

ОБҐРУНТУВАННЯ ПРІОРИТЕТНИХ НАПРЯМІВ СТРУКТУРНО-ТЕХНОЛОГІЧНОЇ МОДЕРНІЗАЦІЇ СЕКТОРА ЕЛЕКТРОГЕНЕРАЦІЇ

© 2018 КИЗИМ М. О., ШПІЛЄВСЬКИЙ В. В., МІЛЮТИН Г. В.

УДК 620.92

Кизим М. О., Шпілевський В. В., Мілютин Г. В.

Обґрунтування пріоритетних напрямів структурно-технологічної модернізації сектора електрогенерації

У статті обґрунтовано необхідність структурно-технологічної модернізації сектора електрогенерації України з урахуванням перспективних напрямів технологічного розвитку сучасної енергетики та виробничої достатності вітчизняного енергетичного машинобудування. Запропоновано методичний підхід до вибору пріоритетних напрямів структурно-технологічної модернізації сектора електрогенерації України. Досліджено структурні зрушення у споживанні електроенергії у країні. Проаналізовано виробництво та споживання електроенергії у країні, особливості регулювання щодобових «полупікових» і «пікових» навантажень, а також сезонних коливань протягом року. Проаналізовано способи покриття навантаження в об'єднаній енергетичній системі України (ОЕС), маневрові якості різних видів електростанцій, розподілення потужностей покриття навантажень в ОЕС за видами генерації енергії. Здійснено порівняння основних рекомендованих і фактичних параметрів сфери генерації енергії за умов 2016 р. та доведено наявність суттєвих невикористаних резервів генерації електричної енергії. Обґрунтовано можливість оптимізації структури парку генерації енергії. Визначено основні структурні заходи щодо усунення проблем національної сфери генерації електричної енергії. Розроблено порівняльну структурно-технологічну характеристику сфери генерації електричної енергії. Побудовано матрицю позиціонування технологій генерації електроенергії за приведеними експлуатаційними витратами та капітальними вкладеннями та матрицю співставлення технологій з генерації електроенергії за рівнем їх розвитку і рівнем розвитку ринку. Порівняно перспективні технології теплової генерації електроенергії до 2035 р. Обґрунтовано вибір переліку технологій генерації електроенергії, які доцільно впроваджувати на українських електростанціях.

Ключові слова: електрогенерація, енергетика, структурно-технологічна модернізація, структурні зрушення, технології генерації електроенергії.

Рис.: 9. **Табл.:** 19. **Формул.:** 4. **Бібл.:** 22.

Кизим Микола Олександрович – доктор економічних наук, професор, член-кореспондент НАН України, директор, Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України (пров. Інженерний, 1а, 2 пов., Харків, 61166, Україна)

E-mail: ndc_ipr@ukr.net

Шпілевський Володимир Вікторович – кандидат економічних наук, завідувач відділу промислової політики та енергетичної безпеки, Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України (пров. Інженерний, 1а, 2 пов., Харків, 61166, Україна)

E-mail: shpilevskyvv@gmail.com

Мілютин Гліб Володимирович – здобувач, Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України (пров. Інженерний, 1а, 2 пов., Харків, 61166, Україна)

E-mail: ndc_ipr@ukr.net

УДК 620.92

UDC 620.92

Кизим Н. А., Шпилевский В. В., Милютин Г. В. Обоснование приоритетных направлений структурно-технологической модернизации сектора электрогенерации

В статье обоснована необходимость структурно-технологической модернизации сектора электрогенерации Украины с учетом перспективных направлений технологического развития современной энергетики и производственной достаточности отечественного энергетического машиностроения. Предложен методический подход к выбору приоритетных направлений структурно-технологической модернизации сектора электрогенерации Украины. Исследованы структурные сдвиги в потреблении электроэнергии в стране. Проанализированы производство и потребление электроэнергии в стране, особенности регулирования ежесуточных «полупиковых» и «пиковых» нагрузок, а также сезонных колебаний в течение года. Проанализированы способы покрытия нагрузки в объединенной энергетической системе Украины (ОЭС), маневровые качества различных видов электростанций, распределения мощностей покрытия нагрузок в ОЭС по видам генерации энергии. Проведено сравнение основных рекомендуемых и фактических параметров сферы генерации энергии по данным 2016 г., и доказано наличие существенных неиспользованных резервов генерации электрической энергии. Обоснована возможность оптимизации структуры парка генерации энергии. Определены основные структурные меры по устранению проблем национальной сферы генерации электрической энергии. Разработана сравнительная структурно-технологическая характеристика сферы генерации электрической энергии. Построены матрица позиционирования технологий

Kyzym M. O., Shpilevskiy V. V., Miliutin H. V. The Substantiation of Priority Directions for the Structural and Technological Modernization of the Electricity Generation Sector

The article substantiates the necessity of the structural and technological modernization of the electricity generation sector of Ukraine in view of the promising directions of technological development of modern energy and the production sufficiency of domestic power engineering. A methodical approach to the selection of priority directions for structural and technological modernization of the Ukrainian electricity generation sector is proposed. The structural shifts in electricity consumption in the country are investigated. The production and consumption of electricity in the country, the specifics of regulation of daily «semi-peak» and «peak» loads, as well as seasonal fluctuations during the year are analyzed. The methods of base-load provision in the united energy system of Ukraine (UES), the level of flexibility of various types of power plants, the distribution of capacities for base-load provision in the UES by types of energy generation are analyzed. Comparison of the main recommended and actual parameters of the energy generation sector based on the data of 2016 is made, and the existence of significant unused reserves of electric power generation is proved. The possibility for optimizing the structure of the energy generation fleet is justified. The main structural measures for eliminating the problems of the national generation of electric power are identified. A comparative structural and technological characteristic of the sphere of electric energy generation is developed. There constructed a matrix of the positioning of technologies for generation of electric power

генерації електроенергії по приведеним експлуатаційним расходам і капітальним вложениям і матриця сопоставлення технологій по генерації електроенергії по рівню їх розвитку і рівню розвитку ринку. Проведено сравнение перспективных технологий тепловой генерации электроэнергии до 2035 г. Обоснован выбор перечня технологий генерации электроэнергии, которые целесообразно внедрять на украинских электростанциях.

Ключевые слова: електрогенерація, енергетика, структурно-технологічна модернізація, структурні зміни, технології генерації електроенергії.

Рис.: 9. **Табл.:** 19. **Формул.:** 4. **Библ.:** 22.

Кизим Николай Александрович – доктор економічних наук, професор, член-корреспондент НАН України, директор, Научно-исследовательский центр промышленных проблем развития НАН Украины (пер. Інженерний, 1а, 2 ет., Харків, 61166, Україна)

E-mail: ndc_ipr@ukr.net

Шпилевский Владимир Викторович – кандидат економічних наук, завідувач відомою промислової політики і енергетичної безпеки, Научно-исследовательский центр промышленных проблем развития НАН Украины (пер. Інженерний, 1а, 2 ет., Харків, 61166, Україна)

E-mail: shpilevskyyv@gmail.com

Милиutin Глеб Владимирович – соискатель, Научно-исследовательский центр промышленных проблем развития НАН Украины (пер. Інженерний, 1а, 2 ет., Харків, 61166, Україна)

E-mail: ndc_ipr@ukr.net

by the adjusted operating expenses and capital investments as well as a matrix of comparison of technologies for generation of electric power by level of their development and level of market development. Comparison of advanced technologies for thermal generation of electric power until 2035 is made. There justified the choice of the list of technologies for electric power generation, which are expedient to introduce at Ukrainian power stations.

Keywords: electricity generation, power engineering, structural and technological modernization, structural shifts, electricity generation technologies.

Fig.: 9. **Tbl.:** 19. **Formulae:** 4. **Bibl.:** 22.

Kyzym Mykola O. – Doctor of Sciences (Economics), Professor, Corresponding Member of NAS of Ukraine, Director, Research Centre of Industrial Problems of Development of NAS of Ukraine (2 floor 1a Inzhenernyi Ln., Kharkiv, 61166, Ukraine)

E-mail: ndc_ipr@ukr.net

Shpilevskiy Volodymyr V. – Candidate of Sciences (Economics), Head of Department of Industrial Policy and Energy Security, Research Centre of Industrial Problems of Development of NAS of Ukraine (2 floor 1a Inzhenernyi Ln., Kharkiv, 61166, Ukraine)

E-mail: shpilevskyyv@gmail.com

Miliutin Hlib V. – Applicant, Research Centre of Industrial Problems of Development of NAS of Ukraine (2 floor 1a Inzhenernyi Ln., Kharkiv, 61166, Ukraine)

E-mail: ndc_ipr@ukr.net

Сучасні тенденції розвитку національної економіки, обтяжені суспільними та політично-територіальними ускладненнями, визначають послаблення енергетичної безпеки країни, яке проявляється у зростанні зовнішньої енергетичної залежності, енергоемності суспільного виробництва і сфери життєзабезпечення, морального та фізичного зносу виробничих потужностей сфери енергопостачання тощо.

Аналіз широкого кола робіт вітчизняних і закордонних науковців показав наявність розбіжностей у напрямках енергетичного розвитку розвинених країн світу та України та дозволив виявити негативні наслідки структурного устрою її енергетичного сектора, що, враховуючи надзвичайну важливість проблеми енергетичної безпеки для всіх країн світу, дозволяє говорити про необхідність структурно-технологічної модернізації сектора електрогенерації України з урахуванням перспективних напрямів технологічного розвитку сучасної енергетики та виробничої достатності вітчизняного енергетичного машинобудування для забезпечення цього процесу.

Метою цієї роботи стало обґрунтування пріоритетних напрямів структурно-технологічної модернізації сектора електрогенерації України з урахуванням змін у національній економіці та тенденцій розвитку сучасної енергетики.

Виклад основних результатів дослідження. Ґрунтуючись на проведеному аналізі, а також низці робіт вітчизняних і закордонних науковців [1–6], пропонується такий методичний підхід до вибору пріоритетних напрямків структурно-технологічної модернізації сектора електрогенерації України (рис. 1).

Результати досліджень перших етапів цього методичного підходу, а саме аналіз структурних змін в економіці України та її енергоемності та структурних зрушень в енергетичному секторі країни докладно наведено в роботах [7; 8]. В межах цього дослідження розглянемо третій етап. Для цього спочатку дослідимо структурні зрушення у споживанні електроенергії у країні.

Динаміку попиту на електроенергію в Україні і зміну її структури в 2000–2016 рр. наведено в табл. 1.

Як видно з табл. 1, попит на електроенергію в Україні з 2000 по 2010 рр. спочатку зріс на 118,2%, а потім до 2016 р. зменшився на 11,8%. Найбільшу питому вагу у споживанні електроенергії в країні займав сектор економіки, потім населення і, нарешті, комунально-побутова сфера. При цьому питома вага економіки у загальному споживанні електроенергії в Україні зменшилась з 65,7% у 2000 р. до 51,1% у 2016 р., населення – збільшилась на 3,9% і комунально-побутової сфери – збільшилась на 5,0% [11].

Розрахунки структурних зрушень у споживанні електроенергії у країні були наведені в попередньому дослідженні [11] та показали, що за весь досліджуваний період інтегральний коефіцієнт структурного зрушення у споживанні електроенергії в країні склав величину 0,1183 (рівень структурного зрушення є низьким). Загалом дослідження попиту на електроенергію та її виробництва в країні показало наявність суттєвого надлишку потужностей з генерації електроенергії, при цьому значна їх частка є морально та фізично зношеною. Крім того, відмічено посилення проблеми регулювання «пікових» і «напівпікових» періодів у споживанні електроенергії як протягом року, так і кожного дня через недостатність «маневрених» потужностей.

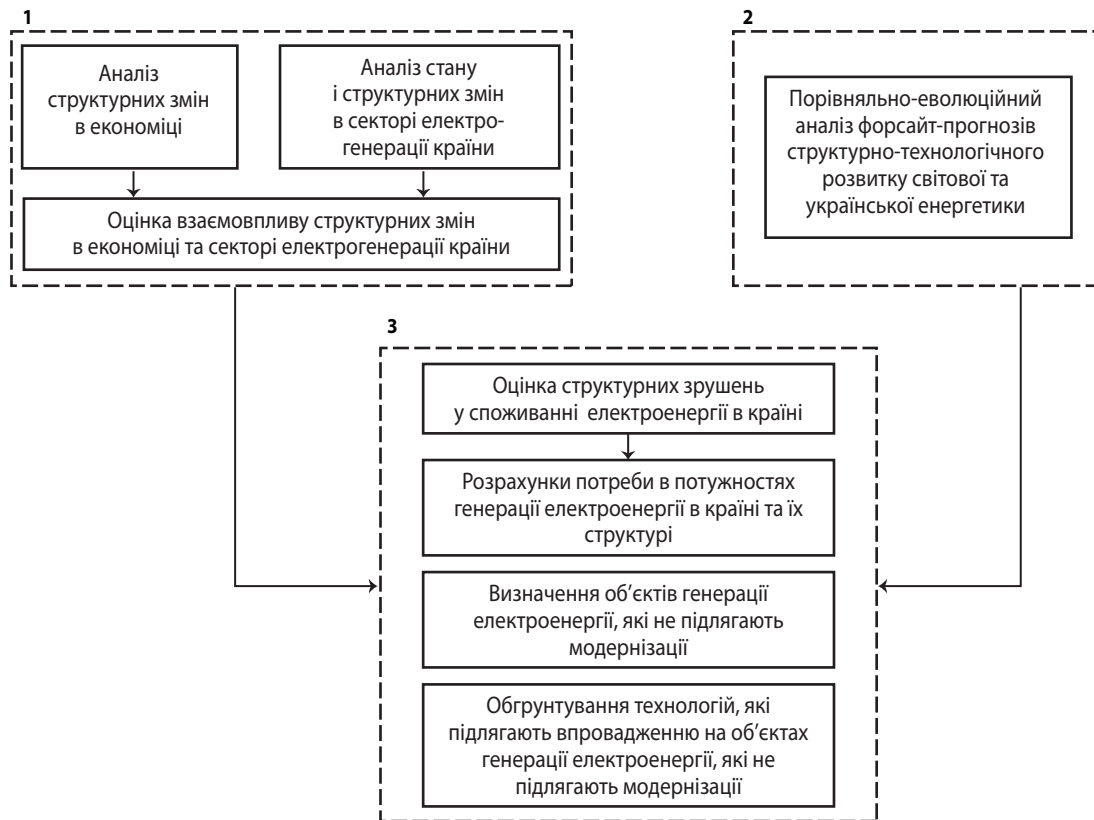


Рис. 1. Методичний підхід до вибору пріоритетних напрямів структурно-технологічної модернізації сектора електрогенерації України

Таблиця 1

Динаміка споживання електроенергії в Україні в 2000–2016 рр. [9; 10]

Споживачі електроенергії	Рік									
	2000		2005		2010		2015		2016	
	млн кВт-год	%	млн кВт-год	%	млн кВт-год	%	млн кВт-год	%	млн кВт-год	%
Економіка (крім КПС)	74557	65,7	78485	63,8	78164	58,3	61097,1	51,5	61118,1	51,7
Комунально-побутова сфера (КПС)	8811	7,8	18555	15,1	19231	14,3	15194,9	12,8	15190,7	12,8
Населення	30123	26,5	26064	21,1	36740	27,4	36480,0	30,7	35917,3	30,4
Інші непромислові споживачі	-	-	-	-	-	-	5954,9	5,0	6031,9	5,1
Всього споживання	113491	100	123104	100	134135	100	118726,9		118258,0	

Проаналізуємо виробництво та споживання електроенергії в Україні. На рис. 2 наведено графік виробництва та споживання електроенергії за місяцями 2016 р.

Наведений на рис. 2 графік свідчить про суттєві сезонні коливання, як споживання, так і виробництва електричної енергії у країні. Сезонні коливання споживання електричної енергії мають доволі широкий діапазон. Так, у 2016 році мінімальний рівень споживання електроенергії спостерігався у червні (8720,2 млн кВт-год), а максимальний – у грудні (15718, млн кВт-год), при цьому ширина діапазону сезонних коливань складала 6997,8 млн кВт-год, або

80,2 % від мінімального рівня. Треба зазначити, що з кожним роком рівень сезонних коливань зростає [12].

Крім сезонних коливань, умови виробництва електроенергії визначаються часовою нерівномірністю її споживання протягом доби, що викликає нерівномірність навантаження на об'єднану енергетичну систему (ОЕС) в цілому і сферу генерації зокрема.

На рис. 3 наведено споживання електроенергії в Україні у робочі дні.

Як видно з рис. 3, у середньодобовому споживанні електроенергії у робочі дні січня можна спостерігати «по-

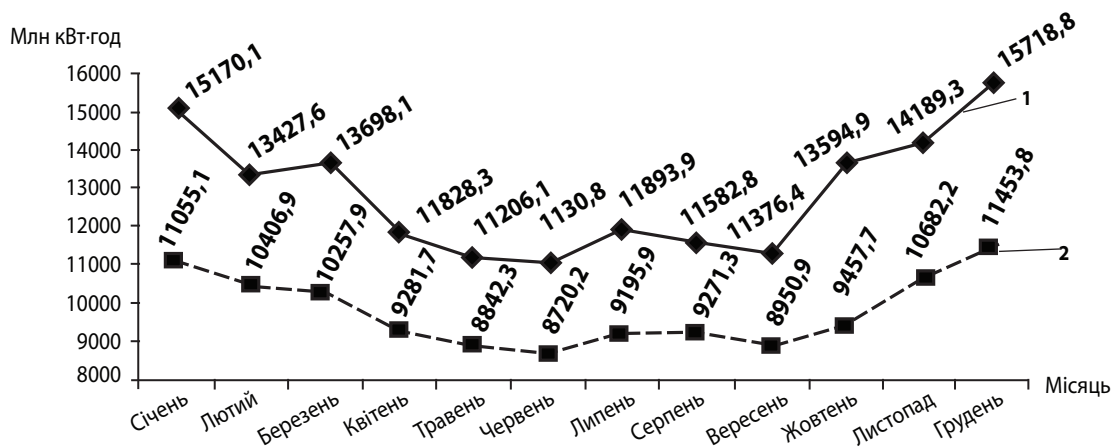


Рис. 2. Графік виробництва та споживання електричної енергії в Україні за місяцями 2016 року:
1 – виробництво електричної енергії; 2 – споживання (нетто) електричної енергії

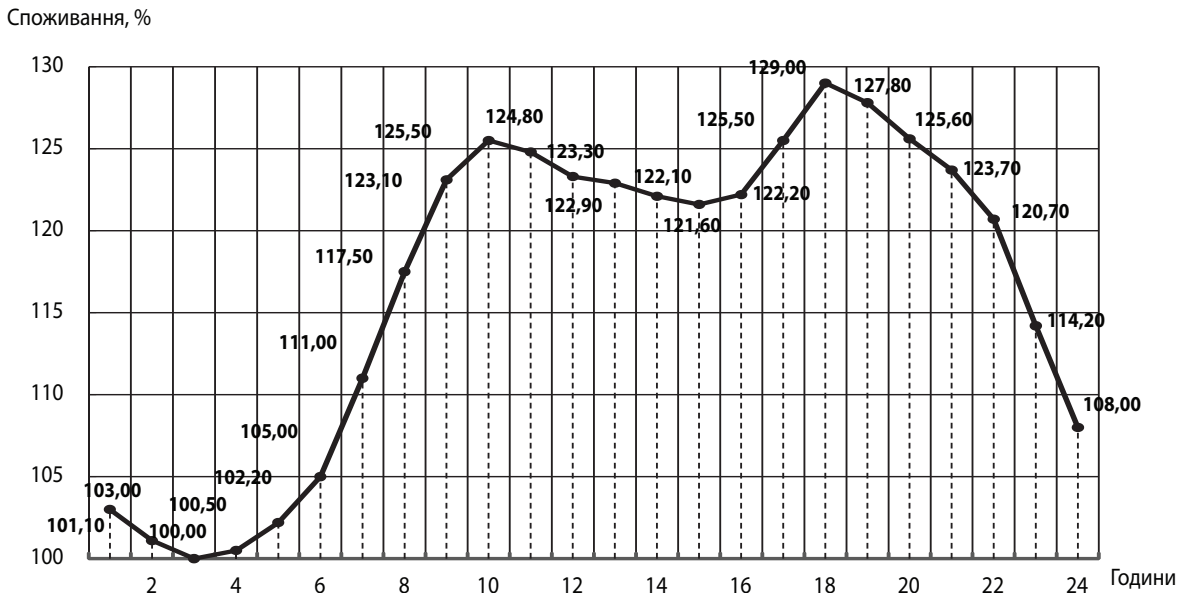


Рис. 3. Середнє споживання електроенергії в Україні по годинам у робочі дні у січні [12]

лупіковий» період, коли споживання до нічного складає 125,5 %, і «піковий» період – 129,0 %.

Дослідимо, яким чином здійснюється в Україні регулювання щодобових «полупікових» і «пікових» навантажень, а також сезонних коливань протягом року.

Регулювання покриття навантажень в Об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України здійснюється відповідно до положень нормативного документа СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України» (затверджений наказом Міністерства палива та енергетики України від 24.03.2009 № 158), який визначає:

- первинне регулювання частоти – процес зміни активної потужності енергоблоків, агрегатів та електростанцій в цілому під впливом дії системи регулювання турбін, котлів, реакторів, систем групового регулювання активної потужності (ГРАП) ГЕС, а також регулюючого ефекту навантаження, викликаного зміною частоти в ОЕС внаслідок ви-

никнення небалансу потужності в ОЕС, спрямований на зменшення цієї зміни, що закінчується встановленням квазістатичного балансу потужності при новому значенні частоти;

- нормоване первинне регулювання частоти (НПРЧ) – організована частина первинного регулювання, здійснювана в цілях забезпечення гарантованої якості первинного регулювання і підвищення надійності ОЕС енергоблоками (агрегатами) виділених електростанцій, на яких заплановані і постійно підтримуються резерви первинного регулювання та забезпечення їх ефективного використання;
- вторинне регулювання частоти та потужності – процес зміни активної потужності виділених електростанцій для компенсації небалансу потужності, що виник внаслідок ліквідації перевантаження транзитних зв'язків, відновлення частоти та заданих зовнішніх перетоків та відновлення резервів

первинної регулюючої потужності, витрачених під час дії первинного регулювання. Вторинне регулювання здійснюється зазвичай автоматично під дією централізованої системи автоматичного регулювання частоти і потужності (САРЧП), а за відсутності автоматизованих систем регулювання – оперативно (вручну);

- третинне регулювання – оперативна або автоматична зміна потужності (робочих точок) спеціально виділених енергоблоків (агрегатів), електростанцій третинного регулювання і споживачів-регуляторів (головним чином, шляхом зміни графіків навантаження) з метою відновлення вторинного резерву в міру його вичерпання, а також для здійснення оперативної корекції режиму в інших цілях. На енергоблоках (агрегатах), електростанціях третинного регулювання періодично передаються всі відхилення від планового режиму, спочатку сприйняті електростанціями первинного, а потім вторинного регулювання.

Для забезпечення ОЕС України первинним регулюванням прийняті такі величини первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи (п. 5.3.3.8 СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009):

- в ізолюваному режимі роботи – 1000 МВт. У цьому режимі ця величина може бути загальним об-

сягом резервів первинного та вторинного регулювання;

- у режимі паралельної роботи з ENTSO-E – ± 190 МВт;
- у режимі паралельної роботи з країнами СНД і Балтії – ± 160 МВт [13].

Для забезпечення регулювання частоти та потужності в ОЕС заявами генеруючих компаній (ГК) до первинного (НПРЧ) та вторинного (САРЧП) регулювання можуть бути залучені 28 енергоблоків теплових електростанцій, які були реконструйовані, або капітально відремонтовані. Перелік, потужність і інші характеристики цих енергоблоків наведено у табл. 2 (складено за даними [9]).

Дані, наведені в табл. 2, свідчать, що встановлена потужність енергетичних блоків теплових електростанцій, які беруть участь у регулюванні покриття навантаження в ОЕС, перевищує прийняту нормативними документами величину первинного резерву більше ніж у 4 рази.

Первинний резерв регулювання потужності забезпечує лише змінну складову покриття навантаження ОЕС, загальна ж величина цього покриття значно більша. Зважаючи на це, проведемо оцінку загальної величини навантаження ОЕС за її складовими.

Для визначення величин навантажень ОЕС у періоди максимального та мінімального споживання електричної

Таблиця 2

Потужності генерації, що забезпечують регулювання покриття навантаження в ОЕС [9]

Енергокомпанія	Електростанція	№ енергоблоку	Потужність енергоблоку, мВт	Поточний стан енергоблоку	Участь у регулюванні (тип регулювання)
ПАТ «Центренерго»	Трипільська	2	325	н.д.	НПРЧ
	Вуглегірська	1	300	н.д.	НПРЧ
		4	300	н.д.	
ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго»	Запорізька	1	325	реконструкція 2012 рік	НПРЧ
		3	325	реконструкція 2014 рік	
	Криворізька	3	300	реконструкція 2013 рік	НПРЧ
	Бурштинська	3	185	капремонт 2013 рік	НПРЧ, САРЧП
		4	195	капремонт 2014 рік	
		5	215	реконструкція 2016 рік	
		6	195	капремонт 2015 рік	
		7	206	реконструкція 2012 рік	
		8	195	капремонт 2009 рік	
		9	195	капремонт 2016 рік	
		10	195	знаходиться на реконструкції	
		11	195	капремонт 2011 рік	
		12	195	капремонт 2012 рік	
	Добровірська	8	160	реконструкція 2014 рік	НПРЧ, САРЧП
Усього:	Х	Х	4006	Х	Х

енергії використаємо дані офіційних замірів, проведених у зимовий (04.01.2016) та літній (12.06.2016) замірні дні [9]. Їх аналіз показав, що у зимовий замірний день мінімальна величина покриття навантаження в ОЕС склала 18,6 гВт, максимальна – 24,6 гВт; у літній замірний день мінімальна величина покриття навантаження в ОЕС склала 12,6 гВт, максимальна – 15,5 гВт.

Виходячи з даних фактів можна стверджувати, що:

- мінімальне навантаження в ОЕС відповідає його мінімальній річній величині (мінімальне навантаження у літній замірний день);
- максимальне навантаження в ОЕС відповідає його максимальній річній величині (максимальне навантаження у зимовий замірний день);
- навантаження в ОЕС у діапазоні між його максимальним і мінімальним значенням є змінним;
- змінна частина навантаження в ОЕС є неоднорідною, оскільки формується під впливом сезонних і добових коливань, при цьому сезонні коливання мають природу закономірних плавних змін протягом цілого року, а добових – закономірних різких змін протягом кожної доби.

Таким чином, дані щодо навантаження в ОЕС повинні характеризувати їх сезонні та добові коливання, оскільки саме вони є вихідною точкою визначення складу (структури) потужностей їх покриття. Зважаючи на це, діапазон (величину) навантаження на ОЕС пропонується поділити на такі складові:

- постійне навантаження, яке дорівнює мінімальній річній величині (12,6 гВт);

- діапазон сезонного коливання навантаження, що дорівнює різниці між мінімальною величиною навантаження в зимовий замірний день і мінімальною величиною в літній замірний день (18,6 – 12,6 = 6,0 гВт);
- діапазон добового коливання навантаження, дорівнює різниці між максимальною і мінімальною величиною навантаження в зимовий замірний день (24,6 – 18,6 = 6,0 гВт).

Зважаючи на вищевикладене, діапазон навантаження в ОЕС можна подати у вигляді (табл. 3).

Таблиця 3

Діапазон навантаження в ОЕС у 2016 році

№	Вид навантаження в ОЕС	Величина навантаження, гВт
1	Постійне (базове) навантаження	12,6
2	Діапазон сезонного коливання навантаження	6,0
3	Діапазон добового коливання навантаження	6,0
4	Максимальне (пікове) навантаження (ряд. 1 + ряд. 2 + ряд. 3)	24,6

Способи покриття навантаження в ОЕС значною мірою залежать від наявної номенклатури ППЕР, що ви-

Таблиця 4

Характеристика маневрових якостей електростанцій

Тип електростанції	Діапазон регулювання, % від встановленої потужності	Час набору повного навантаження, хвилин	
		з холодного стану	з гарячого стану
Атомні	70	390-660	60
ТЕС з енергетичними блоками 200-300 Мвт	30-50	120-180	20-40
ТЕС газотурбінні	100	15-30	0,5
ГЕС традиційного типу	80-100	1-2	0,25-0,5
ГАЕС	200-220	1-2	0,25-0,5

користуються у генерації енергії та стабільності різних видів навантаження. Більш стабільні види навантаження не є вибагливими до мобільності потужностей їх покриття, і, навпаки, нестабільні навантаження вимагають більш маневрених потужностей. Зважаючи на це, визначимо основні способи покриття різних видів навантажень в ОЕС.

Характеристику маневрових якостей різних видів електростанцій наведено в табл. 4 у порядку їх зростання.

Враховуючи маневрові якості різних типів електростанцій (способів генерації), найбільш доцільне розподілення покриття навантажень в ОЕС буде мати такий вигляд (табл. 5).

Забезпечення покриття навантаження в ОЕС України забезпечується встановленими потужностями генерації

енергії за прийнятими в генеруючих компаніях графіками.

Структуру розподілення потужностей покриття навантажень у ОЕС країни наведено у табл. 6.

Наведені у табл. 6 дані дозволяють стверджувати, що найбільша частка покриття навантаження у ОЕС країни (51,2 %) повинна здійснюватись за рахунок низькомобільних потужностей базової генерації енергії, а саме найбільш потужних енергетичних блоків АЕС (44,4 %) та ТЕС (6,5 %). Сезонні коливання навантаження слід покривати за рахунок потужностей генерації середньої мобільності, а саме енергетичних блоків середньої потужності ТЕС (24,4 %). Добові коливання навантаження слід покривати за рахунок високомобільних потужностей генерації, а саме малопотужних енергетичних блоків ТЕС (16,3 %) та електростанцій вітчизняного гідрокомплексу (8,1%).

Таблиця 5

Розподілення потужностей покриття навантажень в ОЕС за видами генерації енергії

Вид навантаження в ОЕС	Потужність покриття навантаження за видами ЕС, гВт			
	АЕС	ТЕС/ТЕЦ	ГЕС/ГАЕС	Усього
1. Постійне (базове) навантаження	11,0	1,6		12,6
2. Діапазон сезонного коливання навантаження		6,0		6,0
3. Діапазон добового коливання навантаження		4,0	2,0	6,0
Максимальне (пікове) навантаження (ряд. 1 + ряд. 2 + ряд. 3)	11,0	11,6	2,0	24,6

Таблиця 6

Структура розподілення потужностей покриття навантажень у ОЕС України за видами генерації енергії, гВт

Показник	АЕС	ТЕС/ТЕЦ	ГЕС/ГАЕС	Усього
Потужності базової генерації енергії	44,7	6,5		51,2
Компенсаційні потужності сезонних коливань		24,4		24,4
Компенсаційні потужності добових коливань		16,3	8,1	24,4
Усього:	44,7	47,2	8,1	100,0

Покриття навантаження у ОЕС країни прямо залежить від наявності встановлених потужностей генерації енергії та інтенсивності їх використання. Крім покриття завантаження в ОЕС, ці ж параметри визначають і величину виробництва електричної енергії за технологіями генерації, а отже, можуть вважатись за основні (базові).

Взаємозалежність основних параметрів генерації електроенергії може бути описана такими формулами:

$$R = \frac{W}{K_{\text{ген}}}, \quad (1)$$

$$Q = W \times F_t \times K_{\text{ген}}, \quad (2)$$

де W – встановлена потужність генерації енергії, гВт;

R – навантаження в системі, гВт;

Q – виробництво енергії, млрд кВт-год;

F_t – календарний фонд часу роботи обладнання (річний), годин;

$K_{\text{ген}}$ – коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП);

$$K_{\text{ген}} = \frac{F_f}{F_t}, \quad (3)$$

де F_f – корисний фонд часу роботи обладнання (річний), годин.

Зважаючи на вищенаведену характеристику взаємозалежності параметрів генерації енергії, загальна величина

її встановленої потужності може бути розрахована за формулою:

$$W = \frac{R}{K_{\text{ген}}}. \quad (4)$$

Відповідно до наведеної формули для визначення величини встановленої потужності генерації енергії необхідно відповідні дані табл. 8 поділити на відповідні рекомендовані значення коефіцієнта використання встановленої потужності (табл. 7).

Розрахункові величини необхідної встановленої потужності генерації електричної енергії наведено у табл. 8.

Наведені розрахункові величини необхідної встановленої потужності генерації електричної енергії є орієнтиром при формуванні перспективної технологічної структури генерації електричної енергії на базі фактичних встановлених потужностей. Фактична технологічна структура встановленої потужності генерації електричної енергії свідчить, що як її загальна величина, так і величини її складових перевищують їх розрахункові значення. Порівняльну характеристику основних рекомендованих і фактичних параметрів сфери генерації енергії наведено у табл. 9.

Наведені у табл. 9 дані свідчать про наявність суттєвих невикористаних резервів генерації електричної енергії

Таблиця 7

Рекомендовані значення коефіцієнта використання встановленої потужності для різних технологій генерації електричної енергії [14; 15]

Вид технології (електростанції)	Рекомендоване значення КВВП, %	Походження рекомендації і джерело інформації
АЕС	85,8	Рекомендації інституту проблем безпеки АЕС НАН України
ТЕС	63,5	За даними US Energy Information Administration (EIA), на 2009 рік середні фактичні КВВП по США [eia.gov]
ГЕС	39,8	За даними US Energy Information Administration (EIA), на 2009 рік середні фактичні КВВП по США [eia.gov]

Таблиця 8

Розрахункові величини необхідної встановленої потужності генерації електричної енергії

Показник	АЕС	ТЕС/ТЕЦ	ГЕС/ГАЕС	Усього
Потужності базової генерації енергії	12,8	2,5		15,3
Компенсаційні потужності сезонних коливань		9,3		9,3
Компенсаційні потужності добових коливань		6,3	5,0	11,3
Усього:	12,8	18,1	5,0	36,0

Таблиця 9

Порівняння основних рекомендованих і фактичних параметрів сфери генерації енергії за умов 2016 року

Показник	АЕС	ТЕС/ТЕЦ	ГЕС/ГАЕС	НДЕ	Усього
Рекомендована величина встановленої потужності генерації, гВт	12,8	18,1	5,0		36,0
Рекомендована величина КВВП, %	85,8	63,5	39,8	33,9	85,8
Фактична величина встановленої потужності генерації, гВт	13,8	34,3	6,2	1	55,3
Фактична величина КВВП, %	72,5	22,5	12,9	18,3	33,8
Відхилення фактичної величини встановленої потужності від рекомендованої, %	+7,8	+89,4	+23,4		+53,8
Відхилення фактичної величини КВВП від рекомендованої, %	-13,3	-41,0	-26,9	-15,6	-52,0

в країні, а саме атомної – 7,8 %, теплової – 89,4 %, гідравлічної – 23,4 %. Фактична потужність генерації на основі нетрадиційних джерел енергії складає 1,8 % від загальної встановленої величини, що значно нижче наявних резервів, а отже, не є визначальним у виробництві електричної енергії. Крім цього, нетрадиційні джерела енергії є розосередженими та нестабільними, що суттєво ускладнює їх застосування у сферах як базової, так і компенсаційної генерації.

Наявність суттєвих резервів встановленої потужності створює можливість оптимізації структури парку генерації енергії, яка навіть без проведення заходів із технологічної модернізації та технічного оновлення потужностей генерації здатна забезпечити суттєве підвищення господарської ефективності національного енергетичного сектора.

Другим важливим напрямом підвищення ефективності національного енергетичного сектора є проведення технологічної модернізації та технічного оновлення сфери генерації енергії, які здатні забезпечити вирішення проблем і усунення обумовлених ними негативних наслідків у способи, охарактеризовані в табл. 10.

Наведені в табл. 10 відомості свідчать, що ключовим заходом забезпечення можливостей проведення структурно-технологічної модернізації національного енергетичного сектора є створення резерву потужностей для компенсації тимчасово виведених на капітальний ремонт і реконструкцію об'єктів генерації. Створення резерву потужностей електрогенерації також важливе з огляду на можливість збільшення споживання електричної енергії в майбутньому, передбаченого Енергетичною стратегією України на період до 2035 року: «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» [15]. Наявні фактичні

резерви потужності електрогенерації створюють сприятливі умови для маневрування ними. Особливо значні фактичні резерви потужностей належать до парку теплової генерації.

Вищенаведені рекомендовані структура та величини встановленої потужності є результатом розрахунків, які проводились без урахування необхідності створення резерву потужностей. Виходячи з цього положення обґрунтування структури і величин необхідної потужності генерації слід визначати на основі фактичних параметрів сфери генерації енергії з урахуванням необхідності їх оптимізації, тобто наближення їх значень до розрахункової величини з урахуванням створення резервів генерації згаданого призначення. Максимальну норму резервів встановленої потужності електрогенерації визначимо за таких умов:

- більшість об'єктів парку електрогенерації перевищили проектні терміни експлуатації (за виключенням 7 атомних блоків з 15);
- нормативний термін технічної реконструкції енергетичних блоків базової генерації складає 7 років, звідси норма резерву складе близько 30 % від установленої потужності всього парку генерації.

Цю процедуру обґрунтування структури встановленої потужності й основних параметрів сфери генерації електричної енергії за умов 2016 року наведемо у табл. 11.

Дані, наведені у табл. 14, свідчать, що загальна величина встановленої потужності може бути зменшена з 55,3 гВт до 40,7 гВт, тобто на 26,4 %. Зменшення загальної величини встановленої потужності доцільно провести тільки за рахунок скорочення парку теплової генерації, яке складе 42,6 % (при перевищенні розрахункової величини на 47,2 %).

Основні структурні заходи щодо усунення проблем національної сфери генерації електричної енергії

Проблема	Негативні наслідки	Структурні заходи щодо усунення проблем та їх негативних наслідків
1. Фізична застарілість потужностей генерації	1. Наднормативні витрати на утримання основних засобів	1. Капітальний ремонт і виведення з експлуатації
2. Технологічна відсталість парку генерації	2. Низька ефективність процесів енергоперетворення	2. Технологічна реконструкція і технічне оновлення парку генерації
3. Нерозвиненість мобільного сегменту парку генерації	3. Значні технологічні втрати ППЕР	3. Виведення з сегмента базової генерації і зосередження енергетичних блоків середньої і малої потужності в сегментах сезонної і добової компенсаційної генерації, розвиток децентралізації і локалізації генерації енергії
4. Надлишкова загальна потужність парку генерації	4. Наднормативні виробничі витрати	4. Скорочення парку генерації за рахунок виведення надлишкових зношених потужностей
5. Нераціональне територіальне розміщення потужностей генерації	5. Високі втрати енергії при транспортуванні та розподіленні	5. Наближення об'єктів генерації до споживачів
		6. Створення резерву потужностей для компенсації тимчасово виведених на капітальний ремонт і реконструкцію об'єктів генерації

Таблиця 11

Обґрунтування структури встановленої потужності й основних параметрів сфери генерації електричної енергії за умов 2016 року

Показник	АЕС	ТЕС/ТЕЦ	ГЕС/ГАЕС	НДЕ	Усього
Фактична величина встановленої потужності генерації, гВт	13,8	34,3	6,2	1,0	55,3
Рекомендована величина встановленої потужності генерації, гВт	12,8	18,1	5,0		36,0
Величина ближча до оптимальної з урахуванням забезпечення необхідного резерву	фактична	рекомендована та два блоки резерву по 800 мВт	фактична	фактична	X
Прийнята величина встановленої потужності генерації, усього, гВт	13,8	19,7	6,2	1,0	40,7
у тому числі:					
▪ базової	13,8	4,1		1,0	18,9
▪ компенсації сезонних коливань		7,8			7,8
▪ компенсації добових коливань		7,8	6,2		14,0
Генерація електричної енергії, млрд кВт-год	87,6	67,5	7,0	1,6	163,7
Очікуваний КВВП, %	72,5	39,0	12,9	18,3	45,9

Розрахункові й обґрунтовані параметри, а також структура сфери генерації енергії має суттєві відмінності від фактичних, що наочно видно з рис. 4.

Наведені на рис. 4 дані свідчать, що проведення цілеспрямованої структурної модернізації сфери генерації енергії дозволить вивільнити значну кількість застарілих потужностей генерації енергії та підвищити інтенсивність використання працездатних потужностей. Зважаючи на вищевикладене та поточну економічну ситуацію в країні, для якої характерна нестача коштів на проведення подібних за-

ходів, структурну модернізацію енергетики слід обмежити реструктуризацією потужностей теплової генерації.

Загальну характеристику теплової генерації електричної енергії наведено у табл. 12.

Теплова енергетика країни у 2016 році спожила на виробництво електричної енергії 16178 тис. т.н.е. органічного палива, або 42,5 % від загальної величини ППЕР, поставлених на ці цілі. При цьому частка теплової генерації в загальному виробництві електроенергії складала 41,5 %, що свідчить про дещо меншу ефективність процесу енерго-

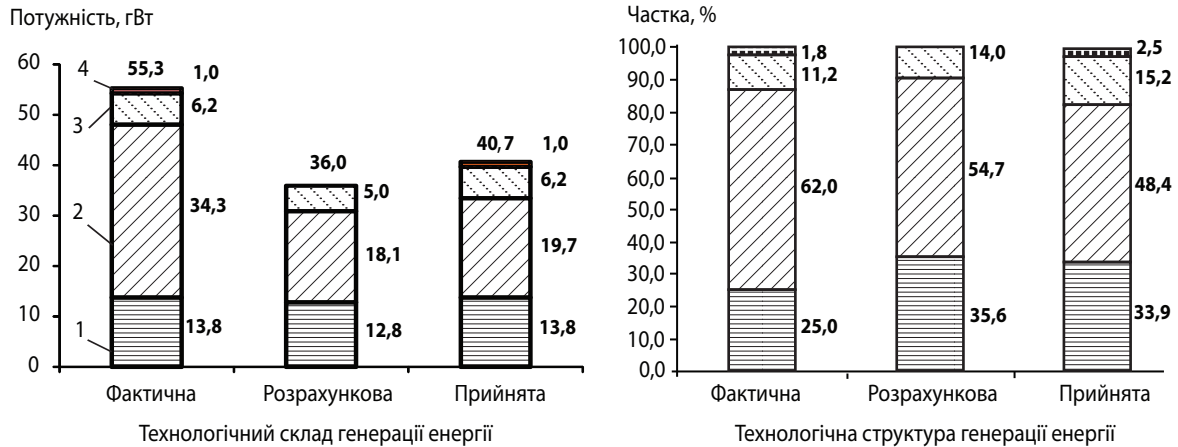


Рис. 4. Порівняльна структурно-технологічна характеристика сфери генерації електричної енергії:
1 – атомна генерація; 2 – теплова генерація; 3 – гідралічна генерація; 4 – нетрадиційна генерація

Таблиця 12

Загальна характеристика теплової генерації електричної енергії

Показник	ТЕС	ТЕЦ	Разом
Постачання органічного палива на генерацію електричної енергії, усього, тис. т.н.е.	14864	1314	16178
у т. ч.			
вугілля	14700	569	15269
природний газ	164	745	909
Виробництво електроенергії, млрд кВт-год	60,9	6,6	67,5
Встановлена електрична потужність, гВт	30,9	3,4	34,3
Фактичний КВВП, %	22,5	22,2	22,5

перетворення, ніж за більшістю інших технологій. 90,2 % теплової генерації електричної енергії вироблялось ТЕС, а 9,8 % – ТЕЦ.

За результатами обґрунтування (див. табл. 11) встановлена потужність теплової генерації повинна складати 19,7 гВт, з яких 16,3 гВт (82,7 %) припадає на ТЕС і 3,4 гВт (17,3 %) на ТЕЦ.

Розподілення встановленої потужності за призначенням проведено з метою виконання таких умов.

Потужності ТЕС повинні покривати частину:

- нестачі потужностей базової генерації у інші способи;
- навантаження енергосистеми у діапазоні сезонних коливань;
- навантаження енергосистеми у діапазоні добових коливань.

Розподілення встановленої потужності теплової генерації за напрямками покриття навантаження в ОЕС приведено у табл. 13.

Для визначення напрямків структурної модернізації сфери теплової генерації енергії проведемо докладний аналіз встановлених потужностей з метою визначення об'єктів, що підлягають включенню до реструктуризованого парку генерації.

Структуру парку теплової генерації за ознакою потужності об'єктів наведено в табл. 14.

Зважаючи на те, що маневреність енергетичних блоків знаходиться у зворотній залежності до їх потужності, за даними табл. 16 та 17 складемо схему розподілення парку генерації ТЕС за напрямками покриття навантажень (табл. 15).

Наведені у табл. 15 дані свідчать, що найбільш перспективними електростанціями за ознаками можливості покриття різних напрямів навантажень ОЕС є:

- за широтою покриття повного діапазону покриття навантажень – Запорізька ТЕС;
- за напрямом покриття діапазону постійного навантаження (крім Запорізької ТЕС) – Вуглегірська ТЕС;
- за напрямом покриття діапазону сезонних коливань (крім Запорізької ТЕС) – Придніпровська, Зміївська і Трипільська ТЕС;
- за напрямом покриття діапазону сезонних коливань можуть розглядатись всі ТЕС, але серед них особо слід визначити Бурштинську ТЕС, яка є основним регулятором перетоків з європейською енергосистемою.

Для відбору придатних до подальшого використання енергоблоків також необхідно оцінити їх фізичний стан. Цю оцінку проведемо на основі результатів аналізу виснаження паркового ресурсу енергоблоків ТЕС. Нормативні значення паркового ресурсу турбін виробництва колишнього СРСР наведено у табл. 16.

Таблиця 13

Розподілення встановленої потужності теплової генерації за напрямками покриття навантаження в ОЕС

Показник	Покриття навантаження в ОЕС за рахунок		
	ТЕС	ТЕЦ	Усього за рахунок теплової генерації
Прийнята величина встановленої потужності генерації, усього, ГВт	16,3	3,4	19,7
у тому числі покриття:			
▪ базової	1,6	2,5	4,1
▪ покриття сезонних коливань	6,9	0,9	7,8
▪ покриття добових коливань	7,8		7,8

Таблиця 14

Структура парку теплової генерації за ознакою потужності енергоблоків

Енергетична компанія, електростанція	Кількість енергетичних блоків				
	Усього	у тому числі за діапазонами потужності			
		до 150	151–300	301–500	вище 500
Запорізька ТЕС	7		2	2	3
Криворізька ТЕС	10		10		
Придніпровська ТЕС	8	4	3	1	
Слов'янська ТЕС	1				1
Вуглегірська ТЕС	7		4		3
Зміївська ТЕС	10		9	1	
Трипільська ТЕС	6		5	1	
Бурштинська ТЕС	12		12		
Добротвірська ТЕС	4	4			
Ладжинська ТЕС	6		6		
Луганська ТЕС	8	1	7		
Курахівська ТЕС	7		7		
Усього:	86	9	65	5	7

Таблиця 15

Розподілення парку генерації ТЕС за напрямками покриття навантажень в ОЕС

Енергетична компанія, електростанція	Кількість енергетичних блоків			
	Усього	у тому числі за напрямками навантажень в ОЕС		
		добові коливання	сезонні коливання	постійні
Запорізька ТЕС	7	2	2	3
Криворізька ТЕС	10	10		
Придніпровська ТЕС	8	7	1	
Слов'янська ТЕС	1			1
Вуглегірська ТЕС	7	4		3
Зміївська ТЕС	10	9	1	
Трипільська ТЕС	6	5	1	
Бурштинська ТЕС	12	12		
Добротвірська ТЕС	4	4		
Ладжинська ТЕС	6	6		
Луганська ТЕС	8	8		
Курахівська ТЕС	7	7		
Усього:	86	74	5	7

Таблиця 16

Значення паркового ресурсу парових турбін [12]

Завод-виробник	Тиск свіжої пари, МПа	Потужність, МВт	Парковий ресурс	
			напрацювання, тис. год	кількість пусків
АТ "ТМЗ"	9 і менше	50 і менше	270	900
	13–24	50–250	220	600
АТ "ЛМЗ"	9 і менше	100 і менше	270	900
	13–24	50–300	220	600
	24	500–1200	100	300
ВАТ "Турбоатом"	9 і менше	50 і менше	270	900
	13	160	200	600
	24	300	170	450
	24	500	100	300

У табл. 17 наведено дані щодо перевищення фактичного напрацювання і кількості пусків над нормативними значеннями.

Наведені в табл. 17 дані свідчать про значне перевищення рекомендованого (нормативного) ресурсу напрацювання, яке по різних електростанціям знаходиться у діапазоні 7,7–52,6 %, а також виснаження ресурсу пусків по більшій кількості електростанцій, виняток з яких складають тільки Запорізька та Криворізька ТЕС. Найменший, тобто для умов України ще прийнятний рівень перевищення ресурсу пусків у 28,2 % спостерігається на Ладижинській ТЕС.

Зважаючи на результати аналізу техніко-виробничих можливостей і фізичного стану ТЕС ГК, можна констатувати що найбільш перспективними в плані формування раціональної структури теплової генерації можна визначити 7 електростанцій з 12 розглянутих, це: Запорізька ТЕС; Вуглегірська ТЕС; Придніпровська ТЕС; Зміївська ТЕС; Трипільська ТЕС; Ладижинська ТЕС; Бурштинська ТЕС.

Розподілення встановленої потужності електростанцій за напрямками покриття навантажень у ОЕС проведемо

з урахуванням відповідності маневреності та фізичного стану енергетичних блоків (табл. 18).

Наведені дані свідчать, що для забезпечення електричної генерації ТЕС ГК достатньо 60 енергетичних блоків з загальною встановленою потужністю 16,3 гВт.

Таким чином, з наявної встановленої потужності ТЕС ГК – 30,9 гВт можна вивільнити 13,6 гВт, або 44,0 %. При цьому слід зауважити, що більшість встановлених потужностей, що рекомендовано до включення до реструктуризованої сфери теплової генерації, мають значний ступінь морального та фізичного зносу, а отже, потребують технологічної модернізації.

Згідно з проведеним на базі цілого ряду джерел [16–21] порівняльно-еволюційним аналізом форсайт-прогнозів структурно-технологічного розвитку світової енергетики було відібрано 16 перспективних технологій генерації електроенергії з метою їх упровадження на електростанціях України, які підлягають модернізації, або нового будівництва. До цих технологій віднесемо такі:

- 1U – TU – традиційні вугільні ТЕС (спалювання кускового вугілля);

Таблиця 17

Перевищення фактичного напрацювання і кількості пусків турбін над їх нормативними значеннями

Назва електростанції	Перевищення рекомендованого значення, %	
	напрацювання	кількість пусків
Запорізька ТЕС	27,5	-13,6
Криворізька ТЕС	14,1	-27,7
Придніпровська ТЕС	35,4	139,8
Слов'янська ТЕС	н. д.	н. д.
Вуглегірська ТЕС	18,1	н. д.
Зміївська ТЕС	30,4	н. д.
Трипільська ТЕС	14,1	н. д.
Бурштинська ТЕС	33,5	132,3
Добротвірська ТЕС	52,6	205,8
Ладижинська ТЕС	7,7	28,2
Луганська ТЕС	31,6	146,4
Курахівська ТЕС	15,8	277,4

Розподілення встановленої потужності електростанцій за напрямами покриття навантажень ОЕС

Електрична станція	Покриття навантажень у ОЕС обраними для формування нової структури сфери теплової генерації енергетичними блоками ТЕС					
	добових коливань		сезонних коливань		постійного навантаження	
	№ блоку	потужність, мВт	№ блоку	потужність, мВт	№ блоку	потужність, мВт
Запорізька ТЕС			1	325	6	800
			3	325	7	800
			5			
Криворізька ТЕС	1	282	2	300		
	5	282	3	300		
	6	282	4	300		
	7	282				
	8	282				
	9	282				
	10	300				
Бурштинська ТЕС	5	215	11	195		
	7	206	12	195		
	9	195				
	10	195				
Придніпровська ТЕС	8	150	11	310		
	9	150	12	285		
	10	150	13	285		
Вуглегірська ТЕС			1	300		
			2	300		
			3	300		
			4	300		
Зміївська ТЕС	1	175	7	290		
	2	175				
	3	180	9	280		
	4	180	10	290		
	5	185				
	6	185				
	8	325				
Трипільська ТЕС	4	300	2	325		
	5	300	1	300		
	6	300	3	300		
Ладжинська ТЕС	4	300	1	300		
	5	300	2	300		
	6	300	3	300		
Курахівська ТЕС	4	210	3	200		
	5	222				
	6	225				
	7	225				
	8	225				
9	225					
Усього:	X	7790	X	6905	X	1600

- 2U – TPU – спалювання пиловидного вугілля;
- 3U – USC – ультранадкритичне спалювання пиловидного вугілля;
- 4U – IGCC – комбінований цикл з інтегрованою газифікацією вугілля;
- 5G – OCGT – газотурбінна електрогенерація відкритого циклу;
- 6G – CCGT – газотурбінна електрогенерація комбінованого циклу;
- 7B – SB – спалювання біомаси;
- 8B – BBFB – піроліз біомаси в киплячому шарі;
- 9B – GB – газифікація біомаси;
- СОЯ – ЯР – ядерні реактори 3 покоління;
- 11Г – ВГЕС – великі ГЕС;
- 12Г – МГЕС – малі ГЕС;
- 13С – СБ – сонячні батареї;
- 14С – СК – сонячні концентратори;
- 15В – КV – континентальні вітряки;

- 16В – UV – вітряки на узбережжі.

Здійсимо вибір технологій генерації електроенергії, які доцільно впроваджувати на українських електростанціях. Вибір технологій будемо здійснювати з урахуванням таких критеріїв: капітальних витрат на створення потужностей з генерації електроенергії;

- витрат на обслуговування встановлених потужностей з генерації електроенергії;
- приведених витрат потужностей з генерації електроенергії;
- рівня розвитку технологій з генерації електроенергії і ринку їх впровадження.

На рис. 5 наведено розподіл технологій генерації електроенергії за приведеними капітальними витратами.

Як видно з рис. 5, найбільші приведені капітальні вкладення на впровадження потребують такі технології: сонячні батареї (СБ) – 4,22 дол./МВт, сонячні концентратори (СК) – 1,67 дол./МВт, вітряки на узбережжі (UV) –

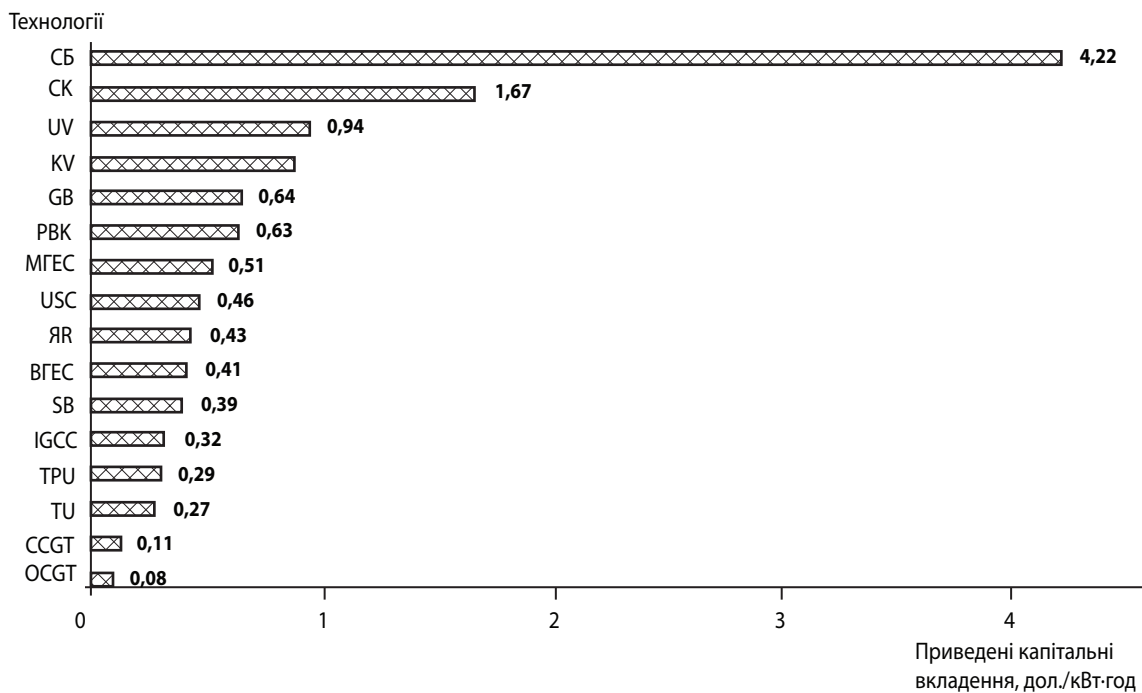


Рис. 5. Діаграма розподілу технологій генерації електроенергії за приведеними капітальними вкладеннями

0,94 дол./МВт та континентальні вітряки ((КV) – 0,87 дол./МВт, а найменші: газотурбінна електрогенерація комбінованого циклу (CCGT) – 0,08 дол./МВт та комбінований цикл з інтегрованою газифікацією вугілля (OGCT) – 0,11 дол./МВт.

На рис. 6 наведено діаграму розподілу технологій генерації електроенергії за приведеними витратами на обслуговування встановленої потужності.

Як видно з рис. 6, найбільші приведені витрати на обслуговування встановленої потужності потребують такі технології: вітряки на узбережжі (UV) – 0,0212 дол./кВт-г; сонячні концентратори (СК) – 0,0173 дол./кВт-г; газифікація біомаси (GB) – 0,0165 дол./кВт-г; а найменші: газотурбінна електрогенерація відкритого циклу (OCGT) – 0,0013 дол./кВт-г; традиційні вугільні ТЕС (TU) –

0,0014 дол./кВт-г і газотурбінна електрогенерація комбінованого циклу (CCGT) – 0,017 дол./кВт-г.

На рис. 7 наведено розподіл технологій генерації електроенергії за приведеними витратами.

Як видно з рис. 7, найбільші приведені витрати мають такі технології генерації електроенергії: сонячні батареї (СБ) – 0,518 дол./кВт-г, сонячні концентратори (СК) – 0,218 дол./кВт-г, а найменші: газотурбінна електрогенерація відкритого циклу (OOGT) – 0,036 дол./кВт-г та газотурбінна електрогенерація комбінованого циклу (CCGT) – 0,037 дол./кВт-г.

Здійсимо позиціонування технологій генерації електроенергії за приведеними експлуатаційними витратами та капітальними вкладеннями у такій матриці (рис. 8).

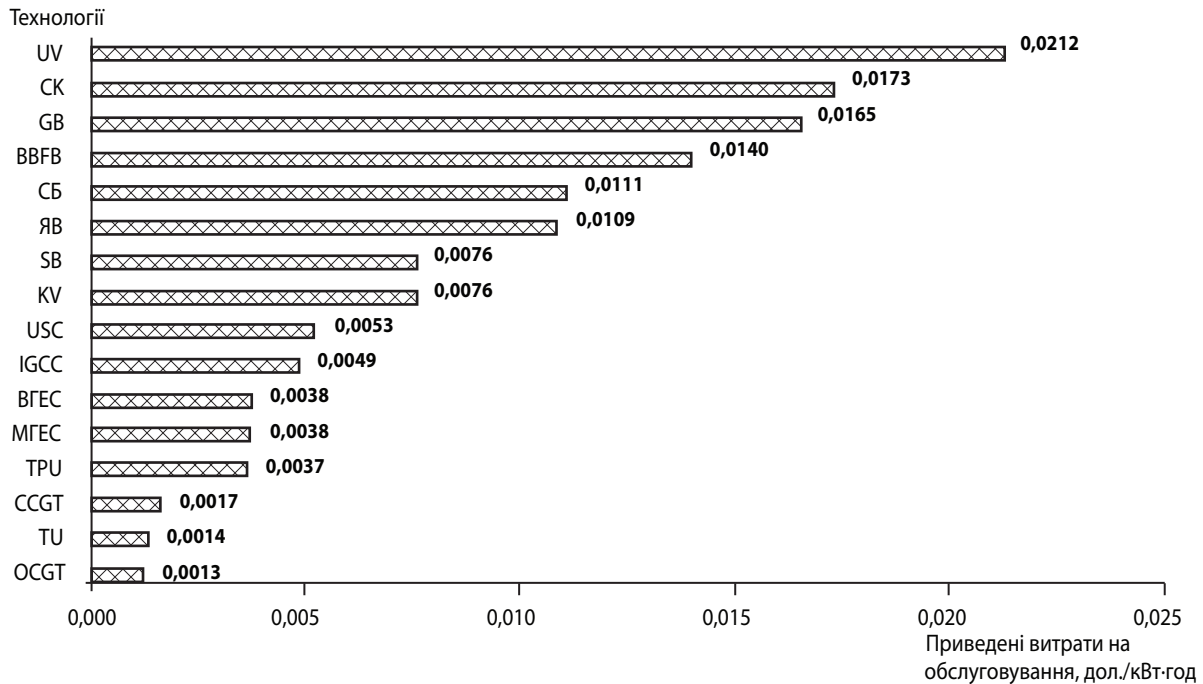


Рис. 6. Діаграма розподілу технологій генерації електроенергії за приведеними витратами на обслуговування встановленої потужності

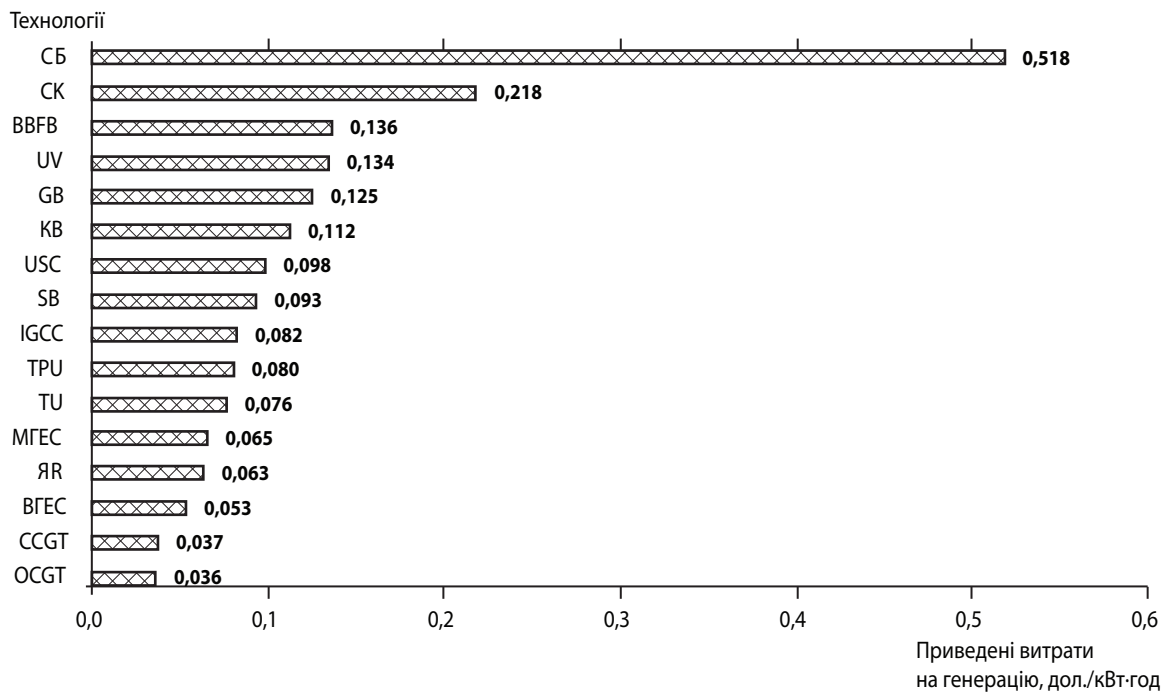


Рис. 7. Діаграма розподілу технологій генерації електроенергії за приведеними витратами

У перший квадрант матриці увійшли технології генерації електроенергії «з низькими експлуатаційними витратами та капітальними вкладеннями»: газотурбінна електрогенерація відкритого циклу (OOGT) (1-ше місце за приведеними витратами), газотурбінна електрогенерація комбінованого циклу (CCGT) (2), великі ГЕС (ВГЕС) (3), малі ГЕС (МГЕС) (5), традиційні вугільні ТЕС (ТУ) (6), спалювання пилويدного вугілля (ТРУ) (7), комбінований

цикл з інтегрованою газифікацією вугілля (IGCC) (8), спалювання біомаси (SB) (9), ультранадкритичне спалювання пилويدного вугілля (USC) (10).

До другого квадранта увійшли технології генерації електроенергії «з низькими приведеними експлуатаційними витратами та високими капітальними вкладеннями»: континентальні вітряки (KV) (11) та вітряки на узбережжі (UV) (13).

Приведені експлуатаційні витрати дол./кВт-год	Висока	3		4	
		ЯР (4) GB (12) BBFB (14)		СБ (16) СК (15)	
0,01		1		2	
Низька	Низькі	TU (6)	TPU (7)	KV (11)	
		USC (10)	IGCC (8)	UV (16)	
		OCGT (1)	CCGT (2)		
		SB (9)	ВГЕС (3)		
		МГЕС (5)			
		0,1		Високі	
				Приведені капітальні вкладення дол./кВт-год	

Рис. 8. Матриця позиціонування технологій генерації електроенергії за приведеними експлуатаційними витратами та капітальними вкладеннями

У третій квадрант увійшли технології генерації електроенергії «з високими приведеними експлуатаційними витратами та низькими приведеними капітальними вкладеннями»: ядерні реактори 3 покоління (ЯР) (4), газифікація біомаси (GB) (12), піроліз біомаси в киплячому шарі (BBFB) (14).

До четвертого квадранта увійшли технології генерації електроенергії «з високими приведеними експлуатаційними витратами та приведеними капітальними вкладеннями»: континентальні вітряки (KV) (11) та вітряки на узбережжі (UV) (13).

Найбільш економічно привабливими для впровадження в електроенергетику України є технології, які розташувалися в першому квадранті матриці.

Здійснимо позиціонування технологій генерації електроенергії у площині «рівень розвитку технологій – рівень розвитку ринку» у такій матриці (рис. 9).

За рівнем розвитку техніки та ринку технології генерації електроенергії класифікуються на три групи: розвиваючі (квадрант 1); зрілі (квадрант 2) і комерційні (квадрант 3).

У перший квадрант увійшли технології, які знаходяться на стадії науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт (НДДКР). До них у нашому випадку відносяться: газифікація біомаси (GB) і піроліз біомаси в киплячому шарі (BBFB).

Технології генерації електроенергії другого квадранта перейшли із стадії НДДКР на рівень дослідно-промислової експлуатації. У цю групу входять такі технології: спалювання біомаси (SB), ультранадкритичне спалювання пиловидного вугілля (USC), комбінований цикл з інтегрованою газифікацією вугілля (IGCC), вітряки на узбережжі (UV), газотурбінна електрогенерація комбінованого циклу (CCGT), газотурбінна електрогенерація відкритого циклу (OOGT).

У третій квадрант увійшли технології, які вийшли на комерційний рівень. До них відносяться: традиційні вугільні ТЕС (ТУ), спалювання пиловидного вугілля (TPU), ядерні реактори 3 покоління (ЯР), великі ГЕС (ВГЕС), малі ГЕС (МГЕС), континентальні вітряки (KV), сонячні батареї (СБ), сонячні концентратори (СК).

Рівень розвитку технологій	Високий	2 Зрілі технології			3 Комерційні технології		
		SB	USC	IGCC	TU	TPU	ЯР
		UV	CCGT	OCGT	ВГЕС	МГЕС	KV
					СБ	СК	
		1 Розвиваючі технології					
		GB					
		BBFB					
		Низький			Високий		
					Рівень розвитку ринку		

Рис. 9. Співставлення технологій з генерації електроенергії за рівнем їх розвитку і рівнем розвитку ринку

Виходячи з наведеного можна дійти **висновку**, що на теплових електростанціях України для їх модернізації потрібно впроваджувати такі прогресивні технології генерації електроенергії з вугілля і природного газу: ультранадкритичне спалювання пиловидного вугілля (USC), комбінований цикл з інтегрованою газифікацією вугілля

(IGCC), газотурбінна електрогенерація комбінованого циклу (CCGT), газотурбінна електрогенерація відкритого циклу (OOGT).

У табл. 19 наведено порівняльну характеристику цих технологій генерації електроенергії.

Таблиця 19

Порівняння перспективних технологій теплової генерації електроенергії до 2035 р.

Показники	Вугільні технології		Газові технології	
	USC	IGCC	OCGT	CCGT
Енергоефективність, %	46	46	35	52
Типовий рівень завантаження, %	75-85	75-85	10-20	20-60
Мах рівень завантаження, %	90	90	92	92
Типові потужності, МВт	600-1100	250-1100	10-300	60-430
Викиди парникових газів кт/МВт-год	730-850	700-750	480-575	340-400
Інвестиційні витрати, дол. / МВт / рік	2200	3700	900	1100
Експлуатаційні витрати, дол. / МВт / рік	15-25	15-25	36	44
Загальні виробничі витрати, дол. / МВт-год	65	95	100	72,5
Строк будівництва, міс.	48	48	27	27
Корисний строк експлуатації, років	40	40	30	30
Спрямованість генерації	Базова	Маневрова	Маневрова	Базова

Як видно з табл. 19, технологія ультранадкритичного спалювання пиловидного вугілля (USC) забезпечує базове навантаження, а комбінованого циклу з інтегрованою газифікацією вугілля (IGCC) – маневрове навантаження. IGCC забезпечує більш вищу енергоефективність та найнижчі шкідливі викиди, ніж USC.

Отже, перспективними технологіями газової електрогенерації є такі: газотурбінна електрогенерація відкритого циклу (OOGT) – для забезпечення маневрового регулювання та газотурбінна електрогенерація комбінованого циклу (CCGT). Технологія CCGT має перевагу над OOGT у зв'язку із енергоефективністю трансформації, однак вона має більш високі капітальні витрати.

Залежно від свого призначення (базова чи маневрова генерація) наведені вище прогресивні технології і повинні впроваджуватися на теплових електростанціях України, які підлягають модернізації.

ЛІТЕРАТУРА

1. Красильников О. Ю. Структурные сдвиги в экономике: теория и методология. Саратов : Науч. кн., 1999. 74 с.
2. Сивелькин В. А., Кузнецова В. Е. Статистический анализ структуры социально-экономических процессов и явлений : учеб. пособие. Оренбург : ГОУ ВПО ОГУ, 2002. 99 с.
3. Кизим М. О., Шпілевський В. В., Салашенко Т. І., Борщ Л. М. Ідентифікація національної моделі енергетичної безпеки: системні складові та пріоритетні напрями. *Бізнес Інформ*. 2016. № 6. С. 79–89.
4. Кизим М. О., Лелюк О. В. Економічна безпека України у газовій сфері : монографія. Харків : ВД «ІНЖЕК», 2014. 232 с.
5. Півняк Г. Г., Шкрабець Ф. П. Альтернативна енергетика в Україні : монографія. Дніпропетровськ : НГУ, 2013. 109 с.

6. Хаустова В. Є., Крамарев Г. В., Ярошенко І. В. Теоретичні засади структурних зрушень в економіці. *Бізнес Інформ*. 2017. № 12. С. 24–37.

7. Кизим М. О., Салашенко Т. І., Хаустова В. Є., Лелюк О. В. Концептуальні засади зміцнення паливної безпеки національної економіки. *Проблеми економіки*. 2017. № 1. С. 79–88.

8. Кизим М. О., Мілютін Г. В. Структурні зміни в економіці України та її енергоемність. *Бізнес Інформ*. 2017. № 12. С. 132–143.

9. Мілютін Г. В. Стан і структурні зрушення в енергетичному секторі України. *Проблеми економіки*. 2017. № 4. С. 125–137.

10. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. Київ : Укренерго, 2017. 117 с.

11. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг у 2016 році. Київ : НКРЕ, 2016. 265 с.

12. Мілютін Г. В. Оцінка структурних зрушень у споживанні електроенергії в Україні. *Моделювання регіональної економіки*. 2016. № 1 (27). С. 283–300.

13. Шевченко В. В., Строкус А. В. Режимы эксплуатации турбогенераторов с учетом требований устойчивости работы энергосистемы. *Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит*. 2016. № 1. С. 33–42. URL: <http://eee.khpi.edu.ua/article/download/78837/74587>

14. Офіційний сайт ПАТ «ДТЕК Східенерго». URL: <http://energo.dtek.com/business/generation/vostokenerго/>

15. Коврижин Ю. Л., Скалузубов В. И., Кочнева В. Ю. Научно-технические основы оптимизации планирования ремонтов, испытаний и контроля на АЭС с ВВЭР : монография / НАН Украины, Ин-т проблем безопасности АЭС. Чернобыль (Киев. обл.) : Ин-т безопасности АЭС, 2009. 120 с.

16. US Energy Information Administration (EIA). URL: <https://www.eia.gov/electricity/annual/>

17. Енергетична стратегія України до 2035 р.: Безпека, Енергоефективність та Конкуренція // Міністерство енергетики

та вугільної промисловості України : офіц. сайт. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245032412>

18. Международное состояние и перспективы ядерной энергетики – 2017. Доклад генерального директора IAEA. URL: https://www.iaea.org/About/Policy/GC/GC61/GC61InfDocuments/Russian/gc61inf-8_rus.pdf

19. Будущее атомной энергетики. Междисциплинарное исследование Массачусетского технологического института. URL: <http://www.seu.ru/programs/atomsafe/books/FAE1.pdf>

20. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 // Институт энергетических исследований РАН. URL: <https://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf>.

21. The Outlook for Energy: A View to 2040 // Exxon Mobil. URL: <http://cdn.exxonmobil.com/~media/global/files/outlook-for-energy/2016/2016-outlook-for-energy.pdf>

22. Кизим М. О., Матюшенко І. Ю., Шостак І. В., Данова М. О. Форсайт-прогнозування пріоритетних напрямів розвитку нанотехнологій і наноматеріалів у країнах світу й Україні : монографія. Харків : ВД «ІНЖЕК», 2015. 272 с.

REFERENCES

"Budushcheye atomnoy energetiki. Mezhdistsiplinarnoye issledovaniye Massachusetskogo tekhnologicheskogo instituta" [The future of nuclear power. Interdisciplinary research at the Massachusetts Institute of technology]. <http://www.seu.ru/programs/atomsafe/books/FAE1.pdf>

"Enerhetychna stratehiia Ukrainy do 2035 r. : Bezpeka, Enerhoefektyvnist ta Konkurentsia" [Ukraine's energy strategy up to 2035: Safety, Efficiency and Competition]. Ministerstvo enerhetyky ta vuhilnoi promyslovosti Ukrainy : ofits. sait. <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245032412>

Khaustova, V. Ye., Kramarev, H. V., and Yaroshenko, I. V. "Teoreticheskiye osnovy strukturnykh zrushen v ekonomitsi" [The theoretical basis of structural shifts in the economy]. *Biznes Inform*, no. 12 (2017): 24-37.

Kovrizhkin, Yu. L., Skalozubov, V. I., and Kochneva, V. Yu. *Nauchno-tekhnicheskiye osnovy optimizatsii planirovaniya remontov, ispytaniy i kontrolya na AES s VVER* [Scientific and technical bases of optimization of planning of repairs, tests and control at NPP with VVER]. Chernobyl (Kiyev. obl.): In-t bezopasnosti AES, 2009.

Krasilnikov, O. Yu. *Strukturnyye sdvigi v ekonomike: teoriya i metodologiya* [Structural changes in the economy: theory and methodology]. Saratov: Nauch. kn., 1999.

Kyzym, M. O. et al. "Identifikatsiia natsionalnoi modeli enerhetychnoi bezpeky: systemni skladovi ta prioryetni napriamy" [Identification of national models of energy security: system components and priority areas]. *Biznes Inform*, no. 6 (2016): 79-89.

Kyzym, M. O. et al. "Kontseptualni zasady zmitsnennia palyvnoi bezpeky natsionalnoi ekonomiky" [Conceptual framework for strengthening fuel security of the national economy]. *Problemy ekonomiky*, no. 1 (2017): 79-88.

Kyzym, M. O. et al. *Forsait-prohnozuvannia prioryetnykh napriamiv rozvytku nanotekhnolohii i nanomaterialiv u krainakh*

svitu i Ukraini [Foresight-prediction of the priority directions of development of nanotechnologies and nanomaterials in the world and Ukraine]. Kharkiv: VD «ІНЖЕК», 2015.

Kyzym, M. O., and Leliuk, O. V. *Ekonomichna bezpeka Ukrainy u hazovii sferi* [Economic security of Ukraine in the gas sector]. Kharkiv: VD «ІНЖЕК», 2014.

Kyzym, M. O., and Miliutin, H. V. "Strukturni zminy v ekonomitsi Ukrainy ta yii enerhoiemnist" [Structural changes in the Ukrainian economy and its energy intensity]. *Biznes Inform*, no. 12 (2017): 132-143.

"Mezhdunarodnoye sostoyaniye i perspektivy yadernoy energetiki - 2017. Doklad generalnogo direktora IAEA" [International status and prospects of nuclear power in 2017. Report by the Director General of IAEA]. https://www.iaea.org/About/Policy/GC/GC61/GC61InfDocuments/Russian/gc61inf-8_rus.pdf

Miliutin, H. V. "Otsinka strukturnykh zrushen u spozhyvanii elektroenerhii v Ukraini" [Evaluation of structural changes in the consumption of electricity in Ukraine]. *Modeliuvannia rehionalnoi ekonomiky*, no. 1 (27) (2016): 283-300.

Miliutin, H. V. "Stan i strukturni zrusnennia v enerhetychnomu sektori Ukrainy" [Condition and structural changes in the energy sector of Ukraine]. *Problemy ekonomiky*, no. 4 (2017): 125-137.

Ofitsiyniy sait PAT «DTEK Skhidenerho». <http://energo.dtek.com/business/generation/vostokenergo/>

"Prognoz razvitiya energetiki mira i Rossii do 2040" [Forecast of energy development in the world and Russia to 2040]. Institut energeticheskikh issledovaniy RAN. <https://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf>

Pivniak, H. H., and Shkrabets, F. P. *Alternatyvna enerhetyka v Ukraini* [Alternative energy in Ukraine]. Dnipropetrovsk: NHU, 2013.

Shevchenko, V. V., and Strokus, A. V. "Rezhimy ekspluatatsii turbogeneratorov s uchetoм trebovaniy ustoychivosti raboty energosistemy" [Modes of operation of turbogenerators taking into account the requirements of the stability of the power system]. *Energoberezeniye. Energetika. Energoaudit*. 2016. <http://eee.khpi.edu.ua/article/download/78837/74587>

Sivelkin, V. A., and Kuznetsova, V. Ye. *Statisticheskiiy analiz struktury sotsialno-ekonomicheskikh protsessov i yavleniy* [Statistical analysis of the structure of socio-economic processes and phenomena]. Orenburg: GOU VPO OGU, 2002.

"The Outlook for Energy: A View to 2040" Exxon Mobil. <http://cdn.exxonmobil.com/~media/global/files/outlook-for-energy/2016/2016-outlook-for-energy.pdf>

US Energy Information Administration (EIA). <https://www.eia.gov/electricity/annual/>

Zvit pro rezultaty diialnosti Natsionalnoi komisii, shcho zdiisniue derzhavne rehuliuвання u sferakh enerhetyky ta komunalnykh posluh u 2016 rotsi [Report on the results of activities of the National Commission, carrying out state regulation in spheres of power and utilities in 2016]. Kyiv: NKRE, 2016.

Zvit z otsinky vidpovidnosti (dostatnosti) heneruiuchykh potuzhnosteі [Report on assessment of compliance (adequacy) of generating capacity]. Kyiv: Ukrenerho, 2017.