

**Обґрунтування
щодо прийняття постанови НКРЕКП «Про затвердження Методики
визначення витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів для
врахування в тарифах на теплову енергію, її виробництво,
транспортування та постачання»**

Відповідно до статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» для ефективного виконання завдань державного регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП, Регулятор), зокрема, *розробляє і затверджує порядки (методики) формування, розрахунку та встановлення державних регульованих цін і тарифів для суб'єктів природних монополій у сферах енергетики та комунальних послуг, а також для інших суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, якщо відповідні повноваження надані Регулятору законом.*

Чинними методологіями формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, механізми яких визначенні Порядком формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з постачання теплової енергії і постачання гарячої води, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 01.06.2011 № 869 та Порядком формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, затвердженим постановою НКРЕКП від 25.06.2019 № 1174, зокрема передбачено, що *нормування втрат теплової енергії в теплових мережах та питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів, які використовуються для виробництва, транспортування та постачання теплової енергії, здійснюється в установленому законодавством порядку відповідно до міжгалузевих, галузевих та регіональних методик, інших нормативних документів з нормування витрат та втрат ресурсів, у яких враховуються основні особливості технологічних процесів конкретного виробництва.*

Слід зазначити, що на сьогодні втратили чинність частина нормативно-правових актів, що врегульовували питання з нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів, зокрема, постанова Кабінету Міністрів України від 15.07.1997 № 786 «Про порядок нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів у суспільному виробництві» та наказ Державного Комітету України з енергозбереження від 22.10.2002 № 112 «Про затвердження Основних положень з нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів у суспільному виробництві».

Водночас, чинні на сьогодні, документи використовують різну термінологію, містять протиріччя та потребують уточнення механізмів визначення планових витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів, зокрема виходячи із наявного досвіду використання сучасного котельного обладнання, теплоутилізаторів та ізоляційних матеріалів.

Зважаючи на вищевикладене, Департаментом із регулювання відносин у сферах теплопостачання та забезпечення енергетичної ефективності в галузях енергетики та комунальних послуг (далі – Департамент) спільно з USAID Проектом енергетичної безпеки (ПЕБ) у рамках реалізації Програми «Підтримка НКРЕКП в удосконаленні нормативної бази для встановлення тарифів у сфері централізованого теплопостачання», розроблений проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Методики визначення витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів для врахування в тарифах на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання».

На виконання вимог Регламенту Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 06.12.2016 № 2133 на засіданні НКРЕКП, що проводилось у формі відкритого слухання 12 липня 2022 року, було схвалено проєкт рішення, що має ознаки регуляторного акта, – постанову НКРЕКП «Про затвердження Методики визначення витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів для врахування в тарифах на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання» (далі – проєкт постанови).

Проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Методики визначення витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів для врахування в тарифах на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання» розроблено з метою:

забезпечення виконання функцій та повноважень НКРЕКП, передбачених чинним законодавством, зокрема розроблення та затвердження порядків (методик) формування, розрахунку та встановлення державних регульованих цін і тарифів для суб'єктів природних монополій у сферах енергетики та комунальних послуг;

удосконалення нормативно-правової бази державного регулювання сфери теплопостачання у частині узагальнення положень чинних методик нормування витрат та втрат ресурсів, застосування єдиної термінології та уніфікації підходів до механізмів визначення витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів, рекомендацій щодо переліку заходів, спрямованих на скорочення неефективних витрат і втрат паливно-енергетичних ресурсів, оптимізації їх споживання, підвищення надійності і безперебійності роботи системи теплопостачання і забезпечення її життєздатності тощо.

Відповідно до положень статті 15 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та глави 3 Порядку проведення відкритого обговорення проєктів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП

від 30 березня 2017 року № 866, повідомлення про оприлюднення проєкту постанови, схвалений проєкт постанови разом з матеріалами, що обґрунтовують необхідність прийняття такого рішення, та відповідний аналіз його впливу 14 липня 2022 року було оприлюднено шляхом розміщення на офіційному вебсайті НКРЕКП з метою одержання зауважень і пропозицій від інших органів державної влади, фізичних та юридичних осіб, їх об'єднань та інших заінтересованих осіб за посиланням:

<https://www.nerc.gov.ua/news/oprilyudnyuyetsya-proyekt-postanovi-metodika-viznachennya-vitrat-ta-vtrat-palivno-energetichnih-resursiv-dlya-vrahuvannya-v-tarifah-na-teplovu-energiyu> .

Зауваження і пропозиції до зазначеного проєкту постанови від інших органів державної влади, фізичних та юридичних осіб, їх об'єднань та інших заінтересованих осіб у період з 14.07.2022 до 03.08.2022 (включно) не надходили. Відповідно, на офіційному вебсайті НКРЕКП розміщено зазначену інформацію за посиланням:

<https://www.nerc.gov.ua/news/nkrekp-informuye-pro-vidsutnist-zauvazhen-do-proyektu-metodika-viznachennya-vitrat-ta-vtrat-palivno-energetichnih-resursiv-dlya-vrahuvannya-v-tarifah-na-teplovu-energiyu> .

Враховуючи зазначене, Департамент із регулювання відносин у сферах теплопостачання та забезпечення енергетичної ефективності в галузях енергетики та комунальних послуг пропонує прийняти постанову НКРЕКП «Про затвердження Методики визначення витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів для врахування в тарифах на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання».

**Директор Департаменту із
регулювання відносин у сферах
теплопостачання та забезпечення
енергетичної ефективності в галузях
енергетики та комунальних послуг**

Овчаренко Р.Л.



ПРОЄКТ

**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ
(НКРЕКП)**

ПОСТАНОВА

Київ

№ _____

Про затвердження Методики визначення витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів для врахування в тарифах на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання

Відповідно до законів України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», «Про державне регулювання у сфері комунальних послуг» і «Про теплопостачання» та з метою встановлення єдиного підходу до визначення витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів, які враховуються у тарифах на теплову енергію, її виробництво, транспортування магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами та постачання, Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

ПОСТАНОВЛЯЄ:

1. Затвердити Методику визначення витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів для врахування в тарифах на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, що додається.

2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

Голова НКРЕКП

К. Ущатовський

ЗАТВЕРДЖЕНО

Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

_____ № _____

МЕТОДИКА

визначення витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів для врахування в тарифах на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання

1. Загальні положення

1.1. Ця Методика визначає механізм визначення витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів суб'єктами природних монополій і суб'єктами господарювання на суміжних ринках, які провадять або мають намір провадити господарську діяльність з виробництва теплової енергії, її транспортування магістральними і місцевими (розподільчими) тепловими мережами (далі – транспортування) та постачання, які є ліцензіатами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП), Ради міністрів Автономної Республіки Крим, обласних, Київської та Севастопольської міських державних адміністрацій (далі – ліцензіати).

Визначені ліцензіатами за цією Методикою витрати та втрати паливно-енергетичних ресурсів враховуються у тарифах на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання.

1.2. Ця Методика не застосовується для визначення витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів для врахування в тарифах:

на виробництво теплової енергії теплоелектроцентралями, теплоелектростанціями, атомними електростанціями, когенераційними установками;

на теплову енергію, її виробництво на установках з використанням альтернативних джерел енергії для потреб установ та організацій, що фінансуються з державного чи місцевого бюджету, а також для потреб населення, порядок формування та встановлення яких визначено частинами четвертою та п'ятою статті 20 Закону України «Про теплопостачання».

1.3. У цій Методичі терміни вживаються в таких значеннях:

базовий період – календарний рік, що передує планованому періоду;

планований період – період, на який здійснюється формування тарифів;
розрахункові втрати теплової енергії в теплових мережах – обсяг теплової енергії, що втрачається під час її транспортування тепловими мережами внаслідок витoku та охолодження теплоносія у тепловій мережі, який визначається на планований режим роботи відповідно до вимог цієї Методики, міжгалузевих, галузевих методик, інших документів з визначення витрат та втрат ресурсів, і визначається у гігакалоріях та відсотках від обсягу надходження теплової енергії до теплової мережі;

фактичні втрати теплової енергії в теплових мережах – різниця між обсягом теплової енергії, що надійшла в теплову мережу, та обсягом відпуску теплової енергії з теплової мережі для власних господарських потреб ліцензованої діяльності у сфері теплопостачання і потреб споживачів теплової енергії, що визначається з використанням вузлів технічного та комерційного обліку теплової енергії (за наявності) у гігакалоріях та відсотках від обсягу надходження теплової енергії до теплової мережі.

Інші терміни в цій Методиці вживаються у значеннях, наведених у Законі України «Про теплопостачання», Методиці формування, розрахунку та встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, затвердженій постановою НКРЕКП, Правилах технічної експлуатації теплових установок і мереж, затверджених наказом Міністерства палива та енергетики України від 14 лютого 2007 року № 71 (далі – наказ № 71), та інших нормативно-правових актах у сферах теплопостачання та комунальних послуг.

1.4. Визначені за цією Методикою на планований період втрати теплової енергії в теплових мережах, витрати на паливо та електричну енергію для технологічних потреб виробництва, транспортування та постачання теплової енергії порівнюються з аналогічними фактичними показниками. Якщо зазначені фактичні показники перевищують відповідні показники, визначені за цією Методикою, ліцензіат аналізує причини відхилень, розробляє заходи, спрямовані на їх усунення (крім тих, що не залежать від ліцензіата), та включає їх до планів виконання планово-попереджувальних робіт та інвестиційної програми. Приблизний (але не вичерпний) перелік заходів, спрямованих на скорочення неефективних витрат і втрат паливно-енергетичних ресурсів, оптимізацію їх споживання, підвищення надійності і безперебійності роботи системи теплопостачання і забезпечення її життєздатності, наведений у додатку 1 до цієї Методики.

1.5. НКРЕКП за результатами аналізу фактичних даних ліцензіатів переглядає показників втрат та витрат, що визначаються відповідно до цієї Методики, один раз на три роки у період до 31 травня.

2. Формування річного плану виробництва, транспортування, постачання теплової енергії

2.1. Річний план виробництва, транспортування, постачання теплової енергії на планований період, зокрема корисний відпуск теплової енергії, формується з урахуванням вимог Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, затвердженої постановою НКРЕКП.

Основними показниками річного плану виробництва, транспортування, постачання теплової енергії є:

- обсяг виробництва теплової енергії джерелами теплової енергії;
- витрати теплової енергії на власні потреби джерел теплової енергії;
- обсяг відпуску теплової енергії з колекторів джерел теплової енергії;
- обсяг надходження теплової енергії, виробленої іншими суб'єктами господарювання, до теплових мереж ліцензіата;
- обсяг надходження теплової енергії до теплових мереж ліцензіата, усього;
- обсяг надходження теплової енергії ліцензіата до теплових мереж інших операторів зовнішніх інженерних мереж;
- втрати теплової енергії в теплових мережах ліцензіата;
- втрати теплової енергії ліцензіата в теплових мережах інших операторів зовнішніх інженерних мереж;
- обсяг корисного відпуску теплової енергії з теплових мереж ліцензіата, у тому числі обсяг відпуску теплової енергії інших суб'єктів господарювання, господарські потреби для провадження ліцензованої діяльності у сфері теплопостачання, обсяг реалізації теплової енергії власним споживачам ліцензіата.

Показники річного плану виробництва, транспортування, постачання теплової енергії формуються помісячно за кожним джерелом теплової енергії.

2.2. Обсяг відпуску теплової енергії ($Q^{\text{Від.}}$) з колекторів джерел теплової енергії визначається як сума обсягів реалізації теплової енергії власним споживачам ліцензіата і на господарські потреби для провадження ліцензованої діяльності у сфері теплопостачання та обсягу втрат теплової енергії, виробленої ліцензіатом, у теплових мережах ($Q_{\text{т.м.}}$).

2.3. Обсяг виробництва теплової енергії ($Q^{\text{Вир.}}$) джерелами теплової енергії визначається як сума обсягу відпуску теплової енергії ($Q^{\text{Від.}}$) з колекторів джерел теплової енергії та обсягу витрат теплової енергії на власні потреби ($Q^{\text{Вл.П.}}$) джерел теплової енергії.

2.4. Обсяг виробництва теплової енергії котельнею ($Q_{\text{кот.}}^{\text{Вир.}}$) визначається за формулою

$$Q_{\text{КОТ.}}^{\text{Вир.}} = \frac{Q_{\text{КОТ.}}^{\text{Від.}}}{1 - \frac{K_{\text{КОТ.}}^{\text{Вл.П.}}}{100}}, \text{ Гкал (МВт}\cdot\text{год) (1 Гкал = 1,1622 МВт}\cdot\text{год)}, \quad (1)$$

де $Q_{\text{КОТ.}}^{\text{Від.}}$ – обсяг відпуску теплової енергії з котельні;
 $K_{\text{КОТ.}}^{\text{Вл.П.}}$ – частка від обсягу виробництва теплової енергії котельнею, визначена відповідно до пункту 2.5 цієї глави.

2.5. Обсяг витрат теплової енергії на власні потреби котелень визначається в Гкал (МВт·год) як частка від обсягу виробництва теплової енергії котелень відповідно до розділу 4 Норм та вказівок по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні (далі – КТМ 204 Україна 244-94), затверджених Державним комітетом України по житлово-комунальному господарству 14 грудня 1993 року.

У разі відсутності даних для розрахунку відповідно до вимог розділу 4 КТМ 204 Україна 244-94 використовуються показники, наведені в таблиці 2.1, з урахуванням вимог пункту 4.2 глави 4 цієї Методики (у разі необхідності передбачити планування додаткових розпалів котлів).

У випадку перевищення визначеного відповідно до вимог абзаців першого і другого цього пункту обсягу витрат теплової енергії на власні потреби котелень над його значенням за базовий період, для врахування в річному плані виробництва, транспортування, постачання теплової енергії приймається обсяг витрат теплової енергії на власні потреби котелень за базовий період.

Таблиця 2.1. Витрати теплової енергії на власні потреби котелень, %

Складові витрат теплової енергії на власні потреби котелень	Газоподібне паливо	Тверде паливо	Рідке паливо
Продукція парових котлів паропродуктивністю, т/год			
до 10	0,13	0,13	0,13
більше 10	0,06	0,06	0,06
Обдувка котлів	-	0,36	0,32
Дуття під решітку котлів	-	2,5	-
Мазутне господарство	-	-	1,6
Паровий розпил мазуту	-	-	4,5
Підігрівання повітря в калориферах	-	1,3	1,2
Ежектор дрібоочистки	-	0,11	0,17
Технологічні потреби хімводоочистки, деаерації, опалення і господарські потреби котельні, витрати з опромінюванням теплоти паропроводами, насосами, баками тощо, витік, випарення при опробуванні і виявленні пошкоджень в устаткуванні і невраховані витрати	2,2	2,0	1,7

Примітки:

1. Показники встановлені на підставі таких даних: величина продувки котлів продуктивністю 10 т/год – 10 %, понад 10 т/год – 5 %; повернення конденсату 90 – 95 % від кількості пари, що виробляється котлами; температура конденсату, що повертається, 90 °С; температура додаткової води для ХВО 5 °С; марка мазуту М-100; підігрів мазуту від 5 до 105 °С; дрібоочистка прийнята для котлів паропроодуктивністю 25 т/год, що працюють на сірчистому мазуті, бурому вугіллі та вугіллі марки АРШ з витратою пари на ежектор 1500 кг/год при тискові 1,37 МПа (14 кгс/см²) та температурі 280 – 330 °С; витрата палива на розпал прийнята виходячи з такої кількості розпалів на рік: шість розпалів – після простою тривалістю до 12 год, три розпали – після простою тривалістю понад 12 год; витрата пари на калорифери для підігріву мазуту перед повітропідігрівачем передбачена для котлів паропроодуктивністю 25 т/год та вище і таких, що працюють на сірчистому мазуті, бурому вугіллі марки АРШ.

2. За наявності резервного палива в котельні необхідно ураховувати витрату теплоти на підігрів палива.

3. Розрахунок втрат теплової енергії в теплових мережах

3.1. Обсяг втрат теплової енергії в теплових мережах включається до річного плану виробництва, транспортування, постачання теплової енергії, з подальшим врахуванням у тарифах на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання.

3.2. Обсяг втрат теплової енергії в теплових мережах залежить від їх протяжності та діаметрів, способу прокладки, типу та стану теплоізоляції, ґрунтових умов, строку служби, умов експлуатації та визначається розрахунковим методом з урахуванням результатів відповідних випробувань технічно справних трубопроводів (здійснених за вимогами підпункту 6.3.64 пункту 6.3 розділу 6 наказу № 71). Результати випробувань необхідно оформляти актом.

У разі неможливості проведення випробувань ліцензіат складає відповідний акт із зазначенням причин їх непроведення.

Обсяг втрат теплової енергії в теплових мережах на планований період визначається відповідно до вимог пунктів 3.3 – 3.10 цієї глави.

3.3. Обсяг втрат теплової енергії в теплових мережах ($Q_{\text{т.м.}}$) ліцензіата визначається в Гкал (МВт·год) і є сумою обсягу втрат теплової енергії з витоком теплоносія з трубопроводів ($Q_{\text{вит.}}$) та обсягу втрат теплової енергії за рахунок охолодження теплоносія в трубопроводах ($Q_{\text{о.т.}}$) і визначається за формулою

$$Q_{\text{т.м.}} = Q_{\text{вит.}} + Q_{\text{о.т.}}, \text{ Гкал.} \quad (2)$$

3.4. Обсяг втрат теплової енергії з витоком теплоносія з трубопроводів ($Q_{\text{вит.}}$) визначається за формулою

$$Q_{\text{вит.}} = 0,5 \times C_{\text{в}} \times G_{\text{вит.}} \times (t_{\text{п}}^{\text{ср.}} + t_{\text{з}}^{\text{ср.}} - 2 \times t_{\text{х.в.}}) \times 10^{-3}, \text{Гкал (МВт}\cdot\text{год)}, \quad (3)$$

де $C_{\text{в}}$ – питома теплоємність теплоносія, що за відсутності даних для водяних теплових мереж дорівнює 4,187 кДж/(кг °С) (1 ккал/(кг °С));

$G_{\text{вит.}}$ – витік теплоносія із відповідної ділянки теплових мереж без урахування витоку теплоносія з систем теплоспоживання споживачів, що визначається відповідно до вимог пункту 3.5 цієї глави, т. Під час визначення витоку теплоносія не враховуються витрати води на наповнення теплопроводів і систем теплоспоживання у разі їх планового ремонту, підключення нових ділянок мережі і споживачів, проведення випробувань (на міцність і щільність, розрахункову температуру, теплові і гідравлічні втрати);

$t_{\text{п}}^{\text{ср.}}$, $t_{\text{з}}^{\text{ср.}}$ – середня у планованому періоді температура теплоносія в подавальному та зворотному трубопроводах теплової мережі відповідно (визначається виходячи із затвердженого температурного графіка відповідної ділянки теплової мережі), °С;

$t_{\text{х.в.}}$ – температура холодної водопровідної води, якою здійснюється підживлення теплових мереж, яка за відсутності даних для водяних теплових мереж приймається в опалювальний період на рівні +5 °С, у міжопалювальний період – на рівні +15 °С.

Втрати теплової енергії, пов'язані із витоком із мереж гарячого водопостачання, визначаються відповідно до Методики визначення технологічних нормативів витрат та втрат гарячої води у системах централізованого постачання гарячої води, затвердженої наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 10 квітня 2018 року № 86.

3.5. Витік теплоносія ($G_{\text{вит.}}$) визначається за формулою

$$G_{\text{вит.}} = G_{\text{вит.ср.}} \times \gamma \times n, \quad (4)$$

де $G_{\text{вит.ср.}}$ – середньорічний витік теплоносія з водяних теплових мереж, що приймається ліцензіатом на рівні даних базового періоду або на рівні 0,25 % у годину від середньорічного об'єму теплоносія в теплових мережах, у випадку якщо середньорічний витік теплоносія за базовий період перевищує зазначені 0,25 %, куб. м/год. Якщо середньорічний витік теплоносія за базовий період перевищує зазначені 0,25 %, ліцензіат розробляє заходи щодо його скорочення, які передбачає в плані виконання планово-попереджувальних робіт та в інвестиційній програмі;

γ – густина води при середній температурі води в подавальному та зворотному трубопроводах, т/куб. м;

n – кількість годин роботи теплової мережі в планованому періоді.

3.6. Обсяг втрат теплової енергії за рахунок охолодження теплоносія в трубопроводах ($Q_{\text{о.т.}}$) є сумою обсягу втрат у теплових мережах підземної

прокладки ($Q_{п.т.м.}$), у тому числі транзитних трубопроводів, у подавальних трубопроводах надземної прокладки ($Q_{п.н.т.м.}$) та у зворотних трубопроводах надземної прокладки ($Q_{з.н.т.м.}$).

3.7. Обсяг втрат теплової енергії в теплових мережах визначається в Гкал (МВт·год) за формулами:

для трубопроводів підземної прокладки

$$Q_{п.т.м.} = Q_{п.т.м.}^{роз.} \times K; \quad (5)$$

для подавальних трубопроводів надземної прокладки

$$Q_{п.н.т.м.} = Q_{п.н.т.м.}^{роз.} \times K_{п}; \quad (6)$$

для зворотних трубопроводів надземної прокладки

$$Q_{з.н.т.м.} = Q_{з.н.т.м.}^{роз.} \times K_{з}, \quad (7)$$

де $Q_{п.т.м.}^{роз.}$, $Q_{п.н.т.м.}^{роз.}$, $Q_{з.н.т.м.}^{роз.}$ – розрахункові обсяги втрат теплової енергії відповідно в трубопроводах підземної прокладки, подавальних та зворотних трубопроводах надземної прокладки;

K , $K_{п}$, $K_{з}$ – уточнюючі коефіцієнти для трубопроводів підземної прокладки, подавальних та зворотних трубопроводах надземної прокладки, що визначаються в результаті теплотехнічних випробувань (у разі непроведення теплотехнічних випробувань уточнюючі коефіцієнти приймаються рівними 1).

3.8. Розрахункові обсяги втрат теплової енергії в трубопроводах підземної прокладки, подавальних та зворотних трубопроводах надземної прокладки визначаються за проектними даними, а за їх відсутності виходячи із показників теплових втрат для різних типів прокладки, відповідно до положень нормативно-правових актів та документів, згідно з якими зазначені теплові мережі були запроектовані, у Гкал (МВт·год) за формулами:

для трубопроводів підземної прокладки

$$Q_{п.т.м.}^{роз.} = \sum \beta \times q_{п} \times l \times n \times 10^{-6}; \quad (8)$$

для подавальних трубопроводів надземної прокладки

$$Q_{п.н.т.м.}^{роз.} = \sum \beta \times q_{пн} \times l \times n \times 10^{-6}; \quad (9)$$

для зворотних трубопроводів надземної прокладки

$$Q_{з.н.т.м.}^{роз.} = \sum \beta \times q_{зн} \times l \times n \times 10^{-6}, \quad (10)$$

де β – коефіцієнт, який враховує додаткові втрати, що виникають на опорах, арматурі, компенсаторах, та приймається для відкритого повітря, непрохідних каналів, тунелів і приміщень: для металевих трубопроводів на рухомих опорах, умовним діаметром до 150 мм – 1,2; 150 мм та більше – 1,15; для металевих трубопроводів на підвісних опорах – 1,05; для неметалевих

трубопроводів на підвісних та рухомих опорах – 1,7; для неметалевих трубопроводів ізольованих сумісно із обладнанням – 1,2; на підвісних та рухомих опорах – 1,7; при груповій прокладці неметалевих трубопроводів на суцільному настилі – 2,0; при безканалній прокладці – 1,15;

$q_p, q_{пн}, q_{зн}$ – питомі показники густини теплового потоку через ізольовану поверхню трубопроводів для різних типів прокладки, відповідно до положень нормативно-правових актів та документів, згідно з якими зазначені мережі були запроєктовані (наведені у таблицях 3.1 – 3.11), Вт/м;

l – довжина ділянок теплової мережі, що характеризується однаковим діаметром трубопроводу та типом прокладки, м;

n – планована кількість годин транспортування теплоносія ділянкою теплової мережі, год.

При визначенні обсягу теплових втрат для теплових мереж, що прокладені із застосуванням теплоізоляційного шару з пінополіуретану, фенольного поропласту ФЛ або з використанням попередньо теплоізольованих трубопроводів, приймаються дані проектних рішень, а за їх відсутності розрахунок здійснюється за вимогами цієї глави. При цьому значення показників густини теплового потоку слід визначати з урахуванням додаткового коефіцієнта, наведеного у таблиці 3.13.

3.9. Питомі показники густини теплового потоку через ізольовану поверхню трубопроводів різних діаметрів, запроєктованих до введення в дію з 01 січня 1990 року «Строительных норм и правил «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» (СНиП 2.04.14-88), визначаються шляхом лінійної інтерполяції (або екстраполяції) між табличними значеннями питомих показників густини теплового потоку:

для підземної прокладки (q_p) при різниці температур 52,5 і 65 °С (або 65 і 75 °С) на різницю середньорічних температур теплоносія (визначається як середня температура подавального та зворотного трубопроводів у планованому періоді та ґрунту (за відсутності даних щодо середніх температур ґрунту на глибині закладання трубопроводів приймається на рівні +5 °С в опалювальний період та +15 °С у міжопалювальний період) для відповідної ділянки теплової мережі (таблиця 3.1);

для надземної прокладки подавальних та зворотних трубопроводів ($q_{пн}, q_{зн}$) при різниці температур 70 і 95 °С (або 95 і 120 °С) для подавальних трубопроводів та 45 і 70 °С для зворотних трубопроводів. Інтерполяція виконується на різницю середньої температури теплоносія в планованому періоді у відповідному трубопроводі і температури зовнішнього повітря (таблиця 3.2);

для паропроводів надземної прокладки інтерполяція виконується на різницю середньої температури теплоносія в планованому періоді в паропроводі і температури зовнішнього повітря (таблиця 3.3).

Таблиця 3.1. Питомі показники густини теплового потоку через ізольовану поверхню трубопроводів при двотрубному підземному безканалному прокладанні та при прокладанні в непрохідних каналах з розрахунковою середньорічною температурою ґрунту +5 °С на глибині закладання трубопроводів

Умовний діаметр трубопроводу, мм	Двотрубної прокладки при різниці середньорічних температур теплоносія та ґрунту 52,5 °С	Двотрубної прокладки при різниці середньорічних температур теплоносія та ґрунту 65 °С	Двотрубної прокладки при різниці середньорічних температур теплоносія та ґрунту 75 °С
	Питомі показники лінійної густини теплового потоку, Вт/м		
25	52	60	67
50	65	75	84
65	75	86	95
80	80	93	102
100	88	102	111
150	109	124	136
200	131	151	165
250	154	174	190
300	173	195	212
350	191	212	234
400	209	235	254
450	230	259	280
500	251	282	303
600	286	321	345
700	316	355	379
800	354	396	423
900	387	433	463
1000	426	475	506

Таблиця 3.2. Питомі показники густини теплового потоку через ізольовану поверхню устаткування і трубопроводів при розміщенні на відкритому повітрі з розрахунковою середньорічною температурою зовнішнього повітря +5 °С

Умовний діаметр трубопроводу, мм	Різниця середньорічних температур теплоносія та повітря, °С			
	45	70	95	120
	Питомі показники лінійної густини теплового потоку, Вт/м			
25	17	27	36	44
40	21	31	42	52
50	24	35	46	57
65	29	41	52	64
80	32	44	58	70
100	36	50	64	78
125	41	56	70	86
150	44	58	75	93
175	49	67	85	102
200	53	70	90	110
250	61	81	101	124
300	70	93	116	139
350	82	108	132	157
400	95	122	148	174
450	103	131	158	186
500	110	139	168	197
600	121	154	186	220
700	133	168	204	239
800	157	195	232	270
900	180	220	261	302
1000	209	255	296	339
1400	267	325	377	441

Таблиця 3.3. Питомі показники густини теплового потоку через ізольовану поверхню паропроводу при розміщенні на відкритому повітрі з розрахунковою середньорічною температурою зовнішнього повітря +5 °С

Умовний діаметр трубопроводу, мм	Температура теплоносія, °С					
	150	200	250	300	350	400
	Питомі показники лінійної густини теплового потоку, Вт/м					
25	53,3	71,9	89,3	107,9	125,3	143,8
50	67,3	90,5	111,3	113,4	155,4	177,5
70	76,5	99,7	125,3	148,5	171,7	197,2
80	82,3	107,9	132,2	157,7	183,3	208,8
100	89,3	117,1	145,0	171,7	199,5	226,2
150	109,0	139,2	171,7	203,0	237,8	266,8
175	119,5	150,8	187,9	222,7	258,7	290,0
200	127,6	162,4	203,0	241,3	278,4	313,2
250	145,0	185,6	229,0	270,3	310,9	353,8
300	162,4	208,8	255,2	301,6	348,0	394,4
350	180,9	230,8	278	328,3	378,1	429,2
400	200,7	252,9	301,6	354,9	408,3	461,7
450	214,6	272,6	324,8	382,8	435,0	487,2
500	227,3	284,2	348,0	406,0	464,0	522,0
600	252,9	319,0	382,8	446,6	510,4	580
700	276,1	344,5	415,3	487,2	556,8	628,7
800	308,5	385,8	461,7	538,2	620,6	696,0
900	343,3	510,4	510,4	697,4	678,6	759,8
1000	382,2	562,6	562,6	655,4	742,4	835,2
1400	498,8	730,8	730,8	858,4	974,4	1090,4

3.10. Питомі показники густини теплового потоку через ізольовану поверхню трубопроводів різних діаметрів, запроєктованих після введення в дію з 01 січня 1990 року «Строительных норм и правил «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» (СНиП 2.04.14-88), визначаються шляхом лінійної інтерполяції (або екстраполяції) між табличними значеннями питомих показників густини теплового потоку, наведених у таблицях 3.4 – 3.12 цієї глави:

для підземної прокладки ($q_{пн}$) при різниці температур теплоносія та ґрунту, що врахована при проектуванні теплових мереж, на різницю середніх температур теплоносія (визначається як середня температура теплоносія в планованому періоді) та ґрунту (за відсутності даних щодо середніх температур ґрунту на глибині закладання трубопроводів приймається +5 °С в опалювальний період та +15 °С у міжопалювальний період) для відповідної ділянки теплової мережі;

для надземної прокладки ($q_{пн}$, $q_{зн}$) та при розміщенні в приміщенні і тунелі відносно різниці температури теплоносія та температури навколишнього середовища, врахованої при проектуванні. Інтерполяція виконується на різницю

середньої температури теплоносія у планованому періоді у відповідному трубопроводі і плановану температуру навколишнього середовища.

3.11. Температуру навколишнього середовища, враховану при проєктуванні, слід приймати за даними, врахованими при проєктуванні, а за їх відсутності:

температуру зовнішнього повітря – за даними СНиП 2.01.01-82 «Строительные нормы и правила «Строительная климатология и геофизика» (для мереж, спроектованих після 01 листопада 2011 року за даними ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 Будівельна кліматологія) для трубопроводів, що працюють 5000 годин та менше, як середню температуру повітря за опалювальний період, а для трубопроводів, що працюють більше 5000 годин, середню температуру в році;

температуру ґрунту для трубопроводів, що працюють 5000 годин та менше – на рівні +5 °С, для трубопроводів, що працюють більше 5000 годин, – на рівні +10 °С;

температуру навколишнього середовища для ізольованих трубопроводів, розміщених у приміщеннях, – на рівні +20 °С;

температуру навколишнього середовища для трубопроводів, розміщених у тунелях, – на рівні +40 °С.

3.12. У тарифах на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання можуть урахуватися втрати в теплових мережах, відмінні від розрахункових, відповідно до Порядку урахування втрат теплової енергії в теплових мережах у тарифах на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання, затвердженого постановою НКРЕКП від 01 липня 2016 року № 1214.

Таблиця 3.4. Питомі показники густини теплового потоку через ізольовану поверхню устаткування і трубопроводів при розміщенні на відкритому повітрі та кількості годин роботи на рік понад 5000

Умовний діаметр трубопроводу, мм	Середня температура теплоносія, °С			
	20	50	100	150
	Питомі показники лінійної густини теплового потоку, Вт/м			
15	4	10	20	30
20	5	11	22	34
25	5	13	25	37
40	7	15	29	44
50	7	17	31	47
65	9	19	36	54
80	10	21	39	58
100	11	24	43	64
125	12	27	49	70

150	14	30	54	77
200	18	37	65	93
250	21	43	75	106
300	25	49	84	118
350	28	55	93	131
400	30	61	102	142
450	33	65	109	152
500	36	71	119	166
600	42	82	136	188
700	48	92	151	209
800	53	103	167	213
900	59	113	184	253
1000	65	124	201	275
Криволінійні поверхні діаметром більше 1020 мм і пласкі	Питомі показники поверхневої густини теплового потоку, Вт/м ²			
	19	35	54	70

Примітка. Проміжні значення показників густини теплового потоку слід визначати інтерполяцією.

Таблиця 3.5. Питомі показники густини теплового потоку через ізольовану поверхню устаткування і трубопроводів при розміщенні на відкритому повітрі та кількості годин роботи на рік 5000 і менше

Умовний діаметр трубопроводу, мм	Середня температура теплоносія, °С			
	20	50	100	150
	Питомі показники лінійної густини теплового потоку, Вт/м			
15	5	11	22	34
20	6	13	25	38
25	6	15	28	42
40	8	18	33	49
50	9	19	36	53
65	10	23	41	61
80	11	25	45	66
100	13	28	50	73
125	15	32	56	81
150	18	35	63	89
200	22	44	77	109
250	26	51	88	125
300	30	59	101	140
350	35	66	112	155
400	38	73	122	170
450	41	80	132	182
500	45	88	143	197
600	53	100	165	225

700	60	114	184	250
800	67	128	205	278
900	75	141	226	306
1000	83	155	247	333
Криволінійні поверхні діаметром більше 1020 мм і пласкі	Питомі показники поверхневої густини теплового потоку, Вт/м ²			
	25	44	71	88

Примітка. Проміжні значення показників густини теплового потоку слід визначати інтерполяцією.

Таблиця 3.6. Питомі показники густини теплового потоку через ізольовану поверхню устаткування і трубопроводів при розміщенні в приміщенні та тунелі і кількості годин роботи на рік понад 5000

Умовний діаметр трубопроводу, мм	Середня температура теплоносія, °С		
	50	100	150
	Питомі показники лінійної густини теплового потоку, Вт/м		
15	8	18	28
20	9	20	32
25	10	22	35
40	12	26	41
50	13	28	44
65	15	32	50
80	16	35	54
100	18	39	60
125	21	44	66
150	24	49	73
200	29	59	88
250	34	68	100
300	39	77	112
350	44	85	124
400	48	93	135
450	52	101	145
500	57	109	156
600	67	125	179
700	74	139	199
800	84	155	220
900	93	170	241
1000	102	186	262
Криволінійні поверхні діаметром більше 1020 мм та пласкі	Питомі показники поверхневої густини теплового потоку, Вт/м ²		
	29	50	68

Примітки:

1. При розміщенні ізолюваних поверхонь у тунелі до показників густини слід вводити коефіцієнт 0,85.
2. Проміжні значення показників густини теплового потоку слід визначати інтерполяцією.

Таблиця 3.7. Питомі показники густини теплового потоку через ізолювану поверхню устаткування і трубопроводів при розміщенні в приміщенні та тунелі і кількості годин робіт на рік 5000 і менше

Умовний діаметр трубопроводу, мм	Середня температура теплоносія, °С		
	50	100	150
Питомі показники лінійної густини теплового потоку, Вт/м			
15	9	20	31
20	10	22	35
25	11	25	39
40	13	29	46
50	15	32	49
65	17	37	57
80	20	41	62
100	22	45	69
125	25	51	77
150	28	56	85
200	36	70	103
250	42	81	118
300	48	92	133
350	53	103	147
400	60	113	162
450	64	122	173
500	71	132	188
600	81	152	215
700	91	170	239
800	102	190	265
900	114	209	292
1000	125	229	318
Криволінійні поверхні діаметром більше 1020 та плоскі	Питомі показники поверхневої густини теплового потоку, Вт/м ²		
	36	63	85

Примітки:

1. При розміщенні ізолюваних поверхонь у тунелі до показників густини слід вводити коефіцієнт 0,85.
2. Проміжні значення показників густини теплового потоку слід визначати інтерполяцією.

Таблиця 3.8. Питомі показники густини теплового потоку через ізольовану поверхню паропроводів з конденсатопроводами при їхньому спільному прокладанні в непрохідних каналах, Вт/м

Умовний діаметр трубопроводу, мм		Паропровід	Конденсатопр від	Паропровід	Конденсатопр овід
Паро провід	Конденсато провід	Розрахункова температура теплоносія, °С			
		115	100	150	100
		Питомі показники лінійної густини теплового потоку, Вт/м			
25	25	28	22	36	22
30	25	29	22	38	22
40	25	31	22	40	22
50	25	34	22	43	22
65	30	38	25	51	25
80	40	44	27	55	27
100	40	47	27	59	27
125	50	52	29	64	29
150	70	56	33	69	32
200	80	65	35	81	35
250	100	73	38	90	38
300	125	80	41	100	40
350	150	88	46	108	45
400	180	94	51	115	50
450	200	101	54	124	53
500	250	108	61	132	60
600	300	121	67	147	66
700	300	131	67	159	66
800	300	142	67	172	66

Примітка. Проміжні значення показників густини теплового потоку слід визначати інтерполяцією.

Таблиця 3.9. Питомі показники густини теплового потоку через ізольовану поверхню трубопроводів двотрубних водяних мереж при прокладанні в непрохідних каналах при кількості годин роботи на рік 5000 і менше, Вт/м

Умовний діаметр трубопроводу, мм	Трубопровід			
	подавальний	зворотний	подавальний	зворотний
	Середньорічна температура теплоносія, °С			
	65	50	90	50
Питомі показники лінійної густини теплового потоку, Вт/м				
25	18	12	26	11
30	19	13	27	12
40	21	14	29	13
50	22	15	33	14
65	27	19	38	16

80	29	20	41	17
100	33	22	46	19
125	34	23	49	20
150	38	26	54	22
200	48	31	66	26
250	54	35	76	29
300	62	40	87	32
350	68	44	93	34
400	76	47	109	37
450	77	49	112	39
500	88	54	126	43
600	98	58	140	45
700	107	63	163	47
800	130	72	181	48
900	138	75	190	57
1000	152	78	199	59
1200	185	86	257	66
1400	204	90	284	69

Таблиця 3.10. Питомі показники густини теплового потоку через ізольовану поверхню трубопроводів двотрубних водяних мереж при прокладанні в непрохідних каналах при кількості годин роботи на рік понад 5000, Вт/м

Умовний діаметр трубопроводу, мм	Трубопровід			
	подавальний	зворотний	подавальний	зворотний
	Середньорічна температура теплоносія, °С			
	65	50	90	50
	Питомі показники лінійної густини теплового потоку, Вт/м			
25	16	11	23	10
30	17	12	24	11
40	18	13	26	12
50	20	14	28	13
65	23	16	34	15
80	25	17	36	16
100	28	19	41	17
125	31	21	42	18
150	32	22	44	19
200	39	27	54	22
250	45	30	64	25
300	50	33	70	28
350	55	37	75	30
400	58	38	82	33
450	67	43	93	36
500	68	44	98	38
600	79	50	109	41
700	89	55	126	43

800	100	60	140	45
900	106	66	151	54
1000	117	71	158	57
1200	144	79	185	64
1400	152	82	210	68

Примітки:

1. Розрахункові середньорічні температури води у водяних теплових мережах 65, 90 °С відповідають температурним графікам 95 – 70, 150 – 70 °С.

2. Проміжні значення показників густини теплового потоку слід визначати інтерполяцією.

Таблиця 3.11. Питомі показники густини теплового потоку через ізольовану поверхню трубопроводів при двотрубному підземному безканалному прокладанні водяних теплових мереж при кількості годин роботи на рік 5000 і менше, Вт/м

Умовний діаметр трубопроводу, мм	Трубопроводи водяних теплових мереж			
	подавальний	зворотний	подавальний	зворотний
	Середньорічна температура теплоносія, °С			
	65	50	90	50
Питомі показники лінійної густини теплового потоку, Вт/м				
25	36	27	48	26
50	44	34	60	32
65	50	38	67	36
80	51	39	69	37
100	55	42	74	40
125	61	46	81	44
150	69	52	91	49
200	77	59	101	54
250	83	63	111	59
300	91	69	122	64
350	101	75	133	69
400	108	80	140	73
450	116	86	151	78
500	123	91	163	83
600	140	103	186	94
700	156	112	203	100
800	169	122	226	109

Примітки:

1. Проміжні значення показників густини теплового потоку слід визначати інтерполяцією.

2. Розрахункові середньорічні температури води у водяних мережах 65, 90 °С відповідають температурним графікам 95 – 70, 150 – 70 °С.

Таблиця 3.12. Питомі показники густини теплового потоку через ізольовану поверхню трубопроводів при двотрубному підземному безканалному прокладанні водяних теплових мереж при кількості годин роботи на рік понад 5000, Вт/м

Умовний діаметр трубопроводу, мм	Трубопроводи водяних теплових мереж			
	подавальний	зворотний	подавальний	зворотний
	Середньорічна температура теплоносія, °С			
	65	50	90	50
Питомі показники лінійної густини теплового потоку, Вт/м				
25	33	25	44	24
50	40	31	54	29
65	45	34	60	33
80	46	35	61	34
100	49	38	65	35
125	53	41	72	39
150	60	46	80	43
200	66	50	89	48
250	72	55	96	51
300	79	59	105	56
350	86	65	113	60
400	91	68	121	63
450	97	72	129	67
500	105	78	138	72
600	117	87	156	80
700	126	93	170	86
800	140	102	186	93

Примітки:

1. Проміжні значення показників густини теплового потоку слід визначати інтерполяцією.

2. Розрахункові середньорічні температури води у водяних мережах 65, 90 °С відповідають температурним графікам 95 – 70, 150 – 70 °С.

Таблиця 3.13. Коефіцієнт K2, що враховує зміну питомих показників густини теплового потоку при застосуванні теплоізоляційного шару з пінополіуретану, фенольного поропласту ФЛ або з використанням попередньо теплоізольованих трубопроводів при безканалній прокладці

Матеріал теплоізоляційного шару	Умовний діаметр трубопроводу, мм			
	25 – 65	80 – 150	200 – 300	350 і більше
Коефіцієнт K2				
Пінополіуретан, фенольний поропласт ФЛ	0,5	0,6	0,7	0,8
Попередньо теплоізольовані трубопроводи при	при теплопровідності ізоляції із спіненого пінополіуретану 0,033 Вт/(м °С)			

двотрубному підземному безканальному прокладанні	Умовний діаметр трубопроводу, мм		
	25 – 50	65 – 400	500 і більше
	Коефіцієнт K2		
	0,36	0,4	0,36
	при теплопровідності ізоляції із спіненого пінополіуретану 0,027 Вт/(м °С)		
	Коефіцієнт K2		
	0,3	0,33	0,3

4. Розрахунок витрат палива для технологічних потреб виробництва теплової енергії

4.1. Загальні витрати палива для технологічних потреб виробництва теплової енергії включають витрати палива на виробництво теплової енергії та витрати палива на розпал котлів.

Витрати палива для технологічних потреб виробництва теплової енергії визначаються в умовних (кг у. п.) та натуральних (куб. м, кг тощо) одиницях помісячно за кожним джерелом теплової енергії (котельнею) з урахуванням основних особливостей технологічних процесів конкретного виробництва та сумарно за джерелами теплової енергії ліцензіата. Одиницею вимірювання енергії природного газу є кВт·год (МВт·год).

4.2. Загальні витрати умовного палива для технологічних потреб виробництва теплової енергії сумарні ($V_{\text{сум.}}^{\text{ум.}}$) визначаються за формулою

$$V_{\text{сум.}}^{\text{ум.}} = \sum_{i=1}^n V_{\text{кот.}}^{\text{ум.}} \quad (11)$$

де $V_{\text{кот.}}^{\text{ум.}}$ (n – кількість котельних) – плановані витрати умовного палива котельнею, що визначаються за формулою

$$V_{\text{кот.}}^{\text{ум.}} = \sum_{i=1}^n V_{\text{к.}}^{\text{ум.}} \quad (12)$$

де $V_{\text{к.}}^{\text{ум.}}$ (n – кількість котлів) – плановані витрати умовного палива котлом, що визначаються за формулою

$$V_{\text{к.}}^{\text{ум.}} = V_{\text{к.вир.}}^{\text{ум.}} + V_{\text{к.розп.}}^{\text{ум.}} \quad (13)$$

де $V_{\text{к.вир.}}^{\text{ум.}}$ – плановані витрати умовного палива на виробництво теплової енергії котлом, що визначаються за формулою

$$B_{\text{к.вир.}}^{\text{ум.}} = Q_{\text{к.}}^{\text{вир.}} \times b_{\text{к.}}^{\text{роз.}}, \quad (14)$$

де $b_{\text{к.}}^{\text{роз.}}$ – планована індивідуальна питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії котлом, прийнята до розрахунку, що визначається в кг у. п./Гкал (кг у. п./МВт·год (1 кг у. п./Гкал = 0,859 кг у. п./ МВт·год), як результат порівняння планованих індивідуальних питомих витрат умовного палива, режимної ($b_{\text{к.}}^{\text{реж.}}$) та граничної ($b_{\text{к.}}^{\text{гран.}}$), розрахованих відповідно до пунктів 4.7 – 4.9 цієї глави. Якщо $b_{\text{к.}}^{\text{реж.}} > b_{\text{к.}}^{\text{гран.}}$, $b_{\text{к.}}^{\text{роз.}} = b_{\text{к.}}^{\text{гран.}}$, в іншому випадку $b_{\text{к.}}^{\text{роз.}} = b_{\text{к.}}^{\text{реж.}}$;

$Q_{\text{к.}}^{\text{вир.}}$ – обсяг виробництва теплової енергії котлом на планований період, Гкал (МВт·год). Розподіл обсягу виробництва теплової енергії на планований період між котлами здійснюється виходячи із необхідної кількості котлів (без урахування аварійних, законсервованих, виведених із експлуатації) та з урахуванням їх оптимального завантаження для досягнення найбільш економічного режиму роботи джерела теплової енергії (котельні) у планованому періоді;

$B_{\text{к.розп.}}^{\text{ум.}}$ – плановані витрати умовного палива на розпал котла, що визначаються, у разі необхідності додаткових розпалів котлів у кількості більшій ніж передбачено витратами теплової енергії на власні потреби котельні відповідно до пункту 2.5 глави 2 цієї Методики, за формулою

$$B_{\text{к.розп.}}^{\text{ум.}} = 0,005 \times n \times Q_{\text{кн}} \times b_{\text{к.}}^{\text{роз.}}, \quad (15)$$

де n – кількість додатково запланованих розпалів;

0,005 – середня величина теплової енергії (частка від номінальної продуктивності котла) на один розпал котла;

$Q_{\text{кн}}$ (номінальна теплопродуктивність котла) – максимальна кількість теплової енергії, установлена і гарантована виробником як така, що виділяється постійно під час експлуатації котла із зазначеним виробником коефіцієнтом корисної дії (ККД), Гкал/год (МВт); визначається за паспортом котла або відповідно до таблиці 4.1.

4.3. Планована питома витрата умовного палива на одиницю виробленої котельнею ($b_{\text{кот.}}^{\text{вир.}}$) та відпущеної з котельні ($b_{\text{кот.}}^{\text{від.}}$) теплової енергії визначається в кг у. п./Гкал (кг у. п./МВт·год) відповідно за формулами:

$$b_{\text{кот.}}^{\text{вир.}} = \frac{B_{\text{кот.}}^{\text{ум.}}}{Q_{\text{кот.}}^{\text{вир.}}}; \quad (16)$$

$$b_{\text{кот.}}^{\text{від.}} = \frac{B_{\text{кот.}}^{\text{ум.}}}{Q_{\text{кот.}}^{\text{від.}}}, \quad (17)$$

де $Q_{\text{кот.}}^{\text{вир.}}$ – обсяг виробництва теплової енергії котельнею на планований період, Гкал (МВт·год);

$Q_{\text{кот.}}^{\text{від.}}$ – обсяг відпуску теплової енергії з котельні на планований період, Гкал (МВт·год).

4.4. Планована питома витрата умовного палива на одиницю виробленої котельнями ($b_{\text{сум.}}^{\text{вир.}}$) та відпущеної з котелень ($b_{\text{сум.}}^{\text{від.}}$) теплової енергії визначається в кг у. п./Гкал (кг у. п./МВт·год) відповідно за формулами:

$$b_{\text{сум.}}^{\text{вир.}} = \frac{B_{\text{сум.}}^{\text{ум.}}}{Q_{\text{сум.}}^{\text{вир.}}}; \quad (18)$$

$$b_{\text{сум.}}^{\text{від.}} = \frac{B_{\text{сум.}}^{\text{ум.}}}{Q_{\text{сум.}}^{\text{від.}}}, \quad (19)$$

де $Q_{\text{сум.}}^{\text{вир.}}$ – обсяг виробництва теплової енергії сумарно котельнями на планований період, Гкал (МВт·год);

$Q_{\text{сум.}}^{\text{від.}}$ – обсяг відпуску теплової енергії сумарно з котелень на планований період, Гкал (МВт·год).

4.5. Плановані витрати натурального палива для виробництва теплової енергії (котлом, котельнею, котельнями) визначаються шляхом ділення планованих витрат умовного палива для виробництва теплової енергії (котлом, котельнею, котельнями), розрахованих за вимогами пунктів 4.1 – 4.4 цієї глави, на калорійний еквівалент ($E_{\text{к}}$), який визначається за формулою

$$E_{\text{к}} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{Q_{\text{ум.}}}, \quad (20)$$

де $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – нижча теплота згоряння натурального палива (ккал/кг, ккал/м³), (кВт·год/кг, кВт·год/куб. м), що визначається на рівні її значення у базовому періоді та підтверджується паспортами (сертифікатами) фізико-хімічних показників;

$Q_{\text{ум.}}$ – теплота згоряння умовного палива, що дорівнює 7000 ккал/кг (8,1395 кВт·год/кг).

Нижча теплота згоряння деяких видів натурального палива (орієнтовні значення) складає:

Вид палива	Теплота згоряння на робочий склад	
	ккал/кг	кВт·год/кг
Лузга соняшникова	3900	4,535
Солома	3400	3,953
Торф	2650	3,081
Дрова	2440	2,837

Пелети деревини	3950	4,593
Тріска	2400	2,791
Брикети з біомаси, агропелети	3700	4,302
Тирса	2000	2,326
Кукурудза качан	3400	3,953
Папір, картон	3900	4,534
Паливо з відходів (RDF)	3400	3,953

4.6. При розрахунку індивідуальних питомих витрат умовного палива на виробництво теплової енергії для кожного котла враховуються, зокрема:

- рік установки котла (відповідно до паспорта котла);
- рік проведення останнього капітального ремонту (відповідно до паспорта котла);
- рік проведення останнього режимно-налагоджувального випробування;
- паспортна витрата умовного палива для окремого типу котла при номінальному навантаженні ($b_k^{\text{пасп.}}$), кг у. п./Гкал (кг у. п./МВт·год) відповідно до таблиці 4.1 або до паспорта котла;
- вид палива за паспортом котла (технічні характеристики палива);
- наявність (відсутність) теплоутилізаційного устаткування.

4.7. Для котлів, що працюють на природному газі та рідкому паливі, гранична індивідуальна питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії ($b_k^{\text{гран.}}$) визначається за формулою

$$b_k^{\text{гран.}} = b_k^{\text{пасп.}} \times K, \quad (21)$$

де $b_k^{\text{пасп.}}$ – паспортна витрата умовного палива для окремого типу котла, який обладнаний автоматикою регулювання, при номінальному навантаженні. Значення $b_k^{\text{пасп.}}$ для різних типів котлів наведено в таблиці 4.1 або визначається відповідно до паспорта котла;

K – коефіцієнт, що визначається за формулою

$$K = K_1 \times K_2 \times K_3, \quad (22)$$

де K_1 – коефіцієнт, що характеризує відхилення питомої витрати умовного палива котла при роботі в режимі, відмінному від номінального. Значення коефіцієнта K_1 для різних типів, марок котлів наведено в таблиці 4.2 для трьох значень навантаження (90 %, 60 %, 40 % від номінального навантаження);

K_2 – коефіцієнт, що враховує необхідність установа утилізаторів теплоти (теплообмінників).

Якщо паспортний ККД котла становить 90 % і вище, значення коефіцієнта K_2 дорівнює 1.

Якщо паспортний ККД котла становить менше 90 % та інвестиційна програма (план розвитку) ліценziata на планований період передбачає заходи з підвищення ККД (у тому числі встановлення конденсаційного теплообмінника, заміну котла тощо), коефіцієнт K_2 дорівнює 1. Якщо паспортний ККД котла становить менше 90 % та інвестиційна програма (план розвитку) ліценziata на планований період не передбачає заходів з підвищення ефективності ККД (у тому числі встановлення конденсаційного теплообмінника, заміну котла тощо), коефіцієнт K_2 дорівнює 0,94.

Якщо котел уже обладнаний утилізатором теплоти (теплообмінником), коефіцієнт K_2 визначається за формулою

$$K_2 = 1 - \frac{Q_{\text{тепл.}}}{Q_{\text{кн.}}}, \quad (23)$$

де $Q_{\text{кн}}$ – номінальна теплопродуктивність (номінальне навантаження) котла, Гкал/год (МВт);

$Q_{\text{тепл.}}$ – теплопродуктивність утилізатора теплоти (теплообмінника) при номінальній теплопродуктивності котла, Гкал/год (МВт), підтверджується паспортом або режимною картою.

У разі відсутності даних для розрахунку за формулою K_2 приймається на рівні 0,94, а якщо розрахований за формулою $K_2 > 0,98$, то для подальшого використання K_2 приймається на рівні 0,98.

K_3 – коефіцієнт, що враховує період роботи котла від моменту його встановлення або проведення останнього капітального ремонту чи заміни поверхні нагріву та характеризує середньостатичне зниження ККД котла та підвищення питомої витрати умовного палива в залежності від його фізичного старіння. Коефіцієнт K_3 залежить від типорозміру котла та терміну його експлуатації від моменту встановлення або проведення останнього капітального ремонту чи заміни поверхні нагріву.

Коефіцієнт K_3 для різних типів котлів визначається за формулами:

для котлів, що експлуатуються до 5 років

$$K_3 = 1 + \overline{K_3} \times t_1 \times M \times 10^{-2}; \quad (24)$$

для котлів, що експлуатуються до 10 років

$$K_3 = 1 + [\overline{K_3} \times 5 + \overline{K_3'} \times (t_1 - 5)] \times 10^{-2}; \quad (25)$$

для котлів, що експлуатуються до 15 років

$$K_3 = 1 + [\overline{K_3} \times 5 + \overline{K_3'} \times 5 + \overline{K_3''} \times (t_1 - 10)] \times 10^{-2}; \quad (26)$$

для котлів, що експлуатуються понад 15 років

$$K_3 = 1 + [\overline{K}_3 \times 5 + \overline{K}_{3'} \times 5 + \overline{K}_{3''} \times 5 + \overline{K}_{3'''} \times (t_1 - 15)] \times 10^{-2}, \quad (27)$$

де \overline{K}_3 , $\overline{K}_{3'}$, $\overline{K}_{3''}$, $\overline{K}_{3'''}$ – відповідно відносне підвищення питомої витрати умовного палива у % протягом перших 5 років експлуатації, від 5 до 10 років експлуатації, від 10 до 15 років експлуатації і понад 15 років експлуатації (таблиця 4.3);

t_1 – кількість років експлуатації від моменту встановлення котла або проведення останнього капітального ремонту чи заміни поверхні нагріву (але не більше 25 років. У разі перевищення 25 років t_1 приймається на рівні 25).

4.8. Для котлів, що працюють на твердому паливі, гранична індивідуальна питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії ($b_{k.}^{гран.}$) визначається за формулою

$$b_{k.}^{гран.} = b_{k.}^{пасп.} \times K, \quad (28)$$

де $b_{k.}^{пасп.}$ – паспортна витрата умовного палива для окремого типу котла при номінальному навантаженні. Значення $b_{k.}^{пасп.}$ для різних типів котлів наведено в таблиці 4.1 або визначається відповідно до паспорта котла;

K – коефіцієнт, що визначається за формулою

$$K = K_1 \times K_3 \times K_4, \quad (29)$$

де K_4 – коефіцієнт, який враховує роботу котла на нерозрахунковому твердому паливі, коли фактична теплотворна здатність палива відрізняється від приведеної у паспорті котла або встановленої при останніх налагоджувальних випробуваннях. Коефіцієнт K_4 для секційних сталевих та чавунних котлів типів «НИИСТУ-5», «Универсал», «Минск», «Е» та інших, топки яких оснащені колосниковими решітками, береться рівним: 1,15 – для антрациту; 1,17 – для кам'яного вугілля. При роботі на нерозрахунковому паливі значення коефіцієнта K_4 у кожному конкретному випадку враховується окремо.

4.9. Для котлів, що працюють на природному газі, рідкому паливі, твердому паливі, режимна індивідуальна питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії ($b_{k.}^{реж.}$) визначається за формулою

$$b_{k.}^{реж.} = b_{k.}^p \times K_3^p, \quad (30)$$

де $b_{k.}^p$ – витрата умовного палива для окремого типу котла, який обладнаний автоматикою регулювання, при планованому навантаженні відповідно до режимної карти котла;

K_3^p – коефіцієнт, що враховує період роботи котла від моменту його останнього режимно-налагоджувального випробування та характеризує середньостатичне зниження ККД котла та підвищення питомих витрат палива в залежності від його фізичного старіння. Коефіцієнт K_3^p залежить від типорозміру котла і терміну його експлуатації від моменту останнього режимно-налагоджувального випробування та визначається за формулою

$$K_3^p = 1 + \overline{K_3^p} \times t_1^p \times 10^{-2}, \quad (31)$$

де $\overline{K_3^p}$ – відносне підвищення питомої витрати умовного палива у % від моменту останнього режимно-налагоджувального випробування котла (таблиця 4.3);

t_1^p – кількість років експлуатації від моменту останнього режимно-налагоджувального випробування котла (але не більше 3 років, у разі перевищення 3 років t_1^p приймається на рівні 3).

Таблиця 4.1. Значення паспортної витрати умовного палива

№ з/п	Тип котла	Номинальна теплопродуктивність котла, Гкал/год	Значення паспортної витрати умовного палива, кг у. п./Гкал при роботі на:		
			газоподібному паливі	рідкому паливі	твердому паливі
1. Водогрійні котли					
1	ПТВМ-100	100	161,2	164,5	-
2	КВ-ГМ-100	100	153,5	155,2	-
3	ПТВМ-50	50	159,4	162,6	-
4	КВ-ГМ-50	50	154,4	156,7	-
5	ПТВМ-3	40,7	158,5	162,5	-
6	КВ-ГМ-30	30	160,4	164,1	-
7	КВ-ГМ-20	20	160,4	164,1	-
8	КВ-ГМ-10	10	155,2	162,3	-
9	КВ-ГМ-6,5	6,5	151,8	158,3	-
10	КВ-ГМ-4	4,0	152,1	158,0	-
11	ТВГ-8М	8,0	158,3	-	-
12	ТВГ-4Р	4,3	157,8	-	-
13	ТВГ-2,5	2,5	168,0	174,1	-
14	ТВГ-1,5	1,5	162,3	-	-
15	«Грач» КВ-Г-5,2-115	4,5	151,9	-	-
16	КСВ-2,9Г	2,5	155,0	-	-
17	КСВ-1,86Г	1,72	156,4	-	-
18	КБН-Г-2,5	2,5	153,5	-	-
19	«Дрозд»	2,5	150,0	-	-

20	КСВа-2,5Гс	2,15	155,2	-	-
21	КСВа-3Г	3,0	155,2	-	-
22	КСВа-1,16Гн (ВК-31)	1,0	156,9	-	-
23	КСВа-3,15Гс (ВК-22)	2,7	155,2	-	-
24	КСВТа-3Гс	2,55	155,2	-	-
25	КСВа-2,0Гс	1,72	156,9	-	-
26	КСВа-1,25 (ВК-32К)	1,07	155,2	-	-
27	КСВа-1,0	0,86	156,9	-	-
28	КСВа-0,63Гн	0,54	156,9	-	-
29	КВаС-Гн-0,8	0,7	156,9	-	-
30	КВаС-Гн-0,4	0,34	156,9	-	-
31	КВаС-Гн-1,0	0,86	156,9	-	-
32	«ТИП-100»	0,7	156,9	-	-
33	«ТИП-200»	1,5	156,9	-	-
34	«ТИП-300»	2,15	156,9	-	-
35	«НИКА-0,5Гн»	0,43	156,9	-	-
36	«НИКА-1,0Гн»	0,86	156,9	-	-
37	«Братск II»	0,86	158,1	-	-
38	«Братск-1Г»	0,618	158,7	-	-
39	«Елга-0,25Гн»	0,21	156,9	-	-
40	«Факел-Г»	0,86	156,9	-	-
41	«НИИСТУ-5»	0,3-0,7	172,0	178,5	213,2
42	«Универсал-3»	0,2-0,4	178,5	204,0	215,0
43	«Универсал-4»	0,2-0,5	180,8	198,3	219,7
44	«Универсал-5»	0,19-0,55	168,5	185,5	213,1
45	«Универсал-6»	0,3-0,65	164,1	178,5	213,1
46	«Системы Надточия»	-	172,0	172,0	-
47	НР (ч)	-	185,5	201,1	-
48	НР-17	-	172,0	178,5	-
49	НР-18	-	172,0	178,5	-
50	«Тула»	0,3-1,1	176,3	190,4	211,6
51	«Энергия-6»	0,3-0,7	155,2	180,7	220,0
52	«Минск-1»	0,4-0,9	168,0	178,5	210,0
53	Э5-ДП	0,2-1,2	168,0	178,5	213,1
54	КЧМ	0,1-0,18	168,0	178,5	187,9
55	Е-2,5-0,9ГМ	1,72	158,73	162,3	-
56	МЕ-4,0-1,41ГМ	2,76	151,96	153,3	
57	МЕ-6,5-1,41ГМ	4,48	151,96	153,3	
58	ДКВР-2,5-13	2,1 (газ, мазут) 1,5 (тверде паливо)	153,28	157,0	172,1

59	ДКВР-4-13	3,5 (газ, мазут) 2,5 (тверде паливо)	153,6	155,3	170,1
60	ДКВР-6,5-13	5,6 (газ, мазут) 4,1 (тверде паливо)	151,96	157,0	170,1
61	ДКВР-10-13	9,1 (газ, мазут) 6,5 (тверде паливо)	151,96	153,28	170,1
62	ДКВР-20-13	18,2 (газ, мазут) 13,0 (тверде паливо)	153,6	153,28	170,1
2. Парові котли					
1	ГМ-50-14-250	50	155,2	157,4	-
2	ТП-35	35	-	155,2	-
3	ТП-30	30	153,5	155,2	-
4	ТС-20	20	155,0	155,4	-
5	ДКВР-20-13	20	157,6	158,7	174,6
6	ДКВР-10-13	10	155,5	159,5	174,6
7	ДКВР-6,5-13	6,5	155,5	160,4	174,6
8	ДКВР-4-13	4	157,2	159,4	174,8
9	ДКВР-2,5-13	2,5	158,7	160,4	175,4
10	ШБА-7	-	164,3	168,0	171,9
11	ШБА-5	-	167,6	172,5	173,6
12	ШБА-3	-	164,5	168,0	175,5
13	«Шухова»	12	164,1	-	-
14	«Шухова»	9,5	164,9	-	-
15	«Шухова»	7,5	165,3	-	-
16	«Шухова»	4,7	166,0	-	-
17	«Шухова»	3,8	167,4	-	-
18	«Шухова»	3,2	173,3	-	-
19	«Шухова»	2,0	174,6	-	-
20	«Ланкаширський»	3,7	165,0	173,1	210,0
21	«Ланкаширський»	2,5	166,0	173,1	210,0
22	КВ-200	0,2	185,5	-	-
23	КВ-200М	0,3	-	193,0	-
24	КВ-300	0,3	185,5	-	-
25	КВ-300М	0,4	-	193,0	-
26	ММЗ-0,4/8	0,4	198,3	204,0	-
27	ММЗ-0,8/8	0,8	198,3	204,0	-
28	Е-0,4/9 (МЗК-8)	0,4	166,0	169,9	199,4
29	Е-1/9	1,0	166,0	169,9	199,4
30	«Система Шухова-Берлина»	0,2-1,0	198,3	204,0	-
31	«Система Бабкок-Вилькоккс»	7,5-4,5	167,0	170,0	-
32	ВВД-80-13	2,0	204,0	-	-

33	ВВД-140-13	4,0	-	210,0	-
34	ВВД-200-13	6,5	-	210,0	-
35	КРШ-2-8	2,0	193,0	-	-
36	КРШ-4-13	4,0	-	198,3	-
37	КРШ-6,5-13	6,5	190,4	195,6	-
38	ДЕ-25-14	25	155,8	158,8	-
39	ДЕ-16-14	16	157,5	162,6	-
40	ДЕ-10-14	10	156,9	161,0	-
41	ДЕ-6,5-14	6,5	158,9	163,0	-
42	ДЕ-4-14	4	160,1	163,0	-
43	КЕ-25-14	25	-	-	166,2
44	КЕ-10-14	10	-	-	178,3
45	КЕ-6,5-14	6,5	-	-	178,3
46	КЕ-4-14	4	-	-	178,3
47	КЕ-2,5-14	2,5	-	-	178,3
48	Е-1,0-0,9 М-3		-	-	164,2
49	Е-1,6-0,9 ГМН		159,6	162,34	-
50	Е-2,5-0,9 ГМН		159,6	162,34	-
51	Е-2,5-0,9 ГМН		162,34	164,2	-
52	МЗК-7АГ-2		160,5	-	-

Таблиця 4.2. Значення коефіцієнта K_1

№ з/п	Тип, марка котла	Вид палива (Г – газоподібне, Р – рідке, Т – тверде)	Значення коефіцієнта K_1 при навантаженні, у % від номінального:		
			90	60	40
1. Водогрійні котли					
1	ПТВМ-100	Г	0,997	0,989	0,988
		Р	0,999	1,001	1,004
2	ПТВМ-50	Г	0,997	0,99	0,988
		Р	0,997	0,988	0,988
3	КВ-ГМ-100	Г	0,993	0,981	0,978
		Р	0,999	1,0	1,01
4	КВ-ГМ-50	Г	0,993	0,981	0,978
		Р	0,999	1,0	1,01
5	ПТВМ-30	Г	0,997	0,991	0,986
		Р	0,997	0,985	0,98
6	КВ-ГМ-30	Г	0,969	0,987	0,98
		Р	0,981	0,976	0,970
7	КВ-ГМ-20	Г	0,985	0,980	0,972
		Р	0,979	0,976	0,976
8	КВ-ГМ-10	Г	0,989	0,985	0,98
		Р	0,985	0,983	0,981
9	КВ-ГМ-6,5	Г	1,001	1,09	1,017
		Р	1,0	0,997	1,002

10	КВ-ГМ-4	Г Р	1,001 1,0	1,09 0,995	1,017 1,007
11	ТВГ-8М	Г	1,002	1,011	1,023
12	ТВГ-4Р	Г	1,002	1,011	1,023
13	ТВГ-2,5	Г Р	1,002 1,0	1,011 0,986	1,023 1,002
14	ТВГ-1,5	Г	1,002	1,011	1,023
15	КВ-Г-5,2-115 «Грач»	Г	1,0	0,994	0,991
16	КСВ-2,9Г	Г	0,992	0,969	0,966
17	КСВ-1,86Г	Г	1,01	1,0	0,997
18	КБН-Г-2,5	Г	1,0	0,978	0,969
19	«Дрозд»	Г	1,0	0,996	0,986
20	КСВа-2,5Гс (ВК-32)	Г	1,0	0,987	0,979
21	КСВа-3Г «Луганск»	Г	1,0	0,987	0,986
22	КСВ-116гН (ВК-31)	Г	0,998	0,976	0,968
23	КСВа-3,15ГС (ВК-22)	Г	1,0	0,987	0,985
24	КСВТа 3Гс	Г	1,0	0,987	0,986
25	КСВа-2,0-Гс	Г	1,0	0,98	0,975
26	КСВа-1,25 (ВК-32к)	Г	1,0	0,987	0,985
27	КСВа-1,0 Гс,Гн	Г	0,998	0,976	0,968
28	КСВа-0,63 Гн	Г	1,0	0,969	0,962
29	КВас-Гн-0,8	Г	1,0	0,995	0,986
30	КВас-Гн-0,4	Г	1,0	0,995	0,989
31	КВас-Гн-1,0	Г	1,0	0,992	0,987
32	«Тип-100»	Г	1,0	0,995	0,986
33	«Тип-200»	Г	1,0	0,998	0,986
34	«Тип-300»	Г	1,0	0,996	0,98
35	«НИКА-0,5 Гн»	Г	1,0	0,998	0,98
36	«НИКА-1,0 Гн»	Г	1,0	0,998	0,98
37	«Братск-II»	Г	1,0	0,994	0,998
38	«Братск-1Г»	Г	0,996	0,99	0,99
39	«Елга-0,25 Гн»	Г	1,001	0,995	0,993
40	«Факел-Г»	Г	1,003	0,98	0,98
41	«НИИСТУ-5»	Г	0,996	0,994	0,998
		Р	0,999	1,004	1,03
		Т	1,003	1,018	1,036
42	«Универсал-3»	Г	0,996	0,994	0,998
		Р	0,999	1,004	1,03
		Т	1,003	1,018	1,036
43	«Универсал-4»	Г	0,996	0,994	0,998
		Р	0,999	1,004	1,03
		Т	1,003	1,018	1,036

44	«Универсал-5»	Г	0,996	0,994	0,998
		Р	0,999	1,004	1,03
		Т	1,003	1,018	1,036
45	«Универсал-6»	Г	0,996	0,994	0,998
		Р	0,999	1,004	1,03
		Т	1,003	1,018	1,036
46	«Системы Надточия»	Г	0,996	0,994	0,998
		Р	0,999	1,004	1,03
47	НР (Ч)	Г	0,996	0,994	0,998
		Р	0,999	1,004	1,03
48	НР-17	Г	0,996	0,994	0,998
		Р	0,999	1,004	1,03
49	НР-18	Г	0,996	0,994	0,998
		Р	0,999	1,004	1,03
50	«Тула»	Г	0,996	0,994	0,998
		Р	0,999	1,004	1,03
		Т	1,003	1,018	1,036
51	«Энергия-6»	Г	0,996	0,994	0,998
		Р	0,999	1,004	1,03
		Т	1,003	1,018	1,036
52	«Минск-1»	Г	0,996	0,994	0,998
		Р	0,999	1,004	1,03
		Т	1,003	1,018	1,036
53	Э5-Д	Г	0,996	0,994	0,998
		Р	0,999	1,004	1,03
		Т	1,003	1,018	1,036
54	КЧМ	Г	0,996	0,994	0,998
		Р	0,999	1,004	1,03
		Т	1,003	1,018	1,036
55	Е-2,5-0,9ГМ	Г	1,02	1,02	1,02
		Р	1,03	1,03	1,03
56	МЕ-4,0-1,41ГМ	Г	1,02	1,02	1,02
		Р	1,03	1,03	1,03
57	МЕ-6,5-1,41ГМ	Г	1,02	1,02	1,02
		Р	1,03	1,03	1,03
58	ДКВР-2,5-13	Г	1,02	1,02	1,02
		Р	1,03	1,03	1,03
		Т	1,04	1,04	1,04
59	ДКВР-4-13	Г	1,02	1,02	1,02
		Р	1,03	1,03	1,03
		Т	1,04	1,04	1,04
60	ДКВР-6,5-13	Г	1,02	1,02	1,02
		Р	1,03	1,03	1,03
		Т	1,04	1,04	1,04
61	ДКВР-10-13	Г	1,02	1,02	1,02
		Р	1,03	1,03	1,03
		Т	1,04	1,04	1,04

62	ДКВР-20-13	Г	1,02	1,02	1,02
		Р	1,03	1,03	1,03
		Т	1,04	1,04	1,04
2. Парові котли					
1	ГМ-50-14-250	Г	0,996	0,99	1,0
		Р	0,999	0,996	1,001
2	ТП-35	Т	1,0	1,009	1,022
		Р	1,0	1,005	1,011
3	ТП-30	Г	0,999	1,0	1,007
		Р	0,995	0,99	1,001
4	ТС-20	Г	1,001	1,007	1,017
		Р	1,002	1,016	1,028
5	ДКВР-20-13	Г	1,004	1,026	1,037
		Р	0,995	0,995	1,005
		Т	0,987	0,935	0,962
6	ДКВР-10-13	Г	0,997	0,998	1,001
		Р	0,996	0,992	0,998
		Т	0,980	0,945	0,947
7	ДКВР-6,5-13	Г	0,993	0,997	1,011
		Р	0,999	1,002	1,014
		Т	1,0	0,985	0,995
8	ДКВР-4-13	Г	1,0	1,002	1,02
		Р	0,997	0,991	0,994
		Т	0,985	0,960	0,973
9	ДКВР-2,5-13	Г	1,000	1,005	1,019
		Р	0,997	0,99	0,985
		Т	0,987	0,954	0,978
10	ШБА-7	Г	0,998	0,994	0,999
		Р	0,998	1,0	1,008
11	ШБА-5	Г	0,999	1,001	1,003
		Р	1,001	1,005	1,011
12	ШБА-3	Г	1,002	1,012	1,024
		Р	1,002	1,018	1,044
13	«Шухова 12,0»	Г	0,998	0,994	0,992
14	«Шухова 9,5»	Г	0,998	0,996	1,001
15	«Шухова 7,5»	Г	0,999	0,999	1,002
16	«Шухова 4,7»	Г	1,001	1,007	1,019
17	«Шухова 2,8»	Г	0,999	1,004	1,03
18	«Шухова 3,2»	Г	1,001	1,015	1,04
19	«Шухова 2,0"»	Г	1,002	1,018	1,033
20	«Ланкаширський 3,7»	Г	1,003	1,018	1,036
21	«Ланкаширський 2,5»	Г	1,001	1,024	1,036
22	КВ-200	Г	1,003	1,007	1,017
23	КВ-200М	Р	1,005	1,009	1,013
24	КВ-300	Г	1,003	1,007	1,017
25	КВ-300М	Р	1,005	1,009	1,013

26	ММЗ-0,4/8	Г Р	1,008 1,0	1,027 1,019	1,03 1,023
27	ММЗ-0,8/8	Г Р	1,005 1,008	1,036 1,013	1,065 1,028
28	Е-0,4/9 (МЗК-8)	Г Р	1,001 1,003	1,005 08	1,01 1,013
29	Е-1/9	Г Р Т	1,0 1,002 1,009	1,005 1,008 1,015	1,01 1,018 1,010
30	«Система Шухова-Берлина»	Г Р	1,001 1,001	1,007 1,015	1,019 1,04
31	«Система Бабкок- Вилькокс»	Г Р	1,003 1,005	0,997 1,015	1,018 32
32	ВВД-80-13	Г	0,999	1,007	1,01
33	ВВД-140-13	Р	1,002	1,018	1,042
34	ВВД-200-13	Р	1,002	1,018	1,042
35	КРШ-2-8	Г	1,001	1,007	1,019
36	КРШ-4-13	Р	1,005	1,012	1,015
37	КРШ-6,5-13	Г Р	1,0 1,003	1,005 1,01	1,012 1,015
38	ДЕ-25-14	Г Р	1,002 0,999	1,01 0,995	1,02 1,005
39	ДЕ-16-14	Г Р	1,0 0,995	1,012 0,999	1,02 1,005
40	ДЕ-10-14	Г Р	1,002 0,999	1,01 0,995	1,02 1,01
41	ДЕ-6,5-14	Г Р	1,0 0,998	0,996 1,0	1,015 1,005
42	ДЕ-4-14	Г Р	1,004 0,995	1,01 0,99	1,026 1,005
43	КЕ-25-14	Т	1,0	1,007	1,013
44	КЕ-10-14	Т	1,0	1,005	1,009
45	КЕ-6,5-14	Т	1,0	1,002	1,0017
46	КЕ-4-14	Т	1,0	1,009	1,019
47	КЕ-2,5-14	Т	1,01	1,005	1,02
48	Е-1,0-0,9 М-3	Т	1,04	1,04	1,04
49	Е-1,6-0,9 ГМН	Г Р	1,035 1,04	1,035 1,04	1,035 1,04
50	Е-2,5-0,9 ГМН	Г Р	1,035 1,04	1,035 1,04	1,035 1,04
51	Е-2,5-0,9 ГМН	Г Р	1,035 1,04	1,035 1,04	1,035 1,04
52	МЗК-7АГ-2	Г	1,035	1,035	1,035
3. Жаротрубні котли					
1	Жаротрубні котли всіх типів	Г Р Т	1,0	0,99	0,98

Примітка. Якщо тип котла відрізняється від наведеного в таблиці 4.2, то для водогрійних котлів, що працюють на газі, коефіцієнт K_1 брати рівним 1,02; на рідкому паливі – 1,03; на твердому паливі – 1,04 в усьому діапазоні навантажень. Для парових котлів на газі $K_1 = 1,035$, на рідкому паливі $K_1 = 1,04$, на твердому паливі $K_1 = 1,04$ в усьому діапазоні навантажень.

Таблиця 4.3. Значення коефіцієнтів $\overline{K_3}$, $\overline{K_3^p}$, $\overline{K_3'}$, $\overline{K_3''}$, $\overline{K_3'''}$.

Тип котла	$\overline{K_3}$, $\overline{K_3^p}$	$\overline{K_3'}$	$\overline{K_3''}$	$\overline{K_3'''}$
	при експлуатації котлів, років			
	до 5	від 5 до 10 років	від 10 до 15 років	понад 15 років
ДКВР, ШБА, «Шухова», «Шухова-Берлина»; «Бабкок-Вилькокс»; ДЕ; КРШ; ГМ-50; ТП-35; ТС-20	0,27	0,23	0,29	0,05
Сталеві секційні «НИИСТУ-5»; КВаС; КСВа; «ТИП-100»; «ТИП-200»; «ТИП-300»; «НИКА»; КСВ; КСВТа; «Елга-0,25 Гн»	0,44	0,36	0,35	0,07
Чавунні секційні КЧМ; «Универсал»; «Энергия»; «Минск»; «Тула»; НР; Э5-ДП; «Братск»; «Факел»; «Системы Надточия»	0,36	0,29	0,31	0,08
ТВГ; КБН-Г-2,5; «Грач»; «Дрозд»	0,35	0,13	0,06	0,05
ПТВМ; КВ-ГМ	0,19	0,08	0,03	0,03
Е-1/9; ВВД; КВ-200; КВ-200М; КВ-300; КВ-300М; ММЗ; Е-0,4/9; «Ланкаширский» А; КЕ	0,36	0,23	0,19	0,09
Жаротрубні котли	0,20	0,15	0,08	0,05

Примітка. Якщо типи котлів відрізняються від наведених у таблиці 4.3, то значення коефіцієнтів дорівнюють:

$$\overline{K_3}, \overline{K_3^p} = 0,44; \overline{K_3'} = 0,36; \overline{K_3''} = 0,35; \overline{K_3'''} = 0,19.$$

5. Розрахунок витрат електричної енергії для технологічних потреб виробництва, транспортування, постачання теплової енергії

5.1. Загальні витрати електричної енергії для технологічних потреб виробництва, транспортування, постачання теплової енергії включають:

- витрати електричної енергії на виробництво теплової енергії;
- витрати електричної енергії на транспортування теплової енергії (крім електричної енергії, що споживається тепловими пунктами);
- витрати електричної енергії, що споживається тепловими пунктами (далі – ТП);
- втррати електричної енергії;

витрати електричної енергії на допоміжні потреби.

Перелік електровикористовуючого обладнання за видами діяльності у сфері теплопостачання наведено в Методиці формування, розрахунку та встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, затвердженій постановою НКРЕКП.

Витрати електричної енергії, що споживається системами автономного теплопостачання (далі – САТ), визначаються з урахуванням підходів та за формулами, наведеними в цій главі для відповідного типу обладнання. Перелік електровикористовуючого обладнання САТ наведено в Методиці формування, розрахунку та встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, затвердженій постановою НКРЕКП.

Витрати електричної енергії для технологічних потреб виробництва, транспортування, постачання теплової енергії визначаються для конкретних умов функціонування системи теплопостачання: типу, потужності і часу роботи обладнання, що споживає електричну енергію, виду палива, виду та параметрів теплоносія, теплових втрат у мережах теплопостачання, наявності теплових пунктів, режиму роботи системи опалення та гарячого водопостачання (далі – ГВП), схеми теплопостачання, кліматичних умов та інших факторів.

До витрат електричної енергії для технологічних потреб виробництва, транспортування, постачання теплової енергії не включаються:

витрати на будівництво і капітальний ремонт будинків і споруд, монтаж, пуск і налагодження нового технологічного обладнання, науково-дослідні і експериментальні роботи;

витрати, пов'язані з відхиленнями від прийнятої технології, режимів роботи та з іншими нераціональними витратами.

5.2. У загальному вигляді розрахункові витрати електричної енергії j -м типом обладнання (W_j), задіяним для технологічних потреб виробництва, транспортування, постачання теплової енергії у планованому періоді, визначаються у кВт·год за формулою

$$W_j = P_j \times T_j, \quad (32)$$

де P_j – середня споживана (розрахункова) електродвигуном потужність j -го типу обладнання, кВт;

T_j – час роботи обладнання протягом планованого періоду, год.

5.3. У загальному вигляді залежність потужності (P), споживаної (розрахункової) електродвигуном відцентрового нагнітача (насоса, вентилятора, димососа), від його робочих характеристик визначається за формулою

$$P = k \frac{L \times H}{\eta_n \times \eta_e \times \eta_m}, \quad (33)$$

де L – продуктивність нагнітача;

- H – тиск нагнітача;
 k – коефіцієнт, який враховує одиниці виміру;
 η_n – ККД на валу нагнітача – 60 – 84 %;
 η_e – ККД електродвигуна – 85 – 92 % (при навантаженні > 60 %);
 η_m – ККД механічної передачі – 93 – 98 %.

5.4. При регулюванні роботи нагнітача дроселюванням за його гідравлічною або аеродинамічною характеристикою для даної розрахункової продуктивності використовують повний тиск (H), ККД η_n або споживану (розрахункову) потужність на валу нагнітача. За відсутності цієї характеристики необхідний тиск приймається як розрахунковий для даної гідравлічної або аеродинамічної системи.

При паралельній роботі на одну систему двох однакових нагнітачів продуктивність кожного становить 0,5 загальної продуктивності, трьох – 0,34 загальної продуктивності. При паралельній роботі різних нагнітачів на одну систему продуктивність кожного визначається за графіком їх сумісної роботи.

5.5. ККД асинхронного електродвигуна залежно від його завантаження визначається згідно з таблицею 5.1.

Таблиця 5.1. ККД асинхронного електродвигуна залежно від завантаження

	P/P _{ном.}									
	1	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5
$\eta_e, \%$	92	92	90	89	87	87	86	85	83	82

5.6. Загальні витрати електричної енергії на виробництво теплової енергії включають, зокрема, витрати електричної енергії: тягодуттьовим обладнанням (вентилятори, димососи, дуттьові вентилятори блочних пальників – вентилятори пальників), насосами живлення (живильними насосами), рециркуляційними насосами, на паливоприготування, конденсатними насосами, сантехвентиляторами та іншими нагнітачами.

5.6.1. Розрахунок витрат електричної енергії тягодуттьовим обладнанням.

Розрахункові витрати електричної енергії на виробництво теплової енергії визначаються детально для кожного котла та сумарні. При цьому:

1) споживана (розрахункова) електродвигуном потужність (P) визначається у кВт за формулою

$$P = \frac{k \times V \times H_p}{3600 \times 102 \times \eta_n \times \eta_e \times \eta_m}, \quad (34)$$

де k – коефіцієнт запасу, який дорівнює: для димососів – 1,2, для вентиляторів – 1,1;

V – середня за планований період продуктивність тягодуттєвого обладнання, куб. м/год;

H_p – повний тиск, який створює тягодуттєве обладнання при середній за планований період продуктивності, кг/кв. м;

η_n – експлуатаційний ККД на валу нагнітача (димососа або вентилятора). Для електродвигунів, обладнаних частотним регулятором, для розрахунку береться $\eta_{пасп.}^{ном.}$ з коефіцієнтом 0,96;

η_m – ККД, який враховує втрати в підшипниках, $\eta_m = 0,93/0,98$ (менший коефіцієнт для димососів) або у ремінній передачі (у разі її існування), $\eta_m = 0,93$;

η_e – ККД електродвигуна;

2) середня продуктивність тягодуттєвого обладнання визначається за формулами:

$$V_B = \frac{b_k^{роз.} \times Q_k^{вир.} \times V_1 \times \alpha_T}{E_k \times T} \times \frac{273 + t_{x.п.}}{273} \times \frac{760}{h_{бар.}}; \quad (35)$$

для димососа (куб. м/год)

$$V_d = \frac{b_k^{роз.} \times Q_k^{вир.} \times V_2 \times \alpha_{д.г.}}{E_k \times T} \times \frac{273 + t_{д.г.}}{273} \times \frac{760}{h_{бар.}}, \quad (36)$$

де $b_k^{роз.}$ – планована індивідуальна питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії котлом, що визначається в кг у. п./Гкал відповідно до вимог глави 3 цієї Методики;

$Q_k^{вир.}$ – обсяг виробництва теплової енергії котлом на планований період, Гкал;

E_k – калорійний еквівалент, що визначається відповідно до вимог глави 3 цієї Методики;

V_1 – питома теоретичний об'єм повітря, необхідного для згоряння розрахункової одиниці натурального палива, н. куб. м/кг (куб. м);

V_2 – питома теоретичний об'єм димових газів, що утворюються при згорянні розрахункової одиниці натурального палива, н. куб. м/кг (куб. м).

Питома теоретичні об'єми повітря та димових газів для різних видів палива наведені в технічній літературі по котельних установках, а також визначаються розрахунком за складом палива або режимними випробуваннями котла;

α_T – коефіцієнт надлишку повітря, необхідного для повного згоряння палива в топці;

$\alpha_{д.г.}$ – коефіцієнт надлишку повітря в димових газах.

Середні значення коефіцієнтів α_T та $\alpha_{д.г.}$ визначаються згідно з режимними картами або таблицею 5.2.

Таблиця 5.2. Коефіцієнти надлишку повітря

Вид палива	α_T	$\alpha_{д.г.}$
Тверде паливо	1,2 – 1,25	1,55 – 1,7
Мазут, природний газ	1,05 – 1,1	1,2 – 1,6

Примітка. Більше значення $\alpha_{д.г.}$ відповідає роботі котла з навантаженням $0,3 – 0,5 Q_n$

T – час роботи тягодуттєвого обладнання протягом планованого періоду, год;

$t_{х.п.}$ – температура «холодного» повітря, °С (25 – 30 °С);

$t_{д.г.}$ – температура викидних димових газів, °С ($t_{д.г.}$ приблизно 140 – 200 °С). Оптимальні температури викидних газів перед димососом визначаються згідно з таблицею 5.3 або за режимними картами котлів.

Таблиця 5.3. Температури викидних газів перед димососом

Вид палива	Температури викидних газів перед димососом		
	для парових котлів продуктивністю		для водогрійних котлів продуктивністю
	20 – 50 Гкал/год (23,26 – 58,15 МВт)	2 – 20 Гкал/год (2,33 – 23,26 МВт)	2 – 50 Гкал/год (2,33 – 58,15 МВт)
Мазут, газ	130 – 170	120 – 170	180 – 230
Газ	110 – 130	120 – 140	150 – 180
Кам'яне вугілля	120 – 150	120 – 150	170 – 200
Буре вугілля	120 – 170	120 – 170	180 – 210

$h_{бар.}$ – барометричний тиск у місцевості, де встановлено котел, мм рт. ст.;

3) необхідний повний розрахунковий тиск нагнітача H_p для певного режиму роботи котла визначається за даними аеродинамічних розрахунків (для нереконструйованого працюючого в межах встановленого терміну, стандартних марок нагнітача) або випробувань котла (для реконструйованого працюючого понад встановлений термін, нестандартних марок нагнітача);

4) експлуатаційний ККД на валу нагнітача (η_n) визначається за паспортною аеродинамічною характеристикою тягодуттєвого обладнання для розрахункової продуктивності (куб. м/год) та для розрахункового тиску, приведеного до «паспортних» умов складання характеристики ($t_{пасп.}$, °С), та нормального атмосферного тиску (760 мм рт. ст.). Приведений тиск ($H_{пасп.}$, кг/кв. м) визначається за формулою

$$N_{\text{пасп.}} = N_p \times K_p, \quad (37)$$

де K_p – коефіцієнт приведення, який визначається за формулою

$$K_p = \frac{1,293 \times (273 + t_p.)}{\rho_o \times (273 + t_{\text{пасп.}})} \times \frac{760}{h_{\text{бар.}}}, \quad (38)$$

де $t_p.$ – розрахункова температура повітря або димових газів ($t_{x.p.}$ або $t_{d.g.}$), °С;

$t_{\text{пасп.}}$ – температура, за якої складена паспортна характеристика нагнітача, °С;

ρ_o – густина димових газів або повітря за «нормальних» умов (+0 °С, 760 мм рт. ст.), кг/н. куб. м. Величина густини димових газів визначається згідно з таблицею 5.4;

Таблиця 5.4. Густина димових газів

Коефіцієнт $\alpha_{d.g.}$	Густина димових газів, кг/н. куб. м				
	паливо				
	природний газ	мазут	антрацит АШ	кам'яне вугілля	буре вугілля
1,25	1,252	1,29	1,35	1,335	1,31
1,5	1,245	1,285	1,34	1,325	1,305
2,0	1,23	1,28	1,325	1,32	1,3
2,5	1,225	1,28	1,32	1,31	1,28

5) за відсутності аеродинамічних характеристик обладнання споживана (розрахункова) потужність (P) електродвигуна тягодуттєвого обладнання котла за наявності у нагнітачів направляючого апарата може бути визначена як частка від номінальної потужності з урахуванням експлуатаційних ККД за формулою

$$P = \frac{P_{\text{пасп.ном.}} \times K_{\text{експ.}} \times k}{K_p}, \quad (39)$$

де $P_{\text{пасп.ном.}}$ – номінальна потужність нагнітача, яка визначається у кВт за формулою

$$P_{\text{пасп.ном.}} = \frac{V_{\text{пасп.ном.}} \times N_{\text{пасп.ном.}}}{3600 \times 102 \times \eta_{\text{пасп.ном.}}}, \quad (40)$$

де $N_{\text{пасп.ном.}}$ – номінальний тиск нагнітача паспортний, кг с/кв. м;

$V_{\text{пасп.ном.}}$ – номінальна продуктивність нагнітача, куб. м/год;

$\eta_{\text{пасп.ном.}}$ – номінальний ККД нагнітача;

$K_{\text{експ.}}$ – експлуатаційний коефіцієнт, який визначається залежно від відношення розрахункової продуктивності нагнітача до номінальної, $V_{\text{розр.}}/V_{\text{ном.}}$. Величина $K_{\text{експ.}}$ визначається згідно з таблицею 5.5;

Таблиця 5.5. Значення експлуатаційного коефіцієнта

$V_{\text{розр.}}/V_{\text{ном.}}$	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1
$K_{\text{експ.}}$	0,43	0,46	0,5	0,53	0,58	0,63	0,68	0,74	0,8	0,86	0,91	0,97	1,1

k – коефіцієнт запасу, який визначається згідно з підпунктом 1 цього підпункту;

б) для котлів та тягодуттєвого обладнання реконструйованого, працюючого понад встановлений термін, нестандартних марок тощо треба користуватися даними режимних випробувань цього обладнання;

7) обсяг споживання електричної енергії вентиляторами пальників ($W_{\text{вп}}$) розраховується за формулою

$$W_{\text{вп}} = \sum_{1}^n P_{\text{уст.}} \times K_n \times T_m, \quad (41)$$

де $P_{\text{уст.}}$ – установлена потужність (паспортна) вентилятора пальника, кВт;

K_n – коефіцієнт використання електричної потужності, що становить 0,95, а для вентиляторів пальників, обладнаних частотним регулятором, визначається як $Q_{\text{сер.}}/Q_{\text{кн}} \times 1,05$, де $Q_{\text{сер.}}$ – це середня теплопродуктивність котла в планованому періоді, Гкал/год (МВт);

$Q_{\text{кн}}$ – номінальна теплопродуктивність (номінальне навантаження) котла, Гкал/год (МВт);

T_m – кількість годин роботи вентилятора пальника у планованому періоді, год;

n – кількість вентиляторів пальників.

5.6.2. Розрахунок витрат електричної енергії насосами.

Загальна споживана електрична енергія двигуном насоса визначається за формулою 33. Потужність (P) визначається таким чином:

1) споживана (розрахункова) електродвигуном насоса потужність (P) визначається у кВт за формулою

$$P = \frac{G \times H \times 10^3}{3600 \times 102 \times \eta_n \times \eta_e \times \eta_m}, \quad (42)$$

де G – середня продуктивність насоса, т/год;

H – повний тиск насоса згідно з гідравлічною характеристикою для даної продуктивності, м в. ст;

η_n – ККД на валу насоса (визначається за гідравлічною паспортною або експлуатаційною характеристикою). ККД у режимах, близьких до номінальних, визначений за паспортною характеристикою, коригується за формулою

$$\eta_n = \eta_{\text{пасп.}} - \eta_{\text{кр.}} - \eta_{\text{напр.}}, \quad (43)$$

де $\eta_{\text{пасп.}}$ – паспортний ККД насоса, %;

$\eta_{\text{кр.}} = 1,5 \times (n - 3)$, %, значення ККД після $n \geq 3$ капітальних ремонтів насоса.

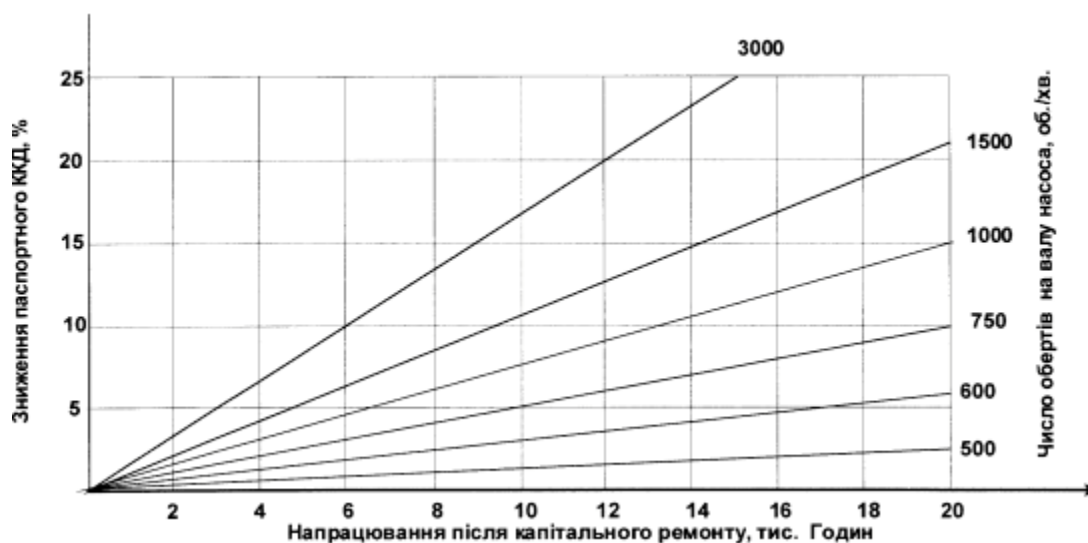
Необхідна кількість капремонтів визначається залежно від кількості годин напрацювання насоса за рік:

8000 год/рік – міжремонтний термін – 2 роки;

5000 год/рік – міжремонтний термін – 3 роки;

4000 год/рік – міжремонтний термін – 4 роки;

$\eta_{\text{напр.}}$ – зниження ККД внаслідок тривалої експлуатації. Визначається за графіком



η_e – ККД електродвигуна;

η_m – ККД, який враховує втрати в підшипниках, $\eta_m = 0,98$.

Для визначення витрат електричної енергії насосами нестандартними або реконструйованими у формулі 42 застосовуються фактичні значення величин H , G , η_e , η_n згідно з даними режимних випробувань цього обладнання;

2) для розрахунку потужності (P) електродвигуна, обладнаного частотним регулятором, враховується ККД регулятора 0,98 та втрати електричної енергії при зміні частоти струму – 0,02 та використовується формула

$$P = \frac{G_1 \times H_1 \times 10^3 \times 1,02}{3600 \times 102 \times \eta_n \times \eta_e \times \eta_m \times 0,98}, \quad (44)$$

де G_1 та H_1 – продуктивність, т/год, та тиск у мережі, м в. ст. при зміненому навантаженні мережі;

η_n – номінальний ККД насоса;

η_e – номінальний ККД двигуна.

5.6.3. Розрахунок витрат електричної енергії насосами живлення (живильними насосами).

Розрахункова витрата електричної енергії насосом живлення (живильним насосом) визначається за формулами 32 та 42. При цьому:

1) загальна середньозважена розрахункова продуктивність насоса ($G_{жив.}$) визначається за формулою

$$G_{жив.} = D \times (1 + \rho_{пр.}), \quad (45)$$

де D – середня за планований період паропроодуктивність котельні, т/год;
 $\rho_{пр.}$ – величина безперервної продувки котлів. Для котлів продуктивністю до 10 т/год $\rho_{пр.}$ становить 0,1, понад 10 т/год – 0,05;

2) тиск, який утворює насос, його ККД або споживана (розрахункова) потужність на валу визначаються за гідравлічною характеристикою. За відсутності такої потрібний тиск дорівнює:

для котлів з номінальним надлишковим тиском до 13 кгс/кв. см
 $H = (P_{роб.} + 0,3) \times 10$, м в. ст.;

для котлів з номінальним надлишковим тиском 13 – 60 кгс/кв. см
 $H = (P_{роб.} + 1,05) \times 10$, м в. ст.,

де $P_{роб.}$ – робочий тиск пари на виході з котла, кгс/кв. см.

ККД відцентрового насоса в номінальному режимі – 0,7, поршневого – 0,9.

5.6.4. Розрахунок витрат електричної енергії рециркуляційними насосами.

Розрахункова витрата електричної енергії рециркуляційними насосами визначається за формулами 32 та 42. При цьому:

1) середня продуктивність рециркуляційного насоса $G_{рец.сер.}$ визначається за формулою

$$G_{рец.сер.} = G_M \times \frac{t_{k.min} - \tau_2}{t_k - t_{k.min}} \times \left(1 - \frac{t_k - \tau_1}{t_k - \tau_2}\right), \quad (46)$$

де G_M – витрата мережевої води, т/год (згідно з підпунктом 5.7.4 цієї глави);
 $t_{k.min}$ – мінімальна допустима температура води на вході в сталевий котел за умов недопущення корозії, °С;

при роботі на газоподібному паливі $t_{k.min} = 60 - 70$ °С;

при роботі на малосірчистому мазуті та твердому паливі
 $t_{k.min} = 70 - 90 \text{ } ^\circ\text{C}$;

при роботі на сірчистому мазуті $t_{k.min} = 80 - 110 \text{ } ^\circ\text{C}$;

τ_1, τ_2 – середня за планований період роботи котла температура відповідно в подавальному та зворотному трубопроводах теплової мережі, $^\circ\text{C}$;

t_k – температура води на виході з котла, $^\circ\text{C}$, визначається за формулою

$$t_k = \frac{\Delta t_{кн.} \times Q_{к.}}{Q_{кн.}} + t_{k.min} , \quad (47)$$

де $\Delta t_{кн.}$ – номінальний перепад температур води на виході та вході в котел, $^\circ\text{C}$;

$Q_{сер.}$ – середня теплопродуктивність котла, Гкал/год (МВт);

$Q_{кн.}$ – номінальна теплопродуктивність котла, Гкал/год (МВт);

2) тиск та ККД насоса визначаються за паспортними величинами гідравлічного опору котла за запірно-регулюючою арматурою на лінії рециркуляції та за паспортною гідравлічною характеристикою насоса. При відсутності гідравлічної характеристики насоса величина тиску (Н) орієнтовно становить: 15 – 25 м в. ст. – для котлів продуктивністю до 10 Гкал/год, 25 – 35 м в. ст. – для котлів продуктивністю від 10 до 50 Гкал/год;

3) тривалість роботи насоса (Т) дорівнює тривалості роботи котла, коли температура τ_2 менша за температуру $t_{k.min}$.

5.6.5. Розрахунок витрат електричної енергії на паливоприготування.

За відсутності даних для розрахунку витрат електричної енергії на паливоприготування ($W_{п.пр.}$) за формулою 54 застосовується формула

$$W_{п.пр.} = \epsilon_{пит.} \times Q_{кот.}^{вир.} , \quad (48)$$

де $\epsilon_{пит.}$ – питома витрата електричної енергії на паливоприготування, кВт·год/Гкал (кВт·год/МВт·год). Питомі витрати електричної енергії на паливоприготування наведені в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6. Питомі витрати електричної енергії на паливоприготування
 кВт·год/Гкал (кВт·год/МВт·год)

Теплова потужність котельні, Гкал/год	Рідке паливо	Тверде паливо
До 5	1,1	7
5 – 10	1,07 – 1,1	7,8 – 7
10 – 20	1,0 – 1,07	7,7 – 7,8
20 – 30	0,95 – 1,0	7,4 – 7,7
>30	0,70 – 0,95	4 – 7,4

$Q_{\text{кот.}}^{\text{вир.}}$ – обсяг виробництва теплової енергії котельнею на планований період, Гкал.

5.6.6. Розрахунок витрат електричної енергії іншими нагнітачами, у тому числі конденсатними насосами та сантехвентиляторами.

Для розрахунку споживання іншими нагнітачами, у тому числі конденсатними насосами та сантехвентиляторами, ($W_{\text{інш.н.}}$) використовується формула

$$W_{\text{інш.н.}} = \sum_{1}^n P_{\text{уст.}} \times K_n \times T_m, \quad (49)$$

де $P_{\text{уст.}}$ – установлена потужність (паспортна) струмоприймача, кВт;

K_n – коефіцієнт використання електричної потужності, який для різних насосів становить 0,7 – 0,8, для сантехвентиляторів 0,65 – 0,75;

T_m – кількість годин використання максимуму потужності у планованому періоді за даними ліцензіата, год;

n – кількість струмоприймачів.

5.7. Загальні витрати електричної енергії на транспортування теплової енергії (крім електричної енергії, що споживається тепловими пунктами) включають витрати електричної енергії: насосами сирової води, насосами хімоводообробки (ХВО) та іншими нагнітачами (у тому числі сольовими насосами), насосами підживлення теплових мереж теплопостачання та опалення (підживлювальними насосами), мережевими насосами систем теплопостачання (двотрубна схема теплопостачання) з сумісним подаванням теплової енергії на опалення та гаряче водопостачання (мережевими насосами), підвищувальними, циркуляційними та циркуляційно-підвищувальними насосами ГВП, насосами попутного дренажу (дренажними насосами), підкачувальними насосами на тепловій мережі (підкачувальними насосами), коригувальними насосами.

Для транспортування теплоносія застосовуються насоси відцентрові різних марок з регулюванням продуктивності дроселюванням або регулюванням обертів електродвигуна.

5.7.1. Розрахунок витрат електричної енергії насосами сирової води.

Розрахункові витрати електричної енергії насосами сирової води визначаються за формулами 32 та 42. При цьому:

1) для розрахункової продуктивності за гідравлічною характеристикою визначаються загальний тиск та ККД насоса η_n . За відсутності характеристики величина тиску насоса H приймається в межах 25 – 30 м в. ст., ККД насоса $\eta_n = 0,7$;

2) середня продуктивність насоса ($G_{св}$) визначається за формулами:
для парових котелень

$$G_{св} = 1,25 \times G_{хво} = 1,25 \times (\Delta G_{к.} + G'_{пр.} + G_{підж.} + D_{вип.}) \times G_{пр.}, \quad (50)$$

де 1,25 – коефіцієнт, який враховує втрати сирі води на технічні потреби ХВО;

$G_{хво}$ – продуктивність системи ХВО, т/год;

$\Delta G_{к.}$ – втрати конденсату, т/год, що визначаються за формулою

$$\Delta G_{к.} = \frac{Q_{від.}^{п.} \times 10^3 \times \Delta k}{540} \quad (51)$$

$$\left(\Delta G_{к.} = \frac{Q_{від.}^{п.} \times \Delta k}{0,6279} \right),$$

де $Q_{від.}^{п.}$ – середньогодинний корисний відпуск теплової енергії (пар), Гкал/год (МВт);

Δk – частка неповернення конденсату відпущеної пари за наявності теплообмінника, $\Delta k = 0,05$;

$G'_{пр.}$ – втрати води з безперервною продувкою котлів, т/год; (за наявності сепаратора продувки для котлів з тиском пари 1,4 МПа $G'_{пр.} = 0,15 \times G_{пр.}$, для котлів без сепаратора продувки $G'_{пр.} = G_{пр.}$);

$G_{підж.}$ – витрати води на підживлення зовнішніх мереж та систем, т/год (визначаються за формулою 55);

$D_{вип.}$ – втрати пари з випаром деаератора, т/год, які визначаються за формулою

$$D_{вип.} = 0,004 \times G_{д.} = 0,004 \times (G_{жив.} + G_{підж.}), \quad (52)$$

де $G_{д.}$ – продуктивність деаератора, т/год;

для котелень зі сталевими водогрійними котлами

$$G_{св} = 1,2 \times (G_{підж.} + k \times G_{т.м.}), \quad (53)$$

де 1,2 – коефіцієнт, який враховує втрати води на технічні потреби ХВО;

$G_{т.м.}$ – витрати мережевої води, т/год (визначаються за формулами 55 – 57);

k – коефіцієнт, який враховує втрати сирі води на внутрішні потреби, $k = 1-2 \%$.

5.7.2. Розрахунок витрат електричної енергії насосами ХВО та іншими нагнітачами (у тому числі сольовими насосами).

Споживання електричної енергії насосами ХВО ($W_{\text{ХВО}}$) та іншими нагнітачами (у тому числі сольовими насосами) розраховується за формулою

$$W_{\text{ХВО}} = \sum_{1}^n P_{\text{уст.}} \times K_n \times T_m, \quad (54)$$

де $P_{\text{уст.}}$ – установлена потужність (паспортна) струмоприймача, кВт;

K_n – коефіцієнт використання електричної потужності, який для насосів ХВО та різних насосів становить 0,7 – 0,8, для вакуум-насосів та насосів ежектора 0,65 – 0,75;

T_m – кількість годин використання максимуму потужності у планованому періоді за даними ліцензіата, год;

n – кількість струмоприймачів.

5.7.3. Розрахунок витрат електричної енергії насосами підживлення теплових мереж теплопостачання та опалення (далі – підживлювальними насосами).

Розрахункова витрата електричної енергії підживлювальними насосами визначається за формулами 32 та 42. При цьому:

1) середня робоча продуктивність ($G_{\text{підж.}}$) постійно діючого насоса розраховується за формулою

$$G_{\text{підж.}} = K_{\text{підж.}} \times V \times \gamma, \quad (\text{т/год}), \quad (55)$$

де V – об'єм трубопроводів теплових мереж, обладнання ЦТП, розподільчих трубопроводів опалення після ЦТП, внутрішніх систем опалення, куб. м;

γ – густина води при середній температурі води в подавальному та зворотному трубопроводах, т/куб. м;

$K_{\text{підж.}}$ – коефіцієнт підживлення, що визначається відповідно до вимог глави 3 цієї Методики.

Питомі об'єми трубопроводів теплових мереж (куб. м/км) визначаються розрахунковим методом, а питомі об'єми внутрішніх систем відповідно до таблиці 5.7;

Таблиця 5.7. Питомий об'єм води для наповнення внутрішніх систем теплопостачання

Устаткування системи	Питомий об'єм води на разове наповнення систем опалення, куб. м/ГДж/год (куб. м/Гкал/год), при перепаді температур води в системі теплопостачання, °С					
	95 – 70	110 – 70	130 – 70	140 – 70	150 – 70	180 – 70

Система опалення радіатори висотою:						
500 мм	4,66 (19,5)	4,20 (17,6)	3,61 (15,1)	3,49 (14,6)	3,18 (13,3)	2,65 (11,1)
1000 мм	7,40 (31)	6,74 (38,2)	5,78 (24,2)	5,54 (23,2)	5,16 (21,6)	4,35 (18,2)
ребристі труби	3,39 (14,2)	2,99 (12,5)	2,53 (10,8)	2,48 (10,3)	2,20 (9,2)	1,91 (8)
плінтусні конвектори	1,34 (5,6)	1,19 (5,0)	1,03 (4,3)	0,98 (4,1)	0,88 (3,7)	0,76 (3,2)
регістри з гладких труб	8,84 (37)	7,64 (32)	6,45 (27)	6,21 (26)	5,73 (24)	5,25 (22)
Опалювально-вентиляційна система						
обладнана калориферами	2,03 (8,5)	1,79 (7,5)	1,53 (6,5)	1,43 (6)	1,31 (5,5)	1,05 (4,4)

2) тиск встановленого насоса визначається за його гідравлічною характеристикою при середній продуктивності насоса.

Якщо статичний тиск у системі опалення (котельні з навантаженням $Q_{оп.} < 5$ Гкал/год та ТП) підтримується рівнем води у відкритому баку-розширювачі, то насос підживлення працює епізодично та середня продуктивність насоса становить $0,1 \times V$ (де V – об'єм баку-розширювача), а тиск – необхідний для заповнення бака.

5.7.4. Розрахунок витрат електричної енергії мережевими насосами систем теплопостачання (двотрубна схема теплопостачання) з сумісним подаванням теплової енергії на опалення та гаряче водопостачання (далі – мережеві насоси). При цьому:

1) розрахункова витрата електроенергії мережевими насосами визначається за формулами 32 та 42, де $G = 1,05 \times G_m + G_{підж.}$ – продуктивність насоса, яка визначається за даними режимних випробувань теплових мереж або є результатом розрахункових витрат мережевої води за величинами теплових потоків на опалення, вентиляцію і гаряче водопостачання залежно від способу підключення теплообмінників і вибраного режиму регулювання згідно з вимогами ДБН В.2.5-39:2008 «Теплові мережі»;

2) витрата теплоносія (води) в мережі в опалювальний період розраховується за формулами:

для котельень із загальною тепловою потужністю > 100 МВт при цілодобовому постачанні гарячої води

$$G_m = G_{оп.} + G_{вент.} + G_{hm}; \quad (56)$$

для котельень з тепловою потужністю від 10 до 100 МВт

$$G_M = G_{\text{оп.}} + G_{\text{вент.}} + 1,2 \times G_{\text{hm}} ; \quad (57)$$

для котелень з тепловою потужністю до 10 МВт (включно)

$$G_M = G_{\text{оп.}} + G_{\text{вент.}} + 1,2 \times G_{\text{hmax}} . \quad (58)$$

У разі якісно-кількісного або кількісного регулювання G приймається з урахуванням режимної карти роботи теплових мереж.

3) витрата мережевої води на опалення та вентиляцію (при залежному приєднанні до теплових мереж) визначається за формулою

$$G_{\text{оп.}} (G_{\text{вент.}}) = \frac{\Sigma Q_{\text{оп.}} (\Sigma Q_{\text{вент.}}) \times 10^3}{(\tau_1 - \tau_2) \times c} ; \quad (59)$$

4) витрата мережевої води на гаряче водопостачання розраховується за формулами:

двоступенева змішана схема підключення теплообмінників ГВП
в опалювальний період

$$G_{\text{hm}} = \frac{\Sigma Q_{\text{hm}}}{(\tau'_1 - \tau'_2) \times c} \left(\frac{55 - t'}{55 - t_c} + 0,2 \right) \times 10^3 ; \quad (60)$$

$$G_{\text{hmax}} = \frac{0,55 \times Q_{\text{hmax}}}{\tau'_1 - \tau'_2} \times 10^3 , \quad (61)$$

за паралельною схемою підключення:
в опалювальний період

$$G_{\text{hm}} (G_{\text{hmax}}) = \frac{\Sigma Q_{\text{hm}} (\Sigma Q_{\text{hmax}})}{(\tau'_1 - 30 \text{ }^\circ\text{C}) \times c} \times 10^3 , \quad (62)$$

у неопалювальний період для всіх схем підключення

$$G_{\text{hmax}}^s = \frac{Q_{\text{hmax}}^s}{(\tau_1^s - 30 \text{ }^\circ\text{C}) \times c} \times 10^3 , \quad (63)$$

де $G_{\text{оп.}}$, $G_{\text{вент.}}$, G_{hm} , G_{hmax} , G_{hmax}^s – витрати мережевої води відповідно на опалення, вентиляцію, гаряче водопостачання при середньогодинному та максимальногодинному навантаженні на ГВП в опалювальний та неопалювальний періоди, т/год;

$\Sigma Q_{\text{оп.}}$, $\Sigma Q_{\text{вент.}}$, Q_{hmax} , Q_{hmax}^s – сумарне максимальне теплове довірне навантаження на опалення, вентиляцію, максимальне навантаження на ГВП в опалювальний та неопалювальний періоди приєднаних до котельні споживачів з урахуванням теплових втрат у теплових мережах, Гкал/год (МВт);

ΣQ_{hm} – сумарне середнє навантаження на ГВП в опалювальний період з урахуванням коефіцієнта 1,2, що враховує втрати теплової енергії у внутрішніх системах ГВП, Гкал/год (МВт);

τ_1, τ_2 – температура теплоносія в подавальному та зворотному трубопроводах теплової мережі при розрахунковій для опалення температурі зовнішнього повітря, °С.

Для розрахунку $G_{оп.}$ з незалежним приєднанням до зовнішніх мереж до значення додається приблизно 5 – 10 °С;

τ'_1, τ'_2 – температура теплоносія в подавальному та зворотному трубопроводах у «точці зламу» температурного графіка, °С;

τ_1^s – температура теплоносія в подавальному трубопроводі влітку згідно із затвердженим температурним графіком (в основному $\tau_1^s = 65 - 70$ °С);

t' – температура нагрітої води після першого ступеня підігріву на 7 °С менша за τ'_2 , °С;

t_c – розрахункова температура холодної води з джерела водопостачання, °С (за відсутності даних: в опалювальний період $t_c = + 5$ °С; у неопалювальний період $t_c = + 15$ °С);

c – теплоємність води, $c = 1$ ккал/кг °С;

5) для котелень з двотрубною схемою теплових мереж з періодичним відключенням систем ГВП, коли середньодобова годинна витрата теплової енергії збільшується, розглядаються два гідравлічні режими роботи системи, а саме з тепловим навантаженням на ГВП та без нього, і відповідно визначаються обсяги споживання електроенергії для кожного гідравлічного режиму;

б) для котелень, які мають чотиритрубну схему теплових мереж та окремий котел на виробництво ГВП, витрата мережевої води (G_M) дорівнює тільки витратам води на системи опалення та вентиляції з урахуванням теплових втрат у мережах та розраховується за формулою

$$G_M = G_{оп.} + G_{вент.} \quad (64)$$

Витрати мережевої води $G_{оп.}$ та $G_{вент.}$ визначаються за формулою 59. Якщо всі котли працюють на загальний колектор, то витрата мережевої води (G_M) в опалювальний період визначається за формулами 56 – 62;

7) для мережевих насосів, які забезпечують необхідний розрахунковий гідравлічний режим мереж, тиск насоса, його ККД або споживана потужність при регулюванні дроселюванням визначається за гідравлічною характеристикою насоса.

У разі облаштування мережевих насосів частотними регуляторами тиск мережевих насосів дорівнює сумі втрат тиску на джерелі теплопостачання, у подавальному та зворотному трубопроводах теплових мереж, втрат тиску в ТП;

8) за наявності в системах теплоспоживання автоматичних регуляторів та технічної можливості на джерелі теплопостачання зменшувати витрати теплоносія в системі розрахована згідно із ДБН В.2.5-39:2008 «Теплові мережі», кількість теплоносія може бути зменшена:

у ТП з регуляторами витрат теплоносія на опалення – на 10 – 15 %, в основному в періоди стояння температур зовнішнього повітря, вищих за відповідну температуру «зламу» графіка регулювання;

при відключенні від теплопостачання в нічні години систем вентиляції – відповідне зменшення витрат теплоносія на вентиляцію;

при оснащенні ТП регуляторами стабільності температури гарячої води та регуляторами обмеження максимальної витрати теплоносія на ввіді теплових мереж у ТП та інші витрати на ГВП, розраховані згідно із ДБН В.2.5-39:2008 «Теплові мережі», коригуються згідно з наведеним у таблиці 5.8;

Таблиця 5.8. Коригування витрат теплоносія в залежності від потужності котельні та схеми приєднання теплообмінників ГВП

Загальна потужність котельні	Опалювальний період				Міжопалювальний період
	з температурою зовнішнього повітря, вищою за відповідну «точку зламу» температурного графіка		з температурою зовнішнього повітря, нижчою за відповідну «точку зламу» температурного графіка		
	Схема приєднання теплообмінників ГВП у теплопунктах				
	двоступенева	паралельна	двоступенева	Паралельна	
>100 МВт	ДБН В.2.5-39:2008 «Теплові мережі»				
Від 10 до 100 МВт	Формула 60	Формула 62	Формула 60, де $(\tau'_1 - \tau'_2)$ замінено на $(\tau''_1 - \tau''_2)$	Формула 62, де τ'_1 замінено на τ''_1	Формула 63, де Q_{hm}^s замінено на $1,1 (1,14) \times \sum Q_{hm}^s$ у денні години або на $0,3 \sum Q_{hm}^s$ у нічні години за наявності циркуляції у ЦТП
До 10 МВт	Формула 59, де $\sum Q_{hm}$ замінено на $1,1 (1,14) \times \sum Q_{hm}$ у денні години	Формула 61, де $\sum Q_{hm}$ замінено на $1,1 (1,14) \times \sum Q_{hm}$ у денні години	Формула 59, де $\sum Q_{hm}$ замінено на $1,1 (1,14) \times \sum Q_{hm}$ у денні години, та $(\tau'_1 - \tau'_2)$ замінено	Формула 61, де $\sum Q_{hm}$ замінено на $1,1 (1,14) \times \sum Q_{hm}$ у денні години та τ'_1 замінено на τ''_1	

			но на $(\tau_1'' - \tau_2'')$	
	Формула 62, де $\sum Q_{hm}$ замінено на $0,3 \sum Q_{hm}$ у нічні години за наявності циркуляції в ЦТП		Формула 62, де $\sum Q_{hm}$ замінено на $0,3 \sum Q_{hm}$ у нічні години за наявності циркуляції в ЦТП τ_1' замінено на τ_1''	

Примітки:

1. Денні години ~ 18 годин на добу (витрата води на ГВП становить 1,33 від середньодобової витрати), нічні години ~ 6 годин на добу.

2. Для котелень потужністю 10 – 100 МВт загальні витрати теплоносія визначаються за формулою 57.

3. $\tau_1'' - \tau_2''$ – різниця температур у подавальному та зворотному трубопроводах теплової мережі у точці, відповідній до середніх температур, нижчих за «точку зламу».

4. Тривалість роботи котелень у зазначених режимах визначаються за часом стояння відповідних температур зовнішнього повітря.

5. 1,1 – коефіцієнт нерівномірності споживання теплової енергії на ГВП у денні години без урахування втрат у теплових мережах (відсутні ЦТП); 1,14 – те ж саме з урахуванням втрат у тепловій мережі (ЦТП наявні).

Коефіцієнти розраховані за умов повних тепловтрат у системі ГВП (з урахуванням зовнішніх мереж) у розмірі 0,25 до теплової енергії на нагрівання холодної води;

9) при регулюванні дроселюванням повний тиск насоса або споживана потужність визначається за гідравлічною характеристикою насоса, витрачена електрична енергія визначається за формулами 32 та 42. При застосуванні частотного регулювання роботи електродвигуна витрати електричної енергії визначаються за формулами 42 та 44;

10) необхідний тиск насоса ($H_{м.п.}$) у період зменшення кількості мережевої води розраховується за формулою

$$H_{м.п.} \sim \frac{H_M}{G_M^2} \times G_{м.п.}^2, \quad (65)$$

де H_M – необхідний тиск для роботи мережі при G_M , мв. ст.;

G_M – розрахункова витрата мережевої води, куб. м/год;

$G_{м.п.}$ – витрати мережевої води в перехідний період, куб. м/год.

Зокрема, час стояння температур зовнішнього повітря, вищих або нижчих за «точку зламу» графіка, визначається за даними місцевої метеостанції або кліматологічних довідників.

5.7.5. Розрахунок витрат електричної енергії насосами гарячого водопостачання. При цьому:

1) розрахункова витрата електричної енергії підвищувальними насосами холодної води на потреби ГВП (далі – підвищувальні насоси) визначається за формулами 32 та 42;

2) продуктивність постійно діючого підвищувального насоса ($G_{н.гвп}$) у години розбирання води (~ 18 год. на добу) розраховується за формулою

$$G_{н.гвп} = G_{hm} \times (24/18) \times 1,05 = 1,4 \times G_{hm}, \quad (66)$$

де G_{hm} – середня витрата гарячої води за середню добу, куб. м/год (т/год). Визначається згідно з ДБН В.2.5-64:2012 «Внутрішній водопровід та каналізація» за даними про кількість споживачів та згідно з вимогами, визначеними порядком формування тарифів на послугу з постачання гарячої води, затвердженим постановою НКРЕКП;

3) за наявності даних про середньогодинну витрату теплової енергії на ГВП споживачами продуктивність підвищувального насоса ($G_{пн.гвп}$) у години розбирання води розраховується за формулою

$$G_{пн.гвп} = \frac{Q_{hm} (Q_{hm}^s) \times 10^3 \times 24 \times 1,05}{(55 - t_c) \times c \times 1,2 \times 18} = \frac{Q_{hm} (Q_{hm}^s) \times 10^3 \times 1,17}{(55 - t_c) \times c}, \quad (67)$$

де Q_{hm} , Q_{hm}^s – середньогодинна витрата теплової енергії на ГВП споживачів в опалювальний та неопалювальний періоди з урахуванням втрат теплової енергії у внутрішньобудинковій системі ГВП, Гкал/год;

t_c – температура холодної води, °С. У разі невизначеності t_c рекомендується приймати значення + 5 °С та +15 °С відповідно для зимового та літнього періодів;

1,2 – коефіцієнт до середньодобової витрати теплової енергії на нагрівання холодної води, який враховує втрати теплової енергії у внутрішньобудинковій системі ГВП;

4) тиск або споживана електрична потужність визначається за гідравлічною характеристикою встановленого підвищувального насоса. Повний необхідний тиск знаходиться в межах від 20 до 70 м без урахування тиску в мережі холодного водопроводу або бака-акумулятора гарячої води, розташованого вище насоса;

5) за повної відсутності гідравлічної характеристики (насос нестандартний, реконструйований, обладнаний новим електродвигуном тощо) необхідний тиск насоса розраховується за спрощеною формулою

$$H = (H_{\text{буд.}} + h_{\text{с.прил.}} + \Delta H_{\text{Iступ.}} + \Delta H_{\text{IIступ.}} + \Delta H_{\text{м.с.}} + \Delta H_{\text{м}} - H_{\text{х.в.}}) \times 1,1, \quad (68)$$

де $H_{\text{буд.}}$ – найбільша геометрична висота будинків, які обслуговуються, над рівнем встановлення насосів, м;

$h_{\text{с.прил.}}$ – необхідний для роботи сантехнічних приладів тиск, $h_{\text{с.прил.}} = 3$ м в. ст.;

$\Delta H_{\text{Iступ.}}$, $\Delta H_{\text{IIступ.}}$ – втрати тиску води в теплообміннику I, II ступенів:

$\Delta H_{\text{Iступ.}} = 4$ м в. ст., $\Delta H_{\text{IIступ.}} = 5$ м в. ст.;

$\Delta H_{\text{м.с.}}$ – втрати тиску води в подавальних трубопроводах місцевої системи ГВП, $\Delta H_{\text{м.с.}} = 4 - 8$ м в. ст.;

$\Delta H_{\text{м}}$ – втрати тиску води в мережах подавальних трубопроводів після ЦТП, м в. ст., які розраховуються за формулою

$$\Delta H_{\text{м}} = 1,2 \times 0,035 \times L, \quad (69)$$

де L – протяжність найбільш віддаленої від джерела тепlopостачання мережі трубопроводів ГВП у двотрубному вимірі, м;

$H_{\text{х.в.}}$ – середній гарантований тиск холодної води перед теплообмінником I ступеня підігріву;

1,1 – коефіцієнт запасу;

б) час роботи підвищувального насоса визначається за даними експлуатації.

Якщо насос приєднано безпосередньо до мереж водопроводу, час роботи вдень в основному становить 18 годин. У нічні години при майже відсутньому споживанні води потужність насоса, що працює, становить приблизно 25 % від встановленої потужності електродвигуна.

Якщо насос ГВП встановлено після насосів холодного водопостачання, то час його роботи зазвичай складає 3 – 4 години на добу з продуктивністю $2 \times G_{\text{пн.гвп}}$;

7) визначений згідно з гідравлічною характеристикою підвищувального насоса ККД через значні коливання продуктивності насоса зменшується на коефіцієнт $K_{\text{зм}}$ за відсутності частотного регулювання роботи електродвигуна згідно з таблицею 5.9;

Таблиця 5.9. Значення коефіцієнта зменшення ККД підвищувального насоса

Середнє навантаження ГВП, Гкал/год	Коефіцієнт $K_{\text{зм}}$
до 0,1	0,85
0,1 – 0,2	0,9
0,2 – 1,5	0,95

8) розрахунок витрат електричної енергії циркуляційними насосами системи ГВП.

Розрахункова витрата електричної енергії на привод циркуляційних насосів системи ГВП розраховується за загальними формулами 32 та 42;

9) середня продуктивність циркуляційного насоса ($G_{\text{цн.гвп}}$) за добу розраховується за формулою

$$G_{\text{цн.гвп}} = \frac{\sum q_{\text{втр.}} \times 10^3}{\Delta t \times c}, \quad \text{т/год, (70)}$$

де $\sum q_{\text{втр.}}$ – втрати теплоти подавальними трубопроводами всієї системи ГВП після теплообмінника (внутрішньообудинковими та розподільчими мережами), Гкал/год. $\sum q_{\text{втр.}}$ складають приблизно $0,17 \times Q_{\text{hm}}$;

Δt – втрата температури гарячої води від теплообмінника ГВП до водорозбірної арматури, °С. Δt визначається згідно із ДБН В.2.5-64:2012 «Внутрішній водопровід та каналізація».

Продуктивність циркуляційного насоса в денні години доби (~ 18 год) становить 50 – 60 % від нічної продуктивності, тому в денні години продуктивність насоса складає 0,8 – 0,87 від середньої, в нічні години (~ 6 год) відповідно 1,6 – 1,4;

10) повний тиск та ККД циркуляційного насоса визначаються за гідравлічною характеристикою при розрахунковій середній продуктивності. За відсутності характеристики насоса розрахунковий тиск вибирають у межах 15 – 25 м;

11) розрахункові витрати електричної енергії циркуляційно-підвищувальними насосами системи ГВП на привод двигуна насоса розраховуються за загальними формулами 32 та 42;

12) середня експлуатаційна продуктивність насосів розраховується за формулами:

у години водорозбирання при недостатньому тиску (І режим)

$$G_I = G_{\text{нгвп}} + 0,6 \times G_{\text{цгвп}}; \quad (71)$$

в інші години (ІІ режим)

$$G_{II} = G_{\text{цгвп}}. \quad (72)$$

Значення $G_{\text{нгвп}}$, $G_{\text{цгвп}}$ розраховуються за формулами 66, 67 та 70;

13) тиск насоса та його ККД визначаються за гідравлічною характеристикою встановленого насоса або за її відсутності (насос

нестандартний, реконструйований, обладнаний новим електродвигуном тощо) та розраховуються за спрощеними розрахунковими формулами:

Режим I:

$$H_I = (H_{\text{буд.}} + h_{\text{с.прил.}} + \Delta H_{\text{II}} + \Delta H_{\text{м.с.}} + \Delta H_{\text{м.под.}} + \Delta H_{\text{м.цирк.}} - H_{\text{Iступ.}}) \times 1,1, \quad (73)$$

де $\Delta H_{\text{м.под.}}$ – втрата тиску води в подавальному трубопроводі мережі ГВП, м в. ст.; $\Delta H_{\text{м.под.}} = 1,2 \times (0,035 - 0,04) \times L$,

де L – довжина мережі від ЦТП до найбільш віддаленого споживача, м;

$\Delta H_{\text{м.цирк.}}$ – втрата тиску води в циркуляційному трубопроводі мережі при водорозбиранні, м в. ст.; $\Delta H_{\text{м.цирк.}} = 1,2 \times (0,01 - 0,012) \times L$;

$H_{\text{Iступ.}}$ – тиск підігрітої води після теплообмінника першого ступеня, м в. ст.

Усі інші позначення відповідають формулі 68.

Режим II:

$$H_{\text{II}} = \Delta H_{\text{II}} + \Delta H_{\text{м.с.}} + \Delta H_{\text{м.под.}} + \Delta H_{\text{м.цирк.}}, \quad (74)$$

де ΔH_{II} – втрата тиску води в теплообміннику II ступеня у режимі циркуляції, ΔH_{II} приблизно 2,5 м в. ст.;

$\Delta H_{\text{м.с.}}$ – втрата тиску води в місцевій системі при циркуляційній витраті води, $\Delta H_{\text{м.с.}} \approx 2,5$ м в. ст.;

$\Delta H_{\text{м.под.}}$ – втрата тиску води в подавальному трубопроводі ГВП у режимі циркуляції, м в. ст., $\Delta H_{\text{м.под.}} \approx 1,2 \times 0,02 \times L$;

$\Delta H_{\text{м.цирк.}}$ – втрата тиску води в циркуляційному трубопроводі у режимі циркуляції, м в. ст., $\Delta H_{\text{м.под.}} + \Delta H_{\text{м.цирк.}} \approx 1,2 \times (0,05 + 0,035) \times L$;

14) час роботи насосів визначається за даними ліцензіата. Орієнтовно: у режимі I – 18 годин на добу, у режимі II – 6 годин на добу.

5.7.6. Розрахунок витрат електричної енергії насосами попутного дренажу (дренажними насосами) ($W_{\text{др.н.}}$) визначається за формулою

$$W_{\text{др.н.}} = P_{\text{др.н.}} \times 0,8 \times T, \quad (75)$$

де $P_{\text{др.н.}}$ – встановлена потужність насоса, кВт;

T – час роботи насоса у планованому періоді, год.

5.7.7. Розрахунок витрат електричної енергії підкачувальними насосами на тепловій мережі (підкачувальні насоси). При цьому:

1) витрата електричної енергії підкачувальними насосами розраховується за формулами 32 та 42, при цьому загальна продуктивність відповідає кількості

теплоносія, який перекачується в місці встановлення насоса, тиск визначається за даними п'єзометричного графіка, $\eta_n = 0,70 - 0,75$.

5.7.8. Розрахунок витрат електричної енергії коригувальними (змішаними) насосами. При цьому:

1) коригувальні насоси встановлюються на трубопроводах опалення при залежному приєднанні системи опалення до системи теплопостачання. При встановленні насоса на перемищі середня продуктивність насоса ($G_{кор.}$) розраховується у т/год за формулою

$$G_{кор.} = G_{оп.} \times \frac{\tau'_1 - \tau_{01}}{\tau'_1 - \tau_{02}}, \quad (76)$$

де $G_{оп.}$ – витрата мережевої води на опалення, розраховується за формулою 59;

τ_{01}, τ_{02} – середня температура води в подавальному та зворотному трубопроводах при регулюванні за опалювальним графіком при температурах зовнішнього повітря, вищих за відповідну температуру «зламу» графіка;

τ'_1 – температура теплоносія в подавальному трубопроводі в «точці зламу» експлуатаційного температурного графіка, приймається в межах $65 - 70$ °С.

Середня продуктивність насоса орієнтовно становить $0,3 - 0,5 G_{оп.}$;

2) тиск насоса та його ККД визначаються за гідравлічною характеристикою насоса; для відцентрових насосів марки К без частотного регулювання – зі зменшенням ККД у 0,95 разів, який враховує коливання продуктивності насоса;

3) за повної відсутності гідравлічної характеристики (насос нестандартний, реконструйований, обладнаний новим електродвигуном тощо) тиск насоса (для систем опалення з елеватором) розраховується за формулою

$$H_{кор.} = (\Delta H_{сл.} + \Delta H_{рег.} + K_m \times 2 \times L + \Delta h) \times 1,1, \quad (77)$$

де $\Delta H_{сл.}$ – необхідний тиск для роботи елеватора, $\Delta H_{сл.}$ приблизно 20 м в. ст.;

$\Delta H_{рег.}$ – втрата тиску на регуляторі, $\Delta H_{рег.}$ приблизно 3 м в. ст.;

K_m – коефіцієнт, який враховує місцеві гідравлічні опори, $K_m = 1,3$;

L – довжина мережі до найбільш віддаленого споживача, м;

Δh – питомі лінійні втрати, $\Delta h = 0,01 - 0,015$ м в. ст.

5.8. Загальні витрати електричної енергії, що споживається тепловими пунктами, включають витрати електричної енергії: мережевими насосами систем теплопостачання (у тому числі двотрубна схема теплопостачання з сумісним

подаванням теплової енергії на опалення та гаряче водопостачання, система опалення, що підключена за незалежною схемою), насосами підживлення теплових мереж теплопостачання та опалення (підживлювальними насосами), підвищувальними та циркуляційними або циркуляційно-підвищувальними насосами ГВП, насосами попутного дренажу (дренажними насосами), коригувальними насосами (змішувальними), апаратами електромагнітної обробки води, підкачувальними насосами на тепловій мережі (підкачувальними насосами), вентиляторами для вентиляції приміщень.

Витрати електричної енергії всіма переліченими насосами розраховуються за формулами та підходами, наведеними в пункті 5.7 цієї глави (для аналогічних насосів).

До витрат електричної енергії теплових пунктів включаються витрати у випадку, якщо електроенергія, що споживається зазначеним устаткуванням, використовується для технологічних потреб виробництва, транспортування, постачання теплової енергії.

5.8.1. Розрахунок витрат електричної енергії апаратами електромагнітної обробки.

Витрати електричної енергії апаратами електромагнітної обробки ($W_{обр.}$) розраховуються за формулою

$$W_{обр.} = P \times n \times T, \quad (78)$$

де n – кількість працюючих апаратів;

P – встановлена потужність апарата (0,15 – 0,3 кВт);

T – час роботи в планованому періоді, год.

5.9. Втрати електричної енергії складаються з втрат при трансформації і втрат при транспортуванні та розраховуються за формулою

$$\Delta W_{втр.} = \Delta e_{тр.} + \Delta e_{мереж.}, \quad (79)$$

де $\Delta W_{втр.}$ – втрати електричної енергії при трансформації і транспортуванні, кВт·год;

$\Delta e_{тр.}$ – втрати активної та реактивної електричної енергії в трансформаторах, кВт·год;

$\Delta e_{мереж.}$ – втрати електричної енергії в мережах електропостачання, кВт·год.

Рекомендовані величини розрахункових втрат електричної енергії від загальної кількості споживаної електричної енергії для технологічних потреб виробництва, транспортування, постачання теплової енергії наведені в таблиці 5.10.

Таблиця 5.10. Рекомендовані величини розрахункових втрат електричної енергії від загальної кількості споживаної електричної енергії для технологічних потреб виробництва, транспортування, постачання теплової енергії

Елемент мережі	Втрати напруги, %	Втрати електроенергії, %
Мережа 6 кВ		
Живильна	3	2,5
Розподільча	2	1
Мережеві трансформатори:		
Постійні втрати	-	2
Змінні втрати	-	1
Мережа низької напруги загального користування	4,5	2
Мережа 10 кВ		
Живильна	2,5	2
Розподільча	1,5	1
Мережеві трансформатори:		
Постійні втрати	-	2
Змінні втрати	-	1

5.10. Загальні витрати електричної енергії на допоміжні потреби, зокрема, включають витрати електричної енергії: на освітлення виробничих приміщень, на вентиляцію виробничих приміщень, контрольно-вимірювальними приладами (далі – КВП) та засобами автоматики, на випробування теплосилового обладнання котелень, теплових пунктів та підкачувальних насосних станцій після ремонту, на випробування котлів, на випробування млинів для розмелу палива, на заплановані випробування, на випробування на герметичність теплової мережі та її заповнення.

5.10.1. Витрата електричної енергії на освітлення виробничих приміщень ($W_{\text{осв.}}$) розраховується за кількістю і потужністю встановлених світильників, встановлених за нормами освітленості виробничих приміщень, та часу їх функціонування у планованому періоді за формулою

$$W_{\text{осв.}} = \sum_{i=1}^n N_{\text{іосв.}} \times k_{\text{іосв.}} \times T_{\text{іосв.}}, \quad (80)$$

де $N_{\text{іосв.}}$ – потужність і-го світильника, кВт;

$k_{i_{ocb}}$ – коефіцієнт використання потужності світильників. Для зовнішнього освітлення виробничих приміщень $k_{i_{ocb}} = 1$, для внутрішнього освітлення виробничих приміщень $k_{i_{ocb}} = 0,8$;

$T_{i_{ocb}}$ – час використання потужності світильників, год.

За відсутності необхідної інформації для розрахунку можна приймати при відсутності природного освітлення в приміщенні $T = 7700$ год, при його наявності $T = 4800$ год;

n – кількість світильників, шт.

Для освітлення виробничих приміщень, у яких устаткування працює в автоматичному режимі, час використання потужності світильників повинен відповідати режиму перебування персоналу у таких приміщеннях, за винятком чергового освітлення.

Для освітлення виробничих приміщень використовуються найбільш ефективні (енергозберігаючі) із наявних світильники.

5.10.2. Витрати електричної енергії вентиляційними системами виробничих приміщень ($W_{в.}$) розраховуються за формулою

$$W_{в.} = \sum_{i=1}^n P_{i_{в.}} \times k_{i_{в.}} \times T_{i_{в.}}, \quad (81)$$

де $P_{i_{в.}}$ – установлена потужність (паспортна) струмоприймача, кВт;

$k_{i_{в.}}$ – коефіцієнт використання електричної потужності, $k_{i_{в.}} = 0,65 - 0,75$;

$T_{i_{в.}}$ – кількість годин використання максимуму потужності за даними ліцензіата, год;

n – кількість струмоприймачів.

5.10.3. Витрати електричної енергії (W_a) КВП та засобами автоматики (шафами КВП) розраховуються за формулою

$$W_a = P_a + T_a, \quad (82)$$

де P_a – споживана електрична потужність одним приладом або однією шафною КВП. У разі відсутності даних P_a приймається на рівні 0,025 кВт (відмінні від цього значення приймаються за паспортами);

T_a – тривалість роботи окремого приладу КВП або шафи КВП, год.

Споживана електрична потужність шафи КВП систем котлової і загальнокотельної автоматики визначається як сума споживаної потужності окремими приладами КВП. У разі відсутності даних споживана електрична потужність однієї шафи КВП з урахуванням потужності сервоприводів запірно-регулювальної арматури приймається для котельні загальною тепловою потужністю: до 1 МВт у розмірі 0,2 кВт, до 10 МВт у розмірі 1,0 кВт, більше 10 МВт – 1,5 кВт (відмінні від цього значення приймаються за паспортами).

5.10.4. Розрахункові витрати електричної енергії на випробування теплосилового обладнання котельень, теплових пунктів та підкачувальних насосних станцій після ремонту визначаються за технічно обґрунтованими даними аналогічних випробувань, проведених у минулі роки (актами випробувань), або згідно з таблицею 5.11.

Таблиця 5.11. Витрати електричної енергії на випробування теплосилового обладнання котельень, теплових пунктів та підкачувальних насосних станцій після ремонту

Найменування та технічна характеристика обладнання (маса агрегату без електродвигуна, т)	Витрати електроенергії, кВт·год
Вентилятор осьовий:	
до 0,03 т	0,4
0,03 – 0,08 т	1,7
0,08 – 0,40 т	4,5
Вентилятор дуттьовий одностороннього всмоктування відцентрований:	
до 0,6 т	30
0,6 – 0,8 т	45
0,8 – 1,0 т	100
1,0 – 2,5 т	140
2,5 – 5,0 т	190
5,0 – 6,0 т	250
6,0 – 9,0 т	350
9,0 – 18,0 т	400
18,0 – 27,0 т	500
27,0 – 35,0 т	750
Димосос одностороннього всмоктування:	
до 0,7 т	45
0,7 – 1,1 т	75
1,1 – 2,5 т	120
2,5 – 3,0 т	200
3,0 – 5,0 т	250
5,0 – 9,0 т	320
9,0 – 18,5 т	850
Димосос двостороннього всмоктування:	
19,7 т	1610
20,7 т	1880
39,8 т	4700
Агрегат насосний на загальній фундаментній плиті або багатоблочний:	
0,91 т	30
1,1 т	75

2,0 т	160
2,9 т	320
3,4 т	320
5,0 т	1500
9,4 т	2500
Агрегат насосний на окремій фундаментній плиті:	
0,89 т	84
1,8 т	126
2,3 т	105
4,6 т	840
6,2 т	840
18,2 т	3150
31,3 т	5250
Агрегат насосний конденсатний:	
4,8 т	250
7,8 т	500
9,3 т	1250
Агрегат насосний осьовий:	
3,9 т	1000
20,9 т	12800
36,8 т	20000
93,8 т	32000
Агрегат насосний відцентровий з вертикальним валом:	
22,4 т	12800
27,4 т	12800
40,1 – 63 т	25600
Агрегат насосний живильний:	
до 0,2 т	9,5
0,2 – 0,4 т	13,2
0,4 – 2,6 т	125
2,6 – 4,4 т	200
4,4 – 5,7 т	500
5,7 – 7,3 т	800
7,3 – 13,7 т	2500
13,7 – 26,0 т	5000
26,0 – 29,8 т	25600
29,8 – 43,8 т	64000
Насоси відцентрові консольні:	
до 0,10 т	0,7
0,10 – 0,12 т	1,5
0,12 – 0,15 т	5,5
0,15 – 0,21 т	6,3
0,21 – 0,35 т	11,3

0,35 – 0,45 т	22,0
0,45 – 1,10 т	110,0
1,10 – 3,10 т	315,0
3,10 – 8,60 т	800,0
Насоси відцентрові надтрубні циркуляційні:	
до 0,0018 т	0,02
0,0018 – 0,00205 т	0,06
0,00205 – 0,0057 т	0,17
0,0057 – 0,0093 т	0,26
0,0093 – 0,0175 т	0,51
0,0175 – 0,024 т	0,59
0,024 – 0,052 т	1,2
0,052 – 0,098 т	4,0
0,098 – 0,158 т	11,0
0,158 – 0,292 т	22,0

5.10.5. Розрахункові витрати електричної енергії на випробування водотрубних та жаротрубних котлів визначаються за технічно обґрунтованими даними аналогічних випробувань, проведених у минулі роки (актами випробувань), або згідно з таблицею 5.12.

Таблиця 5.12. Витрати електричної енергії на випробування водотрубних та жаротрубних котлів

Теплопродуктивність, Гкал/год (МВт), до:	Витрати електроенергії, кВт·год
Водотрубні котли	
1 (1,16)	22
3 (3,5)	45
7 (8)	97
10 (12)	150
20 (23)	240
30 (208)	300
50 (58)	440
100 (116)	1320
180 (208)	2160
Жаротрубні котли	
0,1 (0,12)	0,3
0,5 (0,6)	3
1 (1,16)	9
3 (3,5)	20
7 (8)	26
10 (12)	49

5.10.6. Розрахункові витрати електричної енергії на випробування млинів для розмелу палива визначаються згідно з таблицею 5.13.

Таблиця 5.13. Витрати електричної енергії на випробування млинів для розмелу палива

Найменування та технічна характеристика обладнання	Витрати електроенергії, кВт·год
Млин молотковий продуктивністю, т/год, до:	
5	546
11	834
20,4	1291
23,4	2509
29,8	3285
40	10093
Млин валковий середньоходовий продуктивністю, т/год, до:	
11,5	1085
16	1488

5.10.7. Розрахункові витрати електричної енергії на заплановані випробування (гідравлічні, максимальну температуру теплоносія, теплові) визначаються за технічно обґрунтованими даними аналогічних випробувань, проведених у минулі роки (актами випробувань).

5.10.8. Розрахункові витрати електричної енергії на щорічні випробування на герметичність тепломережі та її заповнення визначаються за техніко обґрунтованими даними відповідних служб за минулий рік (актами випробувань).

5.11. Планована питома витрата електричної енергії на одиницю відпущеної теплової енергії визначається за видами ліцензованої діяльності у сфері тепlopостачання (виробництво теплової енергії, транспортування теплової енергії, постачання теплової енергії) у кВт·год/Гкал шляхом ділення витрат електричної енергії для технологічних потреб відповідного виду діяльності з урахуванням відповідної частки втрат електричної енергії та її витрат на допоміжні потреби на обсяг відпуску теплової енергії на планований період.

**Директор Департаменту із
регулювання відносин у сферах
тепlopостачання та забезпечення
енергетичної ефективності в галузях
енергетики та комунальних послуг**

Р. Л. Овчаренко

Додаток 1
до Методики визначення витрат та
втрат паливно-енергетичних
ресурсів для врахування в тарифах
на теплову енергію, її виробництво
та транспортування (пункт 1.4)

Заходи щодо скорочення неефективних витрат і втрат паливно-енергетичних ресурсів, оптимізацію їх споживання, підвищення надійності і безперебійності роботи системи тепlopостачання і забезпечення її життєздатності

1. Виробництво теплової енергії.

1.1. Оптимізація технологічних витрат паливно-енергетичних ресурсів та непродуктивних втрат теплової енергії:

1.1.1 скорочення витрат палива і непродуктивних втрат теплової енергії;

1.1.2 будівництво, реконструкція, капітальний ремонт та переоснащення котельень (у тому числі заміна, переобладнання, капітальний ремонт, реконструкція генераторів теплової енергії (котлів), їх пальників, поверхонь нагрівання, топкових пристроїв, іншого тепломеханічного обладнання);

1.1.3 заміна котлів з низькими питомими показниками ефективності роботи, з завищеною встановленою тепловою потужністю у порівнянні з приєднаним тепловим навантаженням на вискоефективні котли, у тому числі конденсаційні з оптимізацією їх теплової потужності;

1.1.4 встановлення теплообмінників-утилізаторів продуктів згорання після котлів, у тому числі конденсаційних утилізаторів і повітрянагрівачів;

1.1.5 встановлення і удосконалення систем автоматичного регулювання співвідношення газ-повітря і загальнокотлової автоматики роботи котельних;

1.1.6 реконструкція, капітальний ремонт, переобладнання систем докотлової підготовки води;

1.1.7 реконструкція, капітальний ремонт, переоснащення систем приймання, попередньої підготовки і спалювання твердого палива, а також роботи з переведення топкового пристрою з одного виду палива на інший;

1.1.8 очистка зовнішніх поверхонь нагрівання котлів, промивка внутрішніх поверхонь нагрівання котлів;

1.1.9 комплекс заходів з переведення парових котлів у водогрійний режим;

1.1.10 капітальний ремонт поверхонь нагрівання котлів і їхніх зовнішніх огорожень з метою унеможливлення присосів повітря;

1.1.11 реконструкція систем дегазації підживлювальної води;

1.1.12 реконструкція системи підготовки дуттьового повітря до подачі у топковий пристрій;

1.1.13 заміна, удосконалення системи регулювання відпуску теплової енергії з котельні в теплову мережу;

1.1.14 влаштування байпасних ліній для зменшення втрат теплової енергії на власні потреби у зв'язку із експлуатацією котлів у режимі теплового простою;

1.1.15 теплова ізоляція трубопроводів і газоходів котельні;

1.1.16 реконструкція, капітальний ремонт і удосконалення схем підключення теплообмінного обладнання;

1.1.17 оптимізація роботи котлів при навантаженні, що суттєво відрізняється від номінального або в режимі регулювання пропусками.

1.2. Скорочення витрат електричної енергії:

1.2.1 заміна, реконструкція, капітальний ремонт і переобладнання насосів котельні та їх електричного приводу;

1.2.2 заміна, реконструкція, капітальний ремонт і переобладнання тягодуттьових пристроїв котельних і їх електричного приводу;

1.2.3 заміна, реконструкція, капітальний ремонт, і переобладнання електричного приводу устаткування системи паливоподачі і паливоприготування;

1.2.4 заміна, реконструкція, переобладнання і капітальний ремонт трансформаторних підстанцій і електричних мереж котельних;

1.2.5 обладнання насосних і тягодуттьових пристроїв котельних сучасними способами регулювання, у тому числі частотними перетворювачами;

1.2.6 реконструкція системи освітлення та вентиляції котельних;

- 1.2.7 впровадження енергоощадних систем автоматики котлів і котельні;
 - 1.2.8 оновлення машин та обладнання з електричним приводом;
 - 1.2.9 зменшення гідравлічного і аеродинамічного опору комунікацій і обладнання в котельні;
 - 1.2.10 оптимізація температурного графіка відпуску теплової енергії;
 - 1.2.11 удосконалення схем регулювання відпуску теплової енергії з котельні в теплову мережу;
 - 1.2.12 впровадження систем акумуляції електричної і теплової енергії.
- 1.3. Підвищення надійності і безперебійності роботи системи тепlopостачання і забезпечення її життєздатності:
- 1.3.1 капітальний ремонт, заміна зношеного і аварійного тепломеханічного обладнання та елементів тепломеханічних схем, які вичерпали свій ресурс;
 - 1.3.2 будівництво, реконструкція, капітальний ремонт будівельних конструкцій теплогенеруючих установок;
 - 1.3.3 будівництво, реконструкція, капітальний ремонт, переоснащення котелень з метою облаштування резервних елементів тепломеханічних схем і систем електрозабезпечення;
 - 1.3.4 комплекс заходів із захисту трубопроводів і обладнання теплогенеруючих установок від корозії або попередження корозії;
 - 1.3.5 будівництво, реконструкція, капітальний ремонт устаткування та обладнання у зв'язку з оптимізацією режимів роботи системи в цілому за результатами режимно-налагоджувальних робіт з метою впровадження технічно-обґрунтованого режиму роботи системи або реалізацією схеми тепlopостачання.

2. Транспортування та постачання теплової енергії.

2.1. Скорочення непродуктивних втрат теплової енергії, підвищення ефективності системи транспортування та постачання теплової енергії:

2.1.1 заміна, реконструкція, капітальний ремонт ділянок теплових мереж (трубопроводів), споруд та інших об'єктів (у тому числі обладнання та

устаткування теплових пунктів (ТП) і насосних станцій (НС). Використання матеріалів і обладнання з низькими втратами теплової енергії і високою енергетичною ефективністю;

2.1.2 будівництво, реконструкція, капітальний ремонт, переоснащення теплових мереж з метою об'єднання систем тепlopостачання від окремих джерел енергії;

2.1.3 оптимізація гідравлічного режиму роботи, забезпечення гідравлічної і теплової стійкості систем тепlopостачання. Оптимізація графіків тисків у теплових мережах;

2.1.4 будівництво, реконструкція, капітальний ремонт, переоснащення теплових мереж, обладнання ТП і НС у зв'язку з оптимізацією режимів регулювання відпуску теплової енергії в системі (якісне, змішане, кількісне).

2.2. Скорочення витрат електричної енергії:

2.2.1 впровадження систем автоматичного регулювання роботи обладнання ТП і НС;

2.2.2 оптимізація схем підключення тепломеханічного і насосного обладнання в ТП і НС;

2.2.3 заміна, реконструкція, переобладнання і капітальний ремонт трансформаторних підстанцій і електричних мереж ТП і НС;

2.2.4 обладнання насосів ТП і НС сучасними способами регулювання, у тому числі частотними перетворювачами;

2.2.5 реконструкція системи освітлення або вентиляції ТП і НС;

2.2.6 впровадження енергоощадних систем автоматики на ТП і НС;

2.2.7 оптимізація температурного графіка відпуску теплової енергії.

2.3. Підвищення рівня організації виробництва:

2.3.1 впровадження систем диспетчеризації і контролю за роботою теплових мереж, обладнання ТП та НП;

2.3.2 впровадження систем раннього сповіщення і виявлення аварійних ситуацій, прогнозування оптимального процесу регулювання відпуску теплоти;

2.3.3 впровадження систем енергетичного і екологічного моніторингу і менеджменту;

2.3.4 встановлення, заміна, метрологічне забезпечення і обслуговування вузлів обліку енергоносіїв. Впровадження систем автоматичної фіксації показань вузлів обліку енергоносіїв на ТП та НС;

2.3.5 реконструкція введів теплових мереж до будівель – об'єктів споживання теплової енергії;

2.3.6 впровадження заходів з переведення ТП і НС на безоператорний режим роботи;

2.3.7 будівництво і реконструкція резервних ділянок теплових мереж (трубопроводів і трубопровідних сполучень між відокремленими системами теплопостачання і радіальними трубопроводами), монтаж обладнання та устаткування, заміна їх запірної арматури;

2.3.8 комплекс заходів із захисту трубопроводів теплових мереж і обладнання від корозії або попередження внутрішньої і зовнішньої корозії;

2.3.9 будівництво, реконструкція, капітальний ремонт трубопроводів і обладнання у зв'язку з оптимізацією режимів роботи системи за результатами режимно-налагоджувальних робіт або впровадження технічно-обґрунтованого режиму роботи системи в цілому.