

УДК 621.577.4:697.34

Басок Б.І.¹, Швець М.Ю.², Барило А.А.², Недбайло О.М.¹, Ткаченко М.В.¹, Луніна А.О.¹, Олійніченко В.Г.², Кушнір І.О.²¹ Інститут технічної теплофізики НАН України² Інститут відновлюваної енергетики НАН України

АНАЛІЗ ТЕХНІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕПЛОНАСОСНОЇ СТАНЦІЇ, ЩО ВИКОРИСТОВУЄ НИЗЬКОПОТЕНЦІЙНУ ТЕПЛОТУ СТИЧНИХ ВОД БОРТНИЦЬКОЇ СТАНЦІЇ АЕРАЦІЇ ДЛЯ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВИХ МІКРОРАЙОНІВ «ОСОКОРКИ» І «ПОЗНЯКИ» м. КИЄВА

Проаналізовано технічні характеристики проектно пропозиції по будівництву і експлуатації теплонасосної станції з електричним та турбінним приводом, що використовує низькопотенційну теплоту стічних вод Бортницької станції аерації для теплопостачання житлових мікрорайонів «Осокорки» і «Позняки» м. Києва. Оцінено скорочення кількості споживання природного газу або умовного палива при впровадженні теплонасосної станції з електричним та турбінним приводом.

Проанализированы технические характеристики проектного предложения по строительству и эксплуатации теплонасосной станции с электрическим и турбинным приводом, использующей низкопотенциальную теплоту сточных вод Бортнической станции аэрации для теплоснабжения жилых микрорайонов «Осокорки» и «Позняки» г. Киева. Оценено сокращение потребления природного газа или условного топлива при внедрении теплонасосной станции с электрическим и турбинным приводом.

There have been analyzed technical parameters needed to build and operate a heat-pump installation with electric and turbine drives. The installation is operated on the base of low potential sewage waters heat at Bortnychi aeration plant. The whole unit has been developed to provide heat supply in Osokorky and Poznyaky residential regions in Kyiv. Additionally the reduction of natural gas and standard fuel consumption has been defined when equipping the plant with electrical and turbine drives.

b – питома витрата палива;
 h – ентальпія води чи пари;
 G – витрата;
 H – використаний тепलोперепад;
 N – потужність турбіни;
 Q – тепла потужність;
 W – потужність приводу теплового насосу;
 α – кількість пари, що відбирається на підігрів 1 кг живильної води
 η – коефіцієнт корисної дії;
 ϕ – коефіцієнт трансформації теплового насоса;
 ПР-6-35/5/1,2 – турбіна теплофікаційна з промисловим відбором пари та протитиском (потужністю 6 МВт);
 ГРП – газорозподільний пункт;
 КВП – коефіцієнт використання палива;
 ТЕС – тепла електростанція;
 ТЕЦ – теплоелектроцентрально;
 ТН – тепловий насос;
 ТНС – теплонасосна станція.

Індекси верхні:

вих. – вихід;
 вх. – вхід;

' – кипляча вода;
 ср – середній;
 з – зимовий;
 л – літній;
 н – нижній.

Індекси нижні:

від – відбір пари з турбіни;
 вих – вихлоп пари з турбіни;
 в – водогрійний;
 г – природний газ;
 д – деаератор 1,2 ата;
 еп – електропровід;
 і – внутрішній;
 к – котел;
 кгп – конденсат гріючої пари;
 м – механічна;
 п – пара (паровий);
 пв – підігрівач живильної води;
 пмв – підігрівач мережної води;
 р – робоча;
 т – турбіна (турбопривід);
 тес – тепла електростанція;
 тн – тепловий насос.

В попередніх статтях [1, 2] розглядалась можливість теплопостачання житлових масивів Осокорки та Позняки на базі стічних вод Бортницької станції аерації. Низькопотенційну енергію стічних вод пропонувалося використовувати за допомогою десяти теплових насосів Unitop 50FY з приводом одиничної потужності до 6,5 МВт.

В даній роботі проведена оцінка технічних характеристик експлуатації теплонасосної станції. В якості приводу турбокомпресора теплового насоса зазвичай використовують електричний або тепловий двигун з когенераційним модулем (газопоршневий двигун, парова чи газова турбіна). Але газопоршневі двигуни, як правило, виробляються потужністю до 2,5 МВт, що недостатньо для використання в тепловому насосі Unitop 50FY. Потужність серійних парових та газових турбін варіюється від 500 кВт до 100 МВт і більше, тобто газову чи парову турбіну потужністю 6,5 МВт можна використати для приводу турбокомпресора теплового насоса Unitop 50FY [3].

Слід зазначити, що при використанні парової турбіни для приводу ТН необхідно також встановлення парових котлів. Це підвищує капітальні вкладення, але парові котли можуть бути використані для підігріву мережної води у випадку відмови в роботі ТН або парової турбіни.

При використанні газової турбіни для приводу ТН необхідні менші капітальні вкладення. Але коефіцієнт використання палива (КВП) газової турбіни є меншим від парової. При відмові чи аварійній зупинці газової турбіни або ТН компенсація втраченої потужності теплонасосної станції (ТНС) неможлива, тобто необхідно будувати резервні потужності. Також газова турбіна використовує в якості палива природний газ високого тиску (більше 1,5 МПа), на відміну від парових котлів, що використовують природний газ середнього тиску (0,15 МПа).

На запропонованій для будівництва ТНС території змонтовано газорозподільчий пункт (ГРП) з тиском газу 0,15 МПа та існують газові

мережі. Встановлення газової турбіни потребує будівництва нового ГРП та відповідних газових мереж. Таким чином, найбільш раціонально в якості теплового приводу використати парову турбіну.

Проаналізуємо технічні характеристики будівництва та експлуатації теплонасосної станції з парокомпресійними турбокомпресорами ТН Unitop 50FY на електричному та турбінному приводі.

На базі аналізу [3-7] турбінного обладнання, яке може бути використано для приводу теплового насоса, розглянуто декілька парових турбін потужністю 6 МВт: Р-6-35/10, Р-6-35/5, П-6-35/5, Т-6-35, ПР-6-35/10/5, ПР-6-35/10/1,2, ПР-6-35/5/1,2. В подальших розрахунках буде використовуватись парова турбіна ПР-6-35/5/1,2, оскільки вона потребує менших капіталовкладень на будівництво, ніж конденсаційні турбіни П-6-35/5, Т-6-35, та має мінімальну серед турбін з протитиском питому витрату пари.

Парова турбіна ПР-6-35/5/1,2 М згідно [7] має такі технічні характеристики: потужність номінальна/максимальна – 6/6,6 МВт; початкові параметри пари – тиск 3,43 МПа, температура – 435 °С; регулюємий відбір пари – тиск 0,49 МПа, температура – 237 °С; параметри пари на виході – тиск 0,12 МПа, температура – 132 °С; номінальна витрата пари без відборів/з відборами – 41,5/54,7 т/год.

На рис. 1, а, б запропоновано принципову технологічну схему теплонасосної станції з електроприводом ТН та схему з приводом від парової турбіни.

Пропонується паралельне підключення десяти теплових насосів Unitop 50FY за ходом мережної води.

При використанні для приводу теплового насоса електродвигуна (ЕД) (рис. 1, а) зворотна вода мережними насосами (МН) подається в конденсатори теплових насосів, де підігривається та надходить на догрів до СТ «Позняки», а потім до споживачів. Якщо використовувати десять теплових насосів Unitop 50FY з електроприводом, при розрахунково-

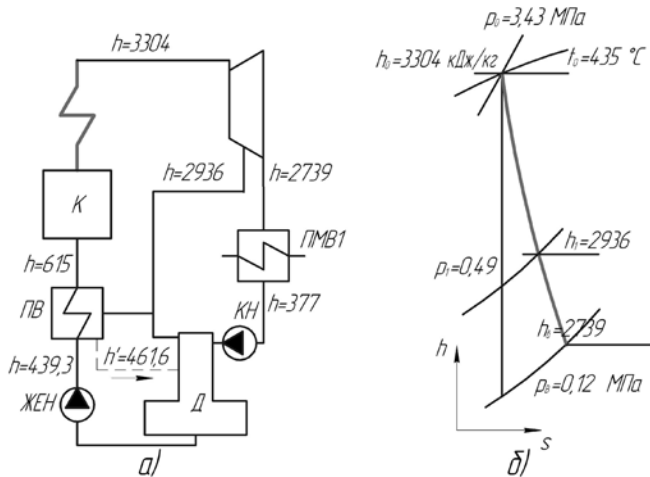


Рис. 2. Теплова схема (а) та тепловий процес (б) турбіни ПР-6-35/5/1,2.

на підігрівач живильної води (ПВ):

$$\alpha_{\text{ПВ}} = \frac{h_{\text{ПВ}}^{\text{вих}} - h_{\text{ПВ}}^{\text{вх}}}{h_{\text{Від}} - h'_{\text{КГП}}} = \frac{615 - 439,3}{2936 - 461,6} = 0,071. \quad (2)$$

Знайдемо кількість пари, що відбирається на деаератор 1,2 ата (Д):

$$\alpha_{\text{Д}} = \frac{h'_{\text{Д}} - \alpha_{\text{ПВ}} \cdot h'_{\text{КГП}} - (1 - \alpha_{\text{ПВ}}) h_{\text{Д}}^{\text{вх}}}{h_{\text{Від}} - h_{\text{Д}}^{\text{вх}}} = \frac{439,3 - 0,071 \cdot 461,6 - 0,929 \cdot 377}{2936 - 377} = 0,022. \quad (3)$$

Визначимо витрату пари на турбіну при потужності на валу 6500 кВт за формулою:

$$G_{\text{П}} = \frac{N_{\text{М}}}{\left[(h_0 - h_{\text{В}}) + (1 - \alpha_{\text{ПВ}} - \alpha_{\text{Д}}) (h_{\text{В}} - h_{\text{Вих}}) \right] \eta_{\text{М}}} = \frac{6500 \text{ кВт}}{[368 + 0,907 \cdot 197] \cdot 0,92} = 12,92 \text{ кг/с}. \quad (4)$$

Визначимо теплову потужність, що отримується з пари після турбіни при потужності на валу 6500 кВт за формулою:

$$Q_{\text{Т}} = G_{\text{П}} (1 - \alpha_{\text{ПВ}} - \alpha_{\text{Д}}) (h_{\text{вих}} - h_{\text{Д}}^{\text{вх}}) \eta_{\text{ПМВ}} = 12,92 \cdot 0,907 \cdot 2362 \cdot 0,99 = 27400 \text{ кВт}. \quad (5)$$

Тоді сумарна теплова потужність одного блоку теплонасосної установки з турбіною ПР-6-35/5/1,2 складе в зимовий період у залежності

від температури навколишнього повітря:

$$Q_{\text{С}} = Q_{\text{Т}} + Q_{\text{ТН}} = 27,4 \text{ МВт} + (16 \div 22) \text{ МВт} = 43,4 \div 49,4 \text{ МВт}. \quad (6)$$

За рекомендаціями [9,10] оптимальне значення коефіцієнта теплофікації $\alpha_{\text{теп}} = 0,4 \dots 0,7$ потужності системи опалення. Близько половини потужності системи опалення пропонується покривати теплонасосними установками з турбоприводом, для чого потрібне спорудження 7 блоків теплонасосних установок з турбіною ПР-6-35/5/1,2.

При розрахунковому навантаженні тепломережі 700 МВт, витрата мережної води складе 10...11 тис. т./год., тоді середній коефіцієнт трансформації ТН з приводом від турбіни за опалювальний період складає – 3,08, а за неопалювальний (витрата мережної води близько 3,5 тис. т./год) – 3,9 [2].

На рис. 3 зображено прогнозний графік теплових навантажень споживачів ТМ № 6 ТЕЦ-5 на 2020 рік [2] та розрахункову частину теплових навантажень, що може бути покрита десятьма тепловими насосами Unitop 50FY з електроприводом чи сімома блоками теплонасосних установок з турбіною ПР-6-35/5/1,2.

Визначимо кількість палива (природний газ з теплою згорання 35,5 МДж/м³), що необхідно для роботи одного ТН з турбінним приводом при потужності на валу турбіни 6500 кВт, в якості джерела пари обрано котел БКЗ-75-ГМА з ККД – 92,5 % [9]:

$$G_{\text{Г}} = \frac{G_{\text{П}} \cdot (h_0 - h_{\text{ПВ}}^{\text{вих}})}{Q_{\text{Р}}^{\text{H}} \cdot \eta_{\text{ПК}}} = \frac{12,92 \cdot (3304 - 615)}{35500 \cdot 0,925} = 1,06 \text{ м}^3/\text{с} = 3,8 \text{ тис. м}^3/\text{год}. \quad (7)$$

Визначимо коефіцієнт використання палива на виробництво теплоти ТН з електроприводом та трубопроводом ПР-6-35/5/1,2. Приймемо питому витрату палива рівною 360 г у.п. на 1 кВт·год електричної енергії (питома витрата палива на українських ТЕС загального користування – 397,1 г у.п./кВт·год), а ТЕЦ загального користування – 336 г у.п./кВт·год, дані за 2009 рік [12]) та знайдемо коефіцієнт

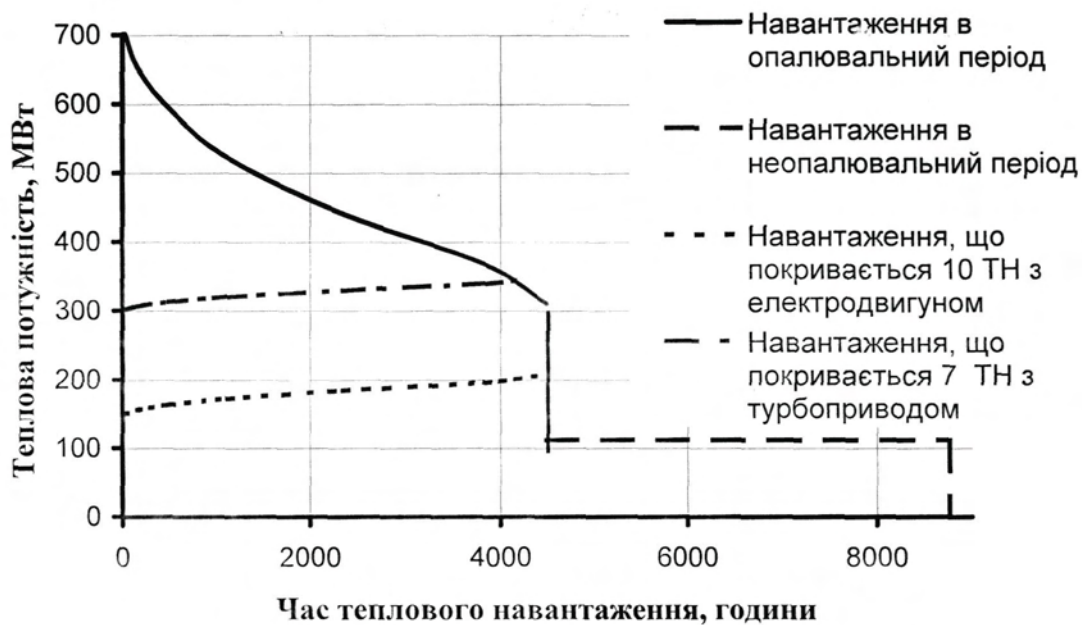


Рис. 3. Графік теплових навантажень споживачів ТМ №6 ТЕЦ-5 на 2020 рік та розрахункової частини теплових навантажень, що може бути покрита 10-ма тепловими насосами Unitop 50FY з електроприводом або 7-ма блоками теплонасосних установок з турбіною ПР-6-35/5/1,2.

корисної дії для виробництва електроенергії ТЕС та ТЕЦ [10]:

$$\eta_{\text{ТЕС}} = 0,123/b_{\text{у.п.}} = 0,123/0,36 \text{ кг у.п.}/(\text{кВт}\cdot\text{год}) = 34 \%. \quad (8)$$

Коефіцієнт використання палива на виробництво теплоти ТН з електроприводом в зимовий та літній період складе:

$$\text{КВП}_{\text{ЕП}}^{\text{СР.З}} = \varphi_{\text{ЕП}}^{\text{СР.З}} \cdot \eta_{\text{ТЕС}} = 2,9 \cdot 34 \% = 98,6 \%, \quad (9)$$

$$\text{КВП}_{\text{ЕП}}^{\text{СР.Л}} = \varphi_{\text{ЕП}}^{\text{СР.Л}} \cdot \eta_{\text{ТЕС}} = 3,1 \cdot 34 \% = 105,4 \%. \quad (10)$$

Коефіцієнт використання палива на виробництво теплоти ТН з трубопроводом ПР-6-35/5/1,2 в зимовий та літній період складе:

$$\text{КВП}_{\text{ТН}}^{\text{СР.З}} = (Q_{\text{T}} + \varphi_{\text{ТН}}^{\text{СР.З}} \cdot W) / (G_{\text{T}} \cdot Q_{\text{P}}^{\text{H}}) \cdot 100 \% = (27400 + 3,08 \cdot 6500) / (1,06 \cdot 35500) = 126 \%, \quad (11)$$

$$\text{КВП}_{\text{ТН}}^{\text{СР.Л}} = (Q_{\text{T}} + \varphi_{\text{ТН}}^{\text{СР.Л}} \cdot W) / (G_{\text{T}} \cdot Q_{\text{P}}^{\text{H}}) \cdot 100 \% = (27400 + 3,9 \cdot 6500) / (1,06 \cdot 35500) = 140 \%. \quad (12)$$

Коефіцієнт використання палива на виробництво теплоти водогрійними котлами складає:

$$\text{КВП}_{\text{ВК}} = \eta_{\text{ВК}} = 93 \%. \quad (13)$$

Висновки

З енергетичної точки зору вигідно встановлювати ТН на електричному та турбінному приводі, що використовують низькопотенційну теплоту стічних вод Бортницької станції аерації для теплопостачання житлових мікрорайонів «Осокорки» і «Позняки» м. Києва, замість встановлення водогрійних котлів.

При встановленні десяти ТН Unitop 50FY з електроприводом 6,5 МВт можливо отримати величезну економію в споживанні природного газу до 140 млн. м^3 в рік, так як електрична енергія для приводу ТН може бути вироблена на вугільних ТЕС або АЕС. Також економія умовного палива на виробництво теплоти ТН складе в зимовий період більше 6 % (6700 т у.п.) та літній більше 13 % (2100 т у.п.).

При встановленні сімох блоків теплона-

сосних установок з турбіною ПР-6-35/5/1,2 можливо також отримати суттєву економію в споживанні природного газу, так як економія умовного палива на виробництво теплоти ТН складе в зимовий період більше 35 % (43 млн. нм³ або 52000 т у.п.) та літній більше 43 % (19 млн. нм³ природного газу або 24000 т у.п.).

В подальшому буде проаналізовано економічні характеристики будівництва і експлуатації теплонасосної станції з електричним та турбінним приводом, що використовують низькопотенційну теплоту стічних вод Бортницької станції аерації, а також водогрійної котельні для теплопостачання житлових мікрорайонів «Осокорки» і «Позняки» м. Києва.

ЛІТЕРАТУРА

1. Швець М.Ю., Басок Б.И, Недбайло А.Н. Использование низькопотенциальной теплоты сточных вод в системе теплоснабжения жилых микрорайонов «Осокорки» и «Позняки» г. Киева // Пром. теплотехника. – 2011. – Т. 33. – №. 7 – С. 86-87.
2. Басок Б.И., Швець М.Ю., Барило А.А., Недбайло О.М., Ткаченко М.В., Луніна А.О. Використання низькопотенційної теплоти стічних вод Бортницької станції аерації для теплопостачання житлових мікрорайонів «Осокорки» і «Позняки» м. Києва // Промышленная теплотехника. – 2011. – Т. 33. – № 8. – С. 114-118.
3. *Номеклатурный каталог*. Энергетическое оборудование для тепловых электростанций и промышленной энергетики. Ч. 3 / ЦНИИТЭИ-тяжмаш М., 1997. – 154 с.
4. *ГОСТ 3618-82*. Турбины паровые стационарные для привода турбогенераторов. Типы и основные параметры. – Введ. 01.01.83. – М.: Изд-во стандартов, 1998.
5. *ГОСТ 20689-80*. Турбины паровые стационарные для привода компрессоров и нагнетателей. Типы, основные параметры и общие технические требования. – Введ. 01.07.81. – М.: Изд-во стандартов, 2000.
6. *Справочник энергетика* промышленных предприятий. Теплоэнергетика / Под общ. ред. В.Н. Юренева. – М.-Л.: Энергия, – 1965. – 450 с.
7. *Паровые турбины* малой мощности КТЗ / В.И. Кирюхин, Н.М. Тараненко, Е.П. Огурцова и др.. – М.: Энергоатомиздат, 1987. - 216 с.
8. *Турбины тепловых* и атомных электрических станций: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / Под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова. – М.: – МЭИ, – 2001. – 488 с.
9. *Соколов Е.Я.* Теплофикация и тепловые сети, –М.: Энергоиздат, – 1982. – 360 с.
10. *Тепловое оборудование* и тепловые сети: Учебник для вузов / Г.В Арсеньев, В.П. Белоусов и др. – М.: Энергоатомиздат, – 1988. – 400 с.
11. *Кесова Л.А., Шеляг В.Р., Булыгин А.А.* Паровые котлы энергетических блоков тепловых электростанций: Учеб.пособие. – К.: Політехніка, – 2004. – 80 с.
12. *Статистичний щорічник* України за 2009 рік / За ред. О. Г. Осауленка. – К.: ДП «Інформаційно-аналітичне агентство», – 2010. – 567 с.

Получено 17.10.2011 г.