблизний порядок проведення та фінансування заходів щодо економії палива на котельнях.

6.2.1. Порядок складається з трьох етапів, на кожному із яких досягається економія паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) за рахунок чого виконується кожний наступний етап.

6.2.2. Етап I. Заходи, що не потребують капітальних вкладень.

До таких заходів перш за все відносяться: чітке дотримання технологічних інструкцій, налагоджування паливників і автоматики регулювання, ліквідація підсмоктування повітря перед топкою котла. По друге - організація оптимального перерозподілу теплових навантажень між котлами котельні.

По третє - організація управління роботою опалювальної котельні за допомогою технологічних карт.

За рахунок цих та інших заходів частина накопичених коштів (50 %) у цільовому фонді за економію палива повинна бути введена в проведення заходів, які потребують невеликих капітальних вкладень, термін окупності яких не більше 1-го року. Друга частина (50 %) накопичених коштів лишається в цільовому фонді для виплати матеріальної винагороди за економію ПЕР.

6.2.3. Етап II. Заходи, що потребують невеликих капітальних вкладень.

До таких заходів відносяться:

- модернізація та реконструкція діючих котлоагрегатів;
- оснащення діючих котлів утилізаторами тепла.
- впровадження наукових розробок, що не потребують значних витрат, але їх впровадження дає достатню ефективність.

Термін окупності таких заходів не повинен перевищувати більше одного року, а отриманий прибуток повинен бути достатнім для здійснення заходів наступного етапу. Порядок розподілу прибутку від економії ПЕР такий як на першому етапі.

6.2.4. Етап III. Заходи, що потребують значних капітальних вкладень.

До таких заходів відносяться придбання та встановлення нових ефективних котлоагрегатів з високим к.к.д. та допоміжного ефективного котельного обладнання.

Термін окупності таких заходів складає не більше 3-х років.

На цьому етапі повинні виконуватися вимоги етапу I щодо організації управління технологічним процесом котельні.

6.2.5. При наявності коштів всі три етапи заходів можуть виконуватись паралельно.

7. ПРИКЛАДИ

Приклад 7.1.

Розробити технологічну карту опалювальної котельні при температурі зовнішнього повітря -21°C , що відповідає тепловому навантаженню 23.2 МВт.

Вихідні дані:
в опалювальній котельні встановлено три котли ТВГ-8М і
один котел КВ-Г-7,56-150.
Залежність к.к.д. котлоагрегатів цих типів від
теплопродуктивності наведена в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1

Залежність к.к.д. котлоагрегату від теплопродуктивності
при роботі на природному газі

ТВГ-8М, природний газ						КВГ-7,56-150, природний газ					
\bar{Q} , МВт	\bar{Q} , %	K_1	$\eta_{ном}$, %	η , %	\bar{Q} , МВт	\bar{Q} , %	K_1	$\eta_{ном}$, %	η , %	\bar{Q} , МВт	\bar{Q} , %
9,6	100	1	90	90	7,56	100	1	91,0	91		
9,0	94	1,002	90	89,8	7,0	93	1,001	91,0	90,9		
8,9	93	1,002	90	89,8	6,8	90	1,002	91,0	90,8		
8,7	91	1,002	90	89,8	6,2	82	1,004	91,0	90,6		
8,5	89	1,003	90	89,7	5,7	75	1,006	91,0	90,5		
8,4	88	1,003	90	89,7	5,6	74	1,007	91,0	90,4		
8,2	85	1,004	90	89,6	4,5	60	1,011	91,0	90,0		
8,0	83	1,004	90	89,6	3,8	50	1,017	91,0	89,5		
7,5	78	1,006	90	89,5	3,0	40	1,023	91,0	88,9		
7,0	73	1,007	90	89,4							
6,8	71	1,008	90	89,3							
6,2	65	1,010	90	89,1							
5,7	59	1,011	90	89,0							
5,6	58	1,012	90	88,9							
5,4	56	1,014	90	88,8							
5,2	54	1,015	90	88,7							

Енергоспоживання на привід тягодуттєвих машин
котлоагрегатів наведено в таблиці 7.2 та 7.3.

Енергоспоживання на привід тягодуттєвих
машин котлоагрегата КВ-Г-7,56-150

Таблиця 7.2

Димосос: ДН-10, N = 10,7 кВт, $\eta = 1000$ об/хв.						Вентилятор: ВДН-10, N = 11,0 кВт, $\eta = 1000$ об/хв.					
\bar{Q}	$G_{дв}$, тис. м ³ /год	$H_{дв}$, Па	$\eta_{дв}$, %	$N_{дв}$, кВт	$G_{вв}$, тис. м ³ /год	$H_{вв}$, Па	$\eta_{вв}$, %	$N_{вв}$, кВт	$N_{дв}+N_{вв}$, кВт		
0,25	3,2	1150	58	1,9	3,2	1780	60	3,2	5,1		
0,5	6,4	1200	75	3,0	6,5	1860	75	5,0	8,0		
0,75	9,6	1150	79	4,0	9,7	1750	79	6,5	10,5		
1,0	12,8	1050	82	4,8	13,0	1600	82	7,4	12,2		

Таблиця 7.3

Енергоспоживання на привід тягодуттєвих
машин котлоагрегата ТВГ-8М

Насос: ДН-12,5, N = 20 кВт, $\eta = 1000$ об/хв.						Вентилятор: ВДН-10, N = 30 кВт, $\eta = 1000$ об/хв.					
\bar{Q}	$G_{дв}$, тис. м ³ /год	$H_{дв}$, Па	$\eta_{дв}$, %	$N_{дв}$, кВт	$G_{вв}$, тис. м ³ /год	$H_{вв}$, Па	$\eta_{вв}$, %	$N_{вв}$, кВт	$N_{дв}+N_{вв}$, кВт		
0,25	6,1	1770	55	6,0	4,9	1750	68	4,2	10,2		
0,5	12,1	1850	72	9,2	9,8	1780	80	6,5	15,7		
0,75	18,2	1800	79	12,1	14,7	1520	80	7,8	19,9		
1,0	24,2	1650	82	14,8	19,0	1080	72	11,5	26,3		

Розрахунок секундних витрат палива проводиться за
формулами 5.2 та 5.3.
Результати розрахунків наведені в таблиці 7.4.

Розрахунок варіантів
для технологічної карти опалювальної котельні
при температурі зовнішнього повітря -21°C ,
тепловому навантаженні 23,2 МВт

Таблиця 7.4

№№ п/п	Теплонавантаження на котлоагрегат, МВт				Φ_1	Φ_2	$\Phi_1 + \Phi_2 = \Phi$
	№1 ТВГ- 8М	№2 ТВГ- 8М	№3 ТВГ- 8М	№4 КВ-Г- 7,56			
1.	9,0	9,0	5,2	0	0,8792	0,0142	0,8934
2.	9,0	8,5	0	5,7	0,8758	0,0131	0,8889
3.	8,5	8,5	0	6,2	0,8765	0,0128	0,8893
4.	8,5	8,5	6,2	0	0,8806	0,0145	0,8951
5.	8,0	8,0	7,2	0	0,8809	0,0133	0,8942
6.	7,5	7,5	8,2	0	0,8809	0,0131	0,894
7.	9,0	7,2	0	7,0	0,8755	0,0145	0,89
8.	5,4	5,4	5,6	6,8	0,8823	0,0122	0,8945
9.	8,4	8,0	6,8	0	0,8806	0,0138	0,8944
10.	8,7	8,9	0	5,6	0,8769	0,0129	0,8898

Примітка: Оптимальним є варіант № 2.

Приклад 7.2.

Визначити планову індивідуальну норму витрат палива для котлів опалювальної котельні.

7.2.1. Вихідні дані до прикладу наведені в таблиці 7.5.

Таблиця 7.5

Показ- ники	Одиниця виміру	Номер котла				
		1	2	3	4	5
Тип котла	-	ТВГ-8	ТВГ-8	ТВГ-8	ДКВР- 4-13	ДКВР- 4-13
Вид палива	Природний газ					
Паспорт- ний к.к.д. котла	%	90,0	90,0	90,0	90,8	90,8
Паспорт- на питома витрата палива	$\frac{\text{кг у.п.}}{\text{ГДж}}$	37,9	37,9	37,9	37,5	37,5
	$\left(\frac{\text{кг у.п.}}{\text{Гкал}}\right)$	(158,7)	(158,7)	(158,7)	(157,2)	(157,2)
Рік		1989	1989	1992	1989	1992
установ- ки котла						
Останній капіталь- ний ремонт	капітальні ремонти не проводились					
Останні налагод- жувальні випробу- вання		1992	1994	1995	1992	1995
Середньо- річне на- вантажен- ня на котел за по- передній рік (два)	% від номіналь- ного наванта- ження	75	70	63	48	60

Продовження табл. 7.5

Показники	Одиниця виміру	Номер котла				
		1	2	3	4	5
Наявність (відсутність) утилізаторів		не має	не має	КТАНН	не має	не має
Фактичний к.к.д. котла	%	89,7	89,9	95,1	91,1	91,4
Фактична питома витрата палива	$\frac{\text{кг в.п.}}{\text{ГДж}}$	38,0	37,9	35,9	37,4	37,3
	$\left(\frac{\text{кг в.п.}}{\text{Гкал}}\right)$	(159,1)	(158,8)	(150,2)	(156,8)	(156,2)
Прогресивна індивідуальна норма витрат палива при фактичному навантаженні	$\frac{\text{кг в.п.}}{\text{ГДж}}$	35,9	36,0	36,1	35,6	35,3
	$\left(\frac{\text{кг в.п.}}{\text{Гкал}}\right)$	(150,0)	(150,5)	(150,9)	(149)	(147,8)

Характеристики котлів останньої режимної наладки наведені в таблиці 7.6.

Таблиця 7.6
Режимні характеристики котлів

Номер котла	Навантаження, %	К.к.д. котла, %
1	50	87,9
	60	88,1
	75	88,7
	80	89,9

Продовження табл. 7.6

Номер котла	Навантаження, %	К.к.д. котла, %
2	50	88,1
	60	88,3
	70	89,2
	75	89,9
3	50	88,7
	55	88,9
	63	89,2
4	48	81,3
	50	81,37
	55	84,7
	60	87,3
5	50	81,5
	55	82,4
	60	86,9
	65	88,1

7.2.2. Визначення нормативного коефіцієнта K_f

Нормативний коефіцієнт K_f визначається за формулою (3.2).

1. Коефіцієнт K_f , що характеризує відхилення питомих витрат палива і к.к.д. котла при роботі в режимі відмінному від номінального, визначається за формулами (3.4), (3.5).

Значення коефіцієнта K_f

Таблиця 7.7

Номер котла	Середньорічне навантаження котла за останній рік-два, % від номінального	К.к.д. котла, що відповідає середньорічному навантаженню $(\eta_k^{(P)})_{\text{ср}}$, %	К.к.д. котла при номінальному навантаженні $(\eta_k^{(P)})_{\text{ном}}$, %	$K_f = \frac{(\eta_k^{(P)})_{\text{ном}}}{(\eta_k^{(P)})_{\text{ср}}}$
1	75	88,7	89,7	1,01
2	70	89,2	89,9	1,008
3	63	89,2	95,1	1,06
4	48	81,3	91,1	1,12
5	60	86,9	91,4	1,05

Примітки:

К.к.д. котла, що відповідає середньорічному навантаженню, приймається за результатами даних режимної характеристики котла, отриманих при останніх режимно-наладжувальних випробуваннях.

К.к.д. котла при номінальному навантаженні за даними останніх режимно-наладжувальних випробувань.

2. Коефіцієнт K_2 , що характеризує зменшення норми витрат палива і підвищення к.к.д. котла при використанні теплоти витікаючих газів, приймається в залежності від типу котла.

Згідно з пунктом 3.1.2 даних Методичних вказівок для котлів № 1, № 2, № 4, № 5 $K_2 = 1$, тому що відсутні теплоутилізатори.

Для котла № 3 $K_2 = 0,94$.

3. Коефіцієнт K_3 , що характеризує зниження к.к.д. котла і підвищення норми витрат палива, визначається в залежності від типу котла та терміну експлуатації. Згідно формул розділу 3.5 даних Методичних вказівок для всіх встановлених в котельні котлів коефіцієнт K_3 розраховується.

4. Визначення нормативного коефіцієнта K здійснюється за формулою (3.2).

Результати розрахунку нормативного коефіцієнта K зведені в таблицю 7.8.

Таблиця 7.8

Номер котла	K_1	K_2	K_3	K
1	1,01	1	1,0227	1,0329
2	1,008	1	1,0227	1,0309
3	1,06	0,94	1,0188	1,015
4	1,12	1	1,0227	1,1454
5	1,05	1	1,0158	1,0666

7.2.3. Визначення планової індивідуальної норми витрат палива для кожного котла, встановленого в котельні, здійснюється за формулою (3.1).

Результати розрахунків зведені в таблицю 7.9.

Таблиця 7.9

Номер котла	Паспортні питомі витрати палива для даного котла при номінальному навантаженні, b_n , кг у.п./ГДж (кг у.п./Гкал)	Нормативний коефіцієнт, K	Індивідуальна норма витрат палива, b_n , кг у.п./ГДж (кг у.п./Гкал)	Фактичні питомі витрати палива, b_f , кг у.п./ГДж	Оцінка роботи котла задовільна (+), незадовільна (-)
1	37,9 (158,7)	1,0329	39,1 (163,3)	38 (159,1)	+
2	37,9 (158,7)	1,0309	39,1 (163,3)	37,9 (158,8)	+
3	37,9 (158,7)	1,015	38,5 (160,8)	35,9 (150,2)	+
4	37,5 (157,2)	1,1454	42,9 (179,5)	37,4 (156,8)	+
5	37,5 (157,2)	1,0666	40,0 (167,2)	37,3 (156,2)	+

Оцінкою роботи котла є його фактичні питомі витрати палива. Якщо фактичні питомі витрати палива менші або рівні індивідуальній нормі витрат палива, то котел працює задовільно.

Приклад 7.3.

Порядок впровадження організаційно-технічних заходів по скороченню витрат палива по котельні, створення цільового фонду матеріального стимулювання.

7.3.1. Теплове навантаження на діючу котельню складає 4 МВт. В котельні встановлено 4 котли типу НИИСТУ-5 з тепловою потужністю 0,5 МВт кожний і два котли ВК-22 потужністю 1 МВт кожний, що працюють на природному газі. Строк експлуатації котлів НИИСТУ-5 - 10 років, к.к.д. цих котлів - 82 %. Строк експлуатації котлів ВК-22 - 15 років, к.к.д. - 92 %. Паспортна норма витрати палива для котлів НИИСТУ-5 - 178,5 кг у.п./Гкал. Прогресивна розрахункова норма для цих котлів дорівнює 162 кг у.п./Гкал.

7.3.2. Для зниження діючої норми на першому етапі нагадуються автоматика регулювання подачі повітря по тязі, модернізується заслонки на вході в топку котлів та нагадуються виконавчий механізм регулювання по тязі. У тому числі заслонка на загальному лежачу котельні. Проводяться нагадуювальні роботи і складається технологічна карта опалювальної котельні при умові оптимального розподілу теплових навантажень.

Після закінчення опалювального періоду, при умові відсутності порушень і належної якості теплопостачання, визначається нормативна витрата газу $B_{\text{н}}$ за цей період.

Економія газу визначається як різниця між нормативною та фактичною витратою газу:

$$\Delta B_{\text{Еі}} = B_{\text{н}} - B_{\text{ф}}, \text{ тис. м}^3 \quad (6.4)$$

де $B_{\text{ф}}$ - фактична витрата газу.

Вартість заощадженого газу розраховується як

$$C_1 = \Delta B_{\text{Еі}} \cdot H, \text{ грн} \quad (6.5)$$

де H - вартість 1 тис. м³ газу.

Так як C_1 є складовою частинною прибутку підприємства, то вона обкладається податком PI_1 .

Таким чином чистий прибуток за рахунок заощадженого газу буде складати:

$$PI_2 = C_1 - C_1 PI_1 = C_1 (1 - PI_1), \text{ грн} \quad (6.6)$$

7.3.3. Організаційно-технічні заходи II етапу плануються з урахуванням використання коштів $0,5 PI_2$, які отримані від впровадження оргтехзаходів I-го етапу.

На цьому етапі виконуються техніко-економічні розрахунки по модернізації котлів, які вибрані для впровадження з врахуванням строку окупності (він повинен бути не більше 1 року).

При цьому чистий прибуток від економічного газу на II етапі буде складати:

$$PI_2 = C_2 - C_2 PI_2 = C_2 (1 - PI_2), \text{ тис. грн.} \quad (6.7)$$

Розглядаються два варіанти. Перший - установка серійних утилизаторів за кожним із 4-х котлів НИИСТУ-5 і другий - модернізації 2-х котлів НИИСТУ-5 з доведенням їх потужності до 1 Гкал/год і підвищення к.к.д. до 91,6 %.

7.3.4. Розрахунок зведених витрат ведеться за формулами:

а) для I-го варіанту

$$B_1 = Z_1 + EK_1, \text{ тис. грн.} \quad (6.8)$$

б) для II-го варіанту

$$B_2 = Z_2 + EK_2, \text{ тис. грн.} \quad (6.9)$$

де B_1, B_2 - відповідно зведені витрати I-го та II-го варіантів;

Z_1, Z_2 - собівартість відпущеної теплової енергії, тис. грн.;

E - нормативний коефіцієнт економічної ефективності;

K_1, K_2 - сума відповідних капітальних вкладень (одночасних витрат) по I-му та II-му варіантам, тис. грн.

При цьому $B_1 > B_2$.

Таким чином, приймається до впровадження II-й варіант, при цьому фактична ефективність від впровадження заходів по II-му варіанту призведе до економії газу і оцінюється аналогічно етапу I.

7.3.5. Кількість коштів, які доцільно використати для виконання III етапу і досягнення прогресивних норм визначається як 50 % від чистого прибутку, одержаного від економії палива на II-му етапі ($0,5 PI_2$).

7.3.6. На III етапі проводиться оцінка коштів, отриманих від економії газу, і приймається рішення щодо придбання сучасних котлів.

Додаток І

Нормативний коефіцієнт,
що враховує режим роботи котла, K_1

Тип котло-агрегату	Паливо	Значення коефіцієнту K_1 , при навантаженні, в % від номінального					
		90	80	70	60	50	40
		Парові котлоагрегати					
ГМ-50-1	Г	0,996	0,991	0,99	0,99	0,992	1
	М	0,999	0,997	0,996	0,996	0,997	1,001
ТП-35	М	1	1,001	1,002	1,005	1,008	1,011
	Г	0,999	0,999	1	1	1,002	1,007
ТП-30	М	0,995	0,993	0,99	0,99	0,993	1,001
	Г	1	1,001	1,002	1,007	1,012	1,017
ТС-20	М	1,002	1,006	1,011	1,016	1,021	1,028
	Г	1,004	1,011	1,018	1,026	1,032	1,037
ДКВР-20-13	М	0,995	0,99	0,99	0,995	1	1,005
	Г	0,997	0,996	0,996	0,998	0,999	1,001
ДКВР-10-13	М	0,996	0,993	0,991	0,992	0,994	0,998
	Г	0,993	0,998	0,993	0,997	1,003	1,011
ДКВР-6,5-13	М	0,999	0,998	0,999	1,002	1,007	1,014
	Г	1	1	1,001	1,002	1,008	1,02
ДКВР-4-13	М	0,997	0,994	0,992	0,991	0,991	0,994
	Г	1	1	1,001	1,005	1,011	1,019
ДКВР-2,5-13	Г	0,998	0,995	0,993	0,994	0,995	0,999
	М	0,998	0,997	0,998	1	1,003	1,008
ШБА-5	Г	0,999	0,999	1	1,001	1,001	1,003
	М	1,001	1,002	1,003	1,005	1,007	1,011
ШБА-3	Г	1,002	1,005	1,008	1,012	1,017	1,024
	М	1,002	1,006	1,009	1,018	1,03	1,044

Продовження додатка І

Тип котло-агрегату	Паливо	Значення коефіцієнту K_1 при навантаженні, в % від номінального					
		90	80	70	60	50	40
Шухова, т/год							
12	Г	0,998	0,996	0,995	0,994	0,993	0,992
9,5	Г	0,998	0,996	0,996	0,996	0,998	1,001
7,5	Г	0,999	0,999	0,999	0,999	1	1,002
4,7	Г	1,001	1,002	1,003	1,007	1,012	1,019
3,8	Г	0,999	0,999	1	1,004	1,011	1,03
3,2	Г	1,001	1,003	1,007	1,015	1,025	1,04
2	Г	1,002	1,007	1,012	1,018	1,024	1,033
Ланкашир-ський: 3,7							
2,5	Г	1,003	1,007	1,012	1,018	1,026	1,036
	Г	1,001	1,005	1,01	1,016	1,024	1,036
КРШ-5	Г	1,001	1,002	1,004	1,007	1,011	1,019
ВД-4-13	Г	1	1,001	1,003	1,005	1,008	1,012
ТМЗ-1/8	Г	1,002	1,005	1,009	1,015	1,023	1,034
БГД-28/8	Г	1,001	1,003	1,007	1,015	1,027	1,04
ММЗ-0,8/8	Г	1,005	1,012	1,023	1,036	1,05	1,065
Водогрійні котлоагрегати							
ПТБМ-100	Г	0,997	0,994	0,992	0,989	0,988	0,988
	М	0,999	0,999	1	1,001	1,002	1,004
ПТБМ-50	Г	0,997	0,994	0,992	0,99	0,983	0,988
	М	0,997	0,994	0,99	0,983	0,987	0,988
ТБГМ-30	Г	0,996	0,992	0,987	0,985	0,983	0,982
ПТБМ-30М	Г	0,997	0,995	0,993	0,991	0,988	0,996
ТБГ	Г	1,002	1,005	1,008	1,011	1,017	1,023
	М	1	0,994	0,988	0,986	0,987	1,002

Продовження додатка 1

Тип котло-агрегату	Паливо	Значення коефіцієнту K_i при навантаженні, в % від номінального					
		90	80	70	60	50	40
КСВ-2,0Гс	Г	0,998	0,996	0,994	0,989	0,974	0,974
КСВТ-3,15	Г	1	0,997	0,995	0,987	0,986	0,974
КСВа-2,0Гс	Г	1	0,99	0,985	0,98	0,975	0,975
КСВа-0,63Гн	Г	1	0,99	0,973	0,969	0,965	0,962
КСВ-2,9Г («Агат»)	Г	0,992	0,979	0,973	0,969	0,966	0,966
КБН-Г-2,5 (Дубак)	Г	1,0	0,991	0,982	0,978	0,975	0,969
КСВа-2,5Гс (Київ)	Г	1,0	0,996	0,989	0,984	0,982	0,984
КСВа-3Г «Дуганськ»	Г	1,0	0,994	0,987	0,987	0,986	0,986
КВАС-0,4	Г	1,006	0,983	0,982	0,976	0,972	0,981
КСВа-1,0	Г	0,998	0,995	0,985	0,976	0,968	0,968
ЕЛГА-0,4 Гн	Г	1,001	0,998	0,996	0,995	0,993	0,993
Секційні чавунні і сталеві (НР-18, НИИСТУ-5 та інші)	М	0,999	0,999	1	1,004	1,011	1,03

Примітка: Прийняті позначення - Г - газ, М - маут.

Додаток 2

Значення прогресивних індивідуальних норм витрат палива

Тип котло-агрегата	Номінальна теплотворність, МДж (Гкал/год)	Паливо, Г-газ, М-маут	Пас-портний (розрахунковий) к.к.д., %	Пас-портне (розрахункове) значення питомих витрат умовного палива, кг. у.п./ГДж, (кг. у.п./Гкал)	К.к.д. котлоагрегату при наявності утиліза-торів та ін. заходів, %	Прогресивна індивідуальна норма витрат умовного палива, кг. у.п./ГДж (кг. у.п./Гкал)	Прогресивна індивідуальна норма витрат умовного палива на 1 ГДж (1 Гкал) при навантаженні, в % від номінального, кг. у.п./ГДж (кг. у.п./Гкал)					
							90	80	70	60	50	40
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

І. Водогрійні котли

ПТВМ-100	116,3 (100)	Г	88,6	38,5 (161,2)	93,9	36,3 (152)	36,19 (151,5)	36,08 (151,08)	36,0 (150,78)	35,9 (150,33)	35,86 (150,17)	35,86 (150,17)
		М	86,8	39,3 (164,5)	92,0	37,1 (155,2)	37,06 (150,04)	37,06 (150,04)	37,1 (155,2)	37,14 (155,35)	37,17 (155,5)	37,25 (155,82)

Продовження додатка 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
КВ-ГМ -100	116,3 (100)	Г	93,0	36,7 (153,5)	98,6	34,6 (144,8)	34,5 (144,36)	34,4 (143,9)	34,3 (143,6)	34,2 (143,2)	34,18 (143,1)	34,18 (143,1)
		М	92,0	37,1 (155,2)	97,5	34,9 (146,4)	34,86 (146,25)	34,86 (146,25)	34,9 (146,4)	34,93 (146,54)	34,97 (146,7)	35,0 (147,0)
ПТБМ -50	58,15 (50)	Г	89,6	38,1 (159,4)	94,9	35,9 (150,4)	35,79 (149,95)	35,68 (149,2)	35,6 (149,2)	35,54 (148,5)	35,29 (147,8)	35,45 (148,6)
		М	87,8	38,8 (162,6)	93,0	36,7 (153,8)	36,6 (153,3)	36,5 (152,9)	36,3 (152,3)	36,1 (151,2)	36,2 (151,8)	36,26 (151,95)
КВ-ГМ -50	58,2 (50,0)	Г	92,5	36,9 (154,4)	98,0	34,8 (145,7)	34,7 (145,3)	34,6 (144,8)	34,5 (144,2)	34,5 (144,2)	34,2 (143,2)	34,4 (144)
		М	91,1	37,4 (156,7)	96,5	35,3 (147,9)	35,2 (147,5)	35,1 (147,0)	34,9 (146,4)	34,7 (145,4)	34,8 (147,9)	34,9 (146,1)
ПТБМ -30	46,52 (40,7)	Г	90,1	37,8 (158,5)	95,5	35,7 (149,5)	35,6 (149)	35,5 (148,8)	35,5 (148,5)	35,4 (148,2)	35,3 (147,7)	35,6 (148,9)
		М	87,9	38,8 (162,5)	93,1	36,6 (153,4)	36,5 (152,9)	36,4 (152,6)	36,3 (152,3)	36,2 (152)	36,2 (151,6)	36,5 (152,8)
КВ-ГМ -30	34,9 (30)	Г	89	38,3 (160,4)	94,3	36,1 (151,4)	34,9 (146,3)	35,8 (150,2)	35,6 (149,4)	35,6 (149,1)	35,5 (148,3)	35,5 (148,7)
		М	87	39,2 (164,1)	92,2	37,0 (154,9)	35,7 (149,6)	36,7 (153,7)	36,5 (152,9)	36,4 (152,6)	36,4 (152,3)	36,3 (152,1)

54

Продовження додатка 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
КВ-ГМ -20	23,3 (20)	Г	89	38,3 (160,4)	94,3	36,2 (151,4)	34,9 (146,3)	35,9 (150,2)	35,7 (149,3)	35,7 (149,1)	35,6 (148,8)	35,5 (148,7)
		М	87	39,2 (164,1)	92,2	36,9 (154,9)	36,9 (155,2)	37,1 (155,7)	37,8 (156,1)	37,3 (156,6)	37,5 (157,5)	37,7 (158,5)
КВ-ГМ -10	11,63 (10)	Г	92	37,1 (155,2)	97,5	34,9 (146,5)	35,0 (146,8)	35,1 (147,2)	35,2 (147,6)	35,3 (148,1)	35,5 (148,9)	35,7 (149,9)
		М	88	38,8 (162,3)	93,3	36,5 (153,1)	36,5 (153,1)	36,3 (152,2)	36,0 (151,3)	36,0 (151,0)	36,0 (151,0)	36,6 (153,4)
КВ-ГМ -6,5	7,56 (6,5)	Г	94,1	36,2 (151,8)	99,7	34,2 (143,2)	35,0 (146,8)	34,3 (143,5)	34,4 (143,9)	34,5 (144,3)	34,8 (145,6)	35,0 (146,5)
		М	90,2	37,8 (158,3)	95,6	35,7 (149,4)	35,7 (149,4)	35,5 (148,5)	35,3 (147,6)	35,2 (147,3)	35,2 (147,3)	35,8 (149,7)
КВ-ГМ -4	4,65 (4,0)	Г	93,9	36,3 (152,1)	99,5	34,3 (143,5)	34,4 (143,8)	34,5 (144,2)	34,6 (144,6)	34,7 (145,1)	34,9 (145,9)	35,1 (146,8)
		М	90,4	37,7 (158,0)	95,8	35,6 (149,1)	35,6 (149,1)	35,4 (148,2)	35,2 (147,3)	35,1 (147,0)	35,1 (147,1)	35,7 (149,4)
ТВГ -8М	9,3 (8,0)	Г	90,2	37,8 (158,3)	95,6	35,7 (149,3)	35,8 (149,6)	35,9 (150,0)	36,0 (150,5)	36,1 (150,9)	36,3 (151,8)	36,5 (152,7)
ТВГ -4Р	5,0 (4,3)	Г	90,5	37,7 (157,8)	95,9	35,6 (148,9)	35,7 (149,6)	35,8 (149,6)	35,9 (150,1)	36,0 (150,5)	36,2 (151,4)	36,4 (152,3)

55

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТВГ	2,9	Г	85	40,1	90,1	37,8	37,9	38,0	38,1	38,2	38,4	38,7
-2,5	(2,5)	М	82	41,6	86,9	39,2	39,2	39,0	38,7	38,6	38,7	39,3
			(174,1)			(164,3)	(164,3)	(163,3)	(162,3)	(162)	(162,2)	(164,6)
ТВГ	1,74	Г	88,0	38,75	93,2	36,6	36,7	36,8	36,9	37,0	37,2	37,4
-1,5	(1,5)			(162,3)		(153,2)	(153,5)	(153,9)	(154,4)	(154,9)	(155,8)	(156,7)
«Грач»	5,2	Г	94,0	36,3	95,4	35,7	Знаходиться в			35,7		
КВ-Г-	(4,5)			(151,9)		(149,7)	межах середнього			(149,7)		
-5,2-							значення					
-115												
КСВ	2,9	Г	92,1	37,0	93,4	36,5	—	—		36,5		
-2,9 Г	(2,5)			(155,0)		(152,9)				(152,9)		
КСВ	2,0	Г	91,3	37,3	92,7	36,8	—	—		36,8		
-1,86 Г	(1,72)			(156,4)		(154,0)				(154,0)		
КВН-Г	2,9	Г	93	36,7	94,4	36,1	—	—		36,1		
-2,5	(2,5)			(153,5)		(151,3)				(151,3)		
«Дрозд»	2,9	Г	95,2	35,8	96,6	35,3	—	—		35,3		
	(2,5)			(150)		(147,8)				(147,8)		
КСВа	2,5	Г	92,0	37,1	93,4	36,5	—	—		36,5		
-2,5 Гс	(2,15)			(155,2)		(152,9)				(152,9)		
(ВК-32)												

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
КСВа-	3,5	Г	92,0	37,1	93,4	36,5	Знаходиться в			36,5		
-3Г	(3,0)			(155,2)		(152,9)	межах середнього			(152,9)		
«Луганськ»							значення					
КСВ-	1,16	Г	91,0	37,5	92,4	36,9	—	—		36,9		
-1,16 Гн	(1,0)			(156,9)		(154,5)				(154,5)		
«ВК-31»												
КСВа-	3,15	Г	92,0	37,1	93,4	36,5	—	—		36,5		
-3,15 Гс	(2,7)			(155,2)		(152,9)				(152,9)		
«ВК-22»												
КСВТа-	3,0	Г	92,0	37,1	93,4	36,5	—	—		36,5		
-3 Гс	(2,55)			(155,2)		(152,9)				(152,9)		
КСВа-	2,0	Г	91,0	37,5	92,4	36,9	—	—		36,9		
-2,0 Гс	(1,72)			(156,9)		(154,5)				(154,5)		
КСВа-	1,25	Г	92,0	37,1	93,4	36,5	—	—		36,5		
-1,25	(1,07)			(155,2)		(152,9)				(152,9)		
(ВК-32К)												
КСВа-1,0	1,0	Г	91,0	37,5	92,4	36,9	—	—		36,9		
Гс, Гн	(1,86)			(156,9)		(154,5)				(154,5)		
КСВа-	0,63	Г	91,0	37,5	92,4	36,9	—	—		36,9		
-0,63 Гн	(0,54)			(156,9)		(154,5)				(154,5)		

Продовження додатка 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
КВас-Гн -0,8	0,83 (0,7)	Г	91,0	37,5 (156,9)	92,4	36,9 (154,5)	Знаходиться в межах середнього значення			36,9 (154,5)		
КВас-Гн -0,4	0,4 (0,34)	Г	91,5	37,3 (156,1)	92,9	36,7 (153,7)	— " —			36,7 (153,7)		
КВас-Гн -1,0	1,0 (0,86)	Г	91,0	37,5 (156,9)	92,4	36,9 (154,5)	— " —			36,9 (154,5)		
ТИП-100	0,85 (0,7)	Г	91,0	37,5 (156,9)	96,8	35,2 (147,5)	— " —			35,2 (147,5)		
ТИП-200	1,74 (1,5)	Г	91,0	37,5 (156,9)	96,8	35,2 (147,5)	— " —			35,2 (147,5)		
ТИП-300	2,5 (2,15)	Г	91,0	37,5 (156,9)	96,8	35,2 (147,5)	— " —			35,2 (147,5)		
НИКА -0,5 Гн	0,5 (0,43)	Г	91,0	37,5 (156,9)	96,8	35,2 (147,5)	— " —			35,2 (147,5)		
НИКА -1,0 Гн	1,0 (0,86)	Г	91,0	37,5 (156,9)	96,8	35,2 (147,5)	— " —			35,2 (147,5)		
Братск-II	1,0 (0,86)	Г	93,3	37,76 (158,1)	96,0	35,5 (148,6)	— " —			35,5 (148,6)		

58

Продовження додатка 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Братск-II	0,715 (0,618)	Г	90,0	37,88 (158,66)	95,8	35,6 (149,1)	Знаходиться в межах середнього значення			35,6 (149,1)		
Елга-0,25Гн	0,25 (0,21)	Г	91,0	37,5 96,8 (156,9)		35,2 (147,5)	— " —			35,2 (147,5)		
Факел-I	1,0 (0,86)	Г	91,0	37,5 (156,9)	96,8	35,2 (147,5)	— " —			35,2 (147,5)		
ПНИСТУ-		Г	83,0	41,1 (172)	88,3	38,6 (161,7)	38,4 (161)	38,36 (160,7)	38,3 (160,6)	38,36 (160,7)	38,4 (161)	38,5 (161,4)
-5		М	80,0	42,6 (178,5)	85,2	40 (167,8)	39,96 (167,6)	39,96 (167,6)	40,0 (167,8)	40,16 (168,5)	40,44 (169,6)	41,2 (172,8)
Універ- сал-3		Г	80	42,6 (178,5)	85,2	40,0 (167,8)	39,96 (167,6)	39,96 (167,6)	40 (167,8)	40,16 (168,5)	40,44 (169,6)	41,2 (172,8)
		М	70	48,7 (204)	74,4	45,8 (191,7)	45,6 (190,9)	45,6 (190,9)	45,8 (191,7)	45,98 (192,5)	46,3 (193,8)	47,17 (197,5)
Універ- сал-4		Г	79	43,2 (180,8)	84,0	40,6 (169,9)	40,4 (169,2)	40,35 (168,9)	40,3 (168,7)	40,35 (168,9)	40,4 (169,2)	40,5 (169,5)
		М	72	47,4 (198,3)	76,6	44,5 (186,4)	44,45 (186,2)	44,45 (186,2)	44,5 (186,4)	44,68 (187,1)	44,99 (188,5)	45,8 (191,9)

59

Продовження додатка 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Універ- сал-5		Г	85	40,1 (168)	94,0	37,7 (157,9)	37,5 (157,3)	37,47 (156,95)	37,4 (156,8)	37,47 (156,95)	37,5 (157,3)	37,6 (157,6)
		М	77	44,3 (185,5)	82,0	41,6 (174,3)	41,55 (174,12)	41,55 (174,12)	41,6 (174,3)	41,76 (175,0)	42,05 (176,2)	42,8 (179,5)
Універ- сал-6		Г	87	39,2 (164,1)	92,7	36,8 (154,2)	36,65 (153,6)	36,58 (153,3)	36,5 (153,1)	36,6 (153,2)	36,65 (153,6)	36,7 (153,9)
		М	80	42,6 (178,5)	85,2	40,0 (167,8)	39,96 (167,6)	39,96 (167,6)	40 (167,8)	40,16 (168,5)	40,44 (169,6)	41,2 (172,8)
Система Надточія		Г	83	41,1 (172)	88,3	38,6 (161,7)	38,4 (161)	38,36 (160,7)	38,3 (160,6)	38,36 (160,7)	38,4 (161)	38,5 (161,4)
		М	80	42,6 (178,5)	85,2	40,0 (167,8)	39,96 (167,6)	39,96 (167,6)	40 (167,8)	40,16 (168,5)	40,44 (169,6)	41,2 (172,8)
НР(4)		Г	77	44,3 (185,5)	82,0	41,6 (174,4)	41,55 (174,12)	41,55 (174,12)	41,6 (174,3)	41,76 (175)	42,05 (176,2)	42,8 (179,5)
		М	71	48,0 (201,1)	75,6	45,1 (189,0)	45 (188,8)	45 (188,8)	45,1 (189)	45,3 (189,7)	45,6 (191)	46,5 (194,7)
НР-17		Г	83	41,1 (172)	88,3	38,6 (161,7)	38,4 (161)	38,4 (160,7)	38,3 (160,6)	38,36 (160,7)	38,4 (161)	38,5 (161,4)
		М	80	42,6 (178,5)	85,2	40,0 (167,8)	39,96 (167,6)	39,96 (167,6)	40 (167,8)	40,16 (168,5)	40,44 (169,6)	41,2 (172,8)

09

Продовження додатка 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НР-18		Г	83	41,1 (172)	88,3	38,6 (161,7)	38,4 (161,0)	38,4 (160,7)	38,3 (160,6)	38,36 (160,7)	38,4 (161)	38,5 (161,4)
		М	80	42,6 (178,5)	85,2	40,0 (167,8)	39,96 (167,6)	39,96 (167,6)	40 (167,8)	40,16 (168,5)	40,44 (169,6)	41,2 (172,8)
Тула-3		Г	81	42,1 (176,3)	86,1	39,6 (165,7)	39,44 (165,0)	39,36 (164,7)	39,3 (164,5)	39,4 (164,7)	39,44 (165,0)	39,5 (165,4)
		М	75	45,5 (190,4)	79,7	42,8 (179,0)	42,75 (178,8)	42,75 (178,8)	42,8 (179,0)	43,0 (179,7)	43,3 (181,0)	44,1 (184,4)
Енергія- -6		Г	92	37,1 (155,2)	97,7	34,9 (145,9)	34,76 (145,3)	34,7 (145,0)	34,65 (144,9)	34,7 (145,0)	34,76 (145,3)	34,8 (145,6)
		М	79	43,2 (180,75)	83,9	40,6 (169,9)	40,4 (169,2)	40,35 (168,9)	40,3 (168,7)	40,35 (168,9)	40,4 (169,2)	40,5 (169,5)
Мінск-1		Г	85	40,1 (168,0)	90,4	37,7 (157,9)	37,5 (157,3)	37,47 (156,95)	37,4 (156,8)	37,47 (156,95)	37,5 (157,3)	37,6 (157,6)
		М	80	42,6 (178,5)	85,2	40,0 (167,8)	39,9 (167,6)	39,9 (167,6)	40,0 (167,8)	40,1 (168,5)	40,4 (169,6)	41,2 (172,8)
75-Д		Г	85	40,1 (168,0)	90,4	37,7 (157,9)	37,5 (157,3)	37,5 (156,95)	37,4 (156,8)	37,5 (156,95)	37,5 (157,3)	37,6 (157,6)
		М	80	42,6 (178,5)	85,2	40,0 (167,8)	39,9 (167,6)	39,9 (167,6)	40 (167,8)	40,1 (168,5)	40,4 (169,6)	41,2 (172,8)

10

Продовження додатка 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
КЧМ		Г	85	40,1 (168)	90,4	37,7 (157,9)	37,5 (157,3)	37,5 (156,95)	37,4 (156,8)	37,5 (156,95)	37,5 (157,3)	37,6 (157,6)
		М	80	42,6 (178,5)	85,2	40,0 (167,8)	39,9 (167,6)	39,9 (167,6)	40 (167,8)	40,1 (168,5)	40,4 (169,6)	41,2 (172,8)
II. Парові котли												
ГМ-50-1	50	Г	92,0	37,1 (155,2)	97,7	34,9 (145,9)	34,8 (145,3)	34,6 (144,6)	34,6 (144,6)	34,6 (144,6)	34,6 (144,6)	34,9 (145,9)
		М	90,7	37,6 (157,4)	96,6	35,3 (147,8)	35,3 (147,8)	35,2 (147,4)	35,2 (147,4)	35,2 (147,4)	35,2 (147,4)	35,3 (147,8)
ТП-35	35	М	92,0	37,1 (155,2)	96,9	35,2 (147,4)	35,2 (147,4)	35,2 (147,4)	35,3 (147,8)	35,4 (148,1)	35,5 (148,6)	35,6 (149,0)
ТП-30	30	Г	93,0	36,7 (153,5)	97,1	35,1 (147,1)	35,1 (147,0)	35,1 (147,0)	35,1 (147,1)	35,1 (147,1)	35,2 (147,4)	35,4 (148,1)
		М	92	37,1 (155,2)	96,3	35,4 (148,3)	35,2 (147,6)	35,2 (147,6)	35 (146,8)	35 (146,8)	35,2 (147,3)	35,4 (148,4)
ТС-20		Г	92,1	37 (155)	97,8	34,8 (145,7)	34,8 (145,7)	34,8 (145,7)	34,9 (146)	35,0 (146,7)	35,2 (147,4)	35,4 (148,2)
		М	91,9	37,1 (155,4)	97,7	34,9 (146,1)	35,0 (146,4)	35,1 (147,0)	35,3 (147,7)	35,5 (148,4)	35,6 (149,2)	35,9 (150,2)

62

Продовження додатка 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ДКВР-20-13	20,0	Г	90,6	37,6 (157,6)	96,6	35,3 (148,1)	35,4 (148,7)	35,7 (149,7)	35,9 (150,8)	36,2 (152)	36,4 (152,8)	36,6 (153,6)
		М	90,0	37,9 (158,7)	95,8	35,6 (149,2)	35,4 (148,5)	35,2 (147,7)	35,2 (147,7)	35,4 (148,5)	35,6 (149,2)	35,8 (149,9)
ДКВР-10-13	10,0	Г	91,8	37,1 (155,5)	97,7	34,9 (146,2)	34,8 (145,8)	34,8 (145,6)	34,8 (145,6)	34,8 (145,9)	34,9 (146,0)	34,9 (146,3)
		М	89,5	38,1 (159,5)	95,3	35,8 (149,9)	35,7 (149,3)	35,5 (148,9)	35,5 (148,6)	35,5 (148,7)	35,6 (149,0)	35,7 (149,6)
ДКВР-6,5-13	6,5	Г	91,8	37,1 (155,5)	97,7	34,9 (146,2)	34,7 (145,2)	34,5 (144,4)	34,7 (145,2)	34,8 (145,8)	35,0 (146,6)	35,3 (147,8)
		М	89,0	38,3 (160,4)	94,7	36,0 (150,8)	36,0 (150,6)	35,9 (150,5)	36,0 (150,6)	35,9 (150,3)	36,1 (151,3)	36,4 (152,5)
ДКВР-4-13	4,0	Г	90,8	37,5 (157,2)	97,6	35,3 (147,8)	35,3 (147,8)	35,3 (147,8)	35,3 (147,8)	35,3 (147,8)	35,6 (149)	36,0 (150,8)
		М	89,6	38,1 (159,4)	95,3	35,8 (149,9)	35,7 (149,3)	35,6 (149,0)	35,5 (148,7)	35,5 (148,6)	35,5 (148,6)	35,6 (149,0)
ДКВР-2,5-13	2,5	Г	90	37,9 (158,7)	95,8	35,6 (149,2)	35,6 (149,2)	35,6 (149,2)	35,6 (149,2)	35,8 (149,9)	36,0 (150,8)	36,3 (152)
ШБА-7		Г	86,9	39,2 (164,3)	92,6	36,8 (154,4)	36,7 (154,1)	36,6 (153,6)	36,5 (153,3)	36,6 (153,5)	36,6 (153,6)	36,8 (154,4)
		М	85,0	40,1 (168)	90,5	37,7 (157,9)	37,6 (157,6)	37,6 (157,6)	37,6 (157,6)	37,7 (157,9)	37,8 (158,4)	38 (159,2)

63

Продовження додатка 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ШБА-5		Г	85,2	40	90,7	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,7
				(167,6)		(157,5)	(157,5)	(157,5)	(157,5)	(157,5)	(157,5)	(158)
		М	82,8	41,2	88,1	38,7	38,7	38,8	38,8	38,9	39	39,1
				(172,5)		(162,2)	(162,4)	(162,7)	(162,7)	(163)	(163,3)	(164)
ШБА-3		Г	86,8	39,3	92,4	36,9	37	37,1	37,2	37,3	37,5	37,8
				(164,5)		(154,6)	(154,9)	(155,4)	(155,8)	(156,5)	(157,2)	(158,3)
		М	85	40,1	90,5	37,7	37,8	37,9	38,0	38,4	38,8	39,4
				(168)		(157,9)	(158,2)	(158,8)	(159,3)	(160,7)	(162,6)	(164,8)
Щухова	12,0	Г	87	39,2	92,7	36,8	36,7	36,7	36,7	36,6	36,5	36,5
				(164,1)		(154,3)	(154)	(154)	(154)	(153,4)	(153,2)	(153,2)
	9,5	Г	86,6	39,4	92,2	37	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	37
				(164,9)		(155)	(154,7)	(154,7)	(154,7)	(154,7)	(154,7)	(155)
	7,5	Г	86,4	39,5	91,9	37,1	37,1	36,7	36,7	36,7	37,1	37,1
				(165,3)		(155,4)	(155,2)	(154,8)	(154,8)	(154,8)	(155,2)	(155,4)
	4,7	Г	86	39,7	91,4	37,3	37,3	37,4	37,4	37,6	37,7	38
		Г	85,3	40	90,7	37,6	37,6	37,6	37,6	37,75	38	38,7
		Г	82,4	41,4	87,7	38,9	38,9	39	39,2	39,5	39,9	40,5
				(173,3)		(162,9)	(162,9)	(163,4)	(164)	(167,8)	(167)	(169,4)

64

Продовження додатка 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ланка-ширський	2,0	Г	81,8	41,7	87	39,2	39,3	39,5	39,7	39,9	40,1	40,5
				(174,6)		(164,1)	(164,4)	(165,2)	(166,1)	(167,1)	(168)	(169,5)
	3,7	Г	86,5	39,4	92,1	37	37,1	37,3	37,4	37,7	38	38,3
		Г	86,0	39,7	91,4	37,3	37,3	37,5	37,3	37,9	38,2	38,6
КВ-200,	0,2	Г	77	44,3	82	41,6	Знаходиться в межах середнього значення		42			
КВ-200М	0,3	М	74	46,1	78,8	43,3			(176,1)			
				(193)		(181,4)			44			
КВ-300,	0,3	Г	77	44,3	82	41,6	— " —		42			
КВ-300М	0,4	М	74	46,1	78,8	43,3			(175,8)			
				(193,0)		(181,4)			44			
ММЗ-0,4/8	0,4	Г	72	47,4	77	44,5	— " —		45			
		М	70	48,7	74,5	45,8			(188,4)			
				(204)		(191,7)			46			
									(192)			

65

Продовження додатка 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ММЗ-0,8/8	0,4	Г	72	47,4 (198,3)	77	44,5 (186,4)	Знаходиться в межах середнього значення			45 (188,4)		
		М	70	48,7 (204)	74,5	45,8 (191,7)				46 (192)		
Е-0,4/9Ж (МЗК-8Ж)	0,4	М	84	40,6 (169,9)	89,5	38,1 (159,7)	— " —			38,5 (161)		
Е-0,4/9Г (МЗК-8Г)	0,4	Г	86	39,7 (166)	91,4	37,3 (156)	— " —			37,6 (157)		
Е-1/9Г (МЗК-7Г)	1,0	Г	86	39,7 (166)	91,4	37,3 (156)	— " —			37,6 (157)		
Е-1/9Ж (МЗК-7Ж)	1,0	М	84	40,6 (169,9)	89,3	38,2 (159,7)	— " —			38,6 (161)		
Е-1/9М (ММЗ-1М)	1,0	М	82	41,6 (174,1)	87,2	39,1 (163,6)	— " —			39,5 (165)		
Системи Шухова-Берліна Серія А.АЕ	0,2-1,0	М	70	48,7 (204)	74,5	45,8 (191,7)	— " —			46 (192)		
		Г	72	47,4 (198,3)	76,6	44,5 (186,4)	— " —			45 (188)		

66

Продовження додатка 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Системи Бабкок-Вількокс		М	84	40,6 (170,0)	89,5	38,2 (159,8)	Знаходиться в межах середнього значення			38,6 (161)		
		Г	85,5	39,9 (167,0)	90,9	37,5 (157,0)				38 (159)		
ВВД-80-13,	2,0	Г	70	48,7 (204)	79	43,2 (180,8)	— " —			43,8 (183,3)		
ВВД-140-13,	4,0	М	68	50,1 (210)	75	45,5 (190,4)	— " —			45 (188)		
ВВД-200-13	6,5											
КРПШ-2-8,	2,0	Г	74	46,1 (193)	78,8	43,3 (181,4)	43,3 (181,4)	43,4 (181,8)	43,5 (182,1)	43,6 (182,7)	43,8 (183,4)	44,1 (184,8)
КРПШ-4-13,	4,0	М	72	47,4 (198,3)	76,5	44,55 (186,4)	44,6 (186,6)	44,6 (186,8)	44,7 (187,1)	44,8 (187,7)	45 (188,4)	45,4 (189,9)
КРПШ-4-13 (з пароперегрівником)	4,0											
КРПШ-6,5-13,	6,5	Г	75	45,5 (190,4)	80	42,8 (179)	42,8 (179,2)	42,9 (179,4)	43,0 (179,7)	43,1 (180,2)	43,3 (180,9)	43,6 (182,4)
КРПШ-6,5-13, (з пароперегрівником)	6,5	М	73	46,7 (195,6)	77,7	43,9 (183,9)	43,9 (184)	44,0 (184,2)	44,0 (184,6)	44,2 (185,2)	44,4 (185,9)	44,7 (187,4)

67

Примітка: Прогресивна індивідуальна норма витрат умовного палива визначається при номінальній теплопродуктивності котлоагрегату, при наявності утилізаторів і впровадженні інших заходів.

Нижче наводяться контрольні індивідуальні норми витрат газу (в кг у.п./Гкал) для окремих типів котлоагрегатів:

ПТВМ-100	— 166;	НР-18	— 204;	Шухова 3,2	— 192;
ПТВМ-50	— 166;	Тула-3	— 200;	Шухова 2,0	— 192;
ПТВМ-30	— 166;	Энергия-6	— 200;	Ланкаширський 3,7	— 195;
ТВГ-8М	— 172;	Минск-1	— 182;	Ланкаширський 2,5	— 195;
ТВГ-4Р	— 174;	ДКВР-20-13	— 172;	Е-0,4/9Г (МЗК-8Г)	— 175;
НИИСТУ-5	— 187;	ДКВР-10-13	— 172;	Е-1/9Г (МЗК-7Г)	— 176;
Универсал-3	— 185;	ДКВР-6,5-13	— 172;	Системи Шухова-	
Универсал-4	— 185;	ДКВР-4-13	— 176;	Берліна. Серія А,	
				АЕ	— 192.
Универсал-5	— 185;	ДКВР-2,5-13	— 176;		
Универсал-6	— 185;				
Системи					
Надточія	— 194;				

Планові норми не повинні перевищувати значення контрольних норм.

Витрата пари на розігрів мазуту в цистернах, мазутовоках та резервних ємкостях [3]

Температура мазуту в цистернах, мазутовоках, резервних ємкостях, °С	Витрата нормальної пари на розігрів мазуту, кг на 1 т мазуту					
	в заливничих цистернах та мазутовоках		в резервних ємкостях			
	Марка мазуту					
	Філотський	М-40	М-100	Філотський	М-40	М-100
-15	33,1	42,6	71	26,5	34,1	56,8
-14	32,2	41,6	70	25,7	33,3	56
-13	31,2	40,7	69,1	25	32,6	55,3
-12	30,3	39,7	68,2	24,3	31,3	54,5
-11	29,3	38,8	67,2	23,5	31,1	53,8
-10	28,4	37,8	66,3	22,7	30,3	53
-9	27,4	36,9	65,3	21,9	29,5	52,2
-8	26,5	35,9	64,4	21,2	28,7	51,5
-7	25,5	35	63,4	20,4	28	50,7
-6	24,6	34,1	62,5	19,7	27,3	50
-5	23,6	33,1	61,5	18,9	26,5	49,2
-4	22,7	32,2	60,6	18,2	25,7	48,5
-3	21,7	31,2	59,6	17,4	25	47,7
-2	20,8	30,3	58,7	16,6	24,3	46,9
-1	19,8	29,3	57,7	15,9	23,5	46,2
0	18,9	28,4	56,8	15,1	22,7	45,4
+1	17,9	27,4	55,8	14,4	21,9	44,7
+2	17	26,5	54,9	13,6	21,2	43,9
+3	16,1	25,5	53,9	12,8	20,4	43,1
+4	15,2	24,5	53	12,1	19,7	42,4
+5	14,2	23,6	52	11,3	18,9	41,6
+6	13,2	22,7	51,1	10,6	18,2	40,9
+7	12,3	21,7	50,2	9,8	17,4	40,1
+8	11,3	20,8	49,2	9	16,6	39,4
+9	10,4	19,8	48,3	8,3	15,9	38,6
+10	9,4	18,9	47,3	7,6	15,1	37,8
+11	8,5	17,9	46,4	6,8	14,4	37,1
+12	7,5	17	45,4	6	13,6	36,1
+13	6,6	16,1	44,5	5,3	12,8	35,6
+14	5,6	15,2	43,5	4,5	12,1	34,8
+15	4,7	14,2	42,6	3,8	11,3	34,1
+16	3,7	13,2	41,6	3	10,6	33,3
+17	2,8	12,3	40,7	2,3	9,8	32,5

Продовження додатку 3

Температура мазуту в цистернах, мазутовозах, резервних ємкостях, °С	Витрата нормальної пари на розігрів мазуту, кг на 1 т мазуту					
	в залізничних цистернах та мазутовозах		в резервних ємкостях			
	Марка мазуту					
	Флотський	М-40	М-100	Флотський	М-40	М-100
+18	1,8	11,3	39,7	1,5	9	31,8
+19	0,9	10,4	38,8	0,7	8,3	31
+20	—	9,4	37,8	—	7,6	30,3
+21	—	8,5	36,9	—	6,8	29,5
+22	—	7,5	35,9	—	6	28,7
+23	—	6,6	35	—	5,3	28
+24	—	5,6	34,1	—	4,5	27,3
+25	—	4,7	33,1	—	3,8	26,5
+26	—	3,7	32,2	—	3	25,7
+27	—	2,8	31,2	—	2,3	25
+28	—	1,8	30,3	—	1,5	24,3
+29	—	0,9	29,3	—	0,7	23,5
+30	—	—	28,4	—	—	22,7
+31	—	—	27,4	—	—	21,9
+32	—	—	26,5	—	—	21,2
+33	—	—	25,5	—	—	20,4
+34	—	—	24,6	—	—	19,7
+35	—	—	23,6	—	—	18,9
+36	—	—	22,7	—	—	18,2
+37	—	—	21,7	—	—	17,4
+38	—	—	20,8	—	—	16,6
+39	—	—	19,8	—	—	15,9
+40	—	—	18,9	—	—	15,1
+41	—	—	17,9	—	—	14,4
+42	—	—	17	—	—	13,6
+43	—	—	16,1	—	—	12,8
+44	—	—	15,2	—	—	12,1
+45	—	—	14,2	—	—	11,3
+46	—	—	13,2	—	—	10,6
+47	—	—	12,3	—	—	9,8
+48	—	—	11,3	—	—	9
+49	—	—	10,4	—	—	8,3
+50	—	—	9,4	—	—	7,6
+51	—	—	8,5	—	—	6,8
+52	—	—	7,5	—	—	6
+53	—	—	6,6	—	—	5,3
+54	—	—	5,6	—	—	4,5
+55	—	—	4,7	—	—	3,8

Продовження додатку 3

Температура мазуту в цистернах, мазутовозах, резервних ємкостях, °C	Витрата нормальної пари на розігрів мазуту, кг на 1 т мазуту					
	в залізничних цистернах та мазутовозах		в резервних ємкостях			
	Марка мазуту					
	Філотський	M-40	M-100	Філотський	M-40	M-100
+56	—	—	3,7	—	—	3
+57	—	—	2,8	—	—	2,3
+58	—	—	1,8	—	—	1,5
+59	—	—	0,9	—	—	0,7
+60	—	—	—	—	—	—

ПЕРЕЛІК

газових пальників, що пройшли державні випробування і рекомендовані для впровадження

№№ з/п	Найменування, тип	Розробник (виробник)	Область застосування	Номінальна теплова потужність, МВт	Тиск газу при номінальній потужності, кПа	Тиск повітря при номінальній потужності	Витрата газу номінальна (мінімальна), $\text{нм}^3/\text{год}$	Коефіцієнт робочого регулювання	Коефіцієнт надлишку повітря при номінальній потужності	Збільшення коефіцієнта надлишку повітря в діапазоні регулювання	Вміст шкідливих домішок в продуктах згоряння (при $\alpha = 1$)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Пальник газовий подовий типу ГТТС	Інститут «УкрНДІ-інжпроект», м.Київ	Спалювання газу в котлоагрегатах малої та середньої потужності	0,544	0,7	3,5 кПа	54,4 (15,02)	3,62	1,12	0,2	Окис вуглецю 0,048%, NO_x - 17 $\text{мг}/\text{м}^3$

72

Продовження додатку 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Пальник газовий подовий інжекційний з пневмоавтоматикою АГК-М	Інститут газу НАН України	Котли малої потужності	0,695	0,863	—	70,1 (32,34)	2,189	1,05	—	CO - 0,01- 0,015%
3	Пальник газовий інжекційний подовий типу ГІГ	МНПІ «Теплоеконладка», м.Полтава	Спалювання газу в водогрійних котлах потужністю до 0,86 МВт	0,88	1,0	—	86,0 (25,5)	3,65	1,13	0,2	CO - 0,0426%

73

Продовження додатку 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	Пальник газовий ГТВ-МГП-100 з автоматикою БСАУС-3В	БМУ-24 тресту «Укркомлектмонаж»	Водогрійні котли теплопостужності 0,5-1,25 МВт	1,07	1,96	1,3 кПа		1,86	1,07	0,02	CO-0,032% NO _x -240мг/м ³
5	Пальник газовий ГМ-1200	ПК «Промтехобслуговування», м.Київ	Паровий котел ДЕ-16/141М	11,172	0,278 кгс/см ²	208 кгс/см ²		3,08	1,11	0,07	CO-0,047% NO _x -85 мг/м ³
6	Пальник газовий ГГС-Б-2.2	ДНДІСТ, м.Київ (Івано-Франківський котельнозварювальний завод №63)	Опалювальні водогрійні котли	2,274	16,2	1,08 кПа	229,9	4,32	1,05	—	CO-0,0429% NO _x -120,5мг/м ³

74

Продовження додатку 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	Пальник газомазутний ГМ-5,5/7М	Теплоно-ва фабрика, м.Прилуки Чернігівської області	Котлоагрегати ДКВР-10/13, що працюють на попутному газі середнього тиску	8,067	11,5		544,81	3,06	1,11	0,2	CO - 0,0064% NO _x -90 мг/м ³
8	Пальник газомазутний дуттєвий ГМ-10М	Тепло-центр, м.Кривий Ріг	Котлоагрегати типу ДЕ-16/14ГМ	9,642	22,4	2,0 кПа	978,3	2,23	1,37	0,71	CO - 0,04%
9	Пальник газомазутний дуттєвий типу ГМГ-4М (модернізований)	«Юж-енерго-лег-пром»	Котлоагрегати типу ДКВР-6,5/13	4,38	12,2	0,9 кПа	438	2,23	1,05	0,13	CO - 0,0064%

75

Продовження додатку 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	Пальник газомазутний дуттєвий типу ГМГ-2М (модернізований)	Завод «Льмари́не»	Котлоагрегати типу ДКВР-4/13	1,75	13,5	0,5 кПа	176,5	1,84	1,18		CO - 0,0457% NO _x - 242 мг/м ³
11	Пальник газомазутний блочний RGMS - 11/1-Д	Фірма «Weishaupt», Німеччина	Водогрійні та парові котли	3,31	102 мбар	170 кгс/м ²		3,52	1,11	0,05	CO - 0,013% NO _x - 95 мг/м ³
12	Пальник комбінований блочний типу GRP - 106П	А/о «Oiton» Фінляндія	Котли з паддувом теплопроводування до 1,5 МВт	1,46 (газ) 1,65 (мазут)	12,0	0,9	157	1,78	1,06	0,1	CO - 0,01% NO _x - 100 мг/м ³

76

Продовження додатку 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
13	Пальник газомазутний блочний RGMS - 70/2-A	Фірма «Weishaupt», Німеччина	Водогрійні та парові котли	1,96-8,4				4,29	1,08	0,1	CO - 0,008% NO _x - 132 мг/м ³
14	Пальник газовий блочний G - 70/2A	Фірма «Weishaupt», Німеччина	Водогрійні та парові котли	1,89-8,482				4,48	1,07	0,1	CO - 0,01% NO _x - 130 мг/м ³
15	Пальник блочний типу GG A 28K	VEB Wärmehaushaltsanlagen Stumppendorf	Спалювання газу E35 з тепловою згорання 3200-3600 ккал/м ³	0,273 Гкал/ч			32,24	10,1	1,056		CO - 0% NO _x - 105 мг/м ³

77

Продовження додатку 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
16	Пальник газовий типу DG-50	Фірма «SA-АСКЕ»	Водогрійні котлоагрегати	4,2			426,8	2,134	1,1		
17	Пальник газовий типу DG-100	Фірма «SA-АСКЕ»	Водогрійні котлоагрегати	7,08			719,5	2,26	1,09		
18	Пальник газовий типу МДТ-400	Київський політехнічний інститут	Водогрійні та парові котлоагрегати	3,11	17,3 кПа	0,4	304	5,1	1,14	0,2	CO-0,05% NO _x -110 мг/м ³

78

Продовження додатку 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
19	Пальник газовий блочний ГТВ-1,0	МП «Сусір'я», м.Фастів	Спалювання газу низького тиску в автоматизованих котлах теплопродуктивністю до 0,8 МВт	1,16	1,2	1,15	117	2,0	1,05		CO-0,01% NO _x -183 мг/м ³
20	Пальник газовий блочний ГТС-Б-1,4ПРМ	ЗАТ «Промінь», м.Київ	Спалювання природного газу в опалювальних водогрійних котлах	1,41	1,0	0,65	141,1	4,0	1,07		CO-0,04% NO _x -142 мг/м ³

79

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
21	Пальник газовий блочний ГТС-Б-2,2ІРМ	ЗАТ «Промінь», м.Київ	Спалювання природного газу в опалювальних водогрійних котлах	2,2	16,0	1,3	222	4,0	1,05		CO- 0,001% NO _x - 193 мг/м ³
22	Пальник газовий блочний ГТС-БМ-2,2	НИИСТ (з-д «Факел», м.Фастів)	— " —	2,2	12,5	1,25	224	4,0	1,06		CO- 0,004% NO _x - 93 мг/м ³
23	Пальник газовий блочний ГТС-Б-3,5	НИИСТ (МП «Енергія»)	— " —	2,67	18,0	0,9	267	2,5	1,05		CO- 0,005% NO _x - 149 мг/м ³

80

81

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Постанова Кабінету Міністрів України від 15 липня 1997 р. № 780 «Про порядок нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів у суспільному виробництві».
2. Основні методичні положення з нормування витрат паливно-енергетичних ресурсів у суспільному виробництві, затверджені Наказом Держкоменергозбереження України № 93 від 14 жовтня 1997 року.
3. Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні. КТМ 204 України 244-94. Київ 1995 р.
4. Методические указания по нормированию расхода топлива на выработку и отпуск тепла котельными теплового хозяйства Минжилкомхоза УССР. РДМУ 204 УССР 050-85. Київ 1986 р.
5. Данные инвентаризации энергоиспользующего оборудования теплового хозяйства Украины и разработка на этой основе предложений по улучшению его технико-экономических показателей. УкрНДІнжпроект. м.Київ. 1993 р.
6. Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий. М. ОНТИ АКХ им.К.Д.Памфилова. 1987 г.
7. Рекомендации по оптимальному распределению переменной тепловой нагрузки между котлоагрегатами отопительных котельных РД 204 УССР 232-90. УкрНДІнжпроект. м.Київ. 1990 р.
8. Строительный каталог. Инженерное оборудование зданий и сооружений. Раздел 84. Дымососы и дутьевые вентиляторы. М. Сантехпроект.
9. Каталог промышленных газовых горелок, прошедших государственные испытания в 1991-1996 г.г.
10. Звіт про науково-дослідну роботу «Розробка методичних рекомендацій по використанню механізму економічного стимулювання виробників і споживачів енергоресурсів до економічного їх використання». Київ. 1995 г. Комунекономіка.

ЗМІСТ

1. Загальні положення	3
2. Вихідні дані, що використовуються для визначення норм витрат палива	6
3. Інженерна методика до розрахунків планових норм витрат палива	8
4. Інженерна методика до розрахунків прогресивних норм витрат палива	13
5. Рекомендації щодо ефективного використання палива в опалювальних котельнях за рахунок впровадження організаційно-технічних заходів	20
6. Матеріальне стимулювання робітників, спеціалістів та керівників теплопостачальних організацій за економію палива	35
7. Приклади	39
Додатки:	
1. Нормативний коефіцієнт, що враховує режим роботи котла, K_f	50
2. Значення прогресивних індивідуальних норм витрат палива	53
3. Витрата пари на розігрів мазуту в цистернах, мазутовозах та резервних ємкостях	69
4. Перелік газових пальників, що пройшли державні випробування і рекомендовані для впровадження	72
Список літератури	81