

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет міського господарства ім. О.М. Бекетова

Національна академія наук України
Інститут проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Казарова Інна Олександрівна

УДК 621.165 : 621.14

ДИСЕРТАЦІЯ

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ЗА РАХУНОК ВПРОВАДЖЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЇ

05.14.06 – Технічна теплофізика та промислова теплоенергетика

Технічні науки

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ І. О. Казарова

Науковий керівник
Маляренко Віталій Андрійович,
доктор технічних наук, професор

Харків – 2017

АНОТАЦІЯ

Казарова І. О. Підвищення ефективності систем енергопостачання за рахунок впровадження когенерації. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 05.14.06 – «Технічна теплофізика та промислова теплоенергетика» (141 – теплоенергетика) – Харківський національний університет міського господарства ім. О.М. Бекетова; Інститут проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України, Харків, 2017.

Головною стратегією розвитку народного господарства передових країн світу стає забезпечення сталого та ефективного економічного зростання за рахунок зменшення енергоспоживання на одиницю продукції, що виробляється. Це досягається, в основному, за рахунок застосування новітніх енергозберігаючих технологій та раціонального управління енергогенеруючими об'єктами. У комунальній енергетиці України знаходиться близько 35 тис. котелень, що укомплектовані 114 тис. котлами. Це значний потенціал впровадження енергозбереження на теплогенеруючих об'єктах, шляхом реконструкції котелень у міні-ТЕЦ, при встановленні сучасних газопоршневих двигунів (ГПД), паротурбінних установок (ПТУ) та газотурбінних установок (ГТУ) малої потужності, а також використанні замкнених паротурбінних циклів на низькокиплячих робочих тілах (НРТ) (органічного циклу Ренкіна – organic Rankine cycle – ORC), з метою утилізації вторинних енергетичних ресурсів.

Метою роботи є підвищення техніко-економічних показників об'єктів комунальної енергетики на основі впровадження когенераційних технологій при використанні електрогенеруючих установок малої потужності та вдосконаленні їх теплових схем і режимів експлуатації. Предметом дослідження є проблеми

енергозбереження при встановленні електрогенеруючого устаткування малої потужності на об'єктах комунальної теплоенергетики.

У роботі проведено огляд літературних джерел та виконано аналіз проблеми енергозбереження у різних сферах народного господарства, зокрема на об'єктах комунальної енергетики України та при утилізації скидної теплоти малого потенціалу підчас генерації теплової енергії.

На основі сучасних підходів вирішено актуальну проблему наукового обґрунтування та розробки ефективних заходів щодо енергозбереження і підвищення техніко-економічних показників об'єктів комунальної енергетики шляхом впровадження когенерації. Виконано узагальнення вибору та оцінки існуючих підходів вирішення задач енергозбереження при використанні когенераційних технологій у муніципальній енергетиці. Проведено аналіз опублікованих робіт з розрахунку теплових схем електрогенеруючих установок і визначення техніко-економічної доцільності впровадження когенерації на теплогенеруючих об'єктах.

На базі електрогенеруючих джерел КП «Харківські теплові мережі», які є типовими для більшості регіонів України, проведено комплексний аналіз технічного стану, режимів експлуатації теплогенеруючого устаткування, оцінка доцільності подальших розрахункових досліджень та потенціалу впровадження принципів когенерації. Результати аналізу показали, що споживання електроенергії та фінансові витрати на її придбання займають значне місце у формуванні собівартості продукції.

Проведені дослідження з оцінки можливості підвищення ефективності котелень при їх розширенні на базі газопоршневих двигунів або газотурбінних надбудов. Переведення котельні у міні-ТЕЦ дозволяє повністю відмовитися від зовнішнього електропостачання, але необхідно зважувати всі ризики, що виникають при цьому. Для оцінки економічної доцільності переведення котельні в розряд міні-ТЕЦ шляхом впровадження ГТУ, проведено техніко-економічне обґрунтування з визначенням кількості капітальних вкладень та

термінів окупності проекту. За результатами порівняльного аналізу впровадження ГПД та ГТУ здійснено техніко-економічні обґрунтування обраних рішень впровадження когенерації. Рішення задачі виробництва власної електричної енергії на котельнях з підвищенням їх техніко-економічних показників передбачає здійснення організації надбудови у вигляді декількох енергетичних газопоршневих двигунів сумарною потужністю $\sim 0,8 - 4,0$ МВт. Така міні-ТЕЦ зможе ефективно працювати у широкому діапазоні змінних режимів з незначною зміною теплового ККД.

Запропоновано та розраховано доцільність впровадження когенерації за рахунок реалізації парових протитискових турбін на котельнях з паровими котлами. Обрано раціональні величини протитиску турбіни для забезпечення стабільного тепlopостачання споживачів, що є досить не простим завданням. Показано, що при виборі протитиску за турбіною, температура пари на виході повинна відповідати нормативним показникам. Остання забезпечує потрібну температуру води в літній час на гаряче водopостачання. У такому випадку турбіна відповідну електричну потужність і потрібну кількість теплової енергії. Взимку догрів води з бойлера, що приєднаний до турбіни, до температури прямої води, згідно температурного графіка, може проводитися з теплофікаційного відбору турбіни, водою з водогрійного котла, або за рахунок підвищення протитиску сумісно з одним з перших двох вказаних рішень. Обґрунтовано вибір раціонального режиму підігріву води з бойлера, що приєднаний до турбіни. За результатами проведених розрахункових досліджень та аналізу обрано парову протитискову турбіну з найбільшим терміном напрацювання на протязі року, що дозволить зменшити термін її окупності.

Вирішено задачу підвищення ефективності використання теплоти димових газів для виробництва електричної енергії на основі реалізації замкнених паротурбінних циклів на низькокиплячому робочому тілі. Проведено оцінку теплової потужності та параметрів скидної теплоти при виробництві теплової енергії на об'єктах комунальної енергетики. Виконано

вибір найбільш раціонального низькокиплячого робочого тіла. Визначено параметри та режими роботи замкненого паротурбінного циклу. Отримано, що при максимальному навантаженні водогрійного котла ПТВМ-100, та повному використанні теплоти димових газів, електрична потужність установки на НРТ може сягати ~ 2900 кВт. Результати розрахункових досліджень показали, що найбільш доцільним буде впровадження замкненого паротурбінного циклу на НРТ електричною потужністю ~ 100 кВт. На сучасному етапі розвитку таких циклів доцільним є вибір варіанту, який дозволить покривати власні потреби котельні у електричній енергії на рівні 5 – 10 % без додаткового спалювання палива.

Достовірність отриманих результатів встановлено шляхом їх порівняння з відомими в літературі рішеннями, даними експерименту, а також результатами, отриманими автором у рамках інших підходів.

Одержані в дисертаційній роботі результати досліджень передані КП «Харківські теплові мережі» для подальшого використання енергозберігаючих технологій при переведенні котелень у режим когенерації.

Вдосконалені моделі та підходи застосовуються при виконанні наукових досліджень у відділі оптимізації процесів і конструкції турбомашин Інституту проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України і в учбовому процесі при підготовці бакалаврів, спеціалістів і магістрів кафедри систем електропостачання та електроспоживання міст Харківської національної академії міського господарства ім. О.М. Бекетова.

Ключові слова: енергозбереження, комунальна енергетика, житлово-комунальне господарство, газопоршневий двигун, парова та газова турбіни, низькопотенційне джерело тепла, турбіна на низькокиплячому робочому тілі, ORC-цикл, техніко-економічний показник.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Маляренко В.А., Шубенко А.Л., Сенецкий А.В., Темнохуд И.А. (Казарова И.А.). Потенциал интеграции когенерационных систем в малую энергетику Украины // Інтегровані технології та енергозбереження. НТУ «ХПІ»: сб. наук. пр. Харків: НТУ «ХПІ», 2012. № 4. С. 11-17. ISSN 2078-5364.
2. Маляренко В.А., Шубенко А.Л., Сенецкий А.В., Темнохуд И.А. (Казарова И.А.). Тенденции модернизации объектов малой энергетики на базе когенерации // Ползуновский вестник, 2013. № 43. С. 131-137. ISSN 2072-8921.
3. Маляренко В.А., Темнохуд И.А. (Казарова И.А.), Сенецкий А.В., Петров А.Ю. Перевод котельных в режим когенерации путем внедрения турбин малой мощности // Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. Технічні науки. Вісник НТУСГ. Харків: ХНТУСГ, 2014. № 153. С. 110-111. ISBN 5-7987-0176X.
4. Андреев С.Ю., Маляренко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.), Немировський І.А. Когенерація у муніципальній енергетиці // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, 2015. № 2(133). С. 15-24. ISSN 2218-1849.
5. Андреев С.Ю., Маляренко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.), Шубенко О.Л., Бабак М.Ю., Сенецький О.В. Дослідження перспектив впровадження когенераційних технологій в комунальній енергетиці України // Східно-Європейський журнал передових технологій, 2015. № 8 (74). Т. 2. С. 11-17. ISSN 1729-3774.
6. Андреев С.Ю., Маляренко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.), Сенецький О.В. Можливості підвищення енергоефективності теплових мереж шляхом впровадження когенерації // Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. Вісник НТУ «ХПІ»: Зб. наук. праць. Харків: НТУ «ХПІ», 2015. № 17(1126). С. 147-155. ISSN 2078-774X.
7. Темнохуд І.О. (Казарова І. О.). Електротехнічна структура перетворення котельні в Міні-ТЕЦ // Комунальне господарство міст, 2015. № 121. С. 90-94. ISSN 0869-1231.

8. Андреев С.Ю., Маляренко В.А., Шубенко О.Л., Бабак М.Ю., Сенецкий О.В., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Когенерация у водогрійних котельнях з котлами ПТВМ-100 при використанні органічного циклу Ренкіна // Інтегровані технології та енергозбереження. Харків: НТУ «ХП», 2016. № 2. С. 48-60. ISSN 2078-5364.

9. Маляренко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.), Темнохуд О.О. Комунальна енергетика України: проблеми, шляхи розвитку // Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. Технічні науки. Вісник НТУСГ. Харків: ХНТУСГ, 2015. № 164. С. 138-140. ISBN 5-7987-0176X.

10. Андреев С.Ю., Маляренко В.А., Шубенко А.Л., Бабак Н.Ю., Сенецкий А.В., Темнохуд И.А. (Казарова И.А.). Когенерация в котельных на основе органического цикла Ренкина // Комунальне господарство міст. Харків: ХНУМГ, 2016. № 130. С. 55-64. ISSN 0869-1231.

11. Маляренко В.А., Галетич И.К., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Нетрадиційні джерела енергії Харківщини: стан, проблеми, перспективи // Проблеми підвищення ефективності електромеханічних перетворювачів в електроенергетичних системах: Міжнародна наук.-техн. конф., СевНТУ, 2012. С. 178-179.

12. Маляренко В.А., Шубенко А.Л., Сенецкий А.В., Темнохуд И.А. (Казарова И.А.). Когенерация – реальный путь повышения энергоэффективности малой энергетики // Современные проблемы электроэнергетики. Алтай-2013: I Междунар. науч.-технич. конф., 28 ноября 2013 г.: Сб. статей. Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2013. С. 76-78. ISBN 978-5-7568-1013-4.

13. Темнохуд И.А. (Казарова И.А.), Сенецкий А.В. Эффективность модернизации паровых котелен в мини-ТЭЦ путем реализации когенерационных технологий В 5 ч. Ч. 1. Проблемы энергообеспечения и энергосбережения // Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве: 9-я Международная науч.-технич. конф., 21-22 мая 2014 г.: Труды. М.: ГНУ ВИЭСХ, 2014. С 221-225. ISBN 978-5-903413-13-3.

14. Малярєнко В.А., Шубєнко А.Л., Сенєцький А.В., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Развитие электротехнических систем энергопотребления на основе когенерации // Новітні технології в електроенергетиці: V Міжнародна наук.-техніч. інтернет-конф. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бєкетова, 2015. С. 27-32. ISBN 978-5-903413-13-3.

15. Малярєнко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Перспективи підвищення енергоефективності теплових мереж шляхом впровадження когенерації [Електронний ресурс] // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: XV междунар. науч.-техн. конф. 14-17 сент. 2015 г. Сб. докл. Электрон. дан. Харьков, ИПМаш НАН Украины, 2015 г. 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). Загл. с экрана. 7 с.

16. Малярєнко В.А., Андрєєв С.Ю., Сенєцький О.В., Казарова І.О. Підвищення енергоефективності об'єктів комунальної енергетики шляхом впровадження ORC технології [Електронний ресурс] // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: XVI междунар. науч.-техн. конф. 11-15 сент. 2017 г. Тез. докл. Электрон. дан. Харьков, ИПМаш НАН Украины, 2017 г. 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). Загл. с экрана. 1 с.

17. Малярєнко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Енергетичні установки: Методичні вказівки до практичних занять для студентів 2 курсу денної, 3 курсу заочної форм навчання та слухачів другої вищої освіти за напрямом підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» зі спеціальності «Електротехнічні системи електроспоживання». Харків: ХНАМГ, 2012. 80 с.

18. Малярєнко В.А., Доценко С.І., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Технологія виробництва електроенергії: Конспект лекцій для студентів 1, 2 курсу денної, 2 курсу заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» зі спеціальності «Електротехнічні системи електроспоживання». Харків: ХНУМГ, 2014. 168 с.

ABSTRACT

Kazarova I. O. Increase of efficiency of energy supply systems at the expense of implementation of cogeneration. – Manuscript.

The thesis for a candidate's degree of technical sciences (Doctor of Philosophy) in speciality 05.14.06 – «Technical thermal physics and industrial heat-power engineering» (141 – thermal power engineering) – O. M. Beketov National University of Urban Economy in Kharkiv; A. Podgorny Institute for Mechanical Engineering Problems of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kharkiv, 2017.

The main strategy of development of the national economy of the advanced countries of the World is to ensure sustainable and efficient economic growth by reducing energy consumption per unit of production. This is achieved mainly due to the application of the latest energy-saving technologies and efficient management of energy generating facilities. In the communal energy sector of Ukraine there are about 35 thousand boiler houses, which are equipped with 114 thousand boilers. This is a significant potential for the introduction of energy saving on heat-generating facilities, by rehabilitation of boiler-houses in the mini-CHP, in the installation of modern gas-piston engines (GPE), steam turbine units (PTU) and low-power gas turbine units (GTU), as well as the use of closed steam turbine cycles on low boiling working fluids (LBF) (organic Rankine cycle – ORC), for the purpose of utilization of secondary energy resources.

The aim of the work is to increase the technical and economic indicators of communal energy objects based on the introduction of cogeneration technologies with the use of low power generating units and improvement of their thermal schemes and operating modes. The subject of the research is the problems of energy saving in the installation of low power generating equipment at the objects of municipal heat energy.

In the research reviewed the literature sources and analyzed the energy saving problem in various areas of the national economy, in particular, in the objects of the communal energy sector of Ukraine and the utilization of waste heat of small potential during the generation of thermal energy.

On the basis of modern approaches, the urgent problem of scientific justification and development of effective measures for energy saving and improvement of technical and economic indicators of communal energy facilities through the introduction of cogeneration has been solved. The generalization of a choice and an estimation of existing approaches to the decision of problems of power savings at use of cogeneration technologies in municipal power engineering was executed. The analysis of published works was carried out from the calculation of thermal schemes of power generating units and the determination of the feasibility and feasibility of the introduction of cogeneration at heat-generating facilities.

On the basis of power generating sources of CE "Kharkiv thermal networks", which are typical for most regions of Ukraine, a comprehensive analysis of the technical condition, the operating mode of heat generating equipment, the osilization of further calculation studies and the potential for introducing the principle of cogeneration. The results of the analysis showed that the consumption of electricity and the financial costs of its acquisition occupy a significant place in the formation of the cost of production.

Studies to assess the possibility of improving the efficiency of boiler houses when they are expanded on the basis of gas piston engines or gas turbine superstructures have been carried out. Translation of the boiler house into a mini-CHP allows to completely abandon the external power supply, but it is necessary to weigh all the risks that arise in this case. To assess the economic feasibility of transferring the boiler house to the category of mini-CHP by introducing GTU, a feasibility study was carried out to determine the amount of capital investments and the payback period of the project. Based on the results of a comparative analysis of the implementation of the GPE and GTU, feasibility studies of the selected solutions

for the introduction of cogeneration were carried out. The solution of the problem of the production of own electric power in boiler houses with the increase of their technical and economic demonstrations provides for the organization of the superstructure in the form of several power gas piston engines with a total capacity of $\sim 0.8 - 4.0$ MW. Such a mini-CHP plant is efficient to operate in a wide range of variable regimes with a slight change in the thermal efficiency.

The feasibility of introducing cogeneration through the implementation of steam back-pressure turbines on boiler houses with steam boilers was proposed and calculated. The rational values of the counterpressure of the turbine are selected to ensure stable heat supply to consumers, which is not a simple task. It is shown that when choosing the counterpressure behind the turbine, the temperature of the steam at the outlet should correspond to the standard parameters. The latter provides the desired water temperature in the summer time for hot water supply. In this case, the turbine corresponds to the electric power and the required amount of thermal energy. In winter, the water from the boiler, which is connected to the turbine to the temperature of direct water, according to the temperature schedule, can be carried out from the thermal selection of the turbine, water from the hot water boiler, or by increasing the backpressure together with one of the first two mentioned solutions. The choice of the optimum mode of water heating from the boiler, which is connected to the turbine, is substantiated. Based on the results of the calculations and analysis carried out, a steam back-pressure turbine with the longest operating time for a year has been selected, which will reduce the payback period.

The problem of increasing the efficiency of using the heat of flue gases for the production of electric energy is solved on the basis of the realization of closed steam-turbine cycles in low-boiling working fluids. The estimation of thermal capacity and parameters of waste heat at manufacture of thermal energy on objects of municipal power engineering is carried out. The choice of the most rational low-boiling working fluid was made. The parameters and operating modes of the closed steam-turbine cycle are determined. It was found that with the maximum load of the hot water

boiler PTVM-100, and full utilization of the heat of the flue gases, the electric power of the installation at the LBF can reach ~2900 kW. The results of computational researchs have shown that the most expedient is the use of a closed steam-turbine cycle at an LBF electric power of ~100 kW. At the present stage of development of such cycles, it is advisable to choose an option that will cover the boiler's own needs in electric energy at the level of 5 – 10 % without additional fuel combustion.

The reliability of the obtained results is established by comparing them with solutions known in the literature, experimental data, and also results obtained by the author in the framework of other approaches.

The research results received in the dissertation work were handed over to CE "Kharkiv thermal networks" for the further use of energy saving technologies in the transfer of boiler houses into cogeneration mode.

Advanced models and approaches are used in the implementation of scientific research in the department of process optimization and design of turbomachines of A. Podgorny Institute for Mechanical Engineering Problems of the National Academy of Sciences of Ukraine and in the training process for the preparation of bachelors, specialists and masters of the Department of Electricity Supply and Power Consumption of O. M. Beketov National University of Urban Economy in Kharkiv.

Keywords: energy saving, municipal energy, housing and utilities sector, gas piston engine, steam and gas turbines, low-potential heat source, turbine on a low-boiling working fluid, ORC-cycle, technical and economic indicator.

LIST OF PUBLISHER'S PUBLICATIONS ON THE TOPIC OF THE DISSERTATION

1. Маляренко В.А., Шубенко А.Л., Сенецкий А.В., Темнохуд И.А. (Казарова И.А.). Потенциал интеграции когенерационных систем в малую энергетику Украины // Интегровані технології та енергозбереження. НТУ «ХПІ»: сб. наук. пр. Харків: НТУ «ХПІ», 2012. № 4. С. 11-17. ISSN 2078-5364.
2. Маляренко В.А., Шубенко А.Л., Сенецкий А.В., Темнохуд И.А. (Казарова И.А.). Тенденции модернизации объектов малой энергетики на базе когенерации // Ползуновский вестник, 2013. № 43. С. 131-137. ISSN 2072-8921.
3. Маляренко В.А., Темнохуд И.А. (Казарова И.А.), Сенецкий А.В., Петров А.Ю. Перевод котельных в режим когенерации путем внедрения турбин малой мощности // Проблемы энергообеспечения та енергозбереження в АПК України. Технічні науки. Вісник НТУСГ. Харків: ХНТУСГ, 2014. № 153. С. 110-111. ISBN 5-7987-0176X.
4. Андреев С.Ю., Маляренко В.А., Темнохуд И.О. (Казарова И.О.), Немировський І.А. Когенерація у муніципальній енергетиці // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, 2015. № 2(133). С. 15-24. ISSN 2218-1849.
5. Андреев С.Ю., Маляренко В.А., Темнохуд И.О. (Казарова И.О.), Шубенко О.Л., Бабак М.Ю., Сенецкий О.В. Дослідження перспектив впровадження когенераційних технологій в комунальній енергетиці України // Східно-Європейський журнал передових технологій, 2015. № 8 (74). Т. 2. С. 11-17. ISSN 1729-3774.
6. Андреев С.Ю., Маляренко В.А., Темнохуд И.О. (Казарова И.О.), Сенецкий О.В. Можливості підвищення енергоефективності теплових мереж шляхом впровадження когенерації // Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. Вісник НТУ «ХПІ»: Зб. наук. праць. Харків: НТУ «ХПІ», 2015. № 17(1126). С. 147-155. ISSN 2078-774X.
7. Темнохуд И.О. (Казарова И. О.). Електротехнічна структура перетворення котельні в Міні-ТЕЦ // Комунальне господарство міст, 2015. № 121. С. 90-94. ISSN 0869-1231.

8. Андреев С.Ю., Маляренко В.А., Шубенко О.Л., Бабак М.Ю., Сенецкий О.В., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Когенерация у водогрійних котельнях з котлами ПТВМ-100 при використанні органічного циклу Ренкіна // Інтегровані технології та енергозбереження. Харків: НТУ «ХП», 2016. № 2. С. 48-60. ISSN 2078-5364.

9. Маляренко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.), Темнохуд О.О. Комунальна енергетика України: проблеми, шляхи розвитку // Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. Технічні науки. Вісник НТУСГ. Харків: ХНТУСГ, 2015. № 164. С. 138-140. ISBN 5-7987-0176X.

10. Андреев С.Ю., Маляренко В.А., Шубенко А.Л., Бабак Н.Ю., Сенецкий А.В., Темнохуд И.А. (Казарова И.А.). Когенерация в котельных на основе органического цикла Ренкина // Комунальне господарство міст. Харків: ХНУМГ, 2016. № 130. С. 55-64. ISSN 0869-1231.

11. Маляренко В.А., Галетич И.К., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Нетрадиційні джерела енергії Харківщини: стан, проблеми, перспективи // Проблеми підвищення ефективності електромеханічних перетворювачів в електроенергетичних системах: Міжнародна наук.-техн. конф., СевНТУ, 2012. С. 178-179.

12. Маляренко В.А., Шубенко А.Л., Сенецкий А.В., Темнохуд И.А. (Казарова И.А.). Когенерация – реальный путь повышения энергоэффективности малой энергетики // Современные проблемы электроэнергетики. Алтай-2013: I Междунар. науч.-технич. конф., 28 ноября 2013 г.: Сб. статей. Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2013. С. 76-78. ISBN 978-5-7568-1013-4.

13. Темнохуд И.А. (Казарова И.А.), Сенецкий А.В. Эффективность модернизации паровых котелен в мини-ТЭЦ путем реализации когенерационных технологий В 5 ч. Ч. 1. Проблемы энергообеспечения и энергосбережения // Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве: 9-я Международная науч.-технич. конф., 21-22 мая 2014 г.: Труды. М.: ГНУ ВИЭСХ, 2014. С 221-225. ISBN 978-5-903413-13-3.

14. Малярєнко В.А., Шубєнко А.Л., Сенєцький А.В., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Развитие электротехнических систем энергопотребления на основе когенерации // Новітні технології в електроенергетиці: V Міжнародна наук.-техніч. інтернет-конф. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бєкетова, 2015. С. 27-32. ISBN 978-5-903413-13-3.

15. Малярєнко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Перспективи підвищення енергоефективності теплових мереж шляхом впровадження когенерації [Електронний ресурс] // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: XV междунар. науч.-техн. конф. 14-17 сент. 2015 г. Сб. докл. Электрон. дан. Харьков, ИПМаш НАН Украины, 2015 г. 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). Загл. с экрана. 7 с.

16. Малярєнко В.А., Андрєєв С.Ю., Сенєцький О.В., Казарова І.О. Підвищення енергоефективності об'єктів комунальної енергетики шляхом впровадження ORC технології [Електронний ресурс] // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: XVI междунар. науч.-техн. конф. 11-15 сент. 2017 г. Тез. докл. Электрон. дан. Харьков, ИПМаш НАН Украины, 2017 г. 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). Загл. с экрана. 1 с.

17. Малярєнко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Енергетичні установки: Методичні вказівки до практичних занять для студентів 2 курсу денної, 3 курсу заочної форм навчання та слухачів другої вищої освіти за напрямом підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» зі спеціальності «Електротехнічні системи електроспоживання». Харків: ХНАМГ, 2012. 80 с.

18. Малярєнко В.А., Доценко С.І., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Технологія виробництва електроенергії: Конспект лекцій для студентів 1, 2 курсу денної, 2 курсу заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» зі спеціальності «Електротехнічні системи електроспоживання». Харків: ХНУМГ, 2014. 168 с.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	19
1 КОМУНАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ: СТАН, ПРОБЛЕМИ, ШЛЯХИ РОЗВИТКУ.....	25
1.1 Централізоване енергопостачання ЖКГ: стан, проблеми, шляхи розвитку.....	25
1.2 Когенераційні технології та системи як напрям розвитку енергетики.	27
1.3 Глибока утилізація теплоти димових газів.....	41
1.4 Технічні рішення теплових схем при когенерації на котельнях з використанням ORC контуру.....	49
1.5 Особливості функціонування ORC контурів, що обігріваються джерелами теплоти з температурою 80 – 180 °С.....	52
1.6 Когенераційна установка на базі ORC контуру, що обігрівається відхідними димовими газами.....	55
1.7 Переваги впровадження когенераційних технологій.....	57
1.8 Висновки за розділом 1.....	59
2 МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ.....	61
2.1 Методологія розрахунку теплових схем електрогенеруючих установок.	61
2.2 Визначення властивостей робочих тіл.....	65
2.3 Техніко-економічне обґрунтування встановлення електрогенеруючих установок.....	68
2.4 Розрахунок економії палива від встановлення турбоагрегату.....	69
2.5 Розрахунок терміну окупності впровадження турбоагрегату малої потужності.....	72
2.6 Висновки за розділом 2.....	74
3 ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ ШЛЯХОМ ВПРОВАДЖЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЇ.....	75

3.1	Передумови впровадження когенераційних технологій в житлово-комунальне господарство.....	75
3.2	Алгоритм аналізу котельного парку з позиції розрахунку і підбору їх параметрів при перетворенні у міні-ТЕЦ та напрямків реконструкції..	76
3.3	Загальний аналіз комунального підприємства «Харківські теплові мережі» з врахуванням пунктів запропонованого алгоритму з метою вибору перспективних для модернізації котелень.....	78
3.4	Опис типової районної котельні.....	88
3.4.1.	Загальні відомості про котельню і обладнання.....	88
3.4.2.	Аналіз енергоекономічних показників.....	91
3.5	Висновки за розділом 3.....	96
4	ДОЦІЛЬНІСТЬ ПЕРЕВЕДЕННЯ КОТЕЛЕНЬ У МІНІ-ТЕЦ ПРИ ВПРОВАДЖЕННІ ГТУ АБО ГПД.....	98
4.1	Вибір ГТУ або ГПД.....	98
4.2	Розрахунок ТЕП варіанту розширення котельні з використанням газопоршневих двигунів.....	103
4.2.1.	Вибір базових варіантів для розрахунку і аналізу основних ТЕП розширюваної котельні.....	103
4.2.2.	Розрахунок вартості 1 кВт·год виробленої електроенергії.....	116
4.2.3.	Термін окупності проекту з установкою газопоршневих двигунів.....	117
4.3	Висновки за розділом 4.....	118
5	КОГЕНЕРАЦІЯ НА ТЕПЛОДЖЕРЕЛАХ ПРИ ЗАСТОСУВАННІ ТУРБІН ВОДЯНОЇ ПАРИ.....	121
5.1	Вибір об'єкту дослідження.....	121
5.2	Когенерація на котельні шляхом встановлення парової турбіни з протитиском.....	122
5.3	Висновки за розділом 5.....	133
6	КОГЕНЕРАЦІЯ В ВОДОГРІЙНІЙ КОТЕЛЬНІ НА БАЗІ КОТЛІВ	

ПТВМ-100 З ВИКОРИСТАННЯМ ТУРБІН НА НИЗЬКОКИПЛЯЧИХ РОБОЧИХ ТІЛАХ.....	135
6.1 Вибір об'єкта дослідження з метою реалізації ORC технології. Аналіз особливостей функціонування водогрійної котельні.....	135
6.2 Вибір фреонів наявних на ринку України.....	138
6.3 Режими роботи котельні. Реалізація ORC контуру на основі використання димових газів.....	143
6.4 Висновки за розділом 6.....	149
ВИСНОВКИ.....	150
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	152
ДОДАТОК А. ХАРАКТЕРИСТИКИ П'ЯТИ ПОТУЖНИХ КОТЕЛЕНЬ КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ».....	169
ДОДАТОК Б. РЕЖИМНІ КАРТИ КОТЛІВ КОТЕЛЬНОЇ ПО ВУЛ. КОСТИЧЕВА, 2/1.....	181
ДОДАТОК В. АКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ..	187
ДОДАТОК Г. СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ.....	191
ДОДАТОК Д. ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ.....	194

ВСТУП

Актуальність теми. Головною стратегією розвитку народного господарства передових країн світу стає забезпечення сталого та ефективного економічного зростання за рахунок зменшення енергоспоживання на одиницю продукції, що виробляється. Це досягається, в основному, за рахунок застосування новітніх енергозберігаючих технологій та раціонального управління енергогенеруючими об'єктами. Завдяки цій стратегії в розвинених країнах світу, в останнє двадцятиріччя, енергетична ефективність національного доходу зменшилася в середньому на 24 % і забезпечила близько 62,5 % їхнього економічного зростання.

Виходячи зі сказаного, підвищення енергоефективності економіки України є важливим народногосподарським завданням, рішення якого дозволить забезпечити стійке зростання економіки та підвищити енергетичну безпеку країни.

У комунальній енергетиці України знаходиться близько 35 тис. котелень, що укомплектовані 114 тис. котлами. Це значний потенціал впровадження енергозбереження на теплогенеруючих об'єктах, шляхом реконструкції котелень у міні-ТЕЦ при встановленні сучасних газопоршневих двигунів (ГПД), паротурбінних установок (ПТУ) та газотурбінних установок (ГТУ) малої потужності, а також використанні замкнених паротурбінних циклів на низькокиплячих робочих тілах (НРТ) (органічного циклу Ренкіна – organic Rankine cycle – ORC), з метою утилізації вторинних енергетичних ресурсів.

Переведення котелень у режим когенерації потребує вирішення наступних задач:

- аналіз технічного стану та режимів експлуатації устаткування котельні;
- вибір електрогенеруючого обладнання котелень, що знаходяться в межах міста;
- використання вторинних джерел теплової енергії малого потенціалу;

– проведення техніко-економічного обґрунтування доцільності реалізації когенерації та ін.

Проведення комплексного аналізу технічного стану та режимів експлуатації теплогенеруючого устаткування енергетичних об'єктів житлово-комунального господарства (ЖКГ) дозволяє оцінити доцільність подальших розрахункових досліджень та потенціал впровадження принципів когенерації.

При реконструкції котелень важливим є аналіз технічної можливості та економічних наслідків від реалізації ПТУ, ГТУ або ГПД, що дозволить обрати найбільш доцільне та раціональне рішення стосовно об'єкту дослідження.

Вельми актуальним питанням є також корисне використання вторинних енергетичних ресурсів (ВЕР) враховуючи, що більшість підприємств енергетичного сектору ЖКГ характеризуються наявністю скидів теплоти димових газів (ДГ) з температурою 90 – 150 °С. Ефективне використання ВЕР може бути здійснено шляхом впровадження турбін на НРТ, що дозволить виробляти електроенергію та покривати власні потреби без додаткового спалювання палива.

Таким чином, розробка комплексного підходу переведення котелень у міні-ТЕЦ з можливістю виробництва електроенергії для покриття власних потреб та поліпшення техніко-економічних показників котелень, в цілому, є вельми актуальною задачею.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тематика дисертаційної роботи відповідає Закону України № 74/94-ВР від 01.07.1994 р. (Закон України «Про енергозбереження»), пріоритетним напрямом розвитку науки і техніки, а саме, ст. 8 «Нові технології і комплекси». Матеріали, що представлені у дисертаційній роботі є узагальненням наукових результатів, отриманих автором з 2011 по 2017 роки як одного з виконавців науково-дослідних робіт за плановими бюджетними темами і господарськими договорами кафедри систем електропостачання та електроспоживання міст

Харківському національному університеті міського господарства ім. О.М. Бекетова. Автор був виконавцем окремих розділів:

– «Енергоефективність та надійність систем передачі та споживання електроенергії» (2013-2014 р., № ДР 0111U010507);

– «Дослідження можливості застосування та вибір найбільш енергоефективних когенераційних технологій на районних котельнях комунального підприємства «Харківські теплові мережі» на підставі техніко-економічних обґрунтувань» (Господарський договір № 2702/14 від 02.06.2014 р.);

– «Підвищення ефективності виробництва, передачі та використання електроенергії» (2015 р., № ДР 0115U001898).

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є підвищення техніко-економічних показників об'єктів комунальної енергетики на основі впровадження когенераційних технологій при використанні електрогенеруючих установок малої потужності та вдосконаленні їх теплових схем і режимів експлуатації.

Для реалізації поставленої мети були сформульовані такі задачі:

– аналіз характеристик, експлуатаційних режимів та енергоефективності теплопостачаючих підприємств комунальної енергетики з метою впровадження когенераційних технологій;

– аналіз існуючих когенераційних технологій та можливості інтеграції їх до котелень ЖКГ;

– порівняльний аналіз впровадження ГТУ, ГПД надбудов і парових турбін малої потужності у комунальних котельнях з метою виробництва електричної енергії;

– обґрунтування доцільності впровадження замкнених паротурбінних циклів на джерелах теплоти малого потенціалу, аналіз низькокиплячих робочих тіл;

- узагальнення підходів до вибору електрогенеруючого устаткування при реалізації когенераційних установок на об'єктах комунальної енергетики;
- рекомендації щодо впровадження когенерації на об'єктах централізованого теплопостачання у ЖКГ.

Об'єкт дослідження – теплові процеси у схемах комунальної теплоенергетики з електрогенеруючими установками малої потужності.

Предмет дослідження – проблеми енергозбереження при встановленні електрогенеруючого устаткування малої потужності на об'єктах комунальної теплоенергетики.

Методи дослідження: аналітичні та розрахункові методи дослідження теплових схем теплогенеруючих підприємств.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у наступному:

- систематизовано підходи впровадження когенераційних технологій до об'єктів комунальної енергетики;
- виконано оцінку потенціалу та можливостей інтеграції існуючих когенераційних технологій до теплопостачальних підприємств комунальної енергетики;
- вперше (за результатами розрахункових досліджень) оцінено можливість впровадження замкнених паротурбінних циклів на різних робочих тілах з урахуванням фактичних режимів експлуатації комунальних котелень та обрано робоче тіло, що найбільш підходить;
- вперше здійснено узагальнення підходів до вибору електрогенеруючого устаткування при реалізації когенераційних установок на підставі проведення техніко-економічного обґрунтування щодо вдосконалення теплових схем котелень.

Практичне значення отриманих результатів. Вдосконалені методи та підходи дозволяють виконувати розрахункові дослідження і комплексно підходити до вирішення задач енергозбереження на об'єктах комунальної енергетики при впровадженні принципів когенерації. Запропоновано технічне

рішення щодо вдосконалення теплової схеми районної котельні, яке дозволило використовувати відхідні димові гази для виробництва електричної енергії.

Одержані в дисертаційній роботі результати досліджень передані КП «Харківські теплові мережі» для подальшого використання енергозберігаючих технологій при переведенні котелень у режим когенерації (м. Харків, акт впровадження від 07 червня 2017 р.).

Вдосконалені моделі та підходи застосовуються при виконанні наукових досліджень у відділі оптимізації процесів і конструкції турбомашин Інституту проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України (м. Харків, акт впровадження від 17 травня 2017 р.) і в учбовому процесі при підготовці бакалаврів, спеціалістів і магістрів кафедри систем електропостачання та електроспоживання міст Харківського національного університету міського господарства ім. О.М. Бекетова (м. Харків, акт впровадження від 25 жовтня 2017 р.).

Особистий внесок здобувача полягає у наступному:

– участь у обґрунтуванні доцільності впровадження когенераційних технологій з метою вирішення задачі енергозбереження на об'єктах муніципальної енергетики [1 – 9, 11, 12, 17, 18];

– розв'язання задачі підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів на районних котельнях за рахунок використання теплоти відхідних димових газів при впровадженні замкнених паротурбінних циклів на низькокиплячих робочих тілах [8, 10, 14, 16];

– аналіз особливостей підключення електрогенеруючих установок малої потужності до існуючої електричної мережі на енергогенеруючих об'єктах комунальних підприємств [7, 15];

– оцінка можливості підвищення ефективності парових котелень шляхом переведення у міні-ТЕЦ при впровадженні протитискових турбін [4, 13, 18];

– порівняльний аналіз та розрахункові дослідження щодо доцільності впровадження ГТУ та ГПД надбудов для комунальних котелень. Вибір

технічного рішення на основі визначення техніко-економічних показників реалізації проекту [2].

Апробація результатів дослідження. Матеріали дисертаційної роботи доповідались і обговорювалися на наукових конференціях: I Международная научно-техническая конференция «Современные проблемы электроэнергетики» (2013 р., г. Алтай); конференції молодих учених та спеціалістів «Сучасні проблеми машинобудування» (2014 р., м. Харків); Міжнародна науково-практична конференція «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» (2014 р., м. Харків); XI Международная научно-техническая конференция «Проблемы энергосбережения и пути их решения» (2015 р., м. Харків); XV та XVI Международная научно-техническая конференция «Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования» (2015 р., 2017 р., м. Харків); V Міжнародна науково-технічна інтернет-конференція «Новітні технології в енергетиці» (2015 р., м. Харків).

Публікації. За темою дисертаційної роботи опубліковано 18 друкованих робіт, з них 7 статей у спеціалізованих наукових виданнях, затверджених МОН України (1 стаття в журналі, що входить до наукометричної бази Scopus), 1 стаття в іноземному журналі і 6 робіт – матеріали конференцій; додатково результати викладено у 4 роботах (2 – конспекти лекцій та методичні вказівки для підготовки бакалаврів, спеціалістів та магістрів за відповідною тематикою й 2 статті у наукових виданнях).

1 КОМУНАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ: СТАН, ПРОБЛЕМИ, ШЛЯХИ РОЗВИТКУ

1.1 Централізоване енергопостачання ЖКГ: стан, проблеми, шляхи розвитку

В комунальній сфері України знаходиться 16 тис. котелень, що укомплектовані біля 50 тис. котлів, основне призначення яких теплопостачання населення. Більше як 20 % котлів експлуатується понад 20 років, а 38 % котлів є малоефективним та морально застарілим (з коефіцієнтом корисної дії не більше 80 відсотків), 35 % такого обладнання повністю відпрацювало свій ресурс. Допоміжне обладнання (бойлери та насосні групи) на 40 % перебуває в занедбаному та аварійному стані, а так званий "недоремонт", тобто відхилення обсягів ремонту від запланованого, сягає понад 45 % щорічно. Майже 7,5 тис. кілометрів теплових мереж (або 32 %) та понад 1760 теплових пунктів (близько 29 %) знаходяться в аварійному стані. Таке становище комунальної енергетики призводить до перевитрат пального на 15 % вище від середньосвітового рівня (на 1 Гкал у нас витрачається до 170 кг; умовного палива проти 145 – 150 кг в розвинених країнах). Загалом комунальна енергетика України використовує майже 30 – 35 % органічного палива, яке на 70 – 75 % імпортується [19 – 25].

Стратегічним напрямком програми подальшого функціонування та розвитку енергетики України є розширення використання вугілля на теплових електростанціях і підвищення ефективності використання газу у виробленні електроенергії. Існує достатня кількість альтернативних програм і концепцій розвитку енергетики як в цілому, так і окремих її напрямків. На сучасному етапі розвитку України майже кожного року переписується енергетична стратегія розвитку Держави, у якій будуються прогнози підвищення валового внутрішнього продукту за рахунок впровадження енергозберігаючих технологій та підвищення ефективності роботи енергогенеруючого устаткування, теплова енергетика не є винятком, але все це тільки на папері [26, 27].

Основні напрямки підвищення ефективності систем теплопостачання сформовані зі стану енергоресурсного та технологічного забезпечення

енергетики що розглядались окремо в джерелах [5, 11, 28 – 30], але узагальнення викладених підходів зроблено в [29]:

- розробка технічних і технологічних рішень, що забезпечують підвищення ефективності, надійності й відповідності екологічним нормам устаткування, яке нині перебуває в експлуатації;

- перехід на переважне спалювання вугілля (у районах його видобутку), мазуту (у зонах, близьких до розміщення нафтопереробних заводів), з використанням комплексу ефективних споруд, що вловлюють пил;

- зниження енергоспоживання в різних сферах споживання з установкою приладів для обліку витрат тепла;

- розгляд питань оптимальної децентралізації теплопостачання;

- перехід на спалювання низькосортного, дешевого палива, сміття, соломи, деревних відходів (з відповідними інвестиціями в підготовку палива, ефективне спалювання, у пило- й газоочищення тощо);

- розробка децентралізованих систем тепло- і електропостачання, зокрема, з використанням міні-ТЕЦ і принципів когенерації;

- максимальне використання теплоти відхідних газів, газоспоживаючих котлоагрегатів з використанням теплоти конденсації водяної пари (конденсаційних котлоагрегатів і конденсаційних приставок);

- використання низькотемпературного опалення в нових забудовах з утепленими огорожувальними конструкціями;

- будівництво цілком автоматизованих котлоагрегатів;

- упровадження сучасних методів контролю й автоматизації теплових процесів.

Реалізація цих заходів дозволить вирішувати задачі економії паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), яка на сучасному етапі розвитку промисловості є вельми актуальною для більшості країн світу, зокрема України. Це, насамперед, пов'язано із зменшенням запасів органічного палива, і відповідно збільшенням

його вартості, що призводить до порушення і перебоїв постачання окремих регіонів і споживачів паливом, тепловою та електричною енергією.

1.2 Когенераційні технології та системи як напрям розвитку енергетики

Одним з найбільш перспективних напрямків підвищення ефективності використання ПЕР є розвиток малої енергетики. І тут особливо великим потенціалом володіє спільне вироблення електричної та теплової енергії – когенерація, яка, крім усього іншого, дає можливість розвитку всієї економіки країни (рис. 1.1) [10].

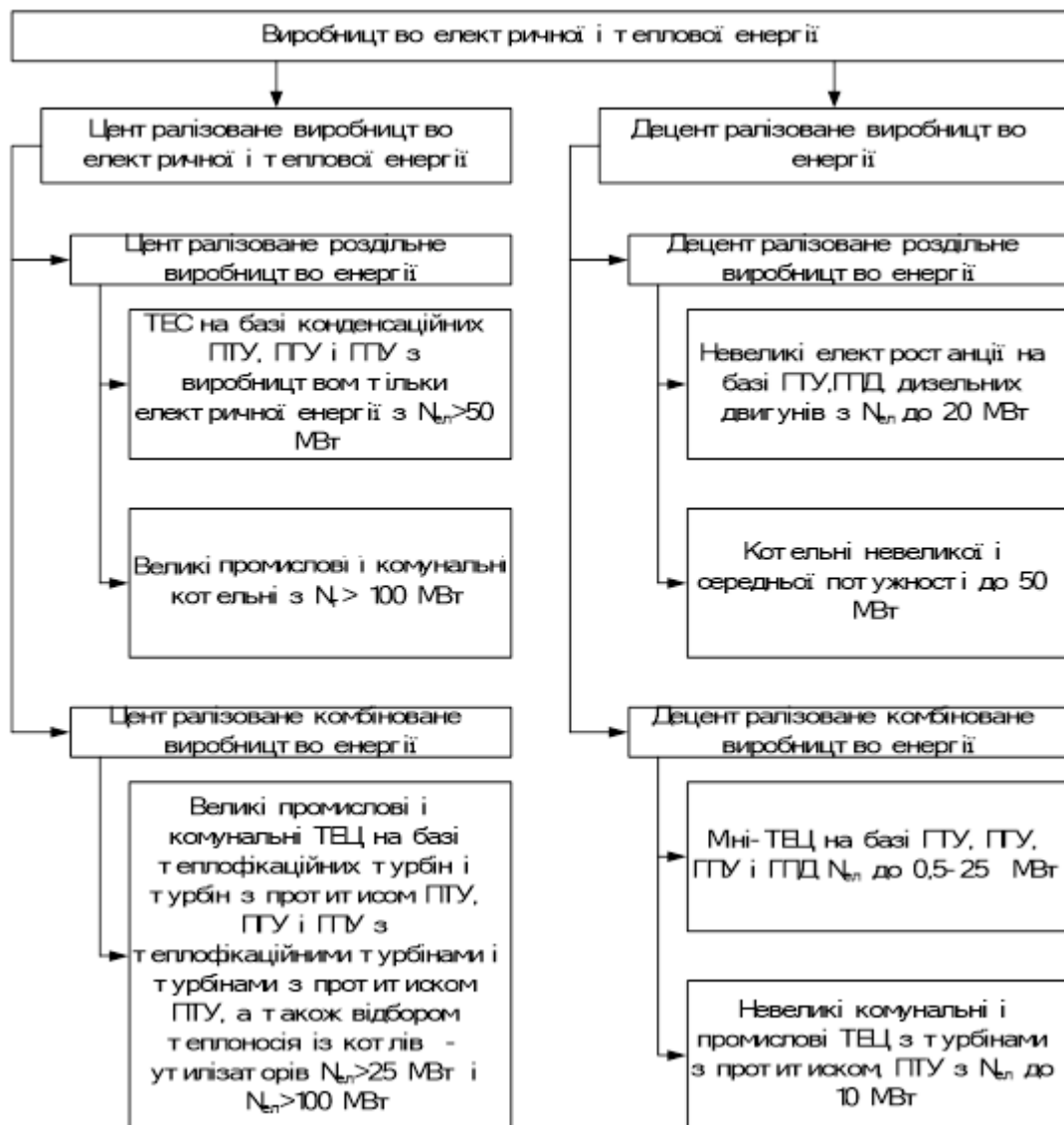


Рис. 1.1. Схема централізованого та децентралізованого виробництва енергії

Комбіноване вироблення енергії (когенерація) – найсучасніший і ефективний спосіб вироблення електричної та теплової енергії, що широко використовується і інтенсивно розвивається в розвинених країнах світу є одним з найбільш перспективних напрямів розвитку енергетики. За планами Європейського енергетичного союзу в 2007 році рівень децентралізованого комбінованого вироблення енергії (КВЕ) в Європі на базі газотурбінних установок (ГТУ) в сумарній частці виробництва всієї енергії складе 18 %, а в розвинених країнах 30 – 50 %. Причиною пріоритетного розвитку цього напрямку теплоенергетики є більш високий рівень коефіцієнта використання теплоти палива (КВП) – 85 – 92 %, що досягається за рахунок більш високої ефективності використання скидної теплоти після енергетичних установок, а також електричного ККД = 30 – 32%). Впровадження когенерації дозволяє вирішити основу задачу енергозбереження-скоротити витрати газу на виробництво теплоти і електроенергії, а також знизити собівартість їх виробництва. При цьому слід особливо підкреслити важкий стан теплоенергетики, якій звичайно не приділяється належної уваги. В когенераційній установці (або міні-ТЕЦ) в порівнянні із замінюваною нею котельнею витрата палива дещо підвищується, проте загальна витрата палива на виробництво однієї і тієї ж сумарної кількості електричної і теплової енергії порівняно з роздільним виробленням їх на ТЕЦ і в котельні буде нижчою на 15 – 30 % (залежно від потужностей і типу устаткування, що використовується). Крім того ефективність застосування децентралізованих когенераційних технологій зростає внаслідок скорочення втрат на передачу електроенергії у мережах внаслідок наближення споживача до виробника.

Застосування когенераційних технологій дозволяє помітно підвищити економічність комбінованого виробництва теплоти і електроенергії, але при цьому слід підкреслити, що економічний ефект виходить в цілому у масштабах всього народного господарства країни і пов'язаний з певним перерозподілом

виробництва електроенергії із однієї галузі (енергетики) в іншу (комунальну теплоенергетику). Власник когенераційної установки отримує низку переваг. По-перше, більш дешеву електроенергію для власних потреб, а також можливість її продажу в зовнішню мережу або сусідньому споживачу, по-друге, більш низьку собівартість виробництва теплоти внаслідок зниження в ній паливної складової (через зменшення витрати газу на котел).

Якщо централізована КВЕ на базі ТЕЦ Мінпаливенерго і промпідприємств знаходиться в сумарному виробленні енергії на європейському рівні – 15 %, то децентралізоване комбіноване вироблення енергії на базі ГТУ і ГПД ледве сягає 0,5 % від вироблення енергії Мінпаливенерго (в Європі 18 %). З 2000 по 2007 р. в Україні встановлено і введено в експлуатацію 32 енергетичні об'єкти з 68 когенераційними установками загальною електричною потужністю 183,7 МВт.

Реконструкція існуючих котелень у міні-ТЕЦ (електричною потужністю до 50 МВт), розташовані у безпосередній близькості від кінцевого споживача, дозволяє не тільки одночасно виробляти електричну та теплову енергію, у тому числі, на власні потреби, а й отримувати додатковий прибуток від її реалізації в енергосистему. На сучасному етапі розвитку турбінобудування в якості робочих тіл у замкнутому циклі можливе застосування продуктів згоряння, водяної пари і рідин що мають низькі температури кипіння, реалізуючи органічний цикл Ренкіна (ORC – Organic Rankine Cycle). Все це істотно розширює можливості малої енергетики на основі електрогенеруючих установок малої потужності [4, 7, 30 – 40].

Міні-ТЕЦ може використовуватися в якості основного або резервного джерела електроенергії для комунального господарства та очисних споруд, підприємств промисловості та сільського господарства, адміністративних і медичних установ, житлових комплексів як в автономному режимі, так і спільно з централізованими системами тепло- та електропостачання.

Вигоди від впровадження систем когенерації розподіляються на чотири тісно пов'язані між собою напрямки: економіка; надійність; утилізація тепла; екологія.

При експлуатації традиційних (паротурбінних) електростанцій, у зв'язку з технологічними особливостями процесу генерації енергії, велика кількість відпрацьованого тепла скидається до атмосфери. Більша частина цього тепла може бути утилізована і використана для задоволення теплових потреб, що підвищує в системах когенерації ефективність електростанції з 30 – 50 % до 80 – 90 %. Порівняльну схему окремого і сумісного виробництва теплової та електричної енергії на котельнях, електростанціях і міні-ТЕЦ, наведено на рис. 1.2.

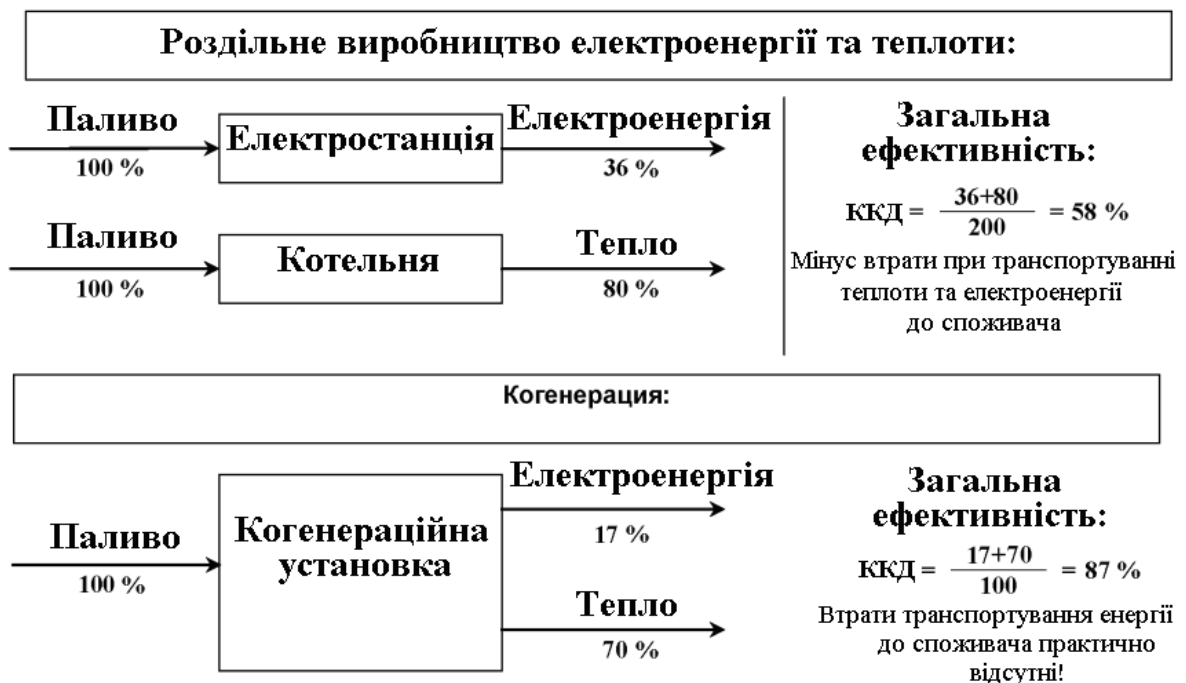


Рис. 1.2. Порівняння роздільного виробництва електроенергії та теплоти з когенерацією

На рис. 1.3 приведено теплову схему малої електростанції, де паралельно редуційноохолоджуючій установці (РОУ) встановлено парову протитискову турбіну, що забезпечує вироблення електричної енергії та зменшує витрати

промислового підприємства на придбання електроенергії від мережі. Теплова потужність міні-ТЕЦ резервується відпуском пари від РОУ парових котлів, що працюють на загальну магістраль.

Поява на вітчизняному ринку енергетичних установок малої потужності з непоганими економічними показниками (ККД, габаритні розміри, вартість) дає можливість реалізувати комбіноване виробництво тепла та електроенергії.

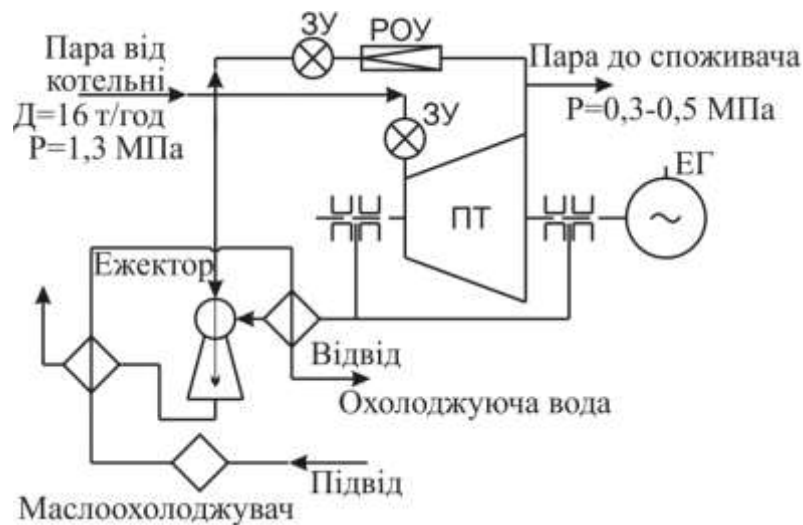


Рис. 1.3. Схема підключення протитискових турбіни на промислово-опалювальній котельні: ЗУ – запірний пристрій; ПТ – парова турбіна; ЕГ – електрогенератор

На сучасному етапі розвитку енергомашинобудування існує декілька напрямів реконструкції котелень у міні-ТЕЦ на основі впровадження газотурбінних установок (ГТУ), парових турбін (ПТУ), парогазових установок (ПГУ), газопоршневих двигунів (ГПД), турбін на низькокиплячих робочих тілах (НРТ) [41 – 44].

Когенерація на основі газотурбінних установок

Реалізація газотурбінних установок зі скиданням вихлопних газів ГТУ в паровий чи водогрійний котел на існуючих об'єктах комунальної енергетики дозволяє впроваджувати ГТУ ТЕЦ.

Основне завдання ГТУ ТЕЦ – забезпечити надійне постачання тепло- та електроенергією невеликих міст і окремих житлових мікрорайонів великих міст. На території міст застосування енергогенеруючих установок можливе лише при спалюванні малоємісійних видів палив, що зменшує витрати на очищення відхідних димових газів. Електростанції з застосуванням ГТУ мають ряд переваг в порівнянні з традиційними електростанціями:

- високі початкові параметри газотурбінного циклу в поєднанні з використанням теплоти вихлопних газів для виробництва гарячої води, що дозволяє підняти ККД енергоустановки на 10 – 15 % в порівнянні з традиційними енергоблоками та знижує витрати на основну складову собівартості тепло- та електроенергії – паливо;

- завдяки компактності установки скорочуються обсяги капітального будівництва. Вартість спорудження електростанції такого типу скорочується приблизно на 25 %;

- розміри майданчика ГТУ ТЕЦ дають можливість наблизити її до споживача, скоротити комунікації – теплові та електричні мережі, домогтися зниження капіталовкладень, знизити втрати при передачі енергії;

- низькі викиди забруднюючих речовин обумовлені не тільки тим, що ГТУ працюють на природному газі, а й ефективним використанням теплоти, що виділяється при згорянні, а також технологією спалювання палива. Газотурбінний цикл майже не використовує води – звідси мінімальний вплив на водний басейн. Переваги та недоліки наведено в Табл. 1.1.

Таблиця 1.1. Переваги та недоліки газових турбін

Показник	Значення
1	2
Потужність одиначної машини	0,25 – 50 МВт та вище
Загальний ККД	65 – 87 %
Відношення тепло : електроенергія	1,5:1 – 5:1

Продовження таблиці 1.1

1	2
Паливо, що використовується	Газ, біогаз, гас, дизельне паливо
<i>Переваги</i>	<i>Недоліки</i>
Відсутність водяної системи охолодження. Гнучкість у виборі палива. Низька емісія шкідливих речовин. Робота установки на декількох видах палива. Ресурс 40 – 60 тис. робочих годин. Досить велика можлива одинична потужність.	Нижній поріг ефективного застосування (від 5 МВт електроенергії). Продуктивність нижче, ніж у поршневих двигунів. Високий рівень шуму. Потрібна підготовка палива (очищення, осушення, компресія). Низька ефективність при неповному завантаженні. Тривалий період запуску (0,5 – 2 години). Складний і дорогий капітальний ремонт. Ціна капремонту складає всього 30 – 40 % від початкових вкладень.

ГТУ ТЕЦ – це окремий випадок більш загальної схеми парогазової ТЕЦ. На ГТУ ТЕЦ відсутнє вироблення електроенергії на базі утилізації теплоти відхідних газів ГТУ. Разом з тим, актуальним є розгляд варіанту ПГУ ТЕЦ [37, 45 – 47].

Когенерація на основі парових турбін

В даний час не припиняються роботи з удосконалення процесів перетворення теплової енергії в електричну із застосуванням турбін на водяній парі, які набули широкого поширення в найрізноманітніших галузях життєдіяльності людини (комунальному господарстві, промисловості і таке інше).

Термодинамічні характеристики водяної пари дозволяють ефективно використовувати її у якості робочого тіла в широкому діапазоні потужностей паротурбінних агрегатів (100 – 1200000 кВт). Актуальним завданням є енергозбереження на основі реалізації турбін малої потужності (100 – 50000 кВт) на існуючих промислових і промислово-опалювальних котельнях. Залежно від характеру теплового процесу парові турбіни зазвичай поділяють на три основні групи: конденсаційні, теплофікаційні та спеціального призначення.

Конденсаційні парові турбіни служать для перетворення максимально можливої частини теплоти пари у механічну роботу, і далі в електричну енергію. Ці парові турбіни працюють з випуском відпрацьованої пари до конденсатору, де підтримується тиск нижчий за навколишнє середовище (вакуум).

Теплофікаційні парові турбіни служать для одночасного отримання електричної та теплової енергії. До них відносяться парові турбіни з протитиском, регульованим (ми) відбором пари, а також відбором і протитиском. Останній тип парових турбін найбільш часто зустрічається при реалізації енергоустановок малої потужності. Парові турбіни спеціального призначення зазвичай працюють на скидному теплі металургійних, машинобудівних, хімічних підприємств. До них відносяться: парові турбіни «м'ятої» пари, двох тисків та попереднього включення.

Важливим фактором, який може справити значний вплив на конструктивні характеристики парових турбін, є параметри робочого середовища. З цієї точки зору розрізняють парові турбіни малої потужності: гідропарові турбіни (використовують потенціал гарячої води); вологопарові, що застосовуються, головним чином на геотермальних електростанціях; на парі низьких параметрів (тиск до 3,5 МПа, температура до 350 – 400 °С); на парі високих параметрів (тиск понад 3,5 МПа). Турбіни третьої і четвертої груп можуть працювати як на насиченому, так і перегрітому парі. Турбіни малої потужності, які стосуються цих груп, набули найбільшого поширення на енерговузлах сучасних комунальних та промислових підприємств [48 – 52].

Когенерація на основі парогазових установок

Об'єднання паротурбінної та газотурбінної установок загальним технологічним циклом в даний час є одним з найбільш ефективних засобів значного підвищення економічності тепло- і електрогенеруючих об'єктів на органічному паливі.

Зазначені вище особливості ПТУ та ГТУ дозволяють істотно підвищити термодинамічний ККД циклу при виробництві електроенергії шляхом об'єднання в одній ПГУ високотемпературного підведення (у ГТУ) і низькотемпературного відводу тепла (в конденсаторі парової турбіни). Для цього газу, що відпрацювали в турбіні, подаються в енергетичний паровий котел (ЕПК) або котел-утилізатор, де генерується і перегрівається пара, що надходить потім у парову турбіну. Обертається нею електричний генератор при незмінній витраті палива в камері згоряння ГТУ збільшує в ПГУ вироблення електроенергії в 1,5 рази в порівнянні з ПТУ такої потужності. ККД (брутто) кращих сучасних ПГУ становить 58 – 60 %, який в даний час отриманий вже реально. Застосування схем ПГУ актуально для підприємств хімічної, нафтопереробної, целюлозно-паперової, вугільної промисловості з метою утилізації низькокалорійних попутних газів або газів, одержуваних у результаті хімічних реакцій, а також у житлово-комунальному господарстві, тому що генеруючі об'єкти знаходяться в безпосередній близькості від споживачів.

Перевагою скидних ПГУ є можливість використання двох видів палива: високоякісного рідкого чи газоподібного в газовому контурі та низькоякісного рідкого або твердого палива в паровому контурі. Частка низькоякісного палива при цьому значна і досягає 70 – 75 %. В умовах все зростаючого дефіциту високоякісних палив це перевага скидних ПГУ з низьконапірним парогенератором (НПГ) набуває особливого значення. ПГУ скидного типу також характеризується високою економічністю і при роботі на часткових навантаженнях. Для цього їх управління організоване таким чином, що зменшення потужності здійснюється за рахунок парового контуру при незмінному режимі роботи газового контуру [35, 37, 53 – 55].

Когенерація на основі газопоршневих двигунів

Останнім часом альтернативою застосування ГТУ стають газопоршневі двигуни. Ключовою перевагою газопоршневих електростанцій є гнучкість

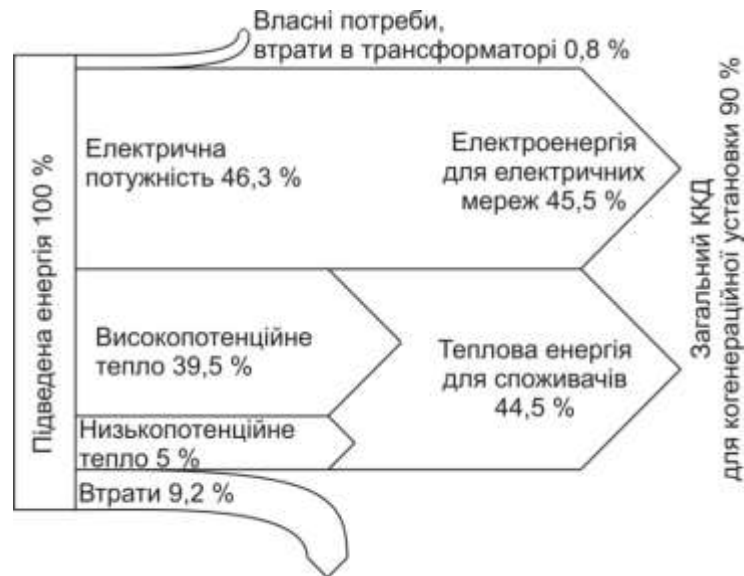


Рис. 1.5. Схема потоків енергії ГПД ТЕЦ

Для відповідності екологічним вимогам в газопоршневих електростанціях лише іноді потрібна установка каталізаторів вихлопних газів. Висота димової труби для газопоршневих електростанцій визначається рівнем вмісту гранично допустимих концентрацій (ГДК) в навколишньому середовищі та рівнем шкідливих складових емісій самої газопоршневої електростанції, який досить низький, адже основне паливо – це газ, не виділяє при згорянні практично ніяких шкідливих речовин [56, 57]. Основні загальні переваги та недоліки ГПД наведено в табл. 1.2.

Таблиця 1.2. Переваги та недоліки газопоршневих двигунів

Показник	Значення
1	2
Потужність одиначної машини (займання від стиснення / іскри)	0,2 – 20 МВт / 0,003 – 6 МВт
Загальний ККД	70 – 92 %
Відношення тепло : електроенергія	0,5:1 – 3:1 (займання від стиснення) 1:1 – 3:1 (займання від іскри)
Паливо, що використовується	газ, біогаз, гас, дизельне паливо; газ, біогаз, гас

Продовження таблиці 1.2

1	2
<i>Переваги</i>	<i>Недоліки</i>
<p>Найвища продуктивність. Ефективна робота при малому навантаженні (від 50 % до 100 %). Відносно низький рівень початкових інвестицій за 1 кВт. Широка лінійка моделей за вихідної потужності (від 3 кВт). Можливість автономної роботи. Експлуатаційна гнучкість залежно від зміни потреби в теплової та електричної енергії. Швидкий запуск (від 15 с, газових турбін потрібно 0,5 – 2 год.). Переважання виробництва електроенергії. Малі розміри - низькі інвестиційні витрати. Робота з малим тиском газу (нижче 1 бара). Відносно простий капітальний ремонт. Ресурс 40 – 60 тис. робочих годин. Можливість кластеризації (паралельна робота декількох установок). Утилізація тепла, що відходить для широкого спектру застосування. Економічність за рахунок утилізації тепла: відпрацьованих газів двигуна, охолоджувальної води двигуна, мастила двигуна, надувного повітря.</p>	<p>Якщо тепло не використовується, то потрібне охолодження. Високий рівень (низькочастотного) шуму. Високе співвідношення вага / вихідна потужність. Відносно мала потужність одиничної машини. Заміна вкладишів, за регламентом, повинна проводитися через 30 тис. годин. Вартість капітального ремонту може досягати 70 – 90 % від первісної вартості.</p>

Когенерація на основі турбін на низькокиплячих робочих тілах

На даний час в Україні велика увага приділяється підвищенню ефективності використання вторинних енергетичних ресурсів (ВЕР) малого потенціалу. Це пов'язано, як зазначалося раніше, зі збільшенням вартості органічного палива, його транспортуванням і, відповідно, об'єктивним підвищенням відпускних цін на електричну та теплову енергію.

Традиційно, якщо температура ВЕР вище 200 – 250 °С можливе застосування контуру з включенням котла-утилізатора і турбіни на водяній

парі. В іншому випадку, при більш низьких температурах, застосування такого контуру малоефективне.

В останнє десятиліття активно розвивається напрямок корисного використання ВЕР з виробництвом електроенергії на основі застосування турбоустановок на низькокиплячих робочих тілах утилізуючи ВЕР, що мають температуру 80 – 600 °С (охолоджуюча вода, вихлоп протитискових турбін та ін.). Данюю температури достатньо для реалізації турбін на НРТ, дозволених до застосування (силіконове масло, ISCEON MO29; фреони R134a; R-404a; R406a; R407c; R410a; пентан; бутан та ін.) НРТ вибирається залежно від параметрів теплового джерела [58 – 64]. У найближчі 7 – 10 років за допомогою сучасних технологій використання ВЕР можна заощадити 0,6 млн т у.п. на рік органічного палива.

Найбільш важливим моментом при створенні устаткування що працює по ORC контуру є вибір низькокиплячого робочого тіла в контурі. Робоче тіло, що обирається для енергетичної установки, має володіти відповідними хімічними, фізичними та експлуатаційними властивостями при заданих умовах роботи, тобто бути стабільним, негорючим, вибухобезпечним, нетоксичним, не чинити екологічного впливу на навколишнє середовище, руйнуючи озоновий шар або створюючи парниковий ефект, володіти хорошими теплофізичними властивостями, забезпечуючи максимум роботи при низьких параметрах теплоносія, замерзати при досить низьких негативних температурах, що важливо для кліматичних умов України, бути інертним по відношенню до конструкційних матеріалів і дешевим. Бажано вибирати робоче тіло з більш низьким коефіцієнтом динамічної в'язкості, що забезпечує зменшення гідравлічних втрат, і з більш високим коефіцієнтом теплопровідності, що покращує умови теплообміну. Тобто, робоче тіло, що обирається для енергетичної установки, має володіти відповідними хімічними, фізичними та експлуатаційними властивостями при заданих умовах роботи [53 – 55, 65 – 69].

Переваги та недоліки турбін на низькокиплячих робочих тілах розглянуті в табл. 1.3.

Таблиця 1.3. Переваги та недоліки турбін на низькокиплячих робочих тілах

Потужність одиначної машини	0,20 – 10,0 МВт
Загальний ККД	до 85 %
Паливо, що використовується	Будь-яке
<i>Переваги</i>	<i>Недоліки</i>
<p>Дозволяє створити компактну малогабаритну турбіну зі звичайних матеріалів.</p> <p>Об'ємна витрата теплоносія через останню сходинку, наприклад, у разі застосування бутану замість водяної пари зменшується на два порядки.</p> <p>У фреоновому контурі відсутній вакуумна система видалення повітря.</p> <p>Турбіни на НРТ потужністю менше 1,5 МВт мають більш високий внутрішній ККД ($\eta_{oi} = 0,85$ [59-61, 65]), порівняно з турбінами на водяній парі тієї ж потужності ($\eta_{oi} = 0,75$).</p> <p>За рахунок застосування більш низьких температур конденсації пари в ORC-циклі вдається знімати більше енергії [59-61, 65].</p> <p>Відсутність стояночної корозії і ерозійного зносу лопаток крапельної вологою [59-61, 65].</p> <p>Висока щільність НРТ дозволяє застосувати повітряний конденсатор.</p> <p>Немає необхідності у водопідготовці, немає втрат при дегазації води, що подається, демінералізації, а підготовка НРТ вимагає менших витрат.</p> <p>Турбіна на НРТ ефективно працює в більшому, ніж турбіна на водяній парі, діапазоні часткових навантажень практично без зниження ККД [59-61, 65].</p> <p>Проста процедура запуску і експлуатації.</p>	<p>Недоліком органічного робочого тіла для турбоустановки (бутану, пентану та інші фреонів і їх сумішей) є його вибухонебезпечність при з'єднанні з киснем повітря, проте цей недолік навчилися долати за рахунок спеціальних коштів, широко застосовуються в конструкції і при експлуатації газових компресорів і турбодетандерів [59-61, 65].</p>

1.3 Глибока утилізація теплоти димових газів

Одним з напрямків енергозбереження на енергогенеруючих об'єктах є глибока утилізація теплоти димових газів, це пов'язано з тим, що температура відхідних димових газів за котлом приймається не нижче 120 – 190 °С з двох причин: для виключення конденсації водяної пари на лежаках, газоходах і димових трубах та для збільшення природної тяги, що знижує напір димососа.

На сьогоднішній день переважна більшість водогрійних і парових котельних агрегатів, що спалюють природний газ, не оснащені установками, що використовують приховану теплоту пароутворення водяної пари. Це тепло втрачається разом з вихідними газами. Однак теплоту відхідних газів і приховану теплоту пароутворення водяної пари можна корисно використовувати. Використання теплоти відхідних димових газів і прихованої теплоти пароутворення водяної пари називається методом глибокої утилізації теплоти димових газів. В даний час існують різні технології реалізації даного методу, апробовані та знайшли масове застосування за кордоном. Метод глибокої утилізації теплоти димових газів дозволяє збільшити ККД паливоспоживаючої установки на 2 – 3 %, що відповідає зниженню витрати палива на рівні 45 кг у.п. на 1 Гкал тепла, що виробляється [70 – 71].

В даний час застосовуються методи глибокої утилізації тепла відхідних газів (ВЕР) шляхом використання рекуперативних, змішувальних, комбінованих апаратів, що працюють при різних прийомах використання теплоти, що міститься у вихідних газах. При цьому дані технології використовуються на більшості котлів, що вводяться в експлуатацію за кордоном та спалюють природний газ і біомасу.

Найбільш часто використовується метод глибокої утилізації тепла димових газів який полягає у тому, що продукти згоряння природного газу після котла (або після водяного економайзера) з температурою 130 – 150 °С поділяються на два потоки. Приблизно 70 – 80 % газів направляється по

головному газоходу та надходить у конденсаційний теплоутилізатор поверхневого типу, інша частина газів спрямовується в байпасний газохід. У теплоутилізаторі продукти згоряння охолоджуються до 40 – 50 °С. При цьому відбувається конденсація частини водяної пари, що дозволяє корисно використовувати як фізичну теплоту димових газів, так і приховану теплоту конденсації частини водяної пари, що містяться в них. Охолоджені продукти згоряння після краплевіддільника змішуються та проходять по байпасному газоходу неохолодженими продуктами згоряння і при температурі 65 – 70 °С відводяться димососом через димову трубу в атмосферу. В якості середовища, що нагрівається в теплоутилізаторі може використовуватися вихідна вода для потреб химводопідготовки або повітря, що надходить потім на горіння.

Для інтенсифікації теплообміну в теплоутилізаторі можлива подача випарів атмосферного деаератора в основний газохід. Необхідно також відзначити можливість використання обессольовальної водяної пари, що сконденсувалася в якості вихідної води. Результатом впровадження даного методу, є підвищення ККД котла брутто, як відмічалось раніше, на 2 – 3 %, з урахуванням використання прихованої теплоти пароутворення водяної пари.

Схематично пристрій установки утилізації тепла димових газів наведено на рис. 1.6 [70 – 71].

Установка містить контактний теплообмінник 1 з розвиненою поверхнею для утилізації тепла димових газів, що утворюються від спалювання палива, спеціальну насадку 3.3, зрошувану зворотною водою, систему декарбонізації 12, призначену для видалення продуванням атмосферним повітрям з оборотної води розчиненої двоокису вуглецю, водно-водяний теплообмінник, краще пластинчастий, для передачі оборотній воді утилізованого тепла нагрівається витратної води, влягосбірник 3.1, розпилювач 3.2, борів 1, засувки 2 і 5, краплевловлювач 4, трубу 6, насос 7, датчик верхнього рівня 11, вентиль з механічним приводом 10, водопровід 9.

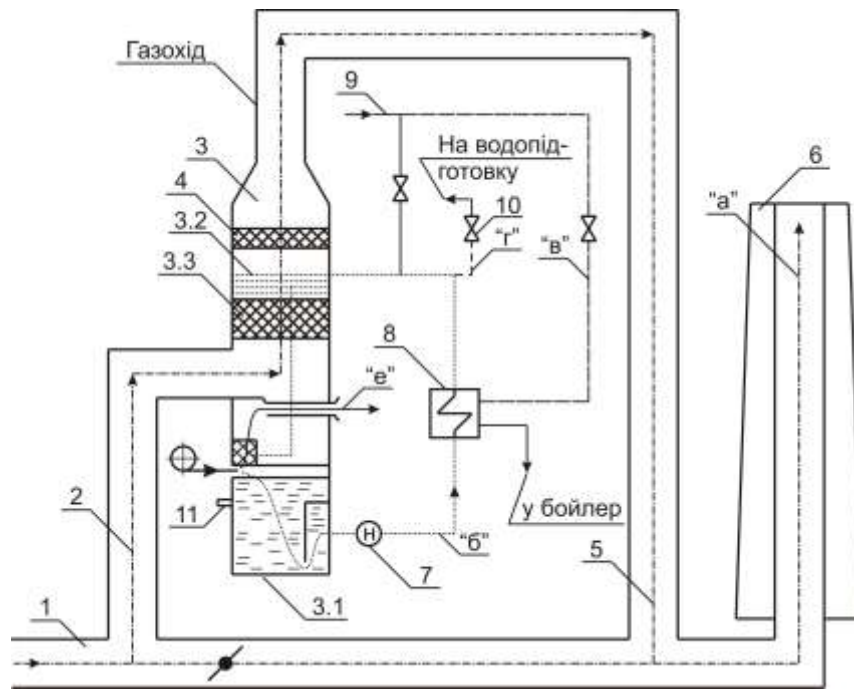


Рис. 1.6. Схема установки утилізації тепла димових газів:
 «а» – димові гази; «б» – оборотної води; «в» – нагрів витратної води;
 «г» – злив надлишку оборотної води; «е» – повітря з приміщення

Даний метод підвищує ефективність спалювання природного газу та знижує викиди оксидів азоту до атмосфери за рахунок їх розчинення в конденсуючій водяній парі. Однією з переваг є малий термін окупності який складає 1 – 2 роки.

У публікації [76] фахівці діляться досвідом впровадження на котельних агрегатах КВГМ-100 теплоцентралі Imanta пасивної системи утилізації димових газів. За котлом КВГМ-100 був встановлений конденсаційний економайзер (Данія) номінальною тепловою потужністю 10 МВт. З метою запобігання корозії була проведена реконструкція залізобетонної димової труби – в існуючій трубі, використовуюваної як несуча конструкція, було встановлено три теплоізольованих стовбура (за кількістю котлів КВГМ-100 на джерелі), виготовлених з високоякісної нержавіючої сталі. У [76] зазначається, що при реалізації проекту вкрай важливо враховувати кліматологічну інформацію середньомісячних температур, погодинний графік навантажень конкретного теплогенератора, а також інформацію про реальну середню температуру

мережевої води при певних температурах зовнішнього повітря в опалювальний період. Слід брати до уваги, що під час максимального навантаження котла температура зворотної мережної води не завжди прийнятна для відбору прихованої теплоти пароутворення без додаткового упорскування води. Кількість і можливості утилізації конденсату ускладнює факт зміни його обсягів, на що значно впливає зміна температури зовнішнього повітря, а отже, і температури зворотної мережної води.

Вивчення публікацій вітчизняних і зарубіжних авторів А.А. Кудиновим в області утилізації теплоти димових газів (ДГ) у газифікованих котельнях з урахуванням розглянутої задачі дозволило зробити наступні основні висновки:

- глибоке охолодження відхідних ДГ отримує все більш широке поширення, що зумовлено енергозбереженням і зниженням шкідливих викидів в атмосферу. Для цієї мети використовують контактні та контактнo-поверхневі теплоутилізатори-економайзери, контактні теплообмінники з активною насадкою (КТАНи) і конденсаційні поверхневі теплообмінники;

- за простотою конструкції та виготовлення перевагу мають конденсаційні поверхневі теплообмінники. По інтенсивності теплообміну, компактності, аеродинамічному опору обидва типи теплообмінників (поверхневі та контактні) приблизно рівноцінні. З точки зору екологічної контактні економайзери мають переваги перед конденсаційними поверхневими теплообмінниками. При підігріві ДГ ORC контуру можна застосовувати тільки конденсаційні поверхневі теплообмінники при прямому підігріві НРТ (без проміжного теплоносія);

- за якістю нагрітої води перевага за поверхневими теплообмінниками і КТАНами, оскільки нагріта вода і гази в них не контактують один з одним. У зв'язку з цим вони можуть бути застосовані для нагрівання води в системах низькотемпературного опалення (від 30 °С до 40 °С);

- охолодження димових газів в конденсаційних теплоутилізаторах нижче точки роси різко знижує їх вологовміст, але не виключає можливості

конденсації залишкових водяних парів в газоходах і димової трубі, особливо в холодну пору року. Є два прийнятних шляхи забезпечення надійної роботи газового тракту після конденсаційного теплоутилізаторів: покриття внутрішніх поверхонь газоходів і димової труби захисною гідроізоляцією (або установка всередині традиційної труби нержавіючих труб); запобігання конденсатоутворення за рахунок підігріву продуктів згоряння після теплоутилізаторів за рахунок бай пасування;

– економічно вельми ефективні схеми застосування в газифікованих котельнях контактних теплообмінників розроблені науководослідним інститутом санітарної техніки і обладнання будівель (м. Київ) і Ульяновським державним технічним університетом. Наявність у таких котелень контактних повітропідігрівників і контактних економайзерів дозволяє одночасно зменшити витрату палива і відмовитися від застосування хімводоочищення при поверненні з системи тепlopостачання понад 66 % конденсату;

– в даний час контактні теплоутилізатори-економайзери експлуатуються на Московській ГЕС-1, Первоуральської ТЕЦ, Ладжинської ГРЕС, Бердичівської електростанції, на ТЕЦ Гірничохімічної комбінату України, а також на ряді промислових та опалювальних котелень Росії і країн колишнього СРСР. Контактні теплообмінники з активною насадкою-КТАНи-утилізатори працюють на ряді підприємств країн Прибалтики, а позитивний досвід впровадження конденсаційних поверхневих теплоутилізаторів отримано інститутом Сантехпроект (м. Горкий) і Ульяновської ТЕЦ-3 [71].

При нормальній експлуатації котла коефіцієнт надлишку повітря в продуктах згоряння природного газу становить 1,25 – 1,3, температура точки роси таких газів 53 – 55 °С. Звідси випливає, що для роботи теплоутилізаторів в режимі конденсації всій його конвективної частини, потрібно, щоб температура нагріву води в конвективному пакеті не перевищувала 50 °С. Схема утилізації тепла продуктів згоряння котла з використанням теплоутилізаторів поверхневого типу наведено на рис. 1.7 [71 – 73].

Теплоутилізатор 1 встановлений в газоході котла між економайзером і димососом. Продукти згоряння після економайзера з температурою $120 - 150\text{ }^{\circ}\text{C}$ потрапляють на розподільчий клапан 3, який ділить їх на два потоки, основний потік газу ($70 - 80\%$) спрямовується через сітчастий фільтр 2 в теплоутилізатор, другий ($20 - 30\%$) слід по обвідній лінії газоходу. Змінний сітчастий фільтр встановлюється для захисту теплоутилізаторів від відкладень, які можуть утворитися при переході котельні з мазуту (резервного палива) на природний газ.

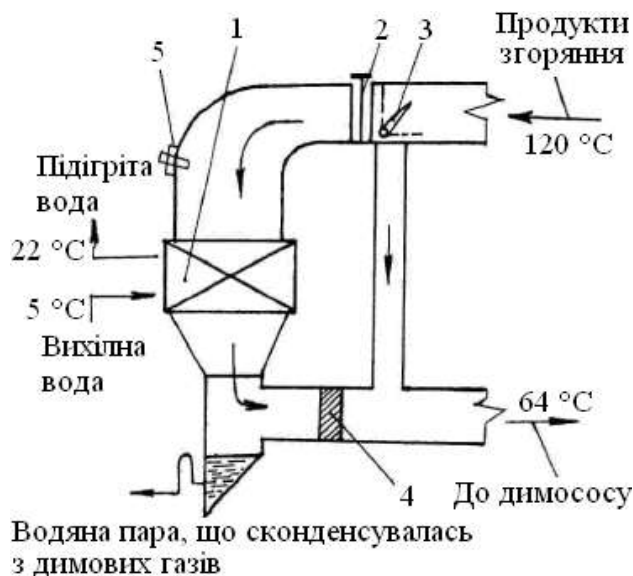


Рис. 1.7. Схема утилізації теплоти ДГ з використанням конденсаційного поверхневого теплообмінника: – теплоутилізатор; 2 – сітчастий фільтр; 3 – розподільчий клапан; 4 – крапле вловлювач; 5 – гідропневматичний обдувочний пристрій

При роботі на мазуті замість сітчастого фільтра встановлюється шибер. Процес охолодження продуктів згоряння в теплоутилізаторі нижче точки роси супроводжується зменшенням вмісту вологи зі 115 до 50 г/кг і випаданням конденсату в кількості $0,6 - 0,7\text{ кг/год}$ на 1 м^3 спаленого природного газу.

Температура продуктів згоряння після змішування підтримується на рівні $65 - 70\text{ }^{\circ}\text{C}$, що вище точки роси, вологовміст – $65,7 - 70\text{ г/кг}$ і відносна вологість $57 - 55\%$. Це дозволяє при всіх режимах роботи котла виключити випадання конденсату в газовому тракті.

Додатковий аеродинамічний опір, що створюється теплоутилізатором (близько 21 Па), долається за рахунок зменшення обсягу продуктів згоряння внаслідок зниження їх температури, збільшення об'ємної маси і конденсації частини водяних парів. При роботі котельні на мазуті ДГ повністю спрямовуються по обвідному газоходу, минаючи теплоутилізатор.

Конденсат, що утворюється, збирається в піддоні і, минаючи водопідготовчу установку, направляється в бак декарбонізованої води, звідки насосами подається в деаератор для підживлення тепломережі при закритій системі тепlopостачання. При використанні цього конденсату забезпечується також економія реагентів, електроенергії та води і, крім того, скорочуються викиди продуктів регенерації від натрій-катионітних фільтрів у навколишнє середовище завдяки зменшенню кількості регенерації.

До останнього часу цю проблему пропонувалося вирішувати шляхом встановлення теплообмінників для нагріву води (конденсаційних економайзерів). Основні проблеми, які при цьому вирішувались: визначення кількості сконденсованої води і геометричних параметрів теплоутилізаторів: поверхні теплообміну; кількості ребристих труб в ряду і кількості рядів; висоти теплообмінника [71 – 76].

Реалізована установка з використанням технології конденсаційних котлів становить особливий інтерес, оскільки дозволить повною мірою використовувати теплоту димових газів (рис. 1.8).

В КТ 6 продукти згоряння охолоджуються сирою водою до 35 – 40 °С, при цьому відбувається конденсація ~60 – 70 % водяної пари що міститься в них. Це дозволяє корисно використовувати як фізичну теплоту димових газів, так і приховану теплоту конденсації частини водяних парів.

Для перевірки відсутності конденсації парів димових газів після переведення парового котла на роботу з глибоким охолодженням продуктів згоряння (до 65 – 70 °С) слід проводити розрахунок режиму роботи димової труби [70]. У разі використання КТ технології на ТЕЦ тільки в літній період

(після установки малого котла) ці розрахунки можна не виконувати, оскільки температури зовнішнього повітря влітку високі і ймовірність охолодження газів в димовій трубі до точки роси (50 – 55 °С) дуже мала.

Виграш від застосування КТ при роботі ТЕЦ на природному газі складається: з економії палива (3 – 5 %), економії на водопідготовці (при спалюванні $A_B = 22,4 \text{ м}^3$ природного газу утворюється $M_{H2O} = 36 \text{ кг}$ конденсату), економії електроенергії на власні потреби (димосос) за рахунок зменшення об'єму димових газів, скорочення викидів NO_x (на $\sim 30 \%$ [70]).

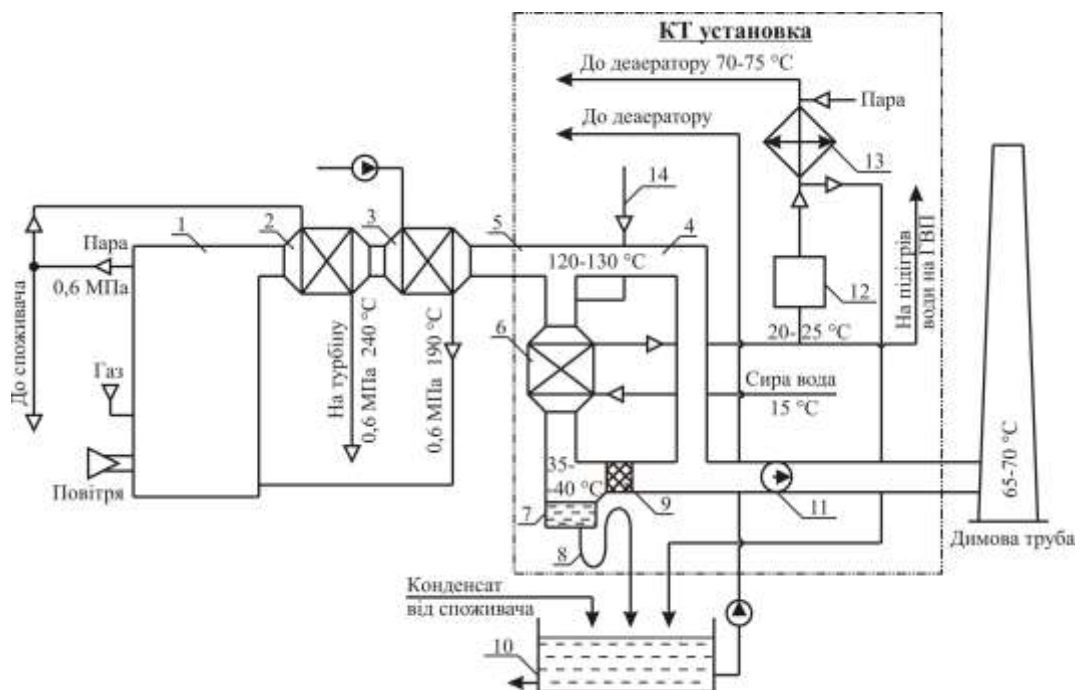


Рис. 1.8. Приклад застосування поверхневого теплообмінника для підвищення ефективності використання палива в котельній установці:
 1 – котел; 2 – пароперегрівач; 3 – водяний економайзер; 4 – байпасний газохід;
 5 – головний газохід; 6 – конденсаційний теплоутилізатор (КТ); 7 – збірник конденсату; 8 – гідролічний затвор; 9 – краплевідділювач; 10 – конденсатний бак; 11 – димосос; 12 – система хімоводоочищення; 13 – кожухотрубний теплообмінник; 14 – випарник

З точки зору завдання корисного використання низького потенціалу (до 180 °С) димових газів водогрійних котелень для підігріву НРТ в утилізаційних ORC контурах розглянемо можливість реалізації когенераційної установки з метою часткового або повного забезпечення власних потреб по електроенергії

на основі збереження опалювальної навантаження та гарячого водопостачання споживачів. За зразок візьмемо схему на рис. 1.8 і розглянемо замість отримання теплої води генерацію електроенергії з використанням ORC контуру.

1.4 Технічні рішення теплових схем при когенерації на котельнях з використанням ORC контуру

З метою підвищення надійності теплопостачання, а можливо, у ряді випадків поліпшення ТЕП потужних котелень, останнім часом проводяться дослідження теплових схем теплогенеруючих об'єктів, спрямовані на генерацію власної електроенергії. Особливістю теплогенеруючих об'єктів є нерівномірність навантажень протягом року, у зв'язку з цим, для газових котелень традиційним технічним рішенням приймається використання газопоршневих (дизельні) двигунів внутрішнього згорання. Спроби відмовитися від повсюдного спалювання природного газу призводять до нових рішень, одним з яких є застосування замкнутих паротурбінних циклів на основі реалізації органічного циклу Ренкіна [59, 68, 77 – 79].

Як було сказано раніше, останнє десятиліття активно розвивається напрямок корисного використання низькопотенційної теплоти з виробленням електроенергії на основі застосування турбоустановок на низькокиплячих робочих тілах (НРТ). У цих установках реалізується ORC цикл, що дозволяє утилізувати вторинні енергетичні ресурси (ВЕР) технологічних процесів промислових підприємств [59, 69, 70, 80 – 85]. Цей же підхід можна застосувати і для водогрійних котелень, на яких отримувана температура ВЕР при спалюванні палива не перевищує 180 °С (вода для тепломережі, димові газу).

На водогрійних котельнях мається цілий ряд джерел теплоти, на яких можливе використання ORC циклів [85]. Різними авторами запропоновано ряд відповідних технічних рішень:

1. Використання частини витрати гарячої води з водогрійного котла для обігріву ORC контуру, який виробляє електричну енергію для повного або часткового покриття власних потреб котельні [68]. У наведеному випадку ORC контур має повітряний конденсатор і, природно, такий цикл має недостатньо високий ККД із-за втрати значної частини теплоти в конденсаторі. В якості робочого тіла пропонується використовувати, наприклад, бутан (R600) [68]. Це одна з перших російських публікацій з цієї проблеми і, природно, носить більше ознайомлювальний характер.

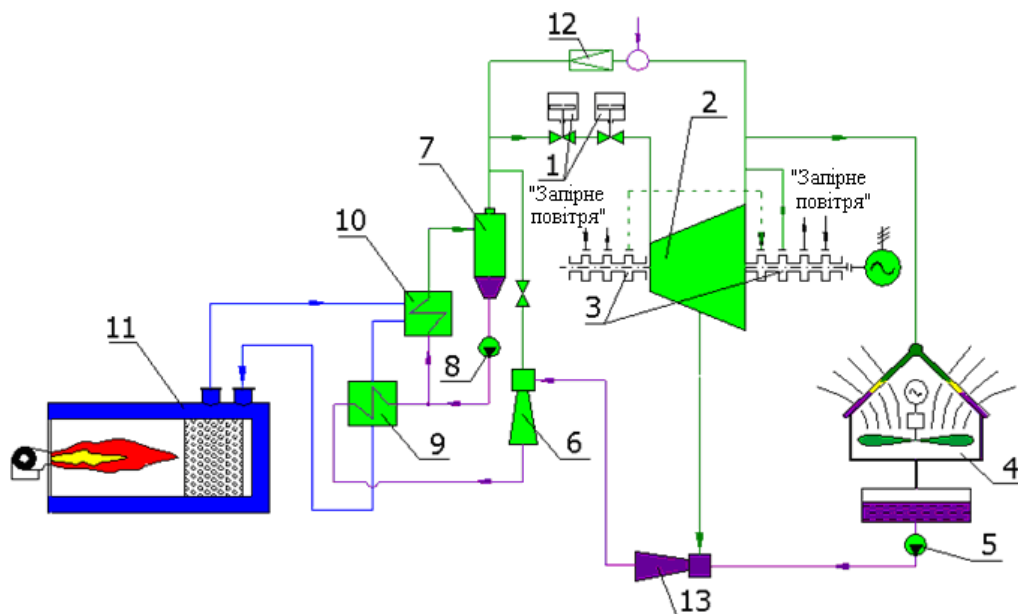


Рис. 1.9. Схема міні-ТЕЦ з водогрійним котлом і бутановим контуром:
 1 – стопорний і регулюючі клапани з пневмоприводом; 2 – бутанова турбіна; 3 – «сухі» бутанові ущільнення; 4 – повітряний конденсатор;
 5 – конденсатний насос; 6 – інжектор; 7 – сепаратор; 8 – сепаратний насос;
 9 – підігрівач бутану; 10 – випарник бутану з економайзером; 11 – водогрійний котел КВТС-10; 12 – швидкодіюча редуційно-охолоджувальна установка (ШРОУ); 13 – підігрівач бутану змішуючий, струминного типу

Позитивною особливістю інтегрування з водогрійними котлами є те, що контур на низькокилячому робочому тілі вбудовується в існуючу теплову схему без значних змін.

2. Використання частини витрати гарячої води з водогрійного котла для обігріву ORC контуру, який виробляє електричну енергію та воду для гарячого водопостачання (ГВП) (без повітряного конденсатора) [86]. Це технічне рішення запатентоване в РФ, придатне для випадку, коли в котельні безпосередньо виробляється вода для ГВП (рис. 1.10). В якості робочого тіла також пропонується використовувати R600. Виключивши з теплової схеми водогрійний котел (межі відповідної ділянки теплової схеми на рис. 1.10 виділені осьовою лінією) її також можна використовувати для генерації електричної енергії на тепловому пункті [87, 88].

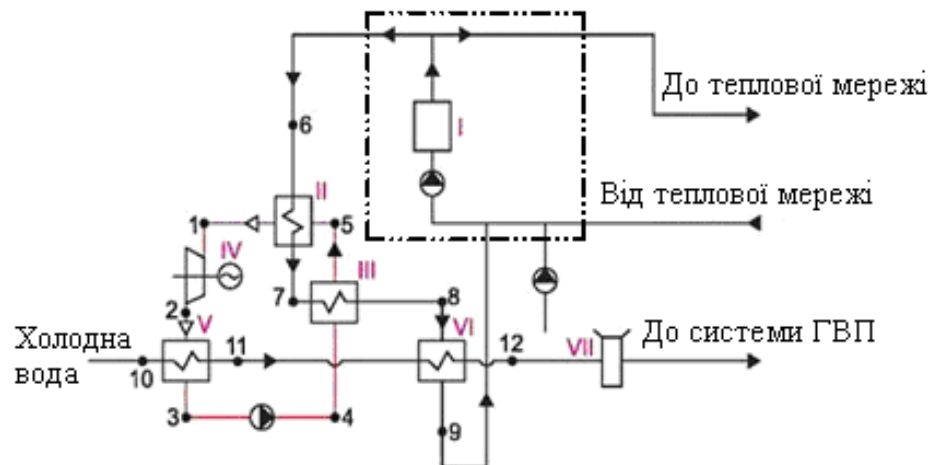


Рис. 1.10. Принципова теплова схема водогрійної котельні з інтегрованою установкою з виробництва електроенергії: I – водогрійний котел; II – випарник; III – підігрівач; IV – тепловий двигун; V – теплообмінник-конденсатор; VI – додатковий підігрівач; VII – бак-акумулятор

Пропонована схема характеризується малими втратами, тобто високим коефіцієнтом використання палива.

3. Використання енергії димових газів водогрійної котельні (ТЕЦ), що працює на природному газі, для обігріву ORC контуру, який виробляє електричну енергію (рис. 1.11) [89, 90].

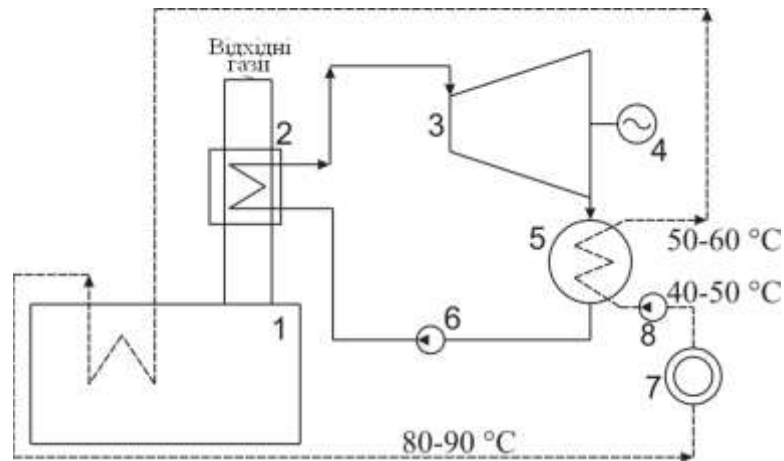


Рис. 1.11. Принципова тепла схема когенераційної установки з водогрійним котлом та ORC контуром: 1 – водогрійний котел; 2 – теплообмінник-випарник НРТ; 3 – турбіна на НРТ; 4 – електрогенератор; 5 – теплообмінник-конденсатор; 6 – конденсаційний насос; 7 – споживач теплоти; 8 – насос мережної води

Очевидно, що 3 варіант технічного рішення більш перспективний для впровадження, оскільки для когенерації не потрібно спалювати додаткову кількість палива.

1.5 Особливості функціонування ORC контурів, що обігріваються джерелами теплоти з температурою 80 – 180 °С

Останнім часом дослідженням, спрямованим на підвищення ефективності використання ORC циклів приділяється досить багато уваги.

Не зупиняючись на аналізі конкретних публікацій, перерахуємо найважливіші з точки зору застосування цих циклів результати:

- робота ORC циклів реалізована, якщо різниця температур між гріючим середовищем і охолоджуючим перевищує 30 – 40 °С;

- в якості робочого тіла для ORC контуру підходить речовина (суміш речовин), прикордонна крива, що розділяє двофазну область і парову, якого має від’ємний нахил;

– велику електричну потужність утилізаційних ORC контурі можна отримати, якщо використовувати на вході в турбіну органічне тіло з зверхкритичними параметрами;

– у багато контурних ORC циклах ККД вище, ніж в одно контурних;

– критерієм якості в утилізаційних циклах доцільно приймати генеровану електричну потужність;

– для кожного інтервалу температур гріючого середовища в 40 – 50 °С раціонально використовувати своє робоче тіло.

Найбільш ефективним робочим тілом (ККД) для ORC контуру в діапазоні температур гріючого середовища 80 – 120 °С вважається R245fa, в діапазоні 120 – 160 °С – однокомпонентні (R600), в діапазоні 180 – 220 °С – суміші (i-C₄H₁₀/R141b; i-C₄H₁₀/R161; i-C₄H₁₀/n-C₆H₁₄), як показано на рис. 1.12.

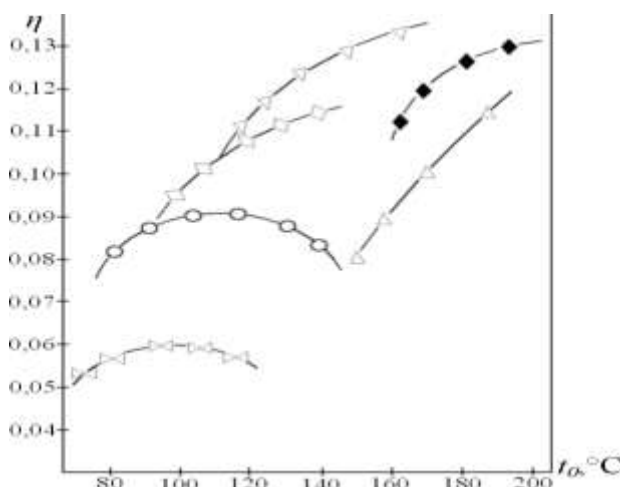


Рис. 1.12. Залежність ККД циклу від температури пари на вході в турбіну (◆ – i-C₄H₁₀/R141b [90]; ▽ – R600, △ – n-пентан, ▷ – R134a, ○ – R245fa, ◇ – R600a [91, 92])

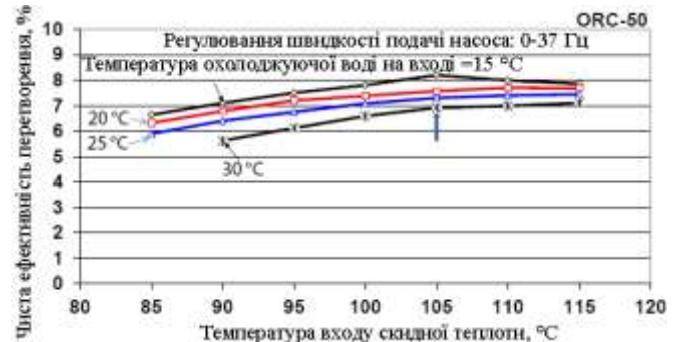


Рис. 1.13. Залежність ККД ORC контуру від температур: джерела тепла і води, що охолоджує (робоче тіло R245fa) [72]

Як видно на рис. 1.12, ні одне робоче тіло не працює ефективно в усьому діапазоні зміни температури від 80 до 180 °С.

На рис. 1.13 показано залежність ККД ORC контуру від температур: теплогенератора і охолоджуючої води (робоче тіло R245fa) [72], не цілком

відповідає рис. 1.12. Це говорить про те, що в кожному окремому випадку необхідно враховувати параметри не тільки гріючого, а й охолоджувального середовища.

Зміну питомої електричної потужності, що генерується в ORC циклі при використанні різних робочих тіл, представлено на рис. 1.14 [90].

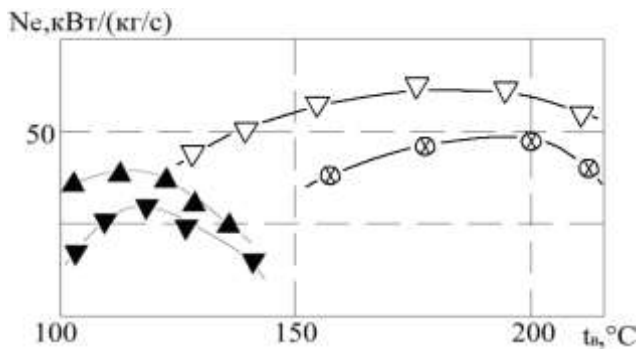


Рис. 1.14. Зміна питомої електричної потужності, що генерується утилізаційним ORC контуром в залежності від температури відхідних:
 ▲ – R142b/R12 (80/20);
 ▼ – R600a;
 ▽ – i-C₄H₁₀/n-C₆H₁₄ (60/40);
 ⊗ – i-C₄H₁₀/R141b (60/40)

Як видно з рис. 1.14 в діапазоні температур 80 – 140 °C в якості робочого тіла використовується суміш робочих тіл R142b і R12 в пропорції 80/20, відповідно, а в температурному діапазоні від 140 – 220 °C – i-C₄H₁₀/n-C₆H₁₄ (60/40) [90], при цьому необхідно враховувати, що R142b і R12 надають шкідливий вплив на навколишнє середовище [93 – 95]. Проте залежно від умов, що впливають на роботу установки, вибір може змінитися і це, як говорилося раніше, необхідно враховувати у кожному окремому випадку.

Термодинамічні властивості низькокиплячих робочих тіл дозволяють утилізувати скидну низькопотенційну теплоту, виробляючи теплову енергію, яка згодом буде перетворена в електроенергію. Перш ніж вибрати хладони для застосування в енергетиці, необхідно враховувати усі вимоги, що пред'являються до них:

- екологічні – озонобезпечність, низький потенціал глобального потепління, негорючість і нетоксичність;
- термодинамічні – низька температура кипіння при атмосферному тиску; невисокий тиск конденсації; хороша теплопровідність; мала в'язкість хладона,

що забезпечують скорочення гідравлічних втрат на тертя і місцеві опори при його русі в системі;

- експлуатаційні – термохімічна стабільність, хімічна сумісність з матеріалами, негорючість, вибухонебезпечність і т. д.;

- економічні – наявність товарного виробництва, доступні низькі ціни.

Хладони, повністю відповідають перерахованим вимогам, знайти практично неможливо. Посилення екологічних вимог, що висуваються міжнародними конвенціями, може тільки погіршити ситуацію, викинувши з ринку зарекомендували себе з гарної сторони робочі тіла і відкривши дорогу маловивченим хладонам. Можливо, від цього постраждають власники устаткування, заправленого багатоконпонентними сумішами, які визнають токсичними і небезпечними. Не можна виключати і появи нових, невідомих поки холодильних агентів. Однак тривалі витрати на їх вивчення та подальше впровадження у виробництво не дозволять їм зробити істотний вплив на розстановку сил. Тому в кожному окремому випадку вибирають хладон з урахуванням конкретних умов роботи машини, і перевагу слід віддавати таким, які задовольняють більшості представлених вище вимог [67, 96, 97].

1.6 Когенераційна установка на базі ORC контуру, що обігривається відхідними димовими газами

В роботі [90] досліджено особливості функціонування утилізаційного ORC контуру на димових газах котла, що працює на природному газі (принципову теплову схему установки наведено на рис. 1.15). Виконані оптимізаційні розрахункові дослідження циклу. Запропоновано в якості робочого тіла в діапазоні температур теплогерела 80 – 130 °С використовувати R245fa, в діапазоні температур 130 – 180 °С суміш (i-C₄H₁₀/R141b), на вході в турбіну це сумішеве робоче тіло повинне нагріватися до надкритичних параметрів.

Використовуючи графічну залежність питомої електричної потужності (рис. 1.14) [90] та дані щодо теплового навантаження котлів та обсяги відповідних димових газів можна оцінити можливості генерації електроенергії утилізаційним ORC контуром.

У процесі дослідження можливої одержуваної електричної потужності при реалізації ORC контуру на водогрійній котельні необхідно враховувати:

- температура димових газів змінюється в діапазоні 90 – 150 °С;
- охолоджуючим середовищем для НРТ служить зворотна мережна вода з температурою 40 – 50 °С (у літній період);
- наявність технічної води для охолодження НРТ в зимовий період з температурою 20 – 30 °С, або реалізація повітряного охолодження (при необхідності роботи в опалювальний період).

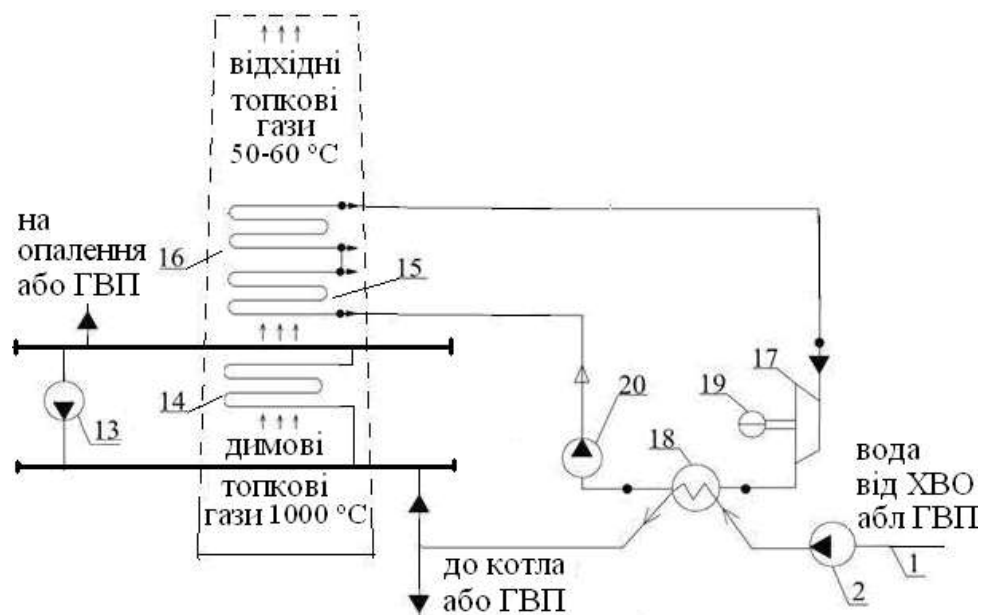


Рис. 1.15. Схема водогрійного котельного агрегату з теплоутилізаційної когенераційної енергетичною установкою: 1 – пом’якшена вода після хімводоочистки (ХВО) або ГВП; 2 – живильний насос; 13 – рециркуляційний насос; 14 – теплообмінник котла; 15 – теплообмінник-випарник; 16 – регенеративний теплообмінник ORC; 17 – турбіна; 18 – теплообмінник-конденсатор; 19 – генератор; 20 – конденсаційний насос

При цьому слід розглядати варіанти з температурою димових газів, починаючи з 85 °С (при мінімальній 25 % навантаженні водогрійного котла ПТВМ-100) і з більш високою, наприклад, при 119 °С (при 60 % навантаженні котла ПТВМ-100). В обох випадках можна в ORC циклі в якості робочого тіла використовувати R245fa. У першому випадку з димових газів одного котла ПТВМ-100 маємо генерацію 80 кВт ($\eta_{e\text{ ORC}} = 5,6\%$, літній режим), у другому випадку 360 кВт ($\eta_{e\text{ ORC}} = 8,8\%$, опалювальний сезон, працюють два котла), в обох випадках ступінь конденсації парів води 15 %. В літній період можливості когенерації з використанням утилізаційного ORC контуру становлять для котельні 8 %, в зимовий період відповідно 24 % від потреб. Розрахункова оцінка можливостей генерації в опалювальний період проводилася з умов середнього навантаження, однак, при покриттях піків при зниженні температури зовнішнього повітря теплове навантаження на котел і температура димових газів зростають (теоретично до 150 °С). Останнє не дозволяє ефективно використовувати робоче тіло R245fa.

1.7 Переваги впровадження когенераційних технологій

Застосування автономних енергоджерел з комбінованим виробництвом електричної та теплової енергії забезпечує певний енергетичний резерв в централізованій системі.

При вирішенні завдань енергозбереження на енергетичних об'єктах комунального господарства, необхідно виділити наступні переваги впровадження когенераційних підходів виробництва енергії:

1. Когенерація підвищує надійність і стабільність енергопостачання споживачів, а це суттєва перевага в умовах мінливого ринку енергії. Високонадійне електропостачання важливо для більшості компаній-споживачів (що працюють в інформаційній, виробничій, дослідницькій сферах і т. д.).

2. У споживача, швидше за все, не виникне організаційних, фінансових або технічних труднощів при зростанні потужностей підприємства, оскільки не знадобиться прокладка нових ліній електропередач, будівництво нових трансформаторних підстанцій, перекладка теплотрас і т. д. Більше того, знову придбані когенератори вбудовуються до вже існуючої системи.

3. Збільшення ефективності використання палива завдяки більш високому ККД.

4. Зниження шкідливих викидів в атмосферу у порівнянні з роздільним виробництвом тепла та електроенергії.

5. Зменшення витрат на передачу електроенергії тому, що когенераційні установки малої потужності розміщуються в безпосередній близькості від споживача теплової та електричної енергії, втрати в мережах зводяться до мінімуму.

6. Забезпечення власних потреб котельні в електроенергії.

7. Отримання додаткового прибутку від реалізації надлишків електричної енергії споживачам.

Когенерація є практично оптимальним варіантом, що забезпечує надійність постачання теплогенеруючих об'єктів електричною енергією. Збільшення теплових потужностей при традиційному енергозабезпеченні пов'язано з безліччю організаційних, фінансових і технічних труднощів, оскільки часто необхідні прокладка нових ліній електропередачі, будівництво нових трансформаторних підстанцій і т. д. У той же час когенерація пропонує вкрай гнучкі та швидкі в плані нарощування потужностей рішення.

Реалізація принципів когенерації може здійснюватися як малими, так і досить великими частками – цим підтримується тісний взаємозв'язок між генерацією та споживанням енергії. Таким чином, забезпечуються всі енергетичні потреби, які завжди супроводжують економічне зростання.

Важливим фактором при реалізації турбін малої потужності є вартість палива, що спалюється. Застосування турбін на джерелах скидної теплоти

дозволяє виробляти електричну енергію без додаткового спалювання паливних ресурсів.

При вирішенні завдань енергозбереження необхідний комплексний підхід, що дозволить максимально ефективно використовувати теплоту різних потенціалів.

1.8 Висновки за розділом 1

Аналіз літературних джерел показав, що проблема енергозбереження на підприємствах різних галузей промисловості є надзвичайно актуальною. Основна концепція, розглянута в наступних розділах, полягає в визначенні на сучасному етапі економічного розвитку України та обумовленні вибору об'єктів для модернізації з визначенням напрямку ефективної реконструкції котелень в рамках когенерації, огляді можливостей реалізації когенераційної установки на базі ORC контуру (без повітряного конденсатора) у потужній водогрійній котельні, яка працює на природному газі. Таким чином, далі потрібно розглянути технічні та економічні можливості установки електрогенеруючого обладнання на котельнях при використанні природного газу. Також, необхідно провести більш детальний аналіз обраних теплогенеруючих об'єктів. Це буде зроблено у наступних главах роботи.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі задачі:

1. Визначити тенденції зміни вартості енергоносіїв в Україні на найближчі п'ять – сім років.

2. Охарактеризувати потужні міські теплові джерела та мережі, та визначити для яких з них найбільша перспектива впровадити когенерацію.

3. Порівняти когенераційні технології та вибрати з них перспективну для впровадження на потужних котельнях.

4. Визначити розрахунковим шляхом техніко-економічні показники обраної когенераційної технології для оцінки перспектив її впровадження.

5. Провести аналіз особливостей функціонування ORC контурів.

6. Обрати об'єкт дослідження (визначення технічних характеристик та режимів роботи потужної водогрійної котельні) для створення когенераційної установки.

7. Синтезувати теплову схему когенераційної установки на базі ORC контуру, що забезпечує переведення водогрійної котельні в міні-ТЕЦ з генерацією електроенергії без додаткового спалювання палива.

8. Обрати раціональні характеристики енергетичної установки на базі ORC контуру.

2 МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ

2.1. Методологія розрахунку теплових схем електрогенеруючих установок

Теплові схеми електрогенеруючих установок відносяться до класу складних технічних систем. Основним способом вивчення їх внутрішньої структури функціонування і зовнішніх зв'язків з навколишнім середовищем в даний час є математичне моделювання (ММ).

Математична модель будь-якої технологічної схеми – це математичний опис для комплексу взаємопов'язаних фізичних процесів, що відбуваються в складених в дану систему окремих елементах.

Розрахунок теплової схеми на комп'ютері полягає у вирішенні системи рівнянь, за допомогою яких описуються фізичні процеси в елементах схеми, а також термодинамічний стан теплоносіїв. Для вирішення поставленого завдання в Інституті проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України розроблено та адаптовано до умов компоновки і експлуатації енергетичного обладнання програмний комплекс SCAT, який дозволяє здійснювати розрахунок теплових схем турбоустановок з метою дослідження теплових процесів, що протікають в замкнених паротурбінних циклах [98 – 114]. Особливістю програмного комплексу (ПК) є можливість використання у якості робочих тіл різні НРТ, реалізуючи тим самим органічний цикл Ренкіна для об'єктів низкопотенційної теплоти [30, 115, 116]. В реалізованій моделі передбачається спосіб внутрішнього опису у вигляді інформаційної моделі (ІМ) що базується на складових об'єктах. В основі ІМ лежить структурний опис енергоустановки, тобто представлення її у вигляді компонент і зв'язків між ними. Інформаційна модель енергоустановки інтерпретується як складений об'єкт, тобто, як безліч інформаційних моделей компонент, кожній з яких ставиться у відповідність формальна відмітна ознака – умовне ім'я компоненти k_j

$$k_j \in K ,$$

де K – безліч кодів елементів.

Такими кодами можуть бути загальноприйняті в інженерній практиці скорочені назви елементів енергетичного обладнання. Власні властивості елементів задаються впорядкованими множинами (кортежами) як фізичних властивостей

$$B_j = \langle X_1, \dots, X_n \rangle,$$

так і графічних властивостей

$$\Gamma_j = \langle P_1, \dots, P_n \rangle,$$

включають в себе опис геометрії графічного зображення елементів модельованої системи, координати прив'язки зображення на поле дисплея, колір тощо. У складі енергоустановки може бути кілька елементів однакового технологічного призначення, тобто мають однаковий код. Для однозначної ідентифікації таких елементів вводиться додатковий ознака – індекс i . Точках елементів обладнання, за допомогою яких здійснюються зв'язки з іншими елементами (полюсів), присвоюється числовий код (номер). Код полюса для конкретного елемента ідентифікує технологічне призначення полюса. Повне ім'я точки зв'язку матиме вигляд

$$y_i = \langle k_j, i_j, nt_j \rangle \in Y,$$

де Y – впорядкована множина полюсів елемента.

Дані, що становлять зміст предметної частини ІМ елемента «Конденсатор», наведені в табл. 2.1.

Змінна

$$\alpha_j = \langle k_j, B_j, Y_j, \Gamma_j \rangle$$

є інформаційною моделлю елемента енергоустановки. Безліч ІМ елементів енергоустановок утворює систему вихідних елементів, за допомогою якого можна реалізувати будь-яку схему даного класу за допомогою операцій теорії множин. Система вихідних елементів включає всі основні елементи паротурбінних установок, котельних агрегатів і газотурбінних установок.

Таблиця 2.1. Енерготехнологічні дані ІМ елемента «Конденсатор»

Назва та код елемента	Зображення на схемі	Умовне позначення полюсів з'єднань	Теплоенергетичні властивості елемента обладнання
Конденсатор, код = 10		<p>1 – вхід пара основний</p> <p>2 – вихід конденсату</p> <p>3 – вхід охолоджуючої води</p> <p>4 – вихід охолоджуючої води</p> <p>5 – додаткове скидання пари</p>	<p>P – тиск в конденсаторі, бар</p> <p>t – температура охолоджуючої води, °С</p> <p>W – витрата охолоджуючої води, кг / с</p> <p>F – поверхня охолодження, м²</p> <p>n – число ходів</p> <p>d – внутрішній діаметр трубок, мм</p> <p>nt – число трубок в одному ході</p> <p>l – коефіцієнт чистоти трубок, частки</p> <p>G – Потік пара в конденсатор, кг/с</p>

Подання інформаційної моделі енергоустановки на рівні компонент здійснюється у вигляді так званих складових об'єктів (СО). Складовий об'єкт

$$\bar{G} = \langle U, V \rangle,$$

безліч інформаційних моделей компонент

$$U = \{ \alpha_j, j = 1, 2, \dots, N \}$$

і зв'язків між ними

$$V \subset U \times U = \{ \langle y_i, y_j, \Gamma_j \rangle / i, j = 1, 2, \dots, m \},$$

де V – безліч пар імен пов'язують компонент і точок зв'язку (полюсів).

Кортеж Γ_j містить параметри, що описують зв'язок як окремий графічний об'єкт теплової схеми.

Математичним апаратом для опису процесів синтезу інформаційних моделей енергоустановок може бути алгебра складових об'єктів. Система

$$A_G = \langle \bar{G}, \Omega \rangle,$$

що складається з основної множини \bar{G} складових об'єктів і визначеної на ньому сукупності часткових операцій

$$\Omega = \{ P_i^{n_i}(q_1, q_2, \dots, q_{n_i}) \mid i = 1, 2, \dots \},$$

є частковою універсальною алгеброю складових об'єктів типу $(n_i \mid i = 1, 2, \dots)$ з сигнатурою операцій

$$\Omega = \{ P_i \mid i = 1, 2, \dots \}.$$

Подання інформаційних моделей елементів обладнання і зв'язків між ними у вигляді множин формалізованих об'єктів дозволяє застосувати для описів перетворень складових об'єктів операції теорії множин – бінарні операції:

\cup_k – об'єднання множин елементів (додавання елементів);

\setminus_k – до виключення елементів зі схеми (видалення елементів);

\cup_c – об'єднанням безлічі об'єктів зв'язку між елементами (додавання зв'язку);

\setminus_c – різниця множин об'єктів зв'язку між елементами (видалення зв'язків) і сукупності унарних операцій

$$\Phi = \{ f_1, f_2, \dots, f_n \},$$

які служать для внутрішніх перетворень складових об'єктів, заміни властивостей елементів, зміни даних про параметри в зв'язках і т. п.

Вся інші операції обробки складових об'єктів (робота з фрагментами схем, з групами елементів і т. п.), може бути отримана суперпозицією операцій, що належить сигнатурі [98].

Фізичні процеси, що протікають в елементах енергоустановок, описуються системою рівнянь $W(X, Y) = 0$, де X – безліч незалежних змінних, а Y – безліч залежних змінних. Залежно від кількості технологічних апаратів моделюється енергоустановки розмірності такої системи змінюється і може досягати декількох сотень рівнянь. Ефективне вирішення завдання розрахункового аналізу станів енергоустановок забезпечується створенням формального апарату, який на підставі аналізу інформаційної моделі та інформації про зовнішні дії формує і вирішує систему рівнянь.

Всі рівняння, що застосовуються для вирішення завдання аналізу турбоустановки, представлені у вигляді обмеженого числа операторів. У даній роботі розроблений спосіб організації рівнянь у вигляді таблиць з прямим доступом. Самі ж рівняння записуються в термінах складових об'єктів. При цьому змінні, що описують властивості елементів обладнання (входять в кортеж теплоенергетичних властивостей), позначаються символом. Індекс вказує місце змінної в кортежі властивостей (параметрів).

Змінні, що описують властивості потоків в зв'язках, позначаються, V_i^j . Верхній індекс вказує місце змінної в кортежі характеристик зв'язку, а нижній – номер зв'язку (код полюса елемента, в якому відбувається описується даними рівнянням перетворення). Наприклад, запис $V_1^2 = V_2^2 \cdot U_3$, означає, що другий параметр першої зв'язок присвоюється твір другого параметра другий зв'язку на третій характеристиці елемента. Рівняння розбиваються на групи, що описують перетворення змінних в кожному з елементів теплової схеми. Групи, однакові для кількох елементів, об'єднуються в одну. З кожною групою зв'язується ключ – код елемента, за яким забезпечується доступ до необхідної групи рівнянь. Складати рівняння в такій формі, додавати, виключати, замінювати групи рівнянь в таблицях і пов'язувати їх з новими ключами досить легко. Порядок використання рівнянь може визначатися порядком обходу елементів складеного об'єкта. Більшість рівнянь пов'язує між собою невеликим числом змінних. Кожне рівняння орієнтоване на обчислення однієї змінної, розташовується в послідовності, що забезпечує по чергові рішення рівнянь на підставі попередніх обчислень.

2.2 Визначення властивостей робочих тіл

Точність визначення фізичних властивостей робочого тіла впливає на результати отриманих значень (потужність, коефіцієнт корисної дії, ступінь розширення в турбіні та ін.). З метою визначення фізичних параметрів робочого

тіла необхідно провести вибір рівняння стану, що дасть можливість визначати їх властивості.

Рівняння стану ідеального газу (рівняння Менделєєва – Клапейрона) [117, 118]

$$P \cdot V_M = R \cdot T , \quad (2.1)$$

де P – тиск, Па;

V_M – молярний об'єм, м³/моль;

R – універсальна газова стала, дорівнює 8,3144598 Дж/(моль К);

T – температура, К.

Це рівняння встановлює залежність між тиском, молярним об'ємом та абсолютною температурою і добре описує поведінку реальних газів при низькому тиску й високих температурах, але в інших умовах його відповідність з даними досліджень набагато гірше. Зокрема, це проявляється в тому, що реальні гази можуть бути переведені в рідкий та навіть у твердий стан, а ідеальні – не може. Таким чином, для вирішення необхідних завдань можна використовувати це рівняння.

Для більш точного опису поведінки реальних газів при низьких температурах розроблено рівняння Ван-дер-Ваальса, що враховує сили міжмолекулярної взаємодії. У цьому рівнянні внутрішня енергія стає функцією не тільки температури, але і об'єму [118, 119]

$$\left(P + \frac{a}{V_M^2} \right) \cdot (V_M - b) = R \cdot T , \quad (2.2)$$

де a – коефіцієнт, що враховує сили тяжіння між молекулами;

b – коефіцієнт об'єму молекул газу.

Ван-дер-Ваальс розглядає сили тяжіння між частинками газу та робить такі припущення:

– частинки розподілені рівномірно по всьому об'єму;

– сили тяжіння стінок судини не враховуються, що в загальному випадку невірно;

– частинки, що знаходяться всередині судини та безпосередньо біля стінок, відчувають тяжіння по-різному: всередині судини діють сили тяжіння інших частинок та компенсують один одного.

Основним недоліком рівняння Ван-дер-Ваальса у тому, що воно розходиться з експериментом в області двофазних станів, в зв'язку з цим рівняння має незліченну кількість модифікацій, ці рівняння мають різний ступінь складності [120 – 122].

Для опису нормальних вуглеводнів найбільш поширеним є рівняння стану (2.3), запропоноване Робінсоном і Пенгом у 1974 р. (Peng-Robinson) [123 – 125]. Це рівняння є модифікованим рівнянням Ван-дер-Ваальса та має вигляд [121]

$$P = \frac{R \cdot T}{v - b} - \frac{a \cdot \alpha}{v^2 + 2 \cdot b \cdot v - b^2}, \quad (2.3)$$

$$\text{де } a = \frac{0,457235 \cdot R^2 \cdot T_c^2}{P_c};$$

$$b = \frac{0,077796 \cdot R \cdot T_c}{P_c};$$

$$\alpha = \left(1 + m \cdot \left(1 - \sqrt{T/T_c}\right)\right)^2;$$

$$m = 0,37464 + 1,54226 \cdot \omega - 0,26992 \cdot \omega^2,$$

де P – тиск, Па;

v – питомий об'єм, м³/кг;

R – газова постійна, Дж/(кг К);

T – температура, К;

α – універсальна функція, що залежить від двох індивідуальних параметрів, що характеризують властивості тієї чи іншої конкретної рідини: критичної температури T_c та, так званого, ацентричного фактору Пітцера ω .

Перевагою рівняння є той факт, що властивості чистого газу описуються цим рівнянням з допомогою лише трьох індивідуальних фізичних параметрів:

температури і тиску газу в критичній точці, а також ацентричного фактору Пітцера. Ці параметри визначені для широкого кола речовин [125, 126, 127].

Рівняння Пенга-Робінсона до теперішнього часу є найбільш поширеним кубічним рівнянням стану, починаючи з 80-х років ХХ століття було зроблено численні спроби його удосконалення, в основному, за рахунок збільшення числа коефіцієнтів у доданку, що характеризує дію сил тяжіння (рівняння Мартіна, Шмідта-Венцеля, Харманса-Кнапп, Патела-Тейа, Валдеррама та ін.), але збільшення числа коефіцієнтів призводило до складності обчислення властивостей багатоконпонентних складів робочих тел.

Визначення РVT-властивостей різних речовин здійснюється шляхом застосування різних рівнянь стану, що базуються на рівнянні Ван-дер-Ваальса (Редліха-Квонг, 11-коефіцієнтне рівняння Старлінга-Хаана та інших більш складних), проте все це ускладнює побудову рівняння й розрахунок. Рішення задачі визначення індивідуальних коефіцієнтів для рівняння стану Пенга-Робінсона, дозволяє розраховувати РVT-властивості та добре описувати фазові перетворення, отже, використання цього рівняння є актуальним і має високе практичне значення з широким застосуванням [126, 127].

2.3 Техніко-економічне обґрунтування встановлення електрогенеруючих установок

Після розрахунку і визначення парових навантажень і параметрів роботи котлоагрегатів, слід зробити вибір типу турбоагрегату (турбоустановки), можливого до застосування на даній котельні.

Необхідно для подальшого розрахунку визначити число годин використання встановленої потужності турбоагрегату при установці на дослідній котельні. Для цього необхідно визначити середньогодинну витрату пари на котельні

$$D_{\text{год}} = D_{\text{річна}} / T_{\text{річна}},$$

де $D_{\text{год}}$ – середньогодинна витрата пари на котельні, т/год;

$D_{\text{річна}}$ – річна витрата пара, т;

$T_{\text{річна}}$ – число годин роботи котельні в році, год.

Якщо середньогодинна витрата пари на котельні вище або дорівнює номінальній витраті пари на турбіну, то число годин використання встановленої потужності буде відповідати числу годин роботи котельні. При цьому необхідно врахувати, що пари, пройдені через турбіну, мають дещо менший потенціал, ніж редуковані пари. Це в свою чергу викликає необхідність збільшити виробництво пари на 10 – 20 % для одержання у споживача тієї ж кількості теплоти [128 – 132].

Якщо середньодобова витрата пари на котельні нижче номінальної витрати пари на турбіну більше ніж на 20 %, то число годин використання встановленої потужності зменшується пропорційно витраті пари і потужності турбоагрегата визначаються за діаграмами режимів. Після визначення потужності турбоагрегата по діаграмі режимів, визначимо кількість годин використання установленої потужності за формулою

$$T_{\text{вст}} = N_{\text{тг}} \times T_{\text{річна}} / N_{\text{вст.}},$$

де $t_{\text{вст}}$ – число годин використання встановленої потужності;

$N_{\text{тг}}$ – потужність турбоагрегату, визначена за діаграмі режимів, кВт;

$T_{\text{річна}}$ – число годин роботи котельні в році, годин;

$N_{\text{вст}}$ – встановлена потужність обраного турбоагрегату, кВт.

2.4 Розрахунок економії палива від встановлення турбоагрегату

Для розрахунку економії палива від установки турбоагрегату важливо точно знати витрати палива на виробництво електроенергії на дослідженій котельні. Для цього необхідно визначити питому витрату палива на виробництво 1 Гкал теплоти, що відпускається від котлів або коефіцієнти корисної дії котельної і транспорту пара до турбіни.

Визначити за допомогою зворотного балансу коефіцієнт корисної дії котлів брутто (при відповідності режимів роботи котлів режимним картам його можна взяти з даних режимно-налагоджувальних випробувань, в іншому випадку необхідно проведення замірів топкових режимів за допомогою газоаналізаторів типу "Testo" з отриманням коефіцієнта корисної дії). Потім визначається коефіцієнт корисної дії котельної нетто з урахуванням споживання теплоти на власні потреби котельні

$$\eta_k^{\text{нетто}} = \eta_k^{\text{брутто}} \times (1 - \alpha_{\text{вп}} / 100),$$

де $\eta_k^{\text{нетто}}$ – коефіцієнт корисної дії котельної нетто, тобто з урахуванням власних потреб котельні в теплоті;

$\alpha_{\text{вп}}$ – коефіцієнт витрати теплоти на власні потреби котельні,%;

$\eta_k^{\text{брутто}}$ – коефіцієнт корисної дії котлів брутто середньозважений (по котельні)

$$\eta_k^{\text{брутто}} = \Sigma(\eta_{\text{котла}}^{\text{брутто}} \times Q_{\text{котла}}^{\text{год}}) / \Sigma Q_{\text{котла}}^{\text{год}},$$

де $\eta_{\text{котла}}^{\text{брутто}}$ – коефіцієнт корисної дії котла брутто,%;

$Q_{\text{котла}}^{\text{рік}}$ – вироблення теплоти котлом в році, Гкал.

При цьому коефіцієнт корисної дії фактично повинен відповідати нормі витрати палива на виробництво 1 Гкал, або бути нижче її за рахунок впровадження енергозберігаючих заходів, спрямованих на зниження споживання ПЕР.

Шляхом виміру температури поверхні ізоляції паропроводів можна визначити втрати при транспорті пара (при нормальному стані теплоізоляції ККД транспорту пара становить 98% всередині котельні та 96% при установці турбогенератора в окремій будівлі з прокладкою зовнішніх паропроводів).

Визначення кількості теплоти на вироблення електроенергії на обраному турбоагрегаті за рік

$$Q_{\text{еє}} = N_{\text{вст.}} \times T_{\text{вст.}} \times k_{\text{е}} \times \eta_{\text{тг}} \times \eta_k^{\text{нетто}} \times \eta_{\text{тр}} \times 10^{-6},$$

де $N_{\text{вст}}$ – встановлена потужність турбогенератора, кВт;

$T_{\text{вст}}$ – число годин використання встановленої потужності, год;

k_e – коефіцієнт переведення електричної енергії в теплову, дорівнює 1,16;

$\eta_{\text{тг}}$ – коефіцієнт корисної дії турбоагрегату;

$\eta_{\text{к}}^{\text{нетто}}$ – коефіцієнт корисної дії котельної нетто після установки турбоагрегату з урахуванням зростання середньогодинного парового навантаження, %;

$\eta_{\text{тр}}$ – коефіцієнт корисної дії транспорту пара, %.

Визначення витрати умовного палива на вироблення електроенергії на обраному турбоагрегаті за рік

$$B_{\text{еe}} = Q_{\text{еe}} / Q_{\text{н}}^{\text{р}},$$

де $B_{\text{еe}}$ – витрата умовного палива на вироблення електроенергії, т у.п.;

$Q_{\text{еe}}$ – витрата теплоти на вироблення електроенергії, Гкал;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – нижча теплотворна здатність умовного палива, 7000 ккал/кг.

Визначення виробленої електроенергії на турбоагрегаті за рік:

$$E_{\text{вир.}} = N_{\text{вст.}} \times T_{\text{вст.}},$$

де $N_{\text{вст.}}$ – встановлена потужність турбоагрегату, кВт;

$T_{\text{вст}}$ – число годин використання встановленої потужності, год.

Визначення кількості відпущеної електроенергії від обраного турбоагрегату

$$E_{\text{отп.}}^{\text{тг}} = E_{\text{вир.}} \times (1 - \alpha_{\text{сн}}^{\text{еe}}/100),$$

де $\alpha_{\text{сн}}^{\text{еe}}$ – коефіцієнт споживання електроенергії на власні потреби турбоагрегату (на роботу насосів техводопостачання, пускового маслосна та ін. електричного обладнання), в залежності від обраної схеми технічного водопостачання становить орієнтовно: при включенні в схему технічного водопостачання підприємства (0,5 – 1 %), при індивідуальній схемі технічного водопостачання – (3 – 8 %).

Необхідна кількість відпущеної електроенергії з шин електростанцій з урахуванням втрат в електричних мережах на транспорт електроенергії до вводів струмоприймачів підприємства становить

$$E_{\text{отп}}^{\text{ec}} = E_{\text{отп}}^{\text{тг}} \times (1 + k_{\text{пот}}/100),$$

де $E_{\text{отп}}^{\text{тг}}$ – відпущена з шин турбоагрегатом і спожита підприємством електроенергія, кВт год;

$k_{\text{пот}}$ – коефіцієнт втрат в електричних мережах на транспорт електроенергії у системі.

Визначення економії палива від установки обраного турбоагрегату на котельні підприємства

$$\Delta B^{\text{тг}} = E_{\text{отп}}^{\text{ec}} \times b_{\text{ee}}^{\text{cp}} \times 10^{-6} - B_{\text{ee}},$$

де $E_{\text{отп}}^{\text{ec}}$ – кількість електроенергії, відпущеної з шин електростанцій, з урахуванням втрат в електромережах на транспорт електроенергії, тис. кВт·год;

$b_{\text{ee}}^{\text{cp}}$ – питома витрата палива на відпуск електроенергії приймається рівною фактичній витраті палива на замикаючій станції в енергосистемі за рік, що передує складанню розрахунку, т у.п./(кВт·год);

B_{ee} – річна витрата палива на вироблення електроенергії обраним турбоагрегатом, т у.п.

2.5 Розрахунок терміну окупності впровадження турбоагрегату малої потужності

Визначення укрупнених капіталовкладень в установку турбоагрегату малої потужності на котельнях підприємств зі створенням малих ТЕЦ.

Вартість обраного турбоагрегату визначається за результатами тендеру.

Вартість електротехнічних пристроїв становить орієнтовно 10 – 15 % від вартості турбоагрегату.

Вартість тепломеханічної частини (паропроводи, трубопроводи технічної води і т.д.) – 15 – 20 % від вартості турбоагрегату.

Вартість будівельно-монтажних робіт в залежності від розташування турбоагрегату в котельні – 15 – 20 % від вартості обладнання; розташування турбоагрегату в окремому будові – 20 – 30 % від вартості обладнання.

Вартість проектно-вишукувальних робіт – 5 – 10 % від вартості будівельно-монтажних робіт.

Вартість пуско-налагоджувальних робіт – 3 – 5 % від вартості обладнання.

Вартість обладнання

$$C_{\text{об.}} = C_{\text{тг}} + (0,1 - 0,15) \times C_{\text{тг}} + (0,15 - 0,2) \times C_{\text{тг}} .$$

Капіталовкладення в захід

$$K_{\text{тг}} = B_{\text{об}} + (0,05 - 0,1) \times B_{\text{смп}} + (0,15 - 0,3) \times C_{\text{об}} + (0,03 - 0,05) \times C_{\text{об}} .$$

Простий термін окупності проекту встановлення парової турбіни $\tau_{\text{ок}}$ оцінювався таким чином

$$\tau_{\text{ок}} = c_N N_e' / (\tau \Delta B_{\text{год}}),$$

де $N_e' = 10000$ кВт – номінальна потужність турбіни;

$c_N = 900$ USD/кВт – питома вартість встановленої електричної потужності;

$\tau = 8000$ год. – річне напрацювання турбіни;

$\Delta B_{\text{год}}$ – зміна витрат на ТЕЦ за годину після встановлення турбіни, яка розраховувалася таким чином

$$\Delta B_{\text{год}} = \tau_j / (\tau_l + \tau_z) \sum_{j=1}^2 \{ (c_{e,m} - c_{e,t}) [N_{e,j} + (N_{e,\Gamma j} - N_{e,j}) (1 - \Delta c_m)] + \\ + Q_{\Gamma j} (1 - \Delta C_{Qj}) c_{Q,j} \} ,$$

де j – індекс сезону (літо $j = 1$; зима $j = 2$);

$c_{e,m}$ – ціна електроенергії 2 класу в мережі без ПДВ;

$c_{e,t}$ – собівартість виробництва електроенергії на ТЕЦ;

$N_{e,\Gamma j}$ – генерація електричної потужності турбіною в обраний сезон за вирахуванням власних потреб турбіни;

$N_{e,j}$ – потреби на котельні в електричній потужності в обраний сезон;

Δc_m – частка ціни електроенергії, що дістається електромережі за послуги;

ΔC_Q – частка підвищення витрат на виробництво теплоти після встановлення турбіни;

$c_{Q,j}$ – собівартість виробництва теплоти на ТЕЦ з використанням турбіни в обраний сезон;

$Q_{T1} = Q_{T2}$ – кількість теплоти, що отримується з вихлопу турбіни.

2.6 Висновки за розділом 2

Описані в цьому розділі підходи дозволяють вирішувати задачі розрахунку теплових схем енергетичних установок при моделюванні окремих їх елементів та енергокомплексу в цілому.

Представлено постановки завдань:

– аналіз режимів роботи теплогенеруючого устаткування на об'єктах комунальної енергетики;

– порівняльний аналіз впровадження електрогенеруючих установок при виробництві теплової та електричної енергії та вибір найбільш раціонального варіанту в залежності від потужності й режимів експлуатації існуючого енергетичного устаткування;

– розрахункові дослідження з визначення електричної потужності замкнених паротурбінних циклів при використанні теплоти малого потенціалу на теплогенеруючих об'єктах та оцінка доцільності впровадження таких циклів.

Вдосконалено техніко-економічну модель оцінки доцільності впровадження когенераційних технологій на теплогенеруючих об'єктах комунальної енергетики. Це дозволяє виявити фактори, що впливають на величину собівартості і прибутку, визначити шляхи поліпшення роботи електрогенеруючих установок. Модель дає можливість обрати критерій економічності, що дозволяє оцінювати ефективність проведених заходів щодо підвищення економічності роботи ТЕЦ, не зводячи результати тільки до величини витрат палива [3 – 5].

3 ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ ШЛЯХОМ ВПРОВАДЖЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЇ

3.1 Передумови впровадження когенераційних технологій в житлово-комунальне господарство

Головною стратегією розвитку народного господарства передових країн ЄС стає забезпечення стабільного та ефективного економічного зростання за рахунок впровадження енергозберігаючих заходів.

Сучасне житлово-комунальне господарство України є найбільшим споживачем паливно-енергетичних ресурсів, що говорить про вкрай нераціональне використання енергоресурсів, а як наслідок – одна з найбільш енерговитратних галузей економіки країни [5].

У 35 тис. котельнях підприємств комунальної теплоенергетики встановлено приблизно 114 тис. водогрійних і парових котлів різних типів великої – від 180 МВт до малої 0,5 МВт теплової потужності, які виробляють і надають тепло та гарячу воду споживачам.

До котлів великої теплової потужності, перш за все, відносяться водогрійні котли типу ПТВМ: ПТВМ-180, ПТВМ-150, ПТВМ-100, ПТВ-50, ПТВ-30, а також котли типу КВГМ: КВГМ-100, КВГМ-50, КВГМ-30. Більшість цих котлів встановлено у великих містах, а саме в Києві, Дніпропетровську, Запоріжжі.

До котлів середньої теплової потужності слід віднести котли типу ДКВР: ДКВР-20/13, ДКВР-10/14, ДКВР-6,5, а також котли ДЕ -25, ДЕВ-16/14, КВГМ-10, ТВГ-8М, ТВГ-8, ТВГ-4, КВГ-6,5 тощо.

Групу котлів малої теплової потужності складають котли типу КСВ-1,86, КСВа1,16, КСВГ-1,2, КБНГ-2,5, ТВГ-2,5, ТВГ-1,5, НІСТУ-5, НР-18, НІКА, Ревокатова, Універсал та інші [28].

Котельний парк м. Харкова характеризується типовим для всієї території України технічним обладнанням.

До найбільш ефективних напрямів енергозбереження на теплогенеруючих установках [33] можна віднести реконструкцію котелень у міні-ТЕЦ шляхом встановлення сучасних парових турбін малої потужності [35, 133].

3.2 Алгоритм аналізу котельного парку з позиції розрахунку і підбору їх параметрів при перетворенні у міні-ТЕЦ та напрямків реконструкції

Режими споживання теплової енергії на потреби опалення та вентиляції і гарячого водопостачання суттєво відрізняються в плинні року. Влітку можливі режими, що характеризуються так званими «перетопами». У цьому випадку тепла енергія надходить в мережу з температурою більше, ніж це необхідно. Пояснення просте – нижче даного теплового навантаження устаткування працювати не може через спрацювання технологічних захистів. Таким чином економічність роботи системи централізованого тепlopостачання зменшується.

При перенесенні теплових навантажень з великих районних котелень та ТЕЦ на квартальні реконструйовані котельні можливе підвищення техніко-економічних параметрів їх роботи. В першу чергу ліквідуються втрати тепла в магістральних трубопроводах. Далі зменшується частка покупної електроенергії на власні потреби теплових мереж і можливо продавати надлишки стороннім споживачам. Побічний позитивний результат – зменшення струмкових навантажень і, як наслідок, втрат енергії в мережі 6 – 10 та 0,4 кВт.

Споживання електроенергії та фінансові витрати на її придбання займають друге місце в формуванні собівартості теплоти. При цьому слід зазначити, що в зимовий період платежі за електроенергію по відношенню до палива становлять 10 – 12 %, а в літній період 22 – 25 %. Тому питання зниження витрат на електроенергію є досить актуальним. Перетворення котельні на міні-ТЕЦ досить перспективний напрямок модернізації який технічно може бути впроваджений на буд-якій котельні. Значно складнішою

задачею є визначити доцільність проведення вказаної реконструкції з позиції перспектив її окупності. З цією метою розроблений вдосконалений алгоритм аналізу котельного парку з позиції розрахунку і підбору параметрів їх перетворенні у міні-ТЕЦ.

Алгоритм аналізу котельного парку з позиції розрахунку і підбору їх параметрів при перетворенні у міні-ТЕЦ [4, 41 – 45, 48 – 50, 69, 134]:

1. Визначаються енергетичні навантаження для об'єкта. Первинним критерієм дослідження котельного парку є сумарне мережеве, рециркуляційне, живильне, димососне, вентиляційне, горячеводне, холодноводне, освітлювальне, хімводопідготовче і інше споживання електроенергії котельнею. Впровадження когенераційних технологій доцільно розглядати у випадку, коли споживання електроенергії самої котельні перевищує 100 кВт. При цьому аналіз енергоспоживання об'єктів, що знаходяться поряд має менш принципове значення, оскільки передбачається можливість окупності впровадження за рахунок зменшення закупівель електроенергії з зовнішньої мережі.

2. Розраховуються і будуються графіки добового енергоспоживання на об'єкті для робочих і вихідних (святкових) днів для розрахункових умов холодного, теплого і перехідного періодів року.

3. На підставі отриманих даних будуються графіки річних навантажень, і розраховується річне споживання енергоресурсів по окремих видах споживачів і сумарні навантаження по електроенергії і теплу.

4. З графіків теплових та електричних навантажень вибираються базові розрахункові режими роботи міні-ТЕЦ.

5. Для режимів за п. 4 аналізуються заходи з енергозбереження та вирівнюванню нерівномірності енергонавантажень на об'єкті.

6. Визначається кількість вторинних енергоресурсів (ВЕР).

7. З урахуванням п.6 розраховуються два варіанти енергопостачання:

– забезпечення споживача енергією з урахуванням використання ВЕР;

– забезпечення споживача енергією в тих же обсягах без використання ВЕР.

8. Визначається технічна та юридична можливість приєднання КГУ на часткове покриття енергонавантажень.

9. З урахуванням п. 8 обчислюються навантаження на міні-ТЕЦ, за якими обирається кількість і одинична потужність турбін.

10. Розраховуються режими роботи міні-ТЕЦ будуються добові і річні графіки роботи КГУ.

11. З графіків енергоспоживання і енерговиробництва по пріоритету електропостачання розраховується дефіцит теплової потужності міні-ТЕЦ для визначення потужності пікової котельні.

12. Розробляється принципова схема міні-ТЕЦ, вибираються всі основні і допоміжні елементи.

13. Проводиться техніко-економічний аналіз вибраного устаткування.

14. Дослідження перспектив використання палива для роботи міні-ТЕЦ з позиції екології, переходу на альтернативні види та ін.

15. Розраховується економічна ефективність варіанту енергопостачання.

3.3 Загальний аналіз комунального підприємства «Харківські теплові мережі» з врахуванням пунктів запропонованого алгоритму з метою вибору перспективних для модернізації котелень

Встановлене теплогенеруюче обладнання

Комунальне підприємство «Харківські теплові мережі» (КП «ХТМ»), одне з найбільших підприємств комунальної енергетики не тільки в Україні, але і в Європі. Воно забезпечує централізованим теплопостачанням більш 30,26 млн. м. кв. площ, що опалюються (майже 8500 будівель, у т. ч. більше 5900 житлових будинків) та близько 880 тис. мешканців гарячим водопостачанням. Система теплопостачання міста – закрита. Наряду з

централізованою системою теплопостачання (ЦСТ), що включає найбільш великі теплогенеруючі потужності та функціонуючі взаємопов'язана, маються квартальні котельні, які функціонують автономно.

До магістральних і розподільних теплових мереж підключені центральні та індивідуальні теплові пункти (ЦТП, ІТП), де здійснюється підігрів гарячої води та розподіл теплоносія по внутрішньоквартальних теплових мережах до споживачів. На рис. 3.1 представлена схема теплопостачання м. Харкова.

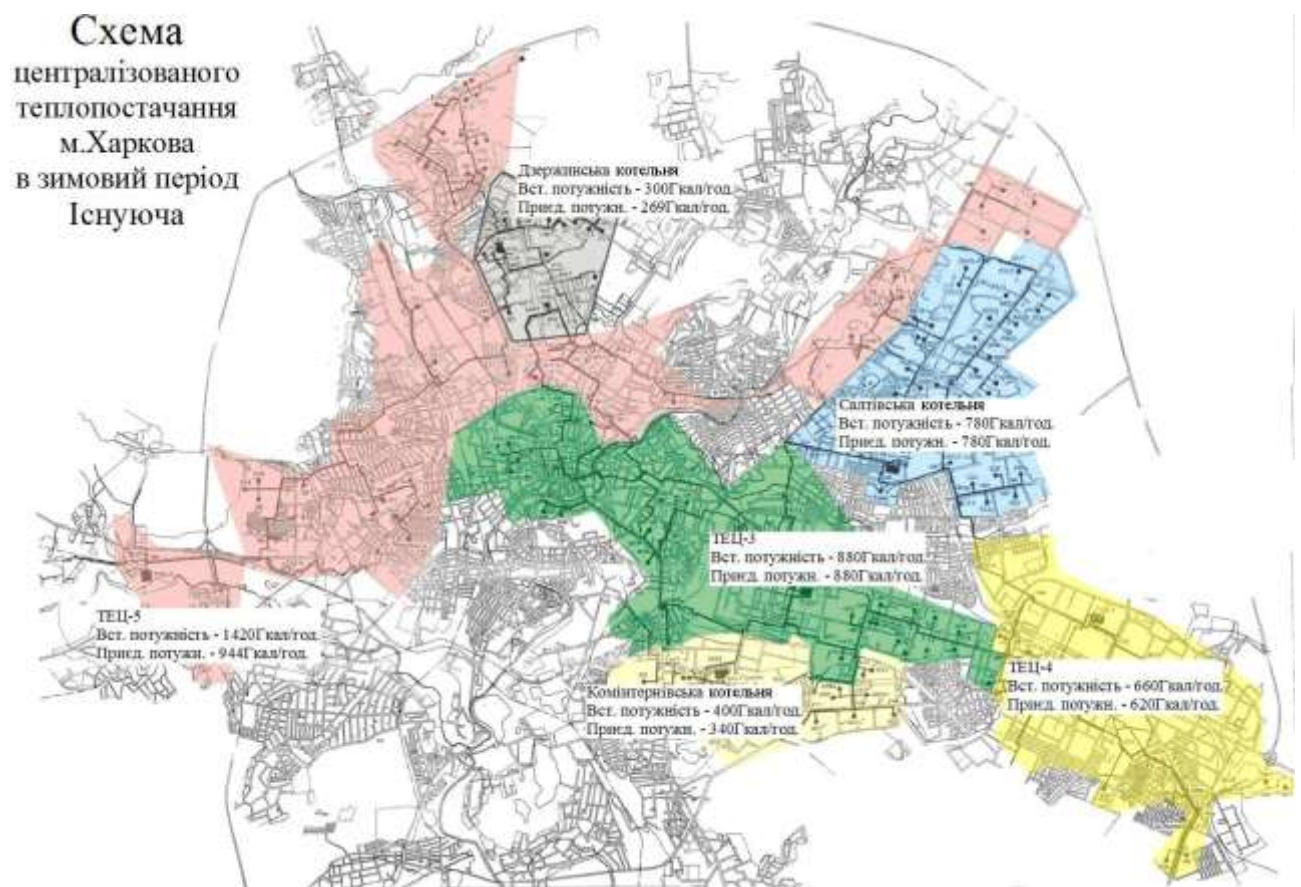


Рис. 3.1. Схема теплопостачання м. Харкова в зимовий період

котельня

До складу КП «ХТМ» входять наступні великі джерела:

- ТЕЦ-3 зі встановленою тепловою потужністю 880 Гкал/год;
- Держинська районна котельня зі встановленою тепловою потужністю

300 Гкал/год та приєднаним електричним навантаженням 4867 кВт;

- Котельня Орджонікідзевського району ТЕЦ-4 зі встановленою тепловою потужністю 825 Гкал/год та приєднаним електричним навантаженням 13470 кВт;
- Котельня Київського району зі встановленою тепловою потужністю 140 Гкал/год та приєднаним електричним навантаженням 3680 кВт;
- Котельня Комінтернівського району зі встановленою тепловою потужністю 400 Гкал/год та приєднаним електричним навантаженням 5829 кВт;
- Котельня Жовтневого району зі встановленою тепловою потужністю 114,2 Гкал/год та приєднаним електричним навантаженням 1954 кВт;
- Салтівська котельня зі встановленою тепловою потужністю 780 Гкал/год.

Сумарна тепла потужність джерел тепlopостачання КП «ХТМ» становить 4500 Гкал/год.

Крім зазначених великих котелень у складі комунального підприємства перебуває значна кількість котелень різної теплової потужності.

На котельнях малої (до 10 Гкал/год) і середньої (від 10 до 50 Гкал/год) продуктивності встановлено теплогенеруюче обладнання наступних типів:

- а) котлоагрегати теплопродуктивністю понад 10 Гкал/год – ПТВМ-30, ПТВМ-50, ДЕ-25/14;
- б) котлоагрегати теплопродуктивністю от 3 до 10 Гкал/год – ДКВР-10/13, ДКВР-6.5/13, ТВГ-4, ТВГ-8М, КВГ-4, КВГ-6.5, КБНГ-3.15;
- в) котлоагрегати теплопродуктивністю от 1 до 3 Гкал/год – ДКВР-2.5/13, ДКВР-4/13, КБНГ-2.5, ВК-21, ТГ-3, НІКА-1.25;
- г) котлоагрегати теплопродуктивністю менш 1 Гкал/год – КваС-4.0, -0.8, НІСТу, Універсал, Надточія, Енергія, Шухова, КОВ-45, -75, НІКА-0,5, Стребеля, Стреля, АОГВ-50, АОГВ-100, КЧ, КСГМ, Е-1/9Г, МЗК7КГ, Ospray 220 CF та інші котли іноземного виробництва, що мають ефективні пальники та газову автоматику.

Для забезпечення примусової циркуляції теплоносія в системі опалення і забезпечення необхідних напорів в тепловій мережі на квартал, місцеві котельні оснащені насосним обладнанням:

а) продуктивністю понад 100 м³/год – КМ100-80-160, К100-65-200, К100-65-250, К160-20, Д200-95, Д320-50, Д320-70, ДНЦ-150-400, НКЦ-140, НКЦ-150, КМ150-125/315;

б) продуктивністю от 50 до 100 м³/год – 4К-6, 4К-8, 4К-12, 4КМ-8, 4КМ-12, К80-50-200, К-65-160, К90-55, -85, -20, НКЦ-90, ЦНСГ-60;

в) продуктивністю от 10 до 50 м³/год – 2К-6, 3К-6, К20-30, К45-30, К50-32-125, К65-50-160, К80-50-200, -65-160, ВК5-24, ЦНСГ-38-176, КС12-50;

г) продуктивністю до 10 м³/год – 1,5К-6, ВК-26.

У табл. 3.1 представлені показники роботи Підприємства в попередній період.

Таблиця 3.1. Основні показники роботи КП «ХТМ»

Показники	Од. виміру	Значення
Теплова енергія відпущена споживачам	тис. Гкал	5988,0
Витрати на власні потреби	%	1,5
Втрати в мережах	%	15,8
Питома витрата палива	кг у.п./Гкал	154,54
Питома витрата електроенергії на відпущену Гкал	кВт·год/Гкал	22,1

Підприємство приділяє велику увагу скороченню нерентабельних малопотужних котелень з перепідключенням їх до централізованого теплопостачання. Крім того, постійно ведуться роботи по заміні зношених теплових мереж на попередньо ізольовані труби, заміні горілчаних пристроїв, автоматизації та диспетчеризації, установки приладів обліку.

Слід зазначити, що наявність одних тільки ефективно працюючих джерел теплової енергії та теплових мереж не вирішує повною мірою проблему

енергозбереження при сьогоденішньому стані внутрішніх систем теплоспоживання.

Тому завдання скорочення витрат паливно-енергетичних ресурсів у комунальній теплоенергетиці необхідно вирішувати комплексно, починаючи з організації виробництва і закінчуючи раціональним використанням теплової енергії у споживачів.

Теплові мережі

КП «Харківські теплові мережі» експлуатує теплові мережі загальною протяжністю 1602,3 км у двохтрубному вимірі, з них більш ніж 500 км зі значним фізичним зносом. Основна кількість дефектів в магістральних теплових мережах виявляється шляхом опресування підвищеним тиском і ретельної перевірки на щільність, а також – проведення випробувань на розрахункову температуру.

Основний спосіб прокладки існуючих теплових мереж – в підземних прохідних, напівпрохідних і непрохідних каналах, а також повітряна прокладка на естакадах і безканальна підземна.

Кількість перекладки мереж із заміною на попередньо ізольовані труби останні роки збільшується, однак брак фінансових коштів не дозволяє провести заміну в повному обсязі. Через наявність істотного зносу мереж спостерігається тенденція зростання загальної кількості дефектів, що негативно відбивається на їх надійності та, відповідно, призводить до зростання втрат теплової енергії з витокami теплоносія. Обсяг мереж для заповнення теплоносієм для опалення становить – 237913 м куб.

На величину фактичних теплових втрат впливає стан теплової ізоляції, вид і спосіб прокладки мережі, затоплення підземних теплотрас як водою з теплової мережі, так і поверхневими водами та супутніми комунікаціями водопостачання та водовідведення.

На підприємстві розроблені та затверджені норми сумарних теплових втрат по котельних філій та по підприємству в цілому. Норми втрат тепла розраховані по магістральних і внутрішньо квартальних мережам. Загальновиробничі допустимі втрати тепла в мережах КП «ХТМ» погоджені Національною комісією та становить 15,8 %.

Розрахунок втрат при транспортуванні теплоносія тепловими мережами виконується за розробленою фахівцями підприємства програмою, що враховує особливості існуючої схеми теплопостачання м. Харкова та режими роботи теплових мереж. До програми входить розрахунок магістральних, розподільних і внутрішньо квартальних теплових мереж.

В даний час протяжність трубопроводів теплової мережі, що мають пінополіуританову ізоляцію становить близько 50 км (в однотрубному виконанні).

Стан внутрішніх поверхонь трубопроводів, а також відповідність їх діаметрів проектним даним в значній мірі визначають витрати електричної енергії на транспортування теплоносія. На підприємстві існує ряд ділянок магістральних і внутрішньо квартальних теплових мереж, що мають завищений в 1,5 – 2,0 рази гідравлічний опір, що призводить як до додаткових витрат електричної енергії на перекачку теплоносія, так і до можливого недопостачання теплової енергії споживачеві. До аналогічних наслідків призводить також підвищений гідравлічний опір внутрішньо будинкових систем.

Насосні станції

Необхідні витрати і тиск в системі теплопостачання від основних джерел теплової енергії м. Харкова забезпечуються 11 насосними станціями.

Насосні станції є значними споживачами електричної енергії. Щодо загальних витрат споживання електроенергії насосними станціями становить близько 13 %.

Устаткування насосних має значний знос. Системи контролю та регулювання параметрів теплоносія, що транспортується виконані на застарілій елементній базі. Значно скоротити споживання електроенергії можна за рахунок застосування сучасного насосного обладнання та частотно-регульованих приводів (планується встановити 34 комплекти).

На всіх насосних станціях, що транспортують теплоносії, ведеться облік споживання електроенергії за допомогою електрорічильників активної енергії.

Витрата води на власні потреби враховується за допомогою водомірів або розрахунковим шляхом з використанням нормативних даних.

Центральні та індивідуальні теплові пункти

Центральні теплові пункти призначені для розподілу теплової енергії в необхідному обсязі між споживачами. При цьому система теплопостачання в залежності від схеми її побудови може бути як залежною (пряме підключення споживачів від джерела), так і незалежною (через теплообмінні апарати).

Система теплопостачання м. Харкова включає 204 центральних теплових пунктів (ЦТП) та 85 індивідуальних теплових пунктів (ІТП), що дозволяють об'єднувати (підключати) в єдину мережу різні, в тому числі і резервні джерела теплової енергії.

Близько 80 % всіх підключень споживачів здійснюється через ЦТП, що дозволяє більш ефективно, порівняно з прямим підключенням, управляти постачанням теплової енергії. Значне число будинків (близько 4000) під'єднанні безпосередньо до теплової мережі або через гідроелеватори.

На ЦТП ведеться приладовий комерційний облік споживання електроенергії та води (з розбивкою її за призначенням, в ряді випадків розрахунковим методом). Розподіл теплової енергії на великих ЦТП (технічний облік) визначається розрахунковим шляхом з використанням показань приладів вимірювання витрати та температури.

Програмою перспективного розвитку та реконструкції системи теплопостачання м. Харкова передбачені заміна і ремонт насосного та теплообмінного обладнання ЦТП з установкою автоматики контролю та регулювання параметрів теплоносія, що дозволить підвищити надійність і якість теплоносія при зниженні витрат електроенергії та втрат теплової енергії.

В експлуатації, поряд з безліччю пластинчастих теплообмінників, знаходяться ще й малоефективні кожухотрубні теплообмінники застарілих конструкцій. Наявність відкладень на поверхнях теплообміну, а також значного числа заглушених трубок призводить до підвищеного гідравлічного і термічного опору апаратів, що викликає підвищені енергетичні витрати.

Однією з пріоритетних задач є зниження споживання електроенергії за рахунок регулювання та оптимального використання енергоспоживаючого обладнання. Оптимальним рішенням даної задачі в системах з нестабільними режимами роботи, в першу чергу, в системах гарячого водопостачання з нерівномірним водорозбором протягом доби є впровадження частотно-регульованих електроприводів насосного обладнання.

Поряд з вищесказаним, істотний вплив на економічність роботи систем розподілу теплової енергії надає відсутність в схемах управління електронних регуляторів, що дозволяють забезпечити підтримання комфортної температури повітря в приміщеннях згідно заданого графіку споживання, ліквідувати весняно-осінні перевитрати тепла на опалення будівель, підтримання необхідної температури гарячої води в системі ГВП та інше.

Для підвищення енергоефективності системи теплопостачання підприємством намічено застосування індивідуальних теплових пунктів, встановлюваних для окремих (або групи) будівель. Це дозволить поступово ліквідувати багато існуючих енергоємних ЦТП. При цьому досягається зниження теплових втрат в мережах (перехід від 4-х трубних мереж до 2-х трубних), витрат електроенергії на перекачку теплоносія, забезпечується

можливість регулювання та обліку фактично споживаної теплової енергії в залежності від вимог споживача.

У підсумку представляється можливою реалізація якісно-кількісного способу регулювання відпуску теплової енергії.

Споживання електроенергії

Споживання електроенергії та фінансові витрати на її придбання займають друге місце в формуванні собівартості продукції. При цьому слід зазначити, що в зимовий період платежі за електроенергію по відношенню до палива становлять 10 – 12 %, а в літній період 22 – 25 %. Тому питання зниження витрат на електроенергію є досить актуальним. На рис. 3.2 представлений помісячний графік витрати електроенергії всіма котельнями КП «ХТМ».

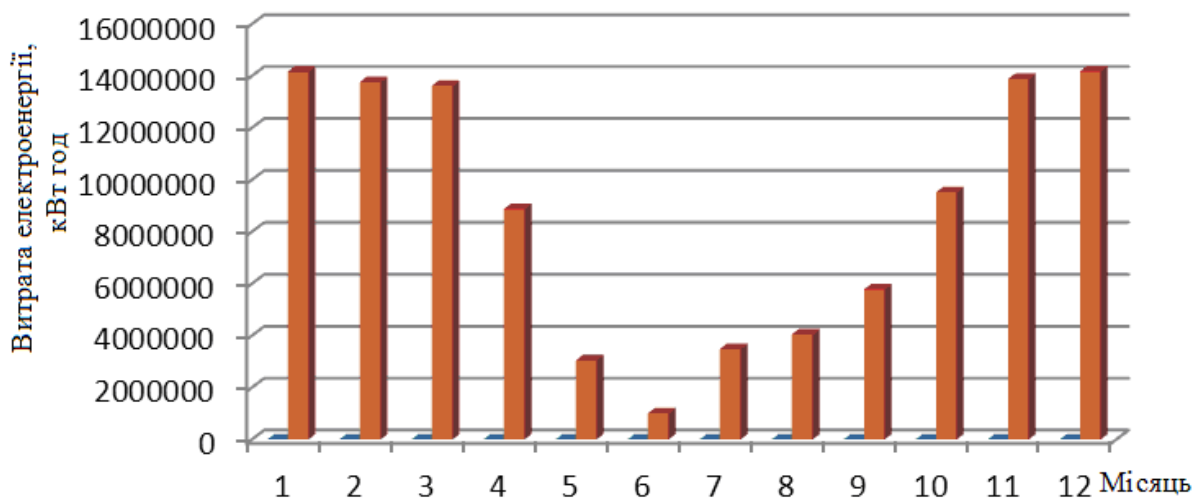


Рис. 3.2. Динаміка помісячного споживання електроенергії

Структура розподілу споживання електроенергії основними технологічними об'єктами представлена на рис. 3.3.

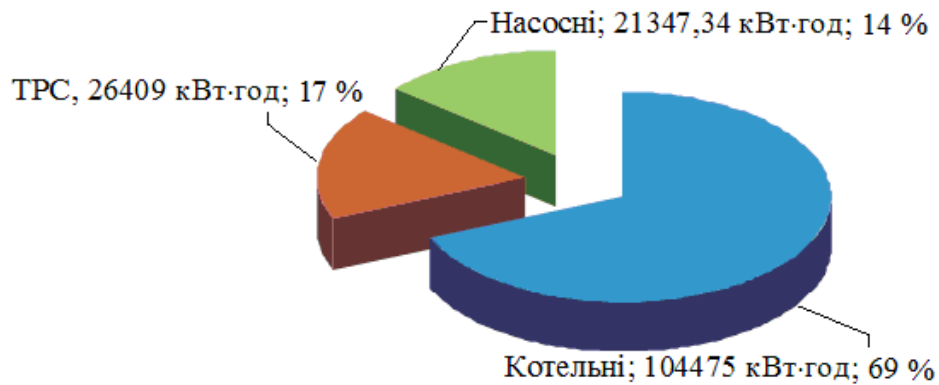


Рис. 3.3. Розподіл споживання електроенергії

Як видно з представленої діаграми, найбільшим споживачем електроенергії є котельні.

Слід зазначити, що в загальній сумі спожитої електроенергії понад 100 млн кВт·год на рік, частка великих котельень: по вул. Шекспіра, 17, вул. Проскури, 1, вул. Костичева, 2/1, вул. Жовтневої революції, 99 та ТЕЦ-4 складає більше 40 %. Нижче на діаграмі наведено співвідношення споживання електроенергії зазначеними котельнями по відношенню до решти об'єктів КП «ХТМ», включаючи ТЕЦ-3 та Салтівську котельню (рис. 3.4).

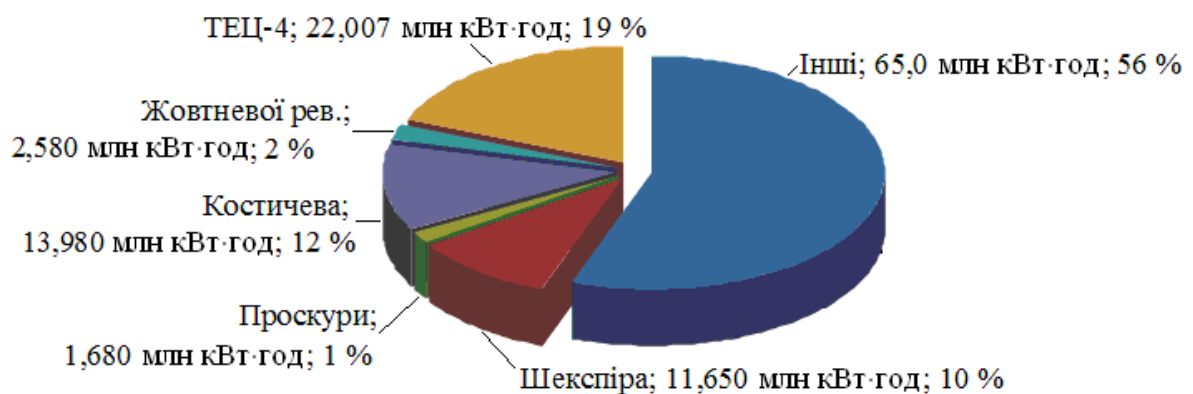


Рис. 3.4. Діаграма співвідношення споживання електроенергії котельнями КП «ХТМ»

На п'яти потужних районних котельнях КП «Харківські теплові мережі» встановлені водогрійні котли: 4 од. ПТВМ-30, 6 од. ПТВМ-50, 8 од. ПТВМ-100

і 2 од. ПТВМ-180. В табл. 3.2 представлені середні теплове навантаження Q_T і середня споживана електрична потужність N_e шести потужних водогрійних котелень м. Харкова за даними 2013 року (Додаток А).

Таблиця 3.2. Вироблення теплоти та споживання електроенергії в залежності від пори року

Номер та адреса котельні	Встановлені котли	Режими роботи					
		Літній		Перехідний (жовтень, квітень)		Основний опалювальний	
		$Q_{тл}$, Гкал/год	$N_{ел}$, МВт·год	$Q_{тп}$, Гкал/год	$N_{елп}$, МВт·год	$Q_{то}$, Гкал/год	$N_{ео}$, МВт·год
1. вул. Жовтневої революції, 99	2 ПТВМ-50-І, + паровий	2,4-3,8	0,18-0,19	8,0-12,5	0,29-0,37	14,0-21,8	0,38-0,43
2. вул. Академіка Проскури, 1	3 ПТВМ-30М4, 1 ПТВМ-30М	1,2-5,5	0,06-0,23	13,4-18,1	0,45-0,66	21,6-33,9	0,69-0,79
3. вул. Костичева, 2/1	4 ПТВМ-100	11,3-35,6	0,37-1,38	25,5-61,0	1,0-2,21	73,8-112,4	2,34-2,77
4. вул. вул. Шекспіра, 17	4 ПТВМ-50, 1 ПТВМ-100	3,0-25,1	0,14-1,11	31,7-60,2	0,96-1,93	69,1-115,2	2,05-2,29
5. пр-т. Московський, 275 (ТЕЦ-4)	3 ПТВМ-100 2 ПТВМ-180 + парові	27,0-30,0	1,42-1,51	58,6-93,8	2,2-3,43	104,0- 167,5	3,66-3,95

З урахуванням деякого запасу потужності маємо наступний ряд необхідних електричних потужностей когенераційних установок для задоволення власних потреб перелічених котелень: $\sim 0,5$; $0,8$; $2,5$; $2,5$ та $\sim 4,0$.

Представлені вище міркування і є обґрунтуванням вибору об'єктів впровадження когенерації на найбільш великих котелень. Далі необхідно провести аналіз індивідуально кожної котельні. На прикладі котельні Комінтернівського району по вул. Костичева, 2/1 розглянемо фактичний режим експлуатації об'єктів комунальної енергетики.

3.4 Опис типової районної котельні

3.4.1 Загальні відомості про котельню і обладнання

Комінтернівська районна котельня встановленою тепловою потужністю 400 Гкал/год і встановленою електричною навантаженням 5829 кВт, насправді

максимально використовується електрична потужність у грудні складає 2770 кВт. У складі котельні 4 котли ПТВМ-100 з ККД 91 %. Останні капремонт і режимна наладка проводилися у 2011 – 2013 рр., а режимна наладка у відповідність з вимогами в 2012 – 2014 рр. Питомі норми витрат енергоносіїв:

– паливо – фактичний – 155,91 кг у.т./Гкал при затвердженому 159,5 кг у.т./Гкал;

– електроенергія – фактичний 24,0 при затвердженому 29,3 кВт/Гкал.

В даний час сумарне приєднане навантаження становить – 277,392 Гкал/год, в тому числі: опалення і вентиляція – 161,566 Гкал/год та ГВП – 115,828 Гкал/год.

Опалювальна площа – 2217,3 м², в т. ч. населення – 1927,3 м²; бюджет – 2073 м²; інші – 82,1 м².

Слід зазначити, що споживачі з приладами обліку складають близько 20 %, особливо це відноситься до населення.

Структура приєданого навантаження по опаленню і вентиляції має вигляд, представлений на діаграмі рис. 3.5.

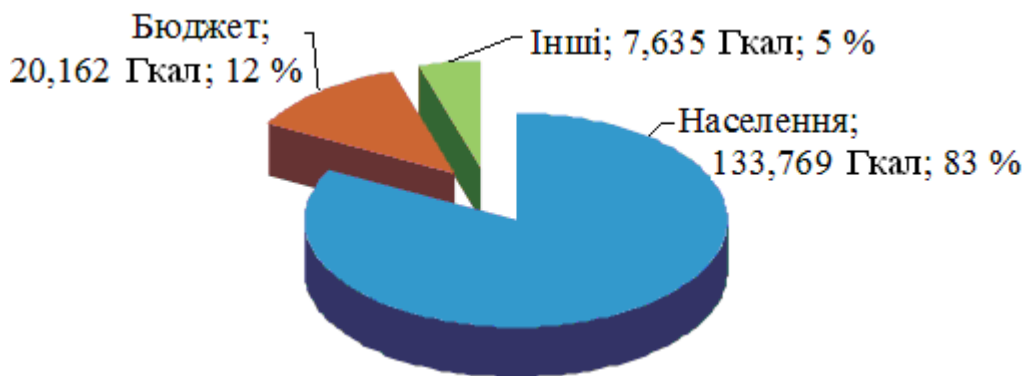


Рис. 3.5. Структура приєданого навантаження по опаленню і вентиляції

Аналогічний вигляд має і структура ГВС. Слід зазначити, що на технологію останні роки теплоенергія не відпускається. Структура гарячого водопостачання наведена на рис. 3.6.

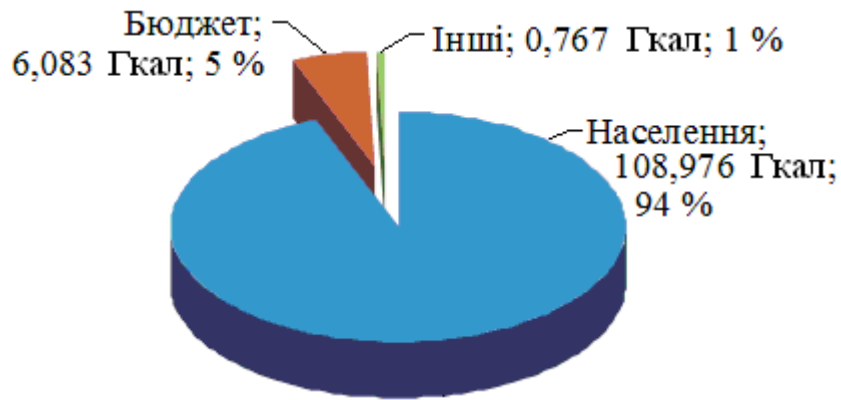


Рис. 3.6. Структура розподілу споживання гарячої води

Фактично, основним споживачем є населення, частка якого становить 83 % в опаленні та 94 % у гарячому водопостачанні

Як зазначалося раніше, котельня забезпечує споживачів теплоенергією на опалення, вентиляцію і гаряче водопостачання. Основні споживачі – населення та бюджетні організації. У Додатку Б представлені характеристики і стан котельного, склад теплообмінного, насосного та тягодуттьового обладнання, перелік та характеристика приладів обліку енергоносіїв, максимальні добові споживання електроенергії та вироблення теплоенергії (всі дані надані КП «Харківські теплові мережі»).

Добовий максимум споживання електроенергії в контрольні дні:

– літнього періоду – 62 кВт активної енергії при середньодобовому навантаженні – 20 кВт. Мінімум – 10 кВт, реактивна енергія максимальна – 29 кВт, за добу – 62 кВт·год;

– зимового періоду – 2928 кВт при мінімальному навантаженні – 2722 кВт активної енергії і середньодобовому – 2810 кВт. Максимальні добове споживання реактивної енергії – 764 кВт. Добове споживання реактивної енергії – 764 кВт·год.

З метою зниження споживання електроенергії на підживлювальний насос встановлений частотно-регульований привід типу АТ-18-55 у 2011 році.

3.4.2 Аналіз енергоекономічних показників

На підставі поданих підприємством даних за 2013 рік, проведено аналіз частки складових витрат за видами енергоносіїв у собівартості теплової енергії, що відпускається споживачам від котельні. Результати представлені на діаграмі рис. 3.7.

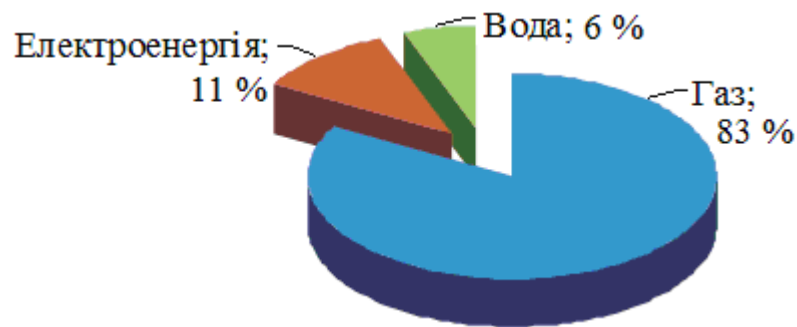


Рис. 3.7. Співвідношення витрат за видами енергоносіїв

Як видно з представленої діаграми газ займає 83 % від загальних витрат на енергоносії. У тієї ж години у собівартості теплової енергії енергоносії займають 88 %. (див. діаграму рис. 3.8).

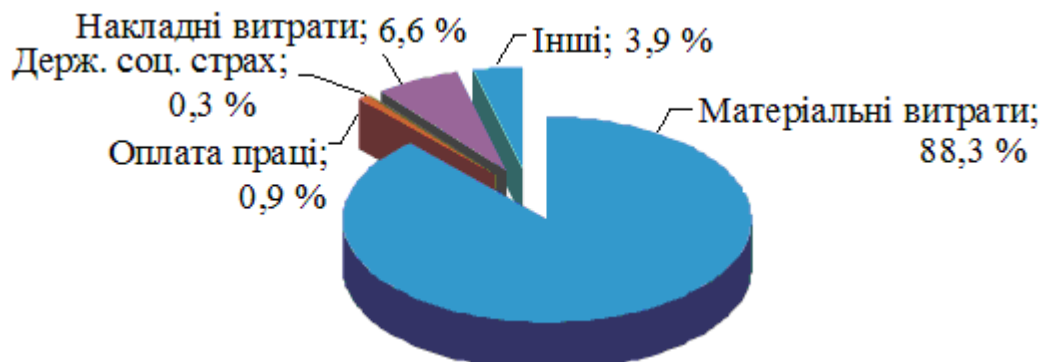


Рис. 3.8. Співвідношення витрат у собівартості теплоенергії

Результати, представлені на діаграмах, отримані, як було відзначено на підставі даних, представлених в Додатку Б.

Нижче представлені графіки динаміки виробництва теплоенергії за період 2009 – 2013 роки (рис. 3.9).

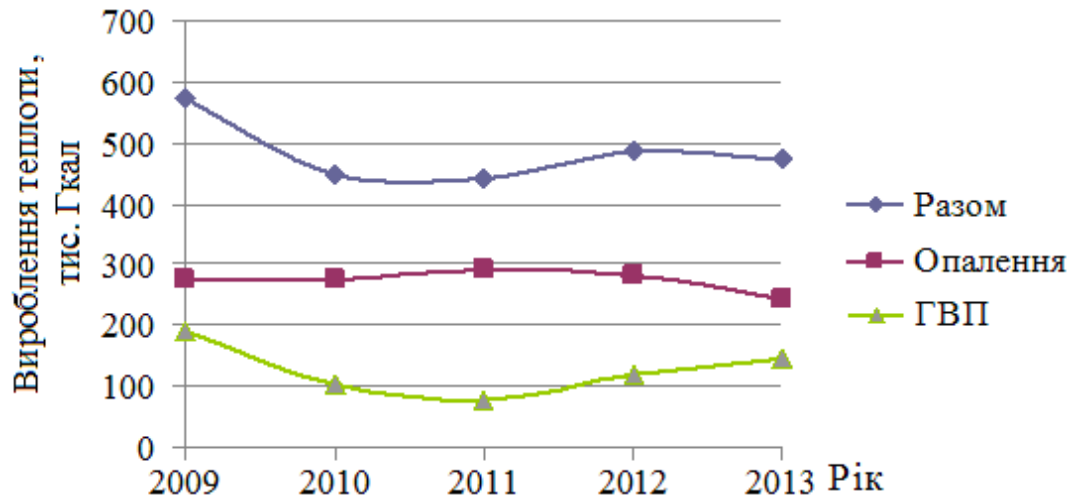


Рис. 3.9. Динаміка виробництва теплоенергії за видами

Як видно з графіка (рис. 3.9) в останні роки намітилася тенденція до зниження обсягів виробництва, що в першу чергу пов'язано із зростанням середньої температури опалювального періоду та скороченням кількості днів опалювального періоду. Слід також зазначити, що обсяг з гарячого водопостачання знижується в порівнянні з 2009 роком. Це пов'язано на наш погляд з високою ціною і установки лічильників у споживачів.

Зв'язок між обсягом виробництва теплоенергії і температурою зовнішнього повітря можна простежити на підставі середньомісячних значень температур. Як приклад взято дані за січень-квітень 2014 року (рис. 3.10).

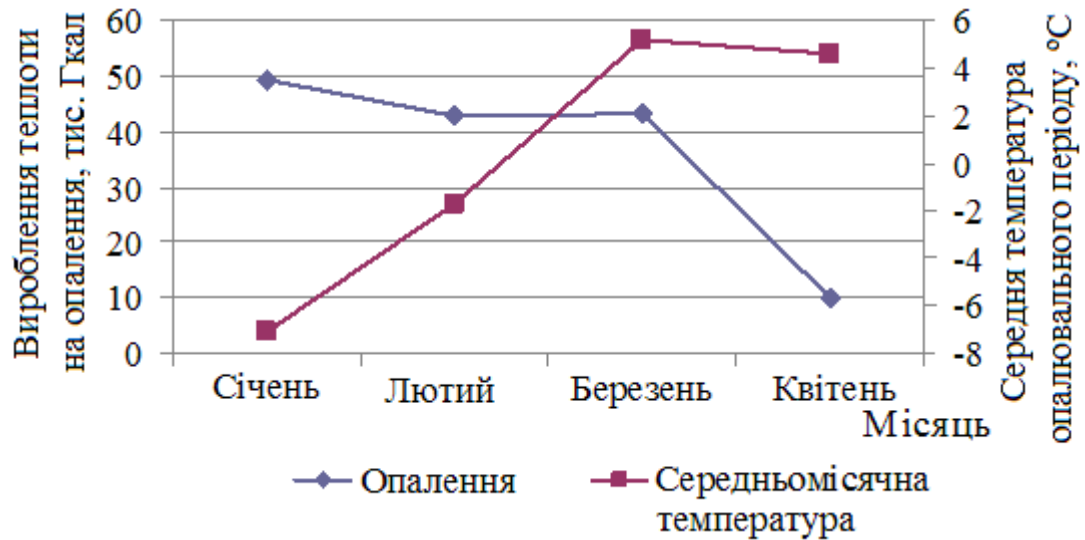


Рис. 3.10. Зв'язок між температурою зовнішнього повітря і виробленням теплоти на опалення

З графіка видно, що має місце пряма залежність виробітку теплоенергії від температури навколишнього середовища при порівнянні місячних показників. Нижче позаний графік виробництва теплоенергії на опалення в залежності від градусо-днів (рис. 3.11).

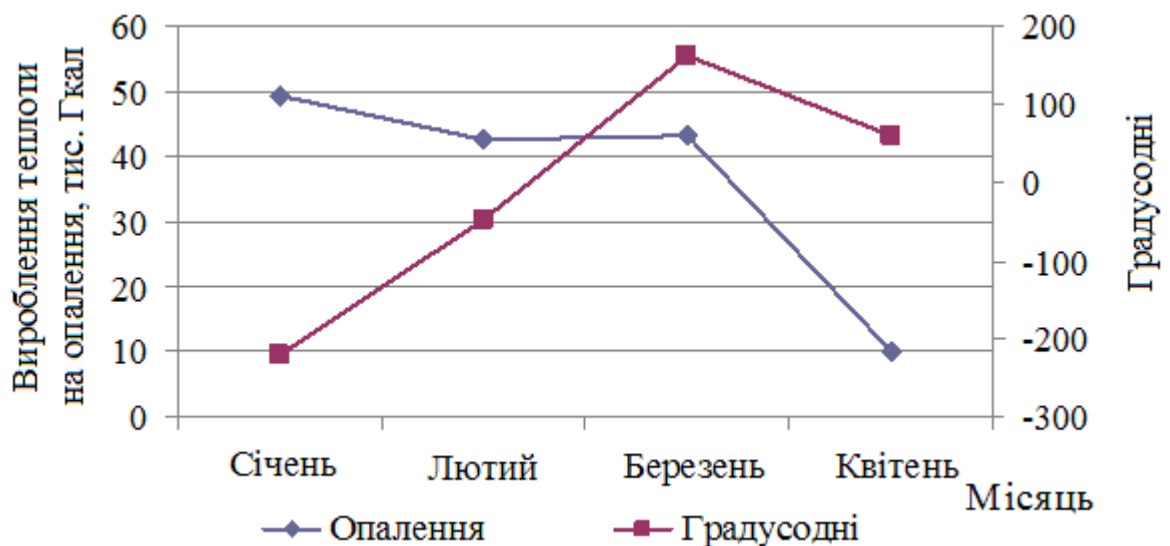


Рис. 3.11. Зв'язок між градусоднями та виробленням теплоти на опалення

Як видно з графіків рис. 3.7 та 3.8 має місце ідентичність кривих. Питома витрата палива на вироблену теплову енергію залежить від стану обладнання, своєчасного проведення налагоджувальних робіт, теплотворної здатності палива (рис. 3.12).

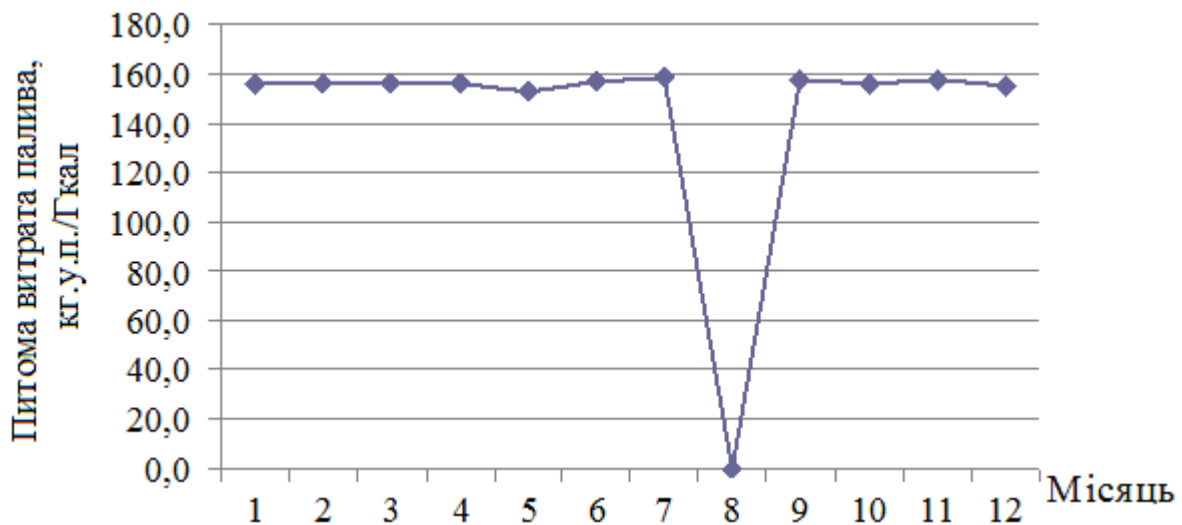


Рис. 3.12. Динаміка питомої витрати палива по місяцях

З графіка рис. 3.12 видно, що в літній період має місце збільшення питомої витрати палива, що пов'язано з виробництвом теплоенергії на гаряче водопостачання, за винятком години відключення ГВП.

Графіки споживання електроенергії на котельні показують тенденції зміни потреби електропостачанні на протязі року (рис. 3.13 та 3.14).

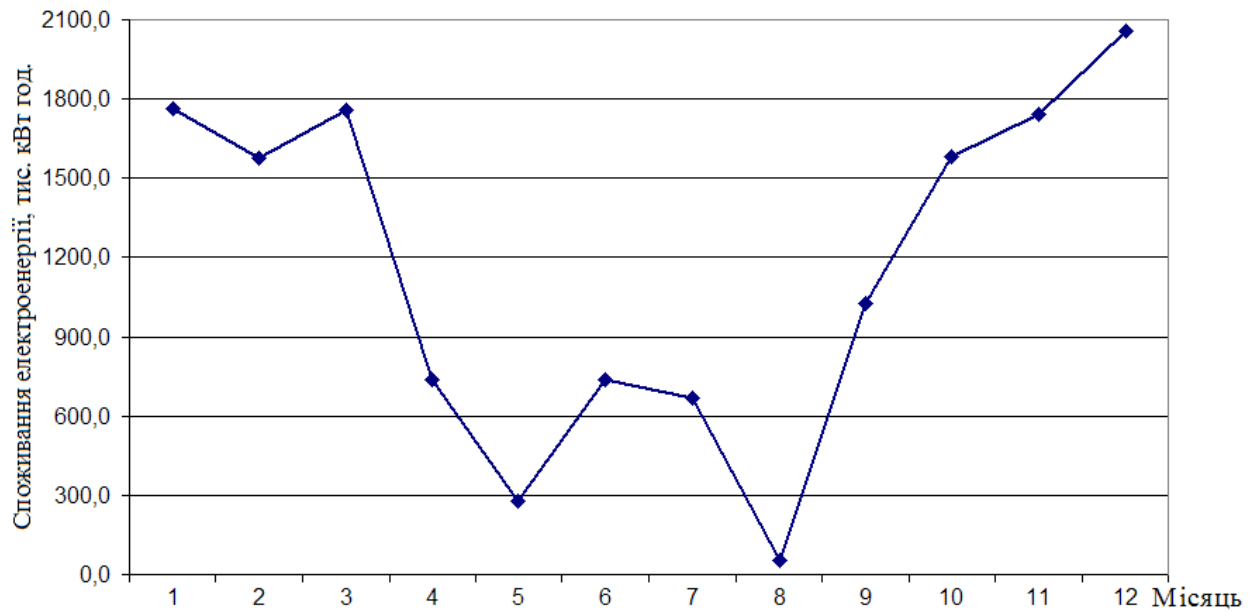


Рис. 3.13. Динаміка споживання електроенергії

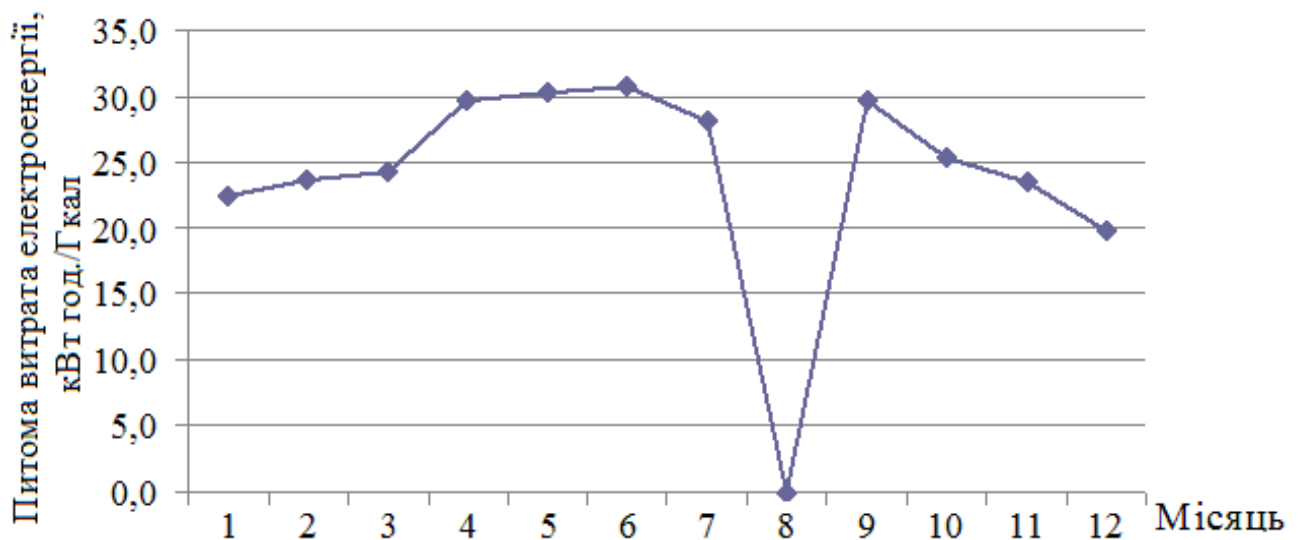


Рис. 3.14. Динаміка питомої витрати електроенергії за рік

Питома витрата електроенергії розраховується на відпущену теплову енергію і залежить від втрат в мережах і стану обладнання, наявності ЧРП на насосах підживлення і тягодуттєвого обладнання. Як видно з графіка (рис. 3.10) у літній період, незважаючи на зниження вироблення теплоенергії (забезпечення ГВП) більш ніж у 7 разів у порівнянні з зимовим періодом споживання електроенергії скоротилося тільки в два рази.

3.5 Висновки за розділом 3

Проведений аналіз показав, що усі котельні КП «Харківські теплові мережі» знаходяться у рівних кліматичних умовах, тому основними показниками при виборі котельні яку треба перевести у режим роботи міні-ТЕЦ шляхом встановлення електрогенеруючого обладнання (газової турбіни, газопоршневого двигуна):

- кількість грошових коштів, наявних на будівництво (виходячи з того, що у середньому вартість встановленого 1 кВт електричної потужності складає 1500 – 3000 дол. США для турбінного устаткування та 1000 – 2000 дол. США для поршневих двигунів);

- наявність вільних площ для установки (впливає на величину капітальних вкладень);

- ступінь завантаженості устаткування протягом року (впливає на термін окупності).

На п'яти досліджених котельнях м. Харкова, що належать КП «ХТМ» необхідно встановити наступні електрогенеруючі потужності для забезпечення власних потреб у зимовий період:

- котельня (ТЕЦ-4), пр-т Московський, 275 – ~ 4,0 МВт;
- котельня за адресою вул. Академіка Проскури, 1 – ~ 0,8 МВт;
- котельня за адресою вул. Жовтневої революції, 99 – ~ 0,5 МВт;
- котельня за адресою вул. Шекспіра, 17 – ~ 2,5 МВт;
- котельня за адресою вул. Костичева, 2/1 – ~ 2,5 МВт.

Необхідно відзначити, що капітальний ремонт теплогенеруючого обладнання (на котельнях, що розглянуто) проведено протягом 2010 – 2013 рр. та тепловий ККД водогрійних котлів у середньому складає 91 – 94 %.

Згідно наданих даних КП «Харківські теплові мережі» мають на меті провести роботи з переведення котельень у розряд міні-ТЕЦ. Виходячи з цього буде

здійснено техніко-економічне обґрунтування перевodu обраних котелень, що дозволить отримати величини грошових коштів на реалізацію проекту.

Надлишки електроенергії можуть бути реалізовані до електричної мережі або передані підприємствам партнерам (котельням та тепловим пунктам, що знаходяться поблизу). При наявності пікових теплових навантажень залишається можливість придбання недостатньої кількості електроенергії на енергетичному ринку або від підприємств партнерів.

На прикладі котельні Комінтернівського району по вул. Костичева, 2/1 виконано аналіз режимів експлуатації та показників економічності. Визначено ступінь завантаженості котельного обладнання на протязі року, в результаті отримано, що навантаження гарячого водопостачання котельні у літній період зменшується більш ніж у 7 разів у порівнянні з величиною зимового навантаження. Така зміна теплового навантаження на протязі року характерна для більшості об'єктів комунальної енергетики. Це необхідно враховувати при виборі електрогенеруючого устаткування [4, 5, 22, 23].

4 ДОЦІЛЬНІСТЬ ПЕРЕВЕДЕННЯ КОТЕЛЕНЬ У МІНІ-ТЕЦ ПРИ ВПРОВАДЖЕННІ ГТУ АБО ГПД

4.1 Вибір ГТУ або ГПД

Вибір типу двигуна, а також їх кількості для приводу електрогенераторів будь-якої потужності є складною техніко-економічним завданням. Спроби порівняти між собою в якості приводу поршневі та газотурбінні двигуни найчастіше робляться за умови використання як палива природного газу. Їх принципові переваги та недоліки неодноразово аналізувалися в технічній літературі [46, 47], в рекламних проспектах виробників електростанцій з поршневими двигунами, на сторінках Інтернету.

Як правило, наводяться узагальнені відомості про різницю у витратах палива, у вартості двигунів без жодного врахування їх потужності та умов роботи. Часто відзначається, що склад споживачів встановленою електричною потужністю меншою 10 МВт переважніше формувати на базі поршневих двигунів, а більшої потужності – на базі газотурбінних. Приймати ці рекомендації як аксіому не слід. Очевидно одне: кожен тип двигуна має свої переваги та недоліки, і при виборі приводу потрібні деякі, хоча б орієнтовні, кількісні критерії їх оцінки.

В даний час на українському енергетичному ринку пропонується досить широка номенклатура як поршневих, так і газотурбінних двигунів (перелік основних наданий вище). Обробка наявної інформації дозволила сформулювати наведену нижче табл. 4.1, яка містить як кількісну, так і якісну оцінку переваг та недоліків ГПД і ГТУ. На жаль, частина характеристик взята з рекламних матеріалів, перевірити достовірність яких важко або практично неможливо.

При реалізації принципів когенерації на існуючих об'єктах ЖКГ малої потужності найближчі конкуренти поршневих установок – газові мікротурбіни. При цьому ціни на мікротурбіни значно відрізняються від цін на ГПД та складають ~ 3000 дол. США за 1 кВт встановленої потужності.

Таблиця 4.1. Порівняння основних показників поршневих і газотурбінних двигунів, що працюють у складі електростанцій

Показник	Тип двигуна	
	Поршневий	Газотурбінний
1	2	3
Діапазон одиничних потужностей двигуна (ISO), МВт	0,1...80,0	0,03...265,0
Вплив температури зовнішнього повітря на ККД двигуна	Практично не впливає	При зниженні температури до мінус 20 °С ККД збільшується приблизно на 1,5 % абс.
Вплив температури зовнішнього повітря на потужність двигуна	Практично не впливає	При зниженні температури до мінус 20 °С потужність збільшується приблизно на 10-20 %, при збільшенні до +30 °С – зменшується на 15-20 %.
Паливо	Газообразне, рідке	Газообразне, рідке (за спецзаказом)
Необхідний тиск паливного газу, МПа	0,01...0,035	Більше 1,2
ККД по виробництву електроенергії при роботі на газі (ISO)	От 31 до 48 %	В простому циклі від 25 до 38 %
Питома витрата палива при 100 % и 50 % навантаженні	0,264...0,329 м ³ /кВт·год.	0,375...0,503 м ³ /кВт·год.
Зміна економічності	ККД більш стійкий, при зниженні навантаження на 50 % знижується на 8-10 %	ККД менш стійкий на часткових навантаженнях, при зниженні навантаження на 50 % знижується на 50 %
Вплив перемінного навантаження	Не бажана тривала робота на навантаженнях менш 50% (сильно впливає на інтервали обслуговування); при меншій одиничній потужності агрегату, більш гнучка робота електростанції в цілому і вище надійність енергопостачання	Робота на часткових навантаженнях (менше 50 %) не впливає на стан турбіни; при високій одиничній потужності агрегату, відключення викликає втрату 30 ... 50 % потужності електростанції
Співвідношення електричної потужності й кількості утилізованої теплоти, МВт/МВт (ISO)	1/(0,95...1,3)	1/(1,4...4,0)

Продовження таблиці 4.1

1	2	3
Падіння напруги і час відновлення після 50 % набросу навантаження	22 % 8 с	40 % 38 с
Можливості використання утилізованої теплоти	<i>Високопотенційну теплоту</i> вихлопних газів - на виробництво пари для вироблення електроенергії <i>Низькопотенційну теплоту</i> , що відводиться від системи охолодження, - на нагрів води до температури 90-115 С	На виробництво пари для вироблення електроенергії, холоду, опріснення води тощо; на нагрів води до температури 150 С.
Моторесурс, годин	Більше (до 300 000 для середньоборотних двигунів)	Менше (до 100 000)
Темп росту експлуатаційних витрат зі збільшенням терміну служби	Менш високий	Більш високий
Вплив температури зовнішнього повітря на кількість утилізованої теплоти	Практично не впливає	При зниженні температури повітря кількість теплоти при наявності регульованого лопаточного апарату у газовій турбіні майже не зменшується, при його відсутності – зменшується
Маса енергоблоку (двигун з електрогенератором і допоміжним обладнанням), кг/кВт	Суттєво вище (22,5)	Суттєво нижче (10,0)
Габарити енергоблоку, м	Більше (18,3x5,0x5,9 при одиничній потужності агрегату 16 МВт без системи охолодження)	Менше (19,9x5,2x3,8 при одиничній потужності агрегату 25 МВт)
Питома витрата масла, г/кВт·год	0,3...0,4	0,05
Кількість пусків	Не обмежено і не впливає на скорочення моторесурсу	Не обмежено, але впливає на скорочення моторесурсу
Вартість капремонту	Дешевше	Дорожче
Екологія (шкідливі викиди у вихлопі)	Концентрація вище (в мг/м ³), але загальний об'єм вихлопу (в м ³) менше	Концентрація менше (в мг/м ³), але загальний об'єм вихлопу (в м ³) більше
Вартість енергоблоку	Менше при одиничній потужності двигуна до 3,5 МВт	Менше при одиничній потужності двигуна більш 3,5 МВт
Обслуговування	Зупинка після кожних 1000 год роботи, заміна мастила; кап. ремонт через 70000 год, виконується на місці встановлення	Зупинка після кожних 2000 год (дані фірми Solar); кап. ремонт через 30000 год, виконується на спеціальному заводі

Продовження таблиці 4.1

1	2	3
Розміщення в будівлі	Вимагає більше місця, тому що має більшу вагу на одиницю потужності; не вимагає компресора для дотискування газу, робочий тиск газу на вході – 0,1...0,35 бар	При потужності електростанції більш 5 МВт вираш від меншого розміру приміщення не значний; мінімальний робочий тиск газу на вході – 12 бар, потрібно газ високого тиску, або дотискний компресор
Ремонтопридатність	Ремонт проводиться на місці; ремонт вимагає менше часу	Ремонт проводиться на спеціальних заводах; витрати часу і грошей на транспортування, центрування тощо

В табл. 4.1 наведені узагальнені дані, деякі з них подані у відповідності зі стандартами ISO, фактичні ж умови роботи двигунів можуть істотно відрізнятися від стандартних.

Порівняння ГТУ і ГПД в складі міні-ТЕЦ показує, що установка газових турбін можлива на об'єктах, які мають електричні навантаження більше 14–15 МВт, але через високий витрати газу турбіни рекомендуються для електростанцій набагато більшої потужності (від 50 МВт) зі стаціонарним електричним та тепловим навантаженням.

Для багатьох сучасних електрогенеруючих установок 200 тис. мотогодин експлуатації не є критичною величиною.

Якісні газопоршневі установки сьогодні так само успішно долають 200 тис. мотогодин експлуатації. Дотримання графіка планового технічного обслуговування і поетапної заміни частин генеруючого обладнання, схильних до зносу (підшипники, інжектори, різне допоміжне обладнання) робить подальшу експлуатацію установок економічно доцільною [135].

Переведення котельні в міні-ТЕЦ дозволяє повністю відмовитися від зовнішнього електропостачання, але необхідно зважувати всі ризики, що виникають при цьому (аварійні ситуації, відсутність палива та ін.).

Одним з критеріїв вибору виробника ГТУ або ГПД (українського або закордонного) є вартість обслуговування в процесі експлуатації.

Для ЖКГ важливим фактором при виборі електрогенеруючих установок служить ступінь завантаженості протягом року. Залежно від пори року величина теплового навантаження змінюється.

В результаті аналізу п'яти котелень м. Харкова бачимо, що споживання електроенергії в літній та зимовий періоди відрізняється в 2 – 2,5 рази (Додатки А, Б), що говорить про доцільність встановлення двох електрогенеруючих установок. Це дасть можливість працювати двом установкам в зимову пору року, а в літній період (при найменшому навантаженні) один з агрегатів зупинити, другий залишити в роботі, що забезпечить максимальну економічність двигуна.

Для оцінки економічної доцільності переведення котельні в розряд міні-ТЕЦ шляхом впровадження ГТУ або ГПД необхідно провести техніко-економічне обґрунтування з визначенням кількості капітальних вкладень та термінів окупності проекту.

Розширення котелень здійснюється з метою поліпшення техніко-економічних показників вироблення теплової енергії. Створення комбінованого вироблення теплової та електричної енергії на базі існуючої котельні за допомогою ГТУ або ГПД є однією з можливостей реалізації даного завдання. При вирішенні останньої залежно від прийнятої концепції в якості функції цілі можуть бути обрані різні показники, такі як: собівартість електроенергії, наведені витрати, термін окупності, прибуток за кілька років (наприклад, 6 років експлуатації). Розраховуючи всі перераховані показники, далі при виборі раціонального варіанту розширення ТЕЦ будемо керуватися тривалістю терміну окупності [128 – 132]. У зв'язку з обмеженою кількістю грошових коштів, задача вирішується на прикладі розширення котельні по вул. Академіка Проскури, 1. У зв'язку з тим, що режим роботи котельні в

зимовий та літній періоди сильно відрізняється, передбачається реалізація двох газопоршневих двигунів однакової потужності.

4.2 Розрахунок ТЕП варіанту розширення котельні з використанням газопоршневих двигунів

4.2.1 Вибір базових варіантів для розрахунку і аналізу основних ТЕП розширюваної котельні

Дослідження ринку ГПД в Україні та інших країн на відповідні параметри необхідної електричної потужності 400 кВт, при реалізації 2-х ГПД, стосовно до котельні по вул. Академіка Проскури, 1, дозволило зробити висновок про те, що пропозиції ГПД від різних зарубіжних фірм, таких як: «Eltesco», «FG Wilson», «Jenbacher», «MWM», «Viessmann-Vitobloc», «Waukesha Engine Dresser», «Wilson» та інших, за сукупністю характеристик мало відрізняються один від одного, на противагу вітчизняним ГПД, на 5 – 7 % поступаються за ефективністю своїм західним аналогам. Також враховувався фактор величини питомої частини високопотенційного вихлопу в тепловій складовій корисного енерговиділення.

Для теплового розрахунку ТЕП варіантів, що порівнюються були обрані ГПД трьох провідних Світових виробників: два «Caterpillar» CAT-400 (по 395 кВт), два «MWM» TCG 2016 V08 C (по 400 кВт), два «MAN Diesel & Turbo» MAN-404N (по 404 кВт). Ці машини не погано себе зарекомендували в різних когенераційних схемах і ПГУ, володіють хорошими екологічними показниками відповідними стандарту TA-Luft та ½TA-Luft і досить прийнятним рівнем шумів безпосередньо в ближньої метрової зоні біля двигуна (101 – 125 дБА залежно від напрямку).

Перераховані ГПД за межами ближнього радіусу надають мінімальний шумовий вплив на навколишнє середовище. Всі агрегати опціонально розміщуються в окремих звукоізованих приміщеннях, а скидання вихлопу в

котел спільно з ефективною звукоізоляцією надійно захищає навколишній простір від надлишкового звуку.

Шумопоглинаючі стіни боксів ГПД та огорожувальні конструкції будівлі головного корпусу істотно знижують рівень механічних шумів від працюючих середньооборотних ГПД енергоустановок. На відстані 50 м від стін машинного залу шуми від працюючої ТЕЦ не перевищують вимоги санітарних норм до рівня звуку в житловій зоні (45-50 дБА).

Відповідно до стандарту TA-Luft вміст оксидів азоту та оксиду вуглецю у відхідних газах (при вмісті кисню 5 %) стаціонарних двигунів нормується величиною: не більше 500 мг/м³ по NO_x і не більше 650 мг/м³ по CO. Як вказувалося вище, ГПА всіх трьох фірм-виробників розраховані на дотримання норм TA-Luft (можливе замовлення і більш дорогого устаткування з забезпеченням рівня ½TA-Luft).

Як правило, агрегати «Caterpillar» забезпечують не високий вихід оксидів азоту у всьому діапазоні навантажень ~ 300 мг/м³. ГПД «MWM» мають більш високі значення концентрацій оксидів азоту – до 500 мг/м³. Для очищення вихлопного газу «MWM» використовують спеціальні каталізатори – SCR (селективний каталітичний реактор), які встановлюються між газовим двигуном і системою охолодження вихлопних газів. По оксиду вуглецю CO показники емісії практично однакові – на рівні 180 – 210 мг/м³ і на 15 % нижче стандарту TA-Luft. Двигун «MAN Diesel & Turbo» забезпечує у всіх допустимих діапазонах навантаження прийнятні з точки зору норм TA-Luft викиди оксидів азоту – нижче 500 мг/м³ і вуглецю CO – нижче 300 мг/м³.

Всі дані по екологічним параметрам обраних для розрахунку двигунів приведені для рівня кисню в вихлопі рівному 5 %. У разі скидання вихлопних газів цих двигунів в котел, концентрація шкідливих викидів зменшиться у декілька разів і не буде відрізнятися від такої у вихлопних газах котла при рівні кисню в суміші вище 15 % [37].

Для вирішення завдання вироблення власної електричної потужності та підвищення економічної ефективності роботи котельні обраний варіант модернізації об'єкта дослідження на базі установки ГПД надбудовою.

Необхідно забезпечити режими роботи міні-ТЕЦ, що дозволяють виробляти ~ 800 кВт електричної енергії для забезпечення максимуму власної електричного навантаження.

Одним з етапів реалізації мети є реконструкція котла під скидання високопотенційного вихлопу ГПД. Крім того, низькопотенційна частина теплової енергії, виробленої ГПД, повинна бути утилізована, наприклад, на підігрів живильної води котла.

Теплові розрахунки енергоустановок при розширенні ТЕЦ за допомогою ГПД надбудови виконувалися з припущеннями:

- для розподілу витрат палива і на виробництво електричної та теплової енергії використовувався «фізичний»;

- при визначенні річних показників роботи теплоцентралі коефіцієнт використання встановленої потужності приймався 0,625, що відповідає напруцюванню ~ 5475 год/рік. Це пов'язано із завантаженістю в зимовий період повністю (опалення та гаряче водопостачання), а в літній на 0,25 від повного навантаження (гаряче водопостачання);

- амортизаційні відрахування, які в даний час грають роль компенсатора податку на прибуток, в розрахунках не враховувалися;

- задача раціонального розподілу навантаження між установками міні-ТЕЦ не вирішувалась, навантаження розподілялося експертним шляхом.

Неприпустимість довготривалої роботи ГПД при навантаженнях нижче 50 % та прагнення до підвищення енергетичної маневреності всього об'єкта визначили вибір електрогенеруючих установок сумарною потужністю 800 кВт. Встановленої електричної потужності в 800 кВт достатньо для забезпечення власних потреб котельні, тому для розрахунку обрані три варіанти двигунів відомих фірм: два двигуна «Caterpillar» потужністю 395 кВт (всього 790 кВт),

два двигуна «MWM» – 400 кВт (всього 800 кВт), два двигуна «MAN Diesel & Turbo» – 404 кВт (всього 808 кВт).

Значущою характеристикою є довговічність і витривалість двигуна в процесі експлуатації. Для двигуна «MWM» термін роботи до капітального ремонту складає 80 тис. годин та списання – 240 тис. годин, у той час як для установок «Caterpillar» і «MAN Diesel & Turbo» 45 тис. годин і 50 тис. годин, 180 тис. годин і 200 тис. годин відповідно. Причому вартості розглянутих комплексів ГПД та капіталовкладення в проект розширення ТЕЦ близькі (табл. 4.2)

Таблиця 4.2. Інвестиційні витрати на реалізацію проекту

Найменування статей витрат	Курс 100 ЄВРО дорівнює 1920 грн		
	Витрати, тис. грн		
	MWM	MAN	Caterpillar
	2 ГПД	2 ГПД	2 ГПД
	800 кВт	808 кВт	790 кВт
Проект установки машини (вишукування, експертиза, проект, авторський нагляд)	300	300	300
Генпідряд	200	200	200
Вартість енергоустановки з генератором, шефмонтаж і наладкою	6240	6300	6500
Поставка комплектуючих та арматури	500	500	500
Постачання електричної частини, кабелів, щитів для прийому	1000	1000	1000
Вартість будівельних робіт (розчищення майданчика під агрегати, будівництво трансформаторної)	300	300	300
Монтажні роботи по електричній частини	250	250	250
Монтажні роботи по енергоустановці та допоміжному обладнанню	250	250	250
Непередбачені витрати	1000	1000	1000
Всього:	10040	10300	10100

Кабінет міністрів України в квітня 2014 року затвердив поетапний графік збільшення цін на газ для населення на період 2015 – 2017 роки. Про це йдеться в Постанові № 106, опублікованому на Урядовому порталі [136]. Згідно з постановою, Нацкомісії з регулювання енергетики рекомендується підвищити

ціни на газ на 40 % з 1 травня 2015 року, на 20 % – з 1 травня 2016 та на 20 % – з травня 2017 року. Таким чином, за три роки ціни збільшаться в два рази в порівнянні з рівнем, встановленим на 1 травня 2014 року. З 1 травня тариф для населення збільшився приблизно в півтора рази і склав 1182 грн за 1 тис. м³. Тенденція підвищення вартості газу для населення представлена на рис. 4.1

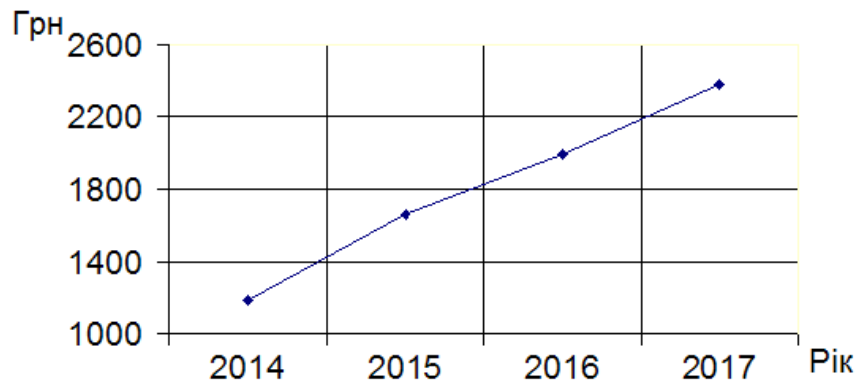


Рис. 4.1. Зміна вартості газу для населення за період 2015 – 2017 роки

З рис. 4.1 видно, що збільшення вартості природного газу має лінійний вигляд, а в чисельному значенні за 2015 р. – 1655 грн, 2016 р. – 1986 грн, 2017 р. – 2383 грн. За умови, що не буде нових змін в Законодавстві України, пов'язаних з переглядом тарифів.

Проведений техніко-економічний аналіз показав доцільність установки ГПД на котельні за адресою: вул. Академіка Проскури, 1 за умови теперішньої вартості природного газу. Розглянуто цілий ряд варіантів, при яких були розраховані терміни окупності проекту.

У першому випадку розглянута вартість придбаного газу за ринковою ціною (385 дол. США). Результати зведені в табл. 4.3. Як впливає з аналізу даних табл. 4.2, де представлені результати розрахунку теплової схеми котельні для порівнюваних варіантів реалізації ПГУ на базі двигунів, електрична потужність 800 кВт досягається на станції при роботі двох установок в зимовий період або в літній період при корпоративної передачі електроенергії. При

цьому економічно не доцільно встановлювати ГПД у зв'язку з тим, що вона не окупиться.

Таблиця 4.3. Економічні показники реалізації ГПД при ринковій вартості газу

Режим роботи котельні	До розширення котельні		Після розширення котельні					
	На гаряче водопостачання	На опалення та гаряче водопостачання	"MWM"		"MAN"		"Caterpillar"	
			На гаряче водопостачання	На опалення та гаряче водопостачання	На гаряче водопостачання	На опалення та гаряче водопостачання	На гаряче водопостачання	На опалення та гаряче водопостачання
1	2 літо	3 зима	4 літо	5 зима	6 літо	7 Зима	8 літо	9 зима
Природний газ	Параметри палива							
Нижча теплотворна здатність, кДж/м ³	34200							
Ціна промислового газу, грн/тис.м ³ (без ПДВ)	5005							
Електрична потужність споживання, кВт	800	800	250	800	250	800	250	800
Ціна купівлі електроенергії 2 кл. із мережі без ПДВ, грн/(кВт·год)	1,1861	1,1861	1,1861	1,1861	1,1861	1,1861	1,1861	1,1861
Теплова потужність, що відпускається, кВт	4883	39468	4883	39468	4883	39468	4883	39468
- " - ", ГКал/год	4,2	33,9	4,2	33,9	4,2	33,9	4,2	33,9
Електрична потужність ГПД станції, кВт			800	800	800	800	790	790
Витрати без вартості палива за місяць, тис. грн/міс.	260,6	1255,0	288,1	775,8	288,1	775,8	288,1	775,8
Витрати на палива за місяць, тис. грн/міс ГПД	0,0	0,0	729,6	729,6	852,9	852,9	851,6	851,6
Собівартість електроенергії, грн/(кВт·год)	0,000	0,000	0,667	0,667	0,644	0,644	0,665	0,665
Сумарні витрати на ГПД станції, тис. грн/мес.	-	-	807,9	807,9	931,2	931,2	930,0	930,0
Собівартість теплоти від ГПД, грн/Гкал	-	-	904,6	904,6	874,0	874,0	902,4	902,4
Прибуток на ГПД станції від продажу теплоти, тис. грн/сезон	-	-	158,7	177,9	335,2	375,7	215,9	242,1
Річні фінансові показники ГПД станції, тис. грн/міс.	-	-	1130,6		1363,1		969,9	
Витрата природного газу на котли, м ³ /год	556	4467	466	4377	429	4341	437	4349
Потужність горіння газу в котлі, кВт	5281	42393	5281	42393	5281	42393	5281	42393

Продовження таблиці 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Середня сума щомісячних витрат по котельному цеху, тис. грн/міс	261	1255	210	697	210	697	210	697
Витрати на паливо на місяць, тис.грн/міс.	2031,8	16333,0	1702,0	16003,2	1568,7	15869,9	1599,1	15900,4
Собівартість теплоти від котлів, грн/Гкал	545,9	518,3	685,4	517,5	692,6	516,9	692,6	517,2
Місячні витрати на котельні, тис. грн/міс	–	–	2445	17234	2294	17083	2334	17123
Вартість відпущеної теплоти від котельні, тис. грн/міс	–	–	2516	23490	2336	23310	2377	23351
Фінансові показники котельні за місяць, тис. грн/міс	–	–	71	6256	42	6227	43	6228
Фінансові показники котельні за сезон, тис. грн/міс	–	–	401	39651	239	39469	242	39473
Річні фінансові показники котельні, тис. грн/міс	–	–	40052		39708		39715	
Частка палива в сумарних витратах станції, %	0,89	0,93	0,89	0,96	0,89	0,96	0,89	0,96
<i>Характеристики ТЕЦ (котельня + ГПД станція)</i>								
Витрати на паливо на станції, тис. грн/міс.	2032	16333	2432	16733	2422	16723	2451	16752
Додаткові витрати на паливо, тис. грн/міс.	0,0	0,0	399,8	399,8	389,8	389,8	419,0	419,0
Середня вироблення електроенергії, тис. кВт·год/міс.	0,0	0,0	584	584	584	584	577	577
Собівартість теплоти на ТЕЦ, грн/Гкал	546	518	718	525	731	526	734	527
Собівартість теплоти у споживача, грн/Гкал	628	596	826	603	841	605	844	606
Наведена відпускна ціна теплоти, грн/Гкал	965,5	965,5	965,5	965,5	965,5	965,5	965,5	965,5
Дохід за сезон від виробітку електроенергії власного споживання, тис. грн	0	0	536	1924	560	2007	538	1930
Прибуток за сезон від продажу теплоти, тис. грн	5857	57996	2417	56840	2168	56561	2106	56491
Сумарний прибуток за сезон, тис. грн	5857	57996	3269	58814	3069	58619	2957	58467
Прибуток за рік, тис. грн	63853		62083		61688		61423	
Економічний ефект за рік, тис. грн	–	–	-1770		-2165		-2430	
Капіталовкладення, тис. грн	–	–	10040		10100		10300	
Простий термін окупності, рік	–	–	–		–		–	

Другим розглянуто варіант корпоративної передачі електроенергії при частковому придбанні газу за ціною, яку прийнято для населення на теперішній час. Відношення вартості від сумарного споживання прийнято наступним чином: 0,9 – за ціною для населення, 0,1 – за ціною для підприємств. Результати наведені в табл. 4.4. З табл. 4.4 видно, що при вартості газу на рівні прийнятому для населення термін окупності складає ~ 21 місяців (1,7 року).

Таблиця 4.4. Економічні показники реалізації ГПД при поділі вартості газу між населенням та бізнесом

Режим роботи котельні	До розширення котельні		Після розширення котельні					
			"MWM"		"MAN"		"Caterpillar"	
	На гаряче водопостачання	На опалення та гаряче водопостачання	На гаряче водопостачання	На опалення та гаряче водопостачання	На гаряче водопостачання	На опалення та гаряче водопостачання	На гаряче водопостачання	На опалення та гаряче водопостачання
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	літо	зима	літо	зима	Літо	зима	літо	зима
Природний газ	Параметри палива							
Нижча теплотворна здатність, кДж/м ³	34200							
Ціна промислового, грн/тис. м ³ (з ПДВ)	6006							
Ціна для населення, грн/тис. м ³ (з ПДВ)	1182							
Доля газу для населення	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Середня ціна газу, грн/тис.м ³ (без ПДВ)	1387	1387	1387	1387	1387	1387	1387	1387
Електрична потужність споживання, кВт	800	800	250	800	250	800	250	800
Сумарна вироблення теплоти на котельні (відпустка споживачам), Гкал/год	4,2	33,9	4,2	33,9	4,2	33,9	4,2	33,9
Відпускна ціна теплоти без ПДВ для населення, грн/Гкал	312,08	312,08	312,08	312,08	312,08	312,08	312,08	312,08
Відпускна ціна теплоти без ПДВ для бізнесу, грн/Гкал	965,5	965,5	965,5	965,5	965,5	965,5	965,5	965,5
Ціна купівлі електроенергії 2 кл. від мережі без ПДВ, грн/(кВт·год)	1,1861	1,1861	1,1861	1,1861	1,1861	1,1861	1,1861	1,1861
Електрична потужність ГПД станції, кВт	–	–	800	800	800	800	790	790
Середньорічний ККД когенераційної установки з ГПД, %	92,8		91,9		92,1		91,6	
Частка витрат на ГПД, яка припадає на вироблення електроенергії	0,00	0,00	0,482	0,482	0,404	0,404	0,413	0,413

Продовження таблиці 4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Дохід за сезон від виробітку електроенергії власного споживання, тис. грн	0	0	986	3536	1000	3587	993	3561
Частка прибутку для ТЕЦ від продажу (відправки Корпоративним споживачам) надлишків електроенергії, %	–	–	50	50	50	50	50	50
Ціна продажу електроенергії в мережу, грн/(кВт·год)	–	–	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Дохід за сезон від реалізації виробленої електроенергії, тис. грн	–	–	759	0	775	0	753	-16
Прибуток за сезон від продажу теплоти, тис. грн.	2634	28490	1487	29902	1413	29819	1400	29805
Сумарний прибуток за сезон, тис. грн	2634	28490	3283	33488	3239	33457	3197	33401
Прибуток за рік, тис. грн	31124		36771		36696		36597	
Економічний ефект за рік, тис. грн	–	–	5647		5572		5473	
Капіталовкладення, тис. грн	–	–	10040		10100		10300	
Простий термін окупності, рік,	–	–	1,8		1,8		1,9	
Міс.	–	–	21		22		23	
Питома витрата природного газу на вироблення 1кВтч корисної енергії (тепла і електрики), м ³ /кВт·год	0,114	0,113	0,116	0,113	0,115	0,113	0,116	0,114
Вартість природного газу, яка припадає на 1 кВт·год (3600 кДж) виробленої корисної енергії, грн/кВт·год	0,158	0,156	0,160	0,157	0,160	0,157	0,161	0,158
Вартість заміни головки блоку циліндрів зіставлена 10 %, капремонту – 25 % від ціни ГПД								
Вартість ремонтів за контрольний час шість років, тис. грн	–	–	Заміна головки блоку циліндрів через 40000 год 1000		заміна головки блоку циліндрів через 25000 год 1000		заміна головки блоку циліндрів в через 22500 год 1060	
Економічний ефект через шість років (72 міс.) Після початку експлуатації, тис. грн.	–	–	22844		22330		21480	

Скидання високопотенційного вихлопу в котел у будь-якому з розглянутих випадків застосування ГПД в парогазовому циклі мало відрізняється в залежності від варіанту та не перевищує потужність 0,9 Гкал/год при номінальному навантаженні ГПД.

За результатами проведених розрахункових досліджень отримано, що ефективність ПГУ з ГПД надбудовами фірм «MWM», «MAN» та «Caterpillar» відрізняється не істотно. Термін окупності при реалізації ГПД сильно залежить від вартості палива, в даному випадку – природного газу (рис. 4.2).

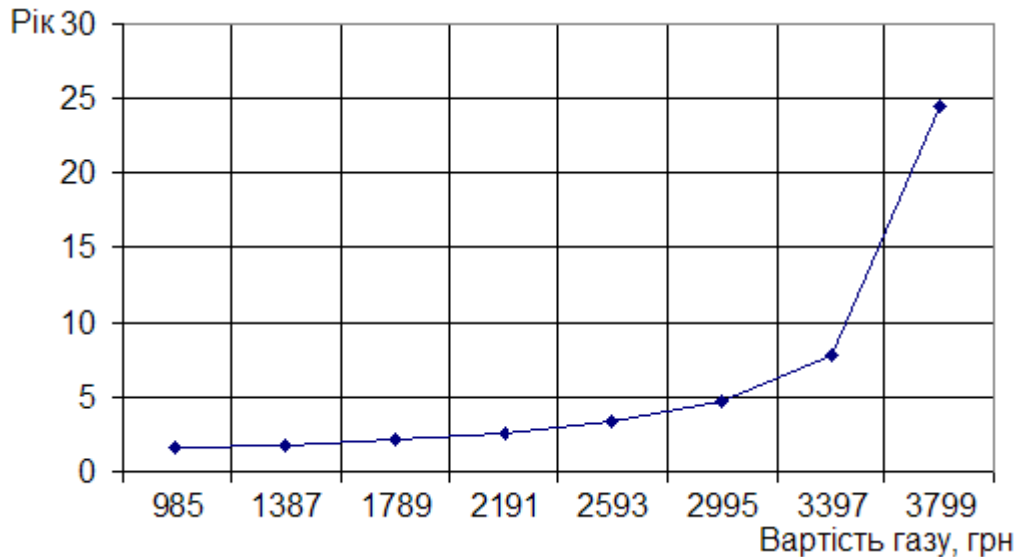


Рис. 4.2. Вплив вартості газу на середній термін окупності

Так, наприклад, при вартості газу 985 грн за тис. м³ термін окупності складе 1,6 року, при 2995 грн/тис. м³ – 4,7 років. Це говорить про істотний вплив паливної складової на собівартість виробництва теплової та електричної енергії (за умови, що вартість енергії, що виробляється не змінна).

У іншому розглянутому варіанті припускається, що електроенергія виробляється тільки на власні потреби котельні (табл. 4.5). За результатами проведених розрахункових досліджень отримано, що вигреш від корпоративної передачі електроенергії не значний і практично не оказує впливу на термін окупності реалізованих установок. За умови однакової вартості природного газу різниця в термінах окупності між корпоративним електропостачанням та забезпеченням тільки власних потреб котельні складає ~ 1 місяці.

Таблиця 4.5. Розрахунок техніко-економічних показників проекту розширення котельні (по вулиці Академіка Проскури, 1) з установкою ГПД надбудови, що функціонує з навантаженням на власні потреби

Режим роботи котельні	До розширення котельні		Після розширення котельні					
	На гаряче водопостачання	На опалення та гаряче водопостачання	"MWM"		"MAN"		"Caterpillar"	
			На гаряче водопостачання	На опалення та гаряче водопостачання	На гаряче водопостачання	На опалення та гаряче водопостачання	На гаряче водопостачання	На опалення та гаряче водопостачання
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	літо	зима	літо	зима	літо	зима	літо	зима
Природний газ	Параметри палива							
Нижча теплотворна здатність, кДж/м ³	34200							
Ціна промислового, грн/тис. м ³ (з ПДВ)	6006							
Ціна для населення, грн/тис. м ³ (з ПДВ)	1182							
Доля газу для населення	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Середня ціна газу, грн/тис. м ³ (без ПДВ)	1387	1387	1387	1387	1387	1387	1387	1387
Електрична потужність споживання, кВт	800	800	250	800	250	800	250	800
Сумарна вироблення теплоти на котельні (відпустка споживачам), Гкал/год	4,2	33,9	4,2	33,9	4,2	33,9	4,2	33,9
Відпускна ціна теплоти без ПДВ для населення, грн/Гкал	312,08	312,08	312,08	312,08	312,08	312,08	312,08	312,08
Відпускна ціна теплоти без ПДВ для бізнесу, грн/Гкал	965,5	965,5	965,5	965,5	965,5	965,5	965,5	965,5
Ціна купівлі електроенергії 2 кл. з мережі без ПДВ, грн/кВт·год	1,1861	1,1861	1,1861	1,1861	1,1861	1,1861	1,1861	1,1861
Електрична потужність ГПД станції, кВт			250	800	250	800	250	790
Середньорічний ККД когенераційної установки з ГПД, %	92,8		92,4		92,5		92,2	
Зарплата нового персоналу (9 чол.) з нарахуваннями після розширення ТЕЦ, тис. грн/міс.	–	–	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
Додаткові витрати на поточні витрати та ремонти, тис. грн/міс	–	–	30	30	30	30	30	30
Додаткові витрати на утримання основних фондів, тис. грн/міс	–	–	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Сума додаткових щомісячних витрат після установки ГПД, тис. грн/міс.	–	–	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3
Собівартість електроенергії, грн/(кВт·год)	0,000	0,000	0,374	0,231	0,337	0,218	0,346	0,225
Сумарні витрати на ГПД станції, тис. грн/міс.	–	–	141,5	280,5	152,2	314,7	153,0	314,3
Прибуток на ГПД станції від передачі електроенергії в котельню (по 50 %), тис. грн/сезон	–	–	419,4	1767,9	438,4	1793,5	433,8	1780,3

Продовження таблиці 4.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Прибуток на ГПД станції від передачі електроенергії в мережу, тис. грн/сезон	–	–	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-44,5
Собівартість теплоти від ГПД, грн/Гкал	–	–	507,0	314,1	457,0	295,3	469,1	305,0
Прибуток на ГПД станції від продажу теплоти, тис. грн/сезон	–	–	-105,6	185,2	-91,1	337,1	-99,3	277,8
Річні фінансові показники ГПД станції, тис. грн/міс.	–	–	1844,9		2011,1		1880,8	
Середня сума щомісячних витрат по котельному цеху, тис. грн/міс.	261	1255	210	697	210	697	210	697
Витрати на паливо в місяць, тис. грн/міс.	563,1	4526,3	534,5	4434,9	522,9	4397,9	525,1	4406,4
Собівартість теплоти від котлів, грн/Гкал	196,2	170,4	209,3	159,7	208,3	159,4	208,6	159,5
Місячні витрати на котельні, тис. грн/міс.	–	–	838	5318	817	5269	821	5281
Вартість відпущеної теплоти від котельні, тис. грн/міс.	–	–	1103	9182	1081	9112	1085	9128
Фінансові показники котельні за місяць, тис. грн/міс.	–	–	266	3865	264	3843	264	3847
Фінансові показники котельні за сезон, тис. грн/міс.	–	–	1501	24497	1494	24355	1493	24381
Річні фінансові показники котельні, тис. грн/міс.	–	–	25998		25849		25874	
<i>Характеристики ТЕЦ (котельня + ГПД станція)</i>								
Витрати на паливо на станції, тис. грн/міс	563	4526	598	4637	597	4634	600	4642
Додаткові витрати на паливо, тис. грн/міс	0,0	0,0	34,6	110,8	33,8	108,0	36,7	116,1
Середня вироблення електроенергії, тис. кВт·год/міс.	0,0	0,0	183	584	183	584	183	577
Собівартість теплоти на ТЕЦ, грн/Гкал	196	170	223	163	225	163	225	163
Собівартість теплоти у споживача, грн/Гкал	226	196	257	187	258	187	259	188
Приведена відпускна вартість теплоти, грн/Гкал	377	377	377	377	377	377	377	377
Дохід за сезон від виробітку електроенергії власного споживання, тис. грн	0	0	839	3536	877	3587	868	3561
Прибуток за сезон від продажу теплоти, тис. грн.	2634	28490	2092	29902	2064	29819	2060	29805
Сумарний прибуток за сезон, тис. грн	2634	28490	2981	33488	2992	33457	2979	33401
Прибуток за рік, тис. грн	31124		36470		36448		36379	
Економічний ефект за рік, тис. грн	–	–	5346		5324		5255	
Капіталовкладення, тис. грн	–	–	10040		10100		10300	
Простий термін окупності, рік	–	–	1,9		1,9		2,0	
Питома витрата природного газу на вироблення 1кВтч корисної енергії (тепла і електрики), м ³ /(кВт·год)	0,114	0,113	0,114	0,113	0,114	0,113	0,115	0,114

Продовження таблиці 4.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вартість природного газу, яка припадає на 1 кВт·год (3600 кДж) виробленої корисної енергії, грн/(кВт·год)	0,158	0,156	0,159	0,157	0,159	0,157	0,159	0,158
Вартість заміни головки блоку циліндрів зіставлена 10 %, капремонту – 25 % від ціни ГПД								
Вартість ремонтів за контрольний час шість років, тис. грн	–	заміна головки блоку циліндрів через 40000 год	1000	заміна головки блоку циліндрів через 25000 год	1000	заміна головки блоку циліндрів в через 22500 год	1060	
Економічний ефект через шість років (72 міс.) Після початку експлуатації, тис. грн	–		21034		20846		20172	

4.2.2 Розрахунок вартості 1 кВт·год виробленої електроенергії

Визначимо вартість вироблення 1 кВт·год електроенергії на котельні для різних варіантів її реконструкції з установкою ГПД. Для розрахунку економічних показників реконструкції скористаємося традиційно застосовуваним так званим «фізичним» методом рознесення витрат на теплову та електричну енергію [37, 128 – 132]. Визначимо вартість 1 кВт·год електроенергії для різних варіантів розширення з урахуванням основних витратних складових.

Згідно з результатами розрахунку собівартість вироблення 1 кВт·год електроенергії на котельні, що функціонує з навантаженням на власні потреби, після розширення (табл. 6.4), відрізняється залежно від варіанту установки і сезону, за умови сучасної ціни на паливо (природний газ):

– при інсталяції в ПГУ **двох ГПД «MWM» TCG 2016 V08 C** літом – 37,4 коп/(кВт·год), зимовий – 23,1 коп/(кВт·год);

– при інсталяції в ПГУ **двох ГПД «MAN Diesel & Turbo» MAN-404N** літом – 33,7 коп/(кВт·год), зимовий – 21,8 коп/(кВт·год);

– при інсталяції в ПГУ **двох ГПД «Caterpillar» CAT-400** літом – 34,6 коп/(кВт·год), зимовий – 22,5 коп/(кВт·год).

Різниця в собівартості електроенергії не значна і визначається економічною ефективністю теплових процесів, а також співвідношенням розподілу витрат на виробництво електроенергії та теплоти.

4.2.3 Термін окупності проекту з установкою газопоршневих двигунів

Оцінимо термін окупності варіантів розширення котельні по вулиці Академіка Проскури, 1.

Розрахунок сезонного економічного ефекту від розширення котельні базується на різній вартості теплової енергії, що виробляється на котельні та продається споживачеві. Розраховувався економічний ефект для розглянутих варіантів переведення котельні в розряд міні-ТЕЦ для варіантів з установкою ГПД.

Результати розрахунку річного економічного ефекту і терміну окупності в залежності від вартості палива та наявності корпоративної передачі електроенергії представлені в табл. 4.3 – 4.5.

Як видно при аналізі даних табл. 4.5, терміни окупності проектів розглянутих варіантів відрізняються несуттєво і лежать відносно один одного в межах похибки інженерного розрахунку. Відповідно до отриманих результатів для варіантів реалізації ГПД фірм «MWM», «MAN Diesel & Turbo», «Caterpillar» терміни окупності складатимуть відповідно 23 міс., 23 міс., 24 міс.

Тільки після оцінки економічного ефекту за контрольний термін 6 років, помітним (але не суттєвим) стає перевага ГПД «MWM». Відзначимо, що для забезпечення маневреності потужністю ГПД, в даному випадку, розглядалася установка двох ГПД для кожного з випадків, що призведе до підвищення коефіцієнта використання встановлених потужностей, а значить і регулярним економічним виграшами. Розрахунки економічних ефектів проводились виходячи з того, що на ремонти середнього рівня витрачається до 10 % вартості

агрегату, а на капітальний ремонт близько 50 %, в наближенні сталості решти значущих параметрів.

4.3 Висновки за розділом 4

Проведено аналіз роботи підприємства КП «Харківські теплові мережі», на підставі якого обрані підходи щодо переведення котелень в розряд міні-ТЕЦ. Особливістю комунальної енергетики є суттєва зміна навантажень протягом року, це пов'язано з наявністю опалення в зимовий період і його відсутність в літній час (у літній період навантаження від зимового становить порядку 15 %). Необхідно підібрати таке електрогенеруючих обладнання, яке зможе працювати в глибоко змінних режимах, при цьому забезпечить максимальну ефективність виробництва електроенергії.

Проаналізовано цілий ряд ГТУ та ГПД різних виробників. Представлені порівняльні характеристики електрогенеруючих надбудов. Рішення задачі виробництва власної електричної енергії на котельнях, що розглядаються з підвищенням техніко-економічних показників котелень передбачається здійснити організацією надбудови у вигляді декількох енергетичних газопоршневих двигунів сумарною потужністю $\sim 0,8 - 4,0$ МВт. Продукти згоряння після ГПД направляються в топку парового котла ТЕЦ, де використовуються для підігріву води для опалення та гарячого водопостачання міста Харкова. Економічний ефект досягається, головним чином, за рахунок наявності споживачів теплоти та виробництва електроенергії (когенерації). У собівартості електроенергії суттєво зменшується складова вкладу від умовно-постійних витрат міні-ТЕЦ. Тепловий ККД реалізації такої міні-ТЕЦ змінюється незначно, щоб чинити вплив на ефективну роботу станції при існуючих цінах на енергоносії («промисловий» природний газ 5005 грн/тис. м³, «для населення» – 985 грн/тис. м³, електроенергія другого класу в мережі 1,1861 грн/(кВт·год), обидві ціни без ПДВ) [2, 6].

Аналіз інформації про реалізацію на енергокомплексі України та інших країн зарубіжжя енергозберігаючих заходів шляхом установки ГТУ та ГПД показує, що останнім часом в когенераційних схемах частіше реалізуються проекти з установкою ГПД, також досягаються технічні показники в нашому випадку когенераційної установки для варіанту ГПД надбудови краще в зв'язку з малою потужністю електроспоживаючих об'єктів. До основних переваг, кращим при виборі технічного рішення на базі ГПД, відносяться: більш високий електричний ККД (~ 42 % замість ~ 31 %), більший ресурс в порівнянні з ГТУ, можливість виконання капітального ремонту на місці, вартість реалізації проекту менше для об'єктів обраної потужності.

Аналіз та розрахунок ТЕП на прикладі розширення котельні по вул. Академіка Проскури, 1 на базі ГПД виробників «MWM», «MAN» та «Caterpillar» при встановленій електричній потужності ~ 0,8 МВт дозволив встановити:

– загальні інвестиції на реалізацію проекту на базі двох ГПД складають в середньому ~ 10,2 млн. грн (~ 1000 дол. США за встановлений 1 кВт), що пов'язано з наближено однаковою потужністю розглянутих установок;

– економічна ефективність роботи міні-ТЕЦ в цілому залежить від завантаженості в літній період, що визначається величиною теплового навантаження та вартістю теплоносіїв.

При існуючих цінах: «промисловий» природний газ 5005 грн/тис. м³, електроенергія в мережі 1,1861 грн/(кВт·год), «для населення» природний газ 985 грн/тис. м³ (90 % палива закуповується котельнями за вартістю «для населення»), ціни без ПДВ, ПГУ на базі двох TCG 2016 V08 C в зимовий період дозволить на реалізованій міні-ТЕЦ покривати потужність ~ 800 кВт електричної енергії (власні потреби) при собівартості 0,231 грн/(кВт·год), що дозволить отримати прибуток за зимовий сезон від виробництва електроенергії власного споживання в розмірі 3586 тис. грн. Термін окупності при цьому складе 1,9 року.

При збільшенні ціни природного газу «для населення» до 1986 грн/тис. м³, що дозволить отримати прибуток за зимовий сезон від виробництва електроенергії власного споживання в розмірі ~ 1985 тис. грн та її немає при встановленні однієї ГТУ. При цьому збільшиться термін окупності до 2,5 року.

Збільшення терміну окупності пов'язано із зростанням цін на природний газ за незмінної вартості теплової та електричної енергії.

Техніко-економічний аналіз, виконаний в цьому дослідженні, показує, що ГПД (західного виробництва) різних виробників мають близькі технічні показники. Тому, як на питомі витрати палива (річний прибуток), так і на простий термін окупності проекту вибір виробника обладнання не робить істотного впливу.

Оскільки капітальний ремонт ГПД виконується на місці розташування установки, відповідно важливу роль відіграє наявність широкої мережі по ремонту у виробника вибраної електрогенеруючої машини.

Перспективними для підвищення ТЕП котелень є й інші відомі енергозберігаючі заходи, зокрема, реалізація утилізаційних турбодетандерних установок з метою вироблення електричної енергії на газорозподільних пунктах. Це дозволить покривати близько 10 % від встановленої електричної потужності за рахунок спрацьовування перепаду тиску в УТДУ замість його редукування на ГРС. Залежно від кількості встановлених турбодетандерних установок термін окупності варіюється від 3,3 до 6,2 року. Термін експлуатації до капітального ремонту складає 10 років, а до списання 40 років за умови дотримання норм експлуатації.

У подальшому необхідно провести узагальнення методології впровадження когенераційних технологій. Виконати оцінку потенціалу КП «Харківські теплові мережі» щодо інтеграції комбінованого виробництва теплової та електричної енергії та надати рекомендації стосовно економічної доцільності їх впровадження.

5 КОГЕНЕРАЦІЯ НА ТЕПЛОДЖЕРЕЛАХ ПРИ ЗАСТОСУВАННІ ТУРБІН ВОДЯНОЇ ПАРИ

5.1 Вибір об'єкту дослідження

За попереднім аналізом районних котельень КП «Харківські теплові мережі» визначено, що на котельнях за адресою вул. Шекспіра, 17 (ПТВМ-50 – 4 од., ПТВМ-100 – 1 од.), вул. Костичева, 2/1 (ПТВМ-100 – 4 од.), вул. Ак. Проскури, 1 (ПТ-ВМ-30М-4 – 3 од., ПТ-ВМ-30М – 1 од.) встановлені водогрійні котли, а на котельні по вул. Жовтневої Революції, 99 (ПТВМ-50-І – 2 од., ДЕ-25-14-гм – 1 од.) – котел насиченої пари. Наявність котлів такого типу не дозволяє реалізувати турбіни на водяній парі без встановлення додаткових поверхонь нагріву (пароперегрівача) в існуючих котлах або нових енергетичних котлів для виробництва пари відповідних параметрів.

Єдина котельня, на якій встановлені не тільки водогрійні (ПТВМ-100 – 3 од., ПТВМ-180 – 2 од.) та парові котли (НЛЗ 60/85 – 2 од., ДЭМ-105 – 1 од.) – по пр. Московський, 275.

Парові котли спроектовані для роботи при спалюванні природного газу. Це пов'язано в першу чергу з розташуванням районної котельні (ТЕЦ-4) на території міста, що тягне за собою посилення вимог до викидів при спалюванні палива. Загальний обсяг виробленої пари 3-ма паровими котлами – до 200 т/год (два НЛЗ 60/85 по 60 т/год, один ДЭМ-105 до 80 т/год), з параметрами $P_0=1,6$ МПа, $t_0=350$ °С.

Для виробництва власної електроенергії за умови забезпечення тепловою енергією та гарячою водою споживачів відповідних параметрів, необхідно розглянути можливість реалізації паротурбінного циклу на районній котельні (ТЕЦ-4), провівши оцінку балансів витрати палива, електроенергії, потоків теплоти і витрат води.

При вирішенні задачі переведення котельні в міні-ТЕЦ і розрахунку техніко-економічних показників реалізованої енергетичної установки основною видатковою складовою є вартість палива, в нашому випадку природного газу.

5.2 Когенерація на котельні шляхом встановлення парової турбіни з протитиском

Парові котли на котельні Орджонікідзевського району (ТЕЦ-4) спроектовані для роботи при спалюванні природного газу (мазуту). Це пов'язано в першу чергу з розташуванням котельні на території міста, що тягне за собою посилення вимог до викидів при спалюванні палива. Загальний обсяг пари, що виробляється 3-ма паровими котлами – до 200 т/год. (два НЛЗ 60/85 по 60 т/год., один ДЕМ-105 до 80 т/год.), з параметрами $P_0 = 1,6$ МПа, $t_0 = 350$ °С. На котельні Орджонікідзевського району також встановлено водогрійні котли: один ПТВ-100, два ПТВМ-100 та два ПТВМ-180.

На теплопостачання і гаряче водопостачання (ГВП) у 2013 р. прямувало 27 – 167 Гкал/год теплоти в залежності від сезону (взимку при опалювальному сезоні – більше значення).

Електрична потужність власних потреб котельні Орджонікідзевського району ~ 4,07 МВт в опалювальний період (максимальна добова витрата електроенергії в січні 2013 р. 97654 кВт·год); влітку 1,77 МВт (максимальна добова витрата електроенергії в цей період у 2013 р. ~ 42541 кВт·год).

Як показано в [30, 137] при наявності надлишкових парогенерируючих потужностей на енергоджерелі ефективним енергозберігаючим рішенням є встановлення парових турбін з протитиском потужністю, яка забезпечує літне навантаження ГВП. При цьому можливо кілька технічних рішень. Вибір раціонального рішення залежить від інвестиційних можливостей, використання надлишків електричних потужностей та лімітів на паливо (природний газ).

Результати попереднього розрахунку характеристик трьох варіантів оцінки можливості встановлення у котельні Орджонікідзевського району парових турбін з протитиском, які доцільно розглянути, наведено у табл. 5.1.

Таблиця 5.1. Результати розрахунку технічних показників парової турбіни з протитиском, що може бути встановлено на котельні Орджонікідзевського району м. Харкова (ТЕЦ-4)

Варіанти:	1		2	3	
	Літо	Зима мах	Літо	Літо	Зима мах
Сезон:	2	3	4	5	6
Навантаження на турбіну:	73%	100%	100%	41%	100%
Параметри пари на вході турбіни:					
- тиск, МПа	1,6				
- температура, С	350				
- тепловміст, кДж/кг	3145				
Витрати пари через турбіну					
- т/год.	19,06	43,72	57,15	57,70	140,00
- кг/с	5,00	6,88	15,88	16,03	38,89
<u>Частина високого тиску</u>					
Параметри пари у кінці розширення по ізоентропі:					
- тиск, МПа	0,30				
- температура, С	140,00				
Температурний перепад по ізоентропі в ЧВТ	384,0				
Внутрішній КПД ЧВТ турбіни	0,75	0,8	0,80	0,75	0,82
Параметри пари у відборі на підігрів:					
- тиск, МПа	0,3				
- температура, С	175,0				
- тепловміст, кДж/кг	2845,6	2857,0	2837,8	2857,0	2830,0
Електрична потужність ЧВТ турбіни, МВт	1,6	3,7	5,0	3,3	12,2
Витрата пари у відбір турбіни (на підігрівач)					
- т/год.	3,699	8,498	11,392	8,00	27,325
- кг/с	1,028	2,360	3,164	2,222	7,590
<u>Частина низького тиску</u>					
Витрата пари через ЧНТ турбіни					
- т/год.	15,4	35,2	47,2	33,4	112,7
- кг/с	4,27	9,78	13,10	9,27	31,30
Температурний перепад у ЧНТ по ізоентропі, кДж/кг	316,6	312,0	312,0	335,0	302,8
Внутрішній ККД ЧНТ турбіни	0,76	0,78	0,79	0,75	0,80
Параметри пари на виході турбіни:					
- тиск, МПа	0,2				
- температура, С	150				
ККД генератора	0,985				

Продовження таблиці 5.1

1	2	3	4	5	6
Механічні втрати у підшипниках	0,015				
Електрична потужність ЧНТ турбіни, МВт	0,23	0,51	0,65	0,55	1,39
Електрична потужність турбіни, МВт	1,81	4,19	5,65	3,86	13,63
Відносна витрата електроенергії на власні потреби	0,03				
Частка електроенергії на власні потреби	0,03				
Електрична потужність турбіни, що відпускається, МВт	1,77	4,07	5,48	3,74	13,22
Електричний ККД циклу	0,125	0,126	0,126	0,122	0,128
Температура зворотної води, град С	50				
Тепловміст конденсату, що потрапляє у деаератор, кДж/кг	180,1				
Параметри живильної води					
- тиск, МПа	0,7				
- температура, град С	165				
- тепловміст, кДж/кг	697,3				
Кількість теплоти, що отримана з вихлопу турбіни					
- МДж	11,14	25,52	34,14	34,81	83,53
- Гкал/год	9,58	12,73	29,36	20,84	70,09
Втрати теплоти	0,05				
Кількість теплоти, що відпущена споживачам					
- МДж	9,92	13,62	31,40	32,02	76,85
- Гкал/год	8,81	20,19	27,00	19,17	64,49
Питома витрата умовного палива					
- на відпущення теплоти бруто, кг у.т./Гкал	244,9	244,9	244,9	245,0	244,9
- на виробництво електроенергії бруто, г у.п./кВт	193,8	193,7	193,7	193,8	193,7

Температура перегрітої пари на виході з турбіни з протитиском 0,2 МПа 150°С. Далі цей пар направляється у бойлер для нагріву води на ГВП. З бойлера вода, що сконденсувалася, закачується конденсатним насосом в деаератор. З деаератора вода подається живильним насосом на підігрівач, де підігрівається до 165 °С паром з відбору, а далі з тиском 2 МПа – в паровий котел. Цикл замикається. Принципова теплова схема підключення парової турбіни з протитиском наведена на рис. 5.1.

Відзначимо, що температура пари 70 °С на виході з турбіни з протитиском (для приготування води на ГВП з температурою 68 °С) забезпечується при розширенні пари до тиску ~0,031 МПа, що недостатньо для роботи в опалювальний період.

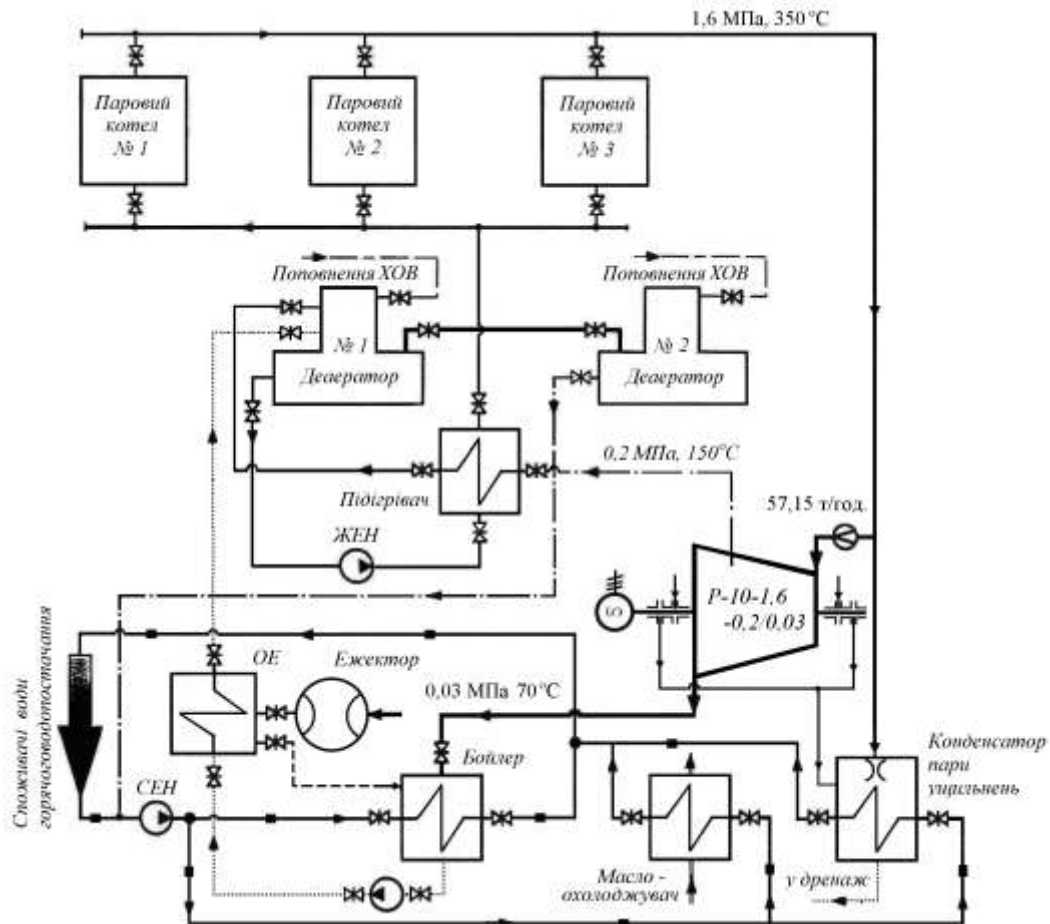


Рис. 5.1. Принципова тепла схема включення на котельні парової турбіни з протитиском 0,03 МПа: СЕН – сітьовий електричний насос; ЖЕН – живильний електричний насос; ОЕ – охолоджувач ежектора; ХОВ – хімічно очищена вода

Розглянемо три перспективні для аналізу варіанти встановлення на котельні Орджонікідзевського району парових турбін з протитиском різної електричної потужності: для забезпечення тільки власних потреб (взимку ~4,07 МВт, влітку 1,77 МВт, варіант 1); в масштабах виробітку, що забезпечує теплове навантаження влітку на ГВП 27 Гкал/год (варіант 2, взимку – навантаження аналогічне); варіант 3 – взимку на тепловому навантаженні в об'ємах, що відповідають максимальному використанню пари, яка може бути вироблена 2-ма котлами: НЛЗ 60/85 і ДЕМ (один у резерві), влітку мін навантаження турбіни.

Перший варіант забезпечується турбіною P-4-1,6/0,2 електричною потужністю 4 МВт з параметрами пари на вході 1,6 МПа, 350 °С з протитиском

0,2 МПа. З урахуванням питомої ціни встановленого кВт 900 USD/кВт інвестиції на реалізацію проекту встановлення турбіни Р-4-1,6/0,2 складуть ~3,6 млн USD.

Витрата пари на вході в цю турбіну 43,72 т/год. забезпечує відправлення з ТЕЦ взимку 20,19 Гкал/год. води з температурою до 145 °С на теплопостачання (витрата пари 8,5 т/год. у відбір забезпечує підігрів живильної води котла до 165 °С), при цьому генерується 4,07 МВт електричної потужності (прийнято, що потреби електроенергії турбінного цеху складають 3 % генерації). Це режим 100 % навантаження турбіни.

Експлуатувати турбіну Р-4-1,6/0,2 влітку з частковим навантаженням (73 % номіналу), щоб забезпечити власні потреби котельні в електричній потужності (1,77 МВт) проблематично, тому що мінімальний режим ефективної роботи котла зазвичай складає 30 % витрат, тобто 18 т/год. для котла НЛЗ. При витраті пари на турбіну 19,6 т/год генерується 1,81 МВт електричної потужності, та споживачам відпускається 8,81 Гкал/год. теплоти на ГВП (див. табл. 2.1). Необхідний (до 27 Гкал/год.) доробок теплоти на ГВП при цьому складає 18,19 Гкал/год. він менше ніж мінімальне припустиме навантаження котла ПТВМ-100 (25 % потужності складе 25 Гкал/год).

Таким чином, варіант 1 встановлення турбіни на котельні Орджонікідзевського району, хоча і потребує відносно варіантів 1 та 3 менших інвестицій, але недоцільний до реалізації.

Другий варіант це встановлення турбіни Р-6-1,6/0,2 номінальною електричною потужністю 6 МВт с параметрами пари на вході 1,6 МПа, 350 °С з протитиском 0,2 МПа. Номінальна витрата пари 62 т/год. Витрата пари на вході в турбіну 58,55 т/год забезпечує відправлення з котельні влітку 27 Гкал/год води на ГВП з температурою 68 °С (витрата пара 11,39 т/год у відбір забезпечує підігрів живильної води до 165 °С), при цьому генерується 5,65 МВт електричної потужності. Процес розширення пари у турбіні Р-5,7-1,6/0,2 в IS діаграмі представлений на рис. 5.2.

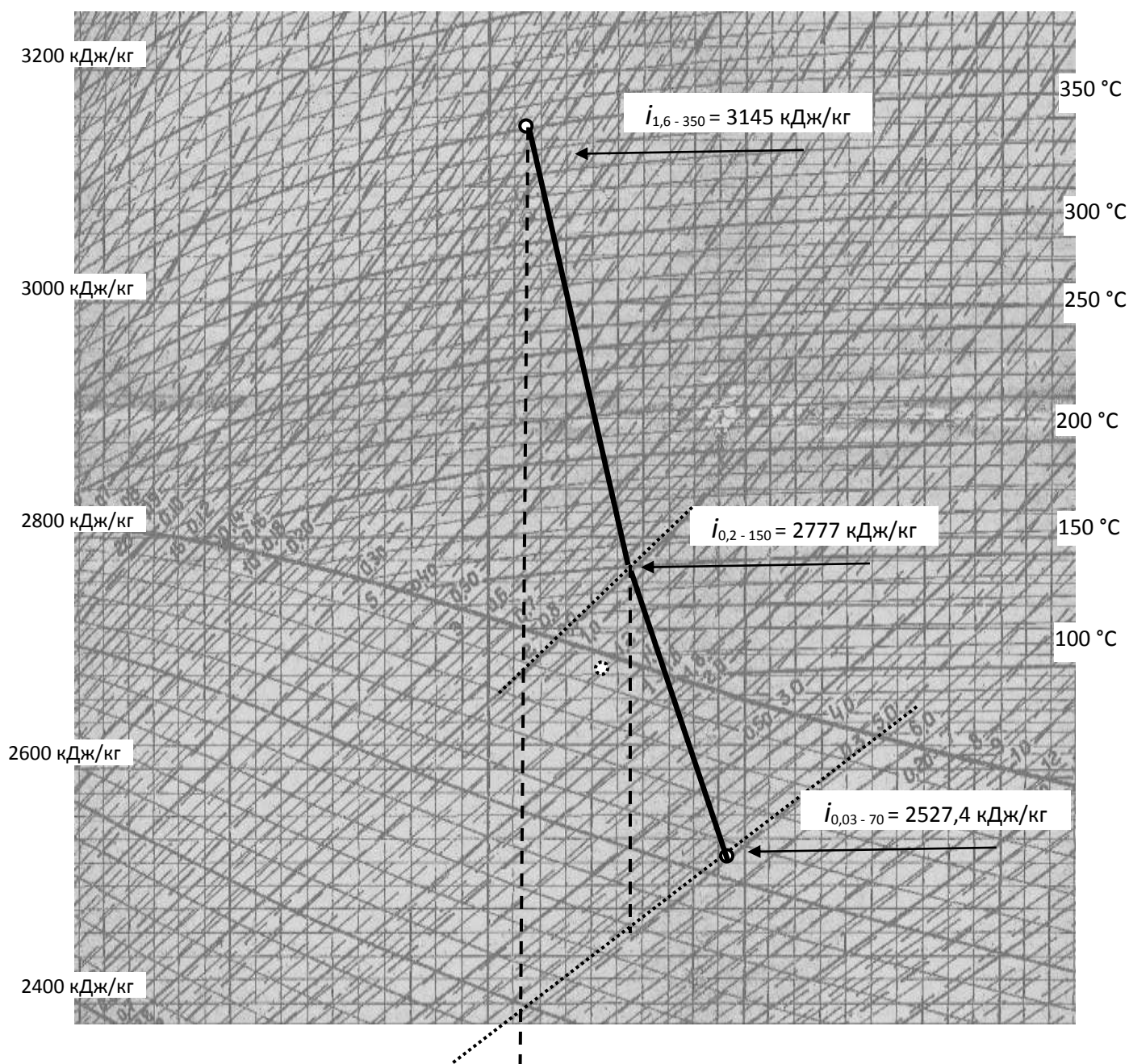


Рис. 5.2. Процеси розширення пари у турбінах ($i_{0,2-150}$ – точка теплофікаційного відбору пари турбіни P-10-1,6-0,2/0,03 та за турбінами P-4-1,6/0,2, P-5,7-1,6/0,2, P-14-1,6/0,2; $i_{0,03-70}$ – точка вихлопу пари з турбіни P-10-1,6-0,2/0,03)

Необхідна витрата пари на турбіну влітку забезпечується будь-яким з котлів котельні Орджонікідзевського району (або котел НЛЗ 60/85 працює з навантаженням близьким до номінального, або котел ДЕМ-105 з 72 % навантаженням).

В опалювальний період турбіна P-6-1,6/0,2 може працювати з таким же навантаженням як і влітку. Надлишки електроенергії (взимку ~1,4 МВт, влітку ~3,7 МВт) можливо продавати в мережу, або, користуючись послугами мережі, направляти їх своїм користувачам – тепловим пунктам (іншим філіям).

Третій варіант це встановлення турбіни P-14-1,6/0,2 електричною потужністю 14 МВт с протитиском 0,2 МПа. Витрата пари на вході в турбіну 140 т/год. (працюють два котли) з параметрами 1,6 МПа, 350 °С.

Турбіна P-14-1,6/0,2 влітку працює на частковому навантаженні (43 % витрати), забезпечує відправлення з котельні у літній період 27 Гкал/год. води з температурою 68 °С на ГВП (витрата пари 11,26 т/год у відбір забезпечує підігрів живильної води котла до 165 °С), при цьому генерується 5,44 МВт електричної потужності. Генерація електричної потужності у цьому разі менша ніж у аналогічному випадку 2 варіанта за рахунок того, що турбіна P-14-1,6/0,2 влітку працює на навантаженні 43 % з меншим внутрішнім ККД.

В опалювальний період турбіна P-14-1,6/0,2 працює з витратою до 140 т/ч пари при цьому генерується до 13,6 МВт електричної потужності. В бойлері до оборотна води підводиться 66,1 Гкал/год. теплоти. З урахуванням питомої ціни встановленого 1 кВт ~800 дол. США/кВт інвестиції на реалізацію проекту встановлення турбіни P-14-1,6/0,2 складуть ~12,2 млн дол. США.

Оскільки влітку турбіна P-14-1,6/0,2 працює з частковою генерацією, то термін окупності відповідного проекту буде досить великий. Цей варіант завідомо програє варіанту два, тому його економічні характеристики далі не розглянуто. Розрахунки, результати яких наведено у табл. 2.1, виконані при припущенні, що і влітку і взимку протитиск пари за турбінами фіксований і складає 0,2 МПа. В реальних умовах можливо зменшувати протитиск за турбіною, тим самим зменшуючи температуру пари за турбіною, що підвищує ККД турбінного циклу. У табл. 5.2 наведено результати розрахунку характеристик турбіни P-10-1,6-0,2/0,03, яка має регульований теплофікаційний відбір з тиском 0,2 МПа пари і протитиск 0,031 МПа, при цьому температура вологої пари за турбіною

70 °С (див. рис. 5.1). Це дає змогу отримати високий ККД циклу і потужну генерацію електроенергії.

Таблиця 5.2. – Результати розрахунку технічних показників парової турбіни Р-10-1,6-0,2/0,03 с протитиском 0,03 МПа, що може бути встановлено на котельні Орджонікідзевського району м. Харкова (ТЕЦ-4)

Сезон:	Літо/Зима
Навантаження на турбіну:	100%
Параметри пари на вході турбіни:	
- тиск, МПа	1,6
- температура, С	350
- тепловміст, кДж/кг	3145
Витрати пари через турбіну, т/год	57,15
- кг/с	15,88
<u>Частина високого тиску</u>	
Тепловміст пари у кінці розширення по ізоентропі: , кДж/кг	2685,0
Температурний перепад по ізоентропі	460,0
Внутрішній КПД ЧВТ турбіни	0,80
Параметри пари у теплофікаційному відборі:	
- тиск, МПа	0,2
- температура, С	150,0
- тепловміст, кДж/кг	2777,0
Електрична потужність ЧВТ, МВт	5,8
Витрата пари з відбору (на підігрівач)	
- т/год.	4,82 6
- кг/с	1,332
Теплота для споживачів, отримана з відбору, Гкал/год	0,000
<u>Частина низького тиску</u>	
Витрата пари через ЧНТ турбіни	
- т/год	52,3
- кг/с	14,53
Параметри пари у кінці розширення по ізоентропі:	
- тиск, МПа	0,031
- температура, С	70
Температурний перепад у ЧНТ по ізоентропі, кДж/кг	312,0
Внутрішній ККД ЧНТ турбіни	0,8
Параметри пари на виході турбіни:	
- тиск, МПа	0,031
- температура, С	70

Сезон:	Літо/Зима
Навантаження на турбіну:	100%
ККД генератора	0,985
Механічні втрати у підшипниках	0,015
Електрична потужність ЧНТ турбіни, МВт	3,52
Електрична потужність турбіни, МВт	9,36
Відносна витрата електроенергії на власні потреби	0,03
Електрична потужність турбіни, що відпускається, МВт	9,08
Електричний ККД циклу	0,215
Температура зворотної води, град С	40
Тепловміст конденсату, що потрапляє у деаератор, кДж/кг	180,1
Параметри живильної води	
- тиск, МПа	0,1
- температура, градС	165
- тепловміст, кДж/кг	399,4
Кількість теплоти, що отримана з вихлопу турбіни, МДж	34,12
- Гкал/год	29,34
Втрати теплоти	0,05
Частка електроенергії на власні потреби	0,03
Кількість теплоти, що відпущена споживачам, МДж	31,40
- Гкал/год	27,00
Питома витрата умовного палива	
- на відпущення теплоти бруто, кг у.т./Гкал	218,6
- на виробництво електроенергії бруто, г у.п./кВт	173,0

Як видно при порівнянні даних табл. 5.1 та 5.2, питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії брутто у турбіни P-10-1,6/0,2-0,03 складає 173 г у.п./кВт, а у P-6-1,6/0,2 193,7 г у.п./кВт, ККД циклу відповідно 0,215 і 0,126.

Взимку догрів 68 °С води з бойлера до температури прямої води згідно температурного графіка може проводитися або з теплофікаційного відбору турбіни, або водою з водогрійного котла, або за рахунок збільшення протитиску за турбіною, або з застосуванням одного, двох чи усіх трьох вказаних засобів разом. Зрозуміло, що при тиску пари за турбіною 0,1 МПа температура пари, яка гріє бойлер, досягне 100 °С.

Вибір раціонального режиму підігріву в опалювальний сезон води до 68 °С, що нагріта паром з турбіни P-10-1,6/0,2-0,03 до температури прямої води є окремим завданням, як і вибір раціональної потужності турбіни потребує детальніших розрахунків. Оскільки теоретично вартість теплоти від водогрійного котла при одній і тій же температурі води нижче, ніж від парового котла [138], то, ймовірно, що більш вигідно догрівати воду, нагріту паром вихлопу турбіни, водою з водогрійного котла.

Так само питання вибору потужності парової турбіни в цьому разі визначається можливістю реалізації надлишків електричної потужності, та ціною палива.

Таким чином, дієвим є варіант установки турбіна P-6-1,6/0,2. Якщо турбіна не серійна, вартість її виготовлення на 60 – 80 тис. дол. США дорожче ніж серійної. Термін виготовлення серійних турбін зазвичай 12 місяців по передоплаті, а не серійних на 6 – 8 місяців довше [139]. Виготовити парову турбіну P-10-1,6-0,2/0,03 може ВАТ «Турбоатом».

Результати попереднього розрахунку (розмір інвестицій може бути визначений тільки після тендерних процедур) економічних показників проекту встановлення у котельні Орджонікідзевського району парової турбіни P-6-1,6/0,2 для трьох цін на газ для населення наведено у табл. 5.3. Це ціна на газ на

кінець 2014 р. (варіант 1), ціна на природний газ яка прогнозується на кінець 2017 р. (варіант 2) та 3 варіант – ціна на природний газ для населення 200 дол. США/тис.м³ без ПДВ. При попередніх розрахунках прийнятий фізичний метод розподілу затрат на виробництво теплоти та електроенергії.

Таблиця 5.3. Результати розрахунку техніко-економічних показників парової турбіни Р-6-1,6/0,2 (варіант 2) з протитиском, що може бути встановлена на котельні Орджонікідзевського району м. Харкова (ТЕЦ-4)

Найменування величини	1 варіант	2 варіант	3 варіант
1	2	3	4
Номинальна потужність турбіни	6000		
Теплотворна здатність природного газу, кДж/м ³	34408,8(8219 ккал/м ³)		
Щільність природного газу, кг/м ³	0,8		
Витрата природного газу, тис.м ³ /год.	5,252		
ККД парового котла	0,89		
Кількість теплоти, яка підведена в котлі, кВт	44677		
Витрата умовного палива, т.у.п./год.	7708,2		
Питома витрата умовного палива	7523,3		
- на виробіток теплоти бруто, кг у.п./Гкал	193,7		
Підведення теплоти в котлі к 1 кг води	2747		
Витрата пари, кг/с	16,26		
- т/год	58,55		
Комерційна ціна природного газу без ПДВ, USD/тис.м ³	385,0		
- грн/тис.м ³	6160		
Ціна природного газу для населення з ПДВ, грн/тис.м ³	1182	2383	3840
Середня ціна природного газу без ПДВ, грн/тис.м ³	1761	2612	3644
Середня ціна умовного палива, грн/тис.м ³	1200	1779,7	2483
Частка природного газу, яка споживається населенням	0,85		
Вартість природного газу, грн/год	9250	13718	19138
Доля палива в затратах котельні	0,80		
Сумарні витрати за годину на ТЕЦ, грн/год	11563	17148	22516
Частка витрат на генерацію електроенергії (фізичний метод)	0,161		
Собівартість електроенергії, грн/(кВт·год)	0,341	0,505	0,663
Ціна електроенергії в мережі 2 класу без ПДВ, грн/(кВт·год)	1,1861		
Питома вартість 1кВт встановленої потужності, дол. США/кВт*	900		
Кількість теплоти, що відпускається з турбіни, Гкал/год	27		
Електрична потужність власних потреб котельні влітку, кВт	1770		
Електрична потужність власних потреб котельні в опалювальний сезон, кВт	4070		
Собівартість теплоти від турбіни, грн/Гкал	359,2	532,7	699,4
Часові втрати від підвищення собівартості теплоти після встановлення турбіни влітку та взимку, грн/год	484,9	719,1	944,2
Ціна теплоти для бізнесу без ПДВ, грн/Гкал	965,50		

Продовження таблиці 5.3

1	2	3	4
Ціна теплоти для населення без ПДВ, грн/Гкал	312,08		
Сумарна річна зміна витрат, тис.грн/рік	28450	23412	14843
- зміна витрат за літо, тис.грн	17275	13915	10685
- зміна витрат за опалювальний сезон, тис.грн	18932	15250	11711
- зміна витрат від подорожання теплоти влітку, тис.грн	-3879	-5753	-7553
- зміна витрат від подорожання теплоти взимку, тис.грн	-3879	-5753	-7553
Сумарні інвестиції, тис. дол. США	5400		
- тис.грн	86400		
Простий термін окупності, рік	3,0	3,7	5,8

* За курсом 1 дол. США = 16 грн

Як видно з табл. 5.3, в залежності від вартості природного газу для населення (по даним котельні прийнято, що 85 % газу на ТЕЦ 4 використовується для потреб населення) простий термін окупності проекту встановлення турбіни Р-6-1,6/0,2 змінюються від 2,6 до 9,9 року.

При розрахунках терміну окупності вважалося, що і влітку, і взимку турбіна Р-6-1,6/-0,2 працює на близьких режимах, при цьому собівартість виробництва електроенергії і теплоти не змінні (змінюються не суттєво). Як було сказано раніше, собівартість теплоти для споживачів, що отримується з використанням турбіни теоретично підвищиться, прийнято, що це підвищення складає 5 % від собівартості теплоти влітку та взимку. Величину складових відповідно до формули для визначення $\Delta B_{\text{рік}}$ за літній, за опалювальний період та від зміни собівартості теплоти наведено у табл. 5.2.

Як видно при аналізі даних табл. 5.1 та 5.3, питома витрата умовного палива на вироблення теплоти бруто в розглянутому випадку через більш низькі параметри пари, виробленої котлами на ТЕЦ-4, і низького ККД парових котлів порівняно з водогрійними ~244,9 кг у.п./Гкал (хоча він достатньо сильно відрізняється від даних ТЕЦ-4 до установки турбіни 156 кг у.п./Гкал). Питома ж витрата умовного палива на вироблення електроенергії ~193,7 г у.п./(кВт·год) відчутно менше ніж 320 г у.п./(кВт·год) – показник, який досягається при генерації з використанням турбін К-300-240. Це свідчить про високу

ефективність процесу вироблення електричної енергії з природного газу, що запропоновано. Перераховане свідчить, як відомо, що фізичний метод розподілу витрат працює в сторону зменшення витрат на виробництво електроенергії.

5.3 Висновки за розділом 5

1. На об'єктах комунальної енергетики, до складу яких входять парові котли, ефективним енергозберігаючим рішенням є встановлення парових турбін з протитиском потужністю, яка забезпечує літнє навантаження ГВП.

2. Розрахунки на прикладі котельні Орджонікідзевського району м. Харкова, що має у своєму складі підтвердили доцільність встановлення парової турбіни з протитиском для когенерації.

Для котельні Орджонікідзевського району попереднім раціональним технічним рішенням є встановлення парової турбіни Р-6-1,6/0,2 електричною потужністю 6 МВт с протитиском 0,2 МПа. При витраті пари на вході в турбіну 58,55 т/год з параметрами 1,6 МПа, 350 ° С забезпечується відправлення з котельні у літній період 27 Гкал/год води на ГВП при цьому генерується 5,65 МВт електричної потужності. При існуючих цінах на газ термін окупності проекту встановлення турбіни складає 3 роки. При збільшенні ціни газу для населення до 2383 грн/тис.м³ (планується у 2017 р.) термін окупності складе 3,7 року.

Надлишок електричної потужності, що буде генеруватися на ТЕЦ-4 після встановлення турбіни Р-6-1,6/0,2 складе взимку ~1,4 МВт, влітку ~3,7 МВт. Його можливо продавати в мережу, або, користуючись послугами мережі, направляти їх своїм користувачам – тепловим пунктам (іншим філіям). Турбіна влітку і взимку може працювати в одному режимі.

Вибір раціональної величини протитиску турбіни є досить не простим завданням і потребує більш детальних розрахунків. Показано, що при виборі протитиску за турбіною 0,031 МПа (турбіна Р-10-1,6/0,2-0,03) температура пари

на виході 70 С. Остання забезпечує потрібну температуру води в літній час на ГВП. У такому випадку турбіна Р-10-1,6/0,2-0,03 виробляє 9,36 МВт електричної потужності і потрібні 27 Гкал/год теплоти. Взимку догрів води 68 °С з бойлера, що приєднаний до турбіни, до температури прямої води згідно температурного графіка може проводитися або з теплофікаційного відбору турбіни, або водою з водогрійного котла, або за рахунок підвищення протитиску сумісно з одним з перших двох вказаних рішень. Обґрунтований вибір раціонального режиму підігріву 68 °С води з бойлера, що приєднаний до турбіни потребує детальніших розрахунків [4, 13, 18].

Надлишок електричної потужності, що буде генеруватися на ТЕЦ-4 після встановлення парової турбіни можна реалізовувати до мережі, або, користуючись послугами мережі, направляти своїм користувачам – тепловим пунктам (іншим філіям).

**6 КОГЕНЕРАЦІЯ В ВОДОГРІЙНІЙ КОТЕЛЬНІ
НА БАЗІ КОТЛІВ ПТВМ-100 З ВИКОРИСТАННЯМ ТУРБІН
НА НИЗЬКОКИПЛЯЧИХ РОБОЧИХ ТІЛАХ**

6.1 Вибір об'єкта дослідження з метою реалізації ORC технології. Аналіз особливостей функціонування водогрійної котельні

В якості об'єкта дослідження в першу чергу доцільно розглядати роботу потужних водогрійних котлів, наприклад, типу ПТВМ.

По-перше, чим потужніший котел, тим більше витрата (енергія) відхідних газів і, отже, вище електричну потужність можна згенерувати в ORC циклі, в результаті мати більш високі ТЕП енергозберігаючого проекту.

По-друге, за даними Інституту газу НАН України [140] в Україні встановлено більше 200 од. таких котлів. Це дає підстави припускати про достатньо обґрунтовані можливості широкого тиражування проекту, виробництва в Україні досить великий серії блочних установок (не менше 50 од.) на базі ORC технології, що забезпечує зниження вартості 1 встановленого кВт останніх.

Розглянемо в якості прикладу роботу районної котельні з водогрійними котлами типу ПТВМ-100. Це котел баштовий, водотрубний, радіаційного типу, прямоточний з примусовою циркуляцією. Основні технічні характеристики котла ПТВМ-100, згідно [140], представлені в табл. 6.1.

Таблиця 6.1. Технічні характеристики водогрійного котла ПТВМ-100

Найменування	Значення характеристики	
	в основному режимі	в піковому режимі
1	2	3
Номінальна теплотворна здатність, Гкал/год	100	
Межі регулювання продуктивності, %	25 – 100	
Площа поверхні нагріву, м ² :		
	конвективної	2999
радіаційної	184,4	
водяний об'єм, м ³	30	

Продовження таблиці 6.1

1	2	3
Температура води на вході, °С	70	104
Температура води на виході, °С	150	
Витрата води, т/год	1235	2140
Гідравлічний опір котла, кПа (кгс/см ²):	215 (2,15)	96 (0,96)
Комбінований газомазутний пальник: кількість, од.	16	
Продуктивність по газу, м ³ /с (м ³ /год)	0,25 (900)	
Дуттьовий вентилятор	16	
продуктивність по газу, м ³ /с (м ³ /год)	2,8 (10000)	
тиск, МПа (кгс/см ²)	15 (150)	
потужність електродвигуна, кВт	10	
частота обертання, об/хв	1460	

В процесі експлуатації водогрійного котла ПТВМ-100, його навантаження може змінюватися від 25 до 100 % номінального. Характеристики котла в залежності від режиму його роботи представлені в табл. 6.2.

Таблиця 6.2. Основний режим водогрійного котла ПТВМ-100. Паливо природний газ

Показник	Навантаження котла, Гкал/год					
	25	30	40	60	80	100
Температура холодного повітря на вході в дуттьові вентилятори $t_{х.п}$, °С	5					
Витрата води через котел G_k , т/год	1235					
Температура води на вході $t_{вх}$, °С	70					
Температура води на виході $t_{вих}$, °С	90	94	102	119	135	150
Коефіцієнт надлишку повітря за котлом $a_{відх}$	1,10	1,09	1,07			
Присоси повітря в котел Da_k	0,48	0,40	0,30	0,20	0,15	0,12
Температура вихідних газів $t_{відх}$, °С	85	89	102	128	155	180
Втрати тепла:						
- з відхідними газами q_2 , %	3,62	3,77	4,28	5,42	6,60	7,69
- з хімічною неповнотою згоряння q_3 , %	0					
- з механічною неповнотою згоряння q_4 , %	0					
- в навколишнє середовище q_5 , %	0,05					
Коефіцієнт корисної дії бруто $\eta^{бр}_k$, %	96,33	96,18	95,67	94,53	93,35	92,26
Потужність, споживана дуттьовими вентиляторами $N_{дв}$, кВт	23,8	28,2	38,8	59,4	81,6	109,2

Як видно при аналізі даних табл. 6.1 і 6.2, робота котла ПТВМ-100 найбільш ефективна на малих навантаженнях (аналогічно і для інших котлів

цього типоряду). Тобто, забезпечувати середнє опалювальнє навантаженнє, наприклад, котельнї № 3 (табл. 3.2) 125 – 130 Гкал/год найбїльш доцїльно, включивши 3 котла ПТВМ-100 з навантаженнєм 40 – 45 Гкал/год. При цьому температура димових газїв цих котлїв склале 102 – 108 °С. Тїльки у разї пїкїв теплового навантаженнє при зниженнї температури зовнїшнього повїтря температура вихїдних газїв буде перевищувати 140 °С (теплова навантаженнє $70 \times 3 = 210$ Гкал/год). Останнє важливо з точки зору вибору рацїонального робочого тїла для використання утилізацїйного ОРС контуру. Витрата газу та повїтря на котел в залежностї вїд режиму роботи представлена табл. 6.3 [141].

Таблиця 6.3. Характеристика ДГ котла ПТВМ-100 при $Q_{рн} = 33,3$ МДж/м³

Показник	Навантаженнє котла, %					
	25	30	40	60	80	100
Котел № 1						
Число включених пальникїв, од.	4	5	6	8	12	16
Об'ємна витрата повїтря на котел: годинна, м ³ /год	3600	4500	5400	7200	10800	14400
секундна, м ³ /с	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Об'ємна витрата повїтря на котел: годинна, м ³ /год	40000	50000	60000	80000	120000	160000
секундна, м ³ /с	11,2	14	16,8	22,4	33,6	44,8
масова секундна, кг/с*	8,4	10,5	12,6	16,8	25,2	33,6
Температура вихїдних газїв, °С	90	94	102	119	135	150
Коефїцієнт надлишку повїтря за котлом	1,1	1,09	1,07	1,07	1,07	1,07
Об'ємна витрата ДГ: годинна, тис. м ³ /год	55316	69390	83813	116816	182377	252109
секундна, м ³ /с	15,37	19,27	23,28	32,45	50,66	70,03
Теоретична кїлькїсть парїв води в ДГ, т/год	4,896	6,142	7,418	10,339	16,142	22,314
секундна, кг/с	1,36	1,706	2,061	2,872	4,484	6,198

* при щїльностї природного газу 0,75 кг/м³

Теоретично, з точки зору режимїв роботи котлїв в лїтнїй перїод на гаряче водопостачаннє, тривалїсть якого для рїзних рєгїонїв України становить 4086 – 5742 год, можливі два варїанти.

Першїй варїант – в лїтнїй перїод працює 1 котел з мїнїмальним навантаженнєм (наприклад, у котельнї № 3, табл. 3.2, це котел ПТВМ-100, його теплова потужнїсть 25 Гкал/год 4 включенї пальника, ККД брутто 96,33 %,

температура відхідних газів 85 °С [70]). У цій котельні в опалювальний сезон початкове теплове навантаження складає 60 Гкал/год, середнє теплове навантаження 85 – 112 Гкал/год тобто працюють 2 або 3 котла з 40 – 45 % навантаженням з температурою відхідних газів 102 – 108 °С), в літній період максимальна потужність – 25 – 35 Гкал/год, працюючи на одному котлі.

Другий варіант пов'язаний з роботою в літній період на теплогерелі 1 котла з навантаженням перевищує 50 – 60 %, тобто з температурою димових газів понад 140 °С [70]. Як видно при аналізі даних табл. 3.2, такий режим не характерний, принаймні, для потужних котелень м. Харкова, маючих великий запас теплової потужності, і далі другий варіант аналізуватися не буде.

6.2 Вибір фреонів наявних на ринку України

В даний час, як говорилося раніше, на світовому ринку є величезна кількість фреонів, але не всі з них за доступною ціною представлені споживачеві України. Тому необхідно підібрати однокомпонентні робочі тіла, які пропонуються на нашому ринку, задовольняють екологічним, термодинамічним, експлуатаційним вимогам і мають прийнятну вартість. Оскільки розглядається діапазон температур 80 – 150 °С (температура вихідних газів водогрійних котлів), вибираються відповідні робочі тіла (табл. 6.4).

Таблиця 6.4. Основні властивості хладонів [93 – 96, 142]

Хладон	Формула	Мол. м., г/моль	$T_{\text{кип}}^*$, °С	$T_{\text{кр}}^{**}$, °С	$P_{\text{кр}}^{**}$, МПа	ОРП (ODP)	ПГП (GWP)	Вартість, грн/кг
R134a	CF_2HCHF_2	102,03	-22,5	101,10	4,07	0	1300	145
R142b	$\text{CH}_3\text{-CClF}_2$	100,5	-10,01	137,05	4,12	0,06	2000	100
R152a	$\text{C}_2\text{H}_4\text{F}_2$	66,05	-25,0	113,89	4,44	0	140	180
R600	C_4H_{10}	58,12	-0,51	152,0	3,8	0	3	147
R600a	C_4H_{10}	58,12	-11,79	134,83	3,65	0	3	165

* – температура кипіння;

** – значення параметрів у критичній точці.

ОРП – зоноруйнуючий потенціал; ПГП – потенціал глобального потепління

Розглянемо зміна потужності установки в залежності від ступеня завантаженості котельного агрегату (без урахування наявності парів вологи у ДГ). Навантаження котла змінюється від 25 до 100 % і його потужність, відповідно, буде варіюватися від 25 до 100 Гкал, при цьому вихідні дані представлені в табл. 6.3. В залежності від потужності котельного агрегату на рис. 6.1 і 6.2 представлені показники ефективності установки на низькокиплячих робочих тілах. При цьому незмінними приймалися параметри, представлені в табл. 6.5 [17].

Таблиця 6.5. Константи при розрахунку теплової схеми контуру ORC

Параметр	Навантаження котла, %					
	25	30	40	60	80	100
Температура димових газів до НРТ ТВ, °С	90	94	102	119	135	150
Температура димових газів за НРТ ТВ, °С	60	60	60	60	60	60
Витрата димових газів, кг/с	15,37	19,27	23,28	32,45	50,66	70,03
Температура робочого тіла на вході в турбіну, °С	85	90	98	115	125-130	125-145
Температура охолоджуючої води на вході в ТК НРТ, °С	40	40	40	40	40	40
ККД проточної частини турбіни, %	80	80	80	80	80	80

ТВ – теплообмінник випарник; ТК – теплообмінник-конденсатор

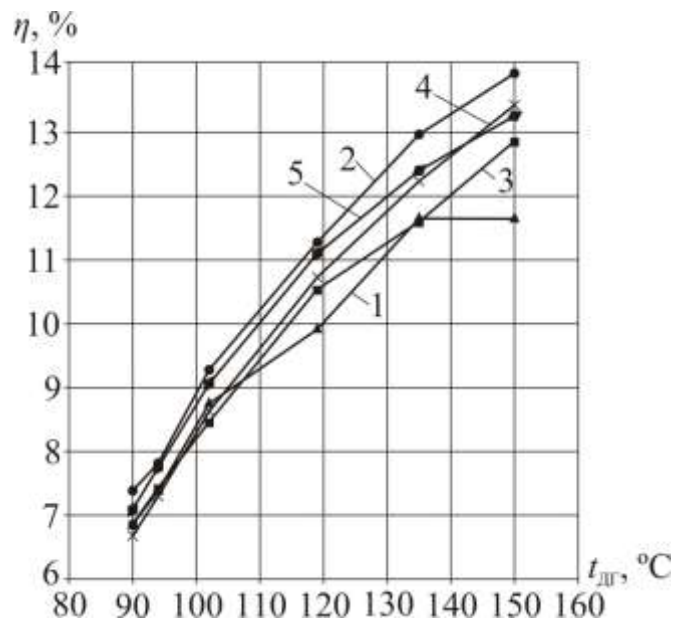


Рис. 6.1. Електричний ККД ORC циклу залежно від ступеня завантаженості котла (без урахування наявності парів вологи у ДГ):
1 – R134a; 2 – R142b; 3 – R152a; 4 – R600; 5 – R600a

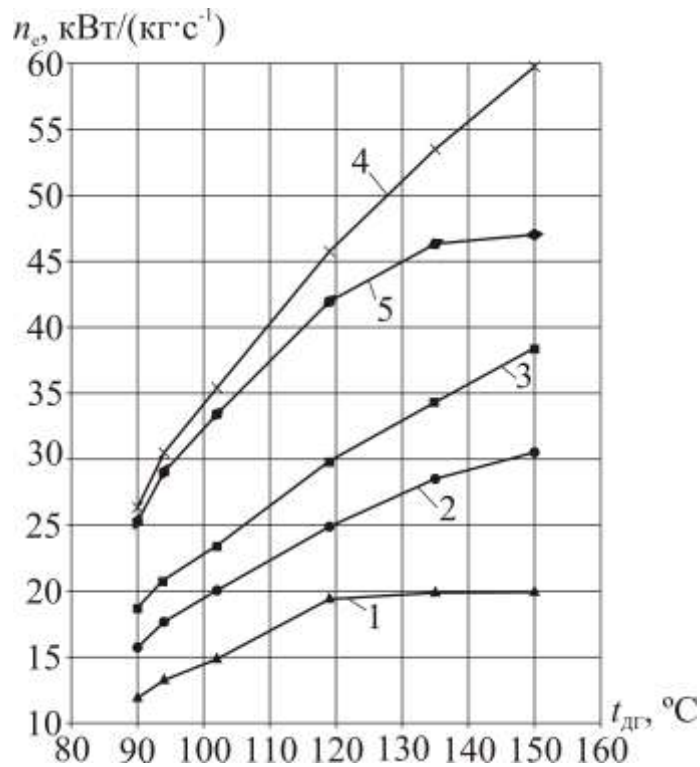


Рис. 6.2. Питома електрична потужність ORC циклу (без урахування наявності парів води у ДГ): 1 – R134a; 2 – R142b; 3 – R152a; 4 – R600; 5 – R600a

З результатів представлених графіків (рис. 6.1 і 6.2) видно, що при збільшенні початкових параметрів робочого тіла збільшується ККД ORC контуру. Проведені розрахункові дослідження показали, що при однаковій кількості підведеної теплоти електрична потужність установки в залежності від застосовуваного робочого тіла та кількості скидної теплоти в середньому відрізняється на 10 %.

Найбільша потужність установки буде при використанні в якості робочого тіла R142b, яка складе, при мінімальному навантаженні котла ~ 34 кВт, а при максимальній – ~ 880 кВт. Мінімальна ж електрична потужність ORC контуру, при мінімальному навантаженні котла буде, якщо взяти R600 (~ 30 кВт), а при максимальній R134a (~ 745 кВт). Зниження ефективності застосування R134a в якості робочого тіла на параметрах вище $120^\circ C$ пов'язана з тим, що його параметри залишаються незмінними, а витрата збільшується, що в результаті призводить до збільшення потужності лише за рахунок додаткової витрати НРТ.

Проведені також дослідження, яким чином позначається наявність парів вологи у ДГ на параметри та ефективність ORC циклу.

Облік конденсації парів води в димових газах не позначається на ККД установки, це пов'язано з тим, що кількість теплоти, що передається більше, але при цьому параметри робочого тіла не збільшуються, а підвищуються витратні характеристики. При обліку вологи в ДГ питома електрична потужність не змінюється, але потужність установки збільшується практично в 3 рази. Це відбувається за рахунок конденсації парів води, що містяться в димових газах. В даному випадку при використанні R142b при мінімальному навантаженні котла потужність складе ~ 100 кВт, а при максимальній – ~ 2900 кВт. Таким же чином це стосується й інших робочих тел. Розрахунки проведені за умови використання теплоти димових газів в повному обсязі, однак необхідно зазначити, що на обігрів ORC контуру витрачається 70 % теплоти димових газів (інша частина газів байпасується і йде на підігрів газів, що викидаються в трубу після утилізатора). Виходячи з цього, електрична потужність реалізованого ORC циклу буде на третину менше, ніж отримана в результаті розрахункових досліджень.

Насправді на котельні встановлюється 3 – 4 котла, що дозволяє розподіляти між ними навантаження для зменшення теплових викидів в атмосферу. При тепловій потужності споживачів 100 Гкал/год, навантаження розподіляється таким чином, щоб в резерві знаходився один котел. При наявності на теплогенеруючому підприємстві 4-х котлів теплового навантаження буде розподілятися по 30 % на два і 40 % на один котли. Така розстановка забезпечить температуру вихідних газів на рівні 97 °С, замість 150 °С (якщо працювати на одному котлі). Розподіл навантажень між котлами дозволить зменшити температуру вихідних газів, при цьому їх обсяг зменшиться і складе 61,28 м³/с у порівнянні з номінальною навантаженням одного котла 70,03 м³/с. Використання групи котлів дозволить скоротити діапазон температур, а як

наслідок вибір робочих тіл для ORC контуру. Однак це призведе до зменшення термодинамічного ККД циклу і вироблення електричної енергії.

Дослідження проведені також і для котлів ПТВМ-30 та ПТВМ-50 потужністю 30 і 50 Гкал/годину, відповідно. Результати показали, що параметри ефективності ORC циклів схожі з отриманими при розрахунку котла ПТВМ-100. Зміна потужності в залежності від використовуваного котельного агрегату при однакових параметрах димових газів (150 °С) має лінійний характер (рис. 6.3).

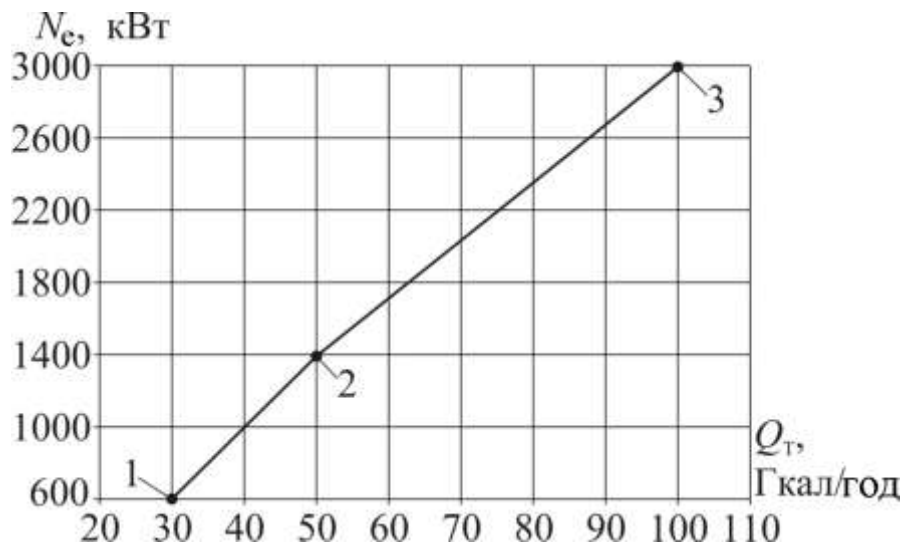


Рис. 6.3. Електрична потужність ORC циклу:
1 – ПТВМ-30; 2 – ПТВМ-50; 3 – ПТВМ-100

Результати, представлені на графіку (рис. 6.3) показують, що при збільшенні потужності котла, зміна потужності електрогенеруючої установки на низькокиплячому робочому тілі носить лінійний характер.

В якості прикладу на реальному об'єкті дослідження для реалізації електрогенеруючої установки на основі замкнутого паротурбінного циклу на НРТ розглянемо котельню по вул. Костичева, 2/1. Це в першу чергу пов'язано з тим, що на котельні встановлені котли ПТВМ-100 (табл. 3.2), як уже говорилося, найбільш широко поширені.

6.3 Режими роботи котельні. Реалізація ORC контуру на основі використання димових газів

Режим роботи котельні регламентується режимними картами (Додаток Б), згідно яких вибирається ступінь завантаження того чи іншого котла. Для підвищення ефективності роботи котлів та котельні в цілому за рахунок утилізації теплоти димових газів необхідно провести оцінку кількості димових газів і їх потенціалу. В табл. 6.6 представлені характеристики димових газів для кожного з котлів ПТВМ-100 (вихідні дані для розрахунку відповідають представленим у табл. 6.1 та 6.2), розглянутої котельні.

Таблиця 6.6. Характеристика ДГ котла ПТВМ-100 при $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 33,3 \text{ МДж/м}^3$

Показник	Навантаження котла, %					
	25	30	40	60	80	100
1	2	3	4	5	6	7
Котел № 1						
Число включених пальників, од.	4	5	6	–	–	–
Питома витрата газу, м ³ /Гкал	127,4	127,3	127,7	–	–	–
Об'ємна витрата природного газу на один пальник, м ³ /год	900	900	900	–	–	–
Об'ємна витрата повітря на один пальник: м ³ /год	10000	10000	10000	–	–	–
Об'ємна витрата природного газу, м ³ /год	3185	3819	5108	–	–	–
Температура вихідних газів, °С	90	95	102	–	–	–
Коефіцієнт надлишку повітря за котлом	1,47	1,35	1,25	–	–	–
Об'ємна витрата ДГ, тис. м ³ /год	62353	70506	90092	–	–	–
Теоретична кількість парів води у ДГ, т/год	4,86	5,4	5,87	–	–	–
Котел № 2						
Число включених пальників, од.	4	5	8	12	–	–
Питома витрата газу, м ³ /Гкал	127,2	127,6	131	130,3	–	–
Об'ємна витрата природного газу на один пальник, м ³ /год	900	900	900	900	–	–
Об'ємна витрата повітря на один пальник, м ³ /год	10000	10000	10000	10000	–	–
Об'ємна витрата природного газу, м ³ /год	3180	3828	5240	7818	–	–
Температура вихідних газів, °С	81	88	105	117	–	–
Коефіцієнт надлишку повітря за котлом	1,45	1,35	1,63	1,43	–	–
Об'ємна витрата ДГ, тис. м ³ /год	60005	69328	116759	160613	–	–
Теоретична кількість парів води у ДГ, т/год	4,86	5,4	5,87	5,90	–	–
Котел № 3						
Число включених пальників, од.	4	5	8	12	–	–

Продовження таблиці 6.6

1	2	3	4	5	6	7
Питома витрата газу, м ³ /Гкал	127,4	127,3	127,7	127,7	–	–
Об'ємна витрата природного газу на один пальник, м ³ /год	900	900	900	900	–	–
Об'ємна витрата повітря на один пальник, м ³ /год	10000	10000	10000	10000	–	–
Об'ємна витрата природного газу, м ³ /год	3185	3819	5108	7662	–	–
Температура вихідних газів, °С	77	79	100	113	–	–
Коефіцієнт надлишку повітря за котлом	1,54	1,35	1,53	1,43	–	–
Об'ємна витрата ДГ, тис. м ³ /год	62566	67441	106339	155794	–	–
Теоретична кількість парів води у ДГ, т/год	4,86	5,4	5,87	5,90	–	–
Котел № 4						
Число включених пальників, од.	4	5	8	–	–	–
Питома витрата газу, м ³ /Гкал	127,4	127,4	128,3	–	–	–
Об'ємна витрата природного газу на одну пальник: часовий, м ³ /год	900	900	900	–	–	–
Об'ємна витрата повітря на один пальник, м ³ /год	10000	10000	10000	–	–	–
Об'ємна витрата природного газу м ³ /год	3185	3822	5132	–	–	–
Температура вихідних газів, °С	80	90	107	–	–	–
Коефіцієнт надлишку повітря за котлом	1,5	1,31	1,24	–	–	–
Об'ємна витрата ДГ, тис. м ³ /год	61693	67863	91110	–	–	–
Теоретична кількість парів води у ДГ, т/год	4,86	5,4	5,87	–	–	–

* при щільності природного газу 0,75 кг/м³

Згідно з даними представленими в табл. 6.6 і режимними картами (Додаток Б) котли не експлуатуються на навантаженні що перевищує 60 % їх номінальної потужності, отже, температура відхідних газів становить ~80 – 110 °С.

Навантаження опалення помісячно за 2013 р. представлена на рис. 6.4.

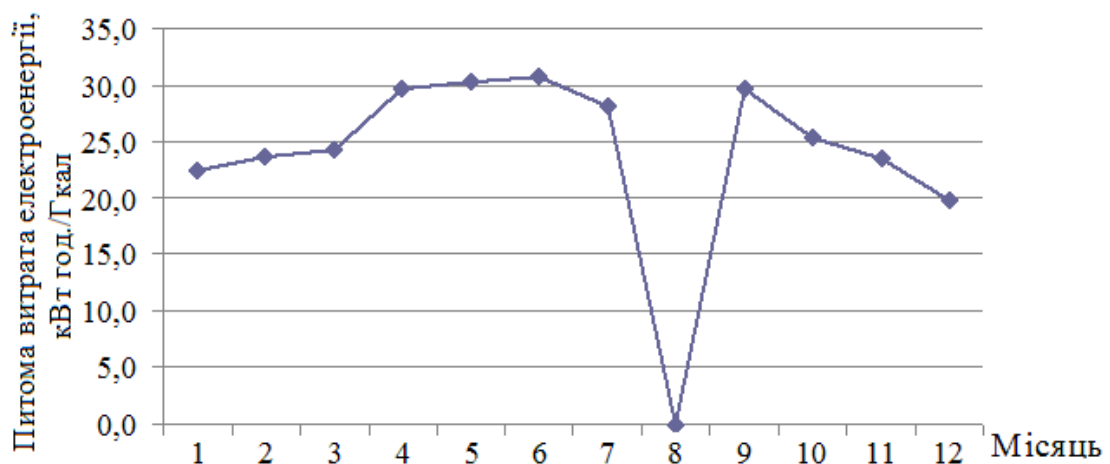


Рис. 6.4. Опалювальна навантаження котельні помісячно за 2013 р.

Зміна потужності котельні, згідно з представленими даними на рис. 6.4, показано на рис. 6.5.

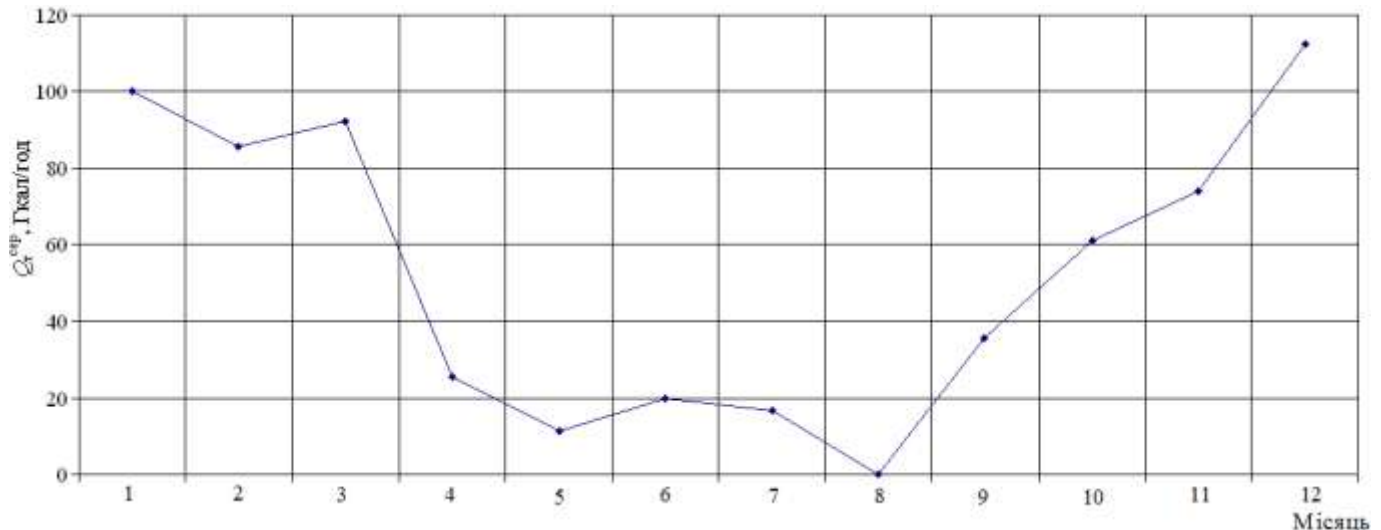


Рис. 6.5. Середня потужність котельні за кожен місяць в 2013 р.

Згідно з графіками (рис. 6.4 і 6.5) у літній період середнє теплове навантаження складає ~ 25 Гкал/годину, а в зимовий – ~ 87 Гкал/годину.

Особливістю районної котельні є не постійність завантаженості протягом року, що позначається на обсязі вихідних газів, а як наслідок-труднощі вибору потужності замкнутого паротурбінного циклу на НРТ. Для даної котельні вибір робочого тіла обмежується температурою $90 - 100$ °С. Це пов'язано з тим, що згідно з режимними картами (Додаток Б), температура відхідних газів не перевищує 117 °С.

У зимовий період (6 місяців) в роботі перебуває 2 котли (котел № 1 і 2), які в результаті дають в середньому 87 Гкал/год (табл. 6.6), котел № 1 навантажений на 40% , а котел № 2 на 47% . Реалізація ORC контуру дозволить отримати ~ 700 кВт корисної електричної потужності шляхом використання теплоти відхідних димових газів (рис. 6.6).

Розглянемо варіант реалізації теплової схеми без проміжного охолоджувача, тобто низькокипляче робоче тіло направляється безпосередньо в градирню (рис. 6.7).

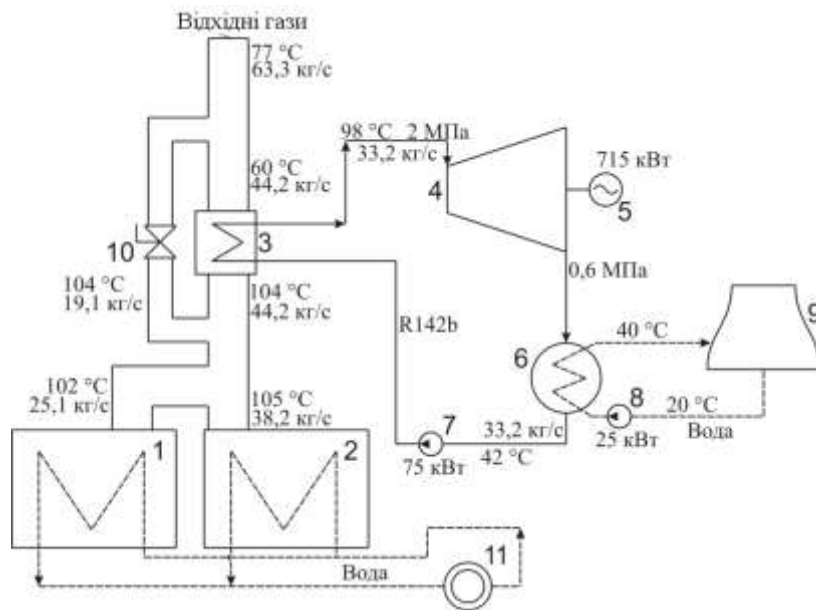


Рис. 6.6. Теплова схема ORC циклу з градирнею і проміжним охолоджувачем:
 1 – котел № 1; 2 – котел № 2; 3 – теплообмінник-випарник НРТ; 4 – турбіна НРТ; 5 – електричний генератор; 6 – теплообмінник-конденсатор НРТ;
 7 – конденсатний насос; 8 – циркуляційний насос; 9 – градирня;
 10 – регулюючий шибер димових газів; 11 – споживач теплоти

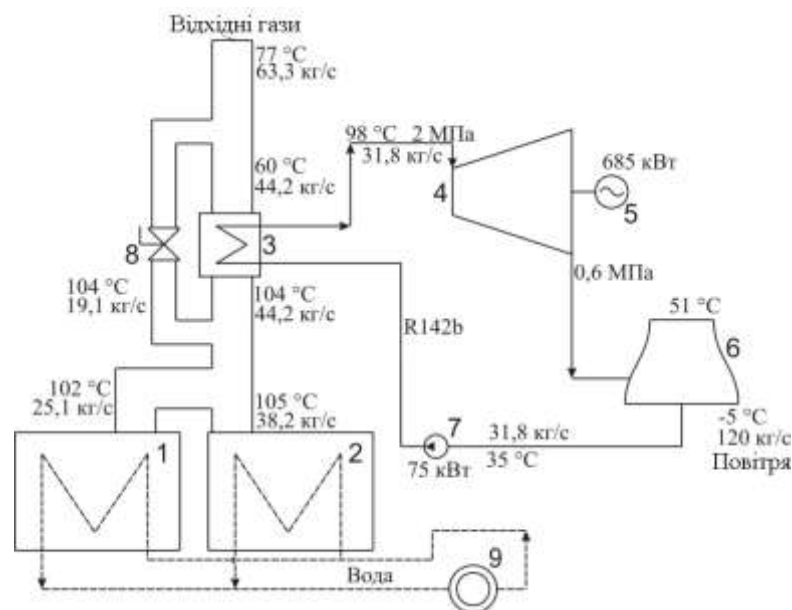


Рис. 6.7. Теплова схема ORC циклу з градирнею і без проміжного охолоджувача:
 1 – котел № 1; 2 – котел № 2; 3 – теплообмінник-випарник НРТ; 4 – турбіна НРТ; 5 – електричний генератор; 6 – повітряний конденсатор; 7 – конденсатний насос; 8 – регулюючий шибер димових газів; 9 – споживач теплоти

Як видно з рис. 6.6 і 6.7, принциповою відмінністю є наявність або відсутність проміжного охолоджувального контуру, який впливає на показники

ефективності установки в цілому. В тепловій схем з проміжним охолоджувачем електрична потужність буде більше і складе 715 кВт, а без нього 685 кВт, при цьому з'являються додаткові елементи – конденсатор і циркуляційний насос. Установка циркуляційного насоса збільшує витрату електроенергії на власні потреби на 25 кВт, а так само здорожує електрогенеруючих установку за рахунок додаткового контуру та його складових елементів. З урахуванням власних потреб потужність турбіни в першому випадку складе 615 кВт, а в другому – 610 кВт. Це дозволить в опалювальний період покривати ~25 % власних потреб котельні по електричній енергії в опалювальний період.

У перехідний (осінньо-весняний) період при зменшенні теплового навантаження споживачів регулювання потужності паротурбінного циклу на НРТ здійснюється за рахунок прикриття засувки 10 (рис. 6.7) і додаткової витрати димових газів через теплообмінник-випарник 3, тим самим знижується температура димових газів на виході з димової труби, але і підтримується температурний рівень низькокиплячого робочого тіла. У квітні і вересні (Додаток Б), що відпускається тепла потужність становить 25 – 35 Гкал/год, що відповідає роботі одного котельного агрегату на 25 % навантаженні. Згідно з представленими режимними картами кожного котла котельні, температура відхідних газів не перевищує 90 °С, що не дозволить експлуатувати електрогенеруючу установку на НРТ в літній період при представлених вище параметрах.

Однак використання низькокиплячого тіла можливо і при параметрах димових газів на рівні 90 °С при їх витраті 12,1 кг/с (вся витрата прямує через теплообмінник-випарник НРТ).

Проте використання низькокиплячого тіла можливо і при параметрах відхідних газів на рівні 90 °С при їх витраті 12,1 кг/с (вся витрата прямує через теплообмінник-випарник НРТ). У даному випадку можна отримати ~100 кВт електричної енергії при витраті робочого тіла 4,5 кг/с з параметрами на вході в турбіну $P_0 = 1,5$ МПа, $t_0 = 85$ °С і виході $P_k = 0,4$ МПа. Теплова потужність

25 Гкал/год дозволить покривати $\sim 10\%$ власних потреб котельні по електричній енергії в літній період.

Роботу ORC циклу необхідно організувати таким чином, щоб контур працював максимальну кількість годин у році на максимальному навантаженні.

У літній період конденсацію робочого тіла можна здійснювати за рахунок зворотної мережної води, температура якої становить $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ (рис. 6.8). Режим роботи котельного агрегату на мінімальній опалювальній навантаженні (25 Гкал/год) може забезпечити електричну потужність ORC контуру на рівні 85 кВт. Охолодження низькокиплячого робочого тіла мережною водою дозволяє максимально ефективно використовувати приховану теплоту конденсації робочого тіла [14].

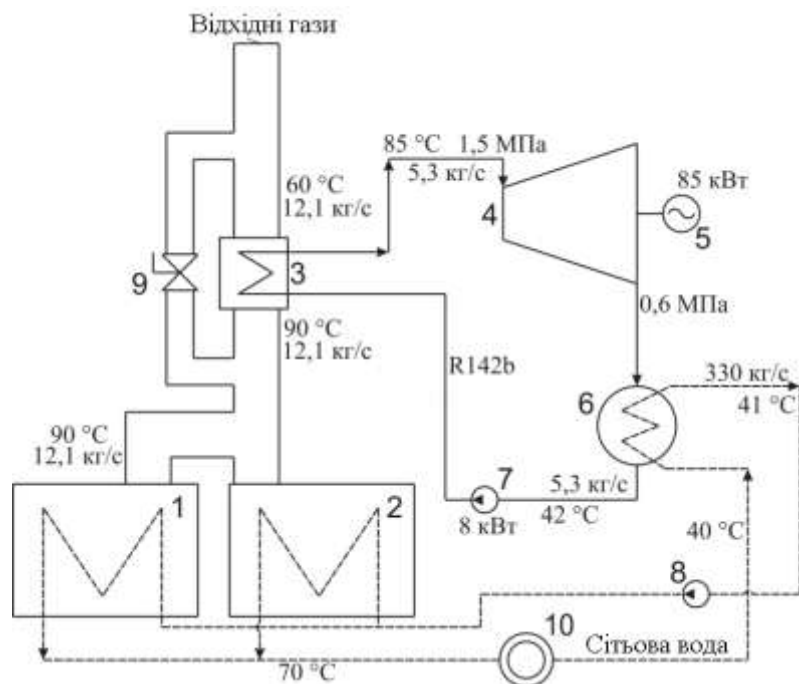


Рис. 6.8. Теплова схема ORC циклу при охолодженні НРТ зворотною мережною водою; 1 – котел № 1; 2 – котел № 2; 3 – теплообмінник-випарник НРТ; 4 – турбіна НРТ; 5 – електричний генератор; 6 – конденсатор; 7 – конденсатний насос; 8 – насос мережної води; 9 – регулюючий шибер димових газів; 10 – споживач теплоти

Як видно з представлених результатів, котельні мають глибоко змінні режими експлуатації протягом року, при виборі технічних рішень вдосконалення наявного обладнання необхідно це враховувати.

6.4 Висновки за розділом 6

Виконано аналіз та обґрунтовано доцільність вирішення задачі енергозбереження на основі реалізації замкнених паротурбінних циклів на низькокиплячих робочих тілах для комунальних котелень. Основні результати вирішення поставленої задачі полягають у наступному:

– запропоновано метод і виконано рішення завдання енергозбереження на об'єктах комунальної енергетики шляхом реалізації замкнених паротурбінних циклів на НРТ;

– виконані дослідження з вибору низькокиплячих робочих тіл, що застосовуються у ORC контурах. Проведено розрахункові дослідження з оцінки можливої одержуваної електричної потужності при реалізації НРТ турбін на прикладі котельного агрегату ПТВМ-100 та отримано, що при максимальному навантаженні котла (100 Гкал/год) електрична потужність установки може сягати 2900 кВт;

– на основі наявних режимних карт районної котельні м. Харкова по вул. Костичева, 2/1 виконані розрахункові дослідження можливості переведення котельні в міні-ТЕЦ. Електричний ККД такої електрогенеруючої машини в зимовий період, при потужності 685 Вт, складає ~8 %, але навіть з урахуванням низького показника ефективності доцільно використовувати їх у зв'язку з тим, що для вироблення електроенергії використовується скидна теплота відхідних газів, при цьому додаткове паливо не спалюється. Однак підвищити коефіцієнт використання палива можна за рахунок застосування в якості охолоджувача для низькокиплячого робочого тіла зворотної мережної води, в даному випадку (літній період) потужність котельні становить

25 Гкал/год, при цьому електрична потужність і ККД НРТ турбіни складуть 85 кВт і ~6,5 %, відповідно. У кожному окремому випадку необхідно проводити оцінку кількості та параметрів скидної теплоти теплоносія для опалення та гарячого водопостачання [8, 10, 14, 16].

ВИСНОВКИ

1. За результатами комплексного аналізу структури енергетичного обладнання, технічного стану та режимів експлуатації об'єктів централізованого енергопостачання України визначено шляхи підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів [6, 7, 13, 14].

2. Пропонується такий підхід вдосконалення теплогенеруючих підприємств, як реконструкція котелень у міні-ТЕЦ при встановленні сучасних ГПД, ГТУ та ПТУ малої потужності, а також використанні замкнених паротурбінних циклів на НРТ. Виконано аналіз технічної можливості та економічної доцільності реалізації ПТУ, ГТУ або ГПД, що дозволило обрати найбільш доцільне та раціональне рішення [2].

3. Виконано порівняльний аналіз впровадження ГПД та ГТУ при переведенні котелень у режим когенерації. Визначено, що найбільш доцільним для об'єктів комунальної енергетики України є використання газопоршневих двигунів. На підставі цього проаналізовано ряд ГПД різних виробників. Рішення задачі виробництва власної електричної енергії на котельнях з підвищенням їх техніко-економічних показників передбачає здійснення організації надбудови у вигляді декількох енергетичних газопоршневих двигунів сумарною потужністю $\sim 0,8 - 4,0$ МВт. Така міні-ТЕЦ зможе ефективно працювати у широкому діапазоні змінних режимів з незначною зміною теплового ККД [4, 5, 22, 23].

4. Отримано, що для комунальних енергогенеруючих підприємств, до складу яких входять парові котли, ефективним енергозберігаючим рішенням є встановлення парових протитискових турбін.

Проведені розрахунки підтвердили доцільність встановлення на котельнях (на прикладі ТЕЦ-4, КП «ХТМ», м. Харкова), які у своєму складі мають парові котли, парової турбіни з протитиском для когенерації. При ціні газу для населення 2383 грн/тис.м³ термін окупності складе 3,7 року. Надлишок

електричної потужності, що буде генеруватися на ТЕЦ-4 після впровадження когенерації складе взимку $\sim 1,4$ МВт, влітку $\sim 3,7$ МВт та може реалізовуватися до електричної мережі, або, направлятися своїм користувачам – тепловим пунктам (іншим філіям) [4, 13, 18].

5. Вирішено задачу підвищення ефективності використання теплоти димових газів для виробництва електричної енергії на основі реалізації замкнених паротурбінних циклів на НРТ. Проведено оцінку теплової потужності та параметрів скидної теплоти при виробництві теплової енергії на об'єктах комунальної енергетики. Виконано вибір найбільш раціонального низькокипячого робочого тіла. Визначено параметри та режими роботи замкненого паротурбінного циклу. Отримано, що при максимальному навантаженні водогрійного котла ПТВМ-100, та повному використанні теплоти димових газів, електрична потужність установки на НРТ може сягати ~ 2900 кВт. Результати розрахункових досліджень показали, що найбільш доцільним буде впровадження замкненого паротурбінного циклу на НРТ електричною потужністю ~ 100 кВт. На сучасному етапі розвитку таких циклів, доцільним є вибір варіанту, який дозволить покривати власні потреби котельні у електричній енергії на рівні 5 – 10 % без додаткового спалювання палива [8, 10, 14, 16].

6. Подані в дисертаційній роботі рекомендації щодо енергозбереження на об'єктах комунальної енергетики передані підприємству КП «Харківські теплові мережі». Результати дисертаційної роботи використані в учбовому процесі кафедри систем електропостачання та електроспоживання міст Харківському національному університеті міського господарства ім. О.М. Бекетова та в Інституті проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України при вирішенні задач енергозбереження на основі впровадження когенераційних технологій (Додаток В).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Малярєнко В.А., Шубєнко А.Л., Сєнєцький А.В., Темнохуд І.А. (Казарова І.А.) Потєнциал интеграції когенєраційних систем в малу енергетику України // Інтегровані технології та енергозбереження. НТУ «ХПІ»: сб. наук. пр. Харків: НТУ «ХПІ», 2012. № 4. С. 11-17. ISSN 2078-5364.

2. Малярєнко В.А., Шубєнко А.Л., Сєнєцький А.В., Темнохуд І.А. (Казарова І.А.). Тєндєнції модернізації об'єктів малої енергетики на базє когенєрації // Ползуновський вєстник, 2013. № 43. С. 131-137. ISSN 2072-8921.

3. Малярєнко В.А., Темнохуд І.А. (Казарова І.А.), Сєнєцький А.В., Петров А.Ю. Перевод котельних в рєжим когенєрації путем введєння турбін малої потужности // Проблєми енергозабезпєчення та енергозбереження в АПК України. Технічні науки. Вісник НТУСГ. Харків: ХНТУСГ, 2014. № 153. С. 110-111. ISBN 5-7987-0176X.

4. Андрєєв С.Ю., Малярєнко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.), Немировський І.А. Когенєрація у муніципальній енергетиці // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, 2015. № 2(133). С. 15-24. ISSN 2218-1849.

5. Андрєєв С.Ю., Малярєнко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.), Шубєнко О.Л., Бабак М.Ю., Сєнєцький О.В. Дослідження перспектив впровадження когенєраційних технологій в комунальній енергетиці України // Східно-Європейський журнал передових технологій, 2015. № 8 (74). Т. 2. С. 11-17. ISSN 1729-3774.

6. Андрєєв С.Ю., Малярєнко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.), Сєнєцький О.В. Можливості підвищення енергоефективности теплових мереж шляхом впровадження когенєрації // Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. Вісник НТУ «ХПІ»: Зб. наук. праць. Харків: НТУ «ХПІ», 2015. № 17(1126). С. 147-155. ISSN 2078-774X.

7. Темнохуд І.О. (Казарова І. О.). Електротехнічна структура перетворення котельні в Міні-ТЕЦ // Комунальне господарство міст, 2015. № 121. С. 90-94. ISSN 0869-1231.

8. Андреев С.Ю., Маляренко В.А., Шубенко О.Л., Бабак М.Ю., Сенецький О.В., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Когенерація у водогрійних котельнях з котлами ПТВМ-100 при використанні органічного циклу Ренкіна // Інтегровані технології та енергозбереження. Харків: НТУ «ХП», 2016. № 2. С. 48-60. ISSN 2078-5364.

9. Маляренко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.), Темнохуд О.О. Комунальна енергетика України: проблеми, шляхи розвитку // Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. Технічні науки. Вісник НТУСГ. Харків: ХНТУСГ, 2015. № 164. С. 138-140. ISBN 5-7987-0176X.

10. Андреев С.Ю., Маляренко В.А., Шубенко А.Л., Бабак Н.Ю., Сенецький А.В., Темнохуд І.А. (Казарова І.А.). Когенерація в котельнях на основі органічного циклу Ренкіна // Комунальне господарство міст. Харків: ХНУМГ, 2016. № 130. С. 55-64. ISSN 0869-1231.

18. Маляренко В.А., Галетич І.К., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Нетрадиційні джерела енергії Харківщини: стан, проблеми, перспективи // Проблеми підвищення ефективності електромеханічних перетворювачів в електроенергетичних системах: Міжнародна наук.-техн. конф., СевНТУ, 2012. С. 178-179.

12. Маляренко В.А., Шубенко А.Л., Сенецький А.В., Темнохуд І.А. (Казарова І.А.). Когенерація – реальний шлях підвищення енергоефективності малої енергетики // Современные проблемы электроэнергетики. Алтай-2013: I Междунар. науч.-технич. конф., 28 ноября 2013 г.: Сб. статей. Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2013. С. 76-78. ISBN 978-5-7568-1013-4.

13. Темнохуд І.А. (Казарова І.А.), Сенецький А.В. Эффективность модернизации паровых котелен в мини-ТЭЦ путем реализации

когенерационных технологий В 5 ч. Ч. 1. Проблемы энергообеспечения и энергосбережения // Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве: 9-я Международная науч.-технич. конф., 21-22 мая 2014 г.: Труды. М.: ГНУ ВИЭСХ, 2014. С 221-225. ISBN 978-5-903413-13-3.

14. Маляренко В.А., Шубенко А.Л., Сенецкий А.В., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Развитие электротехнических систем энергопотребления на основе когенерации // Новітні технології в електроенергетиці: V Міжнародна наук.-техніч. інтернет-конф. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2015. С. 27-32. ISBN 978-5-903413-13-3.

15. Маляренко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Перспективи підвищення енергоефективності теплових мереж шляхом впровадження когенерації [Электронный ресурс] // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: XV междунар. науч.-техн. конф. 14-17 сент. 2015 г. Сб. докл. Электрон. дан. Харьков, ИПМаш НАН Украины, 2015 г. 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). Загл. с экрана. 7 с.

16. Маляренко В.А., Андреев С.Ю., Сенецкий О.В., Казарова І.О. Підвищення енергоефективності об'єктів комунальної енергетики шляхом впровадження ОРС технології [Электронный ресурс] // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: XVI междунар. науч.-техн. конф. 11-15 сент. 2017 г. Тез. докл. Электрон. дан. Харьков, ИПМаш НАН Украины, 2017 г. 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). Загл. с экрана. 1 с.

17. Маляренко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Енергетичні установки: Методичні вказівки до практичних занять для студентів 2 курсу денної, 3 курсу заочної форм навчання та слухачів другої вищої освіти за напрямом підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» зі спеціальності «Електротехнічні системи електроспоживання». Харків: ХНАМГ, 2012. 80 с.

18. Маляренко В.А., Доценко С.І., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Технологія виробництва електроенергії: Конспект лекцій для студентів 1, 2

курсу денної, 2 курсу заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» зі спеціальності «Електротехнічні системи електроспоживання». – Харків: ХНУМГ, 2014. 168 с.

19. Маляренко В.А., Доценко С.І., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.) Технологія виробництва електроенергії: Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт для студентів 1, 2 курсів денної, 2 курсу заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 – Електротехніка та електротехнології та слухачів другої вищої освіти зі спеціальності «Електротехнічні системи електроспоживання». Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2016. 59 с.

20. Маляренко В.А., Шубенко О.Л., Сенецький О.В., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Електроенергетика України. Перспективи впровадження когенераційних технологій // Новітні технології в електроенергетиці: V Міжнародна наук.-техніч. інтернет-конф. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2015. С. 5-9. ISBN 978-966-695-363-9.

21. Сенецький А.В., Алехина С.В., Роговой С.В., Темнохуд І.А. (Казарова І.А.) Турбіни на низькокипящих рабочих телах для сельскохозяйственных предприятий с целью выработки электроэнергии: В 5 ч. Ч. 1. Проблемы энергообеспечения и энергосбережения // Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве: 9-я Международная науч.-технич. конф., 21-22 мая 2014 г.: Труды. М.: ГНУ ВИЭСХ, 2014. С. 163-167. ISBN 978-5-903413-13-3.

22. Маляренко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.) Особливості електропостачання при впровадженні когенераційних технологій // Новітні технології в електроенергетиці: V Міжнародна наук.-техніч. інтернет-конф. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2015. С. 12-21. ISBN 978-966-695-363-9.

23. Маляренко В.А., Андрєєв С.Ю., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.) Перспективи і шляхи виробництва електроенергії на котельнях за рахунок когенерації // Новітні технології в електроенергетиці: V Міжнародна наук.-

техніч. інтернет-конф. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2015. С. 5-9. ISBN 978-966-695-363-9.

24. Маляренко В.А., Андреев С.Ю., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.) Реалізація когенерації з метою резервного живлення електроенергією відповідальних споживачів міста // Новітні технології в електроенергетиці: V Міжнародна наук.-техніч. інтернет-конф. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2015. С. 21-26. ISBN 978-966-695-363-9.

25. Шубенко А.Л., Маляренко В.А., Сенецкий А.В., Бабак Н.Ю., Темнохуд И.А. (Казарова И.А.) Сравнительный анализ характеристик поршневых и газотурбинных двигателей // Инновации в сельском хозяйстве. М.: ГНУ ВИЭСХ, 2016. № 4(19). С. 347-352. ISSN 2304-4926.

26. Суходоля О.М. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. біла книга енергетичної політики України «Безпека та конкурентоспроможність». Проект // Національний інститут стратегічних досліджень, 2014. 41 с. http://www.niss.gov.ua/public/File/2014_nauk_an_rozrobku/Energy%20Strategy%202035.pdf.

27. Розпорядженням Кабінету Міністрів України від № 605-р 18 серпня 2017 р. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». 2017. 73 с. <http://mpe.kmu.gov.ua/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>.

28. Долінський А.А., Басок Б.І., Базєєв Є.Т., Піроженко І.А. Комунальна теплоенергетика України: стан, проблеми, шляхи модернізації: у 2-х т. К., 2007. 828 с.

29. Маляренко В.А., Лисак Л.В. Енергетика. Довкілля. Енергозбереження. Харків: Рубікон, 2004. 400 с. ISBN 966-7152-52-9.

30. Шубенко А.Л., Маляренко В.А., Сенецкий А.В., Бабак Н.Ю. Когенерационные технологии в энергетике на основе применения паровых турбин малой мощности. Харьков: НАН Украины, Институт проблем машиностроения, 2014. 320 с. ISBN 978-966-02-7059-6.

31. Закон України. Про енергозбереження. Відомості Верховної Ради, 1994. № 30. С. 283.

32. Наказ Міністерства Фінансів України № 631 від 04.07.2006. Про визначення пріоритетних напрямів енергозбереження. С. 1. www.waste.com.ua/law/nakaz_nakaz040706-631.html.

33. Фокин В.Н. Основы энергосбережения и энергоаудита. М.: Машиностроение, 2006. 256 с.

34. Зайденварг В.Е., Трубецкой К.Н., Мурко В.И., Нехороший И.Х. Производство и использование водоугольного топлива. М.: Академии горных наук, 2001. 176 с.

35. Боровков В.М., Зысин Л.В. Основные направления развития мини-ТЭЦ на основе современных парогазовых технологий // Энергетика, 2001. № 1. С. 100-105.

36. Борк Т.А., Вершинский В.П., Ефтяхова И.П. Проблемы создания отечественных мини-ТЭЦ // Теплоэнергетика, 1991. № 10. С. 18-20.

37. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М.: Издательский дом МЭИ, 2006. 584 с.

38. Долинский А.А., Басок Б.И., Базеев Е.Т., Коломейко Д.А. Энергоеффективность когенерационных схем, работающих на базе газопоршневых двигателей // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, 2006. № 11. С. 16-27.

39. Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии [Электронный ресурс]: официальный сайт производителя – НВП «Мадек» [2010]. <http://www.madek.com.ua>.

40. Маляренко В.А., Темнохуд А.Л., Шубенко А.Л., Сенецкий А.В. Повышение энергоэффективности объектов электроэнергетики на основе когенерации // Новейшие технологии в электроэнергетике: Междунар. науч.-техн. интернет-конф., 1-5 ноября 2012 г.: Сб. матер. Харьков: ХНАГХ. 2012. С. 133-138.

41. Шубенко А.Л., Бабак Н.Ю., Роговой М.И., Сенецкий А.В. Использование паровых турбин малой мощности для энергосбережения на энергоузлах предприятий // Компрессорное и энергетическое машиностроение, 2008. № 3. С. 14-17.
42. Федоров В.А., Смирнов В.М. Опыт разработки, строительства и ввода в эксплуатацию малых электростанций // Теплоэнергетика, 2000. № 1. С. 9-13.
43. Development of dispersed generation and consequences for power systems // CIGRE Working Group C6/01. Electra, 2004. № 215. P. 39-49.
44. Funabashi T. Study on Protection and Control of Dispersed Generation // 2001 IEEE PES Summer Meeting, Vancouver, Canada, July 15-19, 2001. P. 131-133.
45. Ольховский Г.Н. Применение ГТУ и ПГУ на электростанциях // Энергорынок, 2004. № 5. С. 68-73.
46. Губич А. Применение газотурбинных двигателей малой мощности в энергетике // Газотурбинные технологии, 2001. № 6. С. 30-31.
47. Буров В.Д. Газотурбинные и газопоршневые энергетические установки малой мощности // Горный журнал, 2004. специальный выпуск. С. 87-89.
48. Васькин В.В., Петрущенко В.А. Тепловые схемы мини-ТЭЦ на базе противодавленческих паровых турбин, применяемые в рабочих проектах // Новости теплоснабжения, 2004. № 8. С. 22-26.
49. Бабак Н.Ю., Лыхвар Н.В., Медянцеv С.А. и др. Решение вопросов энергосбережения на коксохимических предприятиях на примере расширения энергоузла «Ясиновский коксохимический завод» // Пробл. Машиностроения, 2007. Т. 10, № 1. С. 4-12.
50. Шубенко А.Л., Бабак Н.Ю., Роговой М.И., Сенецкий А.В. Энергосбережение с помощью установки турбин малой мощности // Энергосбережение, 2008. № 9. С. 2-5.
51. Шубенко А.Л., Тарелин А.А., Голощапов В.Н. Перспективы использования паровых турбин малой мощности на промышленных энергоузлах и коммунальных котельных Украины // Новые разработки и

технологии в газотурбостроении: сб. науч. тр. Кривой Рог: КрТЗ «Констар», 2004. С. 17-20.

52. Барочин Б.Л., Верес А.А., Вол М.А. и др. Установка паровых турбин при переводе водогрейных котлов в пароводогрейный режим // Энергосбережение и водоподготовка, 2004. № 1. С. 54-57.

53. Поваров О.А., Саакян В.А., Никольский А.И. и др. Бинарные электрические станции // Тяжелое машиностроение, 2002. № 8. С. 13-15.

54. Быстрицкий Г. Ф. Основы энергетики. М.: Инфра-М, 2007. 276 с.

55. Чепурний М.М., Антропова О.В. Застосування бінарних циклів на ТЕЦ // Вісник Вінницького політехнічного інституту, 2008. № 3. С. 37-41.

56. Щаулов В.Ю. Об опыте внедрения и эксплуатации газопоршневых мини-ТЭЦ // Малые и средние ТЭЦ. Современные решения: Материалы конф. 7-9 сентября 2005 г. НП "Российское теплоснабжение", 2005. С. 28-34.

57. Шакиров Р.С. Газопоршневые ТЭС на базе нового двигателя V35/44G компании MAN Diesel & Turbo SE // Турбины и Дизели, 2012. № 5. С.20-25.

58. Сенецкий А.В. Энергосбережение на основе применения турбин малой мощности на низкокипящих рабочих телах // Современные проблемы машиностроения. Конференция молодых ученых и специалистов 3-6 ноября 2010 г.: Тез. докл. Харьков, 2010. С. 67.

59. Legmann H., Citrin D. Recovery of low grade heat by means of the ORC process in the cement industry [Электронный ресурс]: официальный сайт производителя – ORMAT International, Inc. [2010]. http://www.ormat.com/media_center.php?did=147&aid=818df6349556350_f09466946e_b1c7b9b.

60. Clean energy ahead Turboden [Электронный ресурс]: официальный сайт производителя – Электрон. дан. (1 PDF файл, 1372552 kB, рус.). Систем. требования: Adobe Acrobat Reader. – Italy, Turboden s.r.l. [2010]: Режим доступа: http://www.turboden.eu/en/public/downloads/Presentation_of_Turboden_ORC_Technology_Russian.pdf.

61. Новая генерация [Электронный ресурс]: официальный сайт. http://www.manbw.ru/analytics/gazoporshneveye_elektrostantsii_GPES.html.

63. Перельштейн И.И., Парухин Е.Б. Термодинамические и теплофизические свойства рабочих веществ холодильных машин и тепловых насосов. М.: Легкая и пищевая промышленность, 1984. 232 с.

64. Вассерман А.А., Бодюл С.В. Автоматизированная система для определения теплофизических свойств газов и жидкостей // Химия и компьютерное моделирование. Бултеровские сообщения, 2002. № 10. С. 305-308.

65. McLinder Mark O., Lemmon Eric W., Jacodsen Richard T. Thermodynamic properties for the alternative refrigerants // Elsevier Science Ltd and IIR Printed in Great Britain: All rights reserved, 1998. № 4. P. 322-338.

65. Гринман М.И., Казанцева С.Е., Кириллов А.И. и др. Выбор формы проточной части бутановой турбины // Материалы VIII Всероссийской конференции по проблемам науки и высшей школы, 26-27 мая 2004 г., Санкт-Петербург. СПб.: СПбГПУ, 2004. 394 с.

66. Сапожников М.Б., Тимошенко Н.И. Предельная эффективность электрических станций на низкокипящих рабочих телах // Теплоэнергетика, 2005. № 4. С. 68-72.

67. Базаев А.Р. Исследование термодинамических свойств смесей технически важных веществ как эффективных теплоносителей в энергетических установках // ФИЗИКА, 2007. СИЛД XIII, № 1-2. С. 57-60.

68. Гринман М. И., Фомин В.А. Перспективы применения энергетических установок малой мощности с низкокипящими рабочими телами // Энергомашиностроение, 2006. № 1. С. 63-69.

69. Билека Б., Васильев Е., Избаш В. и др. Утилизация сбросной теплоты ГПА в энергоустановках с низкокипящими рабочими телами // Газотурбинные технологии, 2002. № 5. С. 6-10.

70. Паршин А.А. Митор В.В., Безгрешнов А.Н. и др. Тепловые схемы котлов. М.: Машиностроение, 1987. 224 с.

71. Кудинов А.А. Энергосбережение в теплогенерирующих установках // Ульяновск: УлГТУ, 2000. 139 с. ISBN 5-89146-187-0.

72. Галустов В.С. Утилизация теплоты дымовых газов // Энергия и менеджмент, 2004. № 6. С. 44-48.

73. Свиридов Н.Ф., Свиридов Р.Н., Ивуков И.Н., Терк Б.Л. Установка утилизации тепла дымовых газов // Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы», 2006. № 2. http://journal.esco.co.ua/2006_2/art35.htm.

74. Фиалко Н.М., Навродская Р.А., Саригло А.Г. и др. Эффективные теплоутилизационные технологии для стекловаренных печей // Пром. Теплотехника, 2010. Т. 32. № 6. С. 84–90. ISSN 0204-3602. <http://dspace.nbuu.gov.ua/bitstream/handle/123456789/60626/13-Fialko.pdf>

75. Тумановский А.Г., Морозов О.В. Резервы энерго и ресурсосбережения на малых ТЭС, в котельных и системах теплоснабжения [Электронный ресурс] // V Моск. междунар. выставка Доркомэкспо, 2003. www.energsovet.ru/stat28.html.

76. Жигурс А., Церс А., Голуновс Ю. и др. Утилизация тепла дымовых газов на теплоисточниках г. Риги // Новости теплоснабжения, 2010. № 5. С. 19-24. http://esco.co.ua/journal/cities/2014_2/art74.pdf.

77. Bini R., Prima M. Di, Guercio A. Organic Rankine cycle (ORC) in biomass plants: an overview on different applications [Electronic resource] // Turboden s.r.l., 2010. http://www.turboden.eu/en/public/downloads/10A02943_paper_marco.pdf.

78. Огуречников Л.А. Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии в низкотемпературной бинарной электростанции // Альтернативные энергоресурсы и экология, 2007. № 5(47). С. 68-72.

79. Alyokhina S., Senetskyi O. The use of turbines that work on Organic Rankine Cycle for small enterprises // 11th International Conference of Young Scientists on Energy Issues, May 29-30, 2014. Kaunas, Lithuania: Lithuanian Energy Institute, 2014, 6 p.

80. Редько А.А. Термодинамические параметры геотермальной электрической станции с бинарным сверхкритическим циклом // Интегрированные технологии и энергосбережение, 2009. № 4. С. 81-85.

81. Пятничко В.А., Крушневич Т.К., Пятничко А.И. Утилизация низкопотенциального тепла для производства электроэнергии с использованием пентана в качестве рабочего тела // Экотехнологии и ресурсосбережение, 2003. № 4. С. 3-6.

82. Шварц Г.Р. и др. Утилизационные энергетические установки с органическими теплоносителями // Газов. пром., 2000. № 6. С. 14.

83. Шубенко А.Л., Бабак Н.Ю., Роговой М.И., Сенецкий А.В. Экономическая эффективность утилизации низкопотенциальных вторичных энергетических ресурсов посредством установки турбины на низкокипящем рабочем теле // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, 2010. № 6. С. 18-26.

84. Minea V. Power generation with ORC machines using low-grade waste heat or renewable energy // Applied Thermal Engineering, 2014. № 69. P. 143-154.

85. Stadelmann M. Untersuchungen über gas kondensationskessel // Gas, Wärme Int., 1983. № 11. P. 459-464.

86. Репин Л.А., Тарасов Д.Н., Макеева А.В. Возможности производства электроэнергии в водогрейных котельных [Электронный ресурс] // Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы», Июль, 2012. № 7. http://esco-ecosys.narod.ru/2012_7/art220.htm.

87. Прохоров А.И. Проект реконструкции центральных тепловых пунктов (ЦТП) и водогрейных котельных с целью автономной выработки электроэнергии [Электронный ресурс]. 4 с. <http://www.slideshare.net/ecolife21/heatel>.

88. Велицко В.В., Прохоров А.И. Автономные энергоустановки на местных видах горючих и возобновляемых источниках энергии, базирующиеся на адаптивном термодинамическом цикле и системе безнагнетательной циркуляции рабочего тела // Энерго- и ресурсоэффективность малоэтажных жилых зданий: II Всероссийская научн. конф. с международным участием, 24-

26 марта 2015 г.: материалы конф. Новосибирск: Институт теплофизики СО РАН, 2015. С. 271-279.

89. Vanslambrouck B., Vankeirsbilck I., Gusev S., De Paere M. Turn waste heat into electricity by using an Organic Rankine Cycle // 2nd European Conference on Polygeneration, 30 March-1 April, 2011 year. Tarragona, Spain, 2011. 14 p. <http://six6.region-stuttgart.de/sixcms/media.php/773/ABS-39-Bruno-Vanslambrouck.pdf>

90. Павловський С.В. Теплоутилізаційна система котельної установки з силовим когенераційним контуром: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Павловський Сергій Валерійович. Харків, 2015. 24 с.

91. Oudkerk JF., Quoilin S., Lemort V. Evaluation of an ORC-based micro-CHP system involving a hermetic scroll expander // ORC 11. First International Seminar on ORC Power Systems, 22-23 September 2011. Netherlands, 2011. 29 p. <http://orc2011.fyper.com/uploads/File/presentations2/Evaluation%20of%20an%20ORC-based%20micro-CHP%20system%20involving%20a%20hermetic%20scroll%20expander.pdf>.

92. Musbaudeen O. Modeling and performance evaluation of an Organic Rankine Cycle (ORC) with R245fa as working fluid: degree of Master's of Science. Northern Cyprus Campus, 2012. 79 p.

93. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. М.: Физматгиз, 1963. 708 с.

94. Справочник по теплопроводности газов и жидкостей / Н.Б. Варгафтик, Л.П. Филлипов, А.А. Тарзиманов, Е.Е. Тоцкий. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.

95. Максимов Б.Н. и др. Промышленные фторорганические продукты: справ. изд. Л.: Химия, 1990. 464 с.

96. Сенецкий А.В. Повышение эффективности турбоустановок малой мощности путем совершенствования их тепловых схем и режимов

эксплуатации: дис. ... канд. техн. наук: 05.05.16 / Сенецкий Александр Владимирович. Харьков, 2011. 208 с.

97. Хладагенты холодильные агенты [Электронный ресурс] // Петрохладотехника: официальный сайт. <http://oopht.ru/974.html>.

98. Лыхвар Н. В. Гибкие математические модели энергоустановок для оптимизации режимов ТЭЦ // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: сб. научн. трудов. Харьков: Ин-т проблем машиностроения им. А.Н. Подгорного НАН Украины, 2003. Т. 2. С. 413-419.

99. Самарский А.А. Михайлов А.П. Математическое моделирование: Идеи. Методы. Примеры. 2-е изд., испр. М.: Физматлит, 2001. 320 с.

100. Волков Е.Л. Численные методы 2-е издание, испр. М.: Наука, 1987. 248 с.

101. Самарский А.Л., Гулин А.В. Численные методы. М.: Наука, 1989. 432 с.

102. Турчак Л.И. Основы численных методов. М.: Наука, 1987. 320 с.

103. Мудров А.Е. Численные методы для ПЭВМ на языках Бейсик, Фортран и Паскаль. Томск: МП «РАСКО», 1991. 272 с.

104. Налимов В. В., Голикова Т.И. Логические основания планирования эксперимента. М.: Металлургия, 1976. 128 с.

105. Лыхвар Н.В., Косяк Ю.Ф. Математическое моделирование и оптимальное проектирование паротурбинной установки // Теплоэнергетика, 1986. № 2. С. 69-72.

106. Лыхвар Н.В., Говорущенко Ю.Н., Яковлев В.А. Моделирование теплоэнергетических установок с использованием интерактивной схемной графики // Пробл. Машиностроения, 2003. № 1. С. 30-41.

107. Палагин А.А. Автоматизация проектирования тепловых схем турбоустановок. Киев: Наук. думка, 1983. 160 с.

108. Попырин Л. С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. М.: Энергия, 1978. 416 с.

109. Структуры данных и язык системы машинного проектирования и исследований тепловых схем паротурбинных установок // Математическое обеспечение систем автоматизированного проектирования объектов машиностроения, 1981. С. 45-62.

110. Автоматизированное проектирование тепловых схем и расчёт переменных режимов ПТУ ТЭС к АЭС / В. М. Боровков, С. А. Казаров, А. Г. Кугахов и др. // Теплоэнергетика, 1993. №3. С. 5-9.

111. Шубенко А.Л., Лыхвар Н.В., Сенецкий А.В. Рациональное распределение нагрузок между турбинами энергоузла промышленного предприятия в процессе эксплуатации // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, 2009. № 12(70). С. 26-34.

112. Лыхвар Н.В. Диагностирование состояния оборудования турбоустановок ТЭС и АЭС по термодинамическим параметрам на основе математического моделирования // Авиационная техника и технология: сб. науч. тр. Харьков: Харьк. авиац. ин-т, 1998. С. 362-365.

113. Шубенко А.Л., Бабак Н.Ю., Роговой М.И., Сенецкий А.В. Анализ целесообразности реконструкции в мини-ТЭЦ базовой котельной шахты Красноармейская западная №1 // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: Междунар. науч.-техн. конф.: 21-25 сент. 2009 г.: сб. трудов. Харьков: Ин-т пробл. машиностроения НАН Украины. 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

114. Лыхвар Н. В., Бабак Н.Ю. Решение задачи рационального распределения нагрузок между турбинами промышленного энергоузла // Пробл. Машиностроения, 2008. № 5-6. С. 11-19.

115. Сенецкий О.В. Реалізація когенераційного паротурбінного циклу на низькокиплячому робочому тілі для сільгосп підприємства // Проблеми

енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. Технічні науки. Вісник НТУСГ. Харків: ХНТУСГ, 2014. № 154. С. 10-11. ISBN 5-7987-0176X.

116. Шубенко А.Л., Сенецкий А.В., Сарапин В.П. Влияние начальных параметров на характеристики проточных частей турбин, работающих на низкокипящих рабочих телах // Энергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. Вісник НТУ «ХП»: зб. наук. праць. Харків: НТУ «ХП», 2016. № 9(1181). С. 118-127. Бібліогр.: 28 назв. ISSN 2078-774X. doi: 10.20998/2078-774X.2016.09.18.

117. Стромберг А.Г., Семченко Д.П. Физическая химия: Учеб. для хим. спец. вузов. 7-е изд., стер. // М.: Высш. шк., 2001. 527 с. ISBN 5-06-003627-8.

118. Матвеев А.Н. Молекулярная физика. М.: Высш. шк., 1981. 400 с.

119. Van der Waals J.D. On the Continuity of the Gaseous and Liquid States // New York: Dover, 2004. 320 p. ISBN 0486495930.

120. Soave G. Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong Equation of State // Chemical Engineering Science, 1972. № 27. PP. 1197-1203.

121. Heidemann R.A., Prausnitz J.M. A Van der Waals-type equation of state for fluids with associating molecules // Proc. Nat. Acad. Sci. USA, 1976. Vol. 73. № 6. PP. 1773-1776.

122. Garland C.W., Nibler J.W., Shoe-maker D.P. Experiments in Physical Chemistry. New York: McGraw-Hill Higher Education, 2009. 100 p.

123. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two – constant equation of state // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals, 1976. № 15. PP. 59-64.

124. Abbas R. Joule-Thomson coefficients and Joule-Thomson inversion curves for pure compounds and binary systems predicted with the group contribution equation of state VTPR // Fluid Phase Equilibria, 2011. № 306. PP. 181-189.

125. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие 3-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия, 1982. 592 с.

126. Poling B.E., Prausnitz J.M., O'Connell J.P. The properties of gases and liquids. New York: McGraw-Hill Companies, Inc., 2001. 803 p. doi: 10.1036/0070116822.

127. Pedersen K.S., Christensen P.L. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. New York: Taylor & Francis Group, 2007. 423 p. ISBN 0-8247-0694-3.

128. Шишов А.Н., Бухаринов Н.Г., Таратин В.А., Шнеерова Г.В. Экономика энергетики СССР: Учеб. М.: Высш. шк., 1986. 352 с.

129. Инструкция по определению экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений, разрабатываемых в энергомашиностроении. Л.: НПО ЦКТИ, 1982. С. 102.

130. Захарин А.Г. Браилов В.П., Денисов В.И. Методы экономического сравнения вариантов в энергетике по принципу минимума приведенных затрат. М.: Наука, 1979. 46 с.

131. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами). Официальное издание. М.: АО «Научный центр прикладных исследований, 1997. С. 171.

132. Вернер Беренс, Хавранек Питер М. Руководство по оценке эффективности инвестиций. М.: АОЗТ «Интерэксперт», 1995. 197 с.

133. Зайденварг В.Е., Трубецкой К.Н., Мурко В.И., Нехороший И.Х. Производство и использование водоугольного топлива. М.: Изд. Академии горных наук, 2001. 176 с.

134. Распоряжения Президента Украины № 1199/2005-рп от 20.10.2005 г. О мероприятиях относительно обеспечения энергетической безопасности Украины [Электронный ресурс] // Верховная Рада Украины. <http://zakon1.rada.gov.ua>.

135. Что лучше, надежнее, экономичнее для автономной электростанции: газопоршневые или газотурбинные силовые агрегаты? [Электронный ресурс] //

Новая Генерация. http://www.manbw.ru/analytics/which_is_better_gas_piston_or_gas_turbine_power_units.html

136. Постанова Кабінету Міністрів № 106 від 17 квітня 2014 р. Про внесення змін до постанови Кабінету Міністрів України № 81 від 25 березня 2014 р. Про вдосконалення державної політики регулювання цін на природний газ і тарифів на теплову енергію та забезпечення посилення соціального захисту населення під час оплати житлово-комунальних послуг // Урядовий кур'єр. 2014. № 73. <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/106-2014-п>.

137. Буданов В.А. Оптимизационные исследования и выбор рациональных схем когенерационных энергокомплексов: автореф. дис... канд. техн. наук: спец. 05.14.04 "Промышленная теплоэнергетика" / Буданов Виталий Александрович. Москва, 2010. 16 с.

138. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2006. 472 с.

139. Шубенко А.Л., Бабак Н.Ю., Сенецкий А.В., Роговой С.В. Перевод теплоэлектростанций на сжигание местного топлива в объемах, обеспечивающих работу станции в летнее время // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, 2013. № 4. С. 17-26. ISSN 2218-1849.

140. Малозатратная реконструкция котлов ПТВМ-50 и ПТВМ-100 [Электронный ресурс] // Институт газа НАН Украины. <http://www.ingas.org.ua/index.files/Page2244.htm>.

141. Овсянников Н.Ф., Соломонов В.Д. Типовая энергетическая характеристика водогрейного котла ПТВМ-100 при сжигании природного газа. М.: Союзтехэнерго, 1986. 21 с.

142. Цветков О.Б. Энергоэкологические парадигмы холодильных агентов // ЮНИДО в России, 2011. № 3. С. 17–21. <http://www.unido-russia.ru/pdf/unido03.pdf>.

ДОДАТОК А

ХАРАКТЕРИСТИКИ П'ЯТИ ПОТУЖНИХ КОТЕЛЕНЬ
КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»

Таблица А1. Інформація по котлах котельних КП «Харківські теплові мережі» станом на 2014 р.

Філіал	Адрес котельной	Ст.№	Тип	Кол-во, шт.	Установленная мощность, Гкал/ч		КПД	Ввод в экпл.	Наработка на 01.01.2014г.	Расход эл.эн. на произв. нужды, тыс.кВт*ч		
					котла	котельной				2011г.	2012г.	2013г.
Держж.	ул. Шекспира, 17	1	ПТВМ-50	5	50	300,0	91	1964	147414	9626,6	10702,6	9751,8
		2	ПТВМ-50		50		91	1965	141336			
		3	ПТВМ-50		50		91	1967	136054			
		4	ПТВМ-50		50		91	1967	128663			
		5	ПТВМ-100		100		91	1978	99654			
Киев.	ул. Академика Проскури, 1	1	ПТ-ВМ-30М-4	4	35	140,0	93	1974	110000	4342,7	4360,3	3982,0
		2	ПТВМ-30М		35		93	1974	110000			
		3	ПТВМ-30М-4		35		94	1983	87090			
		4	ПТ-ВМ-30М-4		35		93	1983	70470			
Комин.	ул. Костычева, 2/1	1	ПТВМ-100	4	100	400,0	91	1968	116267	9830,0	11214,7	11195
		2	ПТВМ-100		100		91	1970	126083			
		3	ПТВМ-100		100		91	1972	137258			
		4	ПТВМ-100		100		91	1977	107213			
Окт.	ул. Октябрьской Революции, 99	1	ПТВМ-50-І	2	50	114,2	90	1971	101437	2422,5	2370,6	2311,0
		2	ПТВМ-50-І		50		93	1971	86344			
		3	ДЕ-25-14-гм пар.		14,2		91	1991	175684			
Ордж.	пр. Московский, 275	1	ПТВМ-100	8	100	825,0	91	1962	86526	17547,1	17266,6	17822
		2	ПТВМ-100		100		91	1966	126667			
		3	ПТВМ-100		100		91	1967	111162			
		4	ПТВМ-180		180		91	1970	120908			
		5	ПТВМ-180		180		91	1989	49476			
		5	НЛЗ 60/85 пар		51		89	1939	339747			
		6	НЛЗ 60/85 пар		51		89	1948	301385			
7	ДЭМ-105 пар	63	89	1949	255545							

Таблица А2. Споживання паливно-енергетичних ресурсів КП «Харківські теплові мережі» за 2009 – 2014 рр.

Котельная Дзержинского района по адресу ул. Шекспира, 17																																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20																				
																				№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	в т.ч. по месяцам											
																												январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	559,6	452,7	466,3	526,7	463,0	85,7	69,6	75,8	23,6			18,7	2,2	11,7	44,8	51,4	79,5																				
	в т.ч. отопление	тыс.Гкал	292,2	300,3	308,8	303,2	279,1	60,5	50,3	50,9	13,3						19,4	32,0	52,7																				
	гор. водоснабжение	тыс.Гкал	176,2	84,3	87,1	139,4	109,0	13,4	9,7	13,7	6,4			14,6	1,8	9,5	12,7	11,8	15,4																				
	технология	тыс.Гкал					0,0																																
	собственные нужды котельной	тыс.Гкал	10,7	7,0	6,0	9,0	8,0	1,5	0,7	1,2	1,2			0,3	0,1	0,2	0,5	0,8	1,5																				
		%	1,9	1,5	1,3	1,7	1,7	1,8	1,0	1,6	5,1			1,6	4,5	1,7	1,1	1,6	1,9																				
	потери в тепловых сетях	тыс.Гкал	79,2	59,8	62,8	73,4	65,4	10,0	8,7	9,7	2,6			3,8	0,3	2,0	12,1	6,6	9,6																				
%		14,4	13,4	13,6	14,2	14,4	11,9	12,6	13,0	11,6			20,7	14,3	17,4	27,3	13,0	12,3																					
хоз. бытовые нужды	тыс.Гкал	1,3	1,3	1,6	1,7	1,5	0,3	0,2	0,3	0,1			0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3																					
2	Отпущено тепловой энергии в сеть	тыс.Гкал	548,9	445,7	460,3	517,7	455,0	84,2	68,9	74,6	22,4			18,4	2,1	11,5	44,3	50,6	78,0																				
3	Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	468,4	384,6	395,9	442,6	388,1	73,9	60,0	64,6	19,7			14,6	1,8	9,5	32,1	43,8	68,1																				
	в т.ч. населению всего	тыс.Гкал	414,0	327,3	346,8	388,4	323,0	58,3	47,6	53,4	15,3			14,5	1,8	9,4	28,5	37,4	56,8																				
	отопление	тыс.Гкал	244,7	247,0	263,2	254,0	219,8	46,0	38,9	40,6	9,5						16,4	26,2	42,2																				
гор. водоснабжение	тыс.Гкал	169,3	80,3	83,6	134,4	103,2	12,3	8,7	12,8	5,8			14,5	1,8	9,4	12,1	11,2	14,6																					
4	Потребление топлива	т.у.т.	85633,0	69444,0	71612,0	80608,0	71061,0	13127,0	10819,0	11709,0	3500,0			2877,0	374,0	1737,0	6912,0	7890,0	12116,0																				
		тыс.м ³	72518,4	58962,1	60918,8	68712,9	60463,0	11242,8	9236,5	9981,2	2982,4			2427,6	314,0	1457,9	5835,0	6680,4	10305,2																				
	в т.ч. на собственные нужды	т.у.т.	1669,2	1090,6	933,6	1401,3	1249,1	233,5	109,9	188,3	187,7			46,9	17,0	30,0	77,9	124,6	233,3																				
		тыс.м ³	1413,6	926,0	794,2	1194,5	1063,0	200,0	93,8	160,5	159,9			39,6	14,3	25,2	65,8	105,5	198,4																				
5	Удельный расход топлива	кг.у.т./Гкал	156,0	155,8	155,6	155,7	156,1	155,7	157,0	156,9	156,4			156,3	170,8	150,2	155,8	155,7	155,5																				
6	Потребление электроэнергии всего	тыс.кВт*ч	15262,1	11086,4	10482,0	12716,8	11650,6	1701,2	1499,7	1676,9	715,3	15,3	16,8	828,7	107,8	471,5	1438,3	1528,2	1650,9																				
	в т.ч. на выработку тепловой энергии	тыс.кВт*ч	13277,4	10167,8	9626,6	10702,6	9751,8	1552,9	1374,9	1529,5	665,0			549,5	64,4	329,5	1126,7	1195,6	1363,8																				
7	Удельный расход электроэнергии	кВт*ч./Гкал	24,2	22,8	20,9	20,7	21,4	18,4	20,0	20,5	29,7			29,8	29,4	28,5	25,4	23,6	17,5																				
8	Потребление воды всего	тыс.м ³	580,4	361,5	286,7	423,6	450,6	45,0	40,5	46,5	18,8	0,4	0,3	73,9	29,6	30,4	73,6	46,9	44,7																				
	в т.ч. на выработку тепловой энергии	тыс.м ³	512,2	342,1	260,1	336,3	373,0	45,0	40,5	46,5	18,7	0,4	0,3	32,3	8,4	17,4	73,6	46,9	43,0																				
9	Подпитка тепловых сетей	тыс.м ³	531,5	326,6	255,1	380,0	402,2	40,4	35,9	41,6	16,1	0,0	0,0	68,6	25,9	27,3	67,6	39,4	39,4																				

Котельная Киевского района по адресу ул. Академика Проскури, 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	в т.ч. по месяцам												
								январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	
1	Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	155,4	161,7	169,9	158,9	144,9	25,2	20,7	23,1	10,0	1,9	0,9	3,1	3,1	4,1	13,5	16,1	23,2	
	в т.ч. отопление	тыс.Гкал	88,0	95,1	102,0	93,7	84,3	18,7	14,4	14,8	5,5						6,1	10,2	14,6	
	гор. водоснабжение	тыс.Гкал	43,5	44,0	45,6	42,8	42,4	4,6	4,0	5,0	3,1	1,7	0,8	2,7	2,7	3,8	4,7	4,5	4,8	
	технология	тыс.Гкал																		
	собственные нужды котельной	тыс.Гкал	1,4	1,6	1,7	1,6	1,4	0,4	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2
		%	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,6	1,0	0,9	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	1,2	0,9
	потери в тепловых сетях	тыс.Гкал	22,1	20,5	20,1	20,4	16,3	1,4	2,0	3,0	1,3	0,2	0,1	0,4	0,4	0,3	2,6	1,1	3,5	
		%	14,4	12,8	12,0	13,0	11,4	5,6	9,8	13,1	13,1	10,5	11,1	12,9	12,9	7,3	19,4	6,9	15,2	
хоз. - бытовые нужды	тыс.Гкал	0,4	0,5	0,5	0,4	0,5	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	
2	Отпущено тепловой энергии в сеть	тыс.Гкал	154,0	160,1	168,2	157,3	143,5	24,8	20,5	22,9	9,9	1,9	0,9	3,1	3,1	4,1	13,4	15,9	23,0	
3	Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	131,5	139,1	147,6	136,5	126,7	23,3	18,4	19,8	8,6	1,7	0,8	2,7	2,7	3,8	10,8	14,7	19,4	
	в т.ч. населению всего	тыс.Гкал	110,6	115,4	123,4	114,4	110,0	19,7	15,6	17,1	6,9	1,6	0,7	2,7	2,6	3,6	9,9	13,0	16,6	
	отопление	тыс.Гкал	68,0	72,4	78,7	72,7	68,2	14,9	11,6	12,2	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	8,5	11,8	
	гор. водоснабжение	тыс.Гкал	42,6	43,0	44,7	41,7	41,8	4,8	4,0	4,9	2,9	1,6	0,7	2,7	2,6	3,6	4,7	4,5	4,8	
4	Потребление топлива	т.у.т.	23592,8	24671,4	25650,5	23988,3	21912,7	3768,4	3117,1	3436,3	1512,2	287,1	137,0	466,9	468,6	620,0	2061,5	2450,8	3586,8	
		тыс.м ³	19947,4	20913,8	20499,3	20499,3	18617,6	3278,6	2665,7	2915,3	1279,9	235,5	110,4	393,0	383,4	512,7	1752,6	2065,6	3024,9	
	в т.ч. на собственные нужды	т.у.т.	214,4	246,6	259,3	244,0	213,9	60,8	30,4	30,1	15,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,4	30,8	31,2	
		тыс.м ³	181,3	209,0	207,2	208,5	182,7	52,9	26,0	25,5	12,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,1	26,0	26,3	
5	Удельный расход топлива	кг.у.т./Гкал	153,2	154,1	152,5	152,5	152,7	152,0	152,1	150,1	152,8	151,2	152,4	150,7	151,2	151,3	153,9	154,2	156,0	
6	Потребление электроэнергии всего	тыс.кВт*ч	4906,0	4733,6	4407,7	4683,8	4230,4	574,7	511,0	513,6	335,0	116,6	49,2	175,9	183,4	171,9	491,1	521,3	586,7	
	в т.ч. на выработку тепловой энергии	тыс.кВт*ч	4648,0	4646,2	4342,7	4360,3	3982,0	568,2	489,0	488,4	309,3	77,0	31,9	158,1	165,8	154,4	473,7	504,1	562,1	
7	Удельный расход электроэнергии	кВт*ч./Гкал	30,2	29,0	25,8	27,7	27,7	22,9	23,9	21,3	31,2	40,5	35,4	51,0	53,5	37,7	35,2	31,9	24,6	
8	Потребление воды всего	тыс.м ³	85,0	96,0	88,7	90,1	72,1	6,8	6,5	8,6	5,5	2,1	1,9	6,4	1,9	3,6	11,3	6,8	10,7	
	в т.ч. на выработку тепловой энергии	тыс.м ³	78,7	89,4	86,6	73,7	71,0	6,8	6,5	8,6	5,5	2,0	1,5	6,4	1,9	3,6	11,3	6,8	10,1	
9	Подпитка тепловых сетей	тыс.м ³	71,8	87,4	74,7	83,2	64,7	6,3	6,2	7,9	5,2	1,6	1,2	5,8	1,6	3,1	10,3	6,1	9,4	

Котельная Коминтерновского района по адресу ул. Костычева, 2/1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	в т.ч. по месяцам												
								январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	
1	Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	572,2	447,7	442,3	485,7	471,8	74,5	63,6	68,7	19,0	8,4	14,7	12,5		26,5	45,4	54,9	83,6	
	в т.ч. отопление	тыс.Гкал	274,3	275,3	291,7	282,4	244,1	49,2	42,7	43,1	10,1						18,5	30,3	50,2	
	гор. водоснабжение	тыс.Гкал	192,8	102,1	79,3	119,4	146,0	14,3	10,3	15,1	6,3	6,7	10,9	9,3			21,9	17,1	14,9	19,2
	технология	тыс.Гкал					0,0													
	собственные нужды котельной	тыс.Гкал	9,4	7,9	7,4	7,9	6,3	0,5	1,0	0,3	0,1	0,0	0,3	0,1			0,1	0,4	1,1	2,4
		%	1,6	1,8	1,7	1,6	1,3	0,7	1,6	0,4	0,5	0,0	2,0	0,8			0,4	0,9	2,0	2,9
	потери в тепловых сетях	тыс.Гкал	94,0	60,8	62,4	74,1	73,2	10,2	9,4	9,6	2,4	1,6	3,4	3,0			4,4	9,0	8,5	11,7
		%	16,7	13,8	14,3	15,5	15,7	13,8	15,0	14,0	12,7	19,0	23,6	24,2			16,7	20,0	15,8	14,4
хоз. - бытовые нужды	тыс.Гкал	1,7	1,6	1,5	1,9	2,2	0,3	0,2	0,6	0,1	0,1	0,1	0,1			0,1	0,4	0,1	0,1	
2	Отпущено тепловой энергии в сеть	тыс.Гкал	562,8	439,8	434,9	477,8	465,5	74,0	62,6	68,4	18,9	8,4	14,4	12,4		26,4	45,0	53,8	81,2	
3	Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	467,1	377,4	371,0	401,8	390,1	63,5	53,0	58,2	16,4	6,7	10,9	9,3		21,9	35,6	45,2	69,4	
	в т.ч. населению всего	тыс.Гкал	416,3	331,3	304,9	338,7	354,7	56,8	47,6	51,9	13,9	6,6	10,5	9,2		21,5	32,6	40,8	63,3	
	отопление	тыс.Гкал	228,9	233,2	230,7	224,6	213,6	42,9	37,7	37,4	8,0						16,2	26,6	44,8	
	гор. водоснабжение	тыс.Гкал	187,4	98,1	74,2	114,1	141,1	13,9	9,9	14,5	5,9	6,6	10,5	9,2		21,5	16,4	14,2	18,5	
4	Потребление топлива	т.у.т.	87449,0	69444,0	67215,0	74620,0	72597,0	11537,0	9775,0	10634,0	2941,0	1273,0	2249,0	1960,0		4149,0	7009,0	8468,0	12602,0	
		тыс.м ³	74039,8	58962,1	46179,6	63686,5	61716,5	9881,1	8345,4	9064,6	2503,6	1070,7	1899,7	1654,5		3492,5	5917,0	7169,0	10718,4	
	в т.ч. на собственные нужды	т.у.т.	1460,8	1230,8	1144,0	1234,0	982,3	77,9	155,9	46,7	15,5	0,0	46,9	15,9		15,7	62,3	173,0	372,5	
		тыс.м ³	1236,8	1045,0	786,0	1053,2	834,9	66,7	133,1	39,8	13,2	0,0	39,6	13,4		13,2	52,6	146,5	316,8	
5	Удельный расход топлива	кг.у.т./Гкал	155,4	155,8	154,6	156,2	155,9	155,8	155,9	155,5	155,5	152,6	156,3	158,6		157,2	155,8	157,3	155,2	
6	Потребление электроэнергии всего	тыс.кВт*ч	16567,4	11533,9	10862,3	12716,8	13979,9	1761,1	1574,8	1758,4	741,1	278,5	739,2	668,2	52,0	1028,1	1578,8	1741,0	2058,7	
	в т.ч. на выработку тепловой энергии	тыс.кВт*ч	14226,4	10578,4	9829,9	11214,7	11194,7	1655,2	1483,5	1656,8	560,7	253,9	441,3	347,4		781,9	1142,8	1265,1	1606,1	
7	Удельный расход электроэнергии	кВт*ч./Гкал	25,3	24,1	22,6	23,5	24,0	22,4	23,7	24,2	29,7	30,2	30,6	28,0		29,6	25,4	23,5	19,8	
8	Потребление воды всего	тыс.м ³	935,6	571,7	645,6	830,3	853,7	91,8	66,5	76,7	36,6	35,7	58,4	94,5	37,8	77,6	117,3	81,0	79,8	
	в т.ч. на выработку тепловой энергии	тыс.м ³	858,2	541,2	590,6	774,1	781,6	91,8	66,5	76,7	36,4	32,8	43,4	76,7	30,1	50,4	117,3	81,0	78,5	
9	Подпитка тепловых сетей	тыс.м ³	809,6	534,1	614,0	790,0	813,0	87,4	63,4	72,9	33,6	34,0	53,7	89,2	35,5	75,2	112,1	78,8	77,2	

Котельная Октябрьского района по адресу ул. Октябрьской Революции, 99

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	в т.ч. по месяцам											
								январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	93,9	99,6	104,9	99,1	93,5	16,2	13,8	13,9	5,9	2,5	1,8	0,2	2,1	2,8	9,3	10,4	14,6
	в т.ч. отопление	тыс.Гкал	50,0	55,5	58,6	53,3	49,8	10,6	8,9	8,5	2,8						4,3	5,7	9,0
	гор. водоснабжение	тыс.Гкал	32,4	33,4	32,3	31,8	31,6	3,5	3,2	3,5	2,4	2,1	1,6	0,2	1,8	2,4	3,8	3,4	3,7
	технология	тыс.Гкал																	
	собственные нужды котельной	тыс.Гкал	0,9	1,0	2,3	2,1	2,1	0,4	0,3	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
		%	1,0	1,0	2,2	2,1	2,2	2,5	2,2	2,2	1,7	4,0	0,0	0,0	4,8	3,6	2,2	1,9	2,1
	потери в тепловых сетях	тыс.Гкал	10,6	9,7	11,7	11,9	10,0	1,7	1,4	1,6	0,6	0,3	0,2	0,0	0,2	0,3	1,0	1,1	1,6
		%	11,4	9,8	11,4	12,3	10,9	10,8	10,4	11,8	10,3	12,5	11,1	0,0	10,0	11,1	11,0	10,8	11,2
хоз. - бытовые нужды	тыс.Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
2	Отпущено тепловой энергии в сеть	тыс.Гкал	93,0	98,6	102,6	97,0	91,4	15,8	13,5	13,6	5,8	2,4	1,8	0,2	2,0	2,7	9,1	10,2	14,3
3	Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	82,4	88,9	90,9	85,1	81,4	14,1	12,1	12,0	5,2	2,1	1,6	0,2	1,8	2,4	8,1	9,1	12,7
	в т.ч. населению всего	тыс.Гкал	74,3	78,8	79,1	77,3	73,8	12,4	10,5	10,9	4,6	2,0	1,6	0,2	1,8	2,5	7,6	8,1	11,6
	отопление	тыс.Гкал	42,4	46,1	47,3	45,7	42,6	8,8	7,4	7,4	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9	4,9	8,0
	гор. водоснабжение	тыс.Гкал	31,9	32,7	31,8	31,6	31,2	3,6	3,1	3,5	2,4	2,0	1,6	0,2	1,8	2,5	3,7	3,2	3,6
4	Потребление топлива	т.у.т.	13977,9	15016,8	15451,6	14724,6	13755,7	2372,2	2026,8	2041,8	870,6	360,2	270,2	30,0	300,4	405,5	1399,8	1531,3	2146,9
		тыс.м3	11834,3	12738,6	13142,7	12584,1	11704,3	2051,7	1730,6	1738,1	733,0	302,9	220,2	29,6	257,9	345,1	1186,9	1291,1	1817,2
	в т.ч. на собственные нужды	т.у.т.	135,2	152,3	346,4	318,7	315,8	60,0	45,0	45,0	15,0	15,0	0,0	0,0	15,0	15,0	30,8	30,0	45,0
		тыс.м3	114,5	129,2	294,6	272,4	269,0	51,9	38,4	38,3	12,6	12,6	0,0	0,0	12,9	12,8	26,1	25,3	38,1
5	Удельный расход топлива	кг.у.т./Гкал	150,3	152,3	150,6	151,8	150,5	150,1	150,1	150,1	150,1	150,1	150,1	150,1	150,2	150,2	153,8	150,1	150,1
6	Потребление электроэнергии всего	тыс.кВт*ч	2619,7	2606,6	2605,4	2656,4	2582,4	319,0	283,5	314,3	219,3	142,6	124,6	12,5	139,9	142,0	276,6	286,9	321,2
	в т.ч. на выработку тепловой энергии	тыс.кВт*ч	2510,8	2477,7	2422,5	2370,7	2311,0	315,3	279,8	310,1	187,5	94,3	84,6	9,1	96,4	93,7	272,4	250,7	317,1
7	Удельный расход электроэнергии	кВт*ч./Гкал	27,0	25,1	23,6	24,4	25,3	20,0	20,7	22,8	32,3	39,3	47,0	45,5	48,2	34,7	29,9	24,7	22,2
8	Потребление воды всего	тыс.м3	53,7	45,1	28,3	24,4	28,0	3,6	3,3	2,5	2,5	1,7	1,6	0,5	1,8	3,1	3,4	1,7	2,3
	в т.ч. на выработку тепловой энергии	тыс.м3	49,1	41,2	26,6	25,3	25,9	3,6	3,3	2,5	2,5	1,7	1,3	0,5	1,4	2,0	3,2	1,7	2,2
9	Подпитка тепловых сетей	тыс.м3	27,6	26,5	15,8	12,0	15,2	1,4	1,7	1,3	1,3	0,8	0,9	0,3	1,2	2,0	2,1	0,9	1,3

Котельная Орджоникидзевского района по адресу ул. пр. Московский, 275 (ТЭЦ-4)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	в т.ч. по месяцам												
								январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	
1	Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	770,4	670,3	700,8	692,2	707,6	124,6	103,8	112,5	43,6	20,5	20,1	0,4		22,3	69,8	77,4	112,6	
	в т.ч. отопление	тыс.Гкал	379,5	391,8	424,6	407,6	373,7	79,4	68,5	67,6	21,1						28,8	42,4	65,9	
	гор. водоснабжение	тыс.Гкал	235,1	156,1	148,3	158,0	208,2	25,4	18,0	26,3	15,2	16,3	14,3	0,3		17,2	25,8	21,8	27,6	
	технология	тыс.Гкал					0,0													
	собственные нужды котельной	тыс.Гкал	7,7	4,2	3,4	4,2	3,9	0,8	0,5	0,6	0,2	0,1	0,1	0,0		0,1	0,3	0,4	0,8	
		%	1,0	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,4	0,4	0,5	0,7	
	потери в тепловых сетях	тыс.Гкал	146,4	116,6	122,7	120,7	120,0	18,7	16,4	17,7	7,0	4,1	5,7	0,1		5,0	14,7	12,6	18,0	
%		19,2	17,5	17,6	17,5	17,1	15,1	15,9	15,8	16,1	20,1	28,5	25,0		22,5	21,2	16,4	16,1		
хоз. - бытовые нужды	тыс.Гкал	1,7	1,6	1,8	1,7	1,8	0,3	0,4	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0		0,0	0,2	0,2	0,3		
2	Отпущено тепловой энергии в сеть	тыс.Гкал	762,7	666,1	697,4	688,0	703,7	123,8	103,3	111,9	43,4	20,4	20,0	0,4		22,2	69,5	77,0	111,8	
3	Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	614,6	547,9	572,9	565,6	581,9	104,8	86,5	93,9	36,3	16,3	14,3	0,3		17,2	54,6	64,2	93,5	
	в т.ч. населению всего	тыс.Гкал	557,6	483,1	499,1	499,5	525,6	93,0	76,7	84,7	31,5	15,8	14,0	0,3		16,8	50,4	58,1	84,3	
	отопление	тыс.Гкал	328,6	332,4	356,5	346,3	322,8	68,2	59,3	59,0	16,9					25,1	36,9	57,4		
	гор. водоснабжение	тыс.Гкал	229,0	150,7	142,6	153,2	202,8	24,8	17,4	25,7	14,6	15,8	14,0	0,3		16,8	25,3	21,2	26,9	
4	Потребление топлива	т.у.т.	121499,0	105371,0	109481,0	108384,0	110801,0	19652,0	16217,0	17581,0	6836,0	3156,0	3130,0	66,0		3534,0	10905,0	12113,0	17611,0	
		тыс.м ³	103328,7	89776,4	75997,8	92570,2	94221,2	16831,1	13845,4	14985,8	5786,2	2657,2	2643,8	56,1		2975,3	9206,0	10255,7	14978,6	
	в т.ч. на собственные нужды	т.у.т.	1226,6	664,4	533,7	661,5	614,1	126,9	78,6	94,2	31,5	15,4	15,6	0,0		15,9	47,0	63,0	126,0	
		тыс.м ³	1043,2	566,1	370,5	565,0	522,6	108,7	67,1	80,3	26,7	13,0	13,2	0,0		13,4	39,7	53,3	107,2	
5	Удельный расход топлива	кг.у.т./Гкал	159,3	158,2	157,0	157,5	157,5	158,7	157,1	157,1	157,6	154,7	156,6	156,4		159,2	156,9	157,3	157,6	
6	Потребление электроэнергии всего	тыс.кВт*ч	23600,4	18285,0	19215,0	19596,9	22007,6	2939,7	2684,2	3078,7	1639,2	1017,9	1056,3	239,9	17,3	1122,3	2557,5	2722,4	2932,2	
	в т.ч. на выработку тепловой энергии	тыс.кВт*ч	19654,1	16292,3	17547,1	17266,5	17821,6	2713,3	2451,9	2821,0	1409,5	650,7	639,8	13,4		683,6	2127,3	1963,9	2347,2	
7	Удельный расход электроэнергии	кВт*ч./Гкал	25,8	24,5	25,2	25,1	25,3	21,9	23,7	25,2	32,5	31,9	32,0	33,5		30,8	30,6	25,5	21,0	
8	Потребление воды всего	тыс.м ³	1465,6	829,5	812,3	1114,2	1220,7	135,5	101,5	103,7	68,8	64,5	91,4	118,6	11,2	113,4	159,5	136,3	116,3	
	в т.ч. на выработку тепловой энергии	тыс.м ³	1402,0	790,0	732,8	1065,4	1095,5	135,5	101,5	103,7	61,0	62,9	69,1	80,7	1,5	68,9	159,5	136,3	114,9	
9	Подпитка тепловых сетей	тыс.м ³	1325,1	762,3	759,6	1047,5	1129,6	127,5	95,4	94,9	62,3	59,1	84,6	112,1	9,8	105,1	147,9	125,3	105,6	

Таблица А3. Характеристика насосного оборудования за пятью котельными КП «Харківські теплові мережі»

№	Насос				Эл.двигатель			Обознач. на схеме
	Наименование	Назначение	Производительность, м ³ /час	Напор, м.вод.ст.	Тип	Мощн., кВт.ч	об. / мин	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Дзержинский филиал котельная ул. Шекспира, 17								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЦНС 180-330	Гидроиспытательный	180	33	Ак-113-4	70	1500	НГИ-1
2	2К6 (К-65-50-160; К20/30)	Дренажный	25	32	4А112М2У3	7,5	3000	ДН-1
3	К45/30 (К80-65-160; 3К9)	Дренажный	50	32	АО	7,5	3000	ДН-2
4	К45/55 (К-80-50-200; 3К6)	Перекачивающий	50	50	А	118	3000	ПКН-1
5	К45/55 (К-80-50-200; 3К6)	Перекачивающий	50	50	АО-52-2У3	18	2920	ПКН-2
6	К90/55 (К-100-65-200; 4К8)	Перекачивающий	100	50	АО2-71-2	22	3000	ПКН-3
7	К90/55 (К-100-65-200; 4К8)	Перекачивающий	100	50	АО2-71-2	22	3000	ПКН-4
8	GRUNDFOS NB 65-160/173	Перекачивающий	60	40	Grundfos	15	2940	ПКН-5
9	GRUNDFOS NB 65-160/173	Перекачивающий	60	40	Grundfos	15	2940	ПКН-6
10	НД 100/10	Питательный	100	10	АИР63В	0,25	1500	ПЭН-1
11	GRUNDFOS CR-3-10	Подкачивающий	3	46	Grundfos	0,7	2800	ПРВ-1
12	GRUNDFOS NB-50-200/210	Подпиточный	102	61	Grundfos	18,5	2940	ППН-1
13	СЭ 800-55	Рециркуляционный	800	5,5	А3-315S	320	1500	РЦН-1
14	СЭ 800-55	Рециркуляционный	800	5,5	А 114-4М	320	1480	РЦН-2
15	СЭ 1250-140	Сетевой	1250	140	А3-400S	630	1500	СНЗ-5
16	14Д-6	Сетевой	1250	125	А 12-52-4	630	1485	СНЗ-1
17	14Д-6	Сетевой	1250	125	А 12-52-4	630	1485	СНЗ-2
18	14Д-6	Сетевой	1250	125	А 12-52-4	630	1485	СНЗ-3
19	14Д-6	Сетевой	1250	125	А 12-52-4	630	1485	СНЗ-4
20	Х45/31	Солевой	45	3,1	4А132М2У3	11	3000	НРС-1
21	4НК5*4	Топливный	36	22	4А250S2У3	75	3000	НТ-1
22	4НК5*4	Топливный	36	22	АО2-92-2У3	100	3000	НТ-2
23	4НК-5А	Топливный	48	5	АО2-52-2	13	2900	НТ-3
24	К-100-65-200 (К90/55; 4К8)	ХВО	100	50	4А180S2У3	22	3000	ХВО-1
25	К-100-65-200 (К90/55; 4К8)	ХВО	100	50	4А180S2У3	22	3000	ХВО-2
26	ЦНСК 25/80	ХВО	25	80	4А160S2У3	15	3000	ХВО-3
27	GRUNDFOS NB 80-200	ХВО	80	200	Grundfos	18,5		ХВО-4
28	Д 200-36	Холодноводный	200	36	АО2-21-4	70	1500	НСВ-1
29	Д 200-36	Холодноводный	200	36	АО2-81-4У3	40	1500	НСВ-2

Продовження таблиці А3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Київський філіал котельня ул. Академіка Проскури, 1								
1	АХ-50-32-125К	Вакуумний	12,5	3,2	АОМ-32-2	5,5	2800	НВ-1
2	К65-20/30	Вакуумний	25	32	4АМ-112-М2	5,5	2920	НВ-2
3	1,5К6 (К-50-32-125; К8/18)	Подмешивающий	12,5	20	4А80В2У3	2,2	3000	НП-1
4	1,5К6 (К-50-32-125; К8/18)	Подмешивающий	12,5	20	4А80В2У3	2,2	3000	НП-2
5	3К6 (К-80-50-200; К45/55)	Подпиточный	50	50	А-61-2-III2	15	2900	ППН-1
6	3К6 (К-80-50-200; К45/55)	Подпиточный	50	50	АО2-51-2У3	15	2920	ППН-2
7	3К6 (К-80-50-200; К45/55)	Подпиточный	50	50	АО2-51-2У3	15	2920	ППН-3
8	3К6 (К-80-50-200; К45/55)	Подпиточный	50	50	АО2-51-2У3	15	2920	ППН-4
9	НКУ-250	Рециркуляционный	250	32	4А 280 L-4	45	1470	РЦН-1
10	НКУ-250	Рециркуляционный	250	32	АН-01-4-4	40	1460	РЦН-2
11	НКУ-250	Рециркуляционный	250	32	4А 280 L-4	45	1470	РЦН-3
12	Д720	Сетевой	720	89	МА36-62/4У2	200	1485	СН-1
13	Д 1250/125	Сетевой	1250	125	СД52-12-4	630	1500	СН-4
14	Д 1250/125	Сетевой	1250	125	А2-500S-4М	630	1485	СН-5
15	Д 1250/125	Сетевой	1250	125	А4-400У-4У3	630	1480	СН-6
16	Д-720	Сетевой	720	89	МА36-62/4У2	250	1485	СН-2
17	Д-720	Сетевой	720	89	4АН-315-S-4	250	1485	СН-3
18	3КМ6А (К-80-50-200; К45/55)	Солевой	50	50	АО 2-32-2	10	2900	НРС-1
19	3КМ6А (К-80-50-200; К45/55)	Солевой	50	50	АО 2-32-2	10	2900	НРС-2
20	ЭСН2Н - 1	Солевой	8	18	А 100Е2-У3	4	2880	НРС-3
21	НАСОС-ДОЗАТОР	ХВО			ВАО-072-2	0,6	2750	НД-1
22	Д300/50	Химпромывочный	300	65	А02-82-4	55	1500	НД-2
Коминтерновский филиал котельня ул. Костычева, 2/1								
1	ЦНС 180/320	Гидроиспытательный	180	320	4АН-315-S-4	250	1485	НГИ-1
2	ЦНС-50-16	Гидроиспытательный	320	70	4А225	50	1500	НГИ-2
3	4К6 (К-100-65-250; К90/85)	Подкачивающий	100	80	4А225М2У3	55	3000	ПКН-1
4	К90/85 (К-100-65-250; 4К6)	Подкачивающий	100	80	4А225М2У3	55	3000	ПКН-2
5	4К6 (К-100-65-250; К90/85)	Подпиточный	100	80	4А225М2У3	55	3000	ППН-1
6	Д 200-36	Подпиточный	200	36	4А250S4У3	75	1500	ППН-2
7	8НДВ-60-1	Подпиточный	720	65	4А	230	1500	ППН-3
8	К90/85 (К-100-65-250; 4К6)	Подпиточный	100	80	4А225М2У3	55	3000	ППН-4
9	К160/30 (К-150-125-315, 6К8)	Подпиточный	200	32	4А180М4У3	30	1500	ППН-5
10	18 СД-13	Рециркуляционный	1250	130	4А355М6У3	250	1480	РЦН-1
11	18 СД-13	Рециркуляционный	1250	130	4А355М6У3	250	1480	РЦН-2
12	14СД-10	Сетевой	1250	140	А 12-52-4	630	1485	СН-1
13	14СД-10	Сетевой	1250	140	А 12-52-4	630	1485	СН-2

Продовження таблиці А3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	14СД-10	Сетевой	1250	140	А 12-52-4	630	1485	СН-3
15	14СД-10	Сетевой	1250	140	А 12-52-4	630	1485	СН-4
16	14СД-10	Сетевой	1250	140	А 12-52-4	630	1485	СН-5
17	СЭ 1250-140	Сетевой	1250	140	А 12-52-4	630	1485	СН-6
18	2К6 (К-65-50-160; К20/30)	Солевой	25	32	АО 52-2	7	3000	НРС-1
19	К45/30 (К80-65-160; 3К9)	Солевой	50	32	АО 52-2	7	3000	НРС-2
20	К45/30 (К80-65-160; 3К9)	Солевой	50	32	АО 62-2	10	3000	НРС-3
21	63/16 к 14А	Сульфитный	0,6	160	АИР63В	0,25	1500	НДРС-1
22	Д 320-70	Холодноводный	315	71	4А180М4У3	30	1500	НСВ-1
Октябрьский филиал котельная ул. Октябрьской революции, 99								
1	К20/30 (К65-50-160; 2К6)	Перекачивающий	25	32	4А100L2У3	5,5	3000	ПКН-1
2	К20/30 (К65-50-160; 2К6)	Перекачивающий	25	32	4А100L2У3	5,5	3000	ПКН-2
3	ЦНСГ-38-220	Питательный	38	220	4АМ225М2У3	55	3000	ПН-1
4	ЦНСГ-38-220	Питательный	38	220	4А225М2У3	55	3000	ПН-2
5	К8/18 (К 50-32-125; 1,5К6)	Повысительный	12,5	20	4А90L2У3	3	3000	НП-1
6	К-50-32-125 (8/18; 1,5К6)	Повысительный	12,5	20	4А100L2У3	5,5	3000	НП-2
7	К90/35 (К-100-65-160; 4К12)	Подпиточный	100	32	4А180М2У3	30	3000	ППН-2
8	К90/55 (К-100-65-200; 4К8)	Подпиточный	100	50	4АМ200L2У3	45	3000	ППН-3
9	К20/30 (К65-50-160; 2К6)	Подпиточный	25	32	4АМ160S2	15	3000	ППН-1
10	К45/30 (К80-65-160; 3К9)	Подпиточный	50	32	4АМ160S2	15	3000	ППН-4
11	К20/30 (К65-50-160; 2К6)	Подпиточный	25	32	4А100L2У3	5,5	3000	ППН-5
12	НКУ-250	Рециркуляционный	250	32	А02-81-4У3	40	1500	РЦН-1
13	СЭ 800-400	Сетевой	700	100	А 114-4М	320	1500	СН-1
14	СЭ 800-400	Сетевой	700	100	А 114-4М	320	1500	СН-2
15	СЭ 800-400	Сетевой	700	100	А 114-4М	320	1500	СН-3
16	СЭ 500-100	Сетевой	500	100	4А355М6У3	250	1480	СНЛ-1
17	ЦН-400-108	Сетевой	400	105	А-103-4М	200	1500	СНЛ-2
18	Ц1БН-8-65-160	Солевой	8	65	4А90L2У3	3	3000	НРС-1
19	КМ-50-32-125 (КМ8/18; 1,5КМ6)	Солевой	12,5	20	4А90L2У3	3	3000	НРС-2
20	КМ-50-32-125 (КМ8/18; 1,5КМ6)	Солевой	12,5	20	4А90L2У3	3	3000	НРС-3
21	8К18 (К-200-150-250; К290/18)	Солевой	315	20	4А90L2У3	3	3000	НРС-4
22	DMS	ХВО	0	0	двигатель	0,08	1500	НСВ-1
Орджоникидзевский филиал ТЭЦ-4 пр. Московский 275								
1	Не известно	Вакуумный			АО 52-2	7	3000	ВН-1
2	2К6 (К-65-50-160; К20/30)	Гор. водоснабжения	25	32	А 42-2	4,5	3000	ГВС-1

Продовження таблиці А3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	K45/55 (K-80-50-200; 3K6)	Дренажний	50	50	A 71-2	28	3000	ДН-1
4	K45/55 (K-80-50-200; 3K6)	Дренажний	50	50	4AMX	11	3000	ДН-2
5	K45/55 (K-80-50-200; 3K6)	Дренажний	50	50	A 71-2	30	3000	ДН-3
6	K45/55 (K-80-50-200; 3K6)	Дренажний	50	50	AO2-52-2	13	2900	ДН-4
7	2K6 (K-65-50-160; K20/30)	Дренажний	25	32	A 42-2	4,5	3000	ДН-5
8	2K6 (K-65-50-160; K20/30)	Дренажний	25	32	4A90L2Y3	3	3000	ДН-6
9	2K20/30	Дренажний	25	32	4A90L2Y3	3	3000	ДН-7
10	КНС	Дренажний	25	45	4A112M4Y3	5,5	1500	ДН-8
11	2K20/30	Дренажний	25	32	4A100M2Y3	3	3000	ДН-9
12	5КС 5*2	Питательный	50	55	A 71-4	20	1450	ПН-3
13	5КС 5*2	Питательный	50	55	A 71-4	45	1500	ПН-4
14	4НСГ	Питательный	50	175	A02-82-2	55	2920	ПЭН-1
15	Матер-платт	Питательный	232	280	A4-400Y-4Y3	630	1480	ПЭН-2
16	ОМЗ	Питательный	250	280	АТМ 700	700	3000	ПЭН-3
17	Матер-платт	Питательный	232	280	A4-400Y-4Y3	630	1480	ПЭН-4
18	ОМЗ	Питательный	250	280	AP-630	630	3000	ПЭН-6
19	5КС 5КЗ	Подкачивающий	50	50	A02-82-2	55	2920	НКВ
20	Speroni CS65-160B	Подкачивающий	130	30	CS65-160B	11	3000	НРВ-1
21	Speroni CS65-160B	Подкачивающий	130	30	CS65-160B	11	3000	НРВ-2
22	Speroni CS80-160B	Подкачивающий	200	25	CS80-160B	18,5	3000	НДВ-1
23	Speroni CS80-160B	Подкачивающий	200	25	CS80-160B	18,5	3000	НДВ-2
24	Д 320-70	Подпиточный	315	71	A282	75	3000	ПН-1
25	Д 320-70	Подпиточный	315	71	A282	75	3000	ПН-2
26	Д 320-70	Подпиточный	315	71	451-28	75	3000	ПН-5
27	СЭ 1250-70	Рециркуляционный	1250	70	A3-400S	630	1500	РЦН-1
28	СЭ 1250-70	Рециркуляционный	1250	70	A	300	1500	РЦН-2
29	СЭ 1250-70	Рециркуляционный	1250	70	4A355M4Y3	200	1500	РЦН-3
30	СЭ 2500-180	Рециркуляционный	2500	180	A3-315	200	1500	РЦН-4
31	СЭ 2500-180	Рециркуляционный	2500	180	A114-4	340	1500	РЦН-5
32	Д 1250/125	Сетевой	1250	125	A1252-4	630	1450	СН-2
33	Д 1250/125	Сетевой	1250	125	A 12-52-4	630	1485	СН-3
34	Д 1250/125	Сетевой	1250	125	A4-400Y-4Y3	630	1480	СН-5
35	Д 1250/125	Сетевой	1250	125	A 12-52-4	630	1485	СН-6
36	Д 1250/125	Сетевой	1250	125	A4-400Y-4Y3	630	1480	СН-7
37	Д 1250/125	Сетевой	1250	125	A4-400Y-4Y3	630	1480	СН-8
38	10НМ*2	Сетевой	1000	180	A4-400Y-4Y3	630	1480	СН-10
39	СЭ 1250-140	Сетевой	1250	140	A4-400Y-4Y3	630	1480	СН-11
40	СЭ 1250-140	Сетевой	1250	140	A4-400Y-4Y3	630	1480	СН-12
41	СЭ 1250-140	Сетевой	1250	140	A4-400Y-4Y3	630	1480	СН-13
42	СЭ 1250-140	Сетевой	1250	140	A4-400Y-4Y3	630	1480	СН-14
43	K45/55 (K-80-50-200; 3K6)	Солевой	50	50	A 62-2	20	3000	НРС-1

Продовження таблиці А3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
44	К45/55 (К-80-50-200; 3К6)	Солевой	50	50	А 62-2	20	3000	НРС-2
45	К45/55 (К-80-50-200; 3К6)	Солевой	50	50	4А160S2У3	15	3000	НРС-3
46	НД60	Сульфитный	0,1	1100	АОЛ-41	1,1	930	НДРС-1
47	НД60	Сульфитный	0,1	1100	АОЛ-41	1,1	930	НДРС-2
48	НД60	Сульфитный	0,1	1100	АОЛ-41	1,1	930	НДРС-3
49	НД100	Сульфитный	0,1	600	АО-32	1,1	1410	НССВ
50	5Н-5*4	Топливный	35	315	МА-36	160	3000	МН-1
51	5Н-5*4	Топливный	35	315	МА-36	160	3000	МН-2
52	НД60	Фекальный	0,1	1100	АО-32	1,1	1410	НРФ-1
53	НД100	Фосфата	0,1	600	АОЛ-31	1,1	930	НРФ-2
54	НД100	Фосфата	0,1	600	АО-32	1,1	1410	НРФ-3
55	НД60	Фосфата	0,1	1100	4А80А4У3	1,1	1500	НРФ-4
56	НД100	Фосфата	0,1	600	АО-32	1,1	1410	НРФ-5
57	НД100	Фосфата	0,1	600	АО-32	1,1	1410	НРФ-6
58	4К6 (К-100-65-250; К90/85)	ХВО	100	80	4А225М2У3	55	3000	НУВ-1
59	2К6 (К-65-50-160; К20/30)	ХВО	25	32	А 42-2	4,5	3000	НРФ
60	4К6 (К-100-65-250; К90/85)	ХВО	100	80	А02-82-2	55	2920	НУВ-2
61	4К6 (К-100-65-250; К90/85)	ХВО	100	80	А02-82-2	55	2920	НУВ-3
62	К45/55 (К-80-50-200; 3К6)	ХВО	50	50	А 62-2	20	3000	НРС-4
63	Д 320-70	ХВО	315	71	4А225М2У3	55	3000	НТВ-3
64	Д 320-70	ХВО	315	71	АВ-2-2	75	3000	НТВ-4
65	Д 200-36	ХВО	200	36	4А200М2У3	37	3000	НТВ-1
66	Д 200-36	ХВО	200	36	АС-11	22	3000	НТВ-7
67	5КС 5К3	ХВО	50	50	КД75	40	1500	НСБ
68	8КСА 5Х3	ХВО	150	50	4А200L2У3	45	3000	НЗК-2
69	5КС 5К3	ХВО	50	50	4А200L2У3	45	3000	НЗК-3
70	Матер-Платт	ХВО	150	50	К2-6328	26,5	1500	НКБ-2
71	Х90/85 КСД	ХВО	45	55	АО2-71-2	22	3000	НРЩ
72	НД-1000	ХВО	1	100	4А100S4У3	3	1500	НРЩ-1
73	НД-1000	ХВО	1	100	4А100S4У3	3	1500	НРЩ-2
74	4К 90/55	ХВО	45	55	МА144	22	3000	НИВ-1
75	К45/55 (К-80-50-200; 3К6)	ХВО	50	50	А 62-2	20	3000	НИВ-4
76	4К 90/55	ХВО	45	55	МА144	22	3000	НИВ-2
77	4К 90/55	ХВО	45	55	АО2-82-2	22	2900	НИВ-3
78	Д 200-36	ХВО	200	36	4А180S2У3	22	3000	НТВ-6
79	К90/85 (К-100-65-250; 4К6)	Химпромывочный	100	80	4А-122	55	3000	НСК
80	Д 320-50	Холодноводный	320	50	А90-1,4	75	1500	НПВ-1
81	Д 320-50	Холодноводный	320	50	МА205	72	1500	НПВ-2
82	Д 320-50	Холодноводный	320	50	КД-82	72	1500	НПВ-5
83	Д 320-50	Холодноводный	320	50	МА-206	85	1500	НПВ-4
84	Д 320-50	Холодноводный	320	50	КД-82	72	1500	НПВ-3

ДОДАТОК Б

РЕЖИМНІ КАРТИ КОТЛІВ КОТЕЛЬНІ ПО ВУЛ. КОСТИЧЕВА, 2/1

Согласовано:
Техническое обслуживание
испытательного института
технологической и химической области



Утверждаю:

Главный инженер филиала КП "ХТС"

[Signature]
20.11.11

Режимная карта водогрейного котла № 1
типа ПТВМ-100, оборудованного горелками ГДС-100
котельной Коминтерновского филиала КП "ХТС" по адресу: Костычева, 2а
при работе на природном газе $Q_{н,р} = 8200$ ккал/м³

№ п.п.	Наименование показателей	Размерность	Значение величин				Величины допусков
			4	5	6	7	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Число горелок (номера даны в примечании)	шт	4	5	6	7	
2	Теплопроизводительность	Гкал/час	23,5 — 27,8	30,8 — 36,3	36,6 — 43,2	39,2 — 46,3	
3	Расход воды через котел	т/час	1200		1400		
4	Температура воды на входе в котел	°С	55				
5	Нагрев воды в котле	°С	17 — 23	22 — 30	26 — 36	28 — 39	
6	Температура воздуха на горение	°С	-25				+20
7	Давление воды на входе в котел	кгс/см ²	12,1				± 0,2
8	Гидравлическое сопротивление котла	кгс/см ²	4,3				± 0,2
9	Часовой расход газа	м ³ /час	По графику в зависимости от температуры воздуха на горение				
10	Давление газа перед горелкой	кгс/см ²	По графику в зависимости от температуры воздуха на горение				
11	Разрежение в топке	кгс/м ²	9,0 — 8,0				
12	Температура уходящих газов	°С	90	95	102	108	± 10
13	Содержание продуктов горения						
	CO ₂	%	7,8	8,5	9,3	8,8	± 0,2
	O ₂	%	7,2	5,9	4,5	5,3	± 0,2
	CO	мг/м ³	3 — 5				
	NOx	мг/м ³	87 — 142				
14	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,47	1,35	1,25	1,30	
15	КПД котла брутто	%	95,73	95,78	95,46	95,18	
16	КПД котла нетто	%	95,71	95,74	95,41	95,10	
17	Удельный выброс CO	г/Гкал	5 — 6				
18	NOx	г/Гкал	142 — 199				
19	Удельный расход газа	м ³ /Гкал	127,4	127,3	127,7	128,1	
20	Удельный расход условного топлива	кг.у.т./Гкал	149,2	149,1	149,6	150,1	

Число горелок по режимной карте
Номера включенных горелок и давление воздуха (мм.в.ст.) соответствующих горелок

4	5р,6р,11р,12р	98,105,115,120
5	5р,6р,11р,12р,8	98,105,115,120,120
6	5р,6р,11р,12р,8,9	98,105,115,120,120,110
8	5р,6р,11р,12р,8,9,7,10	98,105,115,120,120,110,120,112

Примечания:

- Значения давлений и расходов газа брать из графика в зависимости от температуры воздуха на горение
- Режимная карта составлена при температуре газа +13 °С.
- При изменении теплоты сгорания газа, а также после капитального ремонта, реконструкции или отклонения параметров от нормальных значений необходимы дополнительные испытания.
- Значения технико-экономических показателей приведены при температуре воздуха на горение +15 - +18 °С.
- Положение шиберов на всасывании ДВ - полностью открытое
- Ручной газовый кран горелки №5 прикрыт на 25%

С.Д. Бодров
Начальник службы РиНад
Зам. начальника службы РиНад
Инженер

С.Д. Бодров
С.Г. Шупенко
В.А. Сомикин

"24" февраля" 2011 г.

Утвержден:

Главный инженер филиала КП "ХТС"

2012 г.

Режимная карта водогрейного котла № 2
 типа ПТВМ-100, оборудованного горелками ГДС-100
 котельной Коминтерновского филиала КП "ХТС" по адресу: Костычева, 2А
 при работе на природном газе $Q_{н,г} = 8250 \text{ ккал/м}^3$

№ п.п.	Наименование показателей	Единица	Значение величин											
			1	2	3	4	5	6	7	8				
1	Число горелок (номере даны в примечании)	шт	4	5	6	7	8	11	12					
2	Теплопроизводительность	Гкал/час	25	30	33	37	40,5	48,0	52,2	55,8	65,7			
3	Расход воды через котел (по допустимый 1х20 т/час)	т/час	1200											
4	Температура воды на входе в котел	°C	55											
5	Нагрев воды в котле	°C	21	25	23	28	26	31	34	40	44	51	45	55
6	Температура воздуха на горение	°C	-25											
7	Запасание воды на входе в котел	кг/см ²	12,0											
8	Гидравлическое сопротивление котла	кг/см ²	3,3											
9	Часовой расход газа	м ³ /час	По графику в зависимости от температуры воздуха на горение											
10	Запасание газа перед горелками	кг/см ²	По графику в зависимости от температуры воздуха на горение											
11	Расхождение в топке	кг/см ²	6,0	2,0										
12	Температура уходящих газов	°C	81	86	92	105	109	117						
13	Содержание продуктов горения													
	CO ₂	%	7,9	8,1	8,4	8,9	7,8	8						
	O ₂	%	7,0	6,8	6,1	8,7	7,6	6,8						
	CO	ppm	3	5	5	3	3	3						
	NOx	ppm	57	63	65	70	74	75						
	CO в-н	мл/м ³	8,4	11	10	8	7	7						
	NOx в-н	мл/м ³	200	221	221	297	294	286						
14	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,45	1,42	1,37	1,70	1,57	1,47						
15	Коэффициент избытка воздуха перед горелками		1,50	1,47	1,41	1,70	1,57	1,47						
16	КПД котла брутто	%	95,85	95,57	95,42	93,15	93,04	92,92						
17	Удельный расход газа	м ³ /Гкал	127,2	127,6	127,8	131,0	130,3	130,5						
18	Удельный расход условного топлива	кг у.т./Гкал	149,0	149,5	149,7	153,4	153,5	153,7						

Номера включенных горелок и давление воздуха (мм в ст.) соответствующих горелок

4	3а-8а, 11а, 12а	150, 70, 106, 120
5	3а-8а, 11а, 12а, 7	150, 70, 106, 120, 120
6	3а-8а, 11а, 12а, 7, 10	150, 70, 106, 120, 120, 94
6	3а-8а, 11а, 12а, 7, 10, 8, 9	150, 70, 106, 120, 100, 94, 116, 90
11	3а-8а, 11а, 12а, 7, 10, 8, 9, 3, 14	150, 70, 106, 120, 100, 94, 116, 90, 108, 94, 95
12	3а-8а, 11а, 12а, 7, 10, 8, 9, 3, 10, 4, 13	150, 70, 106, 120, 100, 94, 116, 90, 108, 94, 95, 100

Примечания:

1. Значения давлений и расхода газа брать по графику в зависимости от температуры воздуха на горение
2. Режимная карта составлена при температуре газа +15 °C +3 °C
3. При изменении теплоты сгорания газа, а также после капитального ремонта, реконструкции или опускания параметров от нормальных значений необходимы дополнительные испытания
4. Значения технико-экономических показателей приведены при температуре воздуха на горение +12 °C +4 °C -8 °C (определяется путем замера температуры воздуха в воздуховодах после вентиляторов двух расположенных горелок)
5. Теплопроизводительность котла ограничена высотой фланца в топке

Начальник службы Ретнал
 Проверил зам. начальника службы Ретнал
 Испытание провел зам. начальника службы Ретнал
 Расчет провел инженер 1-й категории службы Ретнал

С.Д. Бодров
 С.Г. Шуленко
 С.Г. Шуленко
 Р.И. Михеев

18.03.2012

Утверждено:

Инженер филиала КП "ХТС"

2012г.

Режимная карта водогрейного котла № 3
 типа ПТВМ-100, оборудованного горелками ГДС-100
 котельной Коминтерновского филиала КП "ХТС" по адресу: Костычева, 2А
 при работе на природном газе $Q_{н}^p = 8250, 8200 \text{ ккал/м}^3$

№ п.п.	Наименование показателей	Размерность	Значение величин								Величина допуска	
			4	5	6	7	8	9	10	11		
1	Число горелок (номера даны в применении)	шт	4	5	6	7	8	9	10	12		
2	Теплопроизводительность	Гкал/час	23 — 27	25 — 30	33 — 39	39 — 46	43 — 51	55 — 65				
3	Расход воды через котел (литр допустимый 1100 т/час)	т/час	1220									
4	Температура воды на входе в котел	°С	55									
5	Нагрев воды в котле	°С	19 — 22	21 — 25	27 — 32	32 — 38	35 — 42	46 — 54				
6	Температура воздуха на горение	°С	-25				+20					
7	Давление воды на входе в котел	кгс/см ²	11,7								± 0,2	
8	Гидравлическое сопротивление котла	кгс/см ²	3,0								± 0,2	
9	Часовой расход газа	м ³ /час	По графику в зависимости от температуры воздуха на горение									
10	Давление газа перед горелками	кгс/см ²	По графику в зависимости от температуры воздуха на горение									
11	Разрежения в топке	кгс/м ²	7,0								5,0	
12	Температура уходящих газов	°С	77	79	86	100	106	113	113	113	± 10	
13	Содержание продуктов горения											
	CO ₂	%	7,4	8,5	8,7	7,4	8,2	8,0	8,0	8,0	± 0,2	
	O ₂	%	7,9	5,8	5,5	7,8	6,4	6,8	6,8	6,8	± 0,2	
	CO	ppm	5	5	6	8	6	5				
	NOx	ppm	49	57	59	71	77	77				
	CO α=1,14	млнм ³	11	10	16	19	13	11				
	NOx α=1,14	млнм ³	181	184	190	279	277	290				
14	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,54	1,35	1,32	1,53	1,39	1,43				
15	КПД котла brutto	%	95,74	96,05	95,86	94,33	94,35	93,96				
16	Удельный расход газа	м ³ /Гкал	127,4	127,0	127,2	129,2	129,2	129,0				
20	Удельный расход условного топлива	кг у.т./Гкал	149,2	148,7	149,0	151,4	151,4	152,0				

Исходные данные по режимной карте

Номера включенных горелок и давление воздуха (мм в.ст.) соответствующих горелок

4	5р,6р,11р,12р	110,115,130,115
5	5р,6р,11р,12р,7	110,115,130,115,70
6	5р,6р,11р,12р,7,10	110,115,130,115,70,120
8	5р,6р,11р,12р,7,10,8,9	110,115,130,115,70,120,130,110
10	5р,6р,11р,12р,7,10,8,9,3,14	110,115,130,115,70,120,130,110,105,115
12	5р,6р,11р,12р,7,10,8,9,3,14,4,13	110,115,130,115,70,120,130,110,105,115,145,175

Примечания:

- 1 Значения давлений и разрежений брать из графика в зависимости от температуры воздуха на горение
- 2 Режимная карта составлена при температуре газа 15 °С
- 3 При изменении теплоты сгорания газа, а также после капитального ремонта, реконструкции или отклонения параметров от нормальных значений необходимы дополнительные испытания
- 4 Значения технико-экономических показателей приведены при температуре воздуха на горение 5 - 10 °С
- 5 Теплопроизводительность котла ограничена высотой факела в топке

Начальник службы РиНал

С.Д. Бодров

Испытания провел и проверил зам.начальника службы РиНал

С.Г. Шуленко

Расчет произвел инженер службы РиНал

Р.Н. Нехаев

07.02.2012г.

ДОДАТОК В

АКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор ТЕЦ-3 філіалу

КП «Харківські теплові мережі»,

кандидат технічних наук

ФІЛІА

* ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛЬ-3 *

В. Лисак

« 07 » червня 2014 р.

АКТ

**про використання результатів кандидатської роботи
Казарової Інни Олександрівни «Підвищення ефективності систем
енергопостачання за рахунок впровадження когенерації»
на КП «Харківські теплові мережі»**

Даним актом засвідчую, що результати кандидатської дисертаційної роботи Казарової І.О., що присвячені підвищенню ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів на об'єктах комунальної енергетики за рахунок впровадження когенераційних технологій використані на КП «Харківські теплові мережі» при аналізі режимів роботи енергетичного устаткування та надані рекомендації щодо доцільності впровадження електрогенеруючих надбудов.

Проведені дослідження дали можливість розвинути існуючі технічні рішення щодо переведення котелень у режим когенерації з метою повного або часткового покриття їх власних потреб у електроенергії.

Головний інженер



П.О. Щур

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор ІПМаш
ім. А.М. Підгорного НАН України
член-кореспондент НАН України,
доктор технічних наук, професор


А.В. Русанов

« 17 » _____ 2014 р.

Акт

**використання матеріалів кандидатської дисертаційної роботи
Казарової Іни Олександрівни «Підвищення ефективності систем
енергопостачання за рахунок впровадження когенерації»
у Інституті проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України**

Даним актом підтверджується, що викладені у кандидатській дисертації результати наукових досліджень Казарової І.О. використовуються у Інституті проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України при вирішенні задач енергозбереження на основі впровадження когенераційних технологій при використанні електрогенеруючих установок різної потужності та вдосконаленні їх теплових схем і режимів експлуатації у різних галузях народного господарства.

Технічні рішення, що пропонуються, щодо вдосконалення технологічних схем теплогенеруючих об'єктів комунальної енергетики з метою підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів є вельми актуальними для подальшого розвитку підприємств різних галузей народного господарства України.

Завідувач відділу
оптимізації процесів та конструкцій турбомашин
ІПМаш ім. А.М. Підгорного НАН України
член-кореспондент НАН України,
доктор технічних наук, професор

 О.Л. Шубенко



ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з наукової роботи
Харківського національного
університету міського господарства
імені О. М. Бекетова, д.т.н. проф.

Сухонос М. К.

2017 р.

Акт

**використання матеріалів кандидатської дисертаційної роботи
Казарової (Темнохуд) Інни Олександрівни «Підвищення ефективності систем
енергопостачання за рахунок впровадження когенерації» на кафедрі
«Систем електропостачання та електроспоживання міст» Харківського
національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова**

Даним актом засвідчую, що матеріали дисертаційної роботи Казарової (Темнохуд) Інни Олександрівни «Підвищення ефективності систем енергопостачання за рахунок впровадження когенерації», які присвячені вдосконаленню технологічних процесів виробництва теплової та електричної енергії на підприємствах комунальної енергетики з метою підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів використовуються в учбовому процесі при викладанні курсу «Технологія виробництва електроенергії» та при виконанні дипломних робіт бакалаврів та магістрів по спеціальності «141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», за освітньою програмою «Електротехнічні системи електроспоживання».

Завідувач кафедри
«Систем електропостачання
та електроспоживання міст»
Харківського національного
університету міського
господарства імені О. М. Бекетова
кандидат технічних наук, доцент

 Д. М. Калужний

ДОДАТОК В

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Малярєнко В.А., Шубєнко А.Л., Сєнєцкй А.В., **Тємнєхуд И.А. (Казарєва И.А.)**. Потєнциал интеграции когенєрационных систем в малую энергєтику України // Інтегровані технології та енергозбереження. НТУ «ХПІ»: сб. наук. пр. Харків: НТУ «ХПІ», 2012. № 4. С. 11-17. ISSN 2078-5364.
2. Малярєнко В.А., Шубєнко А.Л., Сєнєцкй А.В., **Тємнєхуд И.А. (Казарєва И.А.)**. Тєндєнции модернизации обьєктєв малєй энергєтики на базє когенєрации // Ползуновский вєстник, 2013. № 43. С. 131-137. ISSN 2072-8921.
3. Малярєнко В.А., **Тємнєхуд И.А. (Казарєва И.А.)**, Сєнєцкй А.В., Петров А.Ю. Перевод котельных в рєжим когенєрации путем внедрєния турбин малєй мощности // Проблєми енергозабєзпєчення та енергозбереження в АПК України. Технічні науки. Вісник НТУСГ. Харків: ХНТУСГ, 2014. № 153. С. 110-111. ISBN 5-7987-0176X.
4. Андрєєв С.Ю., Малярєнко В.А., **Тємнєхуд И.О. (Казарєва И.О.)**, Немировський І.А. Когенєрація у муніципальній енергєтиці // Энергосбережение. Энергєтика. Энергоаудит, 2015. № 2(133). С. 15-24. ISSN 2218-1849.
5. Андрєєв С.Ю., Малярєнко В.А., **Тємнєхуд И.О. (Казарєва И.О.)**, Шубєнко О.Л., Бабак М.Ю., Сєнєцькй О.В. Дослідження перспектив впровадження когенєраційних технологій в комунальній енергєтиці України // Східно-Європейський журнал передєвих технологій, 2015. № 8 (74). Т. 2. С. 11-17. ISSN 1729-3774.
6. Андрєєв С.Ю., Малярєнко В.А., **Тємнєхуд И.О. (Казарєва И.О.)**, Сєнєцькй О.В. Можливості підвищення енергоєфективности теплових мереж шляхом впровадження когенєрації // Энергєтичні та теплотєхнічні процєси й устаткування. Вісник НТУ «ХПІ»: Зб. наук. праць. Харків: НТУ «ХПІ», 2015. № 17(1126). С. 147-155. ISSN 2078-774X.

7. **Темнохуд І.О. (Казарова І. О.).** Електротехнічна структура перетворення котельні в Міні-ТЕЦ // Комунальне господарство міст, 2015. № 121. С. 90-94. ISSN 0869-1231.

8. Андреев С.Ю., Маляренко В.А., Шубенко О.Л., Бабак М.Ю., Сенецький О.В., **Темнохуд І.О. (Казарова І.О.).** Когенерація у водогрійних котельнях з котлами ПТВМ-100 при використанні органічного циклу Ренкіна // Інтегровані технології та енергозбереження. Харків: НТУ «ХП», 2016. № 2. С. 48-60. ISSN 2078-5364.

9. Маляренко В.А., **Темнохуд І.О. (Казарова І.О.),** Темнохуд О.О. Комунальна енергетика України: проблеми, шляхи розвитку // Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України: вісник НТУСГ. Харків: ХНТУСГ, 2015. № 164. С. 138-140. ISBN 5-7987-0176X.

10. Андреев С.Ю., Маляренко В.А., Шубенко А.Л., Бабак Н.Ю., Сенецький А.В., **Темнохуд І.А. (Казарова І.А.).** Когенерація в котельнях на основі органічного циклу Ренкіна // Комунальне господарство міст. Харків: ХНУМГ, 2016. № 130. С. 55-64. ISSN 0869-1231.

11. Маляренко В.А., Галетич І.К., **Темнохуд І.О. (Казарова І.О.).** Нетрадиційні джерела енергії Харківщини: стан, проблеми, перспективи // Проблеми підвищення ефективності електромеханічних перетворювачів в електроенергетичних системах: Міжнародна наук.-техн. конф., СевНТУ, 2012. С. 178-179.

12. Маляренко В.А., Шубенко А.Л., Сенецький А.В., **Темнохуд І.А. (Казарова І.А.).** Когенерація – реальний путь підвищення енергоефективності малої енергетики // Современные проблемы электроэнергетики. Алтай-2013: I Междунар. науч.-технич. конф., 28 ноября 2013 г.: Сб. статей. Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2013. С. 76-78. ISBN 978-5-7568-1013-4.

13. **Темнохуд І.А. (Казарова І.А.),** Сенецький А.В. Эффективность модернизации паровых котелен в мини-ТЭЦ путем реализации когенерационных технологий В 5 ч. Ч. 1. Проблемы энергообеспечения и энергосбережения // Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве:

9-я Международная науч.-технич. конф., 21-22 мая 2014 г.: Труды. М.: ГНУ ВИАЭСХ, 2014. С 221-225. ISBN 978-5-903413-13-3.

14. Маляренко В.А., Шубенко А.Л., Сенецкий А.В., **Темнохуд І.О. (Казарова І.О.)**. Развитие электротехнических систем энергопотребления на основе когенерации // Новітні технології в електроенергетиці: V Міжнародна наук.-техніч. інтернет-конф. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2015. С. 27-32. ISBN 978-5-903413-13-3.

15. Маляренко В.А., **Темнохуд І.О. (Казарова І.О.)**. Перспективи підвищення енергоефективності теплових мереж шляхом впровадження когенерації [Электронный ресурс] // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: XV междунар. науч.-техн. конф. 14-17 сент. 2015 г. Сб. докл. Электрон. дан. Харьков, ИПМаш НАН Украины, 2015 г. 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). Загл. с экрана. 7 с.

16. Маляренко В.А., Андреев С.Ю., Сенецкий О.В., **Казарова І.О.** Підвищення енергоефективності об'єктів комунальної енергетики шляхом впровадження ОРС технології [Электронный ресурс] // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: XVI междунар. науч.-техн. конф. 11-15 сент. 2017 г. Тез. докл. Электрон. дан. Харьков, ИПМаш НАН Украины, 2017 г. 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). Загл. с экрана. 1 с.

17. Маляренко В.А., **Темнохуд І.О. (Казарова І.О.)**. Енергетичні установки: Методичні вказівки до практичних занять для студентів 2 курсу денної, 3 курсу заочної форм навчання та слухачів другої вищої освіти за напрямом підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» зі спеціальності «Електротехнічні системи електроспоживання». Харків: ХНАМГ, 2012. 80 с.

18. Маляренко В.А., Доценко С. І., **Темнохуд І.О. (Казарова І.О.)**. Технологія виробництва електроенергії: онспект лекцій для студентів 1, 2 курсу денної, 2 курсу заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» зі спеціальності «Електротехнічні системи електроспоживання». Харків: ХНУМГ, 2014. 168 с.

ДОДАТОК Д

ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ

Основні результати дисертаційної роботи доповідалися й обговорювалися на:

– I Международной научно-технической конференции «Современные проблемы электроэнергетики» (г. Алтай, 28 ноября 2013 р., доповідь);

– Конференції молодих вчених та спеціалістів «Сучасні проблеми машинобудування» (м. Харків, 17-20 листопада 2014 р., доповідь);

– Міжнародній науково-практичній конференції «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» (м. Харків, 06-07 листопада 2014 р., доповідь);

– XI Международной научно-технической конференции «Проблемы энергосбережения и пути их решения» (м. Харків, 22-23 апреля 2015 р., доповідь);

– XV Международной научно-технической конференции «Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования» (м. Харків, 14-17 сентября 2015 р., доповідь);

– XVI Международной научно-технической конференции «Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования» (м. Харків, 11-15 сентября 2017 р., доповідь).