

ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

УДК 658.264

DOI: 10.20535/1810-0546.2017.2.92784

О.В. Лисак*

Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ, Україна

ТАРИФНІ КОЕФІЦІЄНТИ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ ДЛЯ АКУМУЛЯЦІЙНИХ СИСТЕМ ОПАЛЕННЯ, ВЕНТИЛЯЦІЇ ТА КОНДИЦІОНУВАННЯ ПОВІТРЯ

Background. The most efficient use of available electricity capacity during the hours of consumption decline is very important problem in Ukraine. This article provides an analysis of the actual tariff policy and the use of electricity during the hours of the low tariff for heating, ventilation and air conditioning systems.

Objective. The aim of the paper is to analyze the set validity periods of the reduced prices for electrical energy. Priority attention is paid to the tariff policy differences for the cost of electricity in Ukraine and abroad and how these differences affect possible storage system cost and, thus, payback period.

Methods. The general feasibility of using electricity as the heat source is presented, different energy sources as a generator of heat are compared, the possibility of strengthening cooperation between producers and consumers of electricity in order to achieve optimal modes of generation and consumption of heat is stated, the tariff plans for electricity in Ukraine and abroad are provided.

Results. As a result of the work it was made the comparison of tariff policy in Ukraine and three other countries: the UK, Canada and Spain. It is shown that overseas tariff rates are more flexible than in Ukraine, and promotes more effective relationships between the power generating companies and consumers in both economic and technological aspects. It was also shown that additional day charging can significantly reduce a necessary amount of heat storage material as well as the set power of the system.

Conclusions. At the current level of technological development, the actual policy for determining electricity tariffs should be based on innovative technologies, for example, on the dynamic determination of the electricity cost. It becomes relevant with the growth of the share of renewable energy sources in general electricity generation.

Keywords: renewable energy; electricity tariffs; electric storage heating.

Вступ

Робота є продовженням досліджень, представлених на конференції “Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку” в 2016 р. [1].

Сучасні тенденції щодо пошуку рішень ефективного використання енергетичних ресурсів концентрують увагу фахівців на питаннях оптимізації використання наявних електрогенеруючих потужностей. Часто це питання вивчають з огляду на вирівнювання графіка енергоспоживання через усунення піків та заповнення провалів у ньому з тим, щоб максимально наблизити використання електроенергії споживачами до його середнього значення за певний період. Альтернативним підходом є технологія “повного використання генерованої енергії”, яка полягає в тому, щоб дійсне споживання електроенергії та її виробництво збігалися в часі.

Незалежно від вибраного підходу будуть виникати періоди надлишку електроенергії або через спад її споживання, або через її перевиробництво понад дійсних на той час потреб. Щоб марно не втрачати цей ресурс, його необхідно акумулювати з метою подальшого використання у години нестачі дійсних потужностей для задоволення потреб споживачів.

Таким чином, вибір параметрів акумулятора пов'язаний із характером виробництва та споживання електроенергії.

Важливим фактором, який впливає на характер споживання електроенергії, є цінова політика. На початку розвитку систем електропостачання використовувався єдиний тариф для сплати за електроенергію, тобто вартість електроенергії була фіксованою – незалежно від того, наскільки активно вона споживалась в окремі години. Як наслідок, були відсутні економічні стимули для використання електроенергії в години спаду її споживання, оскільки це ніяк не пов'язувалося з фінансовим добробутом споживачів.

Формування економічно доцільних практик використання електроенергії різними споживачами можливе за відмови від постійної у часі вартості електроенергії та встановлення диференційованих тарифів, які можуть бути як більшими за базове значення, так і меншими (“пільговими”) залежно від ступеня споживання електроенергії. Метою таких тарифів є долучення споживачів до використання виробленої в період дії пільгового тарифу електроенергії (ПТЕ) на сприятливих для них умовах, сутність яких не лише в зменшенні оплати, а й у формуванні середовища,

* corresponding author: oleg.v.lysak@gmail.com

здатного наблизити енергосистему до режиму "повного використання генерованої енергії".

В Україні питання диференціювання вартості електроенергії переважно розглядається з позицій вирівнювання споживання за умови генерації електроенергії ТЕЦ та АЕС [2]. За кордоном це питання вивчають також за умов використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ).

Сучасні сценарії генерування електроенергії передбачають збільшення частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в загальній кількості генерованої електроенергії [3]. Оскільки потужність деяких різновидів ВДЕ є нерегульованою в часі, це викликає потребу в створенні акумуляторів для того, щоб накопичувати енергію в години її надлишкового виробництва, а не лише в години спаду її споживання. Але загалом, незалежно від вибору джерела електроенергії, при застосуванні акумуляторів необхідно завжди вирішувати питання співвідношення вартості власне акумулятора, основного джерела енергії та резервного джерела енергії [4].

Одним із потенційних споживачів електроенергії, виробленої в період ПТЕ, є акумуляційні системи опалення, вентиляції та кондиціонування повітря (системи АОВК). У літературі їх потенціал часто обґрунтовують значним здешевленням експлуатаційних коштів порівняно із системами, що або не використовують акумуляцію, або використовують дорожче джерело енергії.

Розглянуті системи споживають електроенергію для отримання теплоти чи холоду з їх одночасним акумуляуванням для забезпечення потреб споживачів поза межами дії пільгового тарифу. Процес акумуляування називають "зарядкою", а процес віддачі накопичених теплоти або холоду – "розрядкою". Загальною рисою систем АОВК є нерівномірне споживання енергії протягом року.

Постановка задачі

Метою роботи є аналіз встановлених періодів дії ПТЕ. Першочергова увага при цьому приділена відмінностям тарифних політик вартості електроенергії в Україні та за кордоном і тому, як ці відмінності впливають на строк окупності розглянутих систем.

Доцільність переходу на системи АОВК залежно від вартості та доступності електроенергії

Одним із факторів, що визначає доцільність переходу на системи АОВК, є вартість електро-

енергії, яка своєю чергою залежить від джерела її виробництва та діючих в енергетичній сфері норм.

Доцільність переходу на акумуляційні системи електроопалення визначається через порівняння із системами опалення, які використовують традиційні джерела енергії: вугілля, газ, мазут або електроенергію напряду (без акумуляції). Потрібно зауважити, що на доцільність використання електроопалення суттєво впливає джерело електроенергії, оскільки вартість виробленої електроенергії значно коливається залежно від типу електростанції [5].

У випадку акумуляційних систем холодопостачання між собою порівнюються системи без акумуляції та системи з акумуляцією, а також системи з різними типами акумуляції.

Розглянемо, як змінювались підходи до використання електроенергії як джерела теплоти в системах опалення Північної Америки.

У цьому регіоні спочатку впроваджувались переважно системи електроопалення без акумуляції. Перехід до систем акумуляційного електроопалення почався в 1950-х рр., коли різко зріс попит на електроенергію і енергогенеруючі компанії вирішили владнати ситуацію завдяки переносу споживання електроенергії системами опалення з пікових годин на години спаду попиту до завершення будівництва нових електрогенеруючих потужностей.

Поширення систем електроопалення продовжувалось, але забезпечувалось переважно низькою вартістю традиційного палива. Зростання в 1970-х рр. вартості енергоносіїв унаслідок тодішньої енергетичної кризи зробило використання електроопалення в певних ситуаціях недоцільним та змусило споживачів відмовлятися від нього на користь дешевших варіантів. Наслідки цих подій показано в [6], на прикладі житлових будівель, побудованих на території Юкону (Канада), де протягом декількох десятиліть вже після енергетичної кризи все ще використовували системи опалення зі спалюванням традиційних видів палива замість електроопалення. Повернення в цій місцевості до систем електроопалення сталося лише в останні роки завдяки поєднанню декількох факторів: утепленню будівель сучасними теплоізолюючими матеріалами, використанню вікон з вищим термічним опором (і, відповідно, зменшенню витрат на обігрів), поширенню альтернативних джерел енергії (вартість електроенергії від яких може бути меншою за таку від традиційних електростанцій) та кращої інформованості населення щодо можливостей електроопалення [7]. Також цьому сприяв пере-

хід на електричні системи акумуляційного опалення, за якого використовувались лише надлишки електроенергії, виробленої в період дії ПТЕ.

Тепер порівняємо розглянуту ситуацію з такою, що склалась в Україні. На початку 1990-х рр. були плани щодо впровадження акумуляційного електроопалення в сільських населених пунктах. Проте ця програма так і не була реалізована. Це сталося через відсутність продуманої енергетичної політики, інформаційного забезпечення та досвіду у встановленні та експлуатації подібних приладів.

Показовим прикладом цього є побудована на початку 1990-х рр. тестова система акумуляційного електроопалення в сільських будинках у с. Ставки Кагарлицького району Київської обл. [8]. За тодішнього тарифу на електроенергію місцевим жителям було вдвічі дешевше обігріватись, використовуючи вугільні печі, ніж тестовою системою, яку з цієї причини вони не використовували. Тобто або створенню систем не передувало дієвий економічний аналіз, або ситуація на ринку електроенергії змінилась за час прийняття рішення про встановлення цієї системи і власне її встановленням.

Проте сьогодні становище змінилось – і в Україні знову існує економічна доцільність у встановленні акумуляційного електроопалення, що спонукає споживачів переходити на ці системи.

Перехід на системи АОВК залежно від джерела електроенергії

Розглянемо як за використання різних джерел електроенергії змінювались підходи до впровадження електроопалення, зокрема й акумуляційних систем.

Від самого початку впровадження електроопалення, коли переважна частка електроенергії генерувалась спалюванням традиційних палив, існувала суперечка щодо доцільності використання отриманої таким чином електричної енергії в теплову взамін безпосереднього спалювання традиційних палив. Як правило, звертають увагу на те, що за умови спалювання традиційного палива на ТЕЦ та використання виробленої електроенергії в системах прямого нагріву буде вироблено менше теплоти, ніж якби аналогічна кількість палива була використана котельнею та надана споживачу безпосередньо.

Саме через вказану перевитрату палива в СРСР використання систем електроопалення вважалось недоцільним [8]. Аналогічні аргументи наводять і в Україні. В Північній Америці ситуація

є протилежною – системи електроопалення впроваджувались навіть за спалювання традиційних палив [9–11], що часто обумовлювалось порівняно низькою вартістю енергоносіїв та відсутністю інфраструктури для створення централізованих систем опалення. Загалом, вибір між двома розглянутими методами вимагає проведення економічних вишукувань, які б не лише не обмежувались порівнянням ККД від спалення палива, але й враховували відмінності капітальних та експлуатаційних витрат для генераторів енергії, систем розподілення виробленої енергії тощо.

Далі розглянемо джерела електроенергії, яким не потрібні традиційні палива.

Використання електроенергії від АЕС системами акумуляційного електроопалення прийнято вважати вигідним. Це обґрунтовують тим, що АЕС є маломаневровими та в разі зменшення попиту на електроенергію не здатні оперативно знизити потужність до необхідного рівня. Тому аби не втрачати вироблену електроенергію в період спаду її споживання, до таких систем підключають споживачів, які гарантовано будуть використовувати електроенергію в періоди спаду. За такого споживача розглядалися системи акумуляційного електроопалення.

Саме після появи АЕС у СРСР цим системам почали приділяти достатню увагу в науково-технічних колах [12], і, як вже було сказано раніше, вивчення систем з такої точки зору поширене в Україні [13].

Іншим джерелом енергії є ВДЕ. Коли мова йде про акумуляційні системи електроопалення, то переважно розглядають такі два види ВДЕ: гідроелектростанції (ГЕС) [4] та вітрові електростанції (ВЕС) [7].

ГЕС є маневровими джерелами електроенергії, які часто використовують для покриття піків споживання електроенергії. Водночас, за умови значної їх частки в загальному енергоспоживанні, вони можуть стати й джерелом енергії для електричних теплоакумуляційних систем опалення – саме після спорудження нової ГЕС на території Юкону, Канада, почали знову впроваджувати електричні теплоакумуляційні системи опалення [6].

Що стосується ВЕС, то потрібно розрізняти умови їх впровадження. На початку впровадження технологій ВЕС вони встановлювались окремими споживачами, які в період генерації електроенергії від ВЕС використовували її, а надлишок передавали до загальної мережі. Сьогодні ж створюються потужні комплекси ВЕС, які обслуговують значну кількість споживачів і можуть

бути основним джерелом електроенергії в енергомережі. Саме подібні комплекси ВЕС великої потужності пропонують використовувати як джерело енергії для електричних акумуляційних систем опалення [14], особливо в умовах, коли ВЕС обслуговують невеликі замкнуті електромережі (наприклад, населення невеличких островів). Серед переваг ВЕС як джерела електроенергії зазначають, що кількість виробленої ними електроенергії зростає в холодний період року, коли й виникає потреба в опаленні [15].

На відміну від АЕС та ТЕЦ, потужність яких є регульованою, потужність ВЕС може значно коливатись у часі. Тому важливо розв'язати задачу з оптимізації співвідношення встановленої потужності ВЕС, резервних джерел енергії та акумулюючої здатності електричних теплоакумуляційних систем опалення [16] для визначення найбільш доцільного, зважаючи на економічні чинники, балансу цих складових.

У підсумку вкажемо на те, що у випадку живлення акумуляторів від АЕС і ТЕЦ, їх, як правило, конструюють, враховуючи можливість щоденної "зарядки", однак у випадку ВЕС можливою є ситуація, за якої період між двома "зарядками" може бути більшим за добу. Наприклад, у [15] розглянуто випадок, коли протягом двох днів необхідна для "зарядки" надлишкова електроенергія була практично відсутня, а вже по завершенні цього періоду кількість виробленої електроенергії перевищувала необхідне для "зарядки" значення. В [17] вказано, що період нестачі електроенергії для "зарядки" тривав 4 доби. Цей параметр є важливим, оскільки чим довшим буде період нестачі електроенергії, тим більше знадобиться теплоакумуляюючого матеріалу (ТАМ) для забезпечення роботи системи. Разом із тим, занадто довгий період нестачі електроенергії від ВЕС вигідніше було б компенсувати не встановленням акумуляторів зі значною кількістю ТАМ, а використанням резервних джерел електроенергії (наприклад, дизель-генератора).

Взаємодія між енергогенеруючими компаніями та споживачами, які використовують системи АОВК

Незалежно від вибору системи електрогенерації існує проблема невідповідності між заявленим до енергогенеруючої організації значенням потужності та рівнем її реального споживання. Рішенням цієї проблеми стало б створення систем, які інформують виробника електроенергії про те, яка саме кількість електроенергії

буде спожита, і на підставі яких виробник електроенергії міг би ухвалювати рішення про необхідний обсяг генерованої електроенергії. Такі мережі отримали назву "розумні мережі електропостачання" [14], також відомі як "smart grid".

Технологія "smart grid" особливо гармонійно поєднується з використанням електрогенеруючих систем малих містечок, які близько розташовані до джерел електроенергії та для яких застосування традиційних палив зі створенням розгалуженої мережі транспортування водяного теплоносія було б занадто витратним. Прикладом такого підходу може слугувати система електричного акумуляційного опалення та ГВП у м. Саммерсайд (Острів принца Едварда, Канада) [18], населення якого становить трохи менше 15 тис. чоловік.

У цьому місті було реалізовано проект використання електроенергії від розміщених неподалік ВЕС з одночасним впровадженням технології "smart grid". Наведена схема енергопостачання дала змогу максимально раціонально використати наявні надлишки виробленої електроенергії, відмовитись від імпортного палива та зменшити викиди CO₂. Подібна комбінація із систем електричного акумуляційного опалення та технології "smart grid" була охарактеризована в [3] як "smart electric thermal storage", і поширення подібних систем мало б не тільки забезпечити здешевлення вартості опалення, а ще й збільшити кількість споживачів, які б використовували такі системи.

Додамо, що встановлення електричних систем АОВК є послугою енергогенеруючої компанії, в якій зацікавлений не лише потенційний споживач, але й сама компанія, оскільки така політика підвищує ступінь використання та покращує регулювання наявних енергогенеруючих потужностей [9]. В окремих випадках це встановлення можуть стимулювати й державні органи влади [7]. Наприклад, на початку впровадження електричних акумуляційних опалювальних приладів у Північній Америці часто мала місце практика фінансової допомоги користувачам, які переходили на їх використання: це могли бути як компенсації у вартості обладнання (коли від 10 до 50 % вартості приладу сплачувалось державою), так і полегшення умов виділення кредитів на придбання техніки [7]. Проте така компенсаційна політика була спрямована лише на початковий період впровадження систем АОВК, і чим більше споживачів використовувало акумуляційні системи, тим меншими ставали пільги на їх придбання.

Визначення оптимальних годин для “зарядки” систем АОВК

Прийнято вважати, що “зарядка” систем АОВК має здійснюватися виключно в період ПТЕ. Однак сьогодні такий підхід не можна вважати раціональним.

По-перше, класична схема встановлення вартості електроенергії по годинах є досить умовною та базується на статистичних даних з енергоспоживання, які не враховують можливість виникнення спаду енергоспоживання протягом доби в години, відмінні від годин дії ПТЕ.

По-друге, перенесення максимального попиту на період ПТЕ може призвести до виникнення саме в цей період нового пікового попиту, задовольнити який енергогенеруючі компанії будуть не в змозі. Така ситуація склалась у Німеччині в 1970-х рр., коли частка побутових користувачів акумуляційних систем опалення сягнула 25 % і подальше її зростання не мало економічного сенсу для електрогенеруючих компаній [19]. У [20] наведені графіки енергоспоживання будівлі до та після переходу на диференційований за часом тариф сплати за електроенергію, що також демонструють утворення піків споживання електроенергії в період ПТЕ, які дещо перевищують денні піки.

Результатом аналізу перелічених вище недоліків є висновок про неповноту використання встановлених електрогенеруючих потужностей, які призводять до збільшення витрат на такі системи. Ці недоліки можна подолати лише за взаємодії між споживачами та енергогенеруючими компаніями.

Розглянемо існуючі тарифні політики і те, як вони впливають на тривалість періоду “зарядки” систем АОВК з огляду на можливість запобігати вказаним вище недолікам. Тривалість періоду “зарядки” своєю чергою позначається на виборі конструкції акумуляторів, що потребуватиме додаткового аналізу взаємодії між виробниками обладнання та енергогенеруючими компаніями, які формують запит на технічні характеристики приладів АОВК. Також потрібно врахувати вплив на тарифну політику законодавства країни-виробника.

Традиційні системи без акумуляції характеризуються одним значенням – потужністю. Для систем АОВК значення потужності є похідною величиною від часу “зарядки” приладу. Іншими

словами, поточна потужність приладу визначається часом, який виділено цьому приладу для акумуляції теплоти чи холоду. Тому системи АОВК прийнято характеризувати за двома параметрами: їх потужністю та періодом часу “зарядки” приладу. Необхідна потужність системи визначається залежно від потреб споживача, а години “зарядки” приладу – відповідно до часу, встановленого енергопостачальними компаніями, на який виробники розраховують конструкцію цих систем. За сталого споживання теплоти чи холоду необхідна потужність системи АОВК буде тим меншою, чим меншим буде інтервал між “зарядками”. Для компенсації короткочасних пікових потреб у теплоті чи холоду економічно доцільним може виявитись використання додаткової “зарядки” в години, відмінні від періоду дії ПТЕ, замість створення потужніших систем АОВК. Ця обставина уточнюється розрахунком.

Окрім основних витрат електроенергії на генерування теплоти чи холоду системи АОВК, є й додаткові витрати електроенергії на забезпечення систем автоматизації та регулювання. Ці додаткові витрати є незначними порівняно з основними, і тому при визначенні економічної доцільності систем АОВК ними нехтують.

Тепер перейдемо до огляду тарифних політик в Україні та за кордоном. Що стосується закордонної практики, то будуть розглянуті тарифи лише для населення (малопотужних споживачів) у трьох країнах: Канаді, Великобританії та Іспанії (станом на 2009 р.).

Тарифні коефіцієнти в Україні. В Україні вартість електроенергії B , грн/(кВт·год), змінюється за формулою

$$B = k \cdot B_{\text{баз}}, \quad (1)$$

де k – коефіцієнт вартості електроенергії; $B_{\text{баз}}$ – базова вартість електроенергії, грн/(кВт·год).

Значення коефіцієнта вартості електроенергії k у формулі (1) залежить від типу тарифу (дво- чи тризонний) та типу споживача (табл. 1). Залежно від цих двох факторів змінюються як значення тарифних коефіцієнтів, так і тривалість їх дії. Найменше значення k припадає на нічні години (в межах від 23:00 до 7:00) за умови використання споживачем тризонного тарифу. Графічне зображення зміни вартості тарифу залежно від часу доби подано на рис. 1.

Таблиця 1. Коефіцієнти на електроенергію та їх тривалість залежно від типу споживачів в Україні

Тип споживача	Тип тарифу	Варіанти коефіцієнтів та їх тривалості на добу					
		Нічний		Інші години (1)		Інші години (2)	
		k	τ , год	k	τ , год	k	τ , год
Населення ¹	Двотарифний	0,5	8	1	16	–	–
	Тризонний	0,4	8	1,5	5	1	11
Споживачі, відмінні від населення ²	Двотарифний	0,35	8	1,8	16	–	–
	Тризонний	0,25	7	1,8	6	1,02	11

Примітки. ¹Згідно з постановою НКРЕ від 23.04.2012 № 498 (зі змінами та доповненнями). ²Згідно з постановою НКРЕ від 20.12.2001 № 1241 (зі змінами та доповненнями).

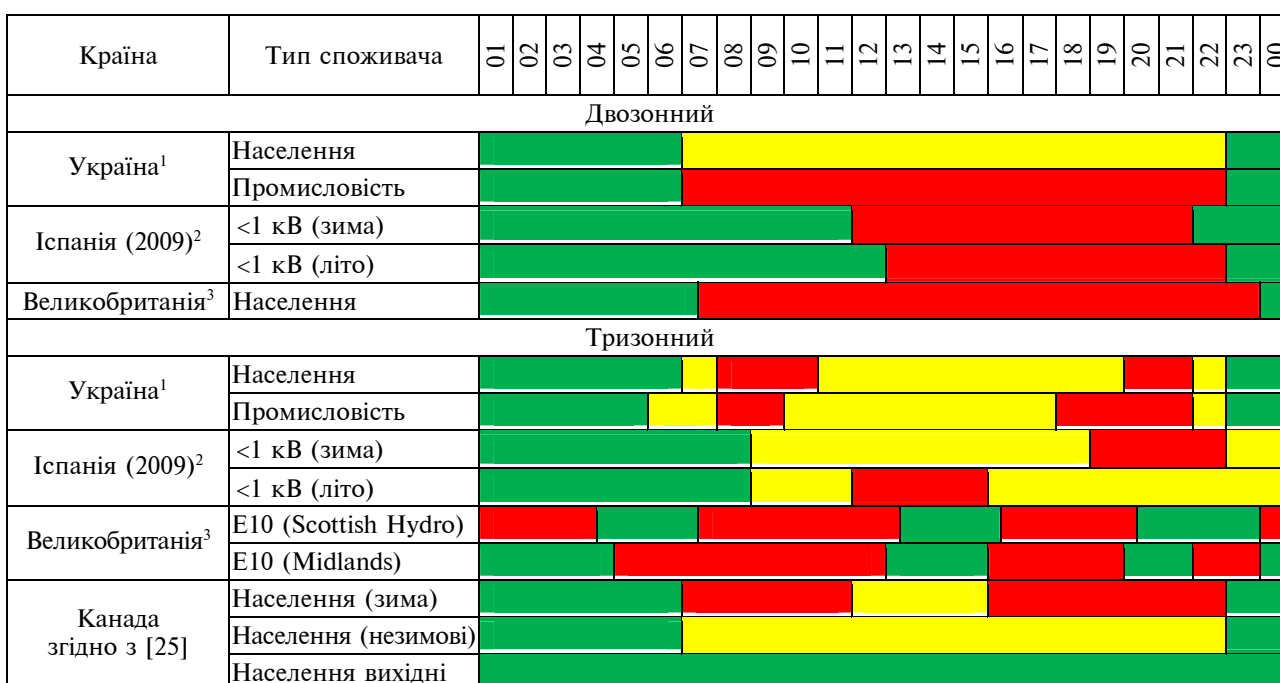


Рис. 1. Періоди диференціювання електроенергії різними виробниками. Схема з визначення вартості електроенергії в заданий проміжок часу: [Red] – пікова, [Yellow] – стандартна⁴, [Green] – непікова енергія

Примітки. ¹Дані тривалості дії тарифів по Україні наведено згідно з джерелами в табл. 1. ²Тарифи наведено згідно з [32, 33]. ³E7 – [34]; E10 (Scottish Hydro) – [28]; E10 (Midlands) – [35]. ⁴При побудові таблиці використовувались лише три позначення: непікова, стандартна та пікова енергія. Проте в деяких випадках зростання вартості електроенергії може становити менше 10 %, що є порівняно неістотним зростанням. Наприклад, у Великобританії вартість 1 спожитого кВт·год енергії зростала менше 10 % при переході на двоставковий тариф (але фактична вартість переходу на багатозонний тариф була вищою, оскільки залежно від типу тарифу користувачі сплачували додаткові суми, які для багатозонного тарифу були вищими, ніж для однозонного).

Діюча система тарифікації електроенергії часто піддається критиці за те, що встановлені періоди дії ПТЕ не завжди відповідають реальному спаду її споживання [21, 22]. Найбільша частка в нерівномірності споживання, згідно з [23], – у населення, в той час як частка інших споживачів (промисловість, сільське господарство, інші) є порівняно незначною, тому авторами праці [23] було запропоновано встановлення коефіцієнтів диференціювання тарифів та їх три-

валості для окремих груп споживачів залежно від частки їх впливу на загальну нерівномірність енергоспоживання. Необхідно зауважити, що може бути й альтернативне рішення – а саме в години “провалу” попиту на електроенергію в населення стимулювати інших споживачів використовувати наявні потужності.

У перелічених працях також висвітлювалась проблема невідповідності встановлених меж тарифних періодів та реальних періодів спожив-

вання електроенергії. Зокрема, ця невідповідність полягала не тільки в тому, що нічний період ПТЕ в Україні не відповідає реальному спаду споживання електроенергії, але й у тому, що протягом доби можливі окремі спади в споживанні електроенергії. В [24] автори вказували на наявність у денний період трьох годин спаду споживання електроенергії, в той час як системи настроюють на використання електроенергії виключно в нічні години.

Тарифні коефіцієнти в Канаді. В роботі розглянуто досвід Канади, представлений у [25], для випадку споживання населенням електроенергії за тризонним тарифом (див. рис. 1). Цей тариф відрізнявся від прийнятого в Україні наявністю трьох підтипів споживання для третьої зони тарифу: окремо для вихідних днів, окремо для зимового часу і окремо для періодів, які не входять у два попередніх.

Найбільш близьким до тризонного тарифу в Україні є режим тарифікації електроенергії в зимовий період року (з грудня по лютий), коли години доби віднесено до однієї з трьох зон залежно від вартості електроенергії, встановленої для цих годин. При цьому проекти акумуляційних систем електроопалення передбачали “зарядку” приладу не тільки протягом годин дії ПТЕ, але й у години середнього значення вартості електроенергії, які додавали 4 год денної “зарядки” до 8 год нічної “зарядки”. Додатковий час “зарядки” відіграв роль запобіжного заходу проти встановлення споживачами приладів з потужністю, більшою за рекомендовану енергопостачальною компанією. Однак вартість електроенергії, спожитої в ці 4 год, відповідала не пільговій, а стандартній вартості.

У вихідні дні (субота, неділя та дні державних свят) вартість електроенергії протягом усієї доби є пільговою. Такий підхід створює привабливіші умови переходу споживачів на диференційований тариф, що своєю чергою стимулює їх до використання систем АОВК. Також це зменшує вартість експлуатації систем АОВК протягом зимового періоду року, оскільки за таких умов вартість денної “зарядки” буде меншою, ніж у будні дні. Додамо, що наявність таких пільг виникає за умови поінформованості постачальника електроенергії про відключення від мережі потужних споживачів (наприклад, промислових підприємств) і залежить від реального спаду споживання протягом вихідних днів [26].

В інші періоди користувачі сплачували базову вартість електроенергії, спожиту протягом

денних годин, а в період ПТЕ “заряджали” системи акумуляційного електричного опалення.

Тарифні коефіцієнти у Великобританії. У Великобританії системи акумулювання розрізняють за тривалістю “зарядки” [27]:

1) режим E7, коли “зарядка” відбувається лише вночі протягом 7 год;

2) режим E10, коли “зарядка” відбувається тричі на день: у ніч/ранок, о другій половині дня та ввечері. У сумі тривалість “зарядки” становить 10 год, хоча тривалість кожного з періодів може значно відрізнятись залежно від постачальника електроенергії [28];

3) 18 год, коли в інші 6 год на добу “зарядка” не використовується. Максимальна тривалість одної “зарядки” при цьому не повинна перевищувати 2 год. Як правило, такими системами є великі водяні баки-акумулятори, в яких підігривається вода, що йде на потреби опалення та ГВП. Вартість електроенергії для забезпечення потреб опалення та ГВП за такого тарифу є меншою за вартість електроенергії для забезпечення інших потреб;

4) 24 год, коли близько 60 % теплової енергії виробляється в період ПТЕ, а інші 40 % споживаються за рахунок прямого використання електроенергії для потреб в опаленні.

Тарифи із “зарядкою” 18 та 24 год зустрічаються зрідка і тому в подальшій роботі не згадуються. Тарифи із зарядкою 7 та 10 год (див. рис. 1), згідно з [16], використовують близько 10 % побутових споживачів Великобританії, переважна більшість яких мають електричну акумуляційну систему опалення. Помітно, що за тризонного тарифу в режимі E10 “зарядка” відбувається не протягом одного періоду часу, а тричі на добу. Такий підхід дає змогу раціональніше використовувати ТАМ, оскільки, внаслідок “розрядки”, теплоакумулююча здатність ТАМ відновлюється, і це дає можливість конструювати та застосовувати акумулятори з меншим об’ємом ТАМ і, відповідно, меншої вартості.

Тарифні коефіцієнти в Іспанії (станом на 2009 р.). На 2009 р., як показано на рис. 1, в Іспанії для населення (малопотужних споживачів) існувало два типи тарифних періодів, під які й розроблялись системи електричного акумуляційного опалення. Для першого періоду “зарядка” приладу становила 8 год, а для другого – 14 год [29]. В усіх випадках період дії ПТЕ припадав на нічні години. Інша помітна відмінність від тарифів України полягала в зміні пікового значення вартості електроенергії для тризонного тарифу зимою та літом: в Іспанії пік вартості в

літній період знаходиться опівдні, в зимовий період року припадає на вечірні години. В Україні ж ці параметри є сталими протягом усього року.

Інші умови зі стимулювання повноти споживання та генерування електроенергії. Вартість електроенергії для промислових споживачів може бути встановлена залежно від фактора навантаження LF , %, який визначається, як правило, для місяця роботи:

$$LF = \frac{P_{\text{міс}}}{P_{\text{пік}} \cdot \tau_{\text{міс}}} \cdot 100 \%,$$

де $P_{\text{міс}}$ – кількість спожитої протягом місяця електроенергії, кВт·год; $P_{\text{пік}}$ – пікове значення споживання електроенергії протягом місяця, кВт; $\tau_{\text{міс}}$ – тривалість місяця, год.

Для великих промислових підприємств можна також запропонувати знижки на електроенергію, з умовами яких можна ознайомитись у [31], якщо підприємство погодиться на термінове відключення частини його потужностей.

У табл. 2 показано, як буде змінюватись відносна вартість електроенергії, якщо за 100 % покладається вартість при факторі навантаження $LF = 80$ % з можливістю відключення споживача. Погодження на можливість відключення дає змогу знизити вартість електроенергії у розглянутому діапазоні LF від 10 до 17,2 %. За зниження рівномірності споживання електроенергії з 80 до 20 % для користувача з можливістю відключення електроенергії її вартість зростатиме лише на 49 %, а без можливості відключення – на 62 %.

Таблиця 2. Приклад співвідношення вартостей LF залежно від можливості термінового відключення, %

LF , %	Наявність термінового відключення	
	Відсутнє [30]	Наявне [31]
20	180	149
40	134	116
60	119	105
80	111	100

Динамічна зміна вартості електроенергії.

Найбільш новаторським підходом вважається перехід до динамічної, а не встановленої за періодами часу вартості електричної енергії. В [4] тарифікацію електроенергії за періодами часу називали "Time-of-Use", а динамічну (за співвідношенням дійсної потреби в електроенергії та її фактичним виробництвом) – "dynamic". Викор-

истання динамічних тарифів є найбільш раціональним шляхом утилізації надлишкової електроенергії, оскільки її вартість встановлюється не умовно, а розраховується від реальних показників роботи. Встановленню таких тарифів сприяло й створення лічильників, здатних аналізувати інформацію про споживання електроенергії у визначений час та зіставляти її з дійсною на той час вартістю електроенергії. Таким чином, відпадає саме поняття базового тарифу, оскільки вартість електроенергії буде визначатись залежно від її ринкової вартості в певний період часу.

Перехід на подібні тарифи наразі відбувається в Іспанії, де один із найбільших постачальників електроенергії в країні вже встановив понад 8 мільйонів "smart-лічильників" станом на 30 серпня 2016 р., що становить близько 78 % від загальної кількості споживачів, які обслуговуються цією компанією [36].

Можливість заощадження необхідної кількості ТАМ за умови використання додаткової "денної" дозарядки. Як показав аналіз тарифної політики, за сучасних умов використання додаткової "зарядки" приладу в денні години є обґрунтованим та ефективним рішенням. Тому потрібно оцінити те, яку кількість ТАМ можливо заощадити за умови наявності додаткової "зарядки" у вказані денні години. Це саме стосується й потужності системи генерування теплоти чи холоду.

В усіх розглянутих нижче випадках будемо вважати, що тривалість додаткової "зарядки" є меншою за час "зарядки" в нічні години. Тривалість нічних годин "зарядки" $\tau_{\text{зар(нічн)}}$ покладаємо 7 та 8 год, а тривалість "зарядки" в інші години $\tau_{\text{зар(інш)}}$ – 2, 3 та 4 год. Якщо йтиметься лише про "зарядку" приладу без вказівки на умови її "зарядки", то будемо позначати її $\tau_{\text{зар}}$, год, а ту "зарядку", яка включає нічні та денні години, будемо визначати як $\tau_{\text{зар(дод)}}$, год:

$$\tau_{\text{зар(дод)}} = \tau_{\text{зар(нічн)}} + \tau_{\text{зар(інш)}}.$$

Насамперед визначимо зниження вартості ТАМ. Для цього необхідно прийняти, якою буде маса ТАМ без додаткової "зарядки", а потім проаналізувати зміни ТАМ за наявності "зарядки". Оскільки це питання пов'язане з визначенням потужності акумулятора, розглянемо їх спільно.

Вважаємо, що теплоспоживання приміщення $Q_{\text{тепл}}$, Вт, є постійним у часі. В такому разі потужність акумулятора $P_{\text{ак}}$, Вт, визначатиметься як

$$P_{\text{ак}} = (\tau_{\text{доба}} / \tau_{\text{зар}}) \cdot Q_{\text{тепл}}.$$

Якщо “зарядка” здійснюється лише один раз на добу, то кількість теплової енергії, яку необхідно акумулювати, становитиме $Q_{ак}$, Дж:

$$Q_{ак} = Q_{тепл} \cdot (\tau_{доба} - \tau_{зар}).$$

Для подальшого аналізу покладемо, що $Q_{тепл}$ становитиме 100 %. Відповідно, значення $P_{ак}$ буде так само визначатись у відсотках. У той же час для $Q_{ак}$ необхідно використати іншу шкалу, оскільки одиниці вимірювання в цієї величин є іншими. В цій роботі покладемо, що $Q_{ак} = Q_{тепл} \cdot 1 \text{ год} \cdot 100 \%$.

Продемонструємо вплив додаткової “зарядки” графічно. На рис. 2, а наведено значення

аналізованих величин за $\tau_{зар} = 8 \text{ год}$. На рис. 2, б показано, як за доданих трьох годин до вказаного вище часу зарядки знижуються потужність та необхідний об’єм ТАМ. На рис. 2, в продемонстрована ситуація, коли додаткова “зарядка” ТАМ відбувається в години, коли було витрачено більше теплової енергії від основної “зарядки”, ніж планується накопичити під час додаткової. Хоча в цьому випадку тривалість додаткової “зарядки” є аналогічною з попереднім випадком, заощадження по вартості ТАМ є більшими за рахунок повторного використання матеріалу, а потужність акумулятора є такою ж, як і в попередньому випадку.

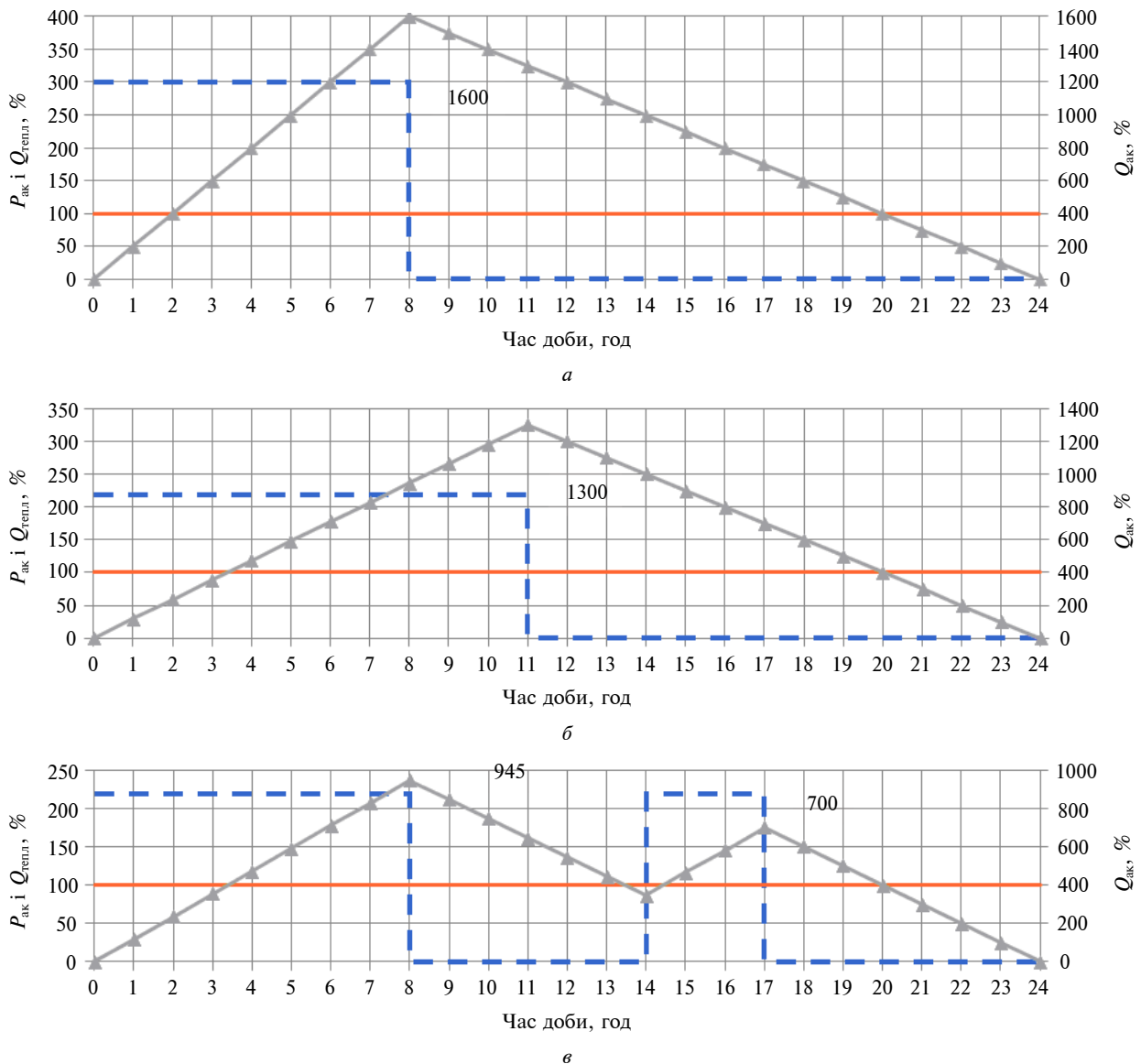


Рис. 2. Відносні зміни необхідної кількості акумульованої теплової енергії за різних періодів “зарядки” акумулятора: а – 8 год – “єдиним періодом”; б – подовження тривалості основної “зарядки” на 3 год: з 8 до 11 год; в – за 8 год основної “зарядки” та додаткової “зарядки” тривалістю 3 год після “розрядки” приладу; — — — відносна потужність “зарядки”, — — — відносна потужність теплоспоживання приміщення, —▲— відносна кількість акумульованої теплової енергії

Для аналізу заощадження за масою ТАМ визначимо, якою буде маса ТАМ виключно за зарядки приладу в нічні години, $m_{\text{нічн}}$, кг:

$$m_{\text{нічн}} = \frac{Q_{\text{тепл}} \cdot (\tau_{\text{доба}} - \tau_{\text{зар}})}{c \cdot \Delta t}.$$

Мінімальне заощадження за масою ТАМ, $m_{(\text{дод})\text{min}}$, кг, визначимо як

$$m_{(\text{дод})\text{min}} = m_{\text{нічн}} \frac{(\tau_{\text{доба}} - \tau_{\text{зар}(\text{дод})})}{(\tau_{\text{доба}} - \tau_{\text{зар}(\text{нічн})})}.$$

Відповідно, відносну мінімальну економію за масою ТАМ $m_{\tau(\text{дод})\text{min}}$, %, визначимо як

$$m_{\tau(\text{дод})\text{min}} = \left(1 - \frac{(\tau_{\text{доба}} - \tau_{\text{зар}(\text{дод})})}{(\tau_{\text{доба}} - \tau_{\text{зар}(\text{нічн})})} \right) \cdot 100 \ %.$$

Максимальне заощадження за масою ТАМ, $m_{\text{дод}}$, кг, визначимо як

$$m_{(\text{дод})\text{max}} = m_{\text{нічн}} \frac{\tau_{\text{зар}(\text{інш})}}{\tau_{\text{зар}(\text{нічн})}} \cdot \frac{(\tau_{\text{доба}} - \tau_{\text{зар}(\text{дод})})}{(\tau_{\text{доба}} - \tau_{\text{зар}(\text{нічн})})}.$$

Відповідно, відносна мінімальна економія за масою ТАМ $m_{\tau(\text{дод})\text{max}}$, %, становитиме

$$m_{\tau(\text{дод})\text{max}} = \left(1 - \frac{\tau_{\text{зар}(\text{інш})}}{\tau_{\text{зар}(\text{нічн})}} \cdot \frac{(\tau_{\text{доба}} - \tau_{\text{зар}(\text{дод})})}{(\tau_{\text{доба}} - \tau_{\text{зар}(\text{нічн})})} \right) \cdot 100 \ %.$$

За розглянутих періодів “зарядки” визначимо максимальну та мінімальну економії за масою акумулятора (табл. 3). Тепер перейдемо до зниження вартості системи “зарядки” акумулятора.

Таблиця 3. Можливе зниження кількості конструктивних елементів акумулятора залежно від тривалості додаткової “зарядки” та часу “основної” зарядки

$\tau_{\text{зар}(\text{нічн})}$, ГОД	7			8		
$\tau_{\text{зар}(\text{інш})}$, ГОД	2	3	4	2	3	4
$P_{\tau(\text{дод})}$, %	22,2	30,0	36,4	20,0	27,3	33,3
$m_{\tau(\text{дод})\text{min}}$, %	11,8	17,6	23,5	12,5	18,8	25,0
$m_{\tau(\text{дод})\text{max}}$, %	31,4	42,4	51,3	30,0	40,9	50,0

Потужність акумулятора за додаткової “зарядки” в денні години становить

$$P_{\text{ел}(\text{дод})} = P_{\text{ел}(\text{нічн})} \cdot \frac{\tau_{\text{зар}(\text{нічн})}}{\tau_{\text{зар}(\text{дод})}},$$

де $P_{\text{ел}(\text{дод})}$ – потужність акумулятора з додатковою “зарядкою”, Вт; $P_{\text{ел}(\text{нічн})}$ – потужність акумулятора лише за “зарядки” в нічні години, Вт.

І, відповідно, відносне зниження потужності акумулятора за додаткової “зарядки” становитиме

$$P_{\text{відн}} = \frac{P_{\text{ел}(\text{нічн})}}{P_{\text{ел}(\text{дод})}} \cdot 100 \ % = \frac{\tau_{\text{зар}(\text{нічн})}}{\tau_{\text{зар}(\text{дод})}} \cdot 100 \ %.$$

Отримані значення демонструють, що наявність додаткової денної “зарядки” приладу дає змогу знизити потужність електричних нагрівачів для розглянутих випадків на 22–36 %. Також наявність додаткової денної “зарядки” приладу дає можливість повторно використовувати ТАМ протягом доби, і максимальна економія за масою для таких приладів порівняно з використанням “зарядки” виключно в нічні години становитиме від 30 до 51 %.

Висновки

У результаті проведеного в роботі дослідження було продемонстровано різні варіанти реалізації політики щодо встановлення періоду дії ПТЕ. Переважно період дії ПТЕ віднесено до нічних годин, але за певних обставин роботи системи генерації електроенергії (вітроенергетика, гідроенергетика) ці години можуть змінюватись. Також існують рекомендації щодо використання денної “зарядки” систем акумуляційного електроопалення, тому мова вже йде не про застосування ПТЕ в окремий період часу – бо вартість електроенергії в період денної “зарядки” є дещо вищою за пільгову, а про потребу зменшити необхідну потужність приладів та ефективність використання “провалу” споживання електроенергії в денні години.

У роботі продемонстровано потенційну можливість зменшити необхідну кількість ТАМ у системі акумуляційного електроопалення за наявності додаткової “зарядки” в денні години. Результати аналізу було наведено для умов денної “зарядки”, що триває від 2 до 4 год, та основного періоду “зарядки” в нічні години, що триває 7 та 8 год. Використання додаткової денної “зарядки” може зменшити необхідну кількість ТАМ на 50 %.

Отримані результати можуть бути використані для обґрунтування потреби в денній “зарядці” при встановленні системи акумуляційного електроопалення. Використання денної “зарядки” дасть змогу зменшити вартість капітальних вкладень у систему акумуляційного електроопалення та зробити використання акумуляційного електроопалення як більш привабливим для споживачів, так і економічно доцільним для

постачальників електроенергії, які зможуть продавати надлишки електроенергії не лише в нічні години “провалу” її споживання, але й у денні.

Цю роботу має сенс продовжити в напрямі вивчення систем акумуляційного електричного гарячого водопостачання за використання піль-

гового тарифу на електроенергію. Таким чином, споживач використовуватиме для забезпечення потреб тепlopостачання (опалення та гарячого водопостачання) виключно електроенергію за пільгового тарифу.

Список літератури

1. Лисак О. В. Термін окупності електричних теплоакумуляційних систем тепlopостачання в залежності від тривалості періоду акумулювання // Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку: Зб. наук. праць III Міжнар. наук.-техн. та навчально-метод. конф., 30 травня–01 червня 2016 р., Київ. – К.: НТУУ “КПІ”, 2016. – С. 43–44.
2. Параска Г.Б., Миколюк О.А. Оцінка ефективності використання електричних систем опалення // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2015. – № 4 (42). – С. 73–79.
3. *Potential for Smart Electric Thermal Storage Contributing to a Low Carbon Energy System* [Online]. – Available: http://www.dimplex.co.uk/assets/Downloads_PDF/Kema_Report.pdf
4. Wong S., Pinard J.-P. Opportunities for smart electric thermal storage on electric grids with renewable energy // *IEEE Trans. Smart Grid*. – 2016. – 8, № 2. – P. 1014–1022.
5. *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016* [Online]. – Available: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
6. *Shifting Demand: Yukon Home Heating Trends* [Online]. – Available: <http://www.energy.gov.yk.ca/pdf/Shifting-Demand-in-Yukon-Heating.pdf>
7. *Initial Economic Analysis of Electric Thermal Storage in the Yukon: Draft* [Online]. – Available: http://www.energy.gov.yk.ca/pdf/ets_report_mar_2014__phase_draft.pdf
8. Розинський Д.Й., Тимченко М.П. Теплоакумуляючі електропечі для об’єктів цивільного призначення // *Промислова електроенергетика та електротехніка*. – 2011. – № 3. – С. 65–70.
9. Кривошеин И.А. Бытовые электронагревательные приборы и установки: Монография. – М.: Изд-во МКХ РСФСР, 1963. – 184 с.
10. Bates E. Development of transportable thermal-storage space heaters // *Proc. IEE Part A: Power Eng.* – 1957. – 104, № 17. – P. 415–423.
11. *Central electric thermal storage (ETS) feasibility for residential applications: Part 1. Numerical and experimental study* / B.Y. Bedouani, A. Moreau, M. Parent, B. Labrecque // *Int. J. Energy Res.* – 2001. – 25. – P. 53–72.
12. Гиллос А.Ю. Перспективы использования электротеплоакумуляционного отопления в Литовской ССР // *Водоснабжение и санитарная техника*. – 1985. – № 7. – С. 12.
13. Симонов А.А. Бытовое электрическое отопление с аккумулярованием тепла – важнейший фактор эффективного использования электроэнергии // *Энергетика и электрификация*. – 1992. – № 1. – С. 26–30.
14. *Performance of actively controlled domestic heat storage devices in a smart grid* / J. Clarke, J. Hand, J. Kim et al. // *Proc. IMechE, Part A: Journal of Power and Energy*. – 2015. – 229, № 1. – P. 99–100.
15. Pensini A., Rasmussen C.N., Kempton W. Economic analysis of using excess renewable electricity to displace heating fuels // *Applied Energy*. – 2014. – 131. – P. 530–543.
16. Wang Z., Li F. Developing trend of domestic electricity tariffs in Great Britain // *ISGT Europe: Proc. 2nd IEEE PES Int. Conf., Dec. 5–7, 2011, Manchester, UK*.
17. Hughes L. Meeting residential space heating demand with wind-generated electricity // *Renewable Energy*. – 2010. – 35, № 8. – P. 1765–1772.
18. *2013 Energy Projects – Co-winner 2: City of Summerside, Prince Edward Island: Wind Farm and Smart Grid Pilot Program* [Online]. – Available: <http://www.fcm.ca/home/awards/fcm-sustainable-communities-awards/past-winners/2013-winners/2013-energy-projects-co-winner-2.htm>
19. Kalhammer F.R., Schneider T.R. Energy storage // *Ann. Rev. Energy*. – 1976. – 1, № 1. – P. 311–343.
20. Hamidi V., Robinson F. Demand response in the UK’s domestic sector // *Electric Power Systems Research*. – 2009. – 79, № 12. – P. 1722–1726.
21. *Актуальні питання використання тарифів на електричну енергію, диференційованих за періодами часу* / В.Д. Плачинда, Т.В. Яровицина, А.І. Замулко, Ю.В. Чернецька // *Енергосбереження. Енергетика. Енергоаудит*. – 2010. – № 9 (79). – С. 16–22.
22. *Определение первоочередных направлений совершенствования дифференцированных тарифов на электрическую энергию* / В.Ф. Находов, А.И. Замулко, М. Аль Шарари, Ю.Н. Исаенко // *Восточно-Европейский журнал передовых технологий*. – 2015. – № 6/1. – С. 24–32.

23. *Оценка влияния изменения спроса потребителей на электрическую мощность на неравномерность суточных графиков нагрузки энергосистемы / В.Ф. Находов, А.И. Замулко, М. Аль Шарари, В.А. Мединцева // Наукові вісті НТУУ "КПІ". – 2016. – № 1. – С. 31–39.*
24. *Анализ установленных зон суток существующих дифференцированных тарифов на электроэнергию / В.Ф. Находов, А.И. Замулко, М. Аль Шарари, В.А. Мединцева // Энергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку: Зб. наук. праць III Міжнар. наук.-техн. та навчально-метод. конф., 30 травня–01 червня 2016 р., Київ. – К.: НТУУ "КПІ", 2016. – С. 84–85.*
25. *Syed A.M. Electric thermal storage option for nova scotia power customers: A case study of a typical electrically heated nova scotia house // Energy Engineering. – 2011. – 108, № 6. – P. 69–79.*
26. *Gandarillas V. Feasibility of small scale energy storage technologies in rural areas: M.S thesis. – Department of Mechanical and Aerospace Engineering, Faculty of Engineering, University of Strathclyde, United Kingdom, 2015. – Available: http://www.esru.strath.ac.uk/Documents/MSc_2015/Gandarillas.pdf*
27. *The Government's Standard Assessment Procedure for Energy Rating of Dwellings: 2012 ed. [Online]. – Available: https://www.bre.co.uk/filelibrary/SAP/2012/SAP-2012_9-92.pdf*
28. *Economy 10 – One Easy Way to Save Money. How to Make the Most of Your Electricity Tariff [Online]. – Available: http://www.albynhousing.org.uk/assets/0000/0709/Scottish_Hydro_Electric_Economy_10.pdf*
29. *ADL Dynamic Storage Heater [Online]. – Available: http://www.elnur-global.com/dl-files/elnures/ft/en/f_adl_en.pdf*
30. *Large Industrial Tariff [Online]. – Available: <http://www.nspower.ca/en/home/about-us/electricity-rates-and-regulations/rates/large-industrial-tariff.aspx>*
31. *Interruptible Rider to the Large Industrial Tariff [Online]. – Available: <http://www.nspower.ca/en/home/about-us/electricity-rates-and-regulations/rates/interruptible-rider.aspx>*
32. *Electricity Tariff Structure: The Spanish Case [Online]. – Available: [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/EI%20Sistema%20tarifario%20en%20Espa%C3%B1a%20\(ingl%C3%A9s\)%20-%20MARTI.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/EI%20Sistema%20tarifario%20en%20Espa%C3%B1a%20(ingl%C3%A9s)%20-%20MARTI.pdf)*
33. *Rate Tempo Always Win: What are the Tempo periods? [Online]. – Available: <https://www.endesaclientes.com/faqs/tempo.html>*
34. *Economy 7 (E7) [Online]. – Available: [https://www.jec.co.uk/your-home/our-tariffs-and-rates/economy-7-\(e7\)/](https://www.jec.co.uk/your-home/our-tariffs-and-rates/economy-7-(e7)/)*
35. *Economy 10 Times [Online]. – Available: <http://www.electric-heatingcompany.co.uk/wp-content/uploads/2012/03/ss-Economy-10-Times.pdf>*
36. *Spain's Iberdrola Installs 8 Million Smart Meters [Online]. – Available: <https://www.metering.com/news/iberdrola-8-million-smart-meters/>*

References

- [1] O.V. Lysak, "Impact of storage period on payback period of electrical storage heating systems", in *Proc. III Int. Conf. Energy Management: Current State and Development Trends*, May 30–June 01, 2016, Kyiv, Ukraine, NTUU KPI, pp. 43–44 (in Ukrainian).
- [2] G.B. Paraska and O.A. Mikolyuk, "Efficiency estimation of electric systems heating use", *Enerhetyka: Ekonomika, Tekhnolohiya, Ekolohiya*, no. 42, pp. 73–79, 2015 (in Ukrainian).
- [3] *Potential for Smart Electric Thermal Storage Contributing to a Low Carbon Energy System* [Online]. Available: http://www.dimplex.co.uk/assets/Downloads_PDF/Kema_Report.pdf
- [4] S. Wong and J.P. Pinar, "Opportunities for smart electric thermal storage on electric grids with renewable energy", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 2, no. 99, pp. 1014–1022. doi: 10.1109/TSG.2016.2526636
- [5] *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016* [Online]. Available: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- [6] *Shifting Demand: Yukon Home Heating Trends* [Online]. Available: <http://www.energy.gov.yk.ca/pdf/Shifting-Demand-in-Yukon-Heating.pdf>
- [7] *Initial Economic Analysis of Electric Thermal Storage in the Yukon: Draft* [Online]. Available: http://www.energy.gov.yk.ca/pdf/ets_report_mar_2014__phase_draft.pdf
- [8] D.Yi. Rosinskiy and M.P. Tymchenko, "Storage heaters for for civil use", *Promyslova Elektroenerhetyka ta Elektrotekhnika*, no. 3, pp. 65–70, 2011 (in Ukrainian).
- [9] I.A. Krivoshein, *Household Electric Heating Appliances and Installations*. Moscow, SU: Publ. House MKH RSFSR, 1963 (in Russian).
- [10] E. Bates, "Development of transportable thermal-storage space heaters", in *Proc. IEE Part A: Power Engineering*, vol. 104, no. 17, pp. 415–423, 1957. doi: 10.1049/pi-a.1957.0108
- [11] B.Y. Bedouani *et al.*, "Central electric thermal storage (ETS) feasibility for residential applications: Part 1. Numerical and experimental study", *Int. J. Energy Res.*, vol. 25, pp. 53–72, 2001. doi: 10.1002/1099-114X(200101)25:1<53::AID-ER610>3.0.CO;2-T

- [12] A.Yu. Gilyus, "Prospects of electrical storage heating in Lithuania SSR", *Vodosnabzhenie i Sanitarnaya Tehnika*, no. 7, p. 12, 1985 (in Russian).
- [13] A.A. Simonov, "Domestic electric heating with heat storage – an important factor in the use of electricity", *Energetika i Elektrifikacija*, no. 7, pp. 26–30, 1992 (in Russian).
- [14] J. Clarke *et al.*, "Performance of actively controlled domestic heat storage devices in a smart grid", in *Proc. IMechE, Part A: Journal of Power and Energy*, vol. 229, pp. 99–100, 2015. doi: 10.1177/0957650914554726
- [15] A. Pensini *et al.*, "Economic analysis of using excess renewable electricity to displace heating fuels", *Applied Energy*, vol. 131, pp. 530–543, 2014. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.04.111
- [16] Z. Wang and F. Li, "Developing trend of domestic electricity tariffs in Great Britain", in *2011 2nd IEEE PES Int. Conf. ISGT Europe*, Dec. 5–7, 2011, Manchester, UK. doi: 10.1109/ISGTEurope.2011.6162795
- [17] L. Hughes, "Meeting residential space heating demand with wind-generated electricity", *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 1765–1772, 2010. doi: 10.1016/j.renene.2009.11.014
- [18] *2013 Energy Projects – Co-winner 2: City of Summerside, Prince Edward Island: Wind Farm and Smart Grid Pilot Program* [Online]. Available: <http://www.fcm.ca/home/awards/fcm-sustainable-communities-awards/past-winners/2013-winners/2013-energy-projects-co-winner-2.htm>
- [19] F.R. Kalhammer and T.R. Schneider, "Energy storage", *Ann. Rev. Energy*, vol. 1, pp. 311–343, 1976. doi: 10.1146/annurev.eg.01.110176.001523
- [20] V. Hamidi *et al.*, "Demand response in the UK's domestic sector", *Electric Power Systems Research*, vol. 79, pp. 1722–1726, 2009. doi: 10.1016/j.epsr.2009.07.013
- [21] V.D. Plachinda, "The actual question of using time-differential systems", *Jenergoberezhennie. Jenergetika. Jenergoaudit*, no. 79, pp. 16–22, 2010 (in Ukrainian).
- [22] V.F. Nahodov *et al.*, "Priority areas definition for improvement of differential electricity tariffs", *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, no. 6/1, pp. 24–32, 2015. doi: 10.15587/1729-4061.2015.55785 (in Russian).
- [23] V.F. Nahodov *et al.*, "Impact assessment of demand change of consumers for electric power for unevenness of daily graphs of the energy system load", *Naukovi Visti NTUU KPI*, no. 1, pp. 31–39, 2016. doi: 10.20535/1810-0546.2016.1.61736 (in Ukrainian).
- [24] V.F. Nahodov *et al.*, "Analysis of existing designated areas of day-differentiated electricity tariffs", in *Proc. III Int. Conf. Energy Management: Current State and Development Trends*, May 30–June 01, 2016, Kyiv, Ukraine, NTUU KPI, pp. 84–85 (in Ukrainian).
- [25] A.M. Syed, "Electric thermal storage option for nova scotia power customers: a case study of a typical electrically heated nova scotia house", *Energy Engineering*, vol. 108, pp. 69–79, 2011. doi: 10.1080/01998595.2011.10412169
- [26] Victor Gandarillas, "Feasibility of small scale energy storage technologies in rural areas", M.S. thesis, Department of Mechanical and Aerospace Engineering, Faculty of Engineering, University of Strathclyde, United Kingdom, 2015. Available: http://www.esru.strath.ac.uk/Documents/MSc_2015/Gandarillas.pdf
- [27] *The Government's Standard Assessment Procedure for Energy Rating of Dwellings: 2012 ed.* [Online]. Available: https://www.bre.co.uk/filelibrary/SAP/2012/SAP-2012_9-92.pdf
- [28] *Economy 10 – One Easy Way to Save Money. How to Make the Most of Your Electricity Tariff* [Online]. Available: http://www.albynhousing.org.uk/assets/0000/0709/Scottish_Hydro_Electric_Economy_10.pdf
- [29] *ADL Dynamic Storage Heater* [Online]. Available: http://www.elnur-global.com/dl-files/elnures/ft/en/f_adl_en.pdf
- [30] *Large Industrial Tariff* [Online]. Available: <http://www.nspower.ca/en/home/about-us/electricity-rates-and-regulations/rates/large-industrial-tariff.aspx>
- [31] *Interruptible Rider to the Large Industrial Tariff* [Online]. Available: <http://www.nspower.ca/en/home/about-us/electricity-rates-and-regulations/rates/interruptible-rider.aspx>
- [32] *Electricity Tariff Structure: The Spanish Case* [Online]. Available: [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/EI%20Sistema%20tarifario%20en%20Espa%C3%B1a%20\(ingl%C3%A9s\)%20-%20MARTI.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/EI%20Sistema%20tarifario%20en%20Espa%C3%B1a%20(ingl%C3%A9s)%20-%20MARTI.pdf)
- [33] *Rate Tempo Always Win: What are the Tempo periods?* [Online]. Available: <https://www.endesaclientes.com/faqs/tempo.html>
- [34] *Economy 7 (E7)* [Online]. Available: [https://www.jec.co.uk/your-home/our-tariffs-and-rates/economy-7-\(e7\)/](https://www.jec.co.uk/your-home/our-tariffs-and-rates/economy-7-(e7)/)
- [35] *Economy 10 Times* [Online]. Available: <http://www.electric-heatingcompany.co.uk/wp-content/uploads/2012/03/ss-Economy-10-Times.pdf>
- [36] *Spain's Iberdrola Installs 8 Million Smart Meters* [Online]. Available: <https://www.metering.com/news/iberdrola-8-million-smart-meters/>

О.В. Лисак

ТАРИФНІ КОЕФІЦІЄНТИ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ ДЛЯ АКУМУЛЯЦІЙНИХ СИСТЕМ ОПАЛЕННЯ, ВЕНТИЛЯЦІЇ ТА КОНДИЦІОНУВАННЯ ПОВІТРЯ

Проблематика. В Україні актуальним питанням є максимально ефективно використання наявних потужностей електроенергії в години спаду її споживання. В цій статті проаналізовано діючу тарифну політику та особливості використання електроенергії в години дії пільгового тарифу для систем опалення, вентиляції та кондиціонування повітря.

Мета досліджень. Метою роботи є аналіз встановлених періодів дії пільгової вартості на електроенергію. Першочергову увагу при цьому приділено відмінностям тарифних політик вартості електроенергії в Україні та за кордоном і тому, як ці відмінності впливають на можливу вартість системи акумуляції і, як результат, на строк окупності.

Методика реалізації. Розглянуто загальну доцільність використання електроенергії як джерела теплоти, виконано порівняння різних джерел електроенергії як генератора теплоти, вказано на необхідність поглиблення взаємодії між виробниками та споживачами електроенергії з метою досягнення оптимальних режимів генерації та споживання теплоти, наведено огляд тарифних планів на електроенергію в Україні та за кордоном.

Результати досліджень. Аналіз тарифної політики в Україні та ще трьох країнах – Великобританії, Канаді та Іспанії – показав, що за кордоном політика встановлення пільгових тарифів на електроенергію є більш гнучкою, ніж в Україні, та сприяє ефективнішим відносинам між енергогенеруючими компаніями і споживачами як в економічному, так і в технологічному аспектах. Також було продемонстровано, що додаткова денна "зарядка" дає змогу істотно скоротити як необхідну кількість теплоакуючого матеріалу, так і задану потужність системи.

Висновки. За сучасного рівня розвитку техніки дійсна політика з визначення тарифів на електроенергію повинна спиратись на інноваційні технології, наприклад на динамічне визначення вартості електроенергії, що набирає актуальності за зростання частки відновлюваних джерел енергії у загальному генеруванні електроенергії.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії; тарифи на електроенергію; електричне акумуляційне опалення.

О.В. Лысак

ТАРИФНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ДЛЯ АККУМУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА

Проблематика. В Украине актуальным вопросом является максимально эффективное использование имеющихся мощностей электроэнергии в часы спада ее потребления. В этой статье проанализированы действующая тарифная политика и особенности использования электроэнергии в часы действия льготного тарифа для систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

Цель исследований. Целью работы является анализ установленных периодов действия льготной стоимости на электроэнергию. Первоочередное внимание при этом уделено различиям тарифных политик стоимости электроэнергии в Украине и за рубежом и тому, как эти различия влияют на возможную стоимость системы аккумуляции и, как результат, на срок окупаемости.

Методика реализации. Рассмотрена общая целесообразность использования электроэнергии как источника теплоты, выполнено сравнение различных источников электроэнергии в качестве генератора тепла, указано на необходимость углубления взаимодействия между производителями и потребителями электроэнергии с целью достижения оптимальных режимов генерации и потребления теплоты, представлен обзор тарифных планов на электроэнергию в Украине и за рубежом.

Результаты исследований. Анализ тарифной политики в Украине и еще трех странах – Великобритании, Канаде и Испании – показал, что за рубежом политика установления льготных тарифов на электроэнергию более гибкая, чем в Украине, и способствует более эффективным отношениям между энергогенерирующими компаниями и потребителями как в экономическом, так и в технологическом аспектах. Также было показано, что дополнительная дневная "зарядка" позволяет существенно сократить как необходимое количество теплоаккумулирующего материала, так и заданную мощность системы.

Выводы. При современном уровне развития техники действительная политика по определению стоимости электроэнергии должна опираться на инновационные технологии, например на динамическое определение стоимости электроэнергии, что приобретает актуальность при росте доли возобновляемых источников энергии в общем генерировании электроэнергии.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии; тарифы на электроэнергию; электрическое аккумуляционное отопление.

Рекомендована Радою
Інституту енергозбереження
та енергоменеджменту
КПІ ім. Ігоря Сікорського

Надійшла до редакції
02 листопада 2016 року