

УДК 621.311

**В.С. КОБЕРНИК**, ORCID: 0000-0001-8727-7157

Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

## ВИТРАТИ ПАЛИВА ТЕХНОЛОГІЙ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В МАНЕВРЕНИХ РЕЖИМАХ

*Для покриття нерівномірності навантаження енергосистеми при роботі існуючих та будівництві нових енергетичних установок необхідно враховувати можливість їх експлуатації в маневрених режимах. Визначено вплив роботи енергетичних установок у маневрених режимах на питомі витрати умовного палива на відпущену електроенергію при роботі на газовому або вугільному паливі. Надано формули для розрахунків витрат палива на пуски та в залежності від навантаження для різних технологій теплової енергетики: паротурбінних конденсаційних і теплофікаційних енергоблоків; парогазових і газотурбінних установок; газопоршневих установок; енергоблоків з котлами киплячого шару.*

*Ключові слова:* тепла енергетика, енергоблок, маневрений режим, пускові витрати, електричне навантаження, питома витрата палива.

Характерною рисою сучасного розвитку енергетики є збільшення нерівномірності графіків енергосистем. Зі зміною структури генеруючих потужностей покриття змінної частини графіків навантаження стає все більш складним завданням. Раніше для покриття змінної частини графіків навантажень використовували в основному гідроелектростанції і малоекономічні енергоблоки, а в нових умовах необхідно також залучати інше обладнання до участі в регулюванні потужності енергосистем.

Участь енергетичного устаткування в покритті змінної частини графіка навантаження можливо здійснювати шляхом його розвантаження або зупинки в резерв на час провалів навантаження. Майже повне використання регульовального діапазону змушує широко практикувати зупинку блоків на час провалів навантаження вночі та у вихідні дні з подальшим пуском.

Структура генеруючих потужностей української енергетики переобтяжена базовими потужностями і характеризується гострим дефіцитом маневрених потужностей. Через це як маневрені використовують енергоблоки ТЕС, що спроектовані для роботи в базових режимах, значна частина їх працює в неспроєктних режимах. На дефіцит маневрених потужностей ГЕС суттєво впливає маловодність в Україні. Частка пилувугільних енергоблоків ТЕС потужністю 100–200 МВт, які використовують як напівпікові потужності, складає 17%, а для проходження напівпікових періодів необхідно 30–35% [1]. Тому в маневрених режимах використовують пилувугільні блоки потужністю 300 МВт.

За таких умов в енергосистемі щоденно зупиняють 7–10 енергоблоків на період зниження навантаження вночі та запускають у період ранкового максимуму, зупиняють вдень, щоб компенсувати зростання виробітку на сонячних електростанціях, і запускають у період вечірнього максимуму навантаження. Такі режими призводять до перевитрат палива, додаткового спрацювання устаткування, підвищення аварійності.

З появою ринку електроенергії для покриття нерівномірності навантаження енергосистеми при роботі існуючих та будівництві нових енергетичних установок необхідно враховувати можливість їх експлуатації в маневрених режимах з найкращими показниками економічності, надійності, екологічності. Кількісна оцінка ефективності енергоблоків ТЕС при їх роботі в змінних режимах має важливе значення для прогнозування структури генеруючих потужностей енергосистем, необхідності введення пікових і напівпікових потужностей, вибору найбільш вигідного складу функціонуючого обладнання при різних графіках електричних навантажень.

Метою роботи є визначення впливу роботи енергетичних установок у маневрених режимах на питомі витрати умовного палива, отримання розрахункових формул для обчислення витрат палива на пуски та в залежності від навантаження для різних технологій теплової енергетики.

### **Витрати палива паротурбінних конденсаційних енергоблоків.**

Розглянемо типові пускові характеристики конденсаційних паротурбінних енергоблоків

ТЕС. Витрата палива на пуск блоку залежить від його типу і часу простою в резерві. Норми встановлюють сумарні втрати за цикл від відключення при зупинці до повної стабілізації стану обладнання після досягнення номінального навантаження. Норми витрат газомазутного палива на пуски енергоблоків з конденсаційними турбінами з холодного стану при спалюванні на ТЕС України кам'яного вугілля з виходом летких речовин менше 20% за даними стандарту [2] складають (т у.п.): 120 (блоки 150 МВт); 140 (200 МВт); 265 (300 МВт); 570 (800 МВт).

Витрати газомазутного палива на пуски енергоблоків з інших теплових станів по відношенню до витрат на пуск з холодного стану ( $y$  – %) при спалюванні кам'яного вугілля залежно від тривалості простою енергоблоку ( $x$  – від 0 до 60 год) наведено на графіку в стандарті [2]. При зупинці на 60 год і більше витрати складають 100%, на 50 год – 98%, на 40 год – 93%, на 30 год – 86%, на 20 год – 74%, на 10 год – 52%, на 6 год – 40%, на 3 год – 20%. В ІЗЕ НАНУ в середовищі Excel отримані розрахункові формули для обчислення нормативних питомих витрат палива на пуск енергоблоку при спалюванні кам'яного вугілля залежно від тривалості зупинки:

при простоюванні до 6 год  $y = 7,67 \times x + 4,67$ ;

при простоюванні 6 год і більше

$$y = 19,317 \times \ln(x) + 10,885.$$

Для зменшення пускових витрат палива в енергетичній системі в режимах частих пусків і зупинок необхідно в першу чергу зупиняти енергоблоки меншої потужності, у яких значення цих витрат нижчі.

У статті [3] проаналізовано питомі витрати палива конденсаційних енергоблоків ТЕС на відпущену електроенергію при роботі на газовому або вугільному паливі за різного навантаження (Ін – інтервал). При зменшенні потужності на 50% зростають питомі витрати (г у.п./кВт·год): для енергоблоків 200 МВт на 53 (вугілля), 41 (газ); для енергоблоків 300 МВт на 28 (вугілля), 25 (газ); для енергоблоків 800 МВт на 21 (газ). Апроксимаційні формули для розрахунків питомих витрат палива на відпущену електроенергію ( $y$ , г у.п./кВт·год) залежно від навантаження енергоблоків ( $x$ , МВт), отримані в ІЗЕ НАНУ, надані нижче:

$$150 \text{ МВт вуг } y = 1029,7865 \times x^{-0,2065}$$

Ін 70–150 МВт;

200 МВт вуг

$$y = -2,3063 \times 10^{-5} \times x^3 + 1,5588 \times 10^{-2} \times x^2 - 3,5921 \times x + 676,7 \text{ Ін } 100\text{--}200 \text{ МВт};$$

200 МВт газ

$$y = -1,0555 \times 10^{-5} \times x^3 + 8,0816 \times 10^{-3} \times x^2 - 2,0958 \times x + 535,59 \text{ Ін } 100\text{--}200 \text{ МВт};$$

300 МВт вуг

$$y = -8,8857 \times 10^{-6} \times x^3 + 7,2995 \times 10^{-3} \times x^2 - 2,1064 \times x + 554,22 \text{ Ін } 160\text{--}300 \text{ МВт};$$

300 МВт газ

$$y = -5,6787 \times 10^{-6} \times x^3 + 4,7699 \times 10^{-3} \times x^2 - 1,4421 \times x + 478,93 \text{ Ін } 160\text{--}300 \text{ МВт};$$

800 МВт газ

$$y = -2,0027 \times 10^{-7} \times x^3 + 5,3124 \times 10^{-4} \times x^2 - 0,47852 \times x + 471,24 \text{ Ін } 400\text{--}800 \text{ МВт}.$$

У роботі [4] представлено графічні залежності питомих витрат палива на ТЕС від ступеня їх залучення до регулювання навантаження (Ін – кількість годин роботи за рік). Апроксимаційні формули для обчислення питомих витрат палива ( $y$ , г у.п./кВт·год) на ТЕС залежно від ступеня їх залучення до регулювання навантаження ( $x$ , год/рік), отримані в ІЗЕ НАНУ, надано нижче:

ТЕС середнього тиску

$$y = 1,6364 \times 10^{-5} \times x^2 - 2,02 \times x + 1139,6 \text{ Ін } 2000\text{--}6000$$

ТЕС високого тиску з поперечними зв'язками

$$y = -2,6068 \times 10^{-9} \times x^3 + 5,1525 \times 10^{-5} \times x^2 - 0,34025 \times x + 1172,4 \text{ Ін } 2000\text{--}7500$$

Піковий блок

$$y = -8,3463 \times 10^{-9} \times x^3 + 1,1062 \times 10^{-4} \times x^2 - 0,49904 \times x + 1202,5 \text{ Ін } 1750\text{--}5000$$

ТЕС (блоки 200 МВт)

$$y = -2,2749 \times 10^{-9} \times x^3 + 4,4388 \times 10^{-5} \times x^2 - 0,29315 \times x + 1021,6 \text{ Ін } 2500\text{--}7500$$

ТЕС (блоки 300 МВт)

$$y = -3,7061 \times 10^{-9} \times x^3 + 6,0249 \times 10^{-5} \times x^2 - 0,33728 \times x + 1008,9 \text{ Ін } 2500\text{--}7000$$

ТЕС (блоки 800 МВт)

$$y = -4,1836 \times 10^{-9} \times x^3 + 6,6776 \times 10^{-5} \times x^2 - 0,35506 \times x + 947,66 \text{ Ін } 2500\text{--}7000.$$

З аналізу витрат видно, що зменшення використання енергоблоку (з 7000 до 5000 год/рік) призводить до незначних змін питомих витрат палива, а при подальшому зменшенні до 2500 год/рік питомі витрати збільшуються: для енергоблоків 200 МВт на ~39%; 300 МВт – на ~30%; 800 МВт – на ~27%.

### Витрати палива теплофікаційних енергоблоків.

Вибір оптимального складу працюючих теплофікаційних енергоблоків для покриття діючих електричних і теплових навантажень є однією з основних задач при управлінні режимами роботи ТЕЦ. При її вирішенні потрібно враховувати пускові витрати. У стандарті [5] надані норми витрат палива при пусках теплофікаційних енергоблоків потужністю 60–250 МВт для моноблоків або дубль-блоків при пускові по моноблочній схемі залежно від теплового стану і кількості годин простою. Норми витрат при пусках з холодного стану не включають втрати за період простою блоку. Прийнято пуск енергоблоків на конденсаційному режимі з підключенням регульованих відборів після закінчення пуску. Апроксимаційні формули для розрахунків питомих витрат палива ( $y$ , т у.п.) залежно від теплового стану та кількості годин

простою енергоблоків ( $x$  дорівнює: 1 – простий блок 6–10 год; 2 – 15–20 год; 3 – 30–35 год; 4 – 50–60 год; 5 – холодний стан) з теплофікаційними турбінами потужністю 60–250 МВт для моноблоків або дубль-блоків при пуску по моноблочній схемі, отримані в ІЗЕ НАНУ, наведено нижче. Витрати палива на пуск при кількості годин простою між реперними точками визначаються лінійною апроксимацією.

Енергоблоки з теплофікаційними турбінами:

ПТ-60/80-130 ГМ

$$y = 1,125 \times x^3 - 8,9036 \times x^2 + 20,771 \times x + 27,2;$$

ПТ-60/80-130 ВУГ

$$y = 1,25 \times x^3 - 10,079 \times x^2 + 24,471 \times x + 28,74;$$

ПТ-80/100-130 ГМ

$$y = 1,3417 \times x^3 - 10,711 \times x^2 + 25,348 \times x + 31,14;$$

ПТ-80/100-130 ВУГ

$$y = 1,45 \times x^3 - 11,7 \times x^2 + 28,55 \times x + 34,2;$$

Т-110/120-130 ГМ

$$y = 0,175 \times x^3 + 0,575 \times x^2 - 8,1 \times x + 63,86;$$

Т-110/120-130 ВУГ

$$y = 2,328 \times x^2 - 12,871 \times x + 75,14;$$

Т-180/210-130 ГМ

$$y = -2,0458 \times x^4 + 25,542 \times x^3 -$$

$$-109 \times x^2 + 188,81 \times x - 48,5;$$

Т-180/210-130 ВУГ

$$y = -2,1292 \times x^4 + 27,017 \times x^3 -$$

$$-116,82 \times x^2 + 204,63 \times x - 46,4;$$

Т-185/220-130 і ПТ-140/165-130 ГМ

$$y = -1,425 \times x^4 + 18,233 \times x^3 -$$

$$-78,125 \times x^2 + 128,72 \times x + 17,3;$$

Т-185/220-130 і ПТ-140/165-130 ВУГ

$$y = -1,3792 \times x^4 + 17,808 \times x^3 -$$

$$-76,771 \times x^2 + 127,44 \times x + 32;$$

Т-250-240 ГМ

$$y = 2,8417 \times x^4 - 36,1 \times x^3 +$$

$$+158,46 \times x^2 - 260,8 \times x + 210;$$

Т-250-240 ВУГ

$$y = 2,9333 \times x^4 - 37,15 \times x^3 +$$

$$+162,77 \times x^2 - 266,75 \times x + 228,8.$$

### Витрати палива парогазових і газотурбінних установок.

Підвищенню маневреності електростанцій сприяє застосування парогазових установок (ГПУ) і газотурбінних установок (ГТУ). Для аналізу ККД роботи потужних ГПУ і ПТУ енергоблоків при частковому навантаженні в статті [6] використовували данні фірм-виробників і обробляли їх за допомогою регресивного аналізу. Там наведено графічні залежності ККД нетто за температури зовнішнього повітря +5 °С і 60–100% навантаженнях. Зменшення ККД при розвантаженні ПТУ нижче, ніж у ГТУ, а з ГТУ найбільш економічним є енергоблок з ГТУ GT26. Розвантаження до менш ніж 50% від номінального навантаження у більшості ГТУ викликає різке зниження ККД. Це пов'язано з вичерпанням

можливостей кількісного методу регулювання і переходом на якісний, за використання якого різко знижуються температура продуктів згоряння і ККД ГТУ. Регульовальний діапазон ПТУ становить 50–110% від номінального навантаження, що значно менше, ніж у паротурбінних енергоблоків. ПТУ стійкіші до зниження ККД на часткових навантаженнях, ніж ГТУ, але останні більш економічні. Це означає, що при розвантаженні енергоблоків різних типів до 50% їх номінального навантаження пріоритет слід віддавати паротурбінним блокам. Апроксимаційні залежності для розрахунків питомих витрат палива на відпущену електроенергію ( $y$ , г у.п./кВт·год) ПТУ з різними ГТУ залежно від частки навантаження ( $x$ , 60–100%), отримані в ІЗЕ НАНУ, наведено нижче:

ПТУ 400к з ГТУ SGT5-400F

$$y = 0,0066 \times x^2 - 1,3925 \times x + 306,62;$$

ПТУ-285к з ГТУ SGT5-3000E

$$y = 0,0052 \times x^2 - 1,2748 \times x + 296,51;$$

ПТУ К-300-23,5

$$y = 0,0098 \times x^2 - 1,7928 \times x + 395,5;$$

ПТУ 400 з ГТУ GT26

$$y = 0,0065 \times x^2 - 1,2919 \times x + 284,05.$$

### Витрати палива газопоршневих установок.

Одним з альтернативних варіантів розвитку теплової енергетики в Україні є впровадження газопоршневих електростанцій. Принцип дії газопоршневої електростанції (ГПЕС) базується на використанні кількох незалежних установлених паралельно газопоршневих установок (ГПУ) на газовому паливі під тиском. Електростанції з комбінованим виробництвом електроенергії і тепла та тригенераційні станції використовують паливо найбільш ефективно і дозволяють знижувати викиди. Загальний ККД станції комбінованого циклу може перевищувати 90%. Багатоблокова конфігурація ГПЕС забезпечує високі показники готовності та надійності та максимально можливою гарантовану потужність. Станції дозволяють оперативно відслідковувати навантаження і забезпечувати пікове навантаження з швидким регулюванням частоти. ГПЕС можуть працювати на природному газі, скрапленому природному газі та окремих видах біогазу. За даними [7], основою перевагою ГПУ, порівняно з ГТУ, є їх стійкість до зниження електричного навантаження; при зменшенні навантаження до 50% від номінального ККД ( $\eta_{el}$ ) ГТУ значно знижується, а ГПУ мало змінюється. При підвищенні температури навколишнього повітря від –30 °С до +30 °С  $\eta_{el}$  у ГТУ падає на 15–20%, а у ГПУ він постійний і більш високий. Питома витрата палива менша у ГПУ при будь-якому навантаженні.

У даний час на ринку представлено багато іноземних фірм, що пропонують ГПУ різної потужності – до 10 МВт і більше. Провідними фірмами є MWM

(Deutz, Німеччина), «Caterpillar» (США), «Jenbacher» (Австрія), «Wärtsilä» (Фінляндія).

У багатоблокової електростанції є можливість оптимізації використання кожного окремого блоку шляхом переведення його в гарячий резерв або застосування на повній потужності для отримання максимального ККД. Багатоблокові ГПЕС можливо експлуатувати в режимах: 1) гарячого резерву – окремі ГПУ синхронізовані і працюють зі зниженим навантаженням, в цьому випадку електростанція повністю готова до значного збільшення навантаження протягом декількох секунд; 2) максимального ККД – на повне навантаження з максимальним ККД працює мінімальна кількість ГПУ, а резервні включаються та можуть вийти на робочий режим і досягти повного навантаження за декілька хвилин.

Апроксимаційні формули для розрахунків ККД (%) і питомих витрат палива ( $y$ , у.п./кВт·год) залежно від частки навантаження ( $x$ , 30–100%) ГПЕС у гарячому резерві, отримані в ІЗЕ НАНУ, наведено нижче:

$$\eta = 4,924 \times 10^{-5} \times x^3 - 1,279 \times 10^{-2} \times x^2 + 1,176 \times x + 1,005;$$

$$b_{\text{п}} = 1,5647 \times 10^{-5} \times x^4 - 4,6236 \times 10^{-3} \times x^3 + 0,51231 \times x^2 - 25,92 \times x + 779,82.$$

У статті [9] розглянуто газопоршневі міні-ТЕЦ з одиничною потужністю ГПУ близько 1 МВт. Проведене порівняння ГПУ: TCG 2020 V12, G 3512 E, JMS 320. Нижньою оцінкою ефективності роботи міні-ТЕЦ вважається робота ГПУ на мінімальне рекомендоване навантаження 50% від номінальної потужності. Технічні характеристики цих ГПУ при номінальному навантаженні наведені в таблиці.

Розрахункові формули для обчислення витрат газу ( $y$ , т у.п./год) ГПУ залежно від частки навантаження ( $x$ , 50–100%) ГПУ, отримані в ІЗЕ НАНУ, наведені нижче:

TCG 2020 V12 (MWM (Deutz))

$$y = 0,003 \times x + 0,036;$$

G 3512 E («Caterpillar»)

$$y = 0,0025 \times x + 0,0334;$$

JMS 320 («Jenbacher»)

$$y = 0,003 \times x + 0,0162.$$

На кафедрі ТЕС МЕІ проаналізовано деякі ГПУ (фірми США: «Caterpillar», «Waukesha» (раніше «General Electric»), «Cummins» та «Jenbacher» (Австрія)). Вони можуть працювати без зниження електричної потужності на різних газах (біогаз, газ сміттєзвалищ і стічних вод, шахтний і генераторний газ, синтез-газ). Електростанції на базі ГПУ мають досить високий електричний ККД, надійні в експлуатації, здатні тривалий час працювати при часткових навантаженнях без шкоди для свого ресурсу і практично без зниження ККД [10]. Крайніми ГПУ за технічними параметрами,

**Таблиця.** Технічні характеристики газопоршневих установок при номінальному навантаженні

Виробник	MWM (Deutz)	«Caterpillar»	«Jenbacher»
Модель	TCG 2020 V12	G 3512 E	JMS 320
Електрична потужність, МВт	1,2	1,0	1,063
Теплова потужність, МВт	1,24	1,08	1,204
Витрата газу, м <sup>3</sup> /год.	289	246	274
Витрата газу, т у.п./год.	0,335	0,284	0,318

надійністю і співвідношенню ціна / якість вважаються німецькі концерну «Caterpillar». Найбільш доцільна робота ГПУ у якості маневрених з можливістю продажу надлишків виробленої електричної енергії споживачам, підключеним до загальної електричної мережі.

#### Витрати палива енергоблоків з котлами киплячого шару.

Екологічно чисті технології використання вугільного і альтернативних палив основа сталого розвитку енергетики. Одна з таких технологій – спалювання вугілля в циркулюючому киплячому шарі (ЦКШ). Переваги технології: можливість спалювати вугілля від бурого до антрациту з високими зольністю і вмістом сірки; стабільна робота котла без підсвічування факела мазутом або газом при зменшенні навантаження до 30%; хороші маневрені характеристики при короткочасних зупинках котла.

Енергоблок номінальною потужністю 460 МВт з котлом ЦКШ на надкритичні параметри пари з 2009 р. працює на ТЕС в Логіже (Польща). Енергоблок відповідає вимогам польської енергосистеми і приймає участь у первинному і вторинному регулюванні частоти. Графічні залежності ККД брутто і нетто блоку по відношенню до електричного навантаження наведені в [11]. При номінальній потужності ККД брутто складає 46,75%, а ККД нетто 44,1%; при потужності 230 МВт ККД брутто – 45,4%, а ККД нетто 42,1%; при потужності 180 МВт ККД брутто – 44,6%, а ККД нетто 41%.

Розрахункові формули для обчислення ККД (%) і питомих витрат палива ( $y$  у.п./кВт·год) енергоблоку з котлом ЦКШ на ТЕС в Логіже залежно від частки навантаження ( $x$ , 39–100%), отримані в ІЗЕ НАНУ, наведені нижче:

$$\eta_{\text{брутто}} = -0,00069 \times x^2 + 0,1317 \times x + 40,52806;$$

$$\eta_{\text{нетто}} = -0,00096 \times x^2 + 0,18471 \times x + 35,25875;$$

$$b_{\text{ЦКШ}} = 0,00069 \times x^2 - 1,2983 \times x + 339,7978.$$

Одним з масштабних проектів в енергетиці України є будівництво нового енергоблоку за технологією ЦКШ (з розділенням на два блоки) Слов'янської ТЕС, що дозволить збільшити встановлену потужність на 660 МВт. ККД кожного блоку становитиме 41%. Енергоблоки відповідатимуть усім європейським технічним вимогам ENTSO-E з балансування енергосистеми.

Таким чином, для підвищення маневреності електростанцій, що працюють на викопному паливі, необхідна модернізація устаткування та оновлення програмного забезпечення. Модернізація устаткування передбачає переобладнання для зменшення мінімального навантаження, скорочення часу і витрат палива на пуск, а також збільшення швидкостей зміни навантаження і ефективності за умов часткового навантаження.

## ВИСНОВКИ

1. Надано формули для розрахунків витрат палива на пуски та в залежності від навантаження для різних технологій теплової енергетики. Вони можуть бути використані для оновлення програм прогнозування структури генеруючих потужностей енергосистем, визначення необхідності введення нових потужностей, вибору найбільш вигідного складу обладнання при різних електричних навантаженнях.

2. Визначено вплив роботи енергетичних установок в маневрених режимах на питомі витрати умовного палива. Розвантаження енергетичних установок призводить до істотного погіршення їх техніко-економічних показників. При зменшенні потужності на 50% зростають питомі витрати (г у.п./кВт·год): для енергоблоків 200 МВт на 53 (вугілля), 41 (газ); для енергоблоків 300 МВт на 28 (вугілля), 25 (газ); для енергоблоків 800 МВт на 21 (газ). Може виявитися більш доцільною зупинка частини установок в резерв на час провалів, при цьому інші установки можуть працювати в номінальному режимі.

3. Існуючі в енергосистемі України генеруючі джерела знаходяться на стадії вичерпання фізичних можливостей для забезпечення регулювання навантаження, тому слід передбачити введення нових високоманеврених потужностей або накопичувачів електроенергії.

4. Необхідно розробити програму виводу з експлуатації існуючих застарілих вугільних енергоблоків і заміщення їх новими блоками. Нові сучасні енергоблоки мають більшу ефективність і діапазони регулювання потужності. Це дозволить збільшити стійкість енергосистеми України.

1. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. Укренерго. 2019. 73 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/12/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-2019.pdf> (дата звернення: 06.10.2020).

2. ГКД 34.10.502 – 2003. Витрата газомазутного палива під час спалювання на ТЕС України кам'яного вугілля з виходом легких речовин менше 20%. URL: <https://www.yumpu.com/xx/document/read/55413855/gkd-34-10-502-2003-rashod-gazomazutnog> (дата звернення: 06.10.2020).

3. Дрьомін В.П., Костенко Г.П., Згуровець О.В. Аналіз витрат палива блоками ТЕС і можливостей їх економії при регулюванні електроспоживання. *Проблеми загальної енергетики*. 2008. Вип. 1(17). С. 73—77. URL: [http://pge.org.ua/index.php?option=com\\_docman&task=art\\_list&mid=20081&gid=17&lang=ua](http://pge.org.ua/index.php?option=com_docman&task=art_list&mid=20081&gid=17&lang=ua)

4. Ковецький В.М., Ковецькая М.М. Оценка маневренных возможностей энергогенерирующих установок для обеспечения качества электроэнергии. *Проблеми загальної енергетики*. 2007. Вип. 2(16). С. 47—54. URL: [http://pge.org.ua/index.php?option=com\\_docman&task=art\\_details&mid=20072&gid=186&lang=ua](http://pge.org.ua/index.php?option=com_docman&task=art_details&mid=20072&gid=186&lang=ua)

5. СО 34.09.112-2001 Нормы потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках теплофикационных энергоблоков мощностью 60–250 МВт тепловых электростанций. 2001. 7 с. URL: [http://normativ.info/list\\_files.php?put=excel\\_base/norms/sto.csv&n=847](http://normativ.info/list_files.php?put=excel_base/norms/sto.csv&n=847)

6. Мошкарин О.В., Мельников Ю.В. Оценка показателей работы мощных одноцелевых парогазовых и паросиловых энергоблоков на частичных нагрузках. *Вестник Ивановского государственного энергетического университета*. 2007. Вип. 2. С. 1—4. URL: [http://ispu.ru/files/str\\_3-6\\_1.pdf](http://ispu.ru/files/str_3-6_1.pdf)

7. Белобородов С.С. Многофакторный анализ и разработка высокоманевренной ТЭЦ для прохождения суточных графиков потребления электроэнергии ОЭС России. МЭИ. Дис. канд. техн. наук. Специальность: 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы. 2019. 212 с. URL: <https://mpei.ru/diss/Lists/FilesDissertations/399-%D0%94%D0%B8%D1%81%D1%81%D0%B5%D1%80%D1%82%D0%B0%D1%86%D0%B8%D1%8F.pdf> (дата звернення: 06.10.2020).

8. Решения для электростанций. Wärtsilä. 2016. 92 с. URL: [https://cdn.wartsila.com/docs/default-source/local-files/russia/power-plants/power-plants-solutions\\_russian\\_06\\_2016.pdf?sfvrsn=caf86444\\_2](https://cdn.wartsila.com/docs/default-source/local-files/russia/power-plants/power-plants-solutions_russian_06_2016.pdf?sfvrsn=caf86444_2) (дата звернення 06.10.2020).

9. Платонов А.С., Пихлецкий В.В. Оценка эффективности работы мини-ТЭЦ на базе газопоршневых установок. *Современная наука. Серия «Естественные и Технические науки»*. 2013. № 11-12. С. 21—28. URL: <http://www.nauteh-journal.ru/index.php/-etn13-11/1059-a>

10. Возможности и преимущества газопоршневых установок в когенерационных автономных электростанциях. URL: <https://manbw.ru/analitics/gazoporshnevye-installations-cogeneration-autonomus-power-stations.html> (дата звернення: 17.08.2020).

11. Рябов Г.А. Перспективы освоения технологии сжигания угля в циркулирующем кипящем слое на российских угольных ТЭС: презентация. *Международная научно-практическая конференция «УгольЭко-2016»*. М.: ВТИ. 2016. 27 с. URL: <http://coaleco.ru/wp-content/uploads/2016/10/3-Ryabov-VTI-Coaleco2016.pdf>

Надійшла до редакції: 21.10.2020