УДК 697.329

Н. Д. Степанова
В. А. Бородовський

ОСОБЛИВОСТІ ПРОЄКТУВАННЯ І МОНТАЖУ ТЕПЛООБМІННОГО ОБЛАДНАННЯ ЗА УМОВИ ПЕРЕХОДУ НА НИЗЬКОТЕМПЕРАТУРНІ СИСТЕМИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ МІКРОКЛІМАТУ

Вінницький національний технічний університет;

Анотація

У роботі розглянуто вплив зниження температури теплоносія на підбір теплообмінників, акумулювання теплоти та монтаж систем гарячого водопостачання (ГВП). Наведено попередню оцінку для житлового будинку на 120 квартир. Порівняно особливості бойлера зі вбудованим змійовиковим теплообмінником та бака-акумулятора із зовнішнім компактним теплообмінником. Окреслено умови впровадження фотоелектричних панелей і сонячних колекторів у систему підготовки гарячої води.

Ключові слова: проєктування, монтаж, низькотемпературне теплопостачання, ГВП, теплообмінник, накопичувач, сонячна енергія.

Abstract

This paper examines the impact of a reduction in the coolant temperature on the selection of heat exchangers, heat storage and the installation of domestic hot water (DHW) systems. A preliminary assessment is provided for a residential block comprising 120 flats. A comparison is made between the characteristics of a boiler with a built-in coil heat exchanger and a storage tank with an external compact heat exchanger. The conditions for integrating photovoltaic panels and solar collectors into the hot water supply system are outlined.

Keywords: design, installation, low-temperature heat supply, domestic hot water, heat exchanger, storage tank, solar energy..

Вступ

Перехід до низькотемпературних систем забезпечення мікроклімату є одним із основних напрямів підвищення енергоефективності житлової забудови. Зниження температури теплоносія в мережі дозволяє зменшити тепловтрати, підвищити ефективність використання теплоти відхідних газів, теплових насосів та інших низькопотенційних джерел, а також знизити витрату мережної води за рахунок збільшення температурного перепаду між подавальним і зворотним трубопроводом. Водночас для систем гарячого водопостачання (ГВП) зниження температури первинного теплоносія суттєво ускладнює роботу теплообмінного обладнання: зменшується температурний напір, зростає необхідна площа теплообміну, змінюються вимоги до накопичувачів, циркуляції, систем автоматизації та монтажу [1, 2].

Особливо актуальною ця проблема є для багатоквартирних житлових будинків, де ГВП має нерівномірний добовий графік споживання та виражені ранкові й вечірні піки. У таких умовах ємкісні теплообмінники, тобто бойлери непрямого нагріву з накопичувальним баком, часто є раціональним рішенням: вони дозволяють частково згладжувати пікове водоспоживання, зменшувати необхідну пікову теплову потужність і підвищувати надійність ГВП. Проте їх об’єм, конструкція, розміщення змійовика та схема підключення мають визначатися не лише за середньодобовим споживанням, а й за реальним піковим профілем водорозбору [1–3].

Метою роботи – визначити особливості проектування та монтажу теплообмінного обладнання для системи ГВП багатоквартирного житлового будинку в умовах переходу на низькотемпературний температурний графік, а також оцінити можливість використання додаткового електричного догріву від сонячних фотоелектричних панелей або сонячних колекторів.

.

Основна частина

Оскільки для сталого режиму потужність теплообмінника визначають залежністю $Q = k \cdot F \cdot \Delta t_{ср}$, то за умови зниження температурного напору $\Delta t_{ср}$, що є наслідком зниження температурного

графіку, виникає необхідність збільшувати поверхню нагріву F або змінювати конструкцію та робочі режими апарата [1, 4].

У якості прикладу розглянемо систему підготовки гарячої води для 120-квартирного житлового будинку із піковою потужністю системи гарячого водопостачання 130 кВт. Початково для забезпечення потреб гарячого водопостачання передбачався ємкісний теплообмінник обсягом 1,7 м^3.

Отже зниження температурного графіку мережної води із 90 / 70°С до 65 / 45°С призведе до зниження середньологарифмічного температурного напору із 46,38 °С до 19,96 °С. Для даних умов підігріву гарячої води від 10 °С до 55 °С коефіцієнт теплопередачі зменшиться на 25,5% (за використання тонкостінної трубки із нержавіючої сталі). Одночасно теоретична поверхня нагріву зросте у 3,11 рази. Оскільки різниця температур грійного теплоносія і швидкісний режим залишалися сталими, то така теплообмінна поверхня не потребує більшого діаметра грійної трубки. Пікова витрата гарячої води орієнтовно складе 2,48 м^3/год, витрата грійного теплоносія складе 5,75 м^3/год. Діаметри й насос для циркуляції теплоносія в системі підготовки ГВП визначають за фактичними витратами, швидкостями, опором апарата та наявним перепадом тиску [1].

ДБН В.2.5-64:2012 встановлює мінімальну температуру в місцях водорозбору 55 °С для закритих і 60 °С для відкритих систем централізованого теплопостачання. Тому 55 °С на виході з бойлера не гарантує 55 °С у віддаленій точці: необхідно врахувати охолодження, циркуляцію та похибки регулювання [3].

Міжнародні рекомендації температурного контролю Legionella передбачають зберігання гарячої води щонайменше при 60 °С та належні температури розподілу. Це рекомендації управління ризиком, а не заміна українських норм. Можливість прогріву всього бака й циркуляційного контуру, тривалість витримки та захист від опіків задають окремим регламентом. Нагрів лише верхньої зони ТЕНом не підтверджує знезараження всього об’єму [5].

Фотоелектричні панелі виробляють електроенергію для ТЕНів, тоді як сонячні колектори безпосередньо передають теплоту через окремий контур. Обидва рішення можуть зменшити споживання мережної теплоти, проте потребують резервного джерела: сонячна генерація не гарантує покриття нічного або зимового піку [6, 7].

Якщо мережний теплообмінник забезпечує попередній нагрів до 50 °С, то догрів потоку 2,48 м³/год до 55 °С потребує приблизно 14,4 кВт; від 45 до 55 °С — 28,8 кВт. Для повного бака 1,7 м³ догрів від 55 до 60 °С потребує приблизно 9,9 кВт·год без втрат. Отже, сонячну установку слід добирати за визначеною часткою догріву та погодинним балансом, а не за всією енергією нагрівання ХВС.

Бак 1,7 м³ обмежує перенесення сонячної теплової енергії в часі, але не є жорстким обмеженням денної продуктивності: за одночасного водорозбору теплота споживається безпосередньо. Остаточний вибір PV-потужності, площі колекторів і додаткового бака потребує кліматичних даних, площі даху, профілю споживання й економічного порівняння [6, 7], що може стати завданням для подальших досліджень.

Для низькотемпературного режиму доцільно порівняти бойлер із розвиненим змійовиком та бак із зовнішнім пластинчастим теплообмінником. Друге рішення полегшує збільшення поверхні й обслуговування, але потребує циркуляційного насоса контуру нагріву, системи автоматизації та узгодження гідравліки. Збільшення площі теплообміну не означає пропорційного збільшення об’єму бака: потрібна перевірка конкретної конструкції [1, 4].

Монтажні рішення включають перевірку несучої здатності основи за заповненою масою (лише вода важить приблизно 1,7 т), габаритів транспортування та сервісних зон. Передбачають відсічення й спорожнення, захист від перевищення тиску, компенсацію теплового розширення та можливість очищення. Запобіжний клапан не повинен відсікатися від захищуваної ємності. Схему уточнюють за паспортом виробника та вимогами до конкретної системи [3, 5].

Особливу увагу доцільно приділити балансуванню циркуляції, тепловій ізоляції, усуненню застійних ділянок і вимірюванню температур у різних зонах бака. Для ТЕНів потрібні незалежний обмежувач перегріву, захисне заземлення та електрозахист за проектом. Для сонячного теплового контуру передбачають захист від замерзання, стагнації й надлишкового тиску; конструкції даху перевіряють на навантаження та зберігають гідроізоляцію [3, 5 – 7].

Приймання системи має включати перевірку потужності саме при 65/45 °С, температури у віддалених точках, фактичної зворотної температури, часу відновлення запасу та роботи захистів. Два баки можуть підвищити ремонтопридатність, але самі по собі не забезпечують повного резервування. Тоту необхідно запроваджувати окрему перевірку доступної потужності, насосів, автоматики й електроживлення [1, 4, 5].

Висновки

Зниження температури мережного теплоносія до 65/45 °C зменшує температурний напір у теплообміннику. Тому для забезпечення тієї самої теплової потужності потрібна більша площа теплообміну або застосування теплообмінника іншої конструкції.

Витрата мережної води залежить не від абсолютної температури подачі, а від теплової потужності та перепаду температур між подачею і зворотом. Для потужності 130 кВт і перепаду 20 K витрата первинного теплоносія становить приблизно 5,75 м³/год.

Об'єм накопичувача необхідно визначати за реальним піковим водорозбором, а не лише за середньодобовим споживанням. Для баку 1,7 м³ і потужності 130 кВт достатність можна підтвердити лише після побудови графіка водорозбору та розрахунку дефіциту гарячої води у найкоротшому піковому інтервалі.

Температура відпуску ГВП 55 °C є мінімально допустимою для закритої системи теплопостачання. Проте в баку доцільно підтримувати 60 °C, а в циркуляційній лінії – нижче 55 °C, щоб забезпечити санітарний запас і зменшити ризик розвитку Legionella.

Графік 65/45 °C дозволяє використовувати бак 1,7 м³ як буферний накопичувач ГВП за умови, що теплообмінник гарантовано забезпечує 130 кВт саме при цих параметрах. Якщо фактична потужність нижча, об'єм бака або площу теплообміну потрібно збільшити.

Фотоелектричні панелі та сонячні колектори можуть бути додатковими джерелами теплоти для ГВП, але не повинні розглядатися як основне джерело без резервування. Бак 1,7 м³ має обмежену здатність накопичувати сонячну енергію, тому для суттєвого внеску сонячних систем доцільно буде передбачити окремий акумулятор.

Монтаж теплообмінного обладнання має передбачати запірну арматуру, зворотні клапани, запобіжні клапани, розширювальні баки, воздуховідвідники, лінії спорожнення, циркуляційний насос, термометри, датчики температури та термічні змішувачі на водорозбірних точках.

Найбільш раціональною є схема, у якій мережний теплообмінник забезпечує базовий нагрів, електричний догрів від PV використовується для доведення температури та термічної дезінфекції, а сонячні колектори підключаються до окремого акумулятора для попереднього нагріву холодної води.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. IEA DHC. Low-Temperature District Heating Implementation Guidebook / International Energy Agency, District Heating and Cooling. 2023. URL: https://www.iea-dhc.org/fileadmin/documents/Annex_TS2/IEA_DHC_Annex_TS2_Transition_to_low_temperature_DH.pdf (дата звернення: 16.11.2026).
2. ДБН В.2.5-39:2008. Теплові мережі / Мінрегіон України. Київ : Мінрегіон України, 2008. URL: https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3019178684306163162?doc_type=2 (дата звернення: 16.11.2026).
3. ДБН В.2.5-64:2012. Внутрішній водопровід та каналізація. Частина І. Проектування. Частина ІІ. Будівництво / Мінрегіон України. Київ : Мінрегіон України, 2012. URL: https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3019236319504106645?doc_type=2 (дата звернення: 16.11.2026).
4. ASHRAE. 2019 ASHRAE Handbook — HVAC Applications. Chapter 51: Service Water Heating (SI) / American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers. 2019. URL: https://handbook.ashrae.org/Handbooks/A19/SI/a19_ch51/a19_ch51_si.aspx (дата звернення: 16.11.2026).
5. Health and Safety Executive. Legionnaires' disease: Technical guidance. Part 2: The control of legionella bacteria in hot and cold water systems. HSG274. Bootle : HSE, 2013. URL: https://www.hse.gov.uk/pubns/priced/hsg274part2.pdf (дата звернення: 16.11.2026).
6. IEA SHC. Solar Hot Water for 2030: PV Hot Water Technology Brief / International Energy Agency, Solar Heating and Cooling Programme. 2023. URL: https://pubs.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task69-C.3_23-PV-Hot-Water-Technology-Brief.pdf (дата звернення: 16.11.2026).
7. IEA SHC. STC1: Classification and Benchmarking / International Energy Agency, Solar Heating and Cooling Programme. 2023. URL: https://pubs.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task52-STC1-Classification-and-Benchmarking_v02.pdf (дата звернення: 16.11.2026).

Степанова Наталія Дмитрівна, кандидат технічних наук, доцент кафедри теплоенергетики, Вінницький національний університет, м. Вінниця, e-mail: Stepanovand@i.ua

Бородовський Владислав Анатолійович, студент групи ТЕ-23б, факультет будівництва, цивільної та екологічної інженерії, Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця, e-mail: blazinavlad@gmail.com.

.

StepanovaNataliya D.,Cand. Sc. (Eng), Associate Professor of the Department of Thermal Power Engineering, Vinnitsa National Technical University, Vinnitsya, e-mail: Stepanovand@i.ua

Borodovskyi Vladyslav A., student of TE-23b group, Faculty of Civil and Environmental Engineering, Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, e-mail: borodovskyi@gmail.com .