****



РОЗРОБКА КОНЦЕПЦІЇ ВПРОВАДЖЕННЯ КОНКУРЕНЦІЇ В ЦЕНТРАЛІЗОВАНОМУ ТЕПЛОПОСТАЧАННІ УКРАЇНИ

Жовтень 2016 р.  
Цей документ розроблено для розгляду Агентством США з міжнародного розвитку (USAID).

Підготовлено Проектом USAID “Муніципальна енергетична реформа в Україні”.

ПРОЕКТ USAID МУНІЦИПАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА РЕФОРМА В УКРАЇНІ

**September 2016  
This document was produced for review by the United States Agency for International Development (USAID).**It was prepared by the USAID Municipal Energy Reform Project in Ukraine.

ПРОЕКТ USAID МУНІЦИПАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА РЕФОРМА В УКРАЇНІ

РОЗРОБКА КОНЦЕПЦІЇ ВПРОВАДЖЕННЯ КОНКУРЕНЦІЇ В ЦЕНТРАЛІЗОВАНОМУ ТЕПЛОПОСТАЧАННІ УКРАЇНИ

Цей документ був підготовлений завдяки підтримці, наданій Агентством США з міжнародного розвитку (USAID). Думки авторів, викладені у цій публікації, можуть не співпадати з позицією Агентства США з міжнародного розвитку чи Уряду Сполучених Штатів Америки.

**Зміст**

[Executive summary 5](#_Toc463622014)

[Резюме 9](#_Toc463622015)

[Умовні позначення 13](#_Toc463622016)

[1. АНАЛІЗ УСПІШНИХ ПРИКЛАДІВ КОНКУРЕНТНИХ РИНКІВ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ У СВІТІ ТА КРАЇНАХ ЄС 14](#_Toc463622017)

[1.1. НАЯВНІСТЬ ТА ОСОБЛИВОСТІ КОНКУРЕНТНИХ РИНКІВ В КРАЇНАХ ЄС 14](#_Toc463622018)

[1.2. ФІНАНСОВИЙ, ЮРИДИЧНИЙ АНБАНДЛІНГ ТА АНБАНДЛІНГ ВЛАСНОСТІ 26](#_Toc463622019)

[1.3. МОЖЛИВІСТЬ ДОСТУПУ НЕЗАЛЕЖНИХ ВИРОБНИКІВ ДО ІСНУЮЧИХ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ. 28](#_Toc463622020)

[1.4. НАЯВНІСТЬ ТА МОЖЛИВІСТЬ ПРИВАТИЗАЦІЇ. 31](#_Toc463622021)

[1.4.1. ПОРІВНЯННЯ КЛЮЧОВИХ АСПЕКТІВ ДЕРЖАВНОЇ ТА ПРИВАТНОЇ ВЛАСНОСТІ У СФЕРІ ЦТ. 35](#_Toc463622022)

[1.4.2. ОЦІНКА СХЕМ ВЛАСНОСТІ ЦТ 36](#_Toc463622023)

[2. ЗАГАЛЬНИЙ ОГЛЯД НОРМАТИВНО-ПРАВОВИХ ДОКУМЕНТІВ В СЕКТОРІ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ УКРАЇНИ. 38](#_Toc463622024)

[2.1. КОРОТКИЙ ОПИС НОРМАТИВНО-ПРАВОВИХ ДОКУМЕНТІВ В СЕКТОРІ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ УКРАЇНИ, А ТАКОЖ ТИХ, ЩО СТОСУЮТЬСЯ КОНКУРЕНТНИХ ВІДНОСИН 38](#_Toc463622025)

[2.2. ОСНОВНІ ЗАСАДИ ФУНКЦІОНУВАННЯ СЕКТОРУ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ. 41](#_Toc463622026)

[2.2.1 ЗАКОН УКРАЇНИ «ПРО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ» 41](#_Toc463622027)

[2.2.2 БРАК ПІДЗАКОННИХ АКТІВ ДЛЯ ПРАКТИЧНОГО ЗАСТОСУВАННЯ ЗАСАД КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ В ТЕПЛОПОСТАЧАННІ 46](#_Toc463622028)

[2.3. ПИТАННЯ ЦІНОУТВОРЕННЯ ТА ВСТАНОВЛЕННЯ ТАРИФІВ НА ТЕПЛОВУ ЕНЕРГІЮ 46](#_Toc463622029)

[2.3.1. ПОРЯДКИ ТА ПРОЦЕДУРИ РОЗРАХУНКУ ТА ВСТАНОВЛЕННЯ ТАРИФІВ НА ТЕПЛОВУ ЕНЕРГІЮ 46](#_Toc463622030)

[2.3.2. ПОРЯДОК ТА ПРИНЦИПИ ФОРМУВАННЯ ІНВЕСТИЦІЙНИХ ПРОГРАМ ПІДПРИЄМСТВ 52](#_Toc463622031)

[2.3.3. СТИМУЛЮЮЧЕ РЕГУЛЮВАННЯ (RAB-РЕГУЛЮВАННЯ) 54](#_Toc463622032)

[2.3.4. ПРИНЦИПИ ВРАХУВАННЯ ВТРАТ ТЕПЛА В ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖАХ 57](#_Toc463622033)

[2.3.5. ДВОСТАВКОВІ ТАРИФИ. 58](#_Toc463622034)

[2.3.6. ПРОЕКТ ПОСТАНОВИ НКРЕКП «ПРО ЗАТВЕРДЖЕННЯ ПОРЯДКУ ФОРМУВАННЯ ТАРИФІВ НА ТЕПЛОВУ ЕНЕРГІЮ, ЩО ВИРОБЛЯЄТЬСЯ НА УСТАНОВКАХ З ВИКОРИСТАННЯМ НЕТРАДИЦІЙНИХ АБО ПОНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ». 59](#_Toc463622035)

[2.4. ПИТАННЯ ПРИЄДНАННЯ НЕЗАЛЕЖНИХ ВИРОБНИКІВ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ДО ТЕПЛОМЕРЕЖ 61](#_Toc463622036)

[2.4.1. ЗАГАЛЬНІ ЗАСАДИ ПРИЄДНАННЯ ДО ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ В УКРАЇНІ. 61](#_Toc463622037)

[2.4.2. НЕОБХІДНІСТЬ ДООПРАЦЮВАННЯ ІСНУЮЧИХ ПРАВИЛ ПРИЄДНАННЯ ДО ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ ПРИ ЗАПРОВАДЖЕННІ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛА. 65](#_Toc463622038)

[2.5. РОЗРОБЛЕННЯ СХЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ 70](#_Toc463622039)

[2.6. ВИСНОВКИ ЩОДО ОСНОВНИХ ПЕРЕШКОД НА ШЛЯХУ ЗАПРОВАДЖЕННЯ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛА В УКРАЇНІ 73](#_Toc463622040)

[3. АНАЛІЗ МОЖЛИВИХ СЦЕНАРІЇВ ДЛЯ ЗАПУСКУ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ. 76](#_Toc463622041)

[3.1. ВСТУП 76](#_Toc463622042)

[3.2. МОДЕЛЮВАННЯ ТАРИФІВ ПРИ ВПРОВАДЖЕННІ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ В ЦЕНТРАЛІЗОВАНОМУ ТЕПЛОПОСТАЧАННІ УКРАЇНИ 76](#_Toc463622043)

[3.2.1. ТАРИФИ НА ВИРОБНИЦТВО ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ПІДПРИЄМСТВ УКРАЇНИ 77](#_Toc463622044)

[3.2.2. УМОВНО-ЗМІННА ЧАСТИНА ТАРИФУ НА ВИРОБНИЦТВО ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ. 79](#_Toc463622045)

[3.2.3. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ МОДЕЛЮВАННЯ. 80](#_Toc463622046)

[3.2.4. МЕТОДИКА МОДЕЛЮВАННЯ. 80](#_Toc463622047)

[3.2.5. РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕЛЮВАННЯ У ВИПАДКУ РОЗВИНЕНОЇ КОНКУРЕНЦІЇ. 85](#_Toc463622048)

[3.3. ПОРІВНЯННЯ УМОВ ДЛЯ РОЗВИТКУ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ ТА ЛИТВІ. 87](#_Toc463622049)

[3.4. АНАЛІЗ МОЖЛИВИХ МОДЕЛЕЙ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ УКРАЇНИ. 98](#_Toc463622050)

[3.5. СЦЕНАРІЙ 1: ФІНАНСОВИЙ АНБАНДЛІНГ. 99](#_Toc463622051)

[3.6. СЦЕНАРІЙ 2: ЮРИДИЧНИЙ АНБАНДЛІНГ. 100](#_Toc463622052)

[3.7. СЦЕНАРІЙ 3: АНБАНДЛІНГ ВЛАСНОСТІ + ВІДМІНА ЗАБОРОНИ ПРИВАТИЗАЦІЇ ТЕПЛОГЕНЕРУЮЧИХ ПІДПРИЄМСТВ, ЩО ПЕРЕБУВАЮТЬ В КОМУНАЛЬНІЙ ВЛАСНОСТІ. 102](#_Toc463622053)

[3.8. РОЛЬ ТЕЦ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ. 108](#_Toc463622054)

[3.9. РОЗРОБКА “СПЕЦИФІЧНОГО КОНКУРЕНТНОГО ПІДХОДУ” ДЛЯ ІСНУЮЧИХ ТЕЦ, ЩО ПРАЦЮЮТЬ НА ВИКОПНОМУ ПАЛИВІ. 113](#_Toc463622055)

[3.10. ПІДХОДИ ДО ВИЗНАЧЕННЯ НЕОБХІДНИХ ОБСЯГІВ ТА ПЛАТИ ЗА РЕЗЕРВУВАННЯ. 115](#_Toc463622056)

[4. КОНЦЕПЦІЯ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ УКРАЇНИ. 121](#_Toc463622057)

[4.1. МОДЕЛЬ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ, ЩО ПРОПОНУЄТЬСЯ ДЛЯ УКРАЇНИ. 121](#_Toc463622058)

[4.1.1. ПОРІВНЯННЯ ЗАПРОПОНОВАНОЇ МОДЕЛІ РИНКУ ТЕ В УКРАЇНІ З ІСНУЮЧОЮ НИНІ ПРАКТИКОЮ. 125](#_Toc463622059)

[4.2. КОНЦЕПТУАЛЬНІ ПРАВКИ, ЩО НЕОБХІДНІ В НОРМАТИВНО-ПРАВОВИХ АКТАХ УКРАЇНИ ДЛЯ ЗАПРОВАДЖЕННЯ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ. 126](#_Toc463622060)

[ВИСНОВКИ 139](#_Toc463622061)

# Executive summary

Analysis of the state of the art of DH sector done in the **Chapter 1** shows that the majority of EU countries have distinctive elements of competitive market, and some countries have developed effective competition in local DH markets.

In the European countries there are the following ***regulation of heat market and setting of heat tariffs***:

* DH companies set competitive prices while *competition authorities* monitor *excessive* profits based on competition law (Sweden, Finland, Denmark, Germany, Austria, Belgium, France, and United Kingdom). According to expert opinion, under such tariff regime effective competition between DH and other heating solutions does not allow the prevailing heat suppliers to set heat prices that are too high (monopolistic heat prices).
* *Alternative-based* heat pricing as main pricing principle to promote DH against other heating solutions (like electrical heating in Norway and NG-based individual heating in the Netherlands).
* Heavy-touch ex-ante price control based on established methodology and approval of *maximal* prices by autonomous national *regulator.* At that, a DH company *can deviate from the tariff fixed for it towards lower values* (Estonia, Latvia, Lithuania, Poland, Czech Republic, Slovakia, Hungary, Bulgaria, and Macedonia).
* Heavy-touch ex-ante price control based on established methodology and approval of heat prices by autonomous national *regulator.* At that, a DH company *cannot deviate from the tariff fixed for it* (Russia, Belarus, Romania, and Ukraine).

At present, there are two models of DH market in European countries:

* In the ***single-buyer model***, the heat supplier/network operator offers heat to similar end-customers on equal terms and prices. This can be achieved if the overall responsibility for heat retail to end customers is directed into one body – e.g. buyer, and the main heat network may be the buyer. Under this model, the vertically integrated network operator needs to provide access to network capacities to third-party producers and to its own production source on equivalent terms. The model provides open network for supply side. This model is the most common design of DH systems across Europe, and is usually stipulated in the respective country legislation.
* In the ***network access model***, producers have access to heat networks provided that the producers are supplying heat to their own end-customers via ***open heat networks***. This model is possible under current energy law in Poland, but it is otherwise practically never implemented (except for some large cities in Poland and a pilot project in Espoo, Finland) due to its complexity. The model provides open network for both supply and demand sides. Open district heating may call for a higher degree of unbundling inside the DH system than there is today in EU countries.

At the European energy markets (first of all, electricity and gas markets) there are three main types of unbundling – accounting, legal, and ownership. To make a decision on the need mandatory unbundling (and its type) at the heat market, it requires a detailed analysis of existing conditions in the selected country to assess the efficiency of the instrument.

In the most EU countries the legislators and regulators have ensured transparent and non-discriminatory tendering processes and access provision. This becomes critical when companies are involved in both networks and production.

Efficiency of heat market operation also depends on the existing *ownership models*. With the recent changes in the DH industry, four major alternatives of ownership models for DH utilities have been identified:

* Full public control by the state or municipality (*Helsinki, Munich, Göteborg, Vienna, and Budapest*);
* Full private control (*Uppsala, Malmö, Norrköping, Berlin, and Hamburg*);
* Mixed ownership and management – public and private;
* Not-for-profit community-owned cooperatives (*Denmark, Austria*).

Available data show the growing tendency towards privatization of DH systems in Western European countries as well as in countries of Central and Eastern Europe. Now, the share of private ownership models in different EU countries comes to ***40%.***

The general overview of existing regulatory and law fields in district heating sector in Ukraine and analysis of their influence on the potential competitive heat market have been done in the **Chapter 2**.

The basic obstacles to the introduction of a competitive heat market in Ukraine are following:

1. Most of the municipal district heating enterprises are legal monopolies and so far no significant economic or legal incentives to move towards a competitive market.

2. The legislation doesn’t stipulate compulsory competition in the district heating and doesn’t take priority of heat energy supply to consumers at the lowest price.

3. The district heating utilities and local authorities can:

* refuse to provide land for the construction of boiler house or the technical requirements for connection to the heating system, referring to the absence of approved scheme of heat supply of the settlement, or the lack of increase in heat consumption in the heating system, the excess of its own heat generating capacity, which means there is no need of new heat producers in the existing heating system;
* provide technical requirements for connection to the heating system that can not be fulfilled in principle by potential competitive heat producer.

4. Prohibition of privatization of municipal property in the realm of heat supply.

5. The tariff-setting by "cost plus" method with a minimum profitability level:

* discourages heat supply enterprises to reduce their costs and
* can not provide an acceptable return on the investments in heat generating facilities of potential independent heat producers.

6. Lack of regulations that would ensure the practical application of at least those existing competitive heat market principles in the legislation, including lack of the procurement rules for heat purchase from the independent producers.

7. Gaps in existing regulations for connection to the heating systems*.*

The analysis of possible scenarios for competitive heat market and their influence on the heat tariffs for final consumers are done in the **Chapter 3**. Three possible models have been analyzed:

* **Model 1** – existing system of tariff setting is fully regulated by NKREKP and local authorities.
* **Model 2** – Lithuanian model of competitive market with two-parts (two-rates) boundary regulated tariff, auction system and 100% guarantee of compensation of conditionally constant part of tariff (CCPT) for Operator.
* **Model 2А** – Lithuanian model of competitive market with two-parts (two-rates) boundary regulated tariff, auction system, but without compensation of CCPT for Operator.
* **Model 3** – suggested model of competitive market of Ukraine, which must work both for one part tariff system as well as for two part tariff system without compensation of CCPT, but with payment of “capacity reservation” fee to Operator.

**Model 3** is recommended as preferable for Ukraine such as it gives a moderate decrease in the final tariff for end customer, improves the stimulation of Operators to increase their efficiency, and introduces fair competition between Operator and Independent Producers.

It was analyzed details and preconditions for implementation in Ukraine of accounting unbundling, legal unbundling and ownership unbundling as well as cancellation of privatization abandon of DH generation facilities. The “specific competitive approach” for existing CHP facilities on fossil fuels are proposed.

The concept strategy of competitive heat market for Ukraine is developed in **Chapter 4.**

This concept includes draft law «On amendments to Law of Ukraine “On heat supply” as of June 2, 2005, and other laws that regulates relationships in the field of heat supply, and package of secondary legislation which will be developed at the second stage of the project and shall be approved by authorized authorities.

Whereas the one-part tariffs system for heat energy dominates today in Ukraine, and as for September 2016 only 8 DH companies have received two-part heat tariffs, competitive market concept shall work both for one-part and for two-part heat tariffs holders.

The main requirements for competitive market operation are:

1. The DH tariffs for the end-user shall not be higher due to competition of producers in comparison with no competition system;
2. Stimulation of natural gas substitution by alternative fuels shall not be provided by only administrative measures but should be provided by market attraction of private funds. Otherwise, investment risks shall not be covered by consumers and increase their DH payments;
3. Providing accounting unbundling by the district heating supply companies and establishment separate tariffs for all types of licensed activity (production, transportation and supply of heat energy);
4. Providing in competitive heat supply systems monthly auctions on purchase of heat energy in the amount predicted for next month. Price of heat energy shall not be higher than upper threshold cost of heat energy production of the central producer. The threshold tariff of the of the central producer is formed according to the prescribed methodology and approved NKREKP or local authorities;
5. Realization access to the independent producers to heating networks. Connection to DH network shall be economically and technically reasonable, clear, non-discriminatory and ensure the right of consumers to get the lowest price of heat energy. The expenses on connection of IP to DH network shall to be paid by the IP of heat energy.
6. Ensuring of the capacity reservation.

The special design works and final approval by authorized authorities require:

* Rules and conditions for dispensing by independent heat producers of heat energy to DH network;
* Standard/  typical  agreement  on  buying/selling  heat energy from independent producers;
* Methodology  for  calculation  of basic (threshold) tariffs and fee  for  reservation  of  heat capacity;
* Procedure on determination of DH companies which are not liable for state regulation;
* Regulation on conditions for connection to the heat networks;
* Procedures on l pre-trial dispute resolution.

All of these subordinate regulations will ensure the implementation of the Law of Ukraine «On Amendments to the Law of Ukraine «On Heat Supply» and the practicable functioning of a competitive heat market model in Ukraine.

The main suggested provisions of these documents are elaborated in **Chapter 4**.

# Резюме

Аналіз ситуації у секторі централізованого теплопостачання, виконаний у **Розділі 1,** показує, що більшість країн ЄС мають характерні риси конкурентного ринку, багато країн розробили ефективну конкуренцію на місцевих ринках централізованого теплопостачання.

розвинені європейські країни переважно вже створили конкурентний ринок теплової енергії, а решта країн ЄС рухаються у цьому напрямку.

У країнах Європи наразі існують ***наступні підходи до встановлення тарифів на теплову енергію***:

* Тарифи встановлюються теплопостачальними компаніями на конкурентному ринку теплової енергії. Спеціальний *уповноважений орган* наглядає за ринком теплової енергії на предмет виконання існуючих норм *конкурентного права* (Швеція, Фінляндія, Данія, Німеччина, Австрія, Бельгія, Франція, Великобританія). За умов даної моделі ринку ТЕ, ефективна конкуренція між виробниками ТЕ в системі ЦТ та між ЦТ та іншими схемами теплопостачання не дає можливості домінуючим постачальникам встановлювати завищені (монопольні) ціни на ТЕ.
* Застосовується *спеціальний* підхід до встановлення тарифів для ЦТ з метою стимулювання ЦТ у порівнянні з іншими схемами теплопостачання, такими як електроопалення (Норвегія) та індивідуальне опалення на природному газі (Нідерланди).
* Максимальні тарифи визначаються згідно встановленої методології і для кожної компанії затверджуються *незалежним національним регулятором.* При цьому компанія *може відступити від встановленого тарифу в сторону його зниження* (Естонія, Латвія, Литва, Польща, Чехія, Словаччина, Угорщина, Болгарія, Македонія).
* Тарифи визначаються згідно встановленої методології та затверджуються *національним регулятором*. Теплопостачальна компанія *не може відійти від встановленого їй тарифу* (Росія, Білорусь, Румунія, Україна).

На сьогодні в країнах ЄС переважно існують ***дві моделі ринку ЦТ***:

* Модель ***«єдиного покупця»***, згідно якої постачальник/оператор мережі купує ТЕ від усіх виробників і продає його споживачам одного типу на рівних умовах та за однаковими цінами. Функціонування такої моделі можливе, якщо загальна відповідальність за продаж тепла кінцевому споживачу лежить на одній компанії, наприклад, операторі магістральної мережі. За умов даної моделі вертикально інтегрований оператор мережі має надавати стороннім виробникам тепла ***доступ до мережі на рівних умовах*** зі своєю власною генеруючою потужністю. Ця модель забезпечує відкритий доступ до тепломережі для виробників ТЕ. Модель «єдиного покупця» є *найбільш розповсюдженою* в системах ЦТ країн Європи.
* Модель ***«відкритих тепломереж»***, при якій виробник має гарантований доступ до мережі за умови, що він напряму продає ТЕ своїм власним клієнтам в обсязі необхідного споживання. Чинне законодавство Польщі дозволяє застосування цієї моделі, але наразі вона майже не реалізується на практиці ані в Польщі (за винятком кількох великих міст), ані в інших країнах (окрім пілотного проекту у м. Еспоо, Фінляндія) через її складність. Ця модель забезпечує відкритий доступ до тепломережі як для виробників ТЕ, так і для споживачів. Експерти вважають, що модель «відкритих тепломереж» потребує більшого ступеню анбандлінгу системи ЦТ, ніж існує зараз в країнах ЄС.

На європейському енергетичному ринку (в першу чергу ринках електроенергії та природного газу) розрізняють три види анбандлінгу – фінансовий, юридичний та анбандлінг власності. Для прийняття рішення щодо необхідності обов’язкового анбандлінгу (і його ступеня) на ринку ТЕ, необхідний детальний аналіз існуючих умов у окремо вибраній країні з метою оцінки ефективності функціонування даного інструменту.

Переважна більшість досліджених країн ЄС запровадили прозорий механізм приєднання незалежних виробників до тепломереж, і створили недискримінаційні правила для цього. Це особливо важливо у випадку, коли власник мережі має свої власні генеруючі потужності.

Ефективність функціонування ринку ТЕ також залежить від існуючої ***форми власності*** на відповідні об’єкти. Можна визначити чотири основні моделі власності на об’єкти комунальної теплоенергетики:

* повністю у державній власності під контролем або держави, або муніципалітету (*Гельсінкі, Мюнхен, Ґетеборг, Відень, Будапешт*);
* повністю у приватній власності (*Упсала, Мальме, Норчьопінг, Берлін, Гамбург*);
* змішана форма власності та управління – державно-приватна;
* неприбуткові кооперативи у комунальній власності (*Данія, Австрія*).

Аналіз наявних даних свідчить про те, що тенденція до приватизації систем централізованого теплопостачання посилюється як у західноєвропейських країнах, так і у країнах Центральної та Східної Європи. Наразі в різних країнах ЄС частка приватних форм власності в секторі ЦТ складає до ***40%.***

У **Розділі 2** проведено загальний огляд нормативно-правових документів в секторі централізованого теплопостачання України та проаналізовано їх вплив на потенційний конкурентний ринок теплової енергії в Україні.

Описано основні перешкоди, що заважають запровадженню конкурентного ринку тепла в Україні, серед яких:

* 1. Більшість комунальних підприємств централізованого теплопостачання є монополістами (в тому числі, з юридичної точки зору) і до теперішнього часу не мають вагомих економічних чи законодавчих стимулів рухатись в напрямку конкурентного ринку.
  2. Законодавчо не встановлено **необхідність** функціонування сфери централізованого теплопостачання **на конкурентних засадах**, а також **пріоритет** щодо отримання споживачами теплової енергії **за найнижчою ціною**.
  3. У комунальних підприємств та органів місцевого самоврядування є можливість:
  + відмовити в наданні земельної ділянки для будівництва котельні, або в наданні технічних умов на приєднання до тепломережі, посилаючись на відсутність затвердженої схеми теплопостачання населеного пункту, або на відсутність збільшення обсягів теплоспоживання в тепломережі, надлишок власних теплогенеруючих потужностей, що означає відсутність необхідності появи нових виробників тепла в існуючій системі теплопостачання;
  + надати технічні умови приєднання, що не можуть бути виконані потенційним конкурентним виробником.
  1. Заборона приватизації об’єктів комунальної власності в сфері теплопостачання.
  2. Недосконале рарифоутворення за методом «витрати плюс» та з мінімальним рівнем рентабельності.
  3. Відсутність необхідних підзаконних актів, що забезпечили б практичне використання хоча б тих засад конкурентного ринку теплопостачання, що прописані в існуючому законодавстві, зокрема, **правил закупівлі теплової енергії в незалежних виробників.**
  4. Недосконалість існуючих правил приєднання до тепломереж.

В **Розділі 3** проведено моделювання впливу кількох можливих варіантів моделі конкурентного ринку на тарифи для кінцевих споживачів. Порінювались:

* **Модель 1**  – існуюча в Україні повністю регульована НКРЕКП і місцевими органами влади система встановлення тарифів.
* **Модель 2** – Литовська модель конкурентного ринку з двоставковим граничним регульованим тарифом, системою аукціонів та гарантованою 100% компенсацією УПЧТ Оператору.
* **Модель 2А** – Литовська модель конкурентного ринку з одно- або двоставковим граничним регульованим тарифом, системою аукціонів, але без компенсації УПЧТ Оператору.
* **Модель 3** – запропонована модель КР для України, що повинна працювати і для одноставкового, і для двоставкового тарифів, без компенсації УПЧТ, але з платою “за резервування” Оператору.

**Модель 3** рекомендується до впровадження в Україні, оскільки вона дає помірне зниження середньозваженого тарифу на теплову енергію для кінцевого споживача, в більшій мірі стимулює Оператора до підвищення ефективності власного виробництва, а також забезпечує справедливу конкуренцію між Оператором та незалежними виробниками.

Проаналізовано особливості та необхідні передумови для впровадження в Україні фінансового, юридичного анбандлінгів та анбандлінгу власності, а також відміни заборони приватизації теплогенеруючих підприємств, що перебувають в комунальній власності. Розроблені проопозиції щодо “специфічного конкурентного підходу” для існуючих ТЕЦ, що працюють на викопному паливі.

В **Розділі 4** розроблена концепція конкурентного ринку теплової енергії, що пропонується для України.

Ця концепція включає законопроект щодо внесення змін до Закону України «Про теплопостачання» від 2 червня 2005 р. №2633-IV та інших законів, що регулюють відносини у сфері теплопостачання, а також пакет підзаконних нормативно-правових актів, що підлягають детальній розробці на другому етапі проекту з наступним затвердженням уповноваженими органами.

Оскільки, на даний час в Україні домінують одноставкові тарифи на теплову енергію, і станом на вересень 2016 року тільки 8 компаній отримали двоставкові тарифи, конценпція конкурентного ринку теплової енергії повинна працювати як для компаній, що отримали одноставкові тарифи, так і для компаній, що отримали двоставкові тарифи.

Основними умовами функціонування конкурентнго ринку теплогенерації є:

1) тариф на теплову енергію для кінцевих споживачів в результаті конкуренції виробників не повинен бути вищим, ніж за умови відсутності такої конкуренції;

2) стимулювання заміщення природного газу на альтернативні види палива не повинно здійснюватися лише адміністративними методами, а повинно забезпечуватися і за рахунок залучення приватного капіталу за допомогою ринкових методів, при цьому інвестиційні ризики не повинні переноситися на кінцевого споживача та підвищувати його плату за теплову енергію;

3) здійснення теплопостачальними організаціями фінансового анбандлінгу та встановлення окремих тарифів за всіма видами ліцензійної діяльності (виробництво, транспортування та постачання теплової енергії);

4) проведення у конкурентних системах теплопостачання щомісячних аукціонів на закупівлю теплової енергії у прогнозних обсягах для наступного місяця. Ціна теплової енергії, за якою вона закуповується у незалежних виробників на аукціоні, не повинна перевищувати граничний тариф на виробництво теплової енергії основного виробника. Граничний тариф основного виробника формується за встановленою методикою та затверджується НКРЕКП або органами місцевого самоврядування;

5) реалізація безперешкодного доступу незалежних виробників до теплових мереж. Підключення до теплових мереж має бути економічно і технічно обґрунтованим, прозорим і недискримінаційним та забезпечувати реалізацію права споживачів отримувати тепло за найнижчих цін. Витрати на приєднання до теплової мережі відшкодовує незалежний виробник теплової енергії;

6) забезпечення резервування потужностей.

У зв’язку з цим, окремій розробці та затвердженню уповноваженими органами підлягають:

* Правила і процедури відпуску незалежними виробниками теплової енергії у теплові мережі централізованої системи теплопостачання;
* Стандартний договір купівлі-продажу теплової енергії у незалежних виробників;
* Методика розрахунку базових (граничних) тарифів та плати за резервування теплової потужності.
* Порядок визначення суб’єктів господарювання у сфері централізованого теплопостачання, що не підлягають державному регулюванню;
* Порядок та умови приєднання до теплових мереж;
* Процедура вирішення спірних питань.

Усі ці підзаконні нормативно-правові акти забезпечать реалізацію норм Закону України «Про внесення змін до ЗУ «Про теплопостачання» та реальне функціонування конкурентної моделі ринку теплової енергії в Україні.

У **Розділі 4** наведені також основні концептуальні положення цих документів, що пропонуються.

# Умовні позначення

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ЄС – Європейський Союз

КР – конкурентний ринок

НВ – незалежний виробник

О – Оператор

ПГ – природний газ

ТЕ – теплова енергія

ТЕЦ – теплоелектроцентраль

ТКЕ – теплокомуненерго

ТПВ – тверді побутові відходи

УЗЧТ – умовно-змінна частина тарифу

УПЧТ – умовно-постійна частина тарифу

ЦТ – централізоване теплопостачання

ЦТ – централізоване теплопостачання

1Т – одноставковий тариф

2Т – двоставковий тариф

# АНАЛІЗ УСПІШНИХ ПРИКЛАДІВ КОНКУРЕНТНИХ РИНКІВ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ У СВІТІ ТА КРАЇНАХ ЄС

# НАЯВНІСТЬ ТА ОСОБЛИВОСТІ КОНКУРЕНТНИХ РИНКІВ В КРАЇНАХ ЄС

В Європейському Союзі найбільша частка кінцевого енергоспоживання (45%) припадає на теплову енергію, що набагато більше інших напрямків споживання: електроенергія – 20%, транспортний сектор – 26%, неенергетичне використання – 9%[[1]](#footnote-1).

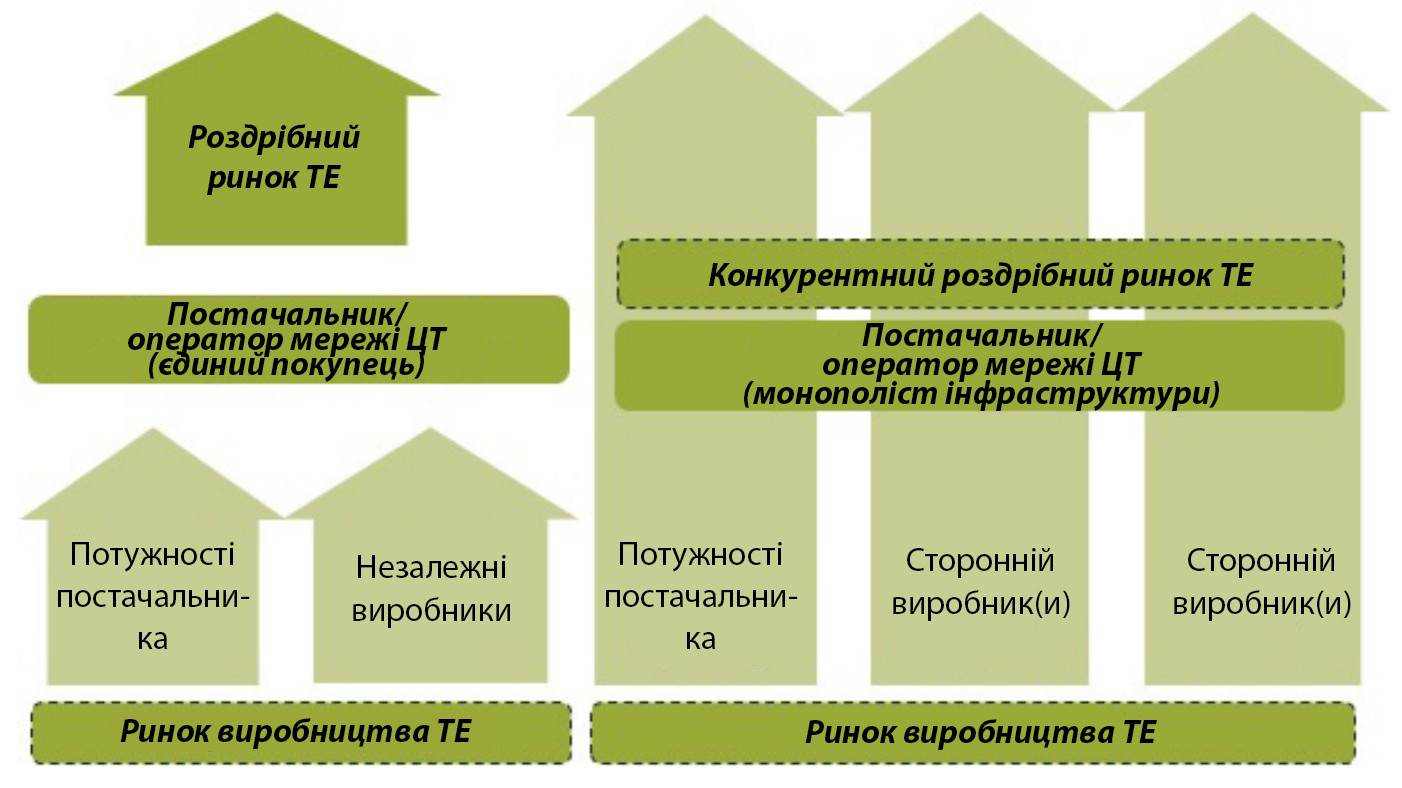
Аналіз ситуації у секторі централізованого теплопостачання показує, що більшість країн ЄС мають характерні риси конкурентного ринку, багато країн розробили ефективну конкуренцію на місцевих ринках централізованого теплопостачання.

У країнах Європи наразі існують ***наступні підходи до встановлення тарифів*** ***на теплову енергію***[[2]](#footnote-2):

* Тарифи встановлюються теплопостачальними компаніями на конкурентному ринку теплової енергії. Спеціальний *уповноважений орган* наглядає за ринком теплової енергії на предмет виконання існуючих норм *конкурентного права* (Швеція, Фінляндія, Данія, Німеччина, Австрія, Бельгія, Франція, Великобританія). За умов даної моделі ринку ТЕ, ефективна конкуренція між виробниками ТЕ в системі ЦТ та між ЦТ та іншими схемами теплопостачання не дає можливості домінуючим постачальникам встановлювати завищені (монопольні) ціни на ТЕ.
* Застосовується *спеціальний* підхід до встановлення тарифів для ЦТ з метою стимулювання ЦТ у порівнянні з іншими схемами теплопостачання, такими як електроопалення (Норвегія) та індивідуальне опалення на природному газі (Нідерланди).
* Максимальні тарифи визначаються згідно встановленої методології і для кожної компанії затверджуються *незалежним національним регулятором.* При цьому компанія *може відступити від встановленого тарифу в сторону його зниження* (Естонія, Латвія, Литва, Польща, Чехія, Словаччина, Угорщина, Болгарія, Македонія).
* Тарифи визначаються згідно встановленої методології та затверджуються *національним регулятором*. Теплопостачальна компанія *не може відійти від встановленого їй тарифу* (Росія, Білорусь, Румунія, Україна).

На сьогодні в країнах ЄС переважно існують ***дві моделі ринку ЦТ***[[3]](#footnote-3):

* Модель ***«єдиного покупця»***, згідно якої постачальник/оператор мережі покупає ТЕ від всіх виробників і продає його споживачам одного типу на рівних умовах та за однаковими цінами. Функціонування такої моделі можливе, якщо загальна відповідальність за продаж тепла кінцевому споживачу лежить на одній компанії, наприклад, операторі магістральної мережі. За умов даної моделі вертикально інтегрований оператор мережі має надавати стороннім виробникам тепла ***доступ до мережі на рівних умовах*** зі своєю власною генеруючою потужністю (**Рис. 1а**). Ця модель забезпечує відкритий доступ до тепломережі для виробників ТЕ. Модель «єдиного покупця» є *найбільш розповсюдженою* в системах ЦТ країн Європи.
* Модель ***«відкритих тепломереж»***, при якій виробник має гарантований доступ до мережі за умови, що він напряму продає ТЕ своїм власним клієнтам в обсязі необхідного споживання (**Рис. 1б**). Чинне законодавство Польщі дозволяє застосування цієї моделі, але наразі вона майже не реалізується на практиці ані в Польщі (за винятком кількох великих міст), ані в інших країнах (окрім пілотного проекту у м. Еспоо, Фінляндія[[4]](#footnote-4)) через її складність. Ця модель забезпечує відкритий доступ до тепломережі як для виробників ТЕ, так і для споживачів. Експерти вважають, що модель «відкритих тепломереж» потребує більшого ступеню анбандлінгу системи ЦТ, ніж існує зараз в країнах ЄС.



|  |  |
| --- | --- |
| *а) Модель «єдиного покупця»* | *б) Модель «відкритих тепломереж»* |

**Рисунок 1** –Базові моделі ринку ЦТ3.

Нижче приведені деякі особливості ринків централізованого теплопостачання окремих країн ЄС.

**НІМЕЧЧИНА**

Тарифи на теплову енергію не регулюються державою а формуються на конкурентному ринку. Стандартної методики встановлення тарифів немає.

Загальний нагляд за ринком теплової енергії з точки зору дотримання норм конкурентного права виконує незалежний орган *– Департамент з питань конкуренції Німеччини (****German Competition Authority****)*[[5]](#footnote-5)*.* Федеральне агентство Bundesnetzagentur[[6]](#footnote-6) виконує регулювання *тільки* в секторі електричної енергії та природного газу.

Постанова «Про загальні умови постачання тепла в системах ЦТ» (AVBFernwärmeV[[7]](#footnote-7)) регулює відносини між постачальниками та споживачами (окрім промислових).

**ДАНІЯ**

Ринок теплової енергії у системі ЦТ Данії регулюється Законом «Про теплопостачання» (Heat Supply Act 1979 р. зі змінами[[8]](#footnote-8)). Згідно цього закону, ТЕ, *незалежно від виду палива*, може постачатись по тарифу, який обов’язково включає в себе витрати на такі складові: паливо; заробітна платня та інші операційні витрати; дослідницька діяльність; адміністративні витрати; постачання; витрати, пов’язані з зобов’язаннями по наданню комунальних послуг; фінансові витрати за попередній період, пов’язані з інвестиціями у розвиток теплових мереж.

Тарифи встановлюються кожною теплопостачальною компанією на основі своїх конкретних витрат і мають бути представлені *національному Регулятору* *в секторі енергетики* (***Danish Energy Regulatory Authority –*** ***DERA***[[9]](#footnote-9)) для інформації (але не для затвердження). Тарифи не можуть відрізнятися за типом споживачів (населення, промисловість, бюджетний сектор і т.д.).

Тарифи не відображають певний тип палива, а лише понесені витрати. Багато компаній використовують декілька видів палива чи технологій, тому такого поняття як тариф на ТЕ з конкретного виду палива не існує. Але є статистичні дані по цінах на теплову енергію по компаніях з *переважним використанням певного типу палива або технології* (виробництво тільки теплової енергії або сумісне виробництво теплової та електричної енергії).

Загальний нагляд за ринком теплової енергії з точки зору дотримання норм конкурентного права виконує незалежний орган *– Департамент з питань конкуренції та прав споживачів* (***Danish Competition and Consumer Authority***[[10]](#footnote-10))*.*

**ВЕЛИКОБРИТАНІЯ**

Тарифи на теплову енергію з різних енергоносіїв встановлюються самими виробниками на конкурентному ринку теплової енергії. При цьому *постачальники не зобов’язані публікувати дані про ціни або розкривати цю інформацію будь-якій третій стороні*[[11]](#footnote-11).

Загальний нагляд за ринком теплової енергії з точки зору дотримання норм конкурентного права виконує незалежний орган *– Департамент з питань конкуренції та ринків* (***Competition and Markets Authority – CMA***[[12]](#footnote-12))*.*

**ФІНЛЯНДІЯ**

Ринкові тарифи на теплову енергію встановлюються місцевими теплопостачальними компаніями, вони є різними для різних регіонів. Ціноутворення регулюється енергетичними податками, які розповсюджуються на електроенергію, вугілля, природний газ, паливний торф, рідкі палива (включаючи біоетанол та біодизель)[[13]](#footnote-13).

Широко використовуються система ціноутворення, яка включає[[14]](#footnote-14):

* Плату за під’єднання, розмір якої залежить від місця розташування і розміру будинку.
* Плату за спожиту теплову енергію. Тариф залежить від виду палива, з якого була вироблена теплова енергія, а також від постійних та змінних складових витрат на теплопостачання.

Ринок ТЕ в Фінляндії завжди був лібералізований, тому немає спеціального законодавства щодо ЦТ, хоча деякі законодавчі акти (наприклад, закон «Про енергоефективність») прямо чи опосередковано впливають на нього. Діяльність у сфері ЦТ регулюється законодавством щодо конкурентного права та захисту споживачів. Права клієнтів захищені законом «Про захист прав споживачів».

Загальний нагляд за ринком теплової енергії з точки зору дотримання норм конкурентного права виконує незалежний орган *– Департамент з питань конкуренції та прав споживачів* (***Finnish Competition and Consumer Authority***[[15]](#footnote-15))*.* Регулятор в секторі енергетики (Energy Authority[[16]](#footnote-16)) опікується *лише* ринками електроенергії та природного газу.

Організація Finnish Energy[[17]](#footnote-17) (яка являє собою асоціацію виробників та постачальників електроенергії, теплової енергії в системі ЦТ та супутніх послуг) два рази на рік (1 січня та 1 липня) збирає у відповідних компаній інформацію щодо цін на теплову енергію для трьох нових житлових будинків різного розміру. Діяльність Finnish Energy спрямована на покращення конкурентних умов на енергетичному ринку, в тому числі у секторі ЦТ.

**АВСТРІЯ**

На відміну від ринків газу та електроенергії, регулятором яких є орган державного управління Energie-Control Austria (E-Control)[[18]](#footnote-18), *ринок тепла в Австрії не регулюється*, а ціни на ТЕ формують самі теплопостачальні компанії. *При цьому виробники тепла не зобов’язані оприлюднювати свої тарифи*[[19]](#footnote-19).

В країні немає спеціального законодавства щодо ЦТ, однак, опосередковано на нього впливає законодавство на ринку електроенергії через комбіноване виробництво ТЕ та електроенергії[[20]](#footnote-20).

Загальний нагляд за ринком теплової енергії з точки зору дотримання норм конкурентного права виконує незалежний орган *– Департамент з питань конкуренції* (***Austrian Competition Authority***[[21]](#footnote-21))*.*

**ШВЕЦІЯ**

Ціни на теплову енергію в системі ЦТ Швеції не регулюються. Теплопостачальні компанії встановлюють їх на конкурентному ринку теплової енергії. Але ринок знаходиться під наглядом *Інспекції енергетичного ринку Швеції* (***Swedish Energy Market Inspectorate***[[22]](#footnote-22)) та *Департаменту з питань конкуренції* *Швеції* (***Swedish Competition Authority***[[23]](#footnote-23)). Крім того, існує Рада з питань ЦТ (Swedish District Heating Board[[24]](#footnote-24)), яка є незалежним підрозділом Шведського Енергетичного Агентства[[25]](#footnote-25) та займається вирішенням проблем між теплопостачальними компаніями та споживачами у відповідності до Закону про централізоване теплопостачання.

Закон «Про централізоване теплопостачання» (District Heating Act 2008:263[[26]](#footnote-26)) був прийнятий з метою розширення прав споживачів ЦТ та підвищення прозорості ціноутворення в секторі. Відповідно до законодавства, компанії-виробники тепла зобов’язані проводити переговори зі своїми клієнтами, перш ніж вносити будь-які зміни в умови поставок тепла. Уряд країни або орган, призначений урядом, може видавати постанови, що стосуються зобов’язань по наданню інформації про ціни на ЦТ широкій публіці. У закон також були внесені поправки щодо положень про облік та виставлення рахунків клієнтам ЦТ за фактичне споживання теплової енергії з 1 січня 2015 року.

**НОРВЕГІЯ**

Ціни на теплову енергію з різних енергоносіїв встановлюються самими виробниками на конкурентному ринку теплової енергії. Але існує одне обмеження, зафіксоване в законі «Про енергетику»: *ціна на теплову енергію в системі ЦТ не може перевищувати вартість електроопалення у даному регіоні*[[27]](#footnote-27). Таким чином стимулюється «невикористання» електроопалення.

Ринок ЦТ регулюється законом «Про енергетику» (1986 р.) та законом «Про планування та будівництво» (1985 р. із змінами)[[28]](#footnote-28), які сприяють розвитку конкурентного ринку ТЕ. Закон «Про енергетику» також регулює ціноутворення з метою захисту прав споживачів, а закон «Про планування та будівництво» з 1986 року включає вимогу щодо підключення до системи ЦТ.

*Національний Регулятор* в енергетичному секторі Норвегії (***NVE***[[29]](#footnote-29)) відповідає за ринки електроенергії та ЦТ. Але на практиці він опікується, головним чином, електроенергетикою, оскільки ЦТ займає в країні відносно невеликий сегмент на відміну від гідроенергії. Регулятор видає ліцензії на виробництво теплової енергії (ліцензії потребують лише установки потужністю > 10 МВтт) та розглядає скарги на ціноутворення.

Вартість ТЕ включає в себе плату за підключення до мережі, річну фіксовану плату та плату за обсяг спожитого тепла.

**НІДЕРЛАНДИ**

Ринок теплової енергії регулюється Законом про теплову енергію (2014 р.). Основна мета закону – захистити споживачів від переплати за ТЕ. *Департамент з питань споживачів та ринків* (***Authority for Consumer and Market – АСМ***[[30]](#footnote-30)) щорічно встановлює ціни на теплову енергію, виходячи з цін на природний газ та керуючись положеннями Закону про теплову енергію. При встановленні цін також береться до уваги цілий ряд параметрів, визначених Міністерством економіки та зафіксованих у Директиві з питань теплової енергії.

Вартість теплової енергії складається з постійної частини та змінної частини, що залежить від обсягів споживання тепла. Основний принцип полягає в тому, щоб користувачі системи ЦТ *не платили більше, ніж було б у разі використання ними індивідуальної системи опалення на природному газі*. Якщо падає ціна газу, відповідно зменшується ціна на ТЕ в системі ЦТ.

**ІТАЛІЯ**

В Італії ситуація на енергетичному ринку є доволі складною, оскільки він нещодавно був частково лібералізований. В результаті цього можлива ситуація, коли найближчим часом в країні будуть співіснувати регульовані та ринкові тарифи, і споживачі зможуть самі вибирати постачальника[[31]](#footnote-31).

Це ж відноситься й до сектору ЦТ, хоча його частка в країні є досить обмеженою у порівнянні з індивідуальними системами опалення. Деякі компанії намагаються розвивати цей сектор, але розбудова нової інфраструктури вимагає великих коштів. Також слід зауважити, що більшість італійців віддають перевагу власному автономному теплозабезпеченню. Досить розповсюдженим є встановлення індивідуальних систем опалення з котлом у кожній квартирі навіть у великих будинках.

Мінімальні сервісні стандарти та тарифи встановлюються та контролюються *Департаментом з електроенергетики, газу та водопостачання*(***Regulatory Authority for Electricity and Gas***[[32]](#footnote-32)), який є незалежним органом. Спеціальним законодавчим актом (04.07.2014) Департамент також призначений *відповідальним за наступні питання в секторі ЦТ*:

* безперервність, якість і безпека теплопостачання та систем обліку;
* критерії для визначення тарифів на підключення користувачів до теплової мережі;
* процедури для здійснення права на відключення;
* процедура обнародування операторами теплової мережі тарифів на постачання теплової енергії, підключення, відключення та використання допоміжного обладнання;
* підключення нових виробників теплової енергії до мереж системи ЦТ при нормальних умовах експлуатації;
* обсяги теплопостачання, тільки якщо існують зобов'язання щодо підключення до теплової мережі, уведені регіональною владою або муніципалітетом;
* критерії та умови надання кінцевим споживачам пристроїв для індивідуального вимірювання споживанні теплової енергії/холодної води/гарячої води для побутового використання, а також питання, яким чином клієнт може скористатися послугами терморегуляції та обліку тепла в інших компаніях, а не у існуючого постачальника;
* правила поводження з рахунками, доступ до інформації щодо споживання та оплати.

**ПОЛЬЩА**

*Управління регулювання енергетики* ***(ERO – Energy Regulatory Office***[[33]](#footnote-33)) є центральним органом державного управління та відповідає за регулювання в енергетиці а також розвиток конкуренції. ERO регулює діяльність енергетичних підприємств з метою збалансування інтересів енергетичних компаній і клієнтів. Серед іншого, ERO перевіряє розрахунки підприємств, подані для затвердження тарифів на газоподібне паливо, електроенергію і ***теплову енергію***; *затверджує ці тарифи* та контролює їх застосування.

Ціни на ТЕ є регульованими, а не формуються на конкурентному ринку теплової енергії3.

**ЛИТВА**

Умовами функціонування конкуренції на ринку ТЕ є:

1) Тариф на теплову енергію для кінцевих споживачів у результаті конкуренції виробників не повинен бути вищим, ніж за умови відсутності такої конкуренції.

2) Стимулювання заміщення природного газу на альтернативні види палива не повинно здійснюватися лише адміністративними методами, а повинно забезпечуватися і за рахунок залучення приватного капіталу за допомогою ринкових методів. Інвестиційні ризики не повинні переноситися на споживача та підвищувати його плату за ТЕ.

3) Оператор ринку (він же у більшості випадків є основним виробником ТЕ) забезпечує проведення щомісячних аукціонів на закупівлю ТЕ у прогнозних для наступного місяця обсягах, при цьому ціна теплової енергії на аукціоні не повинна перевищувати граничну ціну основного виробника. Визначення переможців щомісячного аукціону проводитися за критерієм найнижчої ціни.

4) Постачальник теплової енергії зобов’язаний підключити до теплових мереж установки усіх незалежних виробників тепла з відновлюваних джерел. Порядок пріоритетності купівлі ТЕ у незалежних виробників наступний: 1 – ТЕЦ на ВДЕ, 2 – котельні та інші установки на ВДЕ, 3 – скидна теплота промисловості, 4 – ефективні когенераційні установки, 5 – котельні на викопних паливах. Витрати на приєднання котельні до теплової мережі відшкодовує незалежний виробник теплової енергії.

5) Дія двоставкових тарифів для виробників ТЕ.

6) Здійснений фінансовий анбандлінг усіх теплопостачальних підприємств.

Ринок ТЕ регулюється законами «Про теплове господарство»[[34]](#footnote-34) (2003) та «Про енергію, вироблену з відновлюваних джерел»[[35]](#footnote-35) (2011). Також існує пакет конкурентної моделі у сфері ЦТ, який включає «Порядок та умови приєднання до теплових мереж», «Правила аналізу ринку», «Порядок визначення суб’єктів господарювання у сфері централізованого теплопостачання, що не підлягають державному регулюванню», «Правила і процедури відпуску незалежними виробниками теплової енергії у теплові мережі централізованої системи теплопостачання» «Процедура вирішення спірних питань».

Діяльність в секторі ЦТ контролюється незалежним національним органом – *Національною комісією з управління енергетикою та цінами* ***(National Commission for Energy Control and Prices – NCC***[[36]](#footnote-36)). Слід зазначити, що NCC *не регулює* ціну палива як складову тарифу на ТЕ (на сьогодні, в середньому, 54%[[37]](#footnote-37)). *Зона впливу* Національної комісії поширюється на такі складові як амортизація, витрати на персонал, експлуатацію та технічне обслуговування, кредитний процент та ін.2

Базова ціна для споживачів встановлюється на основі витрат на купівлю теплової енергії, її транспортування, встановлення приладів вимірювання, підтримку їх справності, підготовку рахунків та бухгалтерських витрат.

**ЛАТВІЯ**

Теплопостачання в Латвії являє собою регульовану громадську послугу. Регулювання розповсюджується ***тільки*** на виробників теплової енергії обсягом > 5 ГВт∙год/рік (> 4300Гкал/рік). Регулюючим органом є *Комісія комунальних підприємств* (***Public Utilities Commission – PUC***[[38]](#footnote-38)). Комісія затверджує тарифи на теплову енергію ***тільки*** для постачальників з обсягом >5 ГВт∙год/рік (>4300Гкал/рік).

Дрібне виробництво ТЕ не підлягає регулюванню з метою зменшення адміністративного тягаря на виробників.

**ЕСТОНІЯ**

Національна стратегія Естонії полягає у повному регулюванні сектору ЦТ та цін на теплову енергію в ньому (з 2010 р.). При цьому споживачі мають право відмовитися від послуг ЦТ без будь-яких штрафів та скористатися іншими схемами теплопостачання.

Національним регулятором в секторі ЦТ є *Управління з питань конкуренції* (департамент ЦТ) – ***Estonian Competition Authority***[[39]](#footnote-39) (District Heating Department). Регулятор затверджує *максимальну* ціну виробництва ТЕ для кожної компанії-виробника та *максимальну* ціну продажу ТЕ кінцевому споживачу для кожної теплопостачальної компанії та для кожного регіону/міста. Якщо підприємство ЦТ продає теплову енергію за ціною, що дорівнює або нижче цієї максимальної ціни, ЕСА не застосовує додаткові заходи щодо її регулювання.

**ХОРВАТІЯ**

Правове регулювання ринку ТЕ здійснюється законом «Про ринок теплової енергії»[[40]](#footnote-40) (2013). Виробництво та постачання теплової енергії здійснюється на засадах *вільної конкуренції*.

Тарифи на транспортування теплової енергії розраховуються на основі методології, затвердженої *Національним регулятором у секторі енергетики* (***HERA –*** ***Croatian Energy Regulatory Agency***[[41]](#footnote-41)). Тарифи встановлюються на основі обґрунтованих витрат транспортувальника на відповідній території.

Тариф на виробництво ТЕ для виробника, що забезпечує >60% від потреб системи ЦТ, визначається на основі методології, затвердженої Національним Регулятором. У випадку меншої частки, тариф формується на ринкових засадах. Ціна на виробництво ТЕ для комерційного використання у будь-якому випадку встановлюється на ринкових засадах.

Зведена інформація щодо особливостей ринку теплової енергії в окремих країнах ЄС приведена у **Табл. 1.**

**Таблиця 1.** Зведена інформація щодо особливостей ринку теплової енергії в окремих країнах ЄС.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Країна** | ***Ринок теплової енергії без тарифного регулювання*** | | |
| **Опис ринку** | **Орган нагляду** | **Особливості тарифів/цін** |
| **Німеччина** | Тарифи на ТЕ не регулюються а формуються на конкурентному ринку.  Законодавство в секторі ТЕ:  Закон “Про стимулювання ВДЕ в секторі теплової енергії” (EEWärmeG 2009 р.); Постанова “Про загальні умови постачання тепла в системах ЦТ” (AVBFernwärmeV). | Загальний нагляд: *Департамент з питань конкуренції (****German Competition Authority****).*  Федеральне агентство Bundesnetzagentur виконує регулювання *тільки* в секторі електричної енергії та природного газу. | Стандартної методики встановлення тарифів на ТЕ немає. |
| **Данія** | Тарифи на ТЕ встановлюються кожною теплопостачальною компанією на основі своїх конкретних витрат і не можуть відрізнятися за типом споживачів (населення, промисловість, бюджетний сектор і т.д.).  Ринок теплової енергії в системі ЦТ регулюється законом «Про теплопостачання» (Heat Supply Act1979). | Загальний нагляд: *Департамент з питань конкуренції та прав споживачів (****Danish Competition and Consumer Authority****).*  Тарифи на ТЕ мають бути представлені *Національному Регулятору* *в секторі енергетики* (***Danish Energy Regulatory Authority – DERA***) для інформації (але не для затвердження). | Тарифи на ТЕ, *незалежно від виду палива*, обов’язково включають ряд *складових,* у т.ч витрати на паливо, операційні витрати, витрати на постачання, фінансові витрати за попередній період, пов’язані з інвестиціями у розвиток теплових мереж, та інші. |
| **Велико-британія** | Тарифи на ТЕ встановлюються самими виробниками на конкурентному ринку теплової енергії. При цьому постачальники *не зобов’язані* публікувати дані про ціни або розкривати цю інформацію будь-якій третій стороні. | Загальний нагляд: *Департамент з питань конкуренції та ринків (****Competition and Markets Authority – CMA****).*  Управління ринків газу та електроенергії (**Ofgem**) (неміністерський урядовий підрозділ та незалежний *регуляторний орган*) відповідає за реалізацію державного механізму стимулювання виробництва ТЕ з ВДЕ. | Уряд *стимулює виробництва тепла з ВДЕ.* |
| **Фінляндія** | Ринкові тарифи на ТЕ встановлюються місцевими теплопостачальними компаніями. Ці компанії зазвичай знаходяться у муніципальній власності, хоча є приклади функціонування міжнародних компаній.  Права клієнтів захищені Законом «Про захист прав споживачів».  Модель *«єдиного покупця»* ринку ЦТ. | Загальний нагляд: *Департамент з питань конкуренції та прав споживачів (****Finnish Competition and Consumer Authority****).*  Регулятор в секторі енергетики (Energy Authority) опікується лише ринками електроенергії та природного газу. | Ціна ТЕ включає:   * Плату за під’єднання, розмір якої залежить від місця розташування і розміру будинку. * Плату за спожиту ТЕ. Тариф залежить від виду палива а також від постійних та змінних складових витрат на теплопостачання.   Ціноутворення регулюється енергетичними податками (податки складають ~29% ціни ТЕ). |
| **Австрія** | Ціни на ТЕ формують самі теплопостачальні компанії. *При цьому виробники тепла не зобов’язані оприлюднювати свої тарифи*. ***Немає*** спеціального законодавства щодо ЦТ, однак, опосередковано на нього впливає законодавство на ринку е/е через комбіноване виробництво ТЕ та е/е. | Загальний нагляд: *Департамент з питань конкуренції (****Austrian Competition Authority****).* |  |
| **Швеція** | Ціни на теплову енергію в системі ЦТ не регулюються.  Закон «Про ЦТ» (District Heating Act 2008:263) призваний захищати права споживачів та підвищувати прозорість ціноутворення в секторі.  Модель *«єдиного покупця»* ринку ЦТ. | Ринок ЦТ знаходиться під наглядом *Інспекції енергетичного ринку* (***Swedish Energy Market Inspectorate***) та *Департаменту з питань конкуренції* (***Swedish Competition Authority***). | Для забезпечення конкурентоздатності з іншими варіантами теплопостачання (наприклад, тепловими насосами) багато компаній системи ЦТ відкрито формують свої ціни на ТЕ, ґрунтуючись не на реальних витратах, а беручи до уваги ціни найближчих «конкурентів». |
|  | ***Ринок теплової енергії з регульованими тарифами*** | | |
|  | **Опис ринку** | **Регулятор** | **Особливості тарифів/цін** |
| **Норвегія** | Ринок ЦТ регулюється законом «Про енергетику» (1986), який регулює ціноутворення для захисту споживачів, та законом «Про планування та будівництво».  Модель *«єдиного покупця»* ринку ЦТ. | *Національний Регулятор* в енергетичному секторі Норвегії (***NVE***) відповідає за ринки електроенергії та ЦТ. Але на практиці він опікується, головним чином, сектором електроенергії, оскільки ЦТ займає в країні відносно невеликий сегмент.  Регулятор видає ліцензії на виробництво теплової енергії для установок > 10 МВт. | Закон «Про енергетику»: *ціна на ТЕ в системі ЦТ не може перевищувати вартість електроопалення в даному регіоні*.  Вартість ТЕ включає в себе плату за підключення до мережі, річну фіксовану плату та плату та обсяг спожитого тепла. |
| **Нідерланди** | Ринок ТЕ регулюється законом «Про теплову енергію» (2014 р.). Основна мета закону – захистити споживачів від переплати за теплову енергію. | *Департамент з питань споживачів та ринків* (***Authority for Consumer and Market***) щорічно ***встановлює ціни*** на ТЕ, виходячи з цін на природний газ та керуючись положеннями закону «Про теплову енергію». Також береться до уваги цілий ряд параметрів, визначених Міністерством економіки та зафіксованих у Директиві з питань теплової енергії. | Вартість ТЕ складається з постійної частини та змінної частини, що залежить від обсягів споживання тепла.  Основний принцип: користувачі системи ЦТ мають *не платили більше, ніж було би в разі використання ними індивідуальної системи опалення на природному газі*. |
| **Польща** | Законодавство *теоретично* дає можливість застосування моделі *«відкритих тепломереж»* при виконанні обов’язкових умов (економічних та технічних). ***Але на практиці ця модель майже не реалізується через її складність.***  Модель ринку ЦТ: комбінація *«єдиного покупця»* і *«відкритих тепломереж»*. | *Управління регулювання енергетики* ***(ERO – Energy Regulatory Office***) ***перевіряє і затверджує*** ***тарифи*** на виробництво й транспортування теплової енергії та контролює їх застосування. |  |
| **Литва** | Ринок ТЕ регулюється законами «Про сектор теплопостачання» (2003) та «Про енергію, вироблену з відновлюваних джерел» (2011).  Постачальник тепла повинен мати ліцензію. Він зобов’язаний підключити до теплових мереж установки всіх незалежних виробників ТЕ, що виробляють її з відновлюваних джерел.  Модель *«єдиного покупця»* ринку ЦТ. | Регулятор, *Національна комісія з управління енергетикою та цінами* ***(National Commission for Energy Control and Prices – NCC***) ***затверджує базові ціни*** на ТЕ для постачальників тепла обсягом > 10 ГВт∙год/рік (**> 8600** Гкал/рік). У відповідності до базових цін, ***ради муніципалітетів*** ***встановлюють*** ліцензованим компаніям ***ціни*** на продаж тепла, а також ***встановлюють*** ***ціни*** на ТЕ виробникам, що продають < 10 ГВт∙год/рік (**< 8600** Гкал/рік). | В структурі тарифів на теплову енергію NCC *не регулює* складову ціни палива. *Зона впливу NCC* поширюється на амортизацію, витрати на персонал, експлуатацію та технічне обслуговування, кредитний процент та ін. В структурі тарифу на ТЕ частка вартості палива складає в середньому 54%. |
| **Латвія** | Теплопостачання є регульованою громадською послугою. Але регулювання розповсюджується ***тільки*** на виробників теплової енергії обсягом > 5 ГВт∙год/рік (**> 4300** Гкал/рік).  Системи ЦТ, в основному, знаходяться в муніципальній власності, але є приклади приватної власності.  Модель *«єдиного покупця»* ринку ЦТ. | Регулятор, *Комісія комунальних підприємств* (***Public Utilities Commission – PUC38***), затверджує тарифи на теплову енергію ***тільки*** для постачальників з обсягом > 5 ГВт∙год/рік (**> 4300** Гкал/рік). Дрібне виробництво тепла не підлягає регулюванню з метою зменшення адміністративного тягаря на виробників. |  |
| **Естонія** | Згідно закону «Про ЦТ» (2003), регулювання цін на ТЕ спочатку було *вибіркове,* а з 2010 р. – *повне*. Закон «Про ЦТ» визначає сторони на ринку ЦТ, їх права та обов’язки.  Модель *«єдиного покупця»* ринку ЦТ. | Національний регулятор, *Управління з питань конкуренції* (***Estonian Competition Authority***) затверджує *максимальну* ціну виробництва ТЕ для кожного виробника та *максимальну* ціну продажу ТЕ споживачу для кожної теплопостачальної компанії та для кожного регіону/міста. |  |
| **Хорватія** | Правове регулювання ринку ТЕ здійснюється законом «Про ринок теплової енергії» (2013).  Виробництво та постачання ТЕ виконується на засадах *вільної конкуренції*. Транспортування ТЕ вважається *комунальною послугою*. Діяльність з виробництва, транспортування, постачання ТЕ вимагає ліцензії. | Тарифи на *транспортування* ТЕ розраховуються на основі методології, затвердженої *Національним Регулятором в секторі енергетики* (***HERA –*** ***Croatian Energy Regulatory Agency***). Тариф на *виробництво* ТЕ для виробника, що забезпечує **> 60%** потреб ЦТ, визначається за методологією, затвердженою Регулятором. При частці **<60%** тариф формується на ринкових засадах. |  |

# ФІНАНСОВИЙ, ЮРИДИЧНИЙ АНБАНДЛІНГ ТА АНБАНДЛІНГ ВЛАСНОСТІ

Однією з ключових умов ефективного функціонування лібералізованих енергетичних ринків електроенергії та природного газу у розвинутих країнах є відділення (*анбандлінг*[[42]](#footnote-42)) діяльності виробництва, постачання та розподілення. Це дозволило новим електричним та газовим постачальним компаніям зайти на ринки та використовувати передавальні та розподільчі мережі в недискримінаційних умовах, а також створити прозорі та ефективні конкурентні умови, що позитивно вплинуло на функціонування галузей. Відповідне законодавство регулює діяльність цих ринків. Це, перш за все, третій енергетичний пакет[[43]](#footnote-43), який включає в себе дві директиви 2009/72/EC[[44]](#footnote-44) та 2009/73/EC[[45]](#footnote-45), у яких окреслені правила та особливості функціонування енергетичних ринків, та три положення. Для ринку теплової енергії, який завдяки своїм особливостям відрізняється від ринків електроенергії та газу, такого законодавства не існує.

Важливим питанням на ринку ТЕ у секторі ЦТ також є використання анбандлінгу. Його основною метою у даному випадку є відокремлення виробництва від транспортування та постачання, оскільки, як очікується, це сприятиме полегшенню доступу незалежних виробників тепла (у тому числі, з ВДЕ) до існуючих тепломереж, що призведе до появи здорової конкуренції між виробниками ТЕ та створення ефективної та прогресивної моделі функціонування даного ринку. Розглядають три основних види анбандлінгу для ринку ТЕ – фінансовий, юридичний та анбандлінг власності.

**ФІНАНСОВИЙ АНБАНДЛІНГ (****ACCOUNTING OR FINANTIAL UNBUNDLING)** має місце, коли організація веде окрему фінансову діяльність по усім видам ліцензованої діяльності (у даному випадку виробництво, транспортування та постачання ТЕ). Прикладом застосуванням фінансового анбандлінгу є Литва, де у статті 34 Закону «Про сектор теплопостачання» визначено, що якщо у системі теплопостачання, в якій здійснюється продаж щонайменше 10 ГВт⋅год. теплової на рік, оператор також здійснює виробництво теплової енергії, то облік витрат, що відповідають виробництву та транспортуванню тепла, повинні здійснюватися окремо. Цей вид анбандлінгу, який показує реальні фінансові потоки відповідного виду діяльності, унеможливлює перехресне субсидіювання між ними та створює необхідні передумови для появи конкурентного ринку ТЕ на недискримінаційних засадах.

**ЮРИДИЧНИЙ АНБАНДЛІНГ (LEGAL UNBUNDLING)** – дозволяє енергетичним компаніям залишати у власності системи передачі/транспортування та виробництва/постачання, однак існують вимоги щодо створення юридично незалежних компаній для передачі/транспортування і виробництва/постачання та їх діяльності під власним брендом з автономним управлінням та нормативним регулюванням. Для того щоб виключити потенційну дискримінацію щодо конкурентів при забезпеченні доступу до унікальної інфраструктури, однією з необхідних умов є наявність контролюючого органу по дотриманню нормативно-правової відповідальності, який призначений для контролю конкретної програми відповідних заходів, спрямованих проти зловживань на ринку. Особливістю такого анбандлінгу може бути те, що юридично незалежні компанії залишаються пов’язаними з материнською компанією через її структуру вертикально інтегрованої компанії (холдингу), що може призвести до конфлікту інтересів при приєднанні незалежних виробників до тепломережі.

**АНБАНДЛІНГ ВЛАСНОСТІ (OWNERSHIP UNBUNDLING)** – мета такого анбандлінгу – забезпечити, щоб енергетичний ринок не був вразливим від монопольної діяльності вертикально інтегрованих енергокомпаній. У випадку ринку ТЕ, компанії з виробництва, транспортування та постачання ТЕ повинні належати різним власникам та бути повністю незалежними. На практиці це означає, що жодна компанія не може впливати одна на іншу яким-небуть чином, чим усувається конфлікт інтересів. Наприклад, як зазначається у вищезгаданих директивах, для забезпечення повної незалежності роботи мережі від інтересів сторін виробництва та постачання і запобігання обміну конфіденційною інформацією, одна і та сама особа не повинна бути як членом правління оператора системи передачі/транспортування, так і підприємства, яке виконує будь-яку функцію виробництва або постачання. Цій же самій особі не повинно надаватися право призначати членів правління оператора системи передачі/транспортування і здійснювати контроль або користуватися правом на підприємствах виробництва або постачання.

Анбандлінг власності, який передбачає призначення власника мережі в якості оператора системи та її незалежність від будь-яких інтересів виробництва і постачання, безсумнівно, є ефективним і надійним способом вирішення конфліктів інтересів і забезпечення безперебійних поставок ТЕ.

Хоча анбандлінг вважається однією з рушійних сил конкурентного ринку ТЕ (особливо для крупних систем ЦТ), існують погляди, що він може зробити важчим оптимізацію роботи тепломережі з точки зору збалансованості її роботи (забезпечення відповідності постачання ТЕ та потреби в ній)[[46]](#footnote-46). Тому деякі країни досить обережно ставляться до запровадження анбандлінгу у секторі ЦТ. Наприклад, у Нідерландах на урядовому рівні розглядається питання доцільності проведення анбандлінгу у секторі ЦТ (як це було зроблено у 2004 р. у секторах електроенергії та природного газу). Міністерство економіки у своєму «Листі щодо теплової енергії» (“Warmtebrief”, 2015 р.) наголосило на необхідності ретельно проаналізувати можливість впровадження моделі «відкритих теплових мереж» з доступом до них незалежних виробників тепла згідно принципу «доступу третьої сторони». Очікується, що це може призвести до підвищення конкурентності ринку ТЕ та зниження цін для споживачів. Ключові питання, які продовжують вивчатися та обговорюватися, це ефективний *ступінь* анбандлінгу та доцільність запровадження його *обов’язковості*[[47]](#footnote-47)*.*

Іншими прикладами є Шведське енергетичне агентство (Energimyndigheten25) та Департамент з питань конкуренції Німеччини (Bundeskartellamt5), які у своїх дослідженнях (2011 та 2012 р. відповідно) зробили такі висновки щодо анбандлінгу3:

1) *Швеція*. Запровадження обов’язкового анбандлінгу *недоцільне*, оскільки може призвести до збільшення вартості системи ЦТ без отримання будь-яких відчутних переваг.

2) *Німеччина*. Департамент з питань конкуренції згодний з позицією Шведського енергетичного агентства і *не вважає доцільним* проведення «примусового» анбандлінгу, оскільки це може призвести до більших адміністративних витрат та нижчої синергії[[48]](#footnote-48).

Вигоди від анбандлінгу можуть бути значними у великих системах, як це видно у Копенгагені і в лібералізованих енергетичних секторах інших країн. Політики і ті, хто приймає рішення, повинні детально оцінювати затрати і вигоди при впровадженні анбандлінгу, оскільки можна не отримати від нього відчутну вигоду46.

Це означає, що для прийняття рішення щодо обов’язкового анбандлінгу (і його виду) на ринку ТЕ, необхідний детальний аналіз існуючих умов у окремо вибраній країні з метою оцінки ефективності функціонування даного інструменту.

Додаткова інформація про анбандлінг приведена у розд. 3.

# МОЖЛИВІСТЬ ДОСТУПУ НЕЗАЛЕЖНИХ ВИРОБНИКІВ ДО ІСНУЮЧИХ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ.

Іншим з ключових питань на ринку ТЕ є можливість *доступу* незалежних виробників до існуючих теплових мереж.

Питання доступу незалежних виробників до існуючих теплових мереж згідно так званого принципу ***«доступу третьої сторони»***[[49]](#footnote-49) і його вплив на розвиток конкурентного ринку ТЕ наразі активно досліджується та обговорюється в ЄС. Анбандлінг виробництва і транспортування а також принцип «доступу третьої сторони» вже впроваджені в Євросоюзі на ринках електроенергії та природного газу. Оскільки сектор теплової енергії є набагато складнішім по своїй структурі, питанням власності та особливостям функціонування, проблема широкого застосування моделі «доступу третьої сторони» досі вивчається й аналізується експертами.

Можливі ***схеми реалізації принципу «доступу третьої сторони» до тепломереж*** при моделі «єдиного покупця» ринку ЦТ3:

* *Схема 1:* Доступ на договірних (узгоджених) умовах (нерегульований доступ).
* *Схема 2:* Доступ на визначених (частково договірних/узгоджених) умовах (частково регульований доступ).
* *Схема 3:* Повністю регульований доступ.

При *першому підході* передбачається, що оператор мережі ЦТ та постачальник самі визначають умови підключення до мережі незалежних виробників. Потім вони регулюють порядок та обсяги прийняття ТЕ до мережі від ***власних*** генеруючих потужностей та від ***незалежних виробників***. Дана модель впроваджена, наприклад, у *Німеччині, Швеції, Фінляндії*. Вона спрацьовує, оскільки оператор мережі зацікавлений у підключенні джерела ТЕ з найменшою вартістю.

У *другій схемі* базові умови доступу до мережі визначено в законодавстві, а деталі, що враховують місцеву ситуацію, можуть бути обговорені та узгоджені між власником тепломережі та незалежним виробником, який хоче підключитися. Можна навести наступні приклади застосування даної моделі:

* У Литві проводяться щомісячні аукціони між незалежними виробниками тепла.
* У Польщі теплопостачальна компанія зобов’язана купувати «зелену» ТЕ у під’єднаного до місцевої тепломережі виробника в обсягах, що не перевищують потреби споживачів, які обслуговуються даною мережею[[50]](#footnote-50).
* В Естонії рішення про приєднання незалежних виробників до тепломережі приймається на основі обов’язкового тендеру.

*Третя модель* передбачає, що умови доступу до теплової мережі повністю визначені у законодавстві або національним регулятором. Якщо незалежний виробник виконав ці вимоги, то власник тепломережі *зобов’язаний* його підключити. При даному підході важливо, щоб був реалізований *анбандлінг*, тобто виробництво теплової енергії принаймні було юридично відокремлене від транспортування. Практична реалізація моделі з повністю регульованим доступом до тепломережі пов’язана з рядом питань/проблем, які потребують ретельного аналізу, зокрема3:

* Як забезпечити дійсно рівні умови доступу всім незалежним виробникам?
* Чи треба продовжувати приєднувати нових виробників, якщо не очікується ріст загального теплового навантаження системи ЦТ?
* Чи є оптимальним рішенням постачання тепла від багатьох малих виробників, якщо одна потужна установка може виробити потрібний обсяг і забезпечити при цьому кращі економічні показники?
* Важко забезпечити рівні цінові умови постачання тепла для всіх споживачів даної системи ЦТ.
* Згідно доступних даних, модель з повністю регульованим доступом до тепломережі майже ніде не реалізована на практиці (за винятком кількох прикладів систем ЦТ у великих містах Польщі згідно схеми «відкритих тепломереж», які умовно можна віднести до даної моделі).

Шведське енергетичне агентство (Energimyndigheten25) у 2011 році та Департамент з питань конкуренції Німеччини (Bundeskartellamt5) у 2012 році проаналізували результати надання доступу до тепломереж незалежним виробникам в їх країнах та оцінили необхідність подальшого, повномасштабного впровадження принципу «доступу третьої сторони». Висновки досліджень є неоднозначними, деякі з них представлено нижче.

*По Швеції:*

* Впровадження принципу ДТС у локальних тепломережах *не сприятиме* захисту споживачів та підвищенню ефективності системи ЦТ.
* Видається, що повномасштабна реалізація принципу ДТС може призвести до росту цін (на 10-20%) і їх меншої конкуренції.
* Рентабельність інвестицій може знизитися; інвестори рідше будуть приймати рішення про довгострокові інвестиції.
* Повномасштабна реалізація принципу ДТС вимагає вирішення цілого ряду серйозних проблем, що взагалі не завжди можливо.

*По Німеччині:*

* Департамент з питань конкуренції *не заохочує* подальше приєднання незалежних виробників до тепломереж як спосіб посилення конкуренції.
* Згідно норм конкурентного права, виробники загалом мають право використовувати існуючу мережу для постачання тепла своїм власним клієнтам.

При приєднанні нового незалежного виробника, оператор мережі ЦТ не зобов’язаний ані опікуватися збільшенням теплового навантаження системи, ані нести збитки через зниження ефективності роботи системи.

Існує стійка експертна думка, що витрати на запровадження повністю або частково регульованого доступу до тепломереж загалом менші, ніж очікувані економічні та інші вигоди. Механізм приєднання незалежних виробників до тепломереж має бути прозорим, а правила – недискримінаційними. Це особливо важливо у випадку, коли власник мережі має свої власні генеруючі потужності.

# НАЯВНІСТЬ ТА МОЖЛИВІСТЬ ПРИВАТИЗАЦІЇ.

Ефективність функціонування ринку ТЕ також залежить від існуючої ***форми власності*** на відповідні об’єкти. З урахуванням нещодавніх змін в індустрії ЦТ можна визначити чотири основні моделі власності на об’єкти комунальної теплоенергетики[[51]](#footnote-51):

* повністю у державній власності під контролем або держави, або муніципалітету (*Гельсінкі, Мюнхен, Ґетеборг, Відень, Будапешт*);
* повністю у приватній власності (*Упсала, Мальме, Норчьопінг, Берлін, Гамбург*);
* змішана форма власності та управління – державно-приватна;
* неприбуткові кооперативи у комунальній власності (*Данія, Австрія*).

Перші дві форми – це 100% власність або держави, або приватного капіталу, при повній відсутності зобов’язань інших сторін. У категоріях змішаної та комунальної форми власності були розроблені різні моделі, такі як:

1. Договір на експлуатацію або управління (*Бурос*, Швеція).

2. Оренда (*Таллінн, Вільнюс*).

3. Концесія (*Париж –* з 1927 р.).

4. Приватизація тільки генеруючих потужностей теплоенергетики (*Копенгаген*, *Варшава, Брно, Рига, Бухарест*).

5. Партнерство з міноритарною участю вибраних приватних компаній у статутному капіталі (*Пльзень, Дюссельдорф*).

6. Партнерство з міноритарною участю приватного капіталу, залученого на фондовому ринку (*Мангейм, Вроцлав*).

7. Партнерство з мажоритарною участю приватного капіталу (*Прага, Братислава*).

8. Повністю приватна власність з підтримкою з боку муніципалітету (*Саутгемптон*).

Ці вісім варіантів містять приклади повної власності держави з участю приватного капіталу в управлінні, змішаної власності та повної приватної власності з певними зобов’язаннями з боку держави. Тому, ця класифікація відображає не тільки форми власності, але й форми управління підприємствами централізованого теплопостачання. Створюють і інші державно-приватні партнерства в цілях фінансування, модернізації систем ЦТ та підтримки споживачів[[52]](#footnote-52).

Аналіз наявних даних свідчить про те, що тенденція до приватизації систем централізованого теплопостачання посилюється як у західноєвропейських країнах, так і у країнах Центральної та Східної Європи. Наразі в різних країнах ЄС частка приватних форм власності в секторі ЦТ складає до ***40%.*** Узагальнена інформація щодо форми власності у сфері теплопостачання в окремих країнах ЄС наведена у **Табл. 2**.

У країнах Західної Європи, а також в країнах Центральної та Східної Європи приватизація систем ЦТ на даний час має тенденцію до зростання51. Муніципалітети прагнуть продати або віддати в оренду свої активи та/або експлуатацію ЦТ приватним інвесторам, тому комунальні послуги ЦТ приватних компаній продовжують збільшувати свою частку на ринку. Тим не менше, це не стосується кожного муніципалітету. Деякі муніципалітети вирішили не відмовлятися від свого контролю власності у сфері теплопостачання.

Серед експертів не існує чіткої відповіді на запитання які компанії ЦТ ефективніші – приватні чи ті, що перебувають у державній власності. Є приклади дуже добре керованих і ефективних комунальних підприємств ЦТ як у приватній, так і у державній власності, які мають конкурентоспроможні ціни, високу ефективність роботи та забезпечують хорошу якість послуг. В цілому, робота підприємства, якість послуг, що надаються, і вартість теплової енергії в основному залежать від конкретних місцевих умов, ефективності конкуренції на місцевому ринку теплової енергії (особливо при наявності природного газу для опалення приміщень) та якості менеджменту комунальних підприємств, а не від самого типу власності. Не існує рекомендацій який тип власності та організаційна структура є найкращими.

Коли пропонуються приватизація або державно-приватне партнерство, жодного стандартного рішення у цих питаннях немає. Приклади з країн Центральної, Східної та Західної Європи показують різноманітність форм власності і організаційних моделей. Процес приватизації повинен включати в себе кілька ключових аспектів для обговорення та аналізу (деякі з ключових питань для прикладу представлені нижче). Слід зазначити, що Європа не має довготермінового (20-30 років) досвіду приватизації систем ЦТ для порівняння з традиційною моделлю державної власності.

**Таблиця 2. Узагальнена інформація щодо структури ринку та форми власності у сфері теплопостачання в окремих країнах ЄС**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Країна** | ***Виробництво*** | | | ***Транспортування52*** | | | ***Розподіл52*** | | ***Постачання*** | | |
| **Форма**  **власності** | Кількість підприємств  чи мереж (%) | Обсяг  виробництва, ГВт·год | Форма  власності | Кількість  підприємств | Обсяг  транспор-тування | Форма  влас-  ності | Кількість  підприємств | Форма  влас-  ності | Кількість  підприємств | Ключові  споживачі1 |
| **Швеція**20 | Компанії в муніципальній власності | 253 мережі  (74%) | 38 616 (66%) | - | - | - | - | - | - | - | Житловий сектор (59%)  Промисловість (12%)  Сфера послуг та ін. (29%) |
| Приватні компанії | 66 мереж  (19%) | 15 818 (27%) |
| Державні компанії | 25 мереж (7%) | 4 364 (7%) |
| **Данія**[[53]](#footnote-53) | Муніципалітети | 55 | ~65% | У влас-ності муніци-палітету | - | 25% | У влас-ності муніци-палітету | - | - | ~60020 | Житловий сектор (64%)  Промисловий сектор (6%)  Сфера послуг та ін. (30%) |
| Кооперативи споживачів | ~350 | ~35% |
| **Фінляндія**20 | Компанії у муніципальній власності | 17 | 11 750  (39%) | - | - | - | - | - | - | - | Житловий сектор (55%)  Промисловість (10%)  Сфера послуг та ін. (35%) |
| Акціонерні компанії у муніципальній власності | 78 | 14 067  (47%) |
| Приватні компанії | 4 | 4 197 (14%) |
| **Литва**20 | Належать муніципалітетам | Трохи <60% | - | - | - | - | - | - | - | - | Житловий сектор (72%)  Промисловість (7%)  Сфера послуг та ін. (21%) |
| Орендовані | ~40% | - |
| **Австрія**20 | Державна (муніципальна) | 90% | - | - | - | - | - | - | - | - | Житловий сектор (37%)  Промисловість (14%)  Сфера послуг та ін. (49%) |
| Приватна | 10% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Польща**[[54]](#footnote-54) |  | 455 компаній1: |  |  |  |  |  |  |  |  | Житловий сектор (70%)  Промисловість (8%)  Сфера послуг та ін. (22%) |
| Державні | 3% |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Житлово-будівельні кооперативи | 3% |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Належать муніципалітетам | 9% |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Акціонерні товариства (АТ)\* | 26% |  |  |  |  |  |  |  |  |
| ТОВ\* | 55% |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Інші | 4% |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Латвія**1 | Практично всі компанії у муніципальній власності, в окремих випадках – приватна власність | 68 систем ЦТ | 8% (приватні компанії) [[55]](#footnote-55) |  |  |  |  |  |  |  | Житловий сектор (72%)  Промисловість (2,2%)  Сфера послуг та ін. (25,8%) |

*\* За даними 2011 р., 23% АТ та ТОВ приватизовано*

# ПОРІВНЯННЯ КЛЮЧОВИХ АСПЕКТІВ ДЕРЖАВНОЇ ТА ПРИВАТНОЇ ВЛАСНОСТІ У СФЕРІ ЦТ.

Окремі фактори можуть бути або позитивним або негативним у залежності від конкретної ситуації.

***Комунальна власність:***

* потенційно легший доступ до грантового фінансування (внутрішнього та міжнародного, у тому числі структурних фондів ЄС);
* ймовірність того, що бізнес-рішення будуть політично мотивованими; це може мати вплив на діяльність ЦТ, але це також допомагає легше здійснювати раціональну державну політику (наприклад, використання відновлюваних джерел енергії). Такі рішення можуть призводити до конфліктів інтересів на стороні споживачів та мати на них негативний вплив;
* ключові бізнес-рішення вимагають активної діяльності і прийняття рішень у муніципальних радах, що займає багато часу;
* в цілому менше зусиль для отримання прибутку і дивідендів, скорочення витрат, підвищення ефективності роботи і т.д.;
* менший інтерес до об’єднання з комунальними підприємствами в інших муніципалітетах для отримання кращих економічних показників (ефект масштабу), скоріш бажання мати «свою незалежність» з політичних причин;
* нижча якість деяких послуг (особливо переривання подачі теплової енергії в нічний час і переривання надання послуг у літній період) – досить розповсюджене явище для комунальних підприємств у державній власності у країнах Центральної та Східної Європи;
* комунальні підприємства можуть краще задовольняти суспільні інтереси, оскільки немає чіткої спрямованості на прибуток/окупність, проте у такому випадку ситуація може бути використана з політичною метою;
* місцеве населення, швидше за все, матиме вплив на підприємство і отримуватиме від цього вигоду;
* більша увага місцевим умовам.

***Приватна власність:***

* в цілому вищі зусилля для повернення інвестицій, а також підтримання ефективності роботи і конкурентоспроможності ЦТ;
* легше залучати капітал, наприклад, за допомогою банківських кредитів або через структуру вертикально інтегрованих компаній;
* краще управління ризиками;
* гнучкіший процес прийняття рішень і більша незалежність від прямого впливу політики;
* можливість скористатися ефектом масштабу при об’єднанні комунальних підприємств ЦТ у кількох муніципалітетах або при інтеграції з іншими постачальниками послуг/комунальними підприємствами;
* краща обізнаність з проблемами сектора на національному та міжнародному рівнях;
* велика ймовірність того, що приватний інвестор (особливо закордонний) не буде приймати участь у корупційних схемах;
* приватний інвестор (особливо закордонний) завжди зацікавлений у отриманні прибутку, і його основна мета – раціональні витрати з точки зору свого бізнесу. Тому його обов’язки, наприклад, по екологічному та соціальному напрямках, повинні бути юридично визначеними і прозорими для суспільства.

Ці ключові аспекти формують основу для оцінки різних варіантів моделей власності.

# ОЦІНКА СХЕМ ВЛАСНОСТІ ЦТ

У країнах Центральної та Східної Європи існують приклади, коли приватизоване підприємство ЦТ добре працює і забезпечує кращу якість послуг та конкурентну ціну, ніж комунальне підприємство, яке належить державі. Також були випадки, коли приватний інвестор мав тільки короткострокові інтереси, тому якість обслуговування та ефективність роботи були гіршими, ніж в інших комунальних підприємствах з державною власністю.

Рівень і наполегливість інвестора, його управлінський досвід, ступінь фінансового забезпечення і довіра до нього в цілому, а також умови приватизації та/або умови договору відіграють важливу роль для потенційного успіху при приватизації систем ЦТ.

Кілька дуже важливих питань можуть і повинні бути розглянуті, коли оцінюється як комунальна, так і приватна власність. Деякі з цих питань приведені нижче.

*Процес прийняття рішення*

Чи зосереджений на бізнесі процес прийняття рішень по комунальному підприємству ЦТ? У тих випадках, коли муніципалітети зацікавлені у комунальних підприємствах ЦТ, вони повинні усвідомлювати про можливий конфлікт інтересів у ході процесів прийняття політичних та бізнес-рішень. Відділення комерційної відповідальності, що стосується муніципальної власності комунальних підприємств ЦТ, від відповідальності за процес формування політичних рішень на муніципальному рівні допомагає уникнути конфлікту інтересів і, таким чином, легше прийняти політичне рішення. Чим більше на ринку ЦТ ефективної і сильної конкуренції, тим важливішим є можливість роботи комунального підприємства гнучко та швидко приймати бізнес-обґрунтовані рішення.

*Політичний аспект*

Чи будуть досягнуті потенційно екологічні вигоди, якщо мережі повністю в приватній власності? Інтереси конкретної галузі або комунального підприємства не завжди обов’язково співпадають з загальноприйнятими інтересами суспільства. У разі розділення відповідальності державної політики і бізнесу між муніципалітетом і приватним інвестором такі потенційні конфлікти інтересів стають прозорішими.

*Перспективи*

Чи приватна компанія зосереджена тільки на короткострокових проблемах, чи будуть вони вирішені у довгостроковій перспективі? ЦТ завжди має довгострокову перспективу та великі обсяги залученого капіталу. Дуже великі компанії також можуть змінити свій фокус дуже швидко через нові стратегії їх керівництва. Наприклад, компанія Sydkraft в групі EON придбала частки в шести польських системах ЦТ протягом кількох років. У січні 2004 року вони оголосили розпродаж цих компаній, коли вони прийняли рішення про вужчу географічну спрямованість на майбутнє. Проте, те ж саме може статися і в муніципальних радах після виборів, коли нова політичну більшість має абсолютно протилежні погляди.

*Місцеві умови*

Як будуть враховані місцеві умови приватним інвестором, який буде володіти місцевим комунальним підприємством ЦТ? Іноземний інвестор не обов’язково може бути добре ознайомленим з ними, але він може принести з собою хороший управлінський досвід. Разом з цим він набуває досвіду ведення бізнесу з урахуванням місцевих умов.

*Надійність*

Чи має приватний партнер фінансову та технічну надійність? Чи є він професіоналом у сфері ЦТ і чи експлуатує він системи ЦТ в інших містах і інших країнах? Чи необхідна чітка стратегія виходу?

*Перспективи*

Чи національна організаційна база підходить для ЦТ? Важливішими за конкретну схему власності (особливо у країнах з перехідною економікою) є базові умови для ефективного ЦТ, такі як ціноутворення, ефективна конкуренція між різними постачальниками енергії, а також якість нормативної бази. Якщо є ефективна конкуренція між різними постачальниками енергії, особливо між підприємствами тепло- та газопостачання, а споживачі мають реальний і ефективний вибір при цьому, регулювання і контроль цін стає менш важливим.

Рішення чи повинні системи ЦТ залишатися під контролем держави або бути приватизованими завжди політично залежні і багато в чому залежать від політичних уподобань відповідних осіб, які приймають рішення, і представників політики, але це також багато в чому залежить від розвитку подій на енергетичних ринках. З одного боку, деякі представники муніципалітетів вважають за краще тримати контроль над комунальними підприємствами ЦТ. З іншого боку, інші представники муніципалітетів вважають за краще відступитися від ведення бізнесу, особливо в конкурентному середовищі, і дозволити приватним інвесторам вийти на ринок.

Державна власність може бути ефективною, якщо процес бізнес-рішення передаються комунальному підприємству ЦТ, розвинуті місцеві умови і потреби клієнтів є основою для бізнесу.

В той же час приватна власність може бути ефективною, якщо приватний власник має довгострокову перспективу, конкретний досвід у сфері ЦТ і результат його діяльності орієнтований на клієнта.

Державно-приватне партнерство за участю муніципалітету і обраного приватного партнера може бути ефективним, якщо умови, що стосуються гарантованого рівня надання послуг споживачам, розподіл вигод зі спільнотою і інвестиції в систему чітко викладені у договорі. У цьому випадку конкретні умови договору мають ключове значення (включаючи умови виходу з нього).

# ЗАГАЛЬНИЙ ОГЛЯД НОРМАТИВНО-ПРАВОВИХ ДОКУМЕНТІВ В СЕКТОРІ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ УКРАЇНИ.

# КОРОТКИЙ ОПИС НОРМАТИВНО-ПРАВОВИХ ДОКУМЕНТІВ В СЕКТОРІ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ УКРАЇНИ, А ТАКОЖ ТИХ, ЩО СТОСУЮТЬСЯ КОНКУРЕНТНИХ ВІДНОСИН

|  |  |
| --- | --- |
| **ДОКУМЕНТ** | **КОРОТКИЙ ОПИС** |
| Закон України «Про теплопостачання» | Визначає основні правові, економічні та  організаційні засади діяльності на об'єктах сфери теплопостачання та регулює відносини, пов'язані з виробництвом, транспортуванням, постачанням та використанням теплової енергії з метою забезпечення  енергетичної безпеки України, підвищення енергоефективності функціонування систем теплопостачання, створення і удосконалення ринку теплової енергії та захисту прав споживачів та працівників сфери теплопостачання. |
| Закон України «Про житлово-комунальні послуги» | Визначає основні засади організаційних, господарських відносин, що виникають у сфері надання та споживання житлово-комунальних послуг між їхніми виробниками, виконавцями і споживачами, а також їхні права та обов'язки. |
| Закон України «Про державне регулювання у сфері комунальних послуг» | Визначає правові засади державного регулювання у  сфері комунальних послуг. |
| Закон України «Про природні монополії» | Визначає правові, економічні та організаційні  засади державного регулювання діяльності суб'єктів природних монополій в Україні. Метою є забезпечення ефективності функціонування ринків, що перебувають у стані природної монополії, на основі збалансування інтересів суспільства, суб'єктів природних монополій та споживачів їх товарів. |
| Закон України «Про ліцензування видів господарської діяльності» | Регулює суспільні відносини у сфері ліцензування видів господарської діяльності, визначає виключний перелік видів господарської діяльності, що підлягають ліцензуванню, встановлює уніфікований порядок їх ліцензування, нагляд і контроль у сфері ліцензування, відповідальність за порушення законодавства у сфері ліцензування видів господарської діяльності. |
| Закон України «Про захист економічної конкуренції» | Визначає правові засади підтримки та захисту економічної конкуренції, обмеження монополізму в господарській діяльності і спрямований на забезпечення ефективного функціонування економіки України на основі розвитку конкурентних відносин. |
| Закон України «Про регулювання містобудівної діяльності» | Встановлює правові та організаційні основи містобудівної діяльності і спрямований на забезпечення сталого розвитку територій з урахуванням державних, громадських та приватних інтересів. |
| Закон України «Про особливості передачі в оренду чи концесію об'єктів у сферах теплопостачання, водопостачання та водовідведення, що перебувають у комунальній власності» | Визначає особливості передачі в оренду чи концесію об'єктів у сферах теплопостачання, водопостачання та водовідведення, що перебувають у комунальній власності, особливості оренди та концесії таких об'єктів. |
| Постанова НКРКП № 343 від 19.10.2012 р. «Про затвердження Правил приєднання до теплових мереж» | Правила регулюють відносини, які виникають у процесі приєднання закінчених будівництвом, реконструйованих, технічно переоснащених тепловикористальних або теплогенеруючих установок до теплових мереж (крім теплогенеруючих установок, приєднання яких регулюється Правилами приєднання когенераційних установок до теплових мереж, затвердженими наказом Міністерства з питань житлово-комунального господарства України від 24 липня 2009 року № 223, зареєстрованими в Міністерстві юстиції України 18 серпня 2009 року за № 778/16794), і поширюються на суб'єктів господарювання, які здійснюють господарську діяльність з виробництва, транспортування і постачання теплової енергії, та замовників робіт з приєднання об’єктів у сфері теплопостачання. |
| Постанова НКРЕ №1232 від 29.10.2009  «Про затвердження Правил надання і погодження технічних умов на підключення до теплових мереж» | Регулюють відносини, які виникають у процесі приєднання новозбудованих, реконструйованих чи модернізованих об'єктів у сфері теплопостачання та об'єктів споживачів теплової енергії до теплових мереж, і поширюються на суб'єктів господарювання, які здійснюють господарську діяльність з транспортування теплової енергії на підставі виданої органами виконавчої влади ліцензії, та замовників послуг з підключення. |
| Постанова КМУ №1198 від 3.10.2007  «Про затвердження Правил користування тепловою енергією» | Визначають взаємовідносини між теплопостачальними організаціями та споживачами теплової енергії. |
| Постанова від 21 липня 2005 р. № 630  «Про затвердження Правил надання послуг з централізованого опалення, постачання холодної та гарячої води і водовідведення та типового договору про надання послуг з централізованого опалення, постачання холодної та гарячої води і водовідведення» | Правила регулюють відносини між суб'єктом господарювання, предметом діяльності якого є надання житлово-комунальних послуг , і фізичною та юридичною особою, яка отримує або має намір отримувати послуги з централізованого опалення, постачання холодної та гарячої води і водовідведення. |
| Наказ Міністерства палива та енергетики України № 71 від 14.02.2007 р. «Про затвердження Правил технічної експлуатації теплових установок і мереж» | Встановлюють основні організаційні і технічні  вимоги до безпечної, надійної та економічної експлуатації джерел теплопостачання, теплофікаційних і тепловикористовувальних установок, теплових мереж, систем опалення та вентиляції, гарячого водопостачання, збирання і повернення конденсату, водопідготовки, а також засобів вимірювальної техніки, окрім ТЕЦ, магістральних теплових мереж та котелень, підключених до них, які належать до сфери управління Міненерговугілля України та на які поширюється дія нормативного документа ГКД 34.20.507 "Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила". |
| [ПОСТАНОВА НКРЕКП № 377 від 24.03.2016](http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0835-16)  Про затвердження Порядку формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з централізованого опалення і постачання гарячої води | Цей Порядок застосовується під час установлення **НКРЕКП** тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з централізованого опалення і постачання гарячої води для суб’єктів природних монополій, а також для суб’єктів господарювання на суміжних ринках, зазначених вище, та поширюється на таких суб’єктів під час розрахунку зазначених тарифів.  Цей Порядок визначає механізм формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з централізованого опалення і постачання гарячої води для суб’єктів природних монополій та суб’єктів господарювання на суміжних ринках, які провадять або мають намір провадити господарську діяльність з виробництва теплової енергії, її транспортування магістральними і місцевими (розподільними) тепловими мережами та постачання, надання послуг з централізованого опалення і постачання гарячої води, які є ліцензіатами НКРЕКП.  Цей Порядок не застосовується під час формування тарифів на виробництво теплової енергії теплоелектроцентралями, теплоелектростанціями, атомними електростанціями, когенераційними установками та установками з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії. |
| [Постанова НКРЕ № 896 від 12.10.2005](http://www2.nerc.gov.ua/control/uk/publish/article/main?art_id=39689&cat_id=34446) р. «Про затвердження Порядку розрахунку тарифів на електричну та теплову енергію, що виробляється на ТЕЦ, ТЕС, АЕС» | Дія Порядку поширюється на суб'єкти господарювання, що мають у власності теплоелектроцентралі (ТЕЦ), теплові електричні станції (ТЕС), атомні електричні станції (АЕС) та установки з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії, незалежно від їх відомчої належності та форм власності, які здійснюють або мають намір здійснювати підприємницьку діяльність з комбінованого виробництва електричної та теплової енергії.  Порядок визначає правила та форму розрахунку тарифу на виробництво ТЕ з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії згідно ліцензійних умов провадження такої господарської діяльності. |
| Постанова КМУ № 869 від 1.06.2011 р. «Про забезпечення єдиного підходу до формування тарифів на житлово-комунальні послуги» | Порядок застосовується під час установлення **органами місцевого самоврядування** тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з централізованого опалення і постачання гарячої води для суб'єктів природних монополій, а також для суб'єктів господарювання на суміжних ринках, зазначених вище, та поширюється на таких суб'єктів під час розрахунку зазначених тарифів.  Цей Порядок визначає механізм формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з централізованого опалення і постачання гарячої води для суб'єктів природних монополій та суб'єктів господарювання на суміжних ринках, які провадять або мають намір провадити господарську діяльність з виробництва теплової енергії, її транспортування магістральними і місцевими (розподільними) тепловими мережами та постачання, надання послуг з централізованого опалення і постачання гарячої води. |
| [Постанова НКРЕКП № 528 від 31.03.2016](http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/z0993-16) «Про затвердження Процедури встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання» | Ця Процедура застосовується Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі - НКРЕКП), під час установлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання для суб’єктів природних монополій, а також для суб’єктів господарювання на суміжних ринках, які провадять або мають намір провадити господарську діяльність з виробництва теплової енергії, її транспортування магістральними і місцевими (розподільчими) тепловими мережами та постачання і в установленому законодавством порядку отримали відповідні ліцензії НКРЕКП, та поширюється на таких суб’єктів під час встановлення зазначених тарифів.  Ця Процедура не застосовується під час формування тарифів на виробництво теплової енергії теплоелектроцентралями, теплоелектростанціями, атомними електростанціями, когенераційними установками та установками з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії. |
| Постанова НКРЕКП № 529 від 31.03.2016 «Про затвердження Процедури встановлення тарифів на послуги з централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води» | Ця Процедура застосовується Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі - НКРЕКП), при встановленні тарифів на послуги з централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води і поширюється на суб’єктів природних монополій та суб’єктів господарювання на суміжних ринках, ліцензування діяльності яких здійснюється НКРЕКП та які є виконавцями цих послуг |
| [Наказ Мінрегіонбуд № 630 від 14.12.2012 р.](http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0097-13) «Про затвердження порядків розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб’єктів господарювання у сферах теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення» | Порядок установлює механізм розроблення, затвердження, погодження, схвалення інвестиційних програм суб’єктів господарювання у сфері теплопостачання для суб’єктів природних монополій та суб’єктів господарювання на суміжних ринках, які в установленому законодавством порядку отримали відповідну ліцензію на право здійснювати господарську діяльність з виробництва теплової енергії (крім діяльності з виробництва теплової енергії на теплоелектроцентралях, теплоелектростанціях, атомних електростанціях і когенераційних установках та установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії), її транспортування магістральними і місцевими (розподільчими) тепловими мережами та постачання. |
| Постанова КМУ № 217 від 18.06.2014 р. «Про затвердження Порядку розподілу коштів, що надходять на поточні рахунки із спеціальним режимом використання для проведення розрахунків з постачальником природного газу, на якого покладено спеціальні обов’язки» | Цей Порядок визначає механізм розподілу коштів, що надходять на поточні рахунки із спеціальним режимом використання для проведення розрахунків з постачальником природного газу, на якого покладено спеціальні обов’язки.  Дія цього Порядку не поширюється на розрахунки, які здійснюються відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 11 січня 2005 р. № 20 “Про затвердження Порядку перерахування деяких субвенцій з державного бюджету місцевим бюджетам на надання пільг, субсидій та компенсацій” та інших нормативно-правових актів щодо погашення заборгованості з різниці в тарифах на теплову енергію |

# ОСНОВНІ ЗАСАДИ ФУНКЦІОНУВАННЯ СЕКТОРУ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ.

# ЗАКОН УКРАЇНИ «ПРО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ»

Основним документом, що визначає засади функціонування централізованого теплопостачання в Україні, є **Закон України «Про теплопостачання»,** що встановлює основні правові, економічні та організаційні засади діяльності на об'єктах сфери теплопостачання та регулює відносини, пов'язані з виробництвом, транспортуванням, постачанням та використанням теплової енергії.

Серед основних принципів державної політики в галузі централізованого теплопостачання (надалі-ЦТ), даний закон визначає, зокрема (стаття. 6):

* оптимального поєднання систем централізованого та автономного теплопостачання відповідно до затверджених місцевими органами виконавчої влади схем теплопостачання з періодом перегляду п'ять років;
* пріоритетного розвитку застосування технології комбінованого виробництва теплової та електричної енергії (когенерації) та використання вторинних енергетичних ресурсів, нетрадиційних і поновлювальних джерел енергії;
* забезпечення захисту прав та інтересів споживачів;
* взаємної відповідальності суб'єктів відносин у сфері теплопостачання за якісне постачання теплової енергії та своєчасну її оплату;
* періодичного перегляду, удосконалення та техніко-економічної оптимізації схем теплопостачання, затверджуваних місцевими органами виконавчої влади;
* створення умов для функціонування сфери теплопостачання на принципах самоокупності;
* сприяння розвитку конкурентних відносин на ринку теплової енергії;
* підвищення екологічної безпеки систем теплопостачання;
* створення умов для впровадження енергозберігаючих технологій;
* забезпечення впровадження засобів обліку і приладів регулювання споживання теплової енергії(

Основними напрямами розвитку систем теплопостачання визначено такі (стаття 7):

* планування теплопостачання, розроблення та реалізація схем теплопостачання міст та інших населених пунктів України, строк дії яких має бути не менше 5-7 років на основі оптимального поєднання централізованих та автономних систем теплопостачання;
* впровадження когенераційних установок, у тому числі на базі діючих опалювальних котелень;
* використання нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії, у тому числі енергії сонця, вітру, біогазу, геотермальних вод, відходів виробництва;
* впровадження високоефективного теплоенергетичного обладнання і матеріалів у новостворюваних та діючих системах теплопостачання, зокрема, котлів з підвищеним коефіцієнтом корисної дії, утилізаторів тепла вихідних газів, малогабаритних теплообмінних апаратів, уніфікованих блочних пальникових пристроїв з автоматикою, приладів диспетчерського контролю та управління технологічними процесами;
* зниження втрат під час транспортування теплової енергії в магістральних та місцевих (розподільчих) теплових мережах шляхом впровадження сучасних видів теплоізоляції;
* підвищення строків експлуатації трубопроводів методами впровадження нових видів антикорозійних покриттів та засобів електрохімічного захисту, використання неметалевих трубопроводів;
* впровадження попереджувальної діагностики (енергетичного обстеження) стану систем теплопостачання у процесі експлуатації.

В законі зазначається, що основною засадою державного регулювання діяльності у сфері теплопостачання (стаття 9) є захист прав споживачів, забезпечення рівних можливостей доступу суб'єктів відносин у сфері теплопостачання на ринок теплової енергії, а також запобігання монополізації та створення умов для розвитку конкурентних відносин у сфері теплопостачання.

При цьому для всіх суб’єктів у сфері теплопостачання здійснюється правове регулювання з питань: господарської діяльності з виробництва, транспортування, постачання та споживання теплової енергії; формування та регулювання тарифів на виробництво теплової енергії, її споживання та транспортування і постачання; обліку і контролю теплової енергії та енергоносіїв; охорони об`єктів у сфері теплопостачання; забезпечення прав споживачів теплової енергії; інформування споживачів про якість теплової енергії та формування тарифів на неї.

Сприяння створенню конкурентного середовища в цій сфері відноситься до повноважень національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики Нині це Національна Комісія регулювання енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП, надалі-Комісія)- див. статтю 17.

Суб'єктам господарської діяльності у сфері теплопостачання забороняється зловживати монопольним становищем у будь-якій формі (стаття 18). Суб'єкти господарської діяльності, які здійснюють виробництво, постачання та транспортування теплової енергії і займають монопольне (домінуюче) положення на ринку теплової енергії, не можуть припиняти свою діяльність або зменшувати обсяг постачання теплової енергії з метою створення дефіциту теплової енергії, якщо необхідність такого обмеження не встановлена законодавством.

Теплогенеруючі організації, які використовують різні технології виробництва теплової енергії, мають рівні права доступу на ринок теплової енергії (стаття 19). Теплогенеруюча організація має право постачати вироблену теплову енергію безпосередньо споживачу згідно з договором купівлі-продажу. У разі якщо така організація не є теплотранспортуючою, то теплотранспортуюча організація не має права відмовити теплогенеруючій організації у транспортуванні теплової енергії, якщо це дозволяють технічні можливості системи.

Стаття 21 закону «Про теплопостачання» встановлює конкурентні засади у сфері теплопостачання. Зокрема, теплогенеруючим організаціям незалежно від організаційно-правових форм та форм власності надається право доступу до магістральних та місцевих теплових мереж за умови виконання технічних умов на приєднання. Суб'єкт господарювання, який здійснює діяльність з транспортування теплової енергії, зобов'язаний приєднати теплогенеруючу організацію, що має намір здійснювати діяльність з виробництва теплової енергії, після виконання технічних умов та укладання договору на приєднання до теплової мережі. Якщо до магістральної або місцевої теплової мережі теплопостачальної організації приєднані дві або декілька теплогенеруючих організацій, то встановлення пріоритетності укладання договорів на закупівлю теплової енергії від них здійснюється на конкурентних засадах. Конкурс організовує виконавчий орган міської або селищної ради впорядку, встановленому законодавством. Якщо теплопостачальна організація має свої теплогенеруючі потужності, участь у конкурсі на закупівлю теплової енергії цієї організації є обов'язковою. При збільшенні обсягів теплоспоживання місцеві органи виконавчої влади обирають проекти теплогенеруючих об'єктів, призначених для будівництва, відповідно до затвердженої у встановленому законодавством порядку схеми теплопостачання на конкурсних засадах. Після будівництва та введення в експлуатацію такого об'єкта залучені на його будівництво кошти (банківські кредити, продаж облігацій, фінансовий лізинг, інвестиції, відсотки за користування цими коштами тощо) повертаються шляхом урахування в тарифі на виробництво (транспортування) теплової енергії інвестиційної складової, що діє протягом строку окупності капіталовкладень у створення цього об'єкта теплопостачання. У разі якщо розрахунковий тариф з урахуванням залучених коштів перевищує граничну верхню величину тарифу, встановленого на відповідній території, то після закінчення строку окупності капіталовкладень тариф зменшується до рівня граничної верхньої величини.

Теплопостачальні організації, які здійснюють діяльність із постачання теплової енергії з використанням власних теплових мереж, зобов'язані забезпечити рівноправний доступ до цих мереж усіх суб'єктів господарської діяльності відповідно до укладених договорів (стаття 25).

Теплотранспортуюча або теплопостачальна організація не має права відмовити споживачу теплової енергії у забезпеченні його тепловою енергією за наявності технічних можливостей на приєднання споживача до теплової мережі. Споживач або суб'єкт теплоспоживання має право вибирати (змінювати) теплопостачальну організацію, якщо це технічно можливо.

Зміна форми власності або перехід права власності на відповідні об'єкти з виробництва, постачання та транспортування теплової енергії, яка здійснюється в порядку, передбаченому законами України, не повинна призводити до погіршення умов та якості теплопостачання споживачам (стаття 22).

Таким чином, попри наявність законодавчих засад функціонування конкурентного ринку теплової енергії, прописаних в цьому законі, конкуренція в сфері централізованого теплопостачання в Україні до цього часу практично не розвивалась. Це відбувалось через такі основні причини:

1. Сфера комунального теплопостачання формувалась ще в радянський час та має стійкі традиції функціонування в умовах монополії щодо виробництва, транспортування та постачання теплової енергії, всі суб’єкти яких були підприємствами державної або комунальної власності. На різних рівнях державної влади існує лоббі, зацікавлене в подальшому збереженні такої ситуації. Самі комунальні підприємства також не мають достатніх стимулів до участі в формуванні конкурентного ринку централізованого теплопостачання.
2. В більшості випадків, виробництво, транспортування та постачання теплової енергії виконуються одним і тим самим підприємством, тарифи встановлюються Комісією. В таких умовах підприємства не зацікавлені зменшувати свої витрати для забезпечення менших тарифів для споживачів, оскільки тарифи встановлюються за принципом «витрати плюс».
3. Як правило, встановлені теплогенеруючі потужності комунальних підприємств суттєво перевищують приєднані теплові навантаження. Тому формально у них немає підстав для підключення інших виробників теплової енергії, які перебирали б на себе теплові навантаження їхніх споживачів, ще більше посилюючи дисбаланс між генеруючими потужностями та існуючим тепловим навантаженням. Крім того, в останній час практично по всім системам централізованого теплопостачання спостерігається зменшення приєднаних теплових навантажень, викликане від’єднанням деяких споживачів (цілих будинків, а в деяких випадках-навіть окремих квартир), що звужує поле діяльності для нових (альтернативних) виробників теплової енергії.
4. До останнього часу існували цінові перекоси в тарифах на теплову енергію для різних категорій споживачів внаслідок субсидованої ціни природного газу, що наразі залишається основним паливом в галузі комунального теплопостачання. В результаті, тарифи для населення, чия частка в споживанні теплоти в системах централізованого теплопостачання зазвичай складає 75-85 %, були настільки низькими, що не заохочували участі в ньому потенційних виробників теплової енергії з інших (крім природного газу) видів палива та енергії. Зараз ситуація змінилась внаслідок вирівнювання цін на природний газ для різних категорій споживачів.
5. Технічні умови на приєднання потенційних незалежних виробників теплової енергії, за відсутності практичної можливості їх оскарження, в багатьох випадках роблять неможливим таке приєднання, перетворюючись на знаряддя збереження існуючого стану.
6. Відсутність розроблених схем теплопостачання міст часто робить неможливим внесення потенційних нових виробників теплової енергії до таких схем (Проектування, будівництво, реконструкція об'єктів у сфері теплопостачання здійснюються на основі схем теплопостачання, державних будівельних норм та нормативно-правових актів на проведення будівельних робіт- стаття 26 Закону України Про теплопостачання).

В результаті вищезазначеного, до останнього часу розвиток конкуренції в сфері теплопостачання в Україні в основному обмежувався діяльністю незалежних виробників теплової енергії (як правило, з інших видів палива, ніж природний газ) для теплозабезпечення бюджетних або промислових споживачів, що давало можливість заміщувати дорогий природний газ з вигодою для таких споживачів. При цьому, в деяких випадках, ці споживачі від’єднувались від мереж централізованого опалення, на користь індивідуальної котельні, що не покращувало стан відповідних систем централізованого опалення. В інших випадках, новий виробник просто заміщував своїми теплогенеруючими потужностями колишню комунальну котельню. Прикладів функціонування незалежних виробників в тій самій системі централізованого опалення, паралельно з іншими виробниками, практично немає.

Розглядаючи положення Закону України «Про теплопостачання» з точки зору запровадження конкурентних засад функціонування ринку теплової енергії, слід зазначити наступне:

1. В Законі не виділяється як пріоритетне завдання, забезпечення потреб споживачів ТЕ **за найнижчою ціною**.
2. Не вказано на **необхідність** конкуренції в галузі виробництва теплової енергії.
3. Не вказується на необхідність формування регіональних планів (схем) теплопостачання для забезпечення **найнижчих цін** теплопостачання.
4. Не встановлюється **зобов’язання** постачальника теплової енергії купувати теплову енергію у альтернативного виробника, що пропонує найнижчу ціну, якщо така енергія відповідає вимогам щодо якості, надійності та екологічної безпеки її виробництва.
5. Закон не встановлює засад прозорого та конкурентного ціноутворення, що забезпечувало б можливість швидкого їх перегляду у випадку зміни складових тарифу, а також для потреб участі в конкурсному відборі виробників постачальником ТЕ. Крім цього, ціноутворення, що діє на конкурентному ринку, повинне забезпечувати економічний інтерес альтернативних виробників теплової енергії для участі в такому ринку. В існуючій версії, тарифи встановлюються виключно Комісією або органами місцевого самоврядування (для їх ліцензіатів), тобто виробник ТЕ не має права, та й можливості, їх змінювати для цілей, наприклад, участі в конкурсному відборі виробників ТЕ.

Крім того, поза межами законодавчого поля поки залишається проблема анбандлінгу, тобто розділення сфер діяльності з виробництва, транспортування та постачання теплової енергії. Закону України «Про теплопостачання» не містить жодних подібних вимог, оскільки регулює діяльність саме існуючої системи централізованого теплопостачання, заснованої на концентрації всіх складових процесу теплопостачання в рамках однієї організації. Не наполягаючи на необхідності повного анбандлінгу з відокремленням різних видів діяльності в окремі юридичні структури, все ж слід зазначити необхідність принаймні фінансового анбандлінгу, тобто ведення окремого фінансового обліку та звітності за видами діяльності, оскільки це є умовою можливості формування тарифів за видами діяльності. Докладніше про анбанлінг дивись в розділах **1.2** і **3.5** даного звіту.

# БРАК ПІДЗАКОННИХ АКТІВ ДЛЯ ПРАКТИЧНОГО ЗАСТОСУВАННЯ ЗАСАД КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ В ТЕПЛОПОСТАЧАННІ

Слід зазначити відсутність ряду підзаконних актів, що конкретизували б положення, що формально зазначені в Законі України «Про теплопостачання». Наприклад, в Законі прописано застосування конкурсних засад для встановлення пріоритетності при укладанні договорів на закупівлю ТЕ, якщо до магістральної або місцевої теплової мережі теплопостачальної організації приєднані дві або декілька теплогенеруючих організацій (стаття 21). При цьому, конкурс організовує виконавчий орган міської або селищної ради **в порядку, встановленому законодавством**. Вказаного порядку так і не було розроблено.

Видається цілком виправданою необхідність розробки підзаконного акту, що встановлював би **правила закупівлі теплової енергії у незалежних виробників теплової енергії**. Даний документ повинен визначати:

* вимоги до якості теплової енергії та надійності її постачання;
* порядок встановлення цін на теплову енергію, що виробляється незалежними виробниками;
* встановлення пріоритетів щодо закупівлі теплової енергії;
* деталі організації конкурсного відбору виробників ТЕ та визначення обсягів закупівлі ТЕ;
* вимоги щодо оприлюднення інформації про ціни та обсяги закупівлі ТЕ у незалежних та інших виробників, прогнозних потреб в закупівлі тепловій енергії постачальником, тощо;
* вимоги забезпечення недискримінаційних умов виробничої діяльності незалежних виробників ТЕ та закупівлі у них теплової енергії, в тому числі обмеження виробництва теплової енергії, понесення додаткових витрат, необґрунтованих штрафів, тощо.

Прикладом такого підзаконного акту може бути **«Порядок і Умови купівлі теплової енергії від незалежних виробників теплової енергії»** Державної Комісії з контролю над цінами і енергетикою Литовської Республіки (від 4 жовтня 2010 р. № O3-202).

# ПИТАННЯ ЦІНОУТВОРЕННЯ ТА ВСТАНОВЛЕННЯ ТАРИФІВ НА ТЕПЛОВУ ЕНЕРГІЮ

# ПОРЯДКИ ТА ПРОЦЕДУРИ РОЗРАХУНКУ ТА ВСТАНОВЛЕННЯ ТАРИФІВ НА ТЕПЛОВУ ЕНЕРГІЮ

Особливу увагу слід приділити питанню ціноутворення та встановлення тарифів для незалежних виробників теплової енергії. Функціонування конкурентного ринку в централізованому теплопостачанні передбачає, що учасники ринку повинні мати можливість відступати від тарифів, що встановлені для них, з метою виграшу в конкурентній боротьбі за споживача. Виробники тепла, що беруть участь в конкурентному ринку, повинні мати можливість зменшувати пропоновану ціну ТЕ, залишаючись при цьому в певних, прийнятних для них, межах рентабельності бізнесу. Очевидно, що існуюча на даний час система встановлення тарифів на теплову енергію не відповідає вимогам конкурентної моделі ринку.

На даний час основними документами, що регламентують встановлення тарифів на теплову енергію в секторі централізованого теплопостачання в Україні, є:

1. **Процедура встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання**, затверджена Постановою НКРЕКП № 528 від 31.03.2016 «Про затвердження Процедури встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання». Дана Процедура встановлює, зокрема, перелік даних, що подаються до Комісії для затвердження тарифів. Основними документами є пояснювальна записка щодо необхідності встановлення нових тарифів, річні плани з виробництва, транспортування та постачання теплової енергії, затверджені органами місцевого самоврядування, інвестиційна програма, копії документів статистичної звітності, розрахунок тарифів, виконаний Заявником, реєстр приєднаного теплового навантаження власних споживачів згідно з укладеними договорами на постачання теплової енергії у розрізі категорій споживачів та об’єктів теплоспоживання ліцензіата, які використовуються для потреб ліцензованої діяльності, тощо. Базовим періодом при розрахунку тарифів служить рік, попередній плановому періоду. Плановий період становить 1 рік.

Розрахунки тарифів виконуються заявником відповідно до вимог порядку формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з централізованого опалення і постачання гарячої води та подаються до НКРЕКП разом із заявою як додатки.

Зміна тарифів може проводитись за обставин, що впливають або можуть вплинути на результати діяльності ліцензіата в період регулювання, а саме у таких випадках:

* зміна обсягів виробництва, транспортування, постачання теплової енергії, урахованих при встановленні чинних тарифів, більше ніж на 5 % або зміна рівня втрат теплової енергії відповідно до встановлених уповноваженим органом методик (порядків);
* зміна в установленому порядку інвестиційної програми ліцензіата, якщо це призводить до зміни тарифів більше ніж на 2 % від установленого рівня;
* зміна протягом строку дії тарифів величини окремих витрат, пов’язаних із провадженням ліцензованої діяльності, з причин, які не залежать від ліцензіата, зокрема збільшення або зменшення податків і зборів, мінімальної заробітної плати, орендної плати та амортизаційних відрахувань, втрат підприємств, що виникають протягом періоду розгляду розрахунків тарифів, встановлення та їх оприлюднення, підвищення або зниження цін і тарифів на паливно-енергетичні та інші матеріальні ресурси, зміна обсягу фінансових витрат, складової планованого прибутку (у разі таких змін може проводитися перерахування тарифів шляхом коригування лише тих складових частин структури тарифів, за якими відбулися цінові зміни в бік збільшення або зменшення), якщо це призводить до зміни тарифів більше ніж на 2 % від установленого рівня;
* невиконання ліцензіатом інвестиційної програми, яка була врахована в чинних тарифах, що є підставою для вилучення зі структури тарифів невикористаних коштів, які були передбачені на реалізацію інвестиційної програми, або врахування цих коштів як джерела фінансування інвестиційної програми на планований період;
* наявність перехресного субсидіювання між видами господарської діяльності ліцензіата;
* надання ліцензіатом до НКРЕКП недостовірної інформації при обґрунтуванні і розрахунках тарифів.

Рішення НКРЕКП про встановлення тарифів оприлюднюються на офіційному сайті НКРЕКП. До рішення про встановлення тарифів додається структура тарифів.

Таким чином, даний документ не встановлює термін дії тарифів, а лише визначає умови їх перегляду.

Певні зміни в плані налаштування системи тарифоутворення для функціонування в умовах конкурентного ринку теплової енергії, можна очікувати у вищезазначеному Порядку **формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання,** що затверджений **Постановою** НКРЕКП № 377 від 24.03.2016 року. Основні положення даного документа такі:

1. Цей Порядок визначає механізм формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з централізованого опалення і постачання гарячої води для суб’єктів природних монополій та суб’єктів господарювання на суміжних ринках, які провадять або мають намір провадити господарську діяльність з виробництва теплової енергії, її транспортування магістральними і місцевими (розподільними) тепловими мережами (далі - транспортування) та постачання, надання послуг з централізованого опалення і постачання гарячої води, які є ліцензіатами НКРЕКП (далі - ліцензіати)
2. **Цей Порядок не застосовується під час формування тарифів на виробництво теплової енергії** теплоелектроцентралями, теплоелектростанціями, атомними електростанціями, когенераційними установками та **установками з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії**.
3. Формування тарифів на виробництво, транспортування та постачання теплової енергії здійснюється з урахуванням витрат **за кожним видом ліцензованої діяльності, облік яких ведеться ліцензіатом окремо**. Тарифи формуються для таких категорій споживачів:

* населення;
* бюджетні установи;
* релігійні організації (крім обсягів, що використовуються для провадження виробничо-комерційної діяльності);
* інші споживачі.

1. Тарифи для кожної категорії споживачів визначаються на підставі економічно обґрунтованого розподілу витрат, пов’язаних з виробництвом, транспортуванням та постачанням теплової енергії.
2. Ліцензіат здійснює розподіл витрат за категоріями споживачів та за видами господарської діяльності, зокрема пов’язаними з виробництвом, транспортуванням, постачанням теплової енергії, в установленому законодавством порядку.
3. У разі зміни протягом строку дії тарифів величини окремих витрат, пов’язаних із провадженням ліцензованої діяльності з виробництва, транспортування, постачання теплової енергії та надання послуг з централізованого опалення і постачання гарячої води, з причин, які не залежать від ліцензіата, зокрема збільшення або зменшення податків і зборів, мінімальної заробітної плати, орендної плати та амортизаційних відрахувань, витрат на покриття втрат ліцензіата, підвищення або зниження цін і тарифів на паливно-енергетичні та інші матеріальні ресурси, зміни обсягу фінансових витрат, складової планованого прибутку, **може проводитися перерахування тарифів шляхом коригування лише тих складових частин структури тарифів, за якими відбулися цінові зміни в бік збільшення або зменшення, що призвело до зміни тарифних витрат більше ніж на 2 % від установленого рівня**.
4. Встановлення та коригування тарифів на послуги з централізованого опалення і постачання гарячої води проводиться одночасно з відповідним встановленням або коригуванням тарифів на теплову енергію.
5. Калькулювання собівартості виробництва, транспортування та постачання теплової енергії здійснюється з розрахунку **на планований період**.
6. **Річні плани ліцензованої діяльності** з виробництва, транспортування та постачання теплової енергії визначаються відповідно до вимог державних та галузевих нормативів витрат і втрат теплової енергії з урахуванням встановлених уповноваженим органом методик (порядків), техніко-економічних розрахунків з урахуванням фактичних за останні п’ять років та прогнозованих обсягів виробництва і споживання теплової енергії, укладених зі споживачами договорів та інших техніко-економічних факторів.
7. Річні плани виробництва, транспортування та постачання теплової енергії узгоджуються органами місцевого самоврядування відповідно до їх повноважень, визначених Законом України "Про місцеве самоврядування в Україні".
8. П. 2.6. **Нормування втрат теплової енергії в теплових мережах та питомих витрат палива і електроенергії**, які використовуються для виробництва та транспортування теплової енергії, здійснюється в установленому законодавством порядку відповідно до міжгалузевих, галузевих методик, інших нормативних документів з нормування витрат та втрат ресурсів, у яких враховуються основні особливості технологічних процесів конкретного виробництва.
9. П. 2.7. З метою стимулювання заходів щодо зменшення втрат теплової енергії в процесі її транспортування тепловими мережами на визначений період можуть бути враховані втрати теплової енергії в теплових мережах, **відмінні від визначених згідно з пунктом 2.6 цього розділу та розраховані відповідно до встановлених уповноваженим органом методик (порядків) щодо стимулювання зменшення рівня втрат теплової енергії в теплових мережах**.
10. Планування витрат, що включаються до **повної собівартості теплової енергії**, її виробництва, транспортування та постачання, здійснюється з урахуванням **витрат операційної діяльності і фінансових витрат, пов’язаних з основною діяльністю, та витрат на покриття втрат підприємств**. **Плановані витрати групуються відповідно до стандартів бухгалтерського обліку, затверджених Мінфіном**.
11. **Планований прибуток** визначається як сума коштів річного планованого прибутку, врахованого у встановлених НКРЕКП тарифах на виробництво теплової енергії власними теплоелектроцентралями, теплоелектростанціями, атомними електростанціями, когенераційними установками та установками з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії, коштів річного планованого прибутку, спрямованого на здійснення необхідних інвестицій, коштів на погашення основної суми необхідних запозичень та/або коштів на інвестування за рахунок власного капіталу в необоротні матеріальні та нематеріальні активи для провадження ліцензованої діяльності, **коштів для забезпечення необхідного рівня прибутковості капіталу власників** (нарахування дивідендів, в тому числі дивідендів на державну частку, якщо у статутному капіталі підприємства є частка держави), коштів на відрахування до резервного капіталу та нарахування податку на прибуток.
12. Планування складової частини зазначеного прибутку, що передбачається для **здійснення** **необхідних інвестицій для провадження ліцензованої діяльності, провадиться відповідно до інвестиційної програми ліцензіата**, затвердженої згідно з його установчими документами і погодженої та схваленої відповідно до вимог Порядку розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб’єктів господарювання у сфері теплопостачання, затвердженого наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства від 14 грудня 2012 року № 630, постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг, від 14 грудня 2012 року № 381, зареєстрованого у Міністерстві юстиції України 11 січня 2013 року за № 97/22629
13. Формування одноставкових тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання здійснюється шляхом визначення вартості вироблення, транспортування та постачання одиниці (1 Гкал) теплової енергії, яка складається з планованих витрат, що включаються до повної собівартості, та витрат на покриття втрат підприємств, розрахованих відповідно до вимог цього Порядку, і річного планованого прибутку.
14. Розрахунок одноставкових тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання проводиться **шляхом ділення суми річних планованих витрат, що включаються до повної собівартості, витрат на покриття втрат підприємств та річного планованого прибутку на планований річний обсяг реалізації теплової енергії, визначений річними планами** виробництва, транспортування та постачання теплової енергії відповідно до пунктів 2.5 і 2.7 розділу ІІ цього Порядку.
15. Одноставкові тарифи на виробництво, транспортування та постачання теплової енергії розраховуються ліцензіатами та **встановлюються** НКРЕКП **окремо для кожного виду ліцензованої діяльності, яку провадить ліцензіат**.
16. Розрахунок одноставкових тарифів на виробництво теплової енергії містить плановані річні витрати, що включаються до виробничої собівартості, адміністративні витрати, інші операційні витрати, фінансові витрати, що стосуються відповідного виду діяльності ліцензіата, та витрати на покриття втрат підприємств, річного планованого прибутку, що стосуються відповідного виду діяльності ліцензіата. **Розрахунок одноставкових тарифів на виробництво теплової енергії проводиться шляхом ділення суми планованих річних витрат, що включаються до повної собівартості, витрат на покриття втрат та річного планованого прибутку від діяльності з виробництва теплової енергії на планований річний обсяг її реалізації споживачам**.
17. Розрахунок одноставкових тарифів на транспортування теплової енергії містить плановані річні витрати виробничої собівартості, адміністративні витрати, інші операційні витрати, фінансові витрати, а також витрати на покриття втрат підприємств та річного планованого прибутку від діяльності з транспортування теплової енергії на планований річний обсяг її реалізації споживачам.
18. Розрахунок одноставкових тарифів на постачання теплової енергії проводиться, виходячи з планованих річних витрат, що включаються до виробничої собівартості, адміністративних витрат, інших операційних витрат, витрат на покриття втрат підприємств та фінансових витрат, що стосуються лише даного виду діяльності ліцензіата, шляхом ділення суми планованих річних витрат, що включаються до повної собівартості, та планованого річного прибутку діяльності з постачання теплової енергії на планований річний обсяг реалізації теплової енергії споживачам.
19. Ліцензіатам, що одержали ліцензію на провадження господарської діяльності з виробництва, транспортування та постачання теплової енергії, у разі згоди органу місцевого самоврядування, на території якого провадиться зазначена ліцензована діяльність, можуть в установленому порядку встановлюватися двоставкові тарифи на теплову енергію для всіх категорій споживачів. При цьому окремо визначаються умовно-постійна та умовно-змінна частини такого тарифу.
20. Формування двоставкового тарифу на теплову енергію здійснюється шляхом визначення грошового виразу умовно-змінної (вартість 1 Гкал спожитої теплової енергії) та умовно-постійної (абонентська плата за 1 Гкал/год теплового навантаження) частин тарифу, застосування яких забезпечує планований річний дохід, що дорівнює сумі планованої річної повної собівартості, витрат на покриття втрат підприємств та відповідного планованого річного прибутку, які отримуються за умови застосування одноставкового тарифу, розрахованого відповідно до вимог цього Порядку.
21. Умовно-змінна частина двоставкового тарифу визначається як вартість 1 Гкал теплової енергії, що реалізується споживачам, та грошовий вираз змінної частини планованих прямих витрат на її виробництво, що змінюються прямо пропорційно зміні обсягу виробництва теплової енергії, розрахованих згідно з вимогами цього Порядку.
22. Умовно-постійна частина двоставкового тарифу визначається як абонентська плата за 1 Гкал/год теплового навантаження об’єктів теплоспоживання та грошовий вираз планованих витрат повної собівартості виробництва, транспортування та постачання теплової енергії, витрат на покриття втрат підприємств, що є постійними і не змінюються прямо пропорційно зміні обсягу виробництва теплової енергії, з урахуванням відповідного планованого прибутку, що розраховуються згідно з вимогами цього Порядку.
23. П. 6.8. До умовно-змінної частини тарифу включаються витрати на придбання технологічного палива і технологічної електроенергії для виробництва теплової енергії власними котельнями, придбання теплової енергії та витрати на придбання технологічного палива, технологічної електроенергії для виробництва теплової енергії, що включаються до повної планованої собівартості тарифів на виробництво теплової енергії власними теплоелектроцентралями, теплоелектростанціями, атомними електростанціями, когенераційними установками та установками з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії, встановлених НКРЕКП.
24. П. 6.9. До умовно-постійної частини тарифу належать витрати, що включені до планованої повної собівартості виробництва (у тому числі включені до повної планованої собівартості тарифів на виробництво теплової енергії власними теплоелектроцентралями, теплоелектростанціями, атомними електростанціями, когенераційними установками та установками з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії, встановлених НКРЕКП), транспортування та постачання теплової енергії, крім зазначених у пункті 6.8 цього розділу і відповідно віднесених до умовно-змінних витрат, витрати на покриття втрат підприємств та планований прибуток, визначений відповідно до пункту 4.1 розділу ІV цього Порядку.
25. Розрахунок умовно-змінної частини двоставкових тарифів на теплову енергію проводиться шляхом ділення суми умовно-змінної частини витрат, що включаються до планованої повної собівартості, зазначених у пункті 6.8 цього розділу, на планований обсяг реалізації теплової енергії споживачам згідно з річними планами виробництва, транспортування та постачання теплової енергії.
26. Розрахунок умовно-постійної частини двоставкових тарифів на теплову енергію проводиться шляхом ділення суми умовно-постійної частини витрат, що включаються до планованої повної собівартості, витрат на покриття втрат підприємств та планованого прибутку, зазначених у пункті 6.9 цього розділу, на сумарне теплове навантаження об’єктів теплопостачання споживачів згідно з річними планами виробництва, транспортування та постачання теплової енергії.

Схожий Порядок, затверджений **Постановою Кабінету міністрів України № 869 від 1.06.2011 р. «Про забезпечення єдиного підходу до формування тарифів на житлово-комунальні послуги»**, використовується **при встановленні органами місцевого самоврядування** тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, для підприємств, які, відповідно, є ліцензіатами **органів місцевого самоврядування**. Його основні положення збігаються з вищезазначеними положеннями Постанови Комісії № 377 від 24.03.2016 р., тому тут не приводяться.

Таким чином, вищевказані документи:

* не встановлюють чітко строків дії тарифів;
* не містять процедур розрахунку оплати за резервування потужності виробників теплової енергії;
* не містять положень щодо максимальних/мінімальних розмірів прибутку, що можуть бути закладені в тарифи (дане питання є актуальним для потенційних незалежних виробників теплової енергії, що здійснюватимуть капітальні інвестиції в будівництво теплогенеруючих об’єктів та зацікавлені в розумних строках окупності, що в умовах рентабельності 2-4%, яку зазвичай встановлює Комісія, навряд чи можливо);
* не передбачають регулярного (щорічного) перегляду тарифів відповідно до змін ціни основних ресурсів, заробітної плати, кількості відпущеного тепла.

Видається доцільним вивести певну частину виробників тепла з-під існуючої процедури тарифоутворення, запровадивши процедуру визначення регульованих виробників тепла (див. розд. 4.2), тарифи для яких будуть встановлюватись за звичайною процедурою та правилами, затвердженими регулятором. Тариф, встановлений для регульованих виробників, буде розглядатись як граничний, що не може бути перевищений на аукціоні, що проводиться у випадку, коли два або більше незалежних виробників тепла працюють в одній тепломережі. Тарифи для нерегульованих виробників тепла встановлюються за результатами аукціонів. Щорічний перегляд тарифів для регульованих виробників має проводитись за існуючою методикою, але необхідно позбутись існуючої практики встановлення нульової рентабельності, що практично означає відсутність інвестицій в покращення основних фондів. Основні проблемні питання при формуванні інвестиційних програм викладено нижче.

# ПОРЯДОК ТА ПРИНЦИПИ ФОРМУВАННЯ ІНВЕСТИЦІЙНИХ ПРОГРАМ ПІДПРИЄМСТВ

З точки зору запровадження конкурентного ринку тепла, є також певні проблемні питання у порядку та принципах формування інвестиційних програм підприємств, що є частиною встановленої процедури формування тарифів..

Інвестиційні програми ліцензіатів Комісії розробляються на таких основних засадах:

1. Обсяги інвестицій визначаються, виходячи з технічного стану основних фондів, принципів економічної ефективності та доцільності запровадження відповідних заходів, а також з урахуванням їх впливу на рівень тарифів.
2. До встановлення тарифів, що забезпечують відшкодування економічно обґрунтованих планових витрат, обсяг коштів на фінансування інвестиційних програм, як правило, визначається в межах амортизаційних відрахувань, нарахованих ліцензіатом за звітний період, що передує схваленню (погодженню) інвестиційної програми.
3. Планування заходів інвестиційної програми, у першу чергу, базується на заходах, передбачених схемою теплопостачання населених пунктів, результатах проведеного енергетичного аудиту (за наявності), результативних показниках.
4. Планований період інвестиційної програми, на який здійснюється формування тарифів, у структурі яких передбачаються відповідні джерела фінансування для виконання інвестиційної програми - 12 місяців.
5. Джерелами фінансування інвестиційної програми є кошти, отримані ліцензіатом від провадження ліцензованої діяльності, за рахунок яких здійснюється фінансування заходів інвестиційної програми, зокрема:

* амортизаційні відрахування,
* виробничі інвестиції з прибутку,
* кошти в обсязі, передбаченому в установлених тарифах для виконання інвестиційних програм, та
* інші надходження, отримані від здійснення господарської діяльності, пов’язаної і не пов’язаної з ліцензованим видом діяльності, та
* позичкові кошти (облігаційні позики, банківські кредити),
* залучені кошти (кошти, одержані від продажу акцій, залучені за договорами фінансового лізингу, пайові та інші внески громадян і юридичних осіб, інвесторів, гранти),
* бюджетні кошти.

Ситуація, що склалась на даний час щодо затвердження та фінансування інвестиційних програм комунальних підприємств централізованого теплопостачання, свідчить про наступне:

1. Основним джерелом фінансування (більше 50% загального обсягу інвестицій) інвестиційних програм в 2015 році були амортизаційні відрахування, частка недофінансування інвестиційних програм підприємств, порівняно з плановою, склала 61% (дані Комісії на початок 2016 р.).
2. Основним (і майже єдиним) джерелом фінансування інвестиційних програм в 2016 році, очевидно, є амортизаційні відрахування, оскільки в червні 2016 року було затверджено нові тарифи для ліцензіатів, де рівень рентабельності для категорій споживачів «населення» та «інші» в більшості випадків становить близько 1% (діапазон6 0-3%), а для категорії споживачів «населення», що є найбільшою - 0% (крім 7 підприємств, де рентабельність встановлено на рівні 0,3-4,5%).
3. Рівень рентабельності підприємствам встановлюється Комісією «в ручному режимі», з метою недопущення підвищення рівня тарифів.
4. Багато комунальних підприємств, через недостатнє та несвоєчасне відшкодування різниці в тарифах, недостатній рівень сплати споживачами за послуги, тощо, є збитковими, тому фінансування інвестиційних програм за рахунок прибутку для них в принципі неможливе через відсутність такого прибутку.
5. Отримання фінансування з інших джерел (державні та міські цільові програми) є обмеженим через недофінансування самих цих програм. Фінансування через програми міжнародних фінансових організацій також обмежене через наявність значних кредитних ризиків.
6. Фінансування інвестпрограм лише за рахунок амортизаційних відрахувань є вкрай недостатнім, дозволяючи лише, в кращому разі, підтримувати ефективність виробничої діяльності на існуючому рівні, без можливості підвищення ефективності. Скоріш за все, такий принцип фінансування може призвести до технічної деградації підприємства, оскільки найчастіше, основна амортизація виробничих фондів відбулась уже в минулому, і поточний рівень амортизаційних відрахувань є значно нижчим, ніж кошти, необхідні для повноцінного відтворення чи поліпшення основних фондів.

Таким чином, для повноцінного функціонування конкурентного ринку, такий принцип фінансування та встановлення рентабельності є неприйнятним. Рівень рентабельності навіть 6% (що є наразі максимальним рівнем, що практично встановлюється Комісією) є вкрай недостатнім для того, щоб на ринок теплопостачання прийшли незалежні виробники теплової енергії, що інвестували б у теплогенеруючі потужності. Крім того, принцип формування тарифів «витрати плюс» не стимулює суб’єктів господарювання в галузі комунального теплопостачання знижувати свої витрати: неефективні витрати минулих періодів служать базою для формування тарифів на плановий період. Залежність кількості проданого тепла від результатів аукціону примусить виробників переглянути свої витрати, позбавитись непродуктивних витрат, втому числі за рахунок підвищення ефективності обладнання. Отже, питання формування інвестиційних програм мають розглядатись в контексті зміни принципів тарифоутворення для впровадження конкурентного ринку тепла.

# СТИМУЛЮЮЧЕ РЕГУЛЮВАННЯ (RAB-РЕГУЛЮВАННЯ)

Одним з можливих напрямків зміни тарифоутворення на ринку теплової енергії для вирішення вищеозначених питань є запровадження стимулюючого тарифоутворення, що дозволило б перейти від принципу тарифоутворення «витрати плюс» до тарифоутворення за принципом RAB (Regulatory Asset Base, або метод дохідності інвестованого капіталу).

Стимулююче регулювання (RAB-регулювання) – це система тарифоутворення на основі довгострокового регулювання тарифів, спрямованого на залучення інвестицій для будівництва та модернізації інфраструктури мереж та стимулювання ефективності витрат енергорозподільних компаній.

Згідно з моделлю RAB, регулювання здійснюється, виходячи з розміру необхідного рівня валової виручки (НВВ) для компанії, який визначають регулюючі органи. Ця виручка складається з трьох частин: виручки компанії, що покриває операційні витрати, повернення на інвестований капітал і доходу на інвестований капітал. Операційні витрати включають усі виробничі витрати компанії, за винятком амортизації й коштів на обслуговування боргу та поділяються на підконтрольні (на які компанія може ефективно впливати) і непідконтрольні (схильні до впливу зовнішніх чинників). Рівень підконтрольних витрат на перший рік довгострокового періоду регулювання встановлюється регулюючими органами й надалі тільки індексується залежно від інфляції. Непідконтрольні витрати включаються в тарифи у фактичному обсязі. Тариф розраховується на підставі прогнозу цих витрат і згодом корегується з урахуванням відмінності фактів від прогнозу. Проте основою тарифоутворення за методом RAB є розмір інвестованого капіталу (базовий RAB). Він установлюється на довгостроковий період регулюючими органами й упродовж нього не переглядається. На початку першого довгострокового періоду регулювання, коли компанія тільки пере- ходить на RAB, розмір інвестованого капіталу може бути оцінений кількома способами: як ринкова вартість компанії, відновлювана вартість активів, дисконтований потік грошових коштів, балансова вартість або вартість заміщення активів. У подальші періоди регулювання інвестований капітал збільшується на інвестиції, здійснені компанією за весь попередній період, і зменшується на повернення інвестованого капіталу (амортизацію) також за увесь попередній період.

Основні елементи стимулюючого регулювання:

* проведення переоцінки активів з метою встановлення регуляторної бази активів для розрахунку регуляторної амортизації та прибутку;
* встановлення норми прибутку на рівні, достатньому для залучення необхідного обсягу інвестицій;
* покриття обґрунтованих операційних витрат;
* встановлення довгострокових параметрів регулювання (цільових показників якості та надійності).

Основною відмінністю щодо формування та виконання інвестиційних програм підприємств при такому регулюванні є спосіб використання коштів, передбачених програмою. Зараз, вся сума коштів, передбачених інвестиційною програмою, що складається, як правило, з сум нарахованої амортизації та інвестиційної складової, встановленої Регулятором, має бути використана безпосередньо на виконання заходів, передбачених програмою.

Для формування інвестицій при RAB-регулюванні можна використовувати весь дохід на інвестований капітал і ту частину повернення інвестованого капіталу, яка покриває амортизацію майна. Але ці гроші, отримані у вигляді тарифу, не направляються прямо на інвестиції, а йдуть на обслуговування позикових коштів. Тобто, можна взяти кредит на суму, значно більшу, ніж кошти, закладені в інвестиційну програму, і здійснити за них більш масштабну модернізацію, що призведе до більшої економії ресурсів та операційних витрат. А кошти, закладені в інвестиційній програмі, використати для покриття відсотків за кредитом на протязі виконання програми.

Необхідність впровадження стимулюючого регулювання передбачена Угодою про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами – членами, з іншої сторони та Договором про заснування Європейського Співтовариства в частині впровадження Директиви 2009/72/ЄС.

Можливість запровадження стимулюючого регулювання в українському законодавстві передбачається Законом України «Про природні монополії» для суб’єктів природних монополій та суб’єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії. Рішення щодо застосування стимулюючого регулювання у відповідній сфері приймається органом, який здійснює державне регулювання діяльності суб'єктів природних монополій, суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, за погодженням з центральним органом виконавчої влади з питань формування політики у відповідній галузі та центральним органом виконавчої влади, що відповідає за реалізацію державної цінової політики.

Планом пріоритетних дій Уряду на 2016 рік, затвердженим Розпорядженням Кабінету Міністрів України N 418-р від 27 травня 2016 р., передбачено створення умов для забезпечення стимулюючого тарифоутворення (RAB-тарифу) для оператора газотранспортної системи та операторів газорозподільних механізмів, а також для операторів електричних мереж.

Очікується, що запровадження стимулюючого регулювання створить привабливий інвестиційний клімат для розвитку та модернізації об’єктів енергетики України, насамперед для модернізації мереж. Це дозволить зменшити кількість і тривалість аварійних відключень, а отже підвищиться рівень якості та надійності енергопостачання, знизяться технологічні втрати енергії. Енергопостачальні компанії отримають можливість залучати дійсно масштабні інвестиції у розбудову галузі, а держава вирішить питання розвитку регіонів без залучення коштів із держбюджету, буде ліквідовано перехресне субсидіювання. Крім того, стимулююче регулювання передбачає встановлення фіксованих тарифів на передачу та постачання енергії на довгостроковий період та буде стимулювати енергокомпанії зменшувати (оптимізувати) свої витрати, підвищувати якість та надійність постачання енергії споживачам.

Для потенційних інвесторів істотно знизяться ризики: при вкладенні своїх коштів в активи підприємств галузі, гарантований тарифом дохід на вкладений капітал дозволить їм повертати свої кошти і отримувати прибуток. Однак, для концесіонерів, орендарів, керуючих компаній, кредиторів та прямих інвесторів посилиться контроль за виконанням їхніх власних зобов'язань. Крім того, в тарифі буде закладатися ставка норми прибутковості на інвестований капітал, визначена Регулятором. Вона буде невисокою і варіюватиметься в діапазоні 12-15%.

Перелік нормативно-правових документів, які регламентують запровадження стимулюючого регулювання (крім зазначених вище):

- Стратегія сталого розвитку «Україна-2020», затверджена Указом Президента України від 12.01.2015 № 5/2015;

- Наказ фонду Державного майна України від 12.03.2013 № 293 «Про затвердження Методики оцінки активів суб’єктів природних монополій, суб’єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії»;

- низка постанов НКРЕ стосовно запровадження стмулюючого тарифоутворення в електроенергетиці[[56]](#footnote-56).

Крім того, розглядається можливість запровадження в Україні стимулюючого тарифоутворення в теплопостачанні: на розгляді профільного комітету Верховної Ради знаходиться Законопроект 4937 від 08.07.2016 р. «Про внесення змін до деяких законів України щодо переходу до використання альтернативних видів палива та переходу суб’єктів господарювання, що провадять діяльність у сфері теплопостачання, до стимулюючого регулювання», що передбачає обов’язкове введення стимулюючого регулювання для суб’єктів природних монополій та суб’єктів господарювання на суміжних ринках, в тому числі в сфері виробництва та транспортування теплової енергії.

Серед іншого, стимулююче тарифоутворення та перехід до конкурентного ринку передбачає необхідність:

* розроблення інвестиційних програм підприємств на строк не менше 3-5 років;
* встановлення тарифів на строк 3-5 років та їх щорічний перегляд (уточнення);
* скасування вимоги щодо граничного відхилення величини тарифа від розрахункового, при якому підприємство має право звернутись до Комісії для його перегляду.

Таким чином, впровадження RAB-регулювання сприятиме розвитку конкурентного ринку, а саме, допоможе виробникам та постачальникам тепла, чий тариф встановлюється Комісією, збільшити рівень рентабельності, передбачений тарифом, а також залучити більше капітальних інвестицій в модернізацію виробничого обладнання, використовуючи кошти, передбачені в інвестиційних програмах. В середньо- та довгостроковій перспективі це допоможе підвищити виробничу ефективність та зменшити тарифи, що важливо як для підвищення конкурентоздатності підприємств централізованого теплопостачання на конкурентному ринку, так і для кінцевих виробників.

# ПРИНЦИПИ ВРАХУВАННЯ ВТРАТ ТЕПЛА В ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖАХ

Ще одною особливістю в тарифоутворенні, що може створити проблеми при розділенні (анбандлінгу) видів діяльності підприємства, та запровадженні конкурентного ринку, є існуючий принцип врахування в тарифах втрат в тепломережах. На даний час, якщо підприємство здійснює як виробництво, так і транспортування та постачання теплової енергії, тариф на теплову енергію, що є сумою тарифів на виробництво, транспортування та постачання, повинен дорівнювати відношенню суми загальних річних планованих витрат, що включаються до повної собівартості, витрат на покриття втрат підприємств та загального річного планованого прибутку від ліцензованої діяльності з виробництва, транспортування, постачання теплової енергії до річного планованого обсягу її реалізації споживачам. При цьому, обсяг реалізації теплової енергії дорівнює кількості виробленої теплової енергії мінус її втрати в тепломережах. Планові витрати діяльності з виробництва теплової енергії включають витрати палива та інших ресурсів на всю вироблену теплову енергію, включаючи ту, що втрачається в теплових мережах. Якщо ці витрати діляться на кількість корисно реалізованої, а не виробленої теплової енергії, тариф на виробництво виявляється штучно завищеним за рахунок того, що втрати в теплових мережах фактично враховуються у виробництві, а не в транспортуванні. Коли виробництво, транспортування та постачання здійснюються одним і тим самим підприємством, видимих протиріч не виникає. Проте, при повному чи частковому анбандлінгу, а також приєднанні незалежних виробників теплової енергії, необхідно буде більш коректно розділити витрати за видами діяльності. Тоді тарифи на виробництво теплової енергії визначатимуться шляхом ділення планових витрат та інших складових тарифу на вироблену теплову енергію (відпущену в мережу з колекторів котельні). Тариф на виробництво теплової енергії, таким чином, зменшиться на величину втрат в тепловій мережі. Ці втрати, відповідно, будуть враховані в тарифі на транспортування: тариф дорівнюватиме сумі вартості теплової енергії, купленої у виробника, інших витрат при транспортуванні та інших складових тарифу, поділеній на кількість реалізованої теплоти, що буде меншою, ніж кількість виробленої, на величину втрат в тепломережі. Таким чином, тариф на транспортування зросте. Теплотранспортуюче підприємство отримує можливість знижувати тариф на транспортування шляхом зменшення втрат в тепломережі, або збільшувати свій прибуток за рахунок зменшення втрат, залишаючи тариф на тому ж рівні. Але на кардинальне зменшення втрат в тепломережі необхідні значні кошти, що мають бути враховані при формуванні інвестиційної програми, а можливість збільшення частки прибутку в складі тарифу знаходиться в компетенції Комісії.

Таким чином, зміна існуючого принципу віднесення втрат тепла в тепломережі дозволить уникнути перехресного субсидування, що є одним з основним принципів функціонування конкурентного ринку тепла. Також, це відображатиме реальну ситуацію щодо виробничих витрат різних видів діяльності для визначення пріоритетних заходів для їх зменшення. В результаті, тариф для кінцевого споживача має залишитись на тому ж рівні або навіть зменшитись, якщо, наприклад, теплотранспортуюча організація здійснить суттєві кроки до зменшення витрат тепла в тепломережі.

# ДВОСТАВКОВІ ТАРИФИ.

Розглядаючи питання тарифоутворення, слід зазначити, що двоставкові тарифи більше підходять для застосування в умовах конкурентного ринку, оскільки при зміні кількості теплової енергії, що відпускається незалежним виробником, порівняно з тою, що планувалась, умовно-постійна частина тарифу, що прив’язана не до кількості відпущеної теплоти, а до приєднаного теплового навантаження споживачів, все одно буде відшкодована, зміниться лише сума отриманого доходу, що відображає умовно-змінну частину тарифу та залежить від кількості відпущеної теплової енергії. Хоча, якщо до однієї системи теплопостачання приєднано кілька виробників, без точного визначення, які саме об’єкти теплопостачання вони опалюють, виникає питання, як має розподілятись між ними сумарне теплове навантаження об’єктів теплопостачання споживачів для розрахунку умовно-постійної частини двоставкових тарифів.

Проте, для якнайшвидшого впровадження конкурентного ринку, навряд чи доцільно вимагати обов’язкового запровадження двоставкових тарифів, оскільки на даний час з понад 170 ліцензіатів Комісії, такий тариф зараз мають лише 8 підприємств. Серед більше ніж 800 ліцензіатів місцевих органів самоврядування, двоставкових тарифів не має майже ніхто.

Більш доцільним є впровадження конкурентного ринку на основі існуючої системи, що дозволяє мати одноставкові або двоставкові тарифи. Докладніше про запропоновану концепцію впровадження конкурентного ринку тепла дивись в розділі **4.1** даного звіту.

Загалом, вищезазначені Порядки (постанова Комісії № 377 від 24.03.2016 р. та Постанова КМУ № 869 від 1.06.2011 р.) мають бути детально проаналізовані з точки зору його адаптації до формування тарифів в умовах конкурентного ринку.

Загалом, даний документ необхідно детально проаналізувати з точки зору його адаптації до формування тарифів в умовах конкурентного ринку.

Крім цього, слід зазначити, що при встановленні **тарифів на виробництво теплової енергії** виробників тепла з використанням **нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії**, діє інший документ, а саме: **Порядок розрахунку тарифів на електричну та теплову енергію, що виробляється на ТЕЦ, ТЕС, АЕС,** затверджений Постановою Комісії № 896 від 12.10.2005 р. Про це зазначається в **Умовах та правилах (ліцензійних умовах) провадження господарської діяльності з виробництва теплової енергії на теплоелектроцентралях, ТЕС, АЕС, когенераційних установках та установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії**, затверджених Постановою Комісії № 540 від 26.04.2006 року.

Даний Порядок взагалі не передбачає встановлення двоставкових тарифів. Крім того, за своєю загальною спрямованістю Порядок більше пристосований для розрахунку тарифів при комбінованому виробництві теплової та електричної енергії, ніж для розрахунку тарифів на виробництво лише теплової енергії.

Таким чином, виникає ситуація, коли різні виробники, що виробляють лише теплову енергію, але використовують різні види палив, в тому числі нетрадиційні та поновлювані джерела енергії, змушені при встановленні тарифів керуватись різними методиками. Більше того, навіть якщо один і той самий виробник на одному або кількох своїх тепло генеруючих об’єктах використовує нетрадиційні або поновлювані джерела енергії, він змушений окремо розраховувати тариф на виробництво теплової енергії для цих об’єктів, користуючись цим Порядком. Для інших об’єктів, що використовують традиційні види палива, має використовуватись Порядок формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, що затверджений Постановою НКРЕКП № 377 від 24.03.2016 року. На нашу думку, така ситуація ускладнює процес тарифоутворення та становить суттєві незручності для виробників теплової енергії.

Одним з напрямків подолання такої ситуації є розробка нового документа, що стосується формування тарифів при виробництві, транспортуванні та постачанні теплової енергії, був би краще пристосований для тарифоутворення в умовах конкурентного ринку в централізованому теплопостачанні та встановлював би єдині підходи до формування тарифів при виробництві теплової енергії з використанням як традиційних палив, так і нетрадиційних та поновлюваних джерел енергії.

# ПРОЕКТ ПОСТАНОВИ НКРЕКП «ПРО ЗАТВЕРДЖЕННЯ ПОРЯДКУ ФОРМУВАННЯ ТАРИФІВ НА ТЕПЛОВУ ЕНЕРГІЮ, ЩО ВИРОБЛЯЄТЬСЯ НА УСТАНОВКАХ З ВИКОРИСТАННЯМ НЕТРАДИЦІЙНИХ АБО ПОНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ».

В вересні 2016 НКРЕКП розроблено та оприлюднено ПРОЕКТ регуляторного акта – постанови НКРЕКП «Про затвердження Порядку формування тарифів на теплову енергію, що виробляється на установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії».

Положення даного документу стосуватимуться лише ліцензіатів Комісії. Загальний підхід щодо тарифоутворення, описаний в цьому документі, загалом відображає ті ж засади, що застосовуються в Постанові Кабінету міністрів України № 869 від 1.06.2011 р. та Постанові НКРЕКП № 377 від 24.03.2016 року. Цей документ не вирішує проблеми єдиного підходу, тому що знову буде діяти два окремих положення щодо формування тарифу на теплову енергію для викопних палив та для нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії. Крім того, проект Закону України № 4334, що наразі знаходиться на розгляді Верховної Ради України, передбачає передачу повноважень щодо встановлення тарифів на теплову енергію, що виробляється на установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії, органам місцевого самоврядування, отже, вищезазначений «Порядок формування тарифу на теплову енергію, що виробляється на установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії» треба буде змінювати.

Метою прийняття Проекту постанови є забезпечення чіткого та прозорого порядку формування тарифів на теплову енергію, що виробляється на установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії, та визначення чітких та однозначних організаційних вимог з встановлення тарифів на виробництво теплової енергії. Зауваження та позиції до ПРОЕКУ Постанови приймаються до 10.10.2016 року.

Попередній аналіз запропонованих підходів визначив спірні питання, що потребують узгодження та доопрацювання. Відповідні пропозиції будуть направлені НКРЕКП для розгляду. Було встановлено, що запропоновані принципи тарифоутворення створюють дискримінаційні підходи в порівнянні з підходами до виробників, що виробляють теплову енергію з викопного палива. Таким чином, вбачається створення додаткових переваг для традиційних виробників діяльність яких регулюється постановами КМУ та НКРЕКП. В тому числі містяться специфічні вимоги щодо виробників теплової енергії з нетрадиційних видів палива в частині обов’язковості здійснення закупівель через систему публічних закупівель. Такі вимоги дублюють вимоги основного Закону України «Про публічні закупівлі» для державних та комунальних підприємств, що є і так обов’язковими. Поширення дії закону на незалежних виробників, що не підпадають під вимоги згаданого закону є необґрунтованими.

Однією з проблем запропонованого підходу до встановлення тарифів є база розрахунку тарифу на виробництво теплової енергії.

«Для визначення собівартості одиниці виробництва теплової енергії сума економічно обґрунтованих витрат ділиться на кількість **виробленої** теплової енергії».

Даний підхід не враховує витрат теплової енергії на власні потреби та втрат теплової енергії в обладнання та мережах до точки відпуску. Таким чином, за базу розрахунку повинно використовуватися кількість відпущеної теплової енергії.

Процедурою передбачається, що ліцензіат зобов’язаний надати усі підтверджуючі документи. Виникає питання про таку обов’язкову необхідність. Відповідні документи регулятор може запросити додатково на вимогу. Це спростить виробникам підготовку до подачі документів та зменшить кількість паперової роботи та бюрократичність заходів.

Постановою передбачено, що термін розгляду та встановлення тарифів складає 60 календарних днів, а ліцензіат має не менше ніж за 30 днів до опалювального сезону подати відповідні документи. Таким чином, встановлені необґрунтовані вимоги до термінів подачі та розгляду тарифів. Варто зауважити, що методологією не передбачено компенсацію втрат за період розгляду тарифів, на відміну від інших виробників теплової енергії.

Даною Постановою вимагається узгодження інвестиційної діяльності з регулятором НКРЕКП при залучені кредитних коштів. Лише за згодою регулятора, до фінансових витрат включаються компенсація відсотків по кредиту. Такий підхід не може бути застосований до незалежних виробників, що не є державної чи комунальної форми власності. В тому числі, є сумнівним, що регулятор наділений даним правом.

Таким чином, проведений попередній аналіз даного документу виявив створення додаткових перешкод та обмеження прав виробників теплової енергії в т.ч. з біомаси. Це свідчить про необхідність проведення серйозного правового аналізу щодо протиріч з іншими законодавчими актами, з метою запобігання дискримінації та для остаточного доопрацювання.

Враховуючи те, що більшість потенційних нових виробників тепла, що можуть долучитись до конкурентного ринку тепла, скоріш за все будуть використовувати саме нетрадиційні та відновлювані джерела палива та енергії, прозоре та недискримінаційне законодавство щодо тарифоутворення може бути визначальним для їх залучення в цей бізнес.

# ПИТАННЯ ПРИЄДНАННЯ НЕЗАЛЕЖНИХ ВИРОБНИКІВ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ДО ТЕПЛОМЕРЕЖ

# ЗАГАЛЬНІ ЗАСАДИ ПРИЄДНАННЯ ДО ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ В УКРАЇНІ.

Наступним документом, важливим з точки зору функціонування конкурентного ринку ТЕ в централізованому теплопостачанні, є встановлені правила приєднання незалежних виробників ТЕ до тепломереж. В Україні документ, що стосується приєднання до тепломереж, має назву **«Правила приєднання до теплових мереж»**, затверджені постановою Комісії № 343 від 19.10.2012 р. Цей документ стосується приєднання як виробників, так і споживачів теплової енергії.

Цей документ встановлює наступні основні положення:

1. Приєднання до теплових мереж здійснюється власником на підставі договору про приєднання до теплових мереж (далі - Договір), що укладається між власником та замовником, умови якого мають відповідати Типовому договору про приєднання до теплових мереж. Договір укладається за взаємною згодою сторін після подання замовником заяви на приєднання до теплових мереж у випадках:

* приєднання до теплових мереж закінченого будівництвом, реконструйованого, технічно переоснащеного об’єкта;
* збільшення теплового навантаження або теплової потужності об'єкта внаслідок реконструкції або технічного переоснащення об'єкта.

1. З метою приєднання об’єкта до теплових мереж замовник звертається до власника цих мереж із заявою для отримання згоди. Власник протягом 10 днів з дати отримання заяви на приєднання повідомляє замовника про згоду або неможливість приєднання та/або надає інші варіанти щодо приєднання об'єкта. Замовник протягом 10 днів з дати отримання такого повідомлення інформує власника в письмовій формі про згоду, вибір варіанта приєднання або про відмову від приєднання.
2. Етапи приєднання:

* подання Заяви на приєднання;
* отримання технічних умов на приєднання до теплових мереж власника;
* розроблення замовником проектної документації для приєднання об'єктів до теплових мереж і узгодження її з власником;
* оплата замовником власнику вартості приєднання відповідно до умов укладеного Договору;
* виконання сторонами зобов’язань щодо здійснення заходів із приєднання об'єкта до теплових мереж;
* отримання акта готовності об’єкта до експлуатації;
* підключення об’єкта замовника до теплових мереж;
* виконання сторонами інших зобов’язань, передбачених умовами Договору.

1. Будівництво, реконструкція та технічне переоснащення теплових мереж або джерел теплової енергії здійснюються на підставі схем теплопостачання та законодавства України у сфері містобудівної діяльності.
2. У разі наявності технічної можливості та виконання замовником цих Правил власник мереж зобов’язаний приєднати об’єкт замовника до своєї теплової мережі.
3. У разі неможливості приєднання об'єкта до теплових мереж унаслідок відсутності вільної потужності у відповідній точці приєднання на день звернення замовника, але за наявності у схваленій в установленому законодавством порядку інвестиційній програмі власника заходів з розвитку сфери теплопостачання та зняття технічних обмежень, які забезпечать надалі технічну можливість приєднання об'єкта до теплових мереж, відмова в укладенні Договору не допускається.
4. Якщо на дату звернення замовника відсутня технічна можливість приєднання об'єкта до теплових мереж у відповідній точці приєднання і при цьому у схваленій в установленому порядку інвестиційній програмі власника не передбачені заходи з перспективи розвитку сфери теплопостачання та зняття технічних обмежень, які забезпечать технічну можливість приєднання об'єкта до теплових мереж, власник протягом 30 днів звертається до органу місцевого самоврядування щодо внесення змін до затвердженої схеми теплопостачання в частині забезпечення технічної можливості приєднання об'єкта до теплових мереж з додаванням заяви на приєднання..
5. У разі відмови відповідного органу місцевого самоврядування, який затвердив схему теплопостачання, у внесенні змін до схеми теплопостачання в частині заходів, що забезпечать можливість приєднання об'єкта замовника до теплових мереж, власник відмовляє замовнику у приєднанні у зв’язку з відсутністю технічної можливості приєднання.
6. Заходи (у тому числі технічні) щодо приєднання об'єкта до теплових мереж виконуються замовником у межах його земельної ділянки, а в разі приєднання багатоквартирного будинку - в межах інженерно-технічних мереж будинку.
7. Власником виконуються заходи (у тому числі технічні) щодо приєднання об'єкта до теплових мереж до межі земельної ділянки замовника, на якій розташований об'єкт, а в разі приєднання багатоквартирного будинку - до межі з інженерно-технічними мережами будинку, зі збільшення пропускної здатності (збільшення потужності) відповідних теплових мереж або джерел теплової енергії, а також щодо фактичного приєднання та які містять:

* розробку замовником (у разі відсутності такої можливості - проектною організацією на договірних умовах із замовником) проектної документації відповідно до технічних умов приєднання та їх узгодження з власником теплових мереж;
* перевірку власником виконання замовником умов приєднання;
* здійснення власником фактичного приєднання об'єкта до теплових мереж

1. Технічні умови на приєднання, які надаються власником разом з проектом Договору, мають містити такі відомості:

* точки приєднання;
* максимальні часові та середньогодинні теплові навантаження об'єкта за видами теплоносіїв та видами теплоспоживання (опалення, вентиляція, кондиціонування, гаряче водопостачання, технологічні потреби), а також схеми підключення об’єкта;
* максимальні розрахункові та середньогодинні витрати теплоносіїв, у тому числі з водорозбором з мережі (при відкритій системі теплопостачання);
* параметри (тиск, температура) теплоносіїв і межі їх відхилень у точках приєднання до теплової мережі з урахуванням зростання навантажень у системі теплопостачання;
* кількість, якість і режим відкачки повернення теплоносія, а також вимоги до його очищення, якщо теплова енергія відпускається у вигляді пари;
* рекомендації, що стосуються необхідності використання наявних у замовника власних джерел теплової енергії, будівництва резервного джерела теплової енергії, резервної теплової мережі, з урахуванням вимог до надійності теплопостачання об'єкта, а також рекомендації з використання вторинних енергетичних ресурсів;
* вимоги до прокладання та ізоляції трубопроводів;
* вимоги до організації обліку теплової енергії;
* вимоги до диспетчерського зв'язку з теплопостачальною організацією;
* межі експлуатаційної відповідальності теплопостачальної організації та замовника;
* межі можливих коливань тиску (у тому числі статичного) і температури в теплових пунктах замовника, пристрої для захисту від яких повинні передбачатися замовником при проектуванні систем теплоспоживання та теплових мереж;
* мінімальні годинні і середньогодинні теплові навантаження об'єкта за видами теплоносіїв та видами теплоспоживання.

1. Власник не має права нав'язувати замовнику невигідні умови Договору та які не стосуються предмета Договору, економічно або технологічно не обґрунтовані або прямо не передбачені чинним законодавством.
2. Плата за приєднання теплогенеруючих установок до теплових мереж визначається умовами Договору.

Надання і погодження технічних умов на підключення до теплових мереж в Україні регламентується відповідними **Правилами**, затвердженими Наказом Міністерства з питань житлово-комунального господарства України N 334 від 29.10.2009 та Постановою Комісії N від 29.10.2009 року. Дані Правила містять наступні суттєві положення:

1. Приєднання об’єктів замовника до теплових мереж здійснюється теплотранспортуючою організацією на підставі договору, який укладається сторонами у порядку, встановленому законодавством.
2. Теплотранспортуюча організація не має права відмовити замовнику у видачі технічних умов за умови дотримання ним цих Правил відповідно **до затвердженої в установленому порядку схеми теплопостачання населеного пункту**.
3. Для одержання технічних умов **власник, користувач земельної ділянки або особа, щодо якої прийнято рішення про передачу (надання) земельної ділянки із земель державної чи комунальної власності** в порядку, визначеному земельним законодавством, або уповноважена ними особа, яка має намір приєднатися до теплових мереж, подає заяву до теплотранспортуючої організації, яка згідно з відповідною ліцензією діє в зоні розташування об'єкта замовника.
4. До заяви замовник додає такі документи:

* опитувальний лист з інформацією про об'єкт за формою, наведеною у додатку до цих Правил;
* ситуаційний план розміщення об'єкта;
* нотаріально засвідчену копію документа, що підтверджує право замовника на земельну ділянку, або рішення про передачу (надання) замовнику земельної ділянки із земель державної чи комунальної власності в порядку, визначеному земельним законодавством.

1. При опрацюванні матеріалів для видачі технічних умов теплотранспортуюча організація визначає:

а) джерело теплової енергії та місце приєднання до теплових мереж;

б) теплові навантаження об'єкта теплоспоживання;

в) параметри теплоносія, гідравлічний режим у місці приєднання до теплової мережі з урахуванням зростання теплових навантажень у системі теплоспоживання;

г) обґрунтовані вимоги щодо збільшення пропускної здатності діючих теплових мереж, а також розширення або реконструкції установок для хімічного очищення води та конденсату джерела теплової енергії;

ґ) кількість, якість, режим відкачування поверненого конденсату, вимоги до його очищення замовником;

д) доцільність використання вторинних енергоресурсів;

е) необхідність будівництва резервного джерела теплової енергії або резервної магістральної теплової мережі з урахуванням підвищення надійності постачання теплової енергії споживачеві;

крім того, вимоги щодо:

а) обліку теплової енергії, контрольно-вимірювальних та автоматичних регулювальних приладів;

б) захисту систем теплоспоживання від раптового підвищення тиску і температури теплоносія та теплових мереж від корозії;

в) упровадження нових технологій прокладання теплових мереж, зокрема використання попередньо ізольованих труб;

г) розміщення та монтажу приладів комерційного обліку теплової енергії на окремі будинки, будівлі (споруди).

Щодо цього документа, варто відзначити те, що теплотранспортуюча організація не має права відмовити замовнику у видачі технічних умов за умови дотримання ним цих Правил відповідно до **затвердженої в установленому порядку схеми теплопостачання населеного пункту.** Тобто, якщо такої затвердженої схеми теплопостачання в даному населеному пункті немає, теплотранспортуюча організація має право технічних умов не видавати.

Відзначаючи загалом достатньо повний та детальний зміст двох вищезазначених документів, слід зазначити відсутність в них ряду важливих положень, що мали би бути для забезпечення ефективного та недискримінаційного приєднання незалежних виробників в умовах конкурентного ринку централізованого теплопостачання.

Зокрема, можна відзначити наступні недоліки:

* положення документів більше стосуються випадку приєднання споживачів теплоти, а не виробників;
* загалом документи не пристосовані для умов функціонування конкурентного ринку тепла, тому в них відсутні поняття незалежного виробника ТЕ, оператора теплової мережі, порядку купівлі ТЕ, не визначаються способи приєднання, найбільш придатні для того, щоб розділити грошові витрати за відповідними видами діяльності та сфери відповідальності виробників тепла та оператора мережі, відсутні положення, що стосуються купівлі-продажу теплової енергії, розподілу зобов’язань та відповідальності виробників тепла та оператора, тощо;
* відсутні вимоги щодо диспетчеризації та балансування теплової мережі з метою безперебійного теплопостачання споживачів та забезпечення прав виробників щодо продажу встановлених кількостей теплової енергії;
* відсутні умови припинення закупівлі теплової енергії у виробників;
* недостатній рівень надання попередньої інформації про особливості системи теплопостачання населеного пункту для потенційних незалежних виробників;
* залежність надання технічних вимог на приєднання, та можливості приєднання, від розроблених раніше схем теплопостачання та перспектив розвитку теплопостачання населеного пункту;
* відсутні вимоги до теплотранспортуючої організації щодо сприяння потенційним виробникам для пошуку взаємовигідного рішення про підключення до теплової мережі;
* практично відсутня можливість для потенційного виробника самостійно вибрати точку підключення, найбільш зручну для нього;
* потенційний незалежний виробник недостатньо захищений від можливих неправомірних вимог щодо приєднання, не визначено процедури вирішення спірних питань та захисту виробником своїх прав.

# НЕОБХІДНІСТЬ ДООПРАЦЮВАННЯ ІСНУЮЧИХ ПРАВИЛ ПРИЄДНАННЯ ДО ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ ПРИ ЗАПРОВАДЖЕННІ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛА.

Очевидно, законодавча база в частині приєднання незалежних виробників тепла до теплових мереж має бути доповнена рядом положень, що стосуються також функціонування тепломереж, до яких приєднано декілька незалежних виробників, їх диспетчеризації, тощо.

Питання диспетчеризації з метою регулювання кількості теплоти, отриманої від незалежних виробників, в умовах конкурентного ринку є надзвичайно важливим, оскільки з’являється необхідність узгоджувати виробництво теплоти кожного з незалежних виробників із плановими обсягами закупівлі теплової енергії у даного виробника та можливими їх змінами внаслідок погодних змін, позапланових відключень інших виробників, тощо. В системах централізованого теплопостачання, що експлуатуються зараз в Україні, не виникає потреб вирішувати подібні проблеми. Звичайно, існують системи централізованого теплопостачання, на яких впроваджено досконалі системи диспетчеризації теплогенеруючих джерел та розподільчих мереж, проте вони в основному виконують функції дистанційного збору інформації та керування окремими теплогенеруючими об’єктами (котельними), що працюють кожен на свою відокремлену теплову мережу. В умовах централізованого теплопостачання великих міст існують теплові мережі, з’єднані перемичками, що виконують функції резервування потужності або для сезонного включення або відключення тих чи інших котелень. Наприклад, в літній період, коли відсутнє теплове навантаження опалення, для ефективного забезпечення теплових навантажень гарячого водопостачання, тепломережі двох або більше котелень можуть бути тимчасово об’єднані, залишивши в роботі лише одну з котелень, або переключивши тепломережу на теплозабезпечення від ТЕЦ. Проте і в цьому випадку, тепломережа отримує теплову енергію фактично лише від одного джерела. В умовах конкурентного ринку теплової енергії можлива ситуація, коли до існуючої тепломережі приєднується один або кілька незалежних виробників, що мають працювати паралельно на одну й ту саму теплову мережу, маючи при цьому різні точки приєднання та різні зобов’язання щодо обсягів постачання теплової енергії. При цьому у оператора теплової мережі виникають нові завдання щодо керування виробництвом та відпуском теплоти, забезпечення необхідних гідравлічних режимів теплової мережі та якісного теплозабезпечення приєднаних споживачів.

В цьому сенсі, суттєвого значення набуває також питання способу приєднання теплогенеруючих потужностей незалежного виробника до теплової мережі. Можливі два основних варіанти – пряме підключення або підключення через теплообмінник (**Рис. 2**).

|  |
| --- |
|  |
| а) пряме підключення до тепломережі |
|  |
| б ) підключення через теплообмінник |

**Рис. 2**. Варіанти підключення незалежних виробників до тепломережі.

Пряме підключення до тепломереж має наступні недоліки:

* справляє більший гідравлічний вплив на тепломережу, оскільки задіяні циркуляційні насоси незалежних виробників, характеристики яких мають бути чітко узгоджені з необхідним тиском в тепломережі;
* теплоносій циркулює через теплогенеруюче обладнання незалежних виробників, які нестимуть свою частину відповідальності за втрати теплоносія та підживлення тепломережі;
* не дає можливості підключати теплогенеруюче обладнання, що за своїми технічними характеристиками щодо допустимого тиску теплоносія не відповідає умовам тепломережі.

Підключення до тепломереж через теплообмінник позбавлене вищеописаних недоліків, проте також має певні особливості:

* дещо підвищуються витрати електричної енергії через необхідність прокачування теплоносія через теплообмінник;
* для забезпечення необхідної температури теплоносія, що подається в тепломережу, необхідно тримати температуру теплоносія, що циркулює через котел, вищу, ніж температура подачі в тепломережу, на величину різниці температур теплоносіїв в теплообміннику (орієнтовно- 3-10 °С, в залежності від характеристик теплообмінника).

Для умов підключення незалежних виробників теплової енергії, більш прийнятним видається спосіб підключення до тепломереж через теплообмінник.

Загалом, враховуючи вищезазначене, законодавче поле в частині підключення незалежних виробників теплової енергії до тепломереж потребує певних змін та доповнень.

Для прикладу, можна навести **« Звід умов користування розподільчими тепломережами»**, затверджений постановою Державної Комісії з контролю над цінами і енергетикою Литовської Республіки (від 19 січня 2015 р. № O3-6). Даний документ не обмежується лише умовами приєднання, а містить вимоги та положення, що дозволяють забезпечити інший якісний рівень щодо можливості приєднання нових незалежних виробників та подальшого функціонування такої тепломережі. Зокрема, цей документ:

1. Забезпечує попереднє інформування потенційного незалежного виробника про суттєві умови функціонування даної тепломережі (потреби в тепловій потужності, джерела виробництва теплової енергії, види палив, умови підключення, добові графіки потреб в тепловій енергії, тощо).
2. Забезпечує можливість отримання додаткової інформації ще до подачі заяви про видачу умов підключення.
3. Встановлює необхідність **співпраці** потенційного незалежного виробника теплової енергії і постачальника теплової енергії для пошуку **оптимального** технічного й економічного рішення для підключення теплового устаткування потенційного незалежного виробника теплової енергії з точки зору ефективності системи розподільчих мереж і користі для споживачів. Фактично, така співпраця продовжується аж поки не буде знайдене технічне рішення, що задовольнить всі сторони.
4. Встановлює **поняття Точки раціонального підключення до розподільчих тепломереж** що є точкою підключення до розподільчої тепломережі, віддаленою на мінімальну розумну відстань від устаткування незалежного виробника теплової енергії, найбільш економічною технологічно згідно з схемою теплопостачання і відносно споживачів, в якій може бути підключене теплове устаткування з потужністю, яка вибрана виробником тепловій енергії з урахуванням потреби споживачів.
5. Встановлює право потенційного незалежного виробника теплової енергії зазначати **бажану точку підключення** свого обладнання до тепломереж.
6. Визначає, крім іншого, що точка підключення до розподільчої тепломережі вибирається так, щоб **за наявності достатньої потреби споживачів теплової енергії** (тобто, яка перевищує плановану мінімальну дозволену потужність навантаження теплового устаткування потенційного незалежного виробника теплової енергії і мінімальну дозволену потужність навантаження теплового устаткування, керованого постачальником теплової енергії, що знаходиться щонайближче до точки розподільчої тепломережі), **устаткування з виробництва теплової енергії постачальника теплової енергії могло експлуатуватися разом з устаткуванням незалежного виробника теплової енергії.**
7. Встановлює **мінімально необхідні вимоги підключення із забезпеченням економічно і технічно обґрунтованого, прозорого і не дискримінуючого підключення незалежних виробників теплової енергії до розподільчих тепломереж**. В умовах підключення до розподільчої тепломережі мінімальні технічні вимоги встановлюються стосовно таких елементів мережі: технічні вимоги до теплообмінника, до замикальної арматури, до управління арматурою, до приладів обліку, до вузла регулювання, до передачі даних і візуалізації, до трубопроводів тепломережі до точки підключення до розподільчої тепломережі.
8. Встановлює **право оскарження** потенційним незалежним виробником теплової енергії пропонованої точки або інших умов підключення до тепломережі, а також вирішення можливих суперечок між потенційними незалежними виробниками теплової енергії, між потенційними незалежними виробниками теплової енергії і постачальниками теплової енергії в попередньому **обов'язковому несудовому порядку розгляду скарг і суперечок**.
9. Встановлює вимоги до якості передачі теплової енергії, зокрема, відхилення параметрів теплоносія незалежного виробника теплової енергії від режиму мережі теплопостачання, встановленого диспетчером постачальника теплової енергії, та відповідальність незалежного виробника за неналежну якість відпуску теплової енергії в мережу, вимоги по організації та узгодженню робіт з технічного обслуговування устаткування.
10. Визначає обов’язки постачальника щодо **планування виробництва та диспетчерського управління**, шляхом встановлення потужності генерації своїх теплових установок і теплових установок, керованих незалежними виробниками теплової енергії, також встановлюючи оперативний режим розподілу теплової енергії з метою забезпечення потреби споживачів, у всіх випадках з урахуванням вимог Порядку купівлі теплової енергії.
11. Встановлює обов’язки незалежних виробників теплової енергії поставляти теплову енергію в розподільчу тепломережу з дотриманням технічних умов, установлених постачальником теплової енергії, і **виконуючи вказівки диспетчера розподільчій тепломережі**.
12. Визначає необхідність та способи **балансування** розподільчої тепломережі шляхом:

* дистанційного управління постачальником теплової енергії теплового устаткування незалежного виробника теплової енергії, що працює в автоматизованому режимі;
* надання скоректованих планів диспетчерській діяльності виробникам теплової енергії, тепловим устаткуванням яких постачальник теплової енергії не може управляти дистанційно з технічних причин. З метою надійного і якісного постачання теплової енергії споживачам скоректовані плани диспетчерського управління можуть надаватися незалежним виробникам теплової енергії всіма способами, що дозволяють найбільш оперативно управляти тепловими установкам;
* використання власного керованого теплового устаткування

1. Визначає **умови обмеження або припинення купівлі-продажу** теплової енергії у незалежного виробника.

Очевидно, для врахування вищезазначених вимог та положень, «Правила приєднання до теплових мереж», затверджені постановою Комісії № 343 від 19.10.2012 р., мають бути суттєво розширені та доопрацьовані (див. розд**. 4.2** даного Звіту). Як альтернативу, можна передбачити розробку окремого документа, на зразок відповідного документа Литовської Республіки « Звід умов користування розподільчими тепломережами», тоді з «Правил приєднання до теплових мереж», затверджених постановою Комісії № 343 від 19.10.2012 р., необхідно буде вилучити положення стосовно приєднання теплогенеруючих потужностей, обмеживши сферу його дії лише підключенням теплових споживачів.

# РОЗРОБЛЕННЯ СХЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ

Відповідно до статей 6 та 7 Закону України "Про теплопостачання", розвиток систем теплопостачання повинен ґрунтуватися на затверджених схемах теплопостачання. Основними засадами державної політики, на яких має базуватись розробка схем теплопостачання населених пунктів, є, зокрема, розроблення та реалізація схем теплопостачання міст та інших населених пунктів України, строк дії яких має бути не менше 5-7 років, на основі оптимального поєднання централізованих та автономних систем теплопостачання; впровадження когенераційних установок, у тому числі на базі діючих опалювальних котельних, використання нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії, у тому числі енергії сонця, вітру, біогазу, геотермальних вод, відходів виробництва, впровадження високоефективного теплоенергетичного обладнання і матеріалів у новостворюваних та діючих системах теплопостачання, зниження втрат під час транспортування теплової енергії, підвищення строків експлуатації трубопроводів, тощо.

Схеми теплопостачання міст, селищ та сільських населених пунктів розробляються на замовлення органів місцевої виконавчої влади та затверджуються ними ж. Схеми теплопостачання розробляються за рахунок коштів, джерела яких можуть визначатися: на загальнодержавному рівні - Кабінетом Міністрів України, центральними органами виконавчої влади у межах своїх повноважень; на місцевому рівні - Радою міністрів Автономної Республіки Крим, місцевими державними адміністраціями.

До розробки схем теплопостачання населених пунктів залучаються спеціалізовані проектні організації, а також, згідно з діючою практикою, комунальні теплопостачальні підприємства, що діють в даному населеному пункті.

Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України (Мінрегіон) погоджує схеми теплопостачання населених пунктів з кількістю жителів більш як 20 тисяч осіб та регіональні програми модернізації систем теплопостачання. Процедура такого погодження регламентується Наказом Мінрегіону № 403 від 08.08.2012р.

Розроблення енерго- та екологоефективних схем теплопостачання населених пунктів України здійснюється відповідно до Методичних рекомендацій, затверджених Наказом Мінрегіону N 147 від 26.04.2006 р.

Згідно цих рекомендацій, схема теплопостачання є передпроектним документом, в якому обґрунтовується **економічна доцільність та господарська необхідність** проектування і будівництва нових, розширення та модернізації діючих джерел теплової енергії і теплових мереж. З метою економії паливно-енергетичних ресурсів вибір схеми теплопостачання повинен грунтуватися на техніко-економічних розрахунках з урахуванням оптимального поєднання централізованих, помірно-централізованих і децентралізованих систем теплопостачання, впровадження енергозберігаючих технологій, охорони навколишнього середовища.

Вибір схеми теплопостачання проводиться на основі варіантних розрахунків, по кожному варіанту визначаються капітальні та експлуатаційні затрати по котельнях, теплових мережах, термін їх окупності, в результаті техніко-економічного порівняння варіантів приймається найбільш економічний, оптимальний варіант схеми теплопостачання населеного пункту, який повинен враховувати мінімальні викиди забруднюючих речовин від джерел теплопостачання в атмосферу.

У випадках, якщо схемою теплопостачання передбачається постачання теплової енергії споживачам від котельних промислових та інших підприємств і організацій державної форми власності, схема теплопостачання підлягає погодженню з відповідним міністерством (відомством) в підпорядкуванні якого знаходяться ці підприємства (організації), **а в разі недержавної форми власності - безпосередньо з власниками цих підприємств (організацій).**

Схеми теплопостачання розробляються на розрахунковий період **5-10 років** **з ув'язкою з відповідними періодами, установленими генеральними планами розвитку міст, селищ та сільських населених пунктів**. В схемах теплопостачання повинна бути виділена перша черга будівництва на період 2-5 років.

Схеми теплопостачання, розроблені та затверджені у відповідності з даними Методичними рекомендаціями, є вихідними документами, на основі яких розробляються робочі проекти котельних і теплових мереж.

Для котельних та теплових мереж, рекомендованих до будівництва згідно з затвердженою схемою теплопостачання, техніко-економічне обгрунтування (ТЕО) не розробляється. **При відсутності затвердженої схеми теплопостачання проектування котельних і теплових мереж допускається, як виняток, на основі техніко-економічних обґрунтувань (ТЕО).**

Затверджені схеми теплопостачання служать основою для подальшого розвитку теплогенеруючих потужностей: згідно статті 26 ЗУ «Про теплопостачання», проектування, будівництво, реконструкція об'єктів у сфері теплопостачання здійснюються **на основі схем теплопостачання**, державних будівельних норм та нормативно-правових актів на проведення будівельних робіт. Згідно статті 21 цього ж закону, при збільшенні обсягів теплоспоживання місцеві органи виконавчої влади обирають проекти теплогенеруючих об'єктів, призначених для будівництва, **відповідно до затвердженої у встановленому законодавством порядку схеми теплопостачання** на конкурсних засадах.

Слід зазначити, що далеко не всі населені пункти мають затверджені схеми теплопостачання. На кінець 2014 року, було зареєстровано 156 таких затверджених схем.

Таким чином, наведені законодавчі засади розроблення та використання схем теплопостачання можуть становити певні перепони та обмеження для розвитку нових теплогенеруючих потужностей та появи незалежних виробників теплової енергії, що могли б увійти до складу цих схем. Перш за все, вищезазначені документи загалом розглядають вже існуючих виробників теплової енергії, що є, в абсолютній більшості, підприємствами комунальної та державної форми власності. Саме вони розглядаються і як основа для подальшого розвитку систем теплопостачання, що передбачає модернізацію таких джерел теплопостачання, закриття неефективних, укрупнення шляхом об’єднання тепломереж сусідніх котельних, впровадження теплогенеруючих потужностей на альтернативних джерелах палива та енергії, тощо. Надалі, виконання цих завдань планується за рахунок державного або місцевих бюджетів. Хоча, до складу таких систем можуть включатись діючі котельні промислових підприємств та інші джерела енергії, що вже існують на час розробки чи перегляду схеми теплопостачання. Але, така система планування не враховує можливість появи незалежних виробників тепла, що побудують теплогенеруючі потужності за власні (не бюджетні) кошти з метою ведення прибуткового бізнесу в цій сфері. Відбір на конкурсних засадах нових теплогенеруючих об’єктів хоч і передбачений в ЗУ «Про теплопостачання», але лише у випадку збільшення обсягів теплоспоживання, і з-поміж тих проектів, що вже були призначені до будівництва згідно існуючої схеми, «на перспективу».

Нами проаналізовано схеми теплопостачання, розроблені для деяких міст (Сарни[[57]](#footnote-57), Луцьк[[58]](#footnote-58), Чернівці, Бахмут[[59]](#footnote-59)). Всі вони передбачають заходи розвитку (модернізації, реконструкції) тільки вже існуючих комунальних котельних, в тому числі реконструкцію деяких існуючих джерел теплопостачання для можливості використання біомаси. Навіть можливість появи незалежних виробників тепла там не розглядається. Таким чином, «приватна ініціатива» з впровадження теплогенеруючих потужностей альтернативних виробників тепла залишається поза увагою при розробці та плануванні схем теплопостачання населених пунктів. Враховуючи, що розробка схем теплопостачання передбачає також планування певних обсягів фінансування для проведення запланованих заходів, може виникнути конфлікт інтересів комунальних підприємств теплопостачання та потенційних нових виробників тепла, що можуть змінити виробничі плани комунальних підприємств та зменшити ефективність впровадження деяких проектів, передбачених схемами теплопостачання. Це протиріччя має бути вирішено на законодавчому рівні.

Звичайно, законодавство не містить прямої заборони для приватного бізнесу будувати нові котельні. Тому котельні на інших, альтернативних природному газу, джерелах палива та енергії активно впроваджуються приватним бізнесом в галузі теплопостачання, але для теплопостачання окремих об’єктів, без приєднання до мережі централізованого теплопостачання. Наприклад, заміна окремих газових котельних об’єктів бюджетної сфери (шкіл, лікарень) котельнями на інших видах палива є доволі розповсюдженою практикою. В галузі централізованого теплопостачання такі теплогенеруючі потужності вводяться в дію, в основному, самими комунальними підприємствами. Це означає, що приватний бізнес входить в сферу теплопостачання «легшим шляхом», не втручаючись в централізоване теплопостачання. Наразі в Україні немає прикладів роботи кількох незалежних виробників тепла різної форми власності, що працювали б в одній тепловій мережі. Основні причини цього описані в розділі 2.2. З одного боку, це підтверджує наявність бар’єрів, описаних в цьому звіті, а з іншого, не дозволяє поки оцінити, наскільки суттєвим може виявитись бар’єр, пов’язаний з тим, що потенційні незалежні виробники тепла не враховуються в затверджених схемах теплопостачання населених пунктів. Можливо, цей бар’єр треба розглядати як потенційний. Але в будь-якому випадку, необхідно уникнути можливої невизначеності у вирішенні цього питання.

На наш погляд, в законодавстві необхідно чітко зазначити, що, з метою створення конкурентного ринку в галузі теплопостачання, потенційні незалежні (приватні) виробники теплової енергії мають право будувати котельні, які, у випадку їх приєднання до тепломереж, повинні бути включені до існуючих схем теплопостачання населених пунктів та братись до уваги, поряд з комунальними та державними теплогенеруючими підприємствами, при перегляді таких схем. Рекомендації щодо закриття тих чи інших котельних, розроблені у складі схем теплопостачання населених пунктів, мають стосуватись котельних комунальної або державної форми власності, а рекомендації щодо необхідності будівництва нових потужностей повинні, в тому числі, оприлюднюватись органами місцевого самоврядування з метою залучення приватних виробників. Зокрема, в ЗУ «Про теплопостачання» треба зазначити, що будівництво незалежними виробниками тепла своїх генеруючих потужностей та їх приєднання до тепломереж має регламентуватись лише умовами приєднання (виконанням технічних умов) і не повинно залежати від затвердженої схеми теплопостачання, її наявності чи відсутності.

Серед законодавчих змін в питанні приєднання незалежних виробників тепла до тепломереж (див. розд. 2.4.1 цього звіту), слід встановити, що видача технічних умов на приєднання теплогенеруючих потужностей незалежних виробників тепла до теплової мережі не повинна залежати від того, чи внесений цей виробник тепла до затвердженої схеми теплопостачання, і відповідні обмеження повинні бути вилучені з Правил надання і погодження технічних умов на підключення до теплових мереж.

Інше питання, що стосується розробки схем теплопостачання населених пунктів та є важливим для розвитку конкурентного ринку теплопостачання, полягає в об’єднанні окремих теплових мереж шляхом їх сполучення. Звичайна практика теплопостачання в Україні базується на окремих тепломережах для кожної котельні, що лише в окремих випадках можуть бути з’єднані для збільшення надійності теплопостачання.

Проекти об’єднання теплових мереж часто розглядаються при розробці схем теплопостачання населених пунктів, оскільки від’єднання частини теплових споживачів в попередні роки зменшило приєднані теплові навантаження, і на даний час, приміром, одна з двох сусідніх котельних може забезпечити об’єднане теплове навантаження (як правило, з двох котельних вибирається більш ефективна). Але, в результаті такого об’єднання кількість котельних, що працюють на одну мережу, не збільшується.

Наявність великих об’єднаних тепломереж, що включають кілька котельних, є важливою для розвитку конкурентного ринку тепла. В разі приєднання незалежних виробників тепла, такі об’єднані теплові мережі збільшують позитивний ефект конкуренції для кінцевого споживача. Але такі проекти, де кілька котельних працюють на одну мережу одночасно, наразі не розглядаються при розробці планів розвитку теплових мереж, оскільки вони потребують додаткових коштів для впровадження диспетчеризації (що в даний час не розповсюджено широко навіть для окремих котельних), та балансування окремих джерел теплопостачання, що працюють одночасно в системі централізованого теплопостачання.

Таким чином, для розвитку конкурентного ринку тепла, має сенс зазначити пріоритетність проектів об’єднання окремих теплових мереж в документах, що регулюють питання розробки схем теплопостачання населених пунктів.

# ВИСНОВКИ ЩОДО ОСНОВНИХ ПЕРЕШКОД НА ШЛЯХУ ЗАПРОВАДЖЕННЯ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛА В УКРАЇНІ

Таким чином, підсумовуючи викладене вище, можна сформулювати основні перешкоди, що заважають запровадженню конкурентного ринку тепла в Україні:

1. Більшість комунальних підприємств, що діють в централізованому теплопостачанні, об’єднують у своїй діяльності функції виробництва, транспортування та постачання теплової енергії та фактично є вертикально-інтегрованими монополіями в цій сфері на протязі багатьох десятиліть і до теперішнього часу не мають вагомих економічних чи законодавчих стимулів рухатись в напрямку конкурентного ринку.
2. Законодавчо не встановлено **необхідність** функціонування сфери централізованого теплопостачання **на конкурентних засадах**, а також **пріоритет** щодо отримання споживачами теплової енергії **за найнижчою ціною**, що передбачає, зокрема, **зобов’язання постачальника** теплової енергії купувати теплову енергію у **альтернативного виробника, що пропонує найнижчу ціну**, якщо така енергія відповідає вимогам щодо якості, надійності та екологічної безпеки її виробництва. В існуючому законодавстві лише сказано, що теплогенеруючим організаціям незалежно від організаційно-правових форм та форм власності **надається право доступу до магістральних та місцевих теплових мереж** за умови виконання технічних умов на приєднання.
3. У комунальних підприємств та органів місцевого самоврядування є засоби завадити потенційним незалежним виробникам скористатись цим правом:

* відмовити в наданні земельної ділянки для будівництва котельні, або в наданні технічних умов на приєднання до тепломережі, посилаючись на відсутність затвердженої схеми теплопостачання населеного пункту, або на відсутність збільшення обсягів теплоспоживання в тепломережі, надлишок власних теплогенеруючих потужностей, що означає відсутність необхідності появи нових виробників тепла в існуючій системі теплопостачання;
* надати технічні умови приєднання, що не можуть бути виконані потенційним конкурентним виробником.

1. Заборона приватизації таких об’єктів комунальної власності, як «об'єкти інженерної інфраструктури та благоустрою міст, включаючи мережі, споруди, устаткування, які пов'язані з постачанням споживачам води, газу, тепла, а також відведенням і очищенням стічних вод» (згідно ч. 2 ст. 5 Закону України "Про приватизацію державного майна").
2. Тарифоутворення за методом «витрати плюс» та з мінімальним рівнем рентабельності, що не стимулює підприємства централізованого теплопостачання до зниження своїх витрат та не може задовольнити потребу потенційних незалежних виробників тепла в забезпеченні прийнятної рентабельності їх інвестицій в теплогенеруючі потужності. Такі принципи тарифоутворення є обов’язковими для всіх суб’єктів господарювання, що діють в цій галузі, незалежно від їх масштабу, форми власності, видів палива, тощо.
3. Існуючим законодавством не встановлено ряд положень, що зазвичай діють на конкурентному ринку теплопостачання:
   * встановлення складових тарифів на 3-5 років з можливістю їх щорічного перегляду,
   * формування довгострокових (3-5 років) інвестиційних програм підприємств;
   * відсутність штучного обмеження обсягів фінансування інвестиційних програм.
4. Відсутність необхідних підзаконних актів, що забезпечили б практичне використання хоча б тих засад конкурентного ринку теплопостачання, що прописані в існуючому законодавстві, зокрема, **правил закупівлі теплової енергії в незалежних виробників**, що описували б:

* порядок встановлення цін на теплову енергію, що виробляється незалежними виробниками;
* пріоритети щодо закупівлі теплової енергії;
* деталі організації конкурсного відбору виробників та визначення обсягів закупівлі ТЕ;
* вимоги щодо оприлюднення інформації про ціни та обсяги закупівлі ТЕ у незалежних та інших виробників, прогнозних потреб в закупівлі тепловій енергії постачальником, тощо;
* вимоги забезпечення недискримінаційних умов виробничої діяльності незалежних виробників ТЕ та закупівлі у них теплової енергії, в тому числі обмеження виробництва теплової енергії, понесення додаткових витрат, необґрунтованих штрафів, тощо.

1. Недосконалість існуючих правил приєднання до тепломереж, які, зокрема:

* прив’язують можливість видачі технічних умов на приєднання до наявності затвердженої схеми теплопостачання населеного пункту;
* не містять засад співпраці оператора мережі та потенційного незалежного виробника для пошуку оптимального технічного й економічного рішення для підключення теплового устаткування потенційного незалежного виробника з точки зору ефективності системи розподільчих мереж і користі для споживачів;
* обмежують потенційного виробника щодо вибору бажаної точки підключення до тепломережі;
* не забезпечують економічно і технічно обґрунтованого, прозорого і не дискримінуючого підключення незалежних виробників теплової енергії до розподільчих тепломереж, права оскарження рішень, прийнятих оператором;
* не містить положень щодо диспетчеризації та балансування тепломережі в умовах приєднання кількох незалежних виробників;
* не забезпечує початкового інформування потенційних незалежних виробників щодо основних характеристик системи теплопостаачння (теплові навантаження, підключені виробники, види палива, діючі тарифи, тощо) заздалегідь.

1. Недостатній рівень об’єднання тепломереж окремих котельних в єдину теплову мережу міста чи селища.

Поєднання всіх вищеперелічених факторів створює несприятливе середовище для виникнення конкурентного ринку та появи незалежних виробників теплової енергії в галузі централізованого теплопостачання України.

# АНАЛІЗ МОЖЛИВИХ СЦЕНАРІЇВ ДЛЯ ЗАПУСКУ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ.

# ВСТУП

Системи централізованого теплопостачання, в яких домінують монопольні комунальні підприємства, як правило, мають наступні недоліки:

* Високі ціни на теплову енергію для кінцевих споживачів, що обумовлено високими цінами на природний газ, який переважно використовується у сфері централізованого теплопостачання.
* Недостатність власних фінансових ресурсів у муніципалітетів, як власників таких систем. Наслідком є дефіцит коштів для підтримання систем в робочу стані та підвищення їх ефективності.
* Значні бар’єри для залучення додаткових приватних інвестицій, що мають місце через конфлікт інтересів з монопольним виробником теплової енергії.
* Недостатня вмотивованість/зацікавленість власників і операторів систем ЦТ підвищувати їх ефективність.

В більшості країн ЄС ключовим фактором впливу на підвищення ефективності у сферах теплогенерації, заміщення природного газу іншими видами енергоносіїв, підвищення долі ВДЕ, когенерації та скидного енергетичного потенціалу сталозапровадження **конкуренції** між виробниками теплової енергії.

# МОДЕЛЮВАННЯ ТАРИФІВ ПРИ ВПРОВАДЖЕННІ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ В ЦЕНТРАЛІЗОВАНОМУ ТЕПЛОПОСТАЧАННІ УКРАЇНИ

Базова концепція розрахунків (грошових потоків) при моделі «єдиного покупця», що пропонується для України, представлена на **Рис. 3.**

Оператор купує теплову енергію у НВ у обсязі та за цінами, що сформовані по результатах щомісячних аукціонів. Покупна теплова енергія, а також теплова енергія власного виробництва транспортуються мережею Оператора до кінцевого споживача. Кінцевий споживач оплачує рахунки за теплову енергію Оператору по єдиному середньозваженому тарифу на теплову енергію, що складається з тарифу на виробництво, транспортування та постачання. Оператор, в свою чергу, розраховується за теплову енергію, що куплена у НВ. Важливим моментом залишається порядок розрахунків з НВ за умови субсидіювання та зниження рівня оплати послуг споживачами.

**Рис. 3.** Схема розрахунків за теплову енергію при моделі «єдиного покупця».

Впровадження конкурентного ринку тепла передбачає функціонування щонайменше двох виробників теплової енергії в рамках однієї системи теплопостачання. В залежності від обсягів поставки та ціни тепла кожен виробник впливає на тариф для кінцевого споживача. Крім того, виникають питання забезпечення резервування потужностей незалежних виробників, підтримання незадіяного обладнання оператора у робочому стані та недопущення підвищення тарифу для кінцевого споживача. Отже, з’являється необхідність розроблення моделі грошових взаємовідносин для всіх учасників ринку.

З метою порівняння різних варіантів взаємовідносин проведено чисельне моделювання тарифоутворення в залежності від сучасних тарифів та можливої частки незалежних виробників у конкурентному ринку тепла.

# ТАРИФИ НА ВИРОБНИЦТВО ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ПІДПРИЄМСТВ УКРАЇНИ

Виробництво теплової енергії відноситься до ринку суміжних природніх монополій й регулюється з боку держави шляхом ліцензіювання та встановлення тарифів. Відповідно до Закону України «Про теплопостачання» та ліцензійних умов суб’єкти господарювання можуть отримати ліцензії в обласних державних адміністраціях (ОДА) та в Національній комісії регулювання електроенергетики та комунальних послуг (НКРЕКП).

У відповідності до Постанови КМУ № 869[[60]](#footnote-60), тарифи на *виробництво, транспортування та постачання теплової енергії* розраховуються ліцензіатами та встановлюються уповноваженими органами окремо для кожного виду ліцензованої діяльності, який провадить ліцензіат.

Згідно статистичних даних[[61]](#footnote-61), у 2014 році загальне виробництво теплової енергії на комунально-побутові потреби та потреби населення України склало 73 млн. Гкал. На сьогоднішній день існує 51 ліцензіат НКРЕКП, що має відокремлений тариф на виробництво теплової енергії[[62]](#footnote-62) (не враховуючи АЕС[[63]](#footnote-63)). Дані компанії виробляють понад 38 млн. Гкал теплової енергії на рік, що становить близько 52% від ринку централізованого теплопостачання України. Решта виробників теплової енергії мають загальний тариф на теплову енергію, в якому не відокремлене виробництво, тому їх не можливо включити у моделювання. Тут і надалі будемо розглядати вищезгаданих 51 ліцензіата.

В **Табл. 3** нижче показано структуру тарифу на виробництво теплової енергії на потреби населення для згаданих підприємств (на 1 липня 2016 р.).

**Таблиця 3.** Структура тарифів на виробництво тепла в Україні, грн/Гкал без ПДВ.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| # | Найменування показника | Середньо арифметичне | MIN | MAX |
|  | **Тариф на виробництво теплової енергії** | **1020,88** | **814,19** | **1280,63** |
|  | **УПЧТ на виробництво (розрахункова)** | **72,30** | **17,33** | **174,14** |
| **Структура тарифу на виробництво ТЕ:** | | | |  |
| **1** | **Виробнича собівартість, у т.ч.:** | **1006,94** | **814,19** | **1280,63** |
| 1.1 | **прямі матеріальні витрати, у т.ч.:** | **951,32** | **814,19** | **1280,63** |
| 1.1.1 | паливо | **668,42** | **148,42** | **942,6** |
| 1.1.2 | електроенергія | **44,75** | **6,4** | **88,44** |
| 1.1.3 | витрати на теплову енергію власних ТЕЦ, КГУ | **208,02** | **0,29** | **1280,63** |
| 1.1.4 | витрати на покупну теплову енергію | **28,51** | **0,05** | **572,71** |
| 1.1.5 | вода для технологічних потреб та водовідведення | **1,74** | **0,01** | **6,4** |
| 1.1.6 | матеріали, запчастини, ін. | **1,10** | **0,01** | **5,87** |
| **1.2** | **Прямі витрати на оплату праці і відрахування** | **47,25** | **9,89** | **141,19** |
| **1.3** | **Інші прямі витрати, у т.ч.:** | **8,64** | **2,06** | **43,91** |
| 1.3.1 | амортизація | **4,00** | **0,47** | **20,25** |
| 1.3.2 | інші | **4,64** | **0,82** | **23,66** |
| **1.4** | **загальновиробничі, у т.ч:** | **3,29** | **0,27** | **14,99** |
| 1.4.1 | оплата праці і відрахування | **2,70** | **0,19** | **14,42** |
| 1.4.2 | інші | **0,58** | **0,01** | **4,27** |
| **2** | **Адміністративні, у т.ч.** | **8,28** | **0,27** | **21,4** |
| 2.1 | оплата праці і відрахування | **7,03** | **0,27** | **19,06** |
| 2.2 | інші | **1,25** | **0,51** | **2,94** |
| **3.** | **Витрати на збут** | **0,00** | **0** | **0** |
| **4** | **Інші операційні** | **0,00** | **0** | **0** |
| **5** | **Фінансові витрати** | **0,00** | **0** | **0** |
| **6** | **Повна собівартість** | **1014,73** | **814,19** | **1280,63** |
| **7** | **Витрати на покриття втрат** | **5,22** | **3,57** | **36,72** |
| **8** | **Розрахунковий прибуток у т.ч.:** | **2,22** | **3,44** | **47,45** |
| 8.1 | податок на прибуток | **0,42** | **0,62** | **8,54** |
| 8.2 | резервний фонд та дивіденди | **0,00** | **0** | **0** |
| 8.3 | на розвиток виробництва | **1,96** | **2,67** | **38,91** |
| 8.4 | інше використання прибутку | **0,07** | **2,47** | **2,47** |
| **9** | **Вартість виробництва теплової енергії** | **1020,88** | **814,19** | **1280,63** |
| **10** | **Тариф на виробництво теплової енергії** | **1020,88** | **814,19** | **1280,63** |
| **11** | **Обсяг реалізації теплової енергії, Гкал** | **760184,07** | **52178,1** | **8114862,83** |
| **12** | **Рентабельність, %** | **0,43** | **0,34** | **4,51** |

Тариф на виробництво теплової енергії знаходиться в діапазоні 814,19– 1280,63 грн/Гкал без ПДВ. Середньоарифметичне значення становить 1020,88 грн/Гкал, що дуже близько до середньозваженого, який складає 1018,84 грн/Гкал без ПДВ(кореляція 99,8%);

Як видно з **Рис. 4**, відхилення значень тарифу на виробництво тепла відносно невелике. Так, середньоквадратичне відхилення (від середньоарифметичного) становить 78,76 грн/Гкал без ПДВ; коефіцієнт варіації – 7,7%.

**Рис. 4** Розподіл тарифу на виробництво теплової енергії.

# УМОВНО-ЗМІННА ЧАСТИНА ТАРИФУ НА ВИРОБНИЦТВО ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ.

Слід зазначити, що тільки 6 компаній мають затверджений двоставковий тариф на виробництво тепла, який дозволяє відокремити умовно-постійну частину тарифу. Однак, згідно Порядку формування тарифів[[64]](#footnote-64) до умовно-змінної частини тарифу включаються плановані прямі витрати на придбання технологічного палива і технологічної електроенергії для виробництва теплової енергії власними котельнями та придбання теплової енергії, встановлені НКРЕКП витрати, що включаються до повної планованої собівартості виробництва теплової енергії власними теплоелектроцентралями, тепловими і атомними електростанціями, когенераційними установками, та відповідна частина планованого прибутку. А до умовно-постійної частини включається решта витрат. Таким чином, була розрахована умовно-постійна частина тарифу на виробництво теплової енергії для кожного з 51 підприємства (див. **Табл. 3**).

Умовно-постійна частина тарифу на виробництво теплової енергії (УПЧТ) знаходиться в діапазоні 17,33–174,14 грн/Гкал без ПДВ. Середньоарифметичне значення становить 72,30 грн/Гкал, що майже збігається з середньозваженим, яке складає 72,31 грн/Гкал без ПДВ (кореляція 99,9 %). Варто зауважити, що запропонований підхід визначення УПЧТ потребує зміни методики розрахунку та бази для розрахунку, оскільки в даний час УПЧТ розраховується в грн/(Гкал∙міс) та встановлюється виключно на теплову енергію, а не за кожним видом ліцензованої діяльності.

Як видно з **Рис. 5**, відхилення значень УПЧТ досить суттєве. Так, середньоквадратичне відхилення (від середньоарифметичного) становить 45,5 грн/Гкал без ПДВ; коефіцієнт варіації – 63%.

**Рис. 5.** Розподіл умовно-постійної частини тарифу на виробництво теплової енергії в Україні.

# ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ МОДЕЛЮВАННЯ.

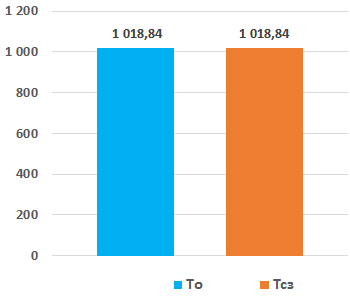
У подальших розрахунках використовуємо середньозважені значення тарифу та УПЧТ, а саме:

* тариф на виробництво тепла для Оператора (То) – 1018,84 грн/Гкал без ПДВ;
* умовно-постійна частина тарифу (ТоУП) – 72,31 грн/Гкал без ПДВ (7,1% від То);
* умовно-змінна частина тарифу (ТоУЗ) – 946,53 грн/Гкал без ПДВ;

# МЕТОДИКА МОДЕЛЮВАННЯ.

**Модель 1. (Україна зараз)** – існуюча в Україні повністю регульована НКРЕКП і місцевими органами влади система встановлення тарифів.

Така модель не передбачає конкуренції між Оператором та НВ (**Рис. 6**).

****

**Тсз** – середньозважений тариф на виробництво тепла;

**Рис. 6.** Тарифи на виробництво тепла для Моделі 1, грн/Гкал без ПДВ.

**Модель 2 (Литва)** – литовська модель конкурентного ринку з двоставковим граничним регульованим тарифом, системою аукціонів та гарантованою 100% компенсацією УПЧТ Оператору.Обов’язковою вимогою для такої моделі ринку є необхідність Оператора отримувати двоставковий тариф за кожним видом ліцензованої діяльності.Модель передбачає захист Оператора через повну компенсацію Оператору споживачем УПЧТ, без врахування результатів торгів. Незалежні виробники конкурують повною ціною, а Оператор лише УЗЧТ. Проте Оператор забезпечує безкоштовне резервування потужності НВ. Оператор формує середньозважений тариф на виробництво з врахуванням компенсації УПЧТ.

В даній моделі тариф НВ обмежений граничною ціною, що відповідає УЗЧТ Оператора – 946,53 грн/Гкал без ПДВ (**Рис. 7**). Водночас, УПЧТ (72,31 грн/Гкал[[65]](#footnote-65)) закладена у кінцевий тариф для споживача і сплачується Оператору споживачем, навіть у разі програшу аукціону.

Формула обрахунку середньозваженого тарифу:

**Тсз = ТоУЗ∙α +Тнв∙(1-α) +ТоУП, (1)**

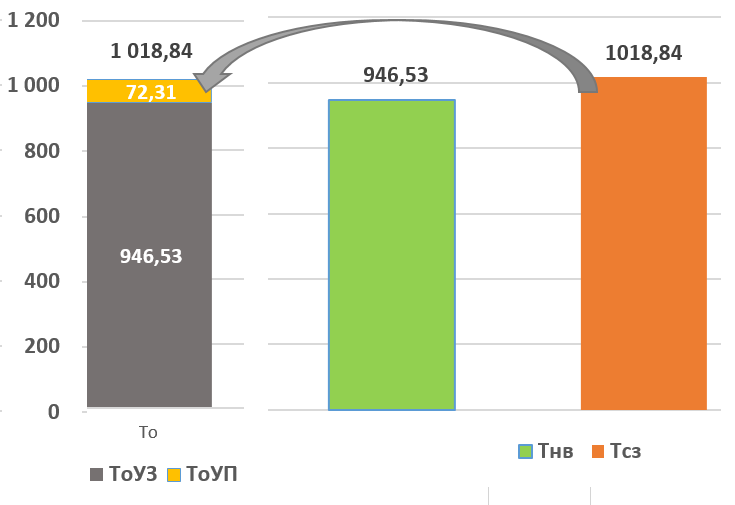
де

**ТоУЗ** – умовно-змінна частина тарифу, грн/Гкал;

**α** – частка оператора у загальному виробництві тепла;

**ТоУП** – умовно-постійна частина тарифу, грн/Гкал;

**Тнв** – ціна виробництва тепла незалежного виробника, грн/Гкал;



**Рис. 7.** Тарифи на виробництво тепла Модель 2, грн/Гкал без ПДВ.

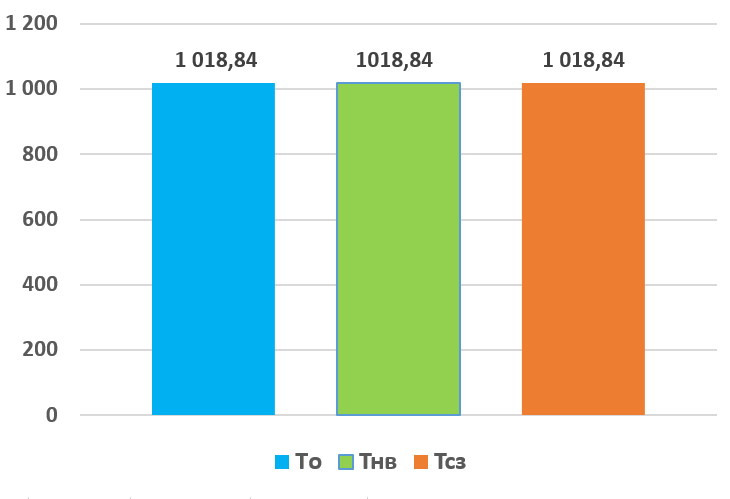
Дана модель гарантує Операторатору можливість залишитися на ринку та 100% підтримувати основні фонди, навіть при втраті обсягів виробництва на власних об’єктах генерації. Ця модель не мотивує Оператора конкурувати з НВ та зменшувати собівартість виробництва. Основна конкуренція відбувається на рівні виробництва, проте, у випадку слабкої конкуренції, для кінцевого споживача тариф залишається майже незмінним. Нижчий тариф споживач отримає у випадку сильної конкуренції. Отже, впровадження даної моделі може призвести до конкуренції **лише** між незалежними виробниками. Реалізація даного підходу обмежена низькою кількістю існуючих двоставкових тарифів для Операторів теплових мереж та відсутністю методики визначення та встановлення двоставкових тарифів за кожним видом ліцензованої діяльності.

**Модель 2А (Литва, але без компенсації УПЧТ Оператору)** – литовська модель конкурентного ринку з одно- або двоставковим граничним регульованим тарифом, системою аукціонів, але без компенсації УПЧТ Оператору.Впроваджується конкуренція повною ціною між Оператором та НВ, і всі учасники ринку виходять на аукціон повною ціною виробництва тепла. Учасники забезпечують резервування потужності самостійно, без плати за резервування оператору. Компенсація УПЧТ Оператору у разі програшу аукціону не передбачена.

В даній моделі тариф НВ обмежений граничною ціною, що дорівнює тарифу Оператора на виробництво – 1018,84 грн/Гкал без ПДВ (**Рис. 8**). На відміну від Моделі 2 запропонований ринковий підхід може реалізуватись для Операторів як з одноставковим так і з двоставковим тарифом. Таким чином, може продовжуватись існуюча практика визначення тарифів для Оператора мережі.

Формула обрахунку середньозваженого тарифу:

**Тсз = То∙α+Тнв∙(1-α), (2)**



**Рис. 8**. Тарифи на виробництво тепла Модель 2А, грн/Гкал без ПДВ.

Запропонований підхід тарифоутворення дозволяє конкурувати більш високими тарифами та не вимагає від Оператора зобов’язання отримання двоставкових тарифів. Однак, доходи Оператора зменшаться пропорційно до зменшення обсягів власного виробництва. Таким чином, Оператор буде зацікавлений зменшувати витрати, але не зацікавлений зменшувати свій прибуток. В такій ситуації операційних коштів може бути недостатньо для утримання основних фондів, й тоді тариф Оператора буде переглянуто в сторону збільшення в наступному періоді. З появою нових НВ цей процес може продовжуватися нескінченно й буде призводити до постійного зростання кінцевих тарифів для споживачів, що є недопустимим. Отже, розглянута модель, не дивлячись на свої переваги, не забезпечує відповідний рівень захисту інтересів споживачів та не може бути реалізована.

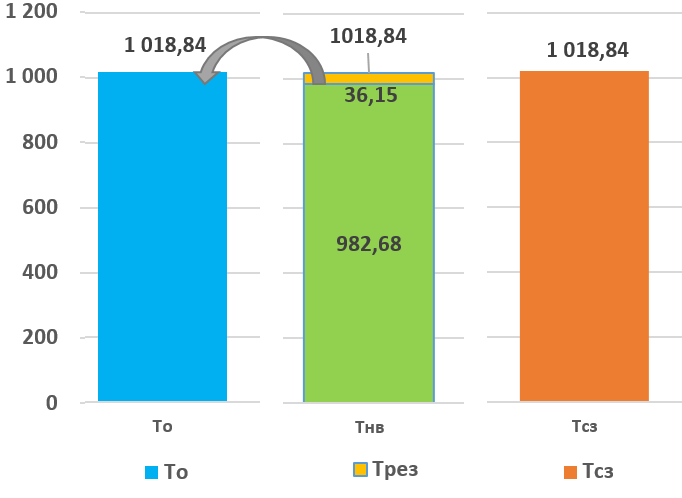
**Модель 3 (пропонується для України)** – запропонована модель КР для України, що повинна працювати і для одноставкового, і для двоставкового тарифів, без компенсації УПЧТ, але з компенсацією НВ “резервування” потужності Оператору.

Всі учасники ринку виходять на аукціон повною ціною виробництва тепла. Однак в ціні незалежного виробника повинна бути врахована плата, яку він сплачує Оператору за резервування своєї потужності. Плата за резервування має розраховуватись за спеціальною методикою, розробленою регулятором. Плата за резервування не може перевищувати УПЧТ Оператора в розрахунку на вироблену теплову енергію. В даній моделі для спрощення приймаємо плату за резервування (Трез) на рівні 50% від УПЧТ, тобто Трез = 50%\*72,31=36,15 грн/Гкал без ПДВ. Отже, ціна виробництва теплової енергії НВ фактично обмежена величиною 982,68 (1018,84-36,15=982,68) грн/Гкал без ПДВ (**Рис. 9**).

Формула обрахунку середньозваженого тарифу:

**Тсз = То∙α+Тнврез+∙(1-α), (3)**

**Тнврез+ –** ціна виробництва тепла незалежного виробника з врахуванням витрат на резервування, грн/Гкал



**Рис.9**. Тарифи на виробництво тепла Модель 3, грн/Гкал без ПДВ.

Дана модель є компромісною між 2 та 2а, не вимагає обов’язкової наявності двоставкового тарифу Оператора та компенсує витрати Оператора на утримання резервних потужностей пропорційно потужності НВ або частці теплової енергії, виробленої підключеними незалежними виробниками.

Таким чином, при правильній методиці розрахунку величини ціни резервування та політиці регулятора, модель призведе до справедливої конкуренції між Оператором та незалежними виробниками, що в свою чергу, вигідно для кінцевого споживача.

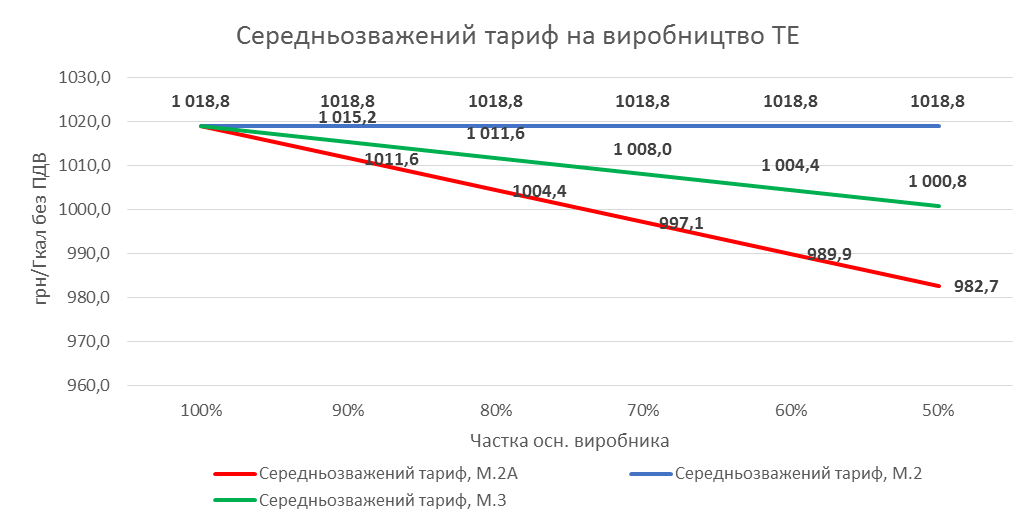
# РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕЛЮВАННЯ У ВИПАДКУ РОЗВИНЕНОЇ КОНКУРЕНЦІЇ.

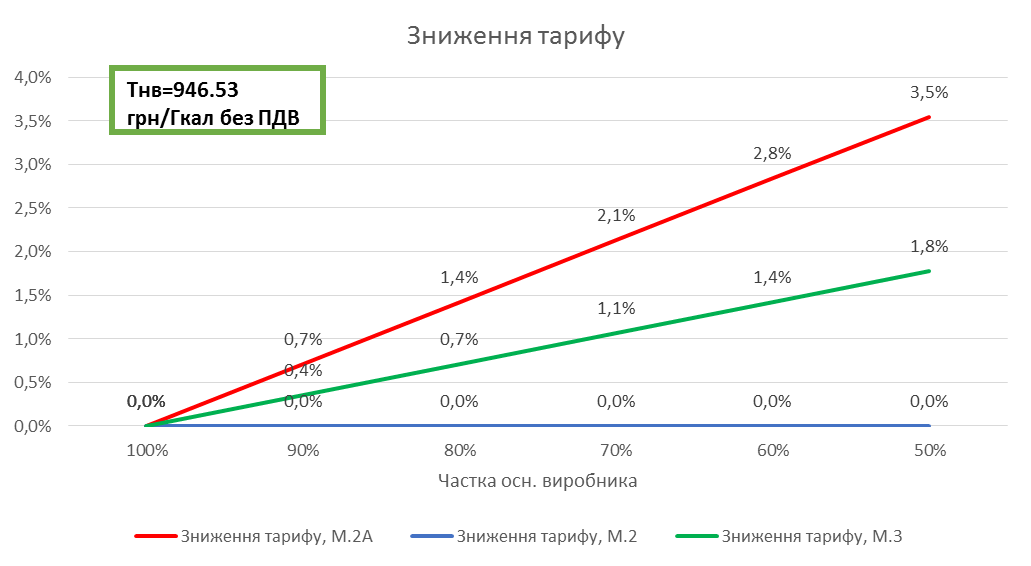
Для порівняння між собою вищеописаних моделей були проведені розрахунки зміни середньозваженого тарифу для кінцевого споживача в залежності від частки виробництва теплової енергії Оператором.

Для всіх Моделей приймаємо мінімальний конкурентний тариф для НВ, на рівні УЗЧТ Оператора, тобто: Тнв=ТоУЗ=946,53 грн/Гкал без ПДВ. За умови, що тариф НВ може бути ще нижчим, загальний економічний ефект для кінцевого споживача буде зростати.

Як видно з **Рис.10**, запропонована Модель 2 (модель Литви) захищає оператора, сприяє конкуренції на рівні виробництва та заміщення палива, проте не дозволяє знизити тариф для кінцевого споживача. Модель 2А не захищає Оператора, проте дає найкращий результат зниження тарифів для кінцевого споживача. Запропонована для України компромісна Модель 3 дає помірне зниження середньозваженого тарифу для кінцевого споживача, проте пропорційно захищає Оператора та НВ, стимулює Оператора до підвищення ефективності власного виробництва, а також сприяє забезпеченню справедливої конкуренції між Оператором та незалежними виробниками.

Рекомендуємо Модель 3 до впровадження в Україні.





**Рис. 10.** Результати моделювання у випадку розвиненої конкуренції (ймовірно влітку).

# ПОРІВНЯННЯ УМОВ ДЛЯ РОЗВИТКУ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ ТА ЛИТВІ.

Успішність розвитку КР теплової енергії в значній мірі залежить від економічних передумов та стану законодавчої бази в країні. В даному дослідженні будуть проаналізовані економічні передумови розвитку такого ринку в порівнянні з Литовською республікою та визначені основні тенденції і фактори впливу.

Виходячи з досвіду та попередніх досліджень на ринку теплової енергії було визначено, що ключовими елементами ринку теплової енергії та основними факторами впливу є:

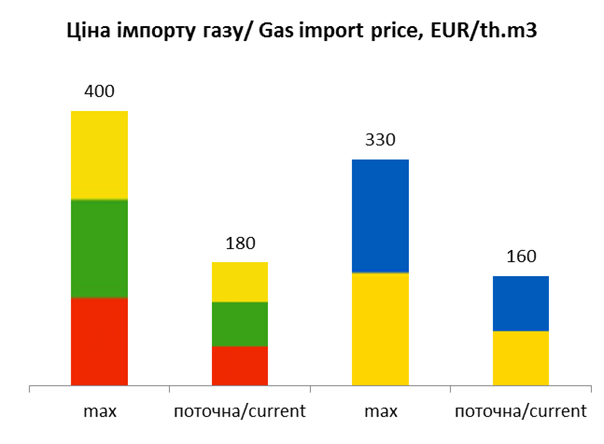
* відповідні групи споживачів газу та теплової енергії (населення, бюджетні організації, промисловість);
* ціна імпортованого природного газу та його частка в загальному енергоспоживанні;
* ціна газу для відповідних груп споживачів;
* тарифи на теплову енергію для відповідних груп споживачів;
* ціни та тарифи на «альтернативні» паливно-енергетичні ресурси (електроенергія, дрова, гранули, тріска, вугілля) з урахуванням їх доступності на ринку.

Довгий час в Україні зберігався поділ споживачів газу, електроенергії та теплової енергії не в залежності від обсягів споживання, а від соціально-організаційної приналежності. Такий поділ за категоріями споживачів встановлював диференційовані ціни та тарифи на енергоносії і забезпечував соціальну захищеність населення, але перекладав увесь тягар витрат на промисловість, створюючи штучні умови перехресного субсидіювання. Таким чином, населення отримувало енергоресурси за цінами, які були в 2,5-3 рази нижчі від цін для промислових споживачів, що не стимулювало впровадження енергоефективних заходів та заміщення газу іншими видами палива. Населення є основним споживачем природного газу та теплової енергії в системах централізованого теплопостачання. Близько 85% теплової енергії в СЦТП споживається населенням, а 90% усієї теплової енергії виробляється підприємствами теплопостачання в системах централізованого теплопостачання. На даний час локальні ринки теплової енергії, в більшості випадків, є монопольними, що утворені єдиними підприємствами генерації, транспортування та постачання. Таким чином, ні організаційні ні економічні фактори не сприяли розвитку конкурентного ринку теплової енергії довгий час.

З середини 2016 року новий уряд прийняв рішення про встановлення єдиних цін та тарифів для усіх категорій споживачів природного газу, ліквідувавши перехресне субсидіювання. З іншого боку відбулося значне падіння ціни імпортного газу та обсягів його споживання, що дозволило знизити ціну газу для промисловості та не так сильно підняти ціну газу для населення. Таким чином, на сьогодні створені умови для заміщення газу при виробництві теплової енергії в системах централізованого теплопостачання для забезпечення потреб населення та впровадження енергоефективних заходів. З іншого боку зниження ціни газу та тарифів на теплову енергію з газу викликає сумніви щодо економічної доцільності переходу на використання біомаси при виробництві теплової енергії та достатніх умов для розвитку конкурентного ринку теплової енергії за поточних умов, що склалися. Більш детальний аналіз основних факторів впливу буде наведено нижче.

Україна та Литва енергозалежні держави, що імпортують частину енергоресурсів, а зокрема природний газ, для забезпечення потреб теплопостачання. В Україні власний видобуток газу складає близько 19 млрд.м3. В той же час обсяг імпорту з 2008 року знизився з 50 млрд.м3 до 15 млрд.м3 в 2015 р, з яких лише 4,2 млрд.м3 імпортувалось з РФ. Наразі імпорт з території РФ припинено повністю й забезпечення газом здійснюється виключно з території країн ЄС. Максимальна ціна імпортованого газу складала **432 $/тис.м3 (330 EUR/ тис.м3)** на початок 2013 року. Після отримання знижки ціна імпортованого газу з РФ складала 268 $/тис.м3.

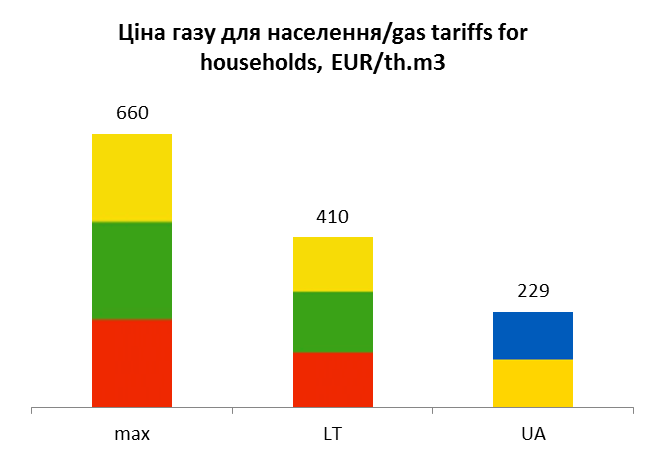
На кінець 2014 року ціна газу виросла до 360 $/тис.м3 й почала своє падіння, завдяки падінню ціни нафти на зовнішніх ринках. На сьогоднішній день, за даними Міністерства економічного розвитку, ціна імпортованого газу за останні місяці складає 184-210 $/тис.м3 (**160-182 EUR/тис.м3**). В період 2012 року ціна імпортованого газу в Литві досягала **400** **EUR/ тис.м3,** а на даний час знизилася до **180 EUR/ тис.м3**. Таким чином, ціни імпортованого газу в Україні та Литві є співрозмірними (**Рис. 11**).



**Рис. 11.** Порівняння ціни імпортованого газу в Литві і Україні.

Формування внутрішньої ціни на природний газ для споживачів відбувається пропорційно обсягам і ціни імпортованого газу та газу власного видобутку. З урахуванням вирівнювання ціни газу для промисловості та населення ціна газу станом на вересень 2016 року складає 6879 грн/тис.м3 з ПДВ (**229 EUR/ тис.м3=6,85 EUR/GJ**). В той же час в Литві ціна газу для промисловості складає 9,16 EUR/GJ або **320 EUR/ тис.м3**, що на **90** **EUR/ тис.м3** (40%) вище ніж в Україні (**Рис. 12**). Ймовірно, що ціна газу в Україні нижча за рахунок нижчої ціни газу власного видобутку, а ціна газу в Литві вища за рахунок імпорту. Більше того, в Литві ціна газу для побутових споживачів значно вища ціни газу для промисловості й складає **410-660** **EUR/ тис.м3** (**Рис. 13**), в залежності від обсягів споживання та ліквідації перехресного субсидіювання. Таким чином, ціна теплової енергії від індивідуальних котлів буде вищою за ціну теплової енергії, що вироблена на котельних та ТЕЦ.

**Рис.12.** Порівняння ціни газу для промисловості на внутрішньому ринку Литви і України.



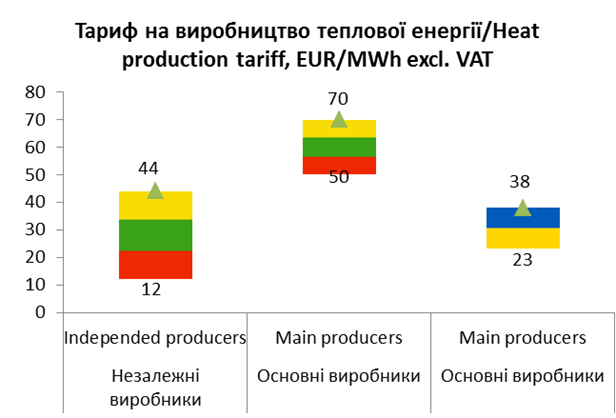
**Рис.13.** Порівняння ціни газу для населення на внутрішньому ринку Литви і України.

Отже, в Литві створені умови для розвитку промислового виробництва теплової енергії, розвитку систем централізованого теплопостачання та впровадження енергоефективних заходів з енергозбереження на стороні споживачів. В той же час, в Україні впроваджена єдина ціна газу та пільговий обсяг газу для забезпечення власних потреб в індивідуальних системах опалення. З врахуванням витрат на виробництво, транспортування та постачання тариф на теплову енергію в централізованих системах теплопостачання є вищим ніж в індивідуальних системах, що сприяє відключенню споживачів та облаштуванню індивідуальних котельних та котлів. Це створює загрозу для розвитку централізованих систем теплопостачання.

Як показано на **(Рис. 14)** в СЦТП України тариф на виробництво теплової енергії з природного газу складає **23-38 EUR/MWh** без ПДВ (976-1536 грн/Гкал з ПДВ) з врахуванням граничної рентабельності 6%, що допускається регулятором. Загальний стан систем теплопостачання характеризується високим рівнем зношеності та, відповідно, низьким рівнем амортизаційних відрахувань. В той же час комунальні підприємства обмежені у власних ресурсах та можливостях залучення інвестицій в заходи з підвищення ефективності та зниження собівартості виробництва теплової енергії. Погодження інвестиційної складової в структурі тарифу передбачено окремою процедурою та встановлює певні обмеження щодо допустимих фінансових витрат, які пов’язані з залученням кредитних коштів. Отже, в структурі собівартості виробництва теплової енергії амортизація та інвестиційна складова мають дуже низьку частку, що не дозволяє підприємствам розвиватись, проте дозволяє утримувати тарифи на низькому рівні. Таке рішення є більше політичним, ніж економічно-доцільним й в довгостроковій перспективі буде призводити до зростання операційних витрат, що пов’язані з ремонтами та обслуговуванням обладнання.

В той же час в Литві тарифи на виробництво теплової енергії складають **50-70 EUR/MWh** без ПДВ для основних виробників теплової енергії з газу, а незалежні виробники працюють на конкурентному ринку з тарифами **12-44 EUR/MWh** без ПДВ **(Рис. 14)**.Такий розрив в цінах дозволяє вільно конкурувати на ринку теплової енергії в Литві.

В літній період незалежні виробники можуть знижувати ціни нижче собівартості з врахуванням майбутньої можливості компенсувати свої втрати в зимовий період, за рахунок більш високого тарифу. В умовах України, коли тариф на теплову енергію основного виробника є низьким, існує загроза, що конкурентний ринок не почне розвиватись, а для процесів запуску та підтримки потрібні будуть додаткові заходи та стимули. Такі заходи можуть бути направлені на підвищення тарифів основних виробників чи зниження ціни для незалежних виробників. Для прикладу - додатковими стимулами розвитку конкуренції можуть бути: збільшений податок на викиди парникових газів при спалюванні викопного палива, тобто екологічний податок; збільшення допустимого рівня рентабельності виробництва основних виробників; додаткові пільги чи дотації виробникам «зеленої» теплової енергії.

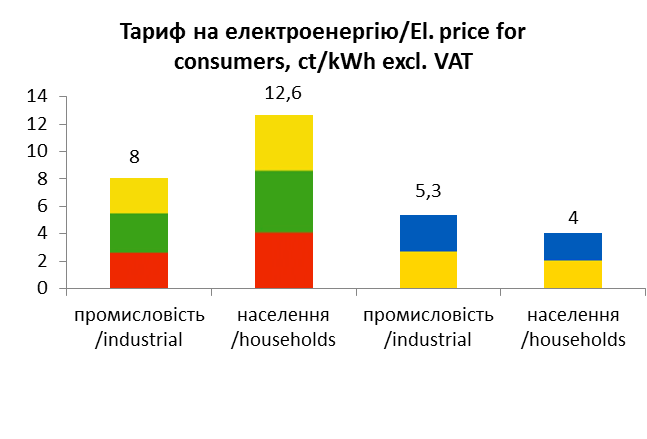


**Рис. 14.**  Порівняння тарифів на виробництво теплової енергії в Литві і Україні.

Розглянемо можливість впливу альтернативного варіанту теплозабезпечення на розвиток конкурентного ринку теплової енергії. До основних альтернативних варіантів варто віднести перехід на індивідуальні системи опалення та електрообігрів.

Перехід до індивідуальних систем опалення є економічно виправданим заходом в умовах України та описаний вище. В той же час існують певні обмеження щодо відключення споживачів та переходу їх на індивідуальні системи опалення. Таким чином, реалізація такого сценарію є можливою але обмеженою й не створює критичної загрози для розвитку конкурентного ринку теплової енергії в Україні. Перехід до ціноутворення в залежності від обсягів споживання буде лише посилювати позиції централізованих систем теплопостачання та сприятиме розвитку конкурентного ринку.

Проаналізуємо тарифи на електроенергію в Україні та Литві і порівняємо з традиційними енергоносіями. В Литві ціна газу для промисловості **9,19 EUR/GJ (3,3 ct/Kwh)**, а для населення –**12,2-19,7 EUR/GJ (4,3-7 ct/kWh).** Ціна електроенергії для промисловості складає **8 ct/kWh**, що в 2,4 рази дорожче. Для населення ціна електроенергії складає **12,6** **ct/kWh (Рис. 15)**, що в 2,9-1,8 рази дорожче. Таким чином, в Литві відсутня економічна доцільність переходу на електрообігрів з відмовою від централізованого теплопостачання, а високі тарифи на електроенергію сприяють розвитку конкурентного ринку централізованого теплопостачання.



**Рис. 15.** Порівняння тарифів на електроенергію в Литві і Україні.

В умовах України ціна природного газу для промисловості складає 229 EUR/th.m3 (6,85 EUR/GJ=**2,47ct/kWh**) **з ПДВ**, а ціна електроенергії **5,3** **ct/kWh без ПДВ (6,36 ct/kWh з ПДВ),** що в 2,5 рази дорожче. В той же час ціна електроенергії для населення складає **4 ct/kWh без ПДВ (4,8 ct/kWh з ПДВ),** що в 1,9 рази дорожче від газу. Таким чином, перехід промислових та побутових споживачів до індивідуальних систем електрообігріву є економічно не виправданим. При використанні теплової енергії з теплових мереж за тарифом **35-38 EUR/MWh (3,5-3,8 ct/kWh) без ПДВ (Рис. 15)** тариф на електроенергію стає співрозмірним та конкурентним. Враховуючи низьку якість теплової енергії та невідповідність її санітарним вимогам, відсутність можливості чіткого обліку та переваги використання електрообігріву відмітимо, що існує реальна альтернатива переходу на використання електроопалення. При використанні 2х та 3х зонних лічильників електроенергії економічна доцільність відмови від центрального опалення буде ще більш вигідною. З іншого боку існують реальні обмеження масштабного переходу на електроопалення, що знижують ризики розвитку конкурентного ринку теплопостачання.

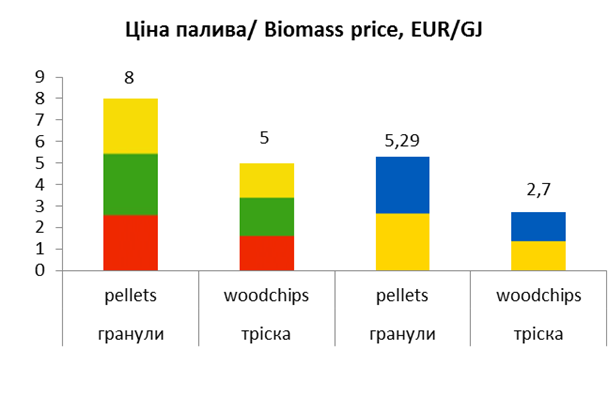
Стимулювання розвитку виробництва електроенергії з ВДЕ в Україні та Литві забезпечується встановленням стимулюючих «зелених» тарифів. Поміж тим, «зелений» тариф на електроенергію в Україні складає **12,36 ct/KWh без ПДВ**, в той час як Литві лише **5,1-7,7 ct/KWh без ПДВ**, що майже в 2 рази нижчий. Високий «зелений» тариф в Україні стимулює виробництво електроенергії, проте спеціальні стимулюючі тарифи на теплову енергію з ВДЕ відсутні. Отже, потенційні незалежні виробники теплової енергії з ВДЕ зможуть конкурувати з іншими виробниками на однакових умовах.

Враховуючи низькі тарифи на теплову енергію основних виробників, існує ризик, що собівартість виробництва теплової енергії незалежного виробника на новому обладнанні не буде конкурентною в порівнянні з амортизованим обладнанням основного виробника, що складає 1-3% в тарифі. Це є серйозною загрозою для розвитку конкурентного ринку тепла в Україні.

Порівняємо основні витрати на паливо в Україні та Литві по відношенню до вартості газу. Ціна якісних паливних гранул в Україні складає 90-100 EUR/t (**5,3 EUR/GJ**) з ПДВ, а в Литві 135 EUR/t (**8 EUR/GJ**), що на 30% дорожче (**Рис. 16**). Висока ціна гранул на внутрішньому ринку пов’язана з значним попитом на зовнішніх ринках. Ціна деревної тріски в Литві коливається в діапазоні **3-6 EUR/GJ**, в той час як в Україні ціна не перевищує **3 EUR/GJ.**

Співвідношення ціни енергії з газу до ціни енергії з біопалива (по деревній трісці) в Україні 6,85 EUR/GJ/2,7 EUR/GJ =2,5, а в Литві, при ціні газу для промисловості 9,16 EUR/GJ та ціні деревної тріски 5 EUR/GJ, таке співвідношення складає 1,8 раза. Таким чином, використання біопалива в Україні в порівнянні з Литвою є ще більш економічно доцільним з точки зору вибору палива. Проте співвідношення тарифу на теплову енергію до ціни енергії палива в Україні та Литві є кардинально протилежними. Так для України при виробництві теплової енергії з газу таке співвідношення складає 38 EUR/MWh /6,85 EUR/GJ=5,5 GJ/MWh, а в Литві – 70 EUR/MWh / 9,16 EUR/GJ=7,6 GJ/MWh. Отже в Литві, вигідно не тільки заміщати дорогий природний газ біомасою, а й конкурувати на ринку теплової енергії з високими тарифами на теплову енергію. В Україні більш доцільно заміщати газ при виробництві теплової енергії для власних потреб, а виробництво теплової енергію з біомаси на продаж є менш ефективним.

Отже, враховуючи, що ціна біопалива в Україні нижча ніж в Литві, зауважимо: собівартість теплової енергії з біомаси не повинна перевищувати ціни теплової енергії з біопалива в Литві.

****

**Рис. 16**. Ціни на біопалива в Литві і Україні.

Як правило, реалізація крупних біоенергетичних проектів потребує залучення сторонньої фінансової допомоги. Такий підхід дозволяє розподілити фінансові ризики та реалізувати проект без «вимивання» коштів з операційної діяльності. Поміж тим, в Україні існують суттєві проблеми з залученням фінансування для комунальних підприємств теплопостачання. Як правило, комерційні банки не фінансують комунальні підприємства, а державне фінансування є цільовим та дуже обмеженим. В окремих випадках підприємства теплопостачання можуть залучити фінансування по спеціальним програмам під державні гарантії або гарантії місцевої влади. На сьогодні найбільш поширеною формою запозичень є кредитне фінансування, що містить грантову складову, під гарантії органів місцевої влади та заставу. В той же час, комерційні підприємства мають більше можливостей залучення як власних коштів так і комерційних кредитних коштів. В Литві додатково існують програми фінансування біоенергетичних проектів за кошти ЄС з низькими відсотками по кредиту (1,2-5%) та на тривалий період (15-30 років).

Для прикладу, в Україні комерційні банки готові фінансувати комерційні проекти до 5 років за наявності не менше 30% власних коштів під 8,5% річних в валюті або 22% річних в гривні. При цьому для оцінки економічної ефективності інвестиційної діяльності розрахункова ставка дисконтування приймається на рівні 6% в валюті та 20% в гривні. На відміну від Литви, в Україні діє гранична норма прибутковості, що складає 6%, яка допускається при формуванні тарифів на теплову енергію. Нажаль, стимулююче тарифоутворення (RAB-регулювання) в секторі теплопостачання відсутнє, а гранична норма рентабельності не є достатньою як для залучення інвестицій так і реалізації проектів за власні кошти. Таким чином, умови залучення фінансування та фінансові витрати для реалізації проектів в Україні значно гірші, що перешкоджає розвитку ринку теплової енергії в Україні.

Виконаємо моделювання оцінки окупності інвестиційних проектів в Умовах України. Розглянемо 5 можливих варіантів розвитку в умовах максимально наближених до реальних: теплова потужність котельні **6 МВт**, обладнання середнього цінового діапазону –   
**120 EUR/MW** встановленої потужності з ПДВ, паливо у вигляді деревної тріски з ціною **650-750 грн/т без ПДВ** та доставкою (**2,5 -2,8 грн/ГДж без ПДВ**). Для незалежного виробника тариф на вироблену теплову енергію може бути нижчим, ніж тариф основного оператора, з яким виробники конкурують на аукціоні. Детальне обґрунтування тарифу наведено в **Розділі 3.2.1.** Приймаємо тариф на вироблену теплову енергію на рівні **27,12 - 28,15 EUR/MWh** **без ПДВ**. В моделі передбачається, що для реалізації інвестиційного проекту будуть залучені кредитні кошти в об’ємі до 0-30% загальних капітальних витрат терміном на 5 років під 18% річних.

Було визначено, що виробнича собівартість теплової ене6ргії буде складати **19-21** **EUR/MWh**. Непрямі витрати, що включають в себе амортизацію та інвестиційні витрати, складають додатково **4-5 EUR/MWh без ПДВ**. Повна собівартість – **23-26 EUR/MWh без ПДВ.** Таким чином, різниця між повною собівартістю та тарифом, за яким можна продати теплову енергію на конкурентному ринку, складає **4-5 EUR/MWh.** За таких умов термін окупності таких проектів буде складати **5-10 років**, що не дуже цікаво для приватних інвесторів, які очікують повернення інвестицій до 5 років.

За умов, що склались в Україні на даний час, конкурентними можуть бути реконструйовані котельні з котлами малої потужності та ручним завантаженням дешевих дров, без залучення кредитних коштів та капітальними витратами до **120 EUR/kW.** Нажаль, реалізація таких проектів можлива в невеличких системах централізованого теплопостачання та індивідуальних системах, де відсутня конкуренція. В системах централізованого теплопостачання доцільним вбачається будівництво котельних на біомасі потужністю 2-10 МВт. Максимальне завантаження протягом календарного року дозволить зменшити умовно-постійні витрати на одиницю теплової енергії та знизити повну собівартість на 10-15%. В такому випадку існує економічна доцільність встановлення більш дорогого обладнання за ціною **150-200 EUR/kW** та залучення кредитних коштів.

Вихідні дані та результати моделювання окупності типових проектів на біопаливі (6 МВт на деревній трісці) в умовах України представлені в **Табл. 4** та на **Рис. 17**. Основні фактори впливу на успішність розвитку конкурентного ринку теплової енергії приведені в **Табл. 5**.

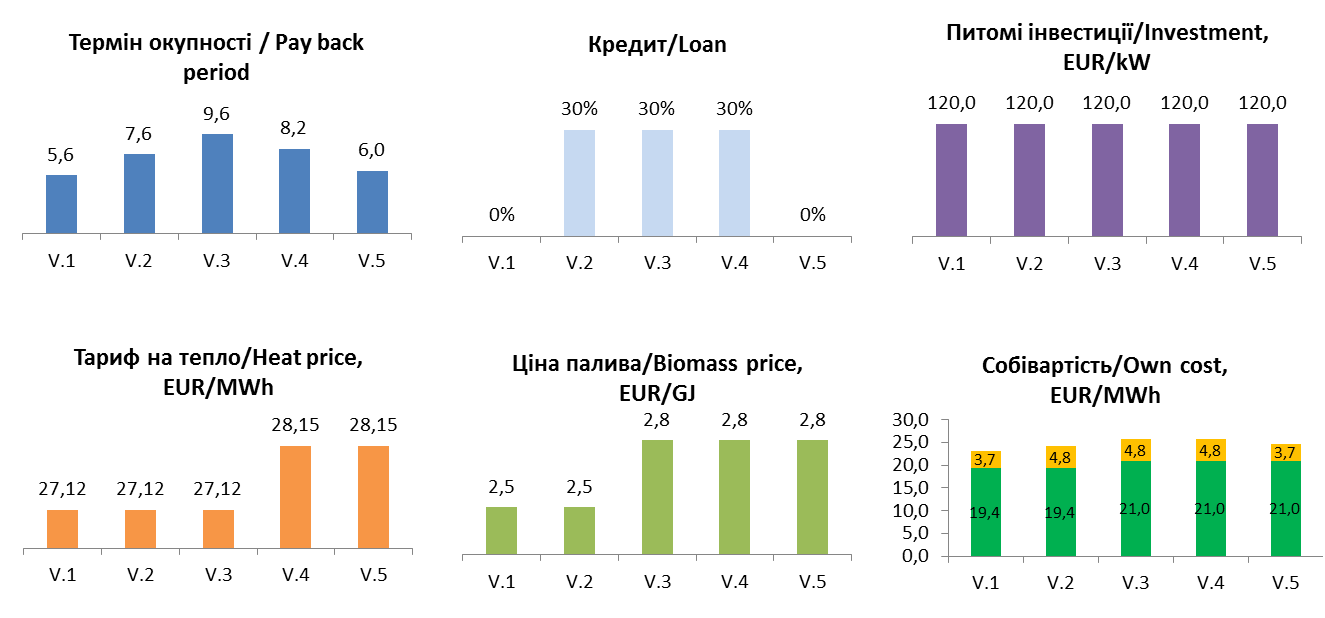
**Таблиця 4.** Вихідні дані та результати моделювання окупності типових проектів на біопаливі (6 МВт на деревній трісці) в умовах України.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Варіанти |  | **V.1** | **V.2** | **V.3** | **V.4** | **V.5** |
| Вартість біопалива, без ПДВ (500-650 грн/т) | євро/ГДж | 2,5 | 2,5 | 2,8 | 2,8 | 2,8 |
| Тариф на теплову енергію, без ПДВ (946-982 грн/Гкал) | євро/МВт-г | 27,12 | 27,12 | 27,12 | 28,15 | 28,15 |
| Частка залучених коштів до капвитрат | % | 0% | 30% | 30% | 30% | 0% |
| Виробнича собівартість | євро/МВт-г | 19,4 | 19,4 | 21,0 | 21,0 | 21,0 |
| Повна собівартість | євро/МВт-г | 23,1 | 24,1 | 25,7 | 25,7 | 24,7 |
| Простий термін окупності PB | років | 5,6 | 7,6 | 9,6 | 8,2 | 6,0 |

Для аналогічних умов реалізації проектів та відповідної ціни палива в Литві 5,3 EUR/GJ (1400 грн/т) без ПДВ (**Рис. 16**) , при конкурентному тарифі на теплову енергію 50 EUR/MWh без ПДВ (**Рис. 14**) та залученні 30% кредитних коштів під 3% річних простий термін окупності буде складати 3 роки. В той же час, реальні капітальні витрати для будівництва нової сучасної котельні потужністю 6000 кВт можуть складати 220 EUR/kW встановленої потужності. В такому випадку простий термін окупності проектів буде складати близько 6 років. Варто зазначити, що подальше падіння середньорічної ціни теплової енергії в Литві нижче 45 EUR/MWh без ПДВ робить нові проекти збитковими. Таким чином, на ринку можуть залишитись виробники, що вже частково чи повністю повернули залученні кошти та замортизували своє обладнання, а розвиток конкурентного ринку теплової енергії може зупинитися.

**ВИСНОВКИ**

В Україні існують жорсткі умови для розвитку конкурентного ринку теплової енергії та виникнення нових незалежних виробників. Основною причиною є високий знос обладнання, низькі ціни на газ та жорстке державне регулювання тарифів на теплову енергію, що не сприяє залученню інвестицій. Ситуація може змінитись за умови покращення фінансово-економічної ситуації в країні, впровадження стимулюючого тарифоутворення для основних виробників та створення доступних джерел та механізмів фінансування. Таким чином, умови для розвитку конкурентного ринку в Україні повинні бути адаптовані до реальних економічних умов.



**Рис. 17.**  Вихідні дані та результати моделювання окупності типових проектів на біопаливі (6 МВт на деревній трісці) в умовах України.

**Таблиця 5.** Основні фактори впливу на успішність розвитку конкурентного ринку теплової енергії**.**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Найменування** | **Литва** | **Україна** | **Опис ризиків** |
| Ціна імпорту газу  **gas import price** | [Regula](http://www.regula.lt/en/Pages/natural-gas-prices.aspx) 180 EUR/th.m3(в минулому 400 EUR/th.m3 ) | [МЕРТ](http://www.me.gov.ua/Documents/Detail?lang=uk-UA&id=579cc0ba-5b2c-48d6-b95f-1454a4f4c9b4&title=SeredniaMitnaVartistImportnogoPrirodnogoGazu-SchoSklalasiaUProtsesiYogoMitnogoOformlenniaPidChasVvezenniaNaTeritoriiuUkraini-z01-06-2016-Po30-06-2016-) **184-210$/th.m3 (160-182 EUR/th/m3)** | Ціни імпортованого газу в Україні та Литві співрозмірні. В останній час спостерігається суттєве зниження ціни газу, що створює загрозу розвитку конкурентного ринку теплової енергії. |
| Ціна газу для промисловості та ЖКГ,  gas tariffs for industrial consumers | [Eurostat](http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=ten00118)  (9,19 EUR/GJ)  9,16 EUR/GJ=9,16\*1000/35=0,32 EUR/м3= 320 EUR/т.м3 | 6879 грн/т.м3=229 EUR/т.м3 (6,85 EUR/GJ) | В Україні нижча ціна газу (ймовірно за рахунок газу власного видобутку), а відповідно й теплова енергія з газу, з якою важче конкурувати при виробництві тепла з біомаси. |
| Ціна газу для населення | [Regula](http://www.regula.lt/en/Pages/natural-gas-prices.aspx)  0,41-0,66 EUR/m3 inc. VAT  410-660 EUR/th.m3 | 6879 грн/т.м3=  229 EUR/т.м3 (6,85 EUR/GJ) | В Литві населення платить за газ значно більше, що ще більше стимулює перехід приватних домогосподарств на біомасу, в порівнянні з Україною. |
| Курс валюти | 1 | 30 грн/EUR |  |
| Тариф на виробництво теплової енергії | Незалежні виробники  12-42 EUR/MWh excl. VAT  Основні виробники  50-70 EUR/MWh excl. VAT | 976-1536 грн/Гкал з ПДВ –  28-44 EUR/MWh incl. VAT  (23,3- 37 EUR/MWh excl. VAT ) | В Литві та Україні незалежні виробники можуть продавати теплову енергію по співрозмірних тарифах. Перевагою Литви є більш високі тарифи з викопних палив. |
| Тариф на теплову енергію (В+Т+П) | LDHA  50-80 EUR/MWh excl. VAT – сер. 57 EUR/MWh excl. VAT | 1052-1567 грн/Гкал з ПДВ –  30-45 EUR/MWh incl. VAT  (25-37 EUR/MWh excl. VAT) | Тарифи в Україні значно нижчі, що створює загрозу для розвитку конкурентного ринку, особливо за умови подальшого зниження ціни газу. |
| Тариф на електроенергію для промисловості | 0,08 EUR/kWh excl. VAT | 1,43-1,79 грн/кВт-г без ПДВ  (0,041-0,053 EUR/kWh excl. VAT) | В Україні нижчий тариф на електроенергію, а відповідно й витрати на електроенергію в структурі тарифу. |
| Тариф на електроенергію для населення | 0,126 EUR/kWh excl. VAT | 0,47-1,3 грн/кВт-г без ПДВ  (0,015-0,04 EUR/kWh excl. VAT) | Тарифи на електроенергію в Україні в 3-8 разів нижчі. |
| «Зелений» тариф на електроенергію з біомаси | 5,1-7,7 EURсt./kWh exc. VAT  [NCECP](http://www.regula.lt/en/Pages/tariffs-for-electricity-from-res.aspx) | 12,36 EURсt/kWh excl. VAT | В Литві не такий високий тариф на «зелену» електроенергію, а відповідно основний напрямок використання біомаси – виробництво теплової енергії. |
| Гранули 17 ГДж/т | 135 EUR/т | 90 EUR/т=90/17 МДж=(5,29 EUR/GJ), | В Україні ціни на біомасу дещо нижчі,проте варто очікувати їх зростання до середнього європейського рівня. Таким чином, собівартість теплової енергії з біомаси в Україні повинна бути нижчою, ніж у Литві. |
| Тріска 12 ГДж/т | 3,5 Eur/GJ (12,5-15 EUR/MWh)  3-6 Eur/GJ | 1000 грн/т/12 ГДж/т=83 грн/ГДж (2,76 EUR/GJ) |  |
| Зелена тріска 8 ГДж/т |  | 650 грн/т/8 ГДж/т=81 грн/ГДж (2,7 EUR/GJ) |  |
| Дрова | 2-10 Eur/GJ | 350-550 грн/щ.м3 |  |

# АНАЛІЗ МОЖЛИВИХ МОДЕЛЕЙ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ УКРАЇНИ.

|  |  |
| --- | --- |
| **Модель 1 (Україна зараз)** – існуюча в Україні повністю регульована НКРЕКП і місцевими органами влади система встановлення тарифів. | |
| **Переваги** | Існує зараз та зрозуміла для всіх |
| **Недоліки** | Високі ціни на теплову енергію для кінцевих споживачів, за рахунок використання дорогого природного газу як основного виду палива, та низької ефективності систем. |
| Недостатність власних фінансових ресурсів у муніципалітетів та операторів ЦТ для підтримання працездатності систем і підвищення їх ефективності. |
| Значні бар’єри для залучення додаткових приватних інвестицій, через монополію виробників тепла. |
| Недостатня вмотивованість/ зацікавленість власників і операторів систем ЦТ підвищувати їх ефективність. |

|  |  |
| --- | --- |
| **Модель 2 (Литва)** – литовська модель конкурентного ринку з двоставковим граничним регульованим тарифом, системою аукціонів та гарантованою 100% компенсацією УПЧТ Оператору. | |
| **Переваги** | Гарантія виживання О. |
| Часткова нейтралізація «конфлікту інтересів» О в його відносинах з НВ. |
| Тариф на тепло для кінцевих споживачів гарантовано не збільшується. |
| Стимулювання приватних інвестицій в ЦТ. Оновлення інфраструктури. |
| **Недоліки** | Призводить до практично однакового кінцевого тарифу на тепло для кінцевого споживача в моделі 2 в порівняні моделлю 1. Немає видимого зменшення тарифу до того часу поки не настане жорстка конкуренція. |
| Перестимуляція Оператора: він отримає однаковий дохід при працюючому та не працюючому устаткуванні. Низький стимул для Оператора підвищувати ефективність своєї роботи, знижувати ціну своєї теплової енергії та вигравати аукціони. |
| Реальні труднощі для НВ в конкуренції з повним тарифом на тепло - конкуренція лише з УЗЧТ Оператора. Як правило, обладнання незалежних виробників є новим, тому частка на амортизацію в їх тарифі вже є значно більшою, ніж у Оператора. Особливо ці проблеми загострюються при відносно низькій ціні природного газу (2016 р.) При високих цінах на природний газ (2012-2015 рр.) Модель 2 Довела свою ефективність на прикладі Литви. |

|  |  |
| --- | --- |
| **Модель 3 (Україна КР)** – запропонована модель КР для України, що повинна працювати і для одноставкового і для двоставкового тарифів, без компенсації УПЧТ, але з платою “за резервування” Оператору. | |
| **Переваги** | Модель буде в більші мірі стимулювати Оператора підвищувати ефективність, щоб бути переможцем. |
| Більш чесна конкуренція для незалежних виробників. Як для нового НВ - краща ситуація, ніж конкурувати лише зі УЗЧТ. НВ отримають кращі можливості для окупності та доходу, що особливо важливо при низьких цінах на природний газ. Модель більш придатна для ситуації з відносно низькою ціною на природний газ (2016 р.). |
| В порівняні з Моделлю 1 зменшується кількість встановлення тарифів для НВ в НКРЕКП. Проте, прогнозується збільшення роботи в арбітражі для НКРЕКП при вирішенні проблемних та спірних питань між О та НВ. |
| Більше зниження тарифу для кінцевого споживача в порівнянні з Моделями 1 і 2. |
| В Україні практично відсутня двоставкова система тарифів, що є гарною передумовою для введення Моделі 3. В іншому випадку потрібно впроваджувати двоставкову систему до або паралельно з конкурентним ринком. |
| Система простіша ( без розрахунків і частих перерахунків УПЧТ на тепло). |
| **Недоліки** | Більш сильний «конфлікт інтересів» О та НВ |
| Оператор отримує менший платіж «за резервування» потужності, ніж у Моделі 2, коли отримує повну компенсацію УПЧТ. Але рівень цієї плати дозволяє Оператору фактично та практично виділяти кошти на підвищення своєї ефективності і реальне забезпечення резервування потужності НВ. |

# СЦЕНАРІЙ 1: ФІНАНСОВИЙ АНБАНДЛІНГ.

Детально про фінансовий анбандлінг в країнах ЄС дивись в розділі 1.2.

В рамках 3-го енергопакету в Україні вже запроваджені зміни в Законі України «Про ринок природного газу» та розроблено проект закону України про «Про ринок електричної енергії». Вказані зміни передбачають в тому числі впровадження фінансового анбандлінгу на підприємствах, що здійснюють одночасно кілька видів ліцензованої діяльності.

На ринку теплової енергії постановами КМУ та НКРЕКП вже встановлені вимоги щодо ведення окремого фінансового обліку (фінансового анбандлінгу) діяльності в сфері теплопостачання та обов’язкового встановлення окремих тарифів за кожним видом діяльності (деталі див. у розділі 2.3).

Нажаль, цей процес відбувається вкрай повільно. На сьогодні з 247 ліцензіатів НКРЕКП, що здійснюють діяльність в сфері теплопостачання, лише 51 ліцензіат (20%) мають окремий тариф на виробництво, транспортування та постачання. Інформація про ліцензіатів ОДА (понад 500) в сфері теплопостачання, що здійснюють окремий фінансовий облік діяльності та мають окремі тарифи за видом діяльності відсутня. Враховуючи проблеми на місцях можна стверджувати, що частка таких ліцензіатів не перевищує 5%.

В рамках запропонованого сценарію впровадження фінансового анбандлінгу для підприємств усіх форм власності є обов’язковим, й відповідна вимога буде закріплена в змінах до ЗУ «Про теплопостачання». Ця вимога буде поширюватись на усіх ліцензіатів, що здійснюють одночасно кілька видів ліцензованої діяльності в сфері теплопостачання. Дана вимога вступить в силу з 1 січня наступного року після прийняття відповідних змін.

Ведення окремого обліку та встановлення окремих тарифів за кожним видом ліцензованої діяльності дозволить реально визначити тарифи на виробництво, транспортування та постачання. Забезпечення публічності та прозорості тарифів і їх структури згідно бухгалтерського обліку дозволить забезпечити рівні умови конкуренції на ринку теплової енергії. Прозорість в тарифоутворенні створить умови для формування тарифів, що дозволяють забезпечити належне утримання основних фондів, їх обслуговування та оновлення, захищаючи виробників та споживачів. Схема режиму фінансового анбандлінгу зображена на **Рис. 18**.

Для конкурентних систем теплопостачання наявність тарифу за кожним видом ліцензованої діяльності є необхідною умовою для участі в аукціонах з закупівлі теплової енергії. Основний виробник на аукціоні заявляє як граничну ціну тариф на виробництво теплової енергії, а незалежні виробники – повний тариф на виробництво теплової енергії. Тариф на виробництво розраховується відповідно до обсягу відпущеної теплової енергії на межі відпуску та плати Оператору за «резервування потужності».

Таким чином, для успішного розвитку конкурентного ринку теплової енергії необхідно в найближчий час сприяти отриманню тарифів за окремими видами діяльності та забезпеченню прозорості тарифоутворення для існуючих підприємств. Загальна вимога фінансового анбандлінгу буде допомагати вирішенню вказаного питання. Наступним кроком розвитку конкурентного ринку повинно стати врегулювання приєднання незалежних виробників до теплових мереж та обов’язкова закупівля теплової енергії на аукціонах з можливістю зниження ціни.



**Рис. 18** – Схема режиму фінансового анбандлінгу

# СЦЕНАРІЙ 2: ЮРИДИЧНИЙ АНБАНДЛІНГ.

Юридичний анбандлінг (**Рис. 19**) в умовах України займатиме проміжне положення між фінансовим анбандлінгом, що є мінімальною вимогою по розділенню діяльності для кожного Оператора мережі ЦТ без виключення, та повним анбандлінгом власності. Основна ідея юридичного анбандлінгу – формальна вимога щодо розділення існуючої комунальної вертикально-інтегрованої компанії-власника системи ЦТ на 2-3 окремі юридично незалежні компанії із власним адмініструванням та управлінням. Ці компанії мають створити та використовувати окремі рахунки для будь-якої оперативної діяльності, пов’язаної із транспортуванням теплової енергії. Об’єднані рахунки при цьому можуть бути використані для інших видів діяльності. Новостворені компанії можуть залишатися у власності/бути частиною/підрозділом вертикально-інтегрованої компанії-власника системи ЦТ, що продовжує свою діяльність на ринку теплової енергії. Активи цієї компанії не переоцінюються та не виставляються на відкриті торги пропорційно до майнових засобів діяльності з виробництва, транспортування та постачання теплової енергії і не перерозподіляються між новоствореними компаніями. Функціонально таке розділення полягає у запровадженні юридичної незалежності компаній, окремого керівництва та процедур прийняття рішень, що не мають бути продиктовані інтересами інших сторін (наприклад, компанія-виробник теплової енергії не має приймати рішення, що залежать від чи продиктовані інтересами компанії-транспортувальника теплової енергії), бухгалтерський облік та затрати також мають бути розділені. Таке розділення може розглядатися як фінансовий анбандлінг із додатковим елементом створення нових юридично непов’язаних компаній (котрі, однак, можуть представляти існуючу теплопостачальну організацію у якості департаменту/підрозділу і при цьому не мають визначального права голосу чи процедури прийняття рішень без попереднього затвердження/узгодження такого рішення із тримачем активів всіх незалежних компаній).

Створення окремої компанії у випадку юридичного анбандлінгу стосуватиметься тільки діяльності із транспортування теплової енергії мережами ЦТ. Інші види діяльності (виробництво та постачання) і надалі можуть здійснюватися однією компанією – існуючим комунальним підприємством теплового господарства – власником системи ЦТ або його афілійованими підрозділами/компаніями. Для запровадження юридичного анбандлінгу, вертикальне розподілення діяльності та відповідальності між компаніями в принципі дозволяє Оператору мереж ЦТ бути у будь-якій юридичній формі власності, але при цьому ця форма власності має обов’язково забезпечувати достатню незалежність управління та процесу прийняття рішень Оператора мереж ЦТ від волі вертикально-інтегрованої компанії-власника системи ЦТ. Наприклад, якщо функціональний/фінансовий анбандлінг не дає такого статусу незалежності Оператора мережі ЦТ від компанії-власника системи ЦТ, а Оператор ЦТ вимушений отримувати від вертикально-інтегрованої компанії щоденні інструкції (наприклад, пов’язані із резервуванням/диспетчеризацією) щодо управління та регулювання своєї діяльності, юридичний анбандлінг може частково вирішувати проблему незалежності Оператора для провадження діяльності з транспортування. Крім цього, будь-які контрактні зобов’язання, що вводять додаткові права компанії-власника системи ЦТ щодо нагляду за діяльністю Оператора додатково до тих, що встановлені національним законодавством та обмежують право на вільну діяльність Оператора мереж ЦТ, мають відповідати вимогам функціонального/фінансового анбандлінгу.



**Рис. 19**. Схема режиму юридичного анбандлінгу.

# СЦЕНАРІЙ 3: АНБАНДЛІНГ ВЛАСНОСТІ + ВІДМІНА ЗАБОРОНИ ПРИВАТИЗАЦІЇ ТЕПЛОГЕНЕРУЮЧИХ ПІДПРИЄМСТВ, ЩО ПЕРЕБУВАЮТЬ В КОМУНАЛЬНІЙ ВЛАСНОСТІ.

Теплопостачання (через теплові мережі) є природною монополією, в той час як тільки виробництво теплоти не є справжньою монополією. Проте, оскільки в поточних умовах України, мережі ЦТ зав’язані на один або рідко на декілька (що працюють виключно окремо, а не паралельно на одну мережу ЦТ) джерел генерації теплової енергії, виробництво теплової енергії є сконцентрованим, як правило, у однієї компанії, що теж може розглядатися як природна монополія.

У процесі подолання таких монополій або монопольного становища взагалі будь-яких вертикально-інтегрованих теплопостачальних компаній за допомогою анбандлінгу власності (**Рис. 20**), введення нових законодавчих принципів має як мінімум забезпечувати підвищення конкуренції на ринку теплопостачання і збільшувати кількість незалежних виробників теплової енергії з остаточною метою – зниженням тарифу на теплову енергію для кінцевих споживачів. Такий підхід більш-менш надійно зарекомендував себе на ринках газу та електроенергії, що також є природно-монопольними. Однак, повністю використовувати підхід анбандлінгу власності із цих більш глобальних секторів на сектор теплової генерації не є можливим, через певні особливості сектору теплопостачання. Однією із таких особливостей є замкнутість більшості систем теплопостачання на локальних споживачів, відсутність глобальної закільцьованості навіть на рівні міста та невеликий масштаб таких мереж на ринку теплопостачання із принципом організації 1 виробник🡪1 мережа🡪фіксована кількість споживачів (ця кількість, як правило, зменшується, що також породжує своєрідний бар’єр для входження нових компаній-виробників теплової енергії).



**Рис. 20**. Схема режиму повного анбандлінгу власності.

Ринкове конкурентне регулювання діяльності сектору теплопостачання при проведенні анбандлінгу власності у випадку, коли на тепломережу працює, наприклад, 3-4 незалежних постачальника теплової енергії (замість одного, що є монополією) не обов’язково забезпечить адекватну конкуренцію за рівнем тарифу на виробництво теплової енергії. Тариф на відпущену кінцевому споживачеві теплоту буде також залежати від транзакційних затрат, пов’язаних із переходом споживачів від одного постачальника теплоти на іншого, а також затрат на диспетчеризацію та додаткових адміністративних витрат, витрат на підтримку системи працездатною та вирішення спорів між новими суб’єктами у законодавчому полі. Тому, додаткові затрати у деяких випадках можуть переважати ефект від потенційного зниження тарифу.

В Україні наразі не існує законодавчої вимоги або взагалі згадування у будь-яких нормативних документах анбандлінгу власності у секторі теплогенерації. Щодо сектору електрогенерації та ринку газу, існує вимога юридичного анбандлінгу: розділення генерації та транспортування/ постачання в рамках прийняття Україною Третього енергетичного пакету[[66]](#footnote-66) [[67]](#footnote-67) [[68]](#footnote-68).

Анбандлінг власності передбачає повне виведення за видами діяльності компаній окремо для виробництво, розподілення/транспортування та постачання теплової енергії. Має бути створена компанія-Оператор мережі ЦТ, що має бути виведена із структури вертикально-інтегрованої компанії-власника об’єктів виробництва, транспортування та постачання теплової енергії, що не має бути пов’язаний із нею управлінськими, фінансовими та юридичними зв’язками (відповідно до Директиви 2009/73/ЕС).

Основною метою запровадження анбандлінгу власності є вирішення питання конфлікту інтересів в секторі виробництва теплової енергії, забезпечення ефективного регулювання діяльності монопольних виробників теплової енергії, створення недискримінаційних, прозорих і зрозумілих умов роботи для всіх учасників ринку, рівний доступ до тепломережі для всіх учасників, оптимізації використання існуючої інфраструктури, створити передумови для стимулювання ефективного виробництва теплової енергії на рівних умовах всіма учасниками ринку.

Особливістю анбандлінгу власності є повне юридичне, фінансове, функціональне та майнове (поділ активів) розділення вертикально-інтегрованої компанії-монополіста, що діє на ринку теплової енергії на 2 (мінімум) або 3 (а у випадку розподілення теплової енергії та транспортування по магістральним трубопроводам на 4) окремих повністю юридично, функціонально та фінансово незалежних компанії із власними активами та майном, що ніяким чином не підпорядковуватимуться та юридично не входитимуть до інтегрованої компанії-монополіста, жодна з яких не матиме окремо або у групі визначального права голосу та важелів управління/впливу на процеси прийняття рішення, не є підрозділами чи окремими юридичними особами у власності або будь-якою частиною вертикально-інтегрованої компанії-монополіста-власника системи ЦТ (Холдингу-власника). При цьому активи інтегрованої компанії-монополіста на ринку теплової енергії мають бути переоцінені та виставлені на продаж пропорційно до виду діяльності на відкритих торгах для їх продажу новоствореним (або іншим, що мають намір провадження діяльності у сфері теплопостачання) компаніям, що відповідатимуть кожна за окремі види діяльності – виробництво, транспортування, постачання теплової енергії, а також має бути відсутній єдиний тримач акцій (shareholder) компаній з генерації/транспортування/постачання. На відміну від юридичного анбандлінгу в процесі анбандлінгу власності повністю ламається вертикальна структура власності засобів виробництва, транспортування та постачання теплової енергії, а новостворені компанії діють кожна окремо на рівноправних умовах на конкурентному ринку теплової енергії.

У випадку, коли Оператор мережі ЦТ є юридичною особою в структурі інтегрованої компанії-власника системи ЦТ, з’являються наступні проблеми:

1. Оператор мережі ЦТ може взаємодіяти зі своїми афілійованими компаніями в структурі інтегрованої компанії краще, ніж незалежні окремі компанії одна з одною. Причина полягає в тому, що тільки функціональний або юридичний анбандлінг принципово не вирішує фундаментальне питання конфлікту інтересів всередині інтегрованої компанії, навіть якщо окремі функції передані юридично незалежним компаніям. При цьому інтереси виробництва та постачання, що полягають в отриманні максимального прибутку та розширенні долі на ринку теплової енергії, зустрічаються із зобов’язанням Оператора мережі ЦТ (що є умовно «незалежним») забезпечити рівноправний та недискримінаційний доступ до мережі для всіх учасників (незалежних виробників теплової енергії).
2. За існуючих правил неможливо забезпечити недискримінаційний доступ до мереж ЦТ та надання незалежним виробникам/постачальникам повної та прозорої економічної, технічної та фінансової інформації/звітності щодо операційної діяльності Оператора з транспортування теплової енергії (також і через міркування нерозголошення комерційної інформації або через відсутність засобів та процедури надання такої інформації).
3. Викривлення стимулів до отримання прибутку та інвестування в модернізацію існуючих фондів всередині інтегрованої компанії. Оператор ЦТ, що залишається частиною вертикально-інтегрованої компанії-власника системи ЦТ, не має стимулів до реконструкції мережі ЦТ, і, як наслідок, залучення нових виробників/постачальників до підключення до «старої» мережі є проблемним; інтегровані компанії мають прямий інтерес обмежувати інвестиційну складову для незалежних виробників, таким чином виграючи конкуренцію у незалежних виробників.
4. Вертикально-інтегровані компанії можуть встановити високі тарифи на підключення до мережі, обслуговування, диспетчеризацію, або будь-які інші послуги по транспортуванню теплової енергії (фіксовані, або періодичні); у випадку такого «штучного» викривлення маржа для незалежного виробника, який планує продавати свою теплову енергію в мережу за ціною не дорожче, ніж ціна на виробничих потужностях вертикально-інтегрованої компанії, може бути занизькою для стимулювання входження цього незалежного виробника на ринок теплогенерації.

Повний анбандлінг власності для Операторів системи ЦТ вирішує всі питання, що приведені вище, та має наступні переваги:

1. Вирішує прямий конфлікт інтересів, забезпечує прозорість та створює недискримінаційні та рівні умови доступу до мереж для всіх незалежних виробників, у тому числі виробничих потужностей власника мереж ЦТ;
2. Оператори системи ЦТ фокусуються на ефективному управлінні мережею, їх бізнес полягає у закупівлі теплоти за найнижчою ціною, і продажу теплоти за прийнятною для споживача ціною;
3. Виробники фокусуються на ефективності виробництва, зниженні виробничих витрат та залученні нових споживачів тепла;
4. «Спеціалізація» діяльності підвищує якість послуги та вартість капіталу компаній;
5. Створюється сприятливий інвестиційний клімат для нових гравців ринку, в тому числі зарубіжних, оскільки всі активи прозоро розділені належно до кожного типу діяльності компанії;
6. Домінантні постачальники теплоти не можуть скупити всі мережі ЦТ, створюючи потенційно новий монопольний ринок постачання та транспортування теплової енергії (в той час як вирішується проблема на рівні виробництва).

Однак запровадження анбандлінгу власності може також спровокувати додаткові проблеми та підвищення затрат на здійснення окремих діяльностей:

1. Може сприяти подальшому укрупненню та злиттю компаній-виробників теплової енергії, або поглинанню більшими компаніями менших, оскільки рекапіталізація активів (продаж активів) дозволяє використати додатково вивільнені фінансові ресурси для горизонтальної інтеграції;
2. Може ускладнити/відкласти процес приватизації мереж, в той час як генерація вже буде у приватній власності;
3. Може створити проблеми комунікації між виробниками/ Оператором/ постачальником/ споживачами за відсутності значних інвестицій у системи управління та автоматизації (а фінансування такої діяльності є додатковими затратами, що впливають на конкурентне становище кожного суб’єкта діяльності з виробництва/ транспортування/ постачання, а отже і на остаточний тариф на теплову енергію);
4. Може в деяких випадках збільшувати вартість капіталу (наприклад, невеликим компаніям менш охоче видаються пільгові кредити, або відсоткова ставка по кредиту може бути вища, ніж для великих Холдингів) та знижувати інвестиційні можливості у випадку розукрупнення компаній, можуть підвищуватися додатково законодавчі ризики, пов’язані із недалекоглядними інвестиційними рішеннями вигідними лише для окремого виду діяльності без розуміння загальної картини по сектору;
5. Втрата набутого досвіду щодо діяльності у суміжних секторах (наприклад, Оператор мережі ЦТ не буде мати необхідної кваліфікації і розуміти діяльність з виробництва теплової енергії і навпаки) через розукрупнення компаній, втрата переваг наявності «мульти-досвіду»;
6. Переоцінка та продаж активів може призвести до переходу «стратегічних» активів у власність, наприклад, іноземної компанії, якщо конкурентна політика це дозволятиме;
7. У випадку збереження комунальної/державної форми власності, анбандлінг власності може сприяти більшому проникненню державного регулювання у діяльність компаній на ринку теплопостачання.

Анбандлінг власності обов’язково вимагатиме структурування тарифу на теплову енергію окремо по трьом видам діяльності – для виробництва, транспортування та постачання. Наразі існує обов’язкова законодавча вимога (Постанова № 377) щодо структурування тарифів, проте реальний виробничий процес підприємств ЦТ показує, що на практиці ця вимога майже не виконується. Тільки близько 51 компанії ЦТ з приблизно 1000 (179 ліцензіатів НКРЕКП та близько 800 – місцевих органів самоуправління) мають структурований тариф на теплову енергію за видами діяльності.

Адміністрування нової діяльності по трьом окремим видам із незалежним функціонуванням трьох окремих компаній замість однієї вертикально-інтегрованої буде більш складним та затратним. У випадку запровадження повного анбандлінгу власності на мережі ЦТ компанія-транспортувальник (що може бути також і Оператором мережі ЦТ і власником мережі ЦТ) та виробник теплової енергії мають забезпечити себе кожна окремо адміністративним персоналом, що підвищує затратну частину в тарифі на теплову енергію. Через більші адміністративні витрати, деяка частина діяльності може бути віддана на аутсорсинг, наприклад, обслуговування та ремонти, тестування обладнання, ІТ-сервіси, вимірювання, калібрування приладів обліку, ведення моніторингу та виставлення рахунків за відпущену теплову енергію. Зазвичай регулятор передбачає визначений набір правил та процедур для закупівлі таких послуг. При цьому, виробник теплової енергії несе відповідальність за своєчасне та якісне обслуговування свого обладнання та якісне теплопостачання до мережі Оператора.

Послідовним наслідком процесу анбандлінгу власності є відміна заборони на приватизацію об’єктів комунальної власності (об’єктів виробництва теплової енергії), основна ціль якої – повна демонополізація ринку виробництва теплової енергії та злам конфлікту інтересів інтегрованих компаній. Наразі у секторі виробництва теплової енергії приватизація заборонена на вищому законодавчому рівні, а об’єкти генерації розглядаються як «стратегічні майнові комплекси, що не підлягають приватизації». Через це фактично конкуренція може відбуватися лише між компаніями однакової форми власності – між комунальними/державними підприємствами.

У випадку проведення анбандлінгу власності та входження нової приватної компанії на ринок генерації, вона має можливість взяти в оренду/концесію обладнання для виробництва теплової енергії в існуючого комунального підприємства, що є безпосереднім власником (навіть якщо котли встановлюються за кошти незалежного виробника і належать приватній компанії) на договірних умовах існуючої компанії-власника системи ЦТ (що, як правило, володіє не тільки засобами виробництва теплоти, але і мережами, і також займається постачанням теплоти). Це створює прямий конфлікт інтересів, оскільки існуюча компанія-власник ЦТ має зменшувати свою власну генерацію та розподіляти потенційний додатковий прибуток від реалізації теплоти з приватною компанією, що є прямим конкурентом існуючій комунальній. З іншого боку, приватний інвестор в цьому випадку також несе додаткові ризики, оскільки він формально не володіє засобами виробництва теплоти, а тільки орендує їх, а активи по генерації належать вертикально-інтегрованій комунальній компанії. При цьому нерідкі також проблеми взаєморозрахунків між приватною компанією та існуючою компанією-власником ЦТ, оскільки такі процедури фактично не прописані, а існуючі процедури крос-субсидій та порядок формування тарифу на теплову енергію тільки ускладнюють процес розподілу затрат між двома суб’єктами господарювання.

Відміна заборони на приватизацію дозволяє вільно входити приватним компаніям в сектор ЦТ та конкурувати на рівних умовах із існуючими комунальними компаніями і вирішує проблеми взаєморозрахунків та розподілу власності. Вирішується конфлікт інтересів, оскільки у випадку розділення генерації і транспорту теплової енергії та запровадження можливості приватизації, відсутній інтерес комунальної компанії у збереженні долі на ринку адміністративними методами та ускладненні входження на ринок нових виробників. Це, в свою чергу, стимулює також існуючі компанії ЦТ удосконалювати своє власне виробництво для того, щоб була можливість конкуренції із новим незалежним виробником – приватним інвестором, – оскільки останній бачить у цьому бізнесі прибуток і тому буде намагатися забезпечити максимально можливу ефективність виробництва теплової енергії. Іноземний інвестор, що хоче бачити прозорі правила на ринку теплової енергії, більш ймовірно буде долучатися до діяльності в секторі теплогенерації при відміні заборони на приватизацію, оскільки буде мати гарантію захищеності своїх інвестицій та права власності.

Додатковим ефектом від цього може бути послаблення складової недобросовісної конкуренції через зміну практики виробництва, привнесеної іноземними інвесторами. Хоча, повністю відміною заборони на приватизації проблема не вирішується, оскільки наявна система тарифоутворення «затрати +6%» не може розглядатися як прийнятна для залучення потенційного приватного інвестора через занадто низьку маржу такого бізнесу у порівнянні із іншими опціями використання капіталу. Це стосується також і діяльності із транспортування/постачання теплової енергії, яка провадитиметься окремо при анбандлінгу власності, а приватизація якої не передбачається на першому етапі реформування ринку теплової енергії. Оскільки приватизація обмежена тільки виробниками теплової енергії, а транспортувальні компанії не підлягають приватизації, Оператор системи ЦТ не має стимулу скорочувати понаднормові витрати у мережах, оскільки він працює за фіксованим встановленим тарифом на транспортування/постачання і різними тарифами на виробництво.

В **Табл. 6** наведено порівняння основних особливостей трьох шляхів анбандлінгу.

**Таблиця 6**. Порівняння основних особливостей трьох шляхів анбандлінгу.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | **Анбандлінг власності** | **Юридичний анбандлінг** | **Фінансовий анбандлінг** |
| Розділення вертикально-інтегрованої компанії-власника системи ЦТ за типами діяльності | Повний поділ за принципом пропорційного розділення/ переоцінки активів | Формальне юридичне розділення, активотримач може залишатися єдиним | Розділення тільки за фінансовими потоками, юридично компанії не розділяються |
| Створення Оператора як юридично незалежної компанії | Необхідне | Необхідне | Необхідне |
| Наявність потужностей генерації у Оператора | Заборонено | Дозволено | Дозволено |
| Оператор є також власником мережі | Так | Можливість є | Ні |
| Резервування | Окрема компанія | Оператор | Оператор/ основний виробник |
| Можливість підключення та паралельної роботи на мережу декількох незалежних виробників | Наявна | Наявна | Наявна |
| Складність адміністрування | Висока | Середня | Низька [[69]](#footnote-69) |
| Вплив на рівень тарифу для кінцевого споживача | Без змін/ потенційне підвищення | Без змін / Потенційне зниження | Потенційне зниження |
| Відміна заборони приватизації для об’єктів генерації | Необхідна | Не обов’язкова | Не обов’язкова |

Не дивлячись на приведені недоліки, анбандлінг власності мереж ЦТ в цілому сприяє підвищенню конкуренції та більш ефективному розподіленню відповідальності та регулюванню діяльності окремо для виробництва, транспортування та постачання теплової енергії в умовах монопольних теплових мереж, є необхідною але не обов’язковою передумовою реформування сектору ЦТ. Це може бути причиною супротиву існуючих компаній-монополістів на ринку тепла в Україні саме через те, що нова форма розподілу власності є більш сприятливою для розвитку конкуренції та стимулювання появи нових незалежних виробників теплової енергії.

# РОЛЬ ТЕЦ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ.

Комбіноване виробництво теплової та електричної енергії є більш ефективним, ніж роздільне виробництво тепла на котельнях й електроенергії на ТЕС. В результаті комбінованого виробництва відбувається економія палива, що знижує собівартість продукції та робить її більш конкурентною. Згідно схемних рішень, робочих параметрів ТЕЦ та у відповідності до діючих методологій відбувається розподіл зекономленого палива на одиницю виробленої теплової та електричної енергії. Існує кілька методів розподілу витрат, навколо яких постійно йдуть обговорення про їх прийнятність та фізичну обґрунтованість. В залежності від ситуації на ринку теплової та електричної енергії виробники можуть «штучно» відносити зекономлене паливо на відповідну продукцію, знижуючи її собівартість.

Міські комунальні та промислові ТЕЦ в більшості випадків призначені для роботи по тепловому графіку, й кількість виробленої електроенергії залежить від теплового навантаження. Тобто основним призначенням таких ТЕЦ є забезпечення потреб споживачів в тепловій енергії, а електрична енергія є вторинним продуктом. Електрична енергія може використовуватись як для власних потреб, так і для реалізації на оптовому ринку. На ринку електричної енергії відбувається більш жорстка конкуренція, а тому виробники зацікавлені знизити собівартість виробництва електричної енергії. В той же час ринок теплової енергії є локальним та монопольним й відповідно виробники не зацікавлені знижувати собівартість теплової енергії, тариф на яку й так дуже низький. А тому, в більшості випадків, тариф на теплову енергію на ТЕЦ наближений до тарифів на теплову енергію від звичайних котельних.

Однією з важливих проблем міських ТЕЦ є зниження теплового навантаження за рахунок економічного спаду, закриття та відключення промислових підприємств, що були основними споживачами теплової енергії. На даний час основною групою споживачів теплової енергії залишається населення, що відрізняється нерівномірністю споживання теплової енергії протягом доби та року. Плаваючий режим теплового споживання є неприйнятним для роботи ТЕЦ. При зниженому навантаженні різко погіршується ефективність комбінованого виробництва. З іншого боку, в умовах дефіциту та високих тарифів на газ, в результаті когенерації відбувається додаткове споживання газу для виробництва електричної енергії. Така ж електрична енергія може бути вироблена на АЕС, вугільних ТЕС/ТЕЦ та ВЕС, СЕС. Таким чином, в останні роки кількість виробленої теплової та електричної енергії на міських газових ТЕЦ значно зменшилась. Частина ТЕЦ працює лише в опалювальний період, а інша частина – працює в режимі котельних. Надмірна встановлена потужність обладнання не дозволяє ефективно працювати на знижених навантаженнях.

Слід відзначити, що частина ТЕЦ є промисловими й забезпечують покриття базового теплового навантаження централізованого теплопостачання окремих міст. Як правило, ТЕЦ розміщені в містах обласного та районного значення та в окремих промислових містах. ТЕЦ в Україні належать до державної, комунальної та приватної власності. В окремих містах промислові ТЕЦ займають значну частку на ринку централізованого теплопостачання, а міста не мають іншої альтернативи, крім ТЕЦ.

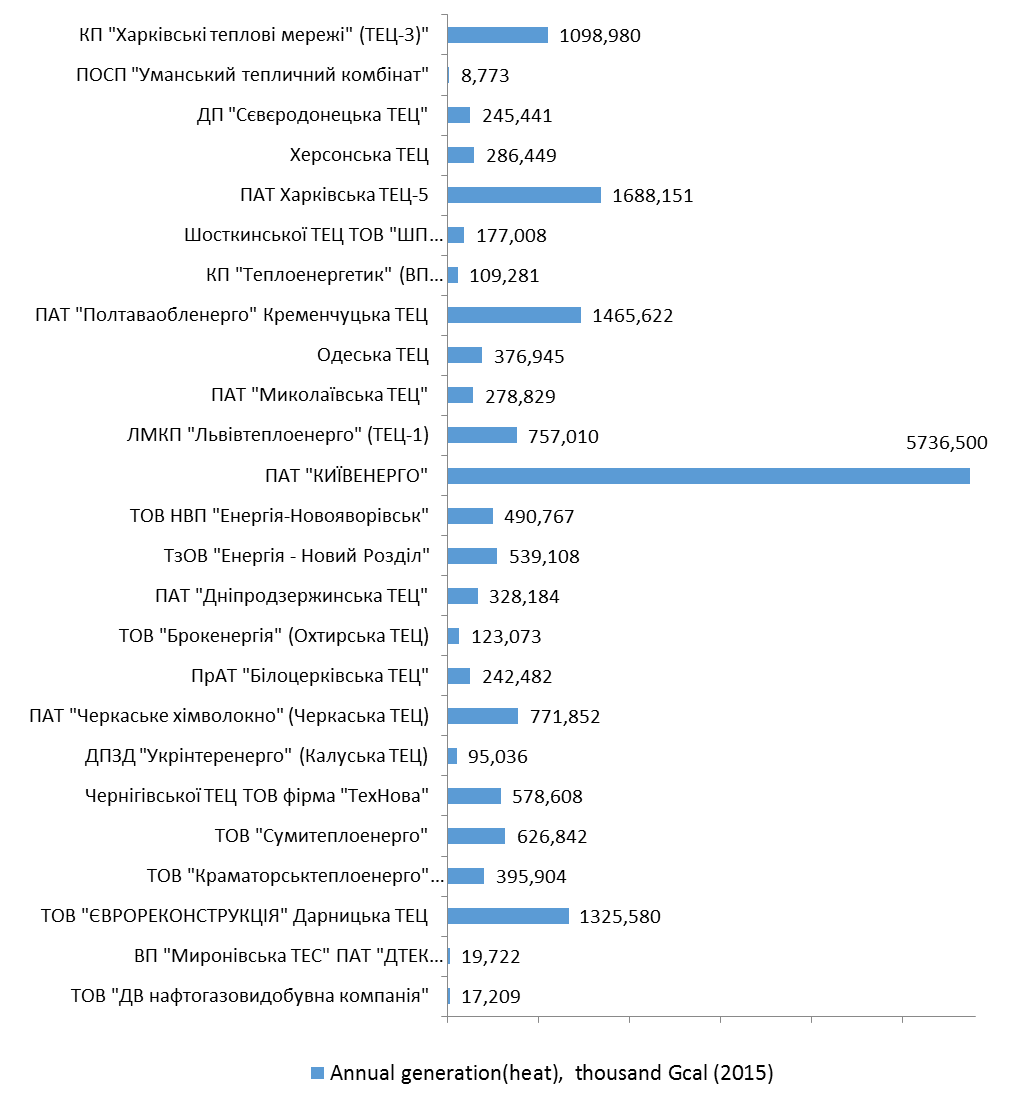
Тарифи на виробництво електричної та теплової енергії для відповідних груп споживачів встановлюються НКРЕКП. Для підприємств, що здійснюють безпосередньо транспортування та постачання теплової енергії, додатково встановлюються окремі тарифи на транспорт та постачання й теплову енергію. Особливими є випадки комунальних підприємств теплопостачання, що мають у власності ТЕЦ (Львівтеплоенерго, Вінницяміськтеплоенерго, Київенерго). Для таких підприємств окремо встановлюються тарифи на виробництво теплової енергії на ТЕЦ та котельнях. Загальний тариф на теплову енергію визначається з урахуванням закупівлі власної теплової енергії від ТЕЦ по встановленому тарифу.

Згідно даних НКРЕКП в Україні 61 ліцензіат з виробництва теплової енергії комбінованим способом (ТЕЦ та ГКУ). Технічні характеристики та рік будівництва окремих ТЕЦ наведено в **Табл. 7**. Більшість ТЕЦ фізично та морально застаріли, проте продовжують працювати.

Інформація про обсяги виробництва теплової енергії (**Рис. 21**) та тарифи на виробництво теплової енергії були отримані лише для 25 ліцензіатів. Загальний обсяг виробництва теплової енергії на вказаних ТЕЦ/КГУ складає близько 18 млн Гкал (20 тис ГВт-год).

**Табл. 7.** Технічні характеристики окремих ТЕЦ України.

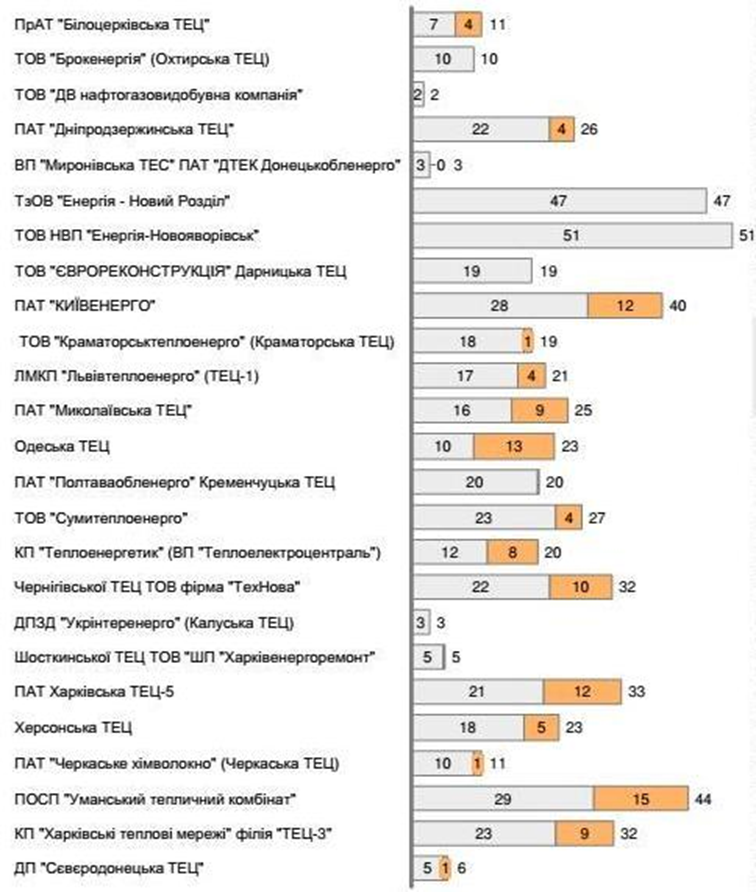
|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назва ТЕЦ | Встановлена потужність | | Рік введення в дію |
| Електрична, МВт | Теплова, Гкал/рік |
| Білоцерківська ТЕЦ | 120 | 640 | 1970 |
| Вінницька ТЕЦ | 10 | 78,0 | 1954-1987 |
| Калуська ТЕЦ | 200 (100) | 590 (214) | 1968 |
| Каменець-Подільська ТЕЦ | 6 | 38,0 | 1960-1974 |
| Київська ТЕЦ-4 (Дарницька ТЕЦ ) | 160 | 1080 | 1950-1954 |
| Київська ТЕЦ-5 | 700,0 | 974,0 | 1971-1976 |
| Київська ТЕЦ-6 | 500,0 | 660,0 | 1982-1984 |
| Кременчуцька ТЕЦ | 255,0 | 671,0 | 1965-1969 |
| Львівська ТЕЦ | 31,1 | 155,0 | 1930-1954 |
| Миколаївська ТЕЦ | 40,0 | 110,0 | 1949-1958 |
| Миронівська ТЕС | 260,0 | 210,0 | 1953-1956 |
| Одеська ТЕЦ | 68,0 | 205,0 | 1954-1984 |
| Олександрійська ТЕЦ-3 Димитрове | 59,5 | 430 | 1957 |
| Охтирська ТЕЦ | 12,0 | 44,0 | 1959-1960 |
| Северодонецка ТЕЦ | 270,0 | 906,0 | 1956-1977 |
| Сумська ТЕЦ Суми | 28 | 432 | 1953-1957 |
| ТЕЦ «Свема», Шостка | 115 | 550 | 1956 |
| Харківська ТЕЦ-3 Харків | 62 | 293,0 | 1944-1970 |
| Харківська ТЕЦ-5 | 470,0 | 700,0 | 1979-1990 |
| Херсонська ТЕЦ | 80,0 | 350,0 | 1956-1967 |
| Херсонська ТЕЦ-2 | 74,0 | 160,0 | 1952-1957 |
| Черкаська ТЕЦ | 200,0 | 648,0 | 1961-1969 |
| Чернігівська ТЕЦ | 8 | 120,0 | 1952-1959 |
| Чернігівська ТЕЦ | 210,0 | 409,0 | 1961-1974 |



**Рис. 21**. Виробництво теплової енергії на ТЕЦ у 2015 р.

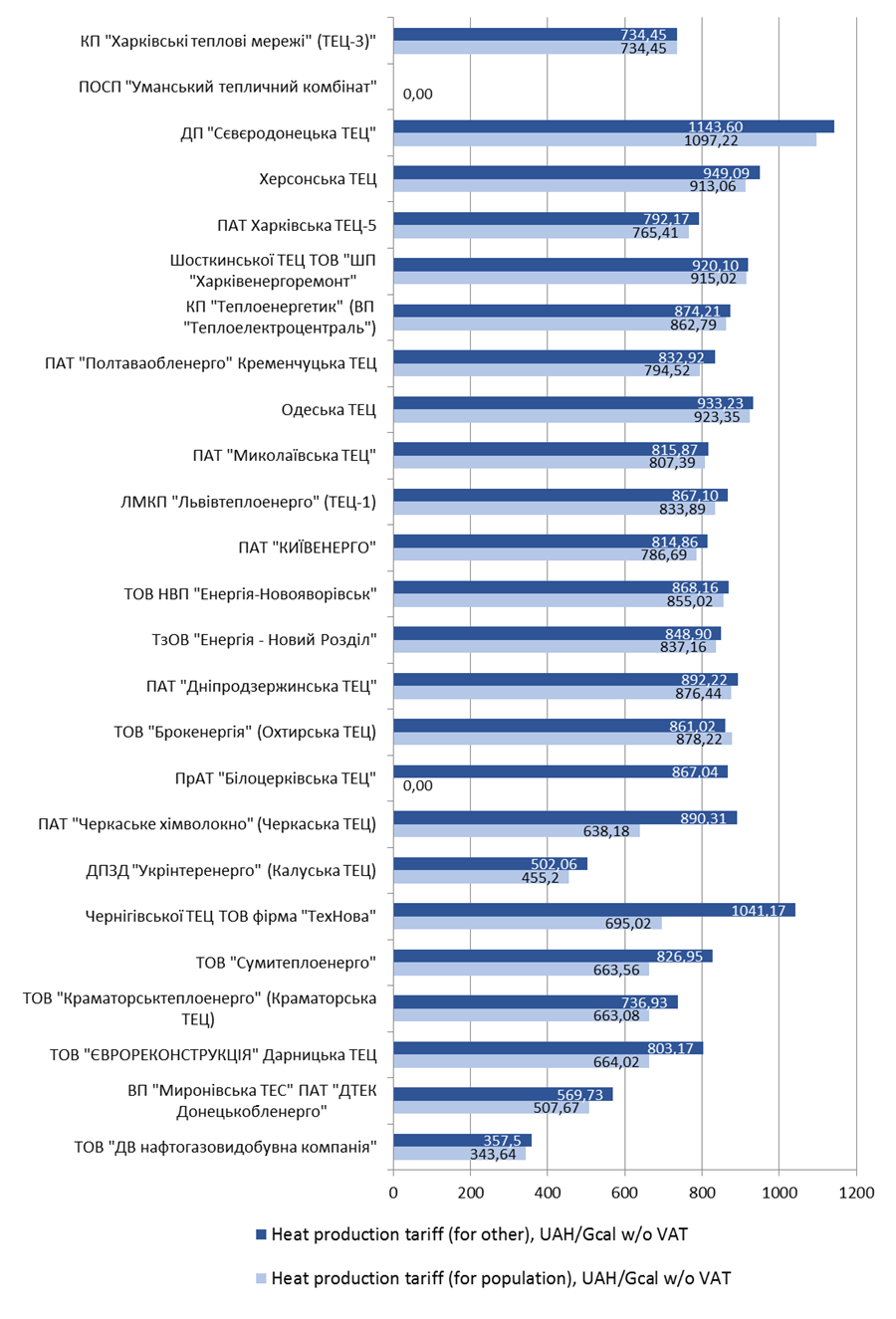
Найбільший обсяг виробництва теплової енергії на ТЕЦ ПАТ «Київенерго» –5,7 млн Гкал. Дарницька ТЕЦ в м. Київ –1,3 млн. Гкал, в м. Харків ТЕЦ-3 та ТЕЦ-5 виробляють 1-1,7 млн Гкал відповідно, Кременчуцька ТЕЦ – 1,45 млн Гкал.

Усі ТЕЦ недовантажені й працюють з низькою ефективністю. Згідно аналізу робочої групи, що займається розробкою Проекту нової Енергетичної стратегії, найбільше річне завантаження ТЕЦ складає 51% від можливого. В середньому по Україні цей показник складає близько 20%, а в окремих випадках 2-5%. Згідно експертної оцінки потенціал оптимізації або можливості нарощування потужності ТЕЦ складає додатково 9-15% для окремих об’єктів (**Рис. 22**). Деякі ТЕЦ взагалі не мають перспектив для збільшення обсягів виробництва. Для реалізації потенціалу збільшення потужності ТЕЦ передбачається відключення діючих котелень.



**Рис. 22** Коефіцієнт використання встановленої потужності в опалювальний період для українських ТЕЦ з потенціалом оптимізації

На **Рис. 23** наведені тарифи на виробництво теплової енергії. Тарифи коливаються в широкому діапазоні та залежать, в основному, від виду палива (вугілля, газ) та групи споживачів.



**Рис. 23**. Тарифи для виробництва теплової енергії на ТЕЦ.

Варто зазначити, що окремі ТЕЦ працюють в режимі теплогенерації – без виробництва електричної енергії, що понижує їх ефективність та призводить по підвищених витрат та високих тарифів на теплову енергію. Для основних міських газових ТЕЦ тарифи на теплову енергію складають 640-1140 грн/Гкал без ПДВ. На вугільних та нафтопереробних ТЕЦ та ТЕС виробництво теплової енергії є незначним, а теплова енергія є дешевшою й складає 340-600 грн/Гкал без ПДВ. Середнє значення тарифу на теплову енергію для населення складає 761,35 грн/Гкал без ПДВ, а середнє значення тарифу на теплову енергію для інших споживачів складає 822,62 грн/Гкал без ПДВ.

# РОЗРОБКА “СПЕЦИФІЧНОГО КОНКУРЕНТНОГО ПІДХОДУ” ДЛЯ ІСНУЮЧИХ ТЕЦ, ЩО ПРАЦЮЮТЬ НА ВИКОПНОМУ ПАЛИВІ.

В порівнянні з прийнятим при моделюванні тарифом на виробництво тепла для Оператора (То) – 1018,84 грн/Гкал без ПДВ, тарифи на теплову енергію від ТЕЦ в більшості випадків є нижчими на 100-200 грн/Гкал. Таким чином, згідно нової моделі конкурентного ринку теплової енергії, існуючі ТЕЦ на аукціонах зможуть запропонувати більш низький тариф, ніж газові котельні, і,відповідно, будуть захищені та зможуть реалізувати тепло згідно приорітетів закупівлі. Більше того, за таких умов ТЕЦ зможуть збільшити обсяг реалізації більш дешевої теплової енергії до теплових мереж та підвищити свою економічну ефективність. Основним обмеженням можуть стати технічні можливості відпуску теплової енергії через теплові мережі.

Частина існуючих ТЕЦ працюють на вугіллі та мають конкурентні переваги в порівнянні з газовими ТЕЦ та котельнями. Паливна складова в структурі собівартості теплової енергії є найбільш вагомою, а тому перехід на використання більш дешевого палива дозволить забезпечити конурентні ціни та тарифи на теплову енергію. На сьогодні виробники теплової енергії мають змогу закуповувати природний газ на ринку за ціною, що значно нижче ціни, що встановлює регулятор. Таким чином, виробники в т.ч. ТЕЦ маю змогу впливати на тариф та забезпечити його конкурентність.

В окремих системах теплопостачання ТЕЦ несуть основне теплове навантаження, що не може бути замінене існуючими котельнями. Для таких систем критичним є мінімальне теплове навантаження при яких ТЕЦ може працювати. В таких випадках доцільність приєднання незалежних виробників повинна визначатися на основі технічних рішень та економічної доцільності, що надається потенційним незалежним виробником на розгляд оператору та місцевим органам влади. Основний принцип повинен захищати споживачів від підвищення тарифів та зниження якості послуг.

Найбільш перспективним та економічно доцльним є будівництво ТЕЦ на альтернативних видах палива на базі існуючих підприємств теплопостачання. Такий підхід дозволить захистити комунальні підприємства від нових незалежних виробників в зоні дії ТЕЦ та зберегти свої позиції ни ринку, знизити капітальні витрати на будівництво, максимально ефективно використати існуючі фонди й матеріальні активи підприємства та забезпечити споживачів доступною тепловою енергією. Важливим кроком для збереження системи теплопостачання є забезпечення конкурентних тарифів в порівнянні з індивідуальними та автономними системами опалення.

На шляху подальшого розвитку та імплементації європейського законодавства в Україні політика держави, профільних міністерств, органів місцевї влади та виробників повинна бути направлена на виконання ДИРЕКТИВА 2012/27EU про розвиток високоефективної когенерації та ефективного центрального теплопостачання і охолодження отриманого з відхідного тепла та відновлюваних джерел енергії

**«Ефективне центральне теплопостачання і охолодження» - система центрального теплопостачання або охолодження, що використовує мінімум 50% відновлюваної енергії, 50% відпрацьованого тепла, 75% тепла від когенерації або 50% комбінації такої енергії та тепла**

**Основні концептуальні підходи до роботи ТЕЦ на конкурентному ринку теплової енергії:**

1. Граничні тарифи на виробництво теплової енергії на ТЕЦ встановлює НКРЕКП.
2. ТЕЦ та КГУ, як окремі юридичні особи, що не є власністю основного виробника (транспортувальника), приймають участь в аукціонах на загальних умовах, згідно встановлених граничних тарифів на теплову енергію.
3. Розробка графіку роботи ТЕЦ та КГУ, що знаходяться на балансі основного виробника, виконується на плановий період з врахуванням мінімального та максимально теплового навантаження ТЕЦ виходячи з технічних можливостей.
4. Для конкурентних систем теплопостачання на аукціон виставляється увесь об’єм теплової енергії, що планується на наступний місяць.
5. Основний виробник, що має на балансі ТЕЦ/КГУ та котельні, для участі в аукціоні може подавати пропозиції з відповідним обсягом на основі: а) граничної ціни на виробництво теплової енергії на власних ТЕЦ, б) граничної ціни теплової енергії на власних котельнях.
6. Основний виробник на аукціоні знижує ціну виходячи з економічної доцільності та технічних можливостей спільної роботи ТЕЦ та котелень.
7. Пріоритети закупівлі теплової енергії встановлюються згідно правил закупівель.
8. Порядок роботи ТЕЦ регулюється оператором мережі.

**Розглянемо можливі варіанти роботи ТЕЦ з відпуском теплової енергії в мережу централізованого теплопостачання та умови входження на ринок незалежних виробників**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Варіант** | **Умови приєднання незалежних виробників** | **Умови збуту теплової енергії від ТЕЦ** |
| **1** | ТЕЦ не належить основному постачальнику (промислові ТЕЦ). | Відносно легкі | Участь в аукціонах на загальних підставах з граничним тарифом на виробництво теплової енергії для ТЕЦ. |
| **2** | ТЕЦ є єдиним постачальником й належить оператору | Вкрай важкі | Обов’язкова участь в аукціонах з граничним тарифом на виробництво теплової енергії для ТЕЦ |
| **3** | ТЕЦ та котельні належать оператору; приєднані котельні можуть повністю забезпечити потреби в тепловій енергії | Важкі | Обов’язкова участь в аукціонах з граничним тарифом на виробництво теплової енергії для ТЕЦ  **та/або**  з граничним тарифом на виробництво теплової енергії для котельних |
| **4** | ТЕЦ та котельні належать оператору; приєднані котельні не можуть повністю забезпечити потреби в тепловій енергії | Середні |

Створення загрози для ТЕЦ з боку нових незалежних виробників теплової енергії з альтернативних видів палива є малоймовірною та незначною. В умовах діючих низьких тарифів на теплову енергію від ТЕЦ конкуренція з економічних причин буде відсутня. Таким чином, основна конкуренція буде між незалежними виробниками та газовими котельнями. З технічної та організаційної точки зору виглядає малоймовірним той факт, що в найближчій перспективі з’явиться така кількість незалежних виробників, що зможуть забезпечити обсяги виробництва теплової енергії, які будуть співрозмірними з обсягами виробництва теплової енергії на ТЕЦ. Такі обмеження стосуються як земельної ділянки, підключення до мереж, так і можливостей забезпечення об’єктів паливною сировиною через складнощі в логістиці та існування санітарних зон в щільній міській забудові.

З іншого боку існують міжнародні зобов’язання Україхни перед європейським співтовариством з підвищення енергоефективності, розвитку ефективних систем теплопостачання та розвитку ВДЕ. В такому випадку будуть створюватися механізми та інструменти для стимулювання такого розвитку. Саме тому варто очікувати, що існуючі застарілі та неефективні ТЕЦ будуть замінені на нові ТЕЦ на альтернативних видах палива, в першу чрнгу на твердій біомасі. Як показує досвід, перші пілотні проекти на біомасі в комунальному секторі вже реалізуються й існують плани щодо будівництва пілотних ТЕЦ. Таким чином, на ринку централізованого теплопостачання змінюються умови, що сприяють залученню інвестицій та будівництву ефективних ситем в т.ч. ТЕЦ на біомасі, що буде приорітетним.

# ПІДХОДИ ДО ВИЗНАЧЕННЯ НЕОБХІДНИХ ОБСЯГІВ ТА ПЛАТИ ЗА РЕЗЕРВУВАННЯ.

В умовах конкурентного ринку теплової енергії Оператор теплової мережі відповідає за якість і надійність теплопостачання та здійснює оперативне керування роботою генеруючих установок виробників і теплових мереж. Оператор визначає потребу в тепловій енергії на рік, на місяць, протягом тижня та доби і визначає мінімальне та максимальне пікове навантаження, про що публічно повідомляє виробників до оголошення закупівель на наступний період.

Потужність системи теплопостачання має бути достатньою для покриття теплового навантаження споживачів в найхолодніший період року. Режим теплопостачання передбачає відпуск теплової енергії встановленої якості в необхідній кількості у відповідності до температурного графіка. Температурний графік теплової мережі – розрахункові значення температури теплоносія, які залежать від кліматичних умов, на вході в теплову мережу і після його повернення від споживачів.

У вітчизняних системах теплопостачання застосовується якісне регулювання теплового навантаження на джерелах за рахунок регулювання температури теплоносія при постійній витраті. Для розвинутих теплових мереж централізованого теплопостачання, до яких приєднані ТЕЦ та котельні потужністю понад 50 Гкал/год, розрахунковий тепловий режим мережі може передбачати подачу теплоносія з температурою 115-130˚С. Поміж тим, враховуючи аварійний стан теплових мереж, підприємства теплопостачання обмежують температуру подачі теплоносія та узгоджують відхилення від вимог будівельних норм з органами місцевого самоврядування перед опалювальним сезоном. Таким чином, по факту теплові мережі не працюють згідно розрахункового теплового графіку, що є перевагою для приєднання незалежних виробників. Адже низка потенційних незалежних виробників не буде мати технічної можливість забезпечити параметри теплоносія вище 95˚С, що обмежено технічними характеристиками котлів.

Розглянемо можливі варіанти схем теплових мереж та порядок їх роботи:

* + 1. Оператор має власні генеруючі потужності, яких достатньо для 100% забезпечення потреб споживачів в тепловій енергії та необхідного резервування. Оператор визначає порядок роботи генеруючих потужностей виходячи технічних можливостей та економічної ефективності.
    2. Оператор має власні генеруючі потужності, яких не достатньо для повного забезпечення потреб споживачів в тепловій енергії та необхідного резервування. Оператор визначає порядок роботи генеруючих потужностей згідно пріоритетів закупівлі теплової енергії.
    3. Оператор не має власних генеруючих потужностей. Визначає порядок роботи генеруючих потужностей згідно пріоритетів закупівлі теплової енергії.

Балансування теплових потужностей повинно здійснюватись виходячи з основних принципів:

1. Керування тепловими установками і мережами та їх обслуговування здійснює виключно оперативний (черговий) та оперативно-виробничий персонал Оператора мережі.
2. Балансування потужності може здійснюватись як потужностями незалежних виробників так і власними генеруючими потужностями Оператора мережі;
3. Порядок включення/відключення та збільшення/зменшення потужності генеруючих потужностей визначається з технічних можливостей виробників та максимальної ефективності роботи мережі;
4. Витрати на підтримання обладнання в гарячому чи холодному резерві повинні бути включені до операційних витрат;
5. Оператор теплової мережі, за наявності власних генеруючих потужностей, здійснює балансування згідно пріоритетності;
6. Фактичний місячний обсяг реалізації теплової енергії кожним виробником повинен відповідати обсягам заявленим на аукціоні, за виключенням аварійних ситуацій.

Теплогенеруюче обладнання на твердому паливі має високу інерційність й використовується для покриття базового навантаження. Обладнання, що працює на газі, є маневреним та може й повинно використовуватись для балансування мережі згідно пріоритетності.

Теплоспоживання протягом доби є нерівномірним та залежить від зовнішньої температури. Оператор тепломережі визначає порядок роботи теплогенеруючих установок згідно пріоритетів закупівлі теплової енергії, технічних можливостей регулювання потужності, визначає потребу в резервуванні потужності та роботу маневрених (пікових) джерел. Головною функцією пікових джерел є швидкий підйом/зниження потужності у випадку різкого підвищення попиту на теплову енергію з боку споживачів. Варто зазначити, що важливим елементом будь-якої системи теплопостачання є акумулятори теплової енергії та гарячої води. Установка акумуляторів дозволяє згладити піки та зменшити потужність пікових джерел або взагалі відмовитись від них.

Згідно запропонованої моделі КР, Оператор мережі має забезпечувати оперативне регулювання системи теплопостачання та резервування потужностей.

Резервування джерел тепла, згідно СНіП, по основному обладнанню забезпечується наступною умовою вибору котлів: при виході з ладу найпотужнішого котла системи продуктивність котлів, що залишились, повинна забезпечити покриття навантаження в залежності від розрахункової температури зовнішнього повітря, від 78 до 91% розрахункового навантаження на опалення та вентиляцію для споживачів 2-й і 3-й категорій і 100% розрахункового навантаження споживачів 1-ї категорії. При можливості, допускається відключення системи гарячого водопостачання.

В правилах закупівлі теплової енергії у незалежних виробників в Литві визначено, що резервна потужність повинна відповідати максимальній потужності робочого котла, приєднаного до теплової мережі, але не більше 30% максимальної теплової потужності мережі у відповідний період, що зафіксована за останні 3 роки. Послуги з резервування потужності можуть надавати як оператор мережі, що має власні надлишкові генеруючі потужності, так і незалежні виробники згідно своїх технічних та цінових пропозиції.

Розглянемо можливі підходи до резервування потужності:

* + 1. Кожен виробник, за потреби, резервує частину своєї потужності, що відповідає максимальній потужності окремого котла (Гкал/год), що планується задіяти в наступному місяці та оплачує послуги з резервування Оператору чи іншому НВ згідно Договорів.
    2. Оператор визначає потребу в резервуванні потужності, що не перевищує 30% (Гкал/год) максимального теплового навантаження мережі у відповідний період. На основі даних минулих періодів Оператор визначає максимальну потужність теплогенеруючого обладнання, що приєднано до теплової мережі та може здійснювати виробництво теплової енергії (Гкал/год). На основі визначених даний встановлює потребу в резервуванні потужності на наступний період (Гкал/год). За умови відсутності власної резервної потужності резервує її в інших виробників, згідно запропонованих технічних та цінових пропозицій. Визначає витрати на резервування та встановлює середньозважену ціну за резервування на наступний період (грн/ (Гкал/год)). Кожен виробник визначає свою частку зарезервованої під нього теплової потужності пропорційно обсягам відпуску теплової енергії та плату за резервування.

Середньозважена ціна Оператора за резервування потужності визначається за формулою:

Црез= , грн/(Гкал/год)

де

Врез – витрати Оператора на резервування теплової потужності, грн

Qрез – потреба в резервній потужності, Гкал/год

Умовна частка зарезервованої Оператором теплової потужності для окремого незалежного виробника визначається пропорційно обсягам відпуску теплової енергії за формулою:

Qiрез=, Гкал/год

де

Qi – плановий обсяг відпуску теплової енергії окремим виробником, Гкал

∑Qi – плановий обсяг закупівлі теплової енергії на наступний період Оператором мережі, Гкал

В якості запропонованого підходу до визначення витрат на резервування за основу пропонується взяти загальні умовно-постійні витрати у відповідний період пропорційно зарезервованій потужності:

Вірез= ∙, грн

де

– умовно-постійна частина витрат виробника в у відповідний період, грн

Плата незалежних виробників Оператору за резервування потужності, визначаються за формулою:

= Црез∙ Qiрез, грн

Запропонований підхід дозволяє компенсувати частину втрати ринку виробництва шляхом отримання доходів від резервування. Для прикладу у літній період НВ теплової енергії повністю виграв аукціон на поставку теплової енергії Оператору. В такому випадку НВ сплачує Оператору 100% витрат на резервування. Якщо в даному періоді незалежні виробники не здійснюють виробництво теплової енергії, то Оператор не отримує плати за резервування від НВ.

В умовах України, підприємства ТКЕ мають надмірну встановлену потужність, а середній по Україні коефіцієнт використання встановленої потужності для опалювальних котельних складає близько 10%. В такому випадку, НВ теплової енергії будуть резервувати потужності в Операторів мережі й зменшать свої інвестиційні витрати.

Враховуючи той факт, що Оператор мережі відповідальний за якість та надійність теплопостачання перед споживачами, то доцільним є необхідність забезпечення резервування саме Оператором. Це є справедливий метод розподілу витрат між усіма виробниками пропорційно обсягам виробництва теплової енергії. Таким чином, відпадає необхідність надмірного резервування потужностей кожного виробника та додаткових витрати, що збільшують тарифи виробників. В такому випадку Оператор гарантовано забезпечений резервними потужностями. З іншого боку Оператор чи НВ, що маючи надмірні генеруючі потужності мають додаткову можливість покрити витрати на утримання обладнання за рахунок використання їх як резервних навіть за умови програшу на аукціонах.

Незалежні виробники згідно розцінок Оператора за резервування теплової потужності та планового відпуску теплової енергії визначає власні витрати на резервування в поточному місяці. На основі загальних витрат та витрат на резервування визначається ціна теплової енергії для участі в аукціоні. По результатам аукціону, згідно затверджених обсягів закупівлі, виробники здійснюють оплату за резервування потужності.

Приклад розрахунку визначення резервної потужності та розподілу плати за резервування наведено в **Табл. 8**. Розрахунок передбачає часткове резервування Оператором потужностей у третього незалежного виробника, що пропонує більш низький тариф. У випадку якщо Оператор не має можливості надання послуг резервування, але здійснює виробництво теплової енергії, то він також оплачує послуги з резервування третій стороні.

**Табл. 8.** Приклад розрахунку визначення резервної потужності та розподілу плати за резервування.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Показник** | **Розм.** | **Оператор** | **НВ1** | **НВ2** | **НВ3** |
| **1** | Максимальна теплова потужність на відповідний період за останні 3 роки | Гкал/год | 18 | х | х | х |
| **2** | Максимальна теплова потужність котла, що буде працювати у відповідному періоді | Гкал/год | 5 | 2,5 | 1,5 | х |
| **3** | Загальна встановлена потужність котлів | Гкал/год | 50 | 2,5 | 3 | 3 |
| **4** | Частка резервної потужності до максимальної потужності у відповідному періоді | %, | 30% | 5,4 | Гкал/год | х |
| **5** | **Потреба в резервній потужності на відповідний період** | **Гкал/год** | **5** | х | х | х |
| **6** | Планова потреба в тепловій енергії на відповідний період | Гкал | 9300 | х | х | х |
| **7** | Обсяги постачання т.е. на відповідний період по результатам аукціонів | Гкал | 6800 | 1500 | 1000 | 0 |
| **8** |  | % | 73% | 16% | 11% | 0% |
| **9** | Умовна зарезервована Оператором потужність для кожного виробника | Гкал/год | 3,7 | 0,8 | 0,5 | 0,0 |
| **10** | у % до максимальної потужності до котла | % | 73% | 32% | 36% | 0% |
| **11** | Надання виробниками послуг Оператору з резервування потужності | Гкал/год | **4** | **0** | **0** | **1** |
| **12** | Умовно-постійні витрати виробника, що надає послуги з резервування у відповідному періоді (місяць) | грн | 100000 | 0 | 0 | 5000 |
| **13** | Витрати виробників на резервування | грн | 8000 | 0 | 0,0 | 1666,7 |
| **14** |  | грн/(Гкал/год) | 2000 | 0 | 0 | 1667 |
| **15** | Загальні витрати Оператора на резервування | грн | 9666,7 | х | х | х |
| **16** | Середньозважена ціна Оператора за резервування потужності | грн/(Гкал/год) | 1933,3 | х | х | х |
| **17** | Плата Оператору за резервування | грн | х | 1559,1 | 1039,4 | 0 |
| **18** | Дохід Оператора від резервування | грн | 2598,6 | х | х | х |
| **19** | Дохід Оператора від резервування з врахуванням витрат на стороннє резервування (доплата за власне резервування) | грн | 931,9 | х | х | х |

Варто зазначити, що для систем централізованого теплопостачання загальна потужність котелень, що працюють на твердому паливі, в т.ч. на АВП, як правило вибирається з врахуванням можливості забезпечення базового теплового навантаження. Покриття піків та балансування мереж здійснюється на маневрених котельнях, що працюють на природному газі.

Запропонований підхід буде стимулювати Оператора, що має власні генеруючі потужності, зменшувати умовно-постійні витрати, в т.ч. зменшувати свою надмірну встановлену потужність. Таким чином, будуть створені умови для оптимізації структури генерації. Виробники будуть виводити з експлуатації замортизоване, застаріле та не ефективне обладнання. Запропонований механізм резервування потужності забезпечить надійність роботи системи теплопостачання, а плата за резервування дозволить Оператору частково компенсувати втрати ринку збуту.

# КОНЦЕПЦІЯ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ УКРАЇНИ.

# МОДЕЛЬ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ, ЩО ПРОПОНУЄТЬСЯ ДЛЯ УКРАЇНИ.

У концепції конкурентного ринку теплової енергії, що описана нижче, сформульовано основні принципи, які повинні відкрити ринок генерації теплової енергії для конкуренції та інвестицій. Ця концепція включає законопроект щодо внесення змін до Закону України «Про теплопостачання» від 2 червня 2005 р. №2633-IV та інших законів, що регулюють відносини у сфері теплопостачання, а також пакет підзаконних нормативно-правових актів, що підлягають детальній розробці на другому етапі проекту з наступним затвердженням уповноваженими органами.

Оскільки, на даний час в Україні домінують одноставкові тарифи на теплову енергію, і станом на вересень 2016 року тільки 8 компаній отримали двоставкові тарифи, конценпція конкурентного ринку теплової енергії повинна працювати як для компаній, що отримали одноставкові тарифи, так і для компаній, що отримали двоставкові тарифи.

Передусім, слід звернути увагу на той факт, що у концепції вимагається здійснити **фінансовий анбандлінг** усіх теплопостачальних організацій, тобто ці підприємства будуть зобов’язані вести бухгалтерський облік, а також встановлювати окремі тарифи за всіма видами ліцензійної діяльності (виробництво, транспортування та постачання теплової енергії). Таким чином, існуюча наразі в Україні практика встановлення єдиного тарифу на теплову енергію, без його структуризації на тарифи на виробництво, транспортування і постачання, не може бути продовжена з 1 січня року, наступним за роком, в якому набере чинності розроблений Закон України «Про внесення змін до ЗУ «Про теплопостачання».

Система теплопостачання, до якої входять теплопостачальна організація (що у більшості випадків є основним виробником теплової енергії та оператором), а також один чи більше незалежні виробники, генеруючі установки яких приєднані до теплових мереж цієї системи, стає конкурентною.

Для **формування тарифів** основний виробник теплової енергії готує та подає до НКРЕКП або органів місцевого самоврядування документи на затвердження базових (граничних) регульованих витрат, доходів, ставок тарифу на виробництво теплової енергії, заявивши, зокрема, обсяг відпуску теплової енергії, з урахуванням прогнозних обсягів закупівлі теплової енергії від підключених (або таких що планується до підключення) до теплової мережі незалежних виробників теплової енергії. Методика розрахунку базових (граничних) тарифів підлягає затвердженню НКРЕКП.

Незалежні виробники теплової енергії можуть бути нерегульованими та регульованими. Ціна виробництва теплової енергії нерегульованого виробника встановлюється таким виробником самостійно та остаточно визначається за результатами аукціону із закупівлі теплової енергії. Якщо незалежний виробник теплової енергії перевищує 1/3 загальної частки ринку, у системі теплопостачання, яку він безпосередньо забезпечує тепловою енергією, здійснюється аналіз, за результатом якого встановлюється чи потрібно для такого виробника застосовувати державне регулювання граничних тарифів та інші регуляторні процедури. У разі визнання незалежного виробника регульованим, йому встановлюється граничний тариф, як і для основного виробника, при цьому такий виробник не має права на аукціоні перевищувати рівень встановленого йому тарифу. Визнання незалежних виробників нерегульованими має здійснюватися у порядку, що підлягає затвердженню Кабінетом Міністрів України.

Теплопостачальна організація в конкурентній системі теплопостачання укладає договори на закупівлю певних обсягів теплової енергії з усіма іншими виробниками, які підключені до теплової мережі. Проте, обсяги теплової енергії, що будуть закуплені у інших виробників, не є обов’язковою умовою для договору і визначаються виключно за результатами **щомісячних аукціонів**.

Основний виробник бере участь у аукціонах на загальних підставах, при цьому він заявляє як граничну ціну повний тариф на виробництво теплової енергії. Незалежні виробники теплової енергії конкурують з основним виробником та між собою повним тарифом на виробництво теплової енергії, що включає плату оператору за резервування потужності.

Визначення переможців щомісячного аукціону проводитися за критерієм **найнижчої ціни**. При цьому, якщо ціна теплової енергії з відновлюваного джерела енергії така ж, як і з газового, то пріоритетом закупки є теплова енергія з відновлюваного джерела енергії, незалежно від її обсягу в межах місячного ліміту.

Якщо двоє або більше учасників аукціону, рівні щодо пріоритетності закупівлі теплової енергії, запропонували однакову ціну, вони можуть, за вимогою оператора, подати повторні пропозиції, в яких можуть зменшити пропоновані ціни. Коли аукціон завершено і результати опубліковано, виробники зобов’язані відпустити теплову енергію у мережу у заявлених на аукціоні обсягах на вимогу оператора теплової мережі. Але фактичні обсяги теплової енергії, що закуповуються, коригуються з урахуванням фактичної потреби споживачів відповідно до кліматологічних факторів. При цьому, у кожну окрему добу закуповується теплова енергія від найдешевшого виробника у межах його добового ліміту, решта закуповується у наступного за величиною тарифу виробника у межах його ліміту, або якщо потреба у тепловій енергії менша, то обсяг закупки відповідно знижується, якщо потреба у тепловій енергії більша, то обсяг закупки збільшується понад добовий ліміт.

У випадку, якщо виробник теплової енергії – переможець аукціону, не виконав в повному зобов`язання щодо обсягу виробництва теплової енергії перед оператором, оператор закуповує необхідний обсяг теплової енергії у іншого виробника - учасника аукціону, який запропонував теплову енергію за ціною, вищою ніж такий переможець аукціону, але нижчою ніж усі інші учасники аукціону. При цьому, виробник теплової енергії, який не виконав свої зобов`язання, компенсує (сплачує) шляхом взаємозаліку оператору додаткові витрати за придбання частини теплової енергії за підвищеною ціною у іншого виробника.

За результатами проведення щомісячного аукціону, де купується теплова енергія за найнижчими цінами, теплопостачальна організація (оператор) формує тариф на теплову енергію для кінцевих споживачів, виходячи із середньозважених тарифів на виробництво теплової енергії. Таким чином, тариф на теплову енергію для кінцевих споживачів також змінюється щомісячно. А обсяг теплової енергії, що втрачається в мережах закуповується оператором, як транспортувальником теплової енергії, та враховується в тарифі на транспортування теплової енергії.

Передбачається, що НКРЕКП дозволить дві опції для основного виробника: розраховувати тариф на виробництво теплової енергії та виходити з ним на аукціон окремо на кожну котельню, або проводити такі розрахунки в цілому по підприємству. При цьому основний виробник зможе застосовувати лише одну опцію у певний регуляторний період. Порядок проведення аукціонів та стандартний договір купівлі-продажу теплової енергії підлягає затвердженню НКРЕКП.

Основоположною передумовою функціонування конкурентного ринку теплової енергії є також забезпечення безперешкодного **доступу незалежних виробників до теплових мереж**.

Підключення до теплових мереж має бути економічно і технічно обґрунтованим, прозорим і недискримінаційним та забезпечувати реалізацію права споживачів отримувати тепло за найнижчих цін.

Оператор теплової мережі зобов'язанийпідключити до теплових мереж установки всіх незалежних виробників теплової енергії, за умови додержання ними технічних вимог, а також якості та надійності виробництва та постачання. Витрати на приєднання до теплової мережі відшкодовує незалежний виробник теплової енергії. Порядок та умови приєднання до теплових мереж підлягають затвердженню НКРЕКП.

Важливою частиною конкурентної моделі ринку теплової енергії, є питання **резервування потужностей** та методика визначення плати за таке резервування. Резервування виробничих теплоенергетичних потужностей є обов’язковим. Резерв можуть проводити як незалежні виробники теплової енергії, так і основний виробник, проте, як правило це резервування забезпечує основний виробник. У разі, коли незалежні виробники теплової енергії не здійснюють резервування своїх потужностей, вони сплачують за це основному виробнику, згідно укладених договорів, а ці витрати відповідно враховуються у тарифах на виробництво теплової енергії незалежними виробниками. Методика розрахунку плати за резервування теплової потужності підлягає затвердженню НКРЕКП.

Не менш важливою для умовою функціонування ринку теплової енергії є **відміна заборони на приватизацію** об’єктів теплоенергетики комунальної форми власності, що встановлена ч. 2 ст. 5 ЗУ «Про приватизацію державного майна». Однак, у разі зняття такої заборони, приватизація не повинна здійснюватися необгрунтовано. Визначення доцільності та прийняття рішення про приватизацію джерел теплової енергії повинно здійснюватися органами місцевого самоврядування, при цьому теплотранспортуючі організації та теплові мережі залишаються в комунальній власності та не підлягають приватизації. Крім того, органи місцевого самоврядування повинні забезпечити покладення на покупців експлуатаційних зобов’язань по здійсненню виробництва теплової енергії, залишаючи при цьому певний відсоток джерел теплової енергії у комунальній власності, та інвестиційних зобов’язань щодо модернізації та технічного переоснащення приватизованих джерел теплової енергії, впровадження використання альтернативних джерел енергії.

За умови функціонування конкурентного ринку теплової енергії прогнозується збільшення кількості непорозумінь, розбіжностей, а як наслідок спорів між незалежними виробниками теплової енергії та між ними і операторами. У зв’язку з цим, НКРЕКП набуває нових функції щодо розгляду у досудовому порядку таких спорів. Порядок проведення досудового врегулювання спорів підлягає затвердженню НКРЕКП.

Отже, основними умовами функціонування конкуренції ринку теплогенерації є:

1) тариф на теплову енергію для кінцевих споживачів в результаті конкуренції виробників не повинен бути вищим, ніж за умови відсутності такої конкуренції;

2) стимулювання заміщення природного газу на альтернативні види палива не повинно здійснюватися лише адміністративними методами, а повинно забезпечуватися і за рахунок залучення приватного капіталу за допомогою ринкових методів, при цьому інвестиційні ризики не повинні переноситися на кінцевого споживача та підвищувати його плату за теплову енергію;

3) здійснення теплопостачальними організаціями фінансового анбандлінгу та встановлення окремих тарифів за всіма видами ліцензійної діяльності (виробництво, транспортування та постачання теплової енергії);

4) проведення у конкурентних системах теплопостачання щомісячних аукціонів на закупівлю теплової енергії у прогнозних обсягах для наступного місяця. Ціна теплової енергії, за якою вона закуповується у незалежних виробників на аукціоні, не повинна перевищувати граничний тариф на виробництво теплової енергії основного виробника;

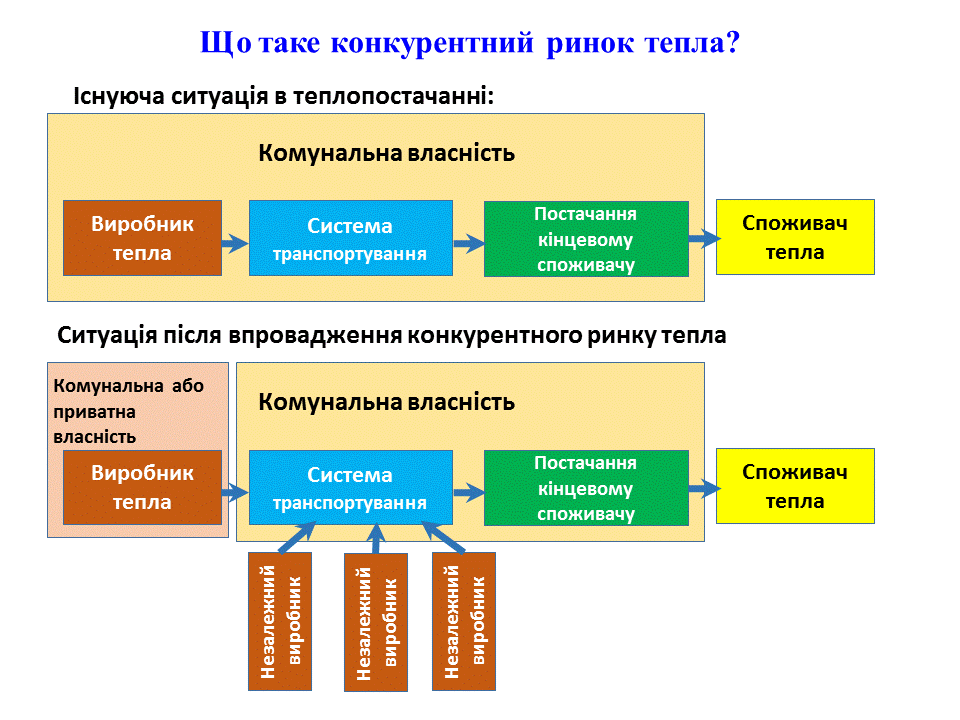
5) реалізація безперешкодного доступу незалежних виробників до теплових мереж;

6) забезпечення резервування потужностей.

У зв’язку з цим, окремій розробці та затвердженню уповноваженими органами підлягають:

* Правила і процедури відпуску незалежними виробниками теплової енергії у теплові мережі централізованої системи теплопостачання;
* Стандартний договір купівлі-продажу теплової енергії у незалежних виробників;
* Методика розрахунку базових (граничних) тарифів та плати за резервування теплової потужності.
* Порядок визначення суб’єктів господарювання у сфері централізованого теплопостачання, що не підлягають державному регулюванню;
* Порядок та умови приєднання до теплових мереж;
* Порядок проведення досудового врегулювання спорів.

Усі ці підзаконні нормативно-правові акти забезпечать реалізацію норм Закону України «Про внесення змін до ЗУ «Про теплопостачання» та реальне функціонування конкурентної моделі ринку теплової енергії.

Модель конкурентного ринку теплової енергії, що пропонується для впровадження в Україні представлена на **Рис. 24.** 

**Рис. 24.** Модель конкурентного ринку тепла, що пропонується для впровадження в Україні.

# ПОРІВНЯННЯ ЗАПРОПОНОВАНОЇ МОДЕЛІ РИНКУ ТЕ В УКРАЇНІ З ІСНУЮЧОЮ НИНІ ПРАКТИКОЮ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № | **Існуюча зараз практика** | **Модель ринку, що пропонується** |
| 1 | Виробник може продавати ТЕ як оператору, так і кінцевому споживачу. | Виробник може продавати ТЕ тільки оператору – модель «єдиного покупця». |
| 2 | Тариф на виробництво ТЕ основним виробникам/ операторам встановлюється НКРЕКП, або органами місцевого самоврядування. | Граничний тариф на виробництво ТЕ основним виробникам/ операторам встановлюється НКРЕКП, або органами місцевого самоврядування. |
| 3 | Тариф на виробництво ТЕ незалежним виробникам з ВДЕ встановлюється НКРЕКП. | Тариф на виробництво ТЕ нерегульованим незалежним виробникам встановлюється як результат їх участі в аукціонах. |
|  |  | Граничний тариф на виробництво ТЕ регульованим незалежним виробникам встановлюється НКРЕКП або органами місцевого самоврядування. |
| 4 | Оператор чи НВ не можуть відступати від встановленого тарифу. | Всі виробники можуть відступати від встановленого граничного тарифу в сторону зменшення. |
| 5 | Тарифи на виробництво ТЕ оператором чи НВ встановлюється, як правило, на весь опалювальний сезон. | Тарифи на виробництво ТЕ оператором чи НВ є результатом аукціонів і можуть змінюватись щомісяця. |
| 6 | На практиці аукціонів на закупку ТЕ не існує. | Оператори (при наявності одного чи більше НВ) зобов’язані проводити щомісячні аукціони на закупівлю ТЕ. При цьому ціна ТЕ на аукціоні не може перевищувати граничну ціну оператора |
| 7 | Правила підключення незалежних виробників до теплових мереж «нелояльні» до НВ, і допускають висунення необґрунтованих вимог з боку оператора. Підзаконні механізми прописані не в повній мірі. | Буде запроваджено прозорий механізм приєднання незалежних виробників до тепломереж, і створені недискримінаційні правила для цього. |
| 8 | Вимога встановлення окремих тарифів за видами діяльності (виробництво, транспортування, постачання) існує на рівні постанови НКРЕКП, проте запроваджена тільки для 51 підприємства. | Вимога встановлення окремих тарифів за видами діяльності (виробництво, транспортування, постачання) встановлена на рівні закону, і має бути запроваджена для 100% підприємств. |
| 9 | Вимога фінансового анбандлінгу - ведення фінансового обліку за окремими видами діяльності (виробництво, транспортування, постачання) - існує на рівні постанови НКРЕКП, проте майже не виконується на практиці. | Вимога фінансового анбандлінгу - ведення фінансового обліку за окремими видами діяльності (виробництво, транспортування, постачання) - встановлена на рівні закону, і має бути запроваджена для 100% підприємств. |
| 10 | Згідно ЗУ «Про приватизацію державного майна» приватизації не підлягають об’єкти … інженерної інфраструктури … , включаючи мережі, споруди, устаткування, які пов’язані з постачанням … тепла…. | Знімається заборона на приватизацію об’єктів теплогенерації, що перебувають в державній/ комунальній формі власності – анбандлінг власності. Теплові мережі залишаються в державній/ комунальній власності та не підлягають приватизації. |

# КОНЦЕПТУАЛЬНІ ПРАВКИ, ЩО НЕОБХІДНІ В НОРМАТИВНО-ПРАВОВИХ АКТАХ УКРАЇНИ ДЛЯ ЗАПРОВАДЖЕННЯ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **#** | **Текст існуючого документу України** | **Концепція тексту запропонованої зміни або доповнення** | **Нормативно-правовий акт України, що буде виправлений** |
|  |  |  |  |
| **Принципи державної політики** | **Ст. 6 ЗУ «Про теплопостачання»**  Державна політика у сфері теплопостачання базується на принципах:  формування цінової та тарифної політики;  сприяння розвитку конкурентних відносин на ринку теплової енергії. | Державна політика у сфері теплопостачання базується на принципах:  забезпечення споживачів тепловою енергією за **найнижчих цін**;  забезпечення **реальної та ефективної конкуренції** на ринку теплової енергії;  забезпечення прозорості та відкритості на ринку теплової енергії; | Ст. 6 ЗУ «Про теплопостачання» від 02.06.2005 р. №2633-IV. |
|  |  |  |  |
| **Конкурентна система теплопостачання** | **Ст. 2 ЗУ «Про теплопостачання»**  **система централізованого теплопостачання** - сукупність джерел теплової енергії, магістральних та місцевих (розподільчих)  теплових мереж, що об'єднані між собою та використовуються для теплозабезпечення споживача, населеного пункту, яка включає  системи децентралізованого та помірно-централізованого теплопостачання;  **система децентралізованого теплопостачання** - сукупність джерел теплової енергії потужністю від 1 до 3 Гкал/год, місцевих (розподільчих) теплових мереж;  **система помірно-централізованого теплопостачання** - сукупність  джерел теплової енергії потужністю від 3 до 20 Гкал/год, магістральних та/або місцевих (розподільчих) теплових мереж.  **тариф (ціна) на теплову енергію** - грошовий вираз витрат на виробництво, транспортування, постачання одиниці теплової енергії (1 Гкал) з урахуванням рентабельності виробництва, інвестиційної  та інших складових, що визначаються згідно із методиками, розробленими національною комісією, що здійснює державне  регулювання у сфері комунальних послуг. | **Конкурентна система теплопостачання** – це організаційно-технічний комплекс, призначений для виробництва і постачання теплової енергії споживачам, до якого входять **теплопостачальна організація (оператор)** та **одна чи більше незалежна теплогенеруюча організація**, генеруючі установки яких приєднані до теплових мереж цієї системи.  **теплопостачальна організація в конкурентній системі теплопостачання (оператор) –** це суб'єкт господарської діяльності з постачання споживачам теплової енергії, який оголошує та проводить аукціон на закупівлю теплової енергії, а також може здійснювати виробництво теплової енергії в конкурентній системі теплопостачання.  **незалежна теплогенеруюча організація в конкурентній системі теплопостачання (незалежний виробник) -** це суб'єкт господарської діяльності, який має у власності або користуванні теплогенеруюче обладнання, виробляє теплову енергію та здійснює її продаж оператору за договором купівлі-продажу теплової енергії у обсязі та за ціною, що визначаються за результатами аукціону на закупівлю теплової енергії.  **аукціон на закупівлю теплової енергії в конкурентній системі теплопостачання –** цеконкурентний спосіб визначення теплогенеруючих організацій, що пропонують **найнижчий тариф (ціну) на виробництво теплової енергії**, в яких здійснюється закупівля теплової енергії, в обсязі, що необхідний споживачам цієї системи. | Ст. 2 ЗУ «Про теплопостачання» від 02.06.2005 р. №2633-IV. |
|  |  |  |  |
| **Фінансовий анбандлінг** | У ЗУ «Про теплопостачання» вимога забезпечити фінансовий анбандлінг відсутня. Однак **Постанови НККП про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з виробництва, транспортування, постачання теплової енергії №276, 277 та 278** передбачають вимогуведення бухгалтерського обліку господарської діяльності з виробництва, транспортування та постачання теплової енергії окремо від обліку інших видів діяльності відповідно до національних положень (стандартів) бухгалтерського обліку. | **З 1 січня року,** наступним за роком, в якому набере чинності ЗУ «Про внесення змін до ЗУ «Про теплопостачання», всі теплопостачальні організації, в т. ч. оператори, **зобов’язані вести облік доходів і витрат окремо за видами діяльності** з виробництва, транспортування та постачання теплової енергії відповідно до національних положень (стандартів) бухгалтерського обліку. | ЗУ «Про теплопостачання» від 02.06.2005 р. №2633-IV. |
| **Встановлення окремих тарифів за усіма видами діяльності (виробництво, транспортування і постачання теплової енергії)** | **Відсутній у ЗУ «Про теплопостачання».** | Тарифи на виробництво, транспортування та постачання теплової енергії розраховуються суб’єктами господарювання у сфері теплопостачання та встановлюються уповноваженими органами окремо для кожного виду діяльності у сфері теплопостачання.  Встановлення тарифів на виробництво, транспортування та постачання теплової енергії здійснюється з урахуванням витрат за кожним видом діяльності. Розподіл витрат здійснюється в установленому законодавством порядку. | Ст. 20 ЗУ «Про теплопостачання» від 02.06.2005 р. №2633-IV. |
| **Порядок формування тарифів при виробництві, транспортуванні та постачанні теплової енергії** | **Постанова НКРЕКП № 377 від 24.03.2016** «Про затвердження Порядку формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з централізованого опалення і постачання гарячої води».  **Постанова КМУ № 869 від 1.06.2011 р.** «Про забезпечення єдиного підходу до формування тарифів на житлово-комунальні послуги». | **Необхідно прийняти Постанову НКРЕКП**, що встановлює механізм формування тарифів при виробництві, транспортуванні та постачанні теплової енергії для забезпечення єдиного підходу до формування тарифів при виробництві теплової енергії з використанням традиційних палив, і нетрадиційних та поновлюваних джерел енергії. | Необхідно прийняти Постанову НКРЕКП. |
|  |  |  |  |
| **Аукціони на закупівлю теплової енергії** | **Ч. 2, 3 ст. 21 ЗУ «Про теплопостачання»**  Якщо до магістральної або місцевої теплової мережі теплопостачальної організації приєднані дві або декілька теплогенеруючих організацій, то встановлення пріоритетності укладання **договорів на закупівлю теплової** енергії від них здійснюється **на конкурентних засадах**. **Конкурс** організовує виконавчий орган міської або селищної ради в порядку, встановленому законодавством.  Якщо теплопостачальна організація має свої теплогенеруючі потужності, участь у конкурсі на закупівлю теплової енергії цієї організації є обов’язковою. | У конкурентних системах теплопостачання оператором кожного місяця **обов’язково** оголошується та проводиться **аукціон на закупівлю теплової енергії**.  Учасниками аукціону є **незалежні виробники**, з якими укладено договір купівлі-продажу теплової енергії, та **оператор**.  Учасники аукціону подають оператору прогноз **кількості** теплової енергії та **тариф (ціну) на виробництво теплової енергії** на наступний місяць.  Якщо учасники пропонують різний тариф (ціну) на виробництво теплової енергії, оператор зобов’язаний купувати теплову енергію у того учасника, що пропонує **найнижчий тариф (ціну)**.  Ціна виробництва теплової енергії, що закуповується у незалежних виробників в конкурентній системі теплопостачання, **не може бути вища**, ніж тариф на виробництво теплової енергії оператора.  Якщо учасники пропонують **однаковий тариф (ціну)** на виробництво теплової енергії, **оператор зобов’язаний** купувати теплову енергію відповідно до **пріоритетів**, що виробляється на:   1. когенераційних установках, що використовують ВДЕ; 2. інших установках, що використовують ВДЕ; 3. установках, що використовують скидну теплоту промисловості чи спалювання відходів; 4. інших когенераційних установках; 5. з викопних палив. | Ст. 21 ЗУ «Про теплопостачання» від 02.06.2005 р. №2633-IV. |
| **Порядок проведення аукціонів на закупівлю теплової енергії** | **Відсутній** | Для участі в аукціоні учасники подають оператору необхідну інформацію в запечатаному конверті не пізніше 20 числа поточного календарного місяця.  Наступного дня комісія оператора здійснює відкриття конвертів з оформленням відповідного **протоколу**.  Не пізніше ніж 25 числа поточного календарного місяця оператор **зобов'язаний публічно** (на своєму сайті) опублікувати отримані повідомлення, список незалежних виробників і кількість теплової енергії, яка буде куплена від кожного незалежного виробника протягом наступного календарного місяця.  Оператор публікує також кількість теплової енергії, що буде вироблена на його власних генеруючих потужностях.  Якщо кількість заявленої до продажу теплової енергії на наступний місяць перевищує потреби споживачів у конкурентній системі теплопостачання, оператор купує її відповідно до встановленого пріоритету. У цьому випадку постачальник повинен негайно повідомити окремих незалежних виробників, що кількість теплової енергії, що купується у них, буде зменшена або вона не буде придбана.  Якщо кількість заявленої до продажу теплової енергії на наступний місяць перевищує попит відповідної системи теплопостачання, а незалежні виробники запропонували **однакову ціну та мають однаковий пріоритет**, оператор протягом двох днів публікує інформацію від таких виробників.  Незалежні виробники теплової енергії мають право протягом одного дня надати нові повідомлення в запечатаних конвертах, які розкриваються наступного дня. В цьому випадку необхідна кількість теплової енергії купується від незалежного виробника теплової енергії, який запропонував найменшу ціну.  Якщо незалежний виробник теплової енергії, що в повторному повідомленні запропонував найменшу ціну, не може забезпечити всієї потреби в тепловій енергії, решта необхідної кількості теплової енергії купується від іншого незалежного виробника теплової енергії, що вказав у новому повідомленні найменшу ціну.  Якщо нове повідомлення не надав жоден із незалежних виробників теплової енергії, вважається, що незалежні виробники теплової енергії підтримують пропозиції, вказані в повідомленнях, опублікованих до 20 числа поточного місяця.  В цьому випадку кількість теплової енергії, що купується від кожного незалежного виробника теплової енергії, встановлюється пропорційно кількості теплової енергії, що вказана незалежним виробником теплової енергії, як можлива до постачання в мережу протягом наступного календарного місяця. | Ст. 21 ЗУ «Про теплопостачання» від 02.06.2005 р. №2633-IV. |
|  |  |  |  |
| **Забезпечення відкритості та прозорості закупівель теплової енергії** | **Відсутній** | Щомісячно до 25 числа поточного місяця Оператор зобов'язаний публічно оголошувати інформацію про прогнозовану щомісячну потребу в тепловій енергії на найближчі 12 місяців, про кількість теплової енергії, яку планується купити і реалізувати споживачам.  Незалежний виробник теплової енергії зобов'язаний щомісячно (до 10 числа) і публічно оголошувати про кількість теплової енергії, виробленої за минулий звітний місяць з відновлюваних джерел енергії та виробленої з викопного палива.  Оператор не пізніше ніж до 15 числа кожного місяця оголошує інформацію про фактичну потребу в тепловій енергії за минулий місяць, про кількість теплової енергії, виробленої за допомогою власних виробничих потужностей, і про кількість теплової енергії, купленої від кожного незалежного виробника теплової енергії. | Ст. 21, 25 ЗУ «Про теплопостачання» від 02.06.2005 р. №2633-IV. |
|  |  |  |  |
| **Порядок формування ціни теплової енергії незалежними виробниками, що мають намір реалізовувати її через аукціони** | **Відсутній** | Незалежний виробник теплової енергії формує **ціну теплової енергії**:  1) вільно, у разі якщо його діяльність є нерегульованою;  2) не вище ціни, що встановлена йому НКРЕКП, у разі якщо його діяльність є регульованою;  3) за угодою між ним і Оператором на період дослідної експлуатації, в тому числі пусконалагоджувальних робіт. | Ст. 20 ЗУ «Про теплопостачання» від 02.06.2005 р. №2633-IV. |
| **Порядок визнання незалежних виробників теплової енергії нерегульованими** | **Відсутній** | **Нерегульований виробник теплової енергії** – незалежний виробник теплової енергії, для якого встановлення тарифу на теплову енергію Комісією або органами місцевого самоврядування не є обов’язковим. Визнання виробника теплової енергії нерегульованим здійснюється відповідно до Порядку.  Тариф на теплову енергію нерегульованого виробника теплової енергії встановлюється таким виробником на власний розсуд та остаточно визначається за результатами аукціону із закупівлі теплової енергії. | Ст. 1, 20 ЗУ «Про теплопостачання» від 02.06.2005 р. №2633-IV.  **Необхідно розробити окремий Порядок визнання незалежних виробників теплової енергії нерегульованими** |
|  |  |  |  |
| **Порядок проведення досудового врегулювання спорів** | **Відсутній** | **Порядок проведення досудового врегулювання спорів** повинен бути затверджений Постановою НКРЕКП. Порядок поширюється на **суб’єктів господарювання**, що здійснюють діяльність у сфері теплопостачання, а також на **споживачів** теплової енергії.  НКРЕКП розглядає спори, що виникають між суб’єктами господарювання, що здійснюють діяльність у сфері теплопостачання, а також між ними та споживачами стосовно **дій або бездіяльності таких суб’єктів у процесі виробництва, транспортування та постачання** теплової енергії, дотримання суб’єктами господарювання ліцензійних умов, якості надання товарів і послуг споживачам, плати за спожиту енергію та ін. спори, віднесені до компетенції НКРЕКП.  Розглядаючи спори в позасудовому порядку, НКРЕКП приймає наступні **рішення**:  1) **процедурні рішення**, включаючи рішення про відмову в розгляді спору, призупиненні або припиненні розгляду спору, і інші рішення, що припиняють подальший розгляд спору.  2) **рішення про вирішення спору по суті**.  До звернення до НКРЕКП заявник повинен звернутися до оскаржуваного суб’єкта господарювання. Однак, в будь якому випадку заявник має право звернутися безпосередньо до суду.  Заявник має право звертатися до НКРЕКП з метою захисту його порушених або оскаржуваних прав або законних інтересів, якщо він незадоволений відповіддю оскаржуваного суб’єкта господарювання, і з дня звернення до оскаржуваного суб’єкта господарювання пройшов **не більше** **ніж один рік**.  Спір має бути розглянуто і рішення про вирішення спору по суті прийнято не пізніше ніж упродовж **90 днів** з дня отримання НКРЕКП заяви про розгляд спору і необхідних документів.  Рішення НКРЕКП, прийняті після розгляду спору, набувають чинності і **є обов'язковими** до виконання, якщо протягом 30 днів після прийняття НКРЕКП рішення про вирішення спору по суті, жодна із сторін спору не подає позов до суду. | Ст. 16, 17 ЗУ «Про теплопостачання» від 02.06.2005 р. №2633-IV; ЗУ «Про НКРЕКП» (у разі його прийняття).  Необхідно прийняти Постанову НКРЕКП |
| **Оскарження рішень, дій чи бездіяльності в конкурентній системі ЦТ** | **Відсутній** | До повноважень НКРЕКП належить досудовий розгляд спорів, що виникають у конкурентних системах теплопостачання щодо:   * підключення незалежних виробників до теплових мереж (місце встановлення теплообмінника, технічні вимоги до нього, висновок оператора про неналежне виконання умов підключення, умови попереднього договору купівлі-продажу); * оплати компенсації за резервування; * оскарження результатів аукціонів; * та інші спори.   Рішення НКРЕКП, прийняті після розгляду спору, **є обов'язковими** до виконання і лише суд може скасувати їх. | Ст. 16, 17 ЗУ «Про теплопостачання» від 02.06.2005 р. №2633-IV; ЗУ «Про НКРЕКП» (у разі його прийняття). |
|  | | | |
| **Правила приєднання до теплових мереж** | **«Правила приєднання до теплових мереж», затверджені Постановою НКРКП № 343 від 19.10.2012.** регулюють відносини, які виникають у процесі приєднання **тепловикористальних або теплогенеруючих** установок до теплових мереж. | **Новий Порядок приєднання до теплових мереж теплогенеруючих установок** повинен бути затверджений Постановою НКРЕКП. Регулювання підключення тепловикористальних установок споживачів повинно здійснюватися окремо. | «Правила приєднання до теплових мереж» затверджені Постановою НКРКП № 343 від 19.10.2012.  Необхідно прийняти Постанову НКРЕКП. |
| **Приєднання до теплових мереж. Загальні передумови співпраці** | **«Правила приєднання до теплових мереж», затверджені Постановою НКРКП № 343 від 19.10.2012.**  Попереднього інформування про необхідну інформацію щодо підключення не передбачено.  П. 1.4. З метою приєднання об’єкта до теплових мереж замовник звертається до власника цих мереж із заявою для отримання **згоди.**  П. 1.5. Власник протягом 10 днів з дати отримання заяви на приєднання повідомляє замовника про згоду або неможливість приєднання та/або надає інші варіанти щодо приєднання об'єкта. | Власник мережі зобовязаний розміщувати необхідну інформацію щодо приєднання (середня та максимальна потреба в теплоті, підключені виробники тощо). | «Правила приєднання до теплових мереж», затверджені Постановою НКРКП № 343 від 19.10.2012.  Необхідно прийняти Постанову НКРЕКП. |
| **Отримання додаткової інформації про приєднання до тепломережі.** | **Відсутній** | Замовник має право подати власникові мережі письмовий запит про надання **додаткової інформації** про технічну можливість підключення і вимоги для цього. Постачальник протягом 15 днів зобов'язаний надати детальну інформацію про точки підключення до мережі, із зазначенням раціональної точки підключення. | Необхідно прийняти Постанову НКРЕКП. |
| **Видача технічних умов приєднання до теплових мереж** | **«Правила надання і погодження технічних умов підключення до ТМ» затвердженні Постановою НКРЕ № 1232 від 29.10.2009 р.**  **п.2.10 «Правил приєднання до теплових мереж», що затверджені Постановою НКРКП № 343 від 19.10.2012 р.** передбачає перелік відомостей, що повинні містити технічні умови. Строк видачі-15 днів, в складних випадках-20 днів.  Обов’язкової вимоги приєднання через теплообмінник не передбачено, однак це і не заборонено. | Замовник подає **заяву** про видачу технічних умов з інформацією про установку, в т.ч. вид палива та бажану точку підключення.  Постачальник протягом 15 днів видає технічні умови, в т.ч. вказує місце розміщення теплообмінника, пункт обліку теплової енергії, тиск та температуру теплоносія.  В технічних умовах приєднання не може бути інших вимог, за винятком вимог забезпечення надійної, безпечної, якісної роботи установок і тепломережі, а також вимог забезпечення надійного, якісного постачання теплової енергії споживачам теплової енергії **за найнижчих цін**.  Обов’язкова умова приєднання теплогенеруючих установок через теплообмінник. | «Правила приєднання до теплових мереж» затверджені Постановою НКРКП № 343 від 19.10.2012.  Необхідно прийняти Постанову НКРЕКП.  «Правила надання і погодження ТУ підключення до ТМ», що затверджені Постановою НКРЕ № 1232 від 29.10.2009 –  **Постанова підлягає скасуванню після прийняття Постанови НКРЕКП, що регулюватиме порядок приєднання генеруючих установок до теплових мереж.** |
| **Вибір точки приєднання** | **«Правила приєднання до теплових мереж» затверджені Постановою НКРКП № 343 від 19.10.2012 р.**  Точка приєднання - запроектована або фактично існуюча межа балансової належності.  **«Правила надання і погодження технічних умов підключення до теплових мереж» затвердженні Постановою НКРЕ № 1232 від 29.10.2009 р.**  Принципи вибору точки приєднання не зазначені і є виключно рішенням власника мережі. | Замовник має право зазначити бажану точку приєднання, а власник мережі **зобов’язаний** видати технічні умови для приєднання в цій точці за умови відшкодування замовником всіх витрат.  Точка приєднання вибирається така, що відповідає раціональній схемі теплопостачання і є найближчою до генеруючого обладнання, що підключається, якщо технологічно і економічно з точки зору вигоди споживачів не існує кращої точки для приєднання. Вибір точки приєднання здійснюється на основі встановлених принципів. | «Правила приєднання до теплових мереж» затверджені Постановою НКРКП № 343 від 19.10.2012.  Необхідно прийняти Постанову НКРЕКП. |
| **Умови для надання відмови у приєднанні** | **«Правила приєднання до теплових мереж» затверджені Постановою НКРКП № 343 від 19.10.2012 р.**  Якщо на дату звернення замовника відсутня технічна можливість приєднання об'єкта до теплових мереж у відповідній точці приєднання і при цьому у схваленій в установленому порядку інвестиційній програмі власника не передбачені заходи з перспективи розвитку сфери теплопостачання та зняття технічних обмежень, які забезпечать технічну можливість приєднання об'єкта до теплових мереж, власник протягом 30 днів звертається до органу місцевого самоврядування щодо внесення змін до затвердженої схеми теплопостачання в частині забезпечення технічної можливості приєднання об'єкта до теплових мереж з додаванням заяви на приєднання. У разі відмови відповідного органу місцевого самоврядування, який затвердив схему теплопостачання, у внесенні змін до схеми теплопостачання в частині заходів, що забезпечать можливість приєднання об'єкта замовника до теплових мереж, власник відмовляє замовнику у приєднанні у зв’язку з відсутністю технічної можливості приєднання. | У разі відхилення власником мережі точки приєднання до тепломережі, вибраної потенційним незалежним виробником теплової енергії, в технічних умовах приєднання до тепломережі власник вказує іншу раціональну точку приєднання до тепломережі, а також обставини вибору такої точки приєднання. | «Правила приєднання до теплових мереж» затверджені Постановою НКРКП № 343 від 19.10.2012.  Необхідно прийняти Постанову НКРЕКП. |
| **Укладення договору про приєднання до теплових мереж** | **Типовий договір про приєднання до теплових мереж (Додаток до «Правил приєднання до теплових мереж», що затверджені Постановою НКРКП № 343 від 19.10.2012 р.).** У договорі зазначаються:  1) дані і реквізити сторін;  2) зобов'язання Замовника щодо виконання робіт, необхідних для виконання вимог, встановлених в технічних умовах підключення до тепломережі;  3) внесення плати за приєднання;  4) строки та умови приєднання. | Замовник і власник теплових мереж укладають договір приєднання до теплових мереж.  У Постанові НКРЕКП про затвердження Правил приєднання до теплових мереж необхідно:  1) передбачити порядок укладання договору приєднання до теплових мереж;  2) розширити істотні умови договору;  3) надати сторонам можливість встановлювати умови договору за взаємною згодою;  4) визначити момент приєднання;  5) момент припинення строку дії договору. | «Правила приєднання до теплових мереж», затверджені Постановою НКРКП № 343 від 19.10.2012.  Необхідно прийняти Постанову НКРЕКП. |
| **Вимоги до якості передачі теплової енергії** | **«Правила технічної експлуатації теплових установок та мереж» затверджені Наказом Міністерства палива та енергетики України № 71 від 14.02.2007.**  **«Правила користування тепловою енергією» затверджені Постановою Кабінету Міністрів України № 1198 від 3.10.2007 та «Правила надання послуг з централізованого опалення, постачання холодної та гарячої води і водовідведення та типового договору про надання послуг з централізованого опалення, постачання холодної та гарячої води і водовідведення» затверджені ПОСТАНОВОЮ Кабінету Міністрів України № 630 від 21.07.2005**  Вимоги до якості для випадку підключення незалежних виробників відсутні. | Відхилення параметрів теплоносія незалежного виробника теплової енергії від режиму мережі, встановленого диспетчером постачальника теплової енергії (у місці мережі, в якому установлено прилади обліку теплової енергії) мають бути не більш, ніж:  - температура води, що подається в тепломережу, ± 5 °С;  - тиск у подавальному трубопроводі ±5%. | «Правила технічної експлуатації теплових установок та мереж» затверджені Наказом Міністерства палива та енергетики України № 71 від 14.02.2007  Постаноа Кабінету Міністрів України № 1198 від 3.10.2007  Постанова Кабінету Міністрів України № 630 від 21.07.2005 р. |
|  | | | |
| **Зняття заборони на приватизацію об’єктів теплоенергетики комунальної форми власності** | **ч. 2 ст. 5 ЗУ «Про приватизацію державного майна»**  Приватизації не підлягають об’єкти, що мають загальнодержавне значення: об’єкти інженерної інфраструктури та благоустрою міст, інших населених пунктів, включаючи мережі, споруди, устаткування, які пов’язані з постачанням споживачам води, газу, тепла, а також відведенням і очищенням стічних вод. | Приватизації не підлягають об’єкти, що мають загальнодержавне значення: об’єкти інженерної інфраструктури та благоустрою міст, інших населених пунктів, включаючи мережі, споруди, устаткування, які пов’язані з постачанням споживачам води, газу, тепла **(крім джерел теплової енергії комунальної власності)**, а також відведенням і очищенням стічних вод.  **Теплотранспортуючі організації** та теплові мережі залишаються в комунальній власності та не підлягають приватизації.  Визначення доцільності та прийняття рішення про приватизацію джерел теплової енергії здійснюється **органами місцевого самоврядування**.  Проведення приватизації здійснюється у **порядку**, передбаченому ЗУ «Про приватизацію державного майна».  Органи місцевого самоврядування забезпечують покладення на покупців:  1) **експлуатаційних зобов’язань** по здійсненню виробництва теплової енергії, залишаючи при цьому певний відсоток джерел теплової енергії у комунальній власності, та  2) **інвестиційних зобов’язань** щодо модернізації та технічного переоснащення приватизованих джерел теплової енергії, впровадження використання альтернативних джерел енергії. | ЗУ «Про приватизацію державного майна» від 04.03.1992 р. № 2163-XII; ЗУ «Про теплопостачання» від 02.06.2005 р. №2633-IV. |

# ВИСНОВКИ

До впровадження в Україні рекомендується модель конкурентного ринку що повинна працювати і для одноставкового, і для двоставкового тарифів, без компенсації УПЧТ, але з платою “за резервування” Оператору. Ця модель дає помірне зниження середньозваженого тарифу на теплову енергію для кінцевого споживача, в більшій мірі стимулює Оператора до підвищення ефективності власного виробництва, а також забезпечує справедливу конкуренцію між Оператором та незалежними виробниками.

Ця концепція включає законопроект щодо внесення змін до Закону України «Про теплопостачання» від 2 червня 2005 р. №2633-IV та інших законів, що регулюють відносини у сфері теплопостачання, а також пакет підзаконних нормативно-правових актів, що підлягають детальній розробці на другому етапі проекту з наступним затвердженням уповноваженими органами.

Оскільки, на даний час в Україні домінують одноставкові тарифи на теплову енергію, і станом на вересень 2016 року тільки 8 компаній отримали двоставкові тарифи, конценпція конкурентного ринку теплової енергії повинна працювати як для компаній, що отримали одноставкові тарифи, так і для компаній, що отримали двоставкові тарифи.

Основними умовами функціонування конкурентнго ринку теплогенерації є:

1) тариф на теплову енергію для кінцевих споживачів в результаті конкуренції виробників не повинен бути вищим, ніж за умови відсутності такої конкуренції;

2) стимулювання заміщення природного газу на альтернативні види палива не повинно здійснюватися лише адміністративними методами, а повинно забезпечуватися і за рахунок залучення приватного капіталу за допомогою ринкових методів, при цьому інвестиційні ризики не повинні переноситися на кінцевого споживача та підвищувати його плату за теплову енергію;

3) здійснення теплопостачальними організаціями фінансового анбандлінгу та встановлення окремих тарифів за всіма видами ліцензійної діяльності (виробництво, транспортування та постачання теплової енергії);

4) проведення у конкурентних системах теплопостачання щомісячних аукціонів на закупівлю теплової енергії у прогнозних обсягах для наступного місяця. Ціна теплової енергії, за якою вона закуповується у незалежних виробників на аукціоні, не повинна перевищувати граничний тариф на виробництво теплової енергії основного виробника. Граничний тариф основного виробника формується за встановленою методикою та затверджується НКРЕКП або органами місцевого самоврядування;

5) реалізація безперешкодного доступу незалежних виробників до теплових мереж. Підключення до теплових мереж має бути економічно і технічно обґрунтованим, прозорим і недискримінаційним та забезпечувати реалізацію права споживачів отримувати тепло за найнижчих цін. Витрати на приєднання до теплової мережі відшкодовує незалежний виробник теплової енергії;

6) забезпечення резервування потужностей.

У зв’язку з цим, окремій розробці та затвердженню уповноваженими органами підлягають:

* Правила і процедури відпуску незалежними виробниками теплової енергії у теплові мережі централізованої системи теплопостачання;
* Стандартний договір купівлі-продажу теплової енергії у незалежних виробників;
* Методика розрахунку базових (граничних) тарифів та плати за резервування теплової потужності.
* Порядок визначення суб’єктів господарювання у сфері централізованого теплопостачання, що не підлягають державному регулюванню;
* Порядок та умови приєднання до теплових мереж;
* Процедура вирішення спірних питань.

Усі ці підзаконні нормативно-правові акти забезпечать реалізацію норм Закону України «Про внесення змін до ЗУ «Про теплопостачання» та реальне функціонування конкурентної моделі ринку теплової енергії в Україні.

1. District Heating and Cooling Country by Country 2015 Survey. Euroheat&Power (платний доступ)

   <https://www.euroheat.org/publications/country-country-2015/> [↑](#footnote-ref-1)
2. Harri-Pekka Korhonen. Overview of DH pricing and regulation in Europe. Fortum, 2012 <http://www.lsta.lt/files/events/121204_FORTUM/10_Overview%20of%20DH%20pricing%20and%20regulation%20in%20Europe_H-P%20Korhonen.pdf> [↑](#footnote-ref-2)
3. Regulated third-party access in heat markets: how to organize access conditions. Oxera Agenda June 2014

   <http://www.oxera.com/getmedia/195b43b0-6bd3-4fc4-8b13-df95f80acf2e/Regulated-third-party.pdf.aspx?ext=.pdf> [↑](#footnote-ref-3)
4. <http://annualreport2013.fortum.com/en/sustainability/our-business/heat-distribution/open-district-heat-network/> [↑](#footnote-ref-4)
5. German Competition Authority (Bundeskartellamt)

   <http://www.concurrences.com/auteur/The-German-Competition-Authority?lang=fr> [↑](#footnote-ref-5)
6. <http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/EN/Areas/Energy/Companies/Companies-node.html> [↑](#footnote-ref-6)
7. <https://www.agfw.de/recht/avbfernwaermev/> [↑](#footnote-ref-7)
8. <http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/denmark/name-21778-en.php> [↑](#footnote-ref-8)
9. DERA <http://energitilsynet.dk/tool-menu/english/> [↑](#footnote-ref-9)
10. Danish Competition and Consumer Authority <http://en.kfst.dk/> [↑](#footnote-ref-10)
11. “Теплова енергія. Отримання справедливих умов для користувачів централізованого теплопостачання” (Turning up the heat: Getting a fair deal for District Heating users), 2015

    <http://www.staticwhich.co.uk/documents/pdf/turning-up-the-heat-getting-a-fair-deal-for-district-heating-users---which-report-399546.pdf> [↑](#footnote-ref-11)
12. CMA <https://www.gov.uk/government/organisations/competition-and-markets-authority> [↑](#footnote-ref-12)
13. Excise Taxation Customer Bulletin 21, May 2015 <http://www.tulli.fi/en/finnish_customs/publications/excise_tax/excise_taxation/021.pdf> [↑](#footnote-ref-13)
14. Finnish Energy, Price of District Heating

    <http://energia.fi/en/home-and-heating/district-heating/price-district-heating> [↑](#footnote-ref-14)
15. Finnish Competition and Consumer Authority <http://www.kkv.fi/en/> [↑](#footnote-ref-15)
16. Energy Authority <https://www.energiavirasto.fi/web/energy-authority/energy-authority> [↑](#footnote-ref-16)
17. Finnish Energy <http://energia.fi/en/finnish-energy> [↑](#footnote-ref-17)
18. <http://www.e-control.at> [↑](#footnote-ref-18)
19. Josef Kaufmann, Johann Pressl, Philipp Guler. Fernwärmeversorgung, 2014, 80 p.

    <https://media.arbeiterkammer.at/stmk/Fernwaerme_2014_barrierefrei.pdf> [↑](#footnote-ref-19)
20. Britt Aronson, Stefan Hellmer. An International Comparison of District Heating Markets, 2009. <http://www.svenskfjarrvarme.se/Global/FJ%C3%84RRSYN/Rapporter%20och%20resultatblad/Rapport%20marknad/2009/An%20International%20Comparison%20of%20District%20Hetaing%20Markets.pdf> [↑](#footnote-ref-20)
21. Austrian Competition Authority <http://www.en.bwb.gv.at/Seiten/default.aspx> [↑](#footnote-ref-21)
22. Energimarknadsinspektionen <http://ei.se/en/> [↑](#footnote-ref-22)
23. Konkurrensverket <http://www.konkurrensverket.se/en> [↑](#footnote-ref-23)
24. <http://www.energimyndigheten.se/en/about-us/our-organisation/> [↑](#footnote-ref-24)
25. Swedish Energy Agency <http://www.energimyndigheten.se/en/> [↑](#footnote-ref-25)
26. <http://ei.se/Documents/Publikationer/lagar_pa_engelska/District_Heating_Act.pdf> [↑](#footnote-ref-26)
27. <https://www.hafslund.no/english/districtheating/home/8151> [↑](#footnote-ref-27)
28. Planning and Building Act

    <https://www.iea.org/beep/norway/codes/the-planning-and-building-act-2010.html> [↑](#footnote-ref-28)
29. NVE – Norwegian Water Resources and Energy Directorate <https://www.nve.no/english/> [↑](#footnote-ref-29)
30. АСМ <https://www.acm.nl/en/> [↑](#footnote-ref-30)
31. Джерело: особисті контакти. [↑](#footnote-ref-31)
32. <http://www.autorita.energia.it/it/inglese/about/presentazione.htm> [↑](#footnote-ref-32)
33. Energy Regulatory Office <http://www.ure.gov.pl/en/about-us/presidents-duties/22,Presidents-duties.html> [↑](#footnote-ref-33)
34. Law on Heat Sector<http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/lithuania/name-38843-en.php> [↑](#footnote-ref-34)
35. Law on Energy from Renewable Sources <http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/lithuania/name-38709-en.php> [↑](#footnote-ref-35)
36. NCC <http://www.regula.lt/en/Pages/default.aspx> [↑](#footnote-ref-36)
37. <http://www.regula.lt/en/Pages/prices.aspx> [↑](#footnote-ref-37)
38. Public Utilities Commission <http://www.sprk.gov.lv/lapas/thermal-energy91> [↑](#footnote-ref-38)
39. Estonian Competition Authority (Konkurentsiamet) <http://www.konkurentsiamet.ee/index.php?id=14196> [↑](#footnote-ref-39)
40. Thermal Energy Market Act <http://www.mingo.hr/en/page/kategorija/energy-market-in-the-republic-of-croatia> [↑](#footnote-ref-40)
41. HERA <http://www.hera.hr/en/html/activities.html> [↑](#footnote-ref-41)
42. *англ.* unbundling – розділення [↑](#footnote-ref-42)
43. https://en.wikipedia.org/wiki/Third\_Energy\_Package [↑](#footnote-ref-43)
44. http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF [↑](#footnote-ref-44)
45. http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0094:0136:en:PDF [↑](#footnote-ref-45)
46. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/cold.pdf> [↑](#footnote-ref-46)
47. Krisztina Szendrei & Eise Spijker. District heating systems: Breaking the monopoly? Policy brief, October 2015.

    <http://www.warmtenetwerk.eu/assets/bioteam/JIN-Bioteam-policy-brief-2-on-District-Heating.pdf> [↑](#footnote-ref-47)
48. *Синергія* - це сумарний ефект, який полягає у тому, що при взаємодії двох або більше факторів їх дія суттєво переважає ефект кожного окремого компонента у вигляді простої їх суми (визначення з Вікіпедії). [↑](#footnote-ref-48)
49. Third Party Access (ТРА) <https://en.wikipedia.org/wiki/Third-party_access> [↑](#footnote-ref-49)
50. <http://www.paiz.gov.pl/polish_law/renewable_energy> [↑](#footnote-ref-50)
51. District Heating System Ownership Guide <http://projects.bre.co.uk/DHCAN/pdf/OwnershipManagement.pdf> [↑](#footnote-ref-51)
52. Структура ринку та власності підприємств централізованого теплопостачання в європейських країнах. Аналітична записка. ДАЕЕ, 2015. [↑](#footnote-ref-52)
53. Датська асоціація централізованого теплопостачання (Danish District Heating Association – Dansk Fjernvarme) <http://www.danskfjernvarme.dk/sitetools/english> [↑](#footnote-ref-53)
54. District heating in Poland - the chosen basic information <http://www.lsta.lt/files/seminarai/080911_Budapestas/Poland.pdf> [↑](#footnote-ref-54)
55. Central and Eastern European District Heating Outlook // KPMG Energy & Utilities Centre of Excellence Team, Budapest, Hungary. <https://www.kpmg.com/SK/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/Publicationseries/Documents/Central%20and%20Eastern%20European%20District%20Heating%20Outlook.pdf> [↑](#footnote-ref-55)
56. - від 15.08.2013 № 1109 «Про затвердження Методичних рекомендацій щодо плану роботи ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та/або з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами з підготовки до переходу до стимулюючого регулювання»;

    - від 23.07.2013 № 1009 «Про встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання»;

    - від 26.07.2013 № 1029 «Про застосування стимулюючого регулювання у сфері передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами»;

    - від 11.07.2013 № 898 «Про затвердження Порядку визначення необхідного доходу від здійснення діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом у разі застосування стимулюючого регулювання»;

    - від 11.07.2013 № 899 «Про затвердження Порядку визначення регуляторної бази активів суб’єктів природних монополій у сфері електроенергетики»;

    - від 11.07.2013 № 900 «Про затвердження Порядку розрахунку роздрібних тарифів на електричну енергію, тарифів на передачу електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами, тарифів на постачання електричної енергії за регульованим тарифом у разі застосування стимулюючого регулювання»;

    - від 26.07.2013 № 1030 «Про затвердження Процедури встановлення тарифів для ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та/або з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання»;

    - від 26.07.2013 № 1031 «Про затвердження Порядку розподілу активів, витрат та доходів між видами діяльності ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та/або з передачі електричної енергії місцевими (локальними)електромережами»;

    - від 26.07.2013 № 1032 «Про затвердження Порядку визначення необхідного доходу від здійснення діяльності з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання». [↑](#footnote-ref-56)
57. http://www.slideshare.net/arjkg/ss-11354835 [↑](#footnote-ref-57)
58. http://www.lutskrada.gov.ua/sites/default/files/shema\_na\_oprilyudnennya\_0.doc [↑](#footnote-ref-58)
59. http://are-energija.com/wysiwyg/admin/scripts/upload/files/shm\_opt.pdf [↑](#footnote-ref-59)
60. [Про забезпечення єдиного підходу до формування тарифів на житлово-комунальні послуги](file:///g:\MAIN\Projects_14\---ОЄН-Проект%20Bio-Prom----\Отчет\створення%20нових%20робочих%20місць%20та%20забезпечення%20соціальних%20умов%20для%20працівників) [↑](#footnote-ref-60)
61. Статистичний бюлетень Про основні показники роботи опалювальних котелень і теплових мереж в Україні 15.04.2015 № 03.3-51/171 -15 [↑](#footnote-ref-61)
62. <http://www.nerc.gov.ua/?id=20321>, [http://www.nerc.gov.ua/ ? ID = 20320](http://www.nerc.gov.ua/%20?%20ID%20=%2020320) [↑](#footnote-ref-62)
63. Компанії, що отримують тепло від АЕС мають тариф в 10 разів менше (біля 100 грн/Гкал) ніж інші та можуть викривляти загальну картину, тому такі компанії виключені з наступних розрахунків [↑](#footnote-ref-63)
64. Постанова КМУ від 1 червня 2011 р. № 869 [↑](#footnote-ref-64)
65. Слід пам’ятати, що коефіцієнт варіації для УПЧТ складає 63%, тому для багатьох підприємств це значення може суттєво відрізнятися. [↑](#footnote-ref-65)
66. Закон України «Про ринок природного газу». - 09.04.2015. - <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/329-19> [↑](#footnote-ref-66)
67. «План реструктуризації НАК «Нафтогаз України» з метою відокремлення діяльності з транспортування природного газу відповідно до вимог Закону України «Про ринок природного газу»

    <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/3085F893E04E7934C2257F88004AECC0?OpenDocument&year=2016&month=04&nt=%D0%9D%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%BD%D0%B8> [↑](#footnote-ref-67)
68. World Bank Report “Ukraine – Unbundling options for gas transmission and storage”

    <http://documents.worldbank.org/curated/en/860491467995388686/Ukraine-Unbundling-options-for-gas-transmission-and-storage> [↑](#footnote-ref-68)
69. Currently the obligation for separate financial accounting for cost separately for generation, transportation and supply of heat is in place. Some of the companies already perform such separate accounting. [↑](#footnote-ref-69)