

ЛЕКЦІЯ 2

КОРОТКІ ВІДОМОСТІ ПРО СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Мета лекції – ознайомитися й усвідомити стан та перспективи розвитку електроенергетики у зв'язку із зростанням рівня електроспоживання.

2.1. Джерела генерації енергії

Стисло розглянемо принципові схеми традиційних джерел генерації енергії, отриманої в результаті теплових процесів, що відбуваються при згоранні палива. Станом на 2014 р. частка таких джерел складає не менше 90 %, тому їм приділяється особлива увага. Це пов'язано з необхідністю ефективного використання палива завдяки зниженню його питомих витрат на генерацію одиниці електроенергії (див. лекцію 3). На рис. 2.1 наведено технологічні схеми виробництва теплової енергії для водонагрівального та парового котлів.

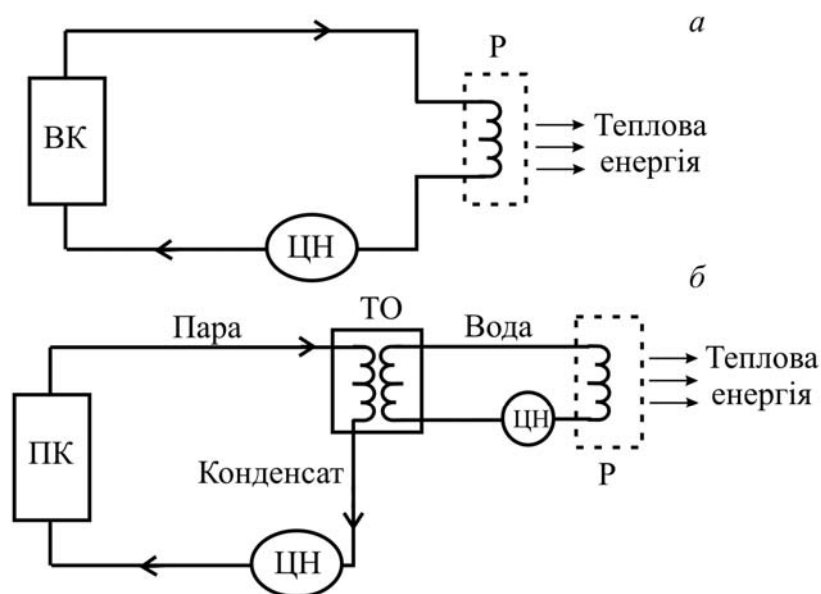


Рис. 2.1. Технологічні схеми котельних установок для отримання теплової енергії на базі водонагрівального (а) та парового (б) котла: ВК – водонагрівальний котел; ПК – паровий котел; ЦН – циркуляційний насос; Р – радіатор; ТО – теплообмінник

Розрізняють два типи паротурбінних теплових електростанцій:

- конденсаційні, що виробляють тільки електричну енергію;
- теплофікаційні (теплоелектроцентралі), на яких здійснюється комбіноване виробництво електричної та теплової енергії.

Серед теплових електростанцій КЕС найбільш розповсюджені (рис. 2.2). Пара, відпрацьована у парових турбінах цих станцій, після охолодження конденсується та як живильна вода насосами знову подається в котли. Вода для

охладження пари на виході має низький температурний потенціал (25 – 35 °С), тому як теплоносій не використовується й її теплова енергія втрачається.

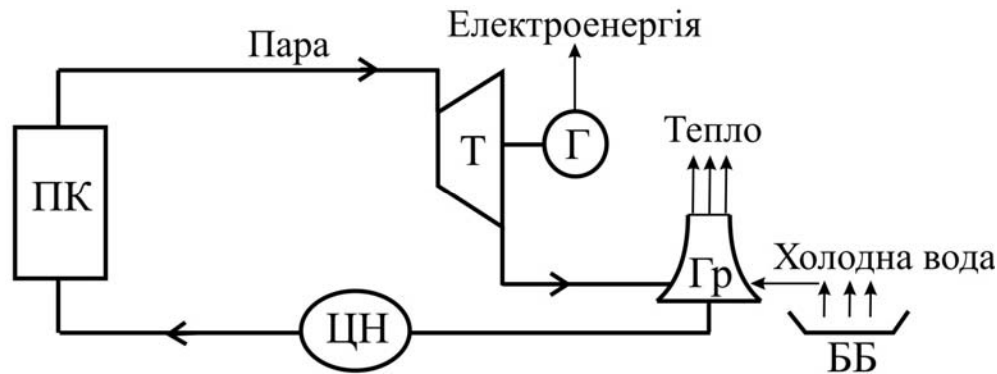


Рис. 2.2. Технологічна схема КЕС для виробництва електроенергії: Т – турбіна; Г – генератор; Гр – градирня; ББ – бризкальний басейн

Для АЕС технологічна схема така сама, як і для КЕС, тільки замість парового котла застосовується реактор.

Процес виробництва на одній установці електричної та теплової енергії називають когенерацією. Привабливість використання когенераційних установок у тому, що питома витрата палива на виробництво електроенергії в них значно менша порівняно з технологіями роздільного отримання теплової та електричної енергії. Теплоелектроцентралі є більш економічними, оскільки тепло пари, відпрацьованої в турбінах, повністю або частково використовується споживачами (рис. 2.3). Корисна віддача енергії на ТЕЦ при сприятливому поєднанні електричного та теплового навантажень досягає 60 – 70 %.

На основі комбінування газо- і паротурбінного процесів побудовано ПГУ, в якій досягаються високі температури на вході (1200 °С) та низькі на виході (25 °С). При цьому відпрацьовані гази газової турбіни з температурою близько 600 °С надходять у котел-утилізатор, де залишкова теплова енергія гарячих газів застосовується для вироблення пари для парової турбіни. Завдяки двом тепловим перепадам (з 1200 до 600 і з 600 до 25 °С) ККД сягає 60 % і вище (рис. 2.4).

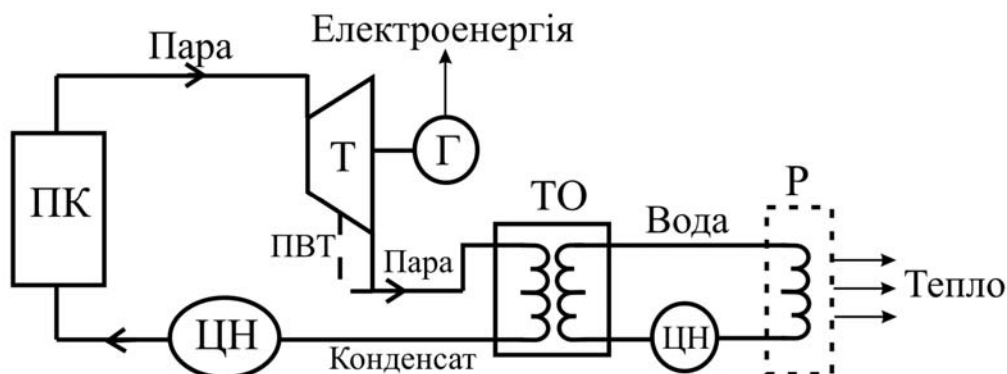
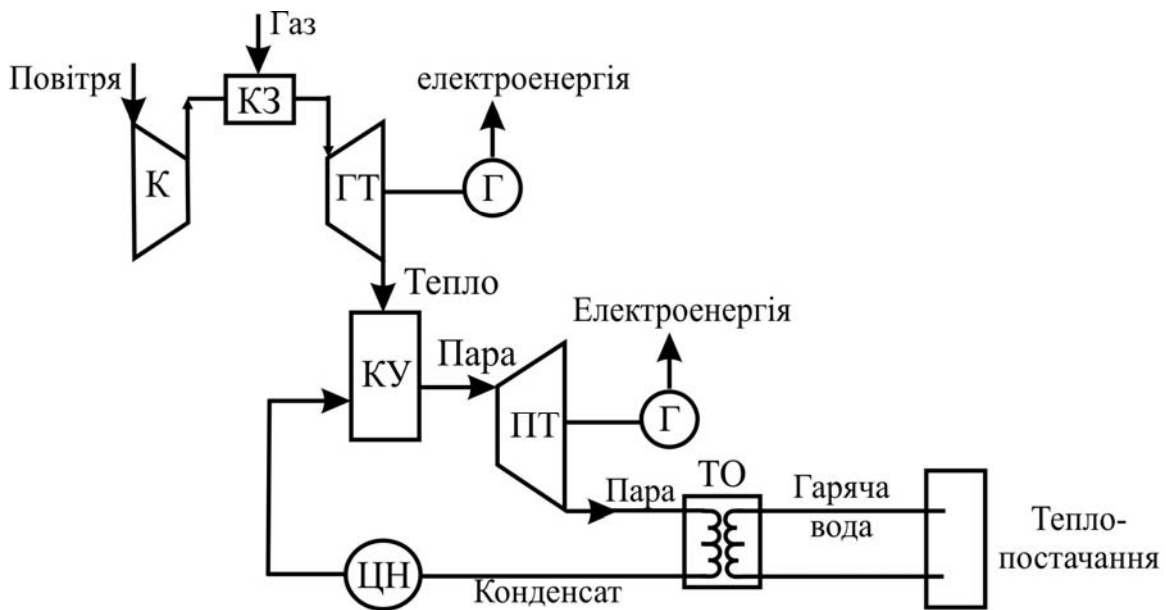


Рис. 2.3. Технологічна схема ТЕЦ для комбінованого виробництва теплової та електричної енергії: ПВТ – проміжний відбір тепла



**Рис. 2.4. Технологічна схема ПГУ: К – компресор;
КЗ – камера згорання; ГТ – газова турбіна;
ПТ – парова турбіна; КУ – котел-утилізатор**

Якщо від наведеної на рис. 2.4 ПГУ "від'єднати" котел-утилізатор і парову турбіну, то отримуємо схему ГТУ.

До джерел генерації енергії відносяться і такі (насамперед ВДЕ), що не використовують паливо, наприклад ГЕС, ВЕС тощо.

2.2. Поточний стан електроенергетичної галузі

Основою електроенергетики нашої держави є Об'єднана енергетична система України, яка централізовано забезпечує електроенергією внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами інших країн, здійснює експорт, імпорт і транзит електроенергії. Вона поєднує енергогенеруючі потужності, розподільні мережі регіонів України, пов'язані між собою системоутворюючими ЛЕП напругою 220 – 750 кВ. Оперативно-технологічне керування ОЕС і керування режимами енергосистеми здійснюється централізовано державним підприємством "Національна енергетична компанія "Укренерго".

Загальна встановлена потужність електрогенеруючих станцій України на кінець 2010 р. складала 53 ГВт (52 % – ТЕС, 27 % – АЕС, 9 % – ГЕС і ГАЕС, 12 % – ТЕЦ і блок-станції). При цьому з урахуванням законсервованих блоків і тих, що перебувають на реконструкції, встановлена потужність готових до експлуатації блоків становить 49 ГВт (47 ГВт з урахуванням обмежень електромереж на проходження потужності АЕС).

Більша частина генеруючих потужностей та електромереж – зношена та неефективна, тому для підтримки надійності енергосистеми потрібна повномасштабна програма модернізації цих активів. Вугільні блоки ТЕС, спроектовані для роботи в базовому (постійному) режимі, використовуються для підтримки змінної частини ГЕН енергосистеми. Станом на кінець 2010 р. 84 % блоків ТЕС

перевищили межу фізичного зношення у 200 тис. годин напрацювання й потребують модернізації або заміни. Зношеність обладнання призводить до перевитрат палива, зменшення потужності, погіршення екологічних показників та інших негативних наслідків.

Атомні енергоблоки наближаються до закінчення строку проектної експлуатації – понад 70 % з них потребуватимуть подовження строку експлуатації у найближчі 10 років.

Частина (35 %) повітряних ЛЕП напругою 220 – 330 кВ експлуатуються понад 40 років, а 55 % устаткування трансформаторних підстанцій відпрацювали свій розрахунковий технічний ресурс.

Значні проблеми виникають у зв'язку з недостатньо малою пропускною здатністю ЛЕП для передавання потужності АЕС (Рівненська, Хмельницька, Запорізька) і передачі надлишкової енергії Західного регіону до центру й на схід країни, низьким рівнем надійності енергопостачання півострова Крим, Одеської та Київської областей, некомпенсованістю електромереж ОЕС України з реактивної потужності та труднощами забезпечення необхідного рівня напруги (Кримська, Центральна, Південна енергосистеми, східна і південна частини Донбаської енергосистеми).

У розподільних мережах значна кількість об'єктів також відпрацювала свій ресурс: 31 % електричних мереж і 32 % трансформаторних підстанцій потребують реконструкції або заміни. Недостатнє оснащення низьковольтних мереж засобами компенсації реактивної потужності призводить до істотних відхилень напруги від нормативних значень.

Без реалізації програм модернізації наявних і будівництва нових генеруючих потужностей значний дефіцит пікової потужності спостерігатиметься вже у 2017 – 2020 рр.

Зношеність технологічного обладнання електростанцій, яка призводить до підвищення питомих витрат палива, низька якість вугілля, відсутність достатніх інвестицій – усе це обумовило істотне відставання України від держав Європи за екологічними стандартами. Станом на 2009 р. викиди пилу, оксидів сірки й азоту тепловими станціями України в кілька разів перевищували відповідні норми розвинених країн.

Так, наприкінці 2010 р. на чотирьох діючих АЕС (Запорізька, Рівненська, Хмельницька та Південно-Українська) знаходилося в експлуатації 15 ядерних енергоблоків загальною потужністю 13,835 ГВт. Протягом останніх 5 років частка АЕС складала 47–48 % від загального обсягу виробництва електроенергії в Україні, середній коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків АЕС за результатами 2010 р. становив 73,6 %.

Основу теплової генерації України складають вугільні енергоблоки потужністю 150 – 300 МВт (40 блоків по 300 МВт, 43 по 200 та 5 блоків по 150 МВт). Показники роботи ТЕС наведені у табл. 2.1 [6].

Існуючий значний вплив зношеності основних фондів ТЕС на економічні показники їх роботи зумовив необхідність класифікувати теплові електростанції за роками їх експлуатації. Така вибірка наведена в табл. 2.2, аналіз показників якої дозволяє зробити висновок, що при експлуатації ТЕС 40 та більше ро-

ків питомі витрати умовного палива перевищують 400 г/кВт·год, а коефіцієнт корисного використання палива не перевищує 30 %. Ці показники значно кращі при експлуатації ТЕС 30 та 20 років.

Згідно з Енергостратегією-2012 практично незмінними залишатимуться втрати в електричних мережах (11,1 % у 2010 р. і 8,2 % у 2030 р.), перевищуючи майже вдвічі цей показник для Німеччини у 2013 р. Для прикладу в табл. 2.3 наведені деякі показники роботи основних енергопостачальних компаній за 2006 р. (за даними департаменту електроенергетики Мінпаливенерго України), у тому числі фактичні витрати електроенергії на передачу, що включають технологічні втрати та додаткові втрати від перетоків електроенергії. Цей показник сягає 28 %, що свідчить про високий рівень втрат.

Таблиця 2.1

Основні показники енергоблоків ТЕС України

ТЕС	Роки вводу в експлуатацію	Встановлена потужність, МВт	Реальна потужність, МВт	Напрацювання, тис. год
Вуглегірська	1972 – 1977	4×300 + 3×800	4×300 + 3×800*	127 – 218
Зміївська	1960 – 1969	6×200 + 4×300	6×175 + 3×268 + 1×320	231 – 305
Трипільська	1969 – 1972	4×300 + 2×300*	4×290 + 2×300*	172 – 260
Придніпровська	1958 – 1965	4×150 + 4×300	4×150 + 4×285	223 – 306
Криворізька	1965 – 1973	10×300	10×282	173 – 266
Запорізька	1972 – 1979	4×300 + 3×800*	4×250 + 3×800*	129 – 236
Бурштинська	1965 – 1969	12×200	12×175	207 – 263
Добровірівська	1953 – 1964	2×150 + 3×100	2×130 + 3×60	189 – 298
Ладизинська	1970 – 1971	6×300	6×296	197 – 215
Старобешівська	1961 – 1967	10×200	9×175 + 1×210	234 – 273
Слав'янська	1967 – 1971	1×800	1×720	234
Зуївська	1982 – 1988	4×300	4×276	100 – 138
Курахівська	1971 – 1975	1×200 + 6×210	1×200 + 6×210	186 – 213
Луганська	1961 – 1969	8×200	8×175	205 – 265
Усього		28060/22660**	27529/22129**	

* Газомазутні енергоблоки.

** Загальна потужність пилувугільних енергоблоків.

Таблиця 2.2

Показники роботи основних ТЕС України

ТЕС	Строк експлуатації, років	Питомі витрати палива, г/кВт·год	ККД використання палива, %
Старобешівська	45	417 – 416	29,5
Луганська	45	415 – 429,8	28,6
Слав'янська	41	430 – 426	28,6
Бурштинська	44	417 – 415	29,5

Доброутвірська	46	414 – 416	29,6
Трипільська	41	425 – 404	29,0
Запорізька	31	362	34,0
Зуївська	22	354 – 359	34,6

Ще гірша ситуація спостерігалася у 2001 р., коли загальні технологічні витрати електроенергії в електромережах у цілому по Мінпаливенерго склали 33,6 млрд кВт·год або 21,4 % від відпуску електроенергії, що на 1,5 % більше, ніж за 2000 рік. Тільки для покриття зазначених обсягів технологічних витрат за 2001 р. енергогенеруючими компаніями додатково використано понад 12 млн т умовного палива.

Таблиця 2.3

Основні показники роботи енергопостачальних компаній

Енергопостачальна компанія	Електроспоживання, млн кВт·год	Витрати електроенергії на її передачу, %	Максимальне навантаження, МВт
Дніпрообленерго	30404,6	6,0	4018
Донецькобленерго	12047,0	25,12	1917
Житомиробленерго	2238,13	16,65	432,6
Запоріжжяобленерго	13638,0	8,09	1772
Київенерго	9099,5	13,78	1555
Львівобленерго	4509,6	14,42	798
Херсонобленерго	2433,0	17,08	417
Чернівціобленерго	1346,6	28,34	314

Частково таке становище пояснюється тим, що основні потужності ТЕС розташовані в тих промислово розвинених районах, де знаходиться більшість потужних споживачів електроенергії та є великі запаси палива (вугілля). Це Донецька (загальна генеруюча потужність складає 10120 МВт), Запорізька (8951 МВт), Дніпропетровська (5247 МВт) та Харківська (2816 МВт) області. "Велика" гідроенергетика розташовується лише на річках з найбільш сприятливими умовами – Дніпрі та Дністрі. ГЕС і ГАЕС віддалені від потужних споживачів, а оскільки вони є джерелом покриття максимумів навантажень (змінної частини ГЕН), то вимушені передавати значні обсяги електроенергії по магістральних ЛЕП на значні відстані до цих споживачів. Це в свою чергу призводить до значних втрат енергії та потужності в повітряних ЛЕП, що викликані її перетоками. І чим більша потужність передається – тим значніші втрати.

Недостатність маневрених генеруючих потужностей. Баланс потужностей ОЕС України характеризується суттєвим дефіцитом їх маневреної складової (на сьогодні – 9 % від загальної встановленої потужності) за потрібний рівень 15 % та оптимальний 20 % (рівень регульованих високоманеврених потужностей в європейських країнах, зокрема у Німеччині, Данії та ін.)

Гідроелектростанції є маневреним джерелом енергії та працюють в нерівномірному режимі з діапазоном регулювання потужності від нуля і до максимального значення залежно від потреб споживачів. ГЕС та ГАЕС в основному задіяні в години піків для покриття максимумів навантаження. Багато ТЕС вимушені працювати також у маневреному режимі, але зі значно меншим діапазоном регулювання потужності (0,7 – 0,9), а деякі енергоблоки взагалі розвантажуються до величини 0,5 від номінальної потужності. Також можлива і тимчасова їх зупинка з наступним запуском, але цей процес займає багато часу і не дає можливості швидко реагувати на перепади споживаної потужності. Теплові електростанції задіяні у змінній частині ГЕН і частково в піковій зоні. Однак робота ТЕС у маневреному режимі – неекономічна й призводить до більш швидкого зношення обладнання. Причина такого неефективного режиму – недостатність маневрених потужностей ГЕС і ГАЕС для повного покриття пікових навантажень.

Показником можливості зміни потужності енергоагрегатів електростанцій служить так званий технічний мінімум навантаження K_{mex} – відношення якнайменшої допустимої потужності до встановленої. Значення K_{mex} для різних видів електростанцій наведені у табл. 2.4, звідки випливає, що за цим показником ГЕС і ГАЕС вигідно відрізняються від ТЕС, ТЕЦ і АЕС.

Таблиця 2.4

Режимні значення показників різних електростанцій

Тип електростанції	Технічний мінімум навантаження K_{mex}	Час набору повної потужності з "холодного" стану, хв
Атомна	0,85 – 0,95	390 – 660
Теплоелектроцентраль	0,8	90 – 180
Паротурбінна конденсаційна	0,7 – 0,9	90 – 180
Газотурбінна	0	15 – 30
Гідравлічна	0	1 – 2

Слід зазначити, що в Україні сумарна встановлена потужність теплових і атомних станцій перевищує, і досить значно, мінімальну потужність, потрібну вночі, а тому виникає проблема розвантаження у період провалу графіка добового навантаження.

ГАЕС можуть ефективно брати участь у покритті різних зон змінної частини ГЕН. Пікові ГАЕС працюють у генераторному режимі 4 – 6 годин на добу, напівпікові – до 12 – 14 годин. У години провалу графіка навантаження (близько 7 годин на добу) ГАЕС задіяні у насосному режимі. Завдяки великій маневреності ГАЕС оперативно реагують на будь-які зміни в енергетичній системі, на вмикання і вимикання різних споживачів електроенергії. Аналіз роботи ГАЕС за кордоном виявив, що агрегати перемикаються з турбінного на насосний режим та навпаки до 20–30 разів на добу.

Потреба в гідроакумулюючих електростанціях різко відчувається в Україні. В процесі пошуку майданчика під будівництво ГАЕС традиційного (назем-

ного) типу в країні зіткнулися з певною проблемою. Як свідчить досвід проектування, за топографічних умов в основному можливе спорудження ГАЕС з напором, близьким до 100 м і меншим, що вимагає створення басейнів значних об'ємів, великих турбін і трубопроводів відповідного перерізу. Такі майданчики розташовані в складних геологічних умовах, на обвальних схилах. Крім того, створення цих ГАЕС вимагає відведення під споруди і басейни значних земельних угідь. Тому з метою підвищення економічної ефективності ГАЕС ведеться пошук майданчиків з більшими напорами води (до 300 – 500 м).

Існує ще один тип електростанцій – газотурбінні. Діапазон регулювання потужності у них такий самий великий, як і у ГЕС, але час набору її максимальної величини значно менший, ніж у ТЕС і АЕС, що дає всі підстави використовувати їх для покриття максимумів ГЕН. Однак, на жаль, такі станції майже відсутні на території України. Побудова декількох таких станцій достатньо великої потужності поблизу найбільших електроспоживачів дозволила би виправити ситуацію з використанням ТЕС у неекономічному режимі та із значними втратами енергії через перетоки потужності.

Нерівномірність режиму електроспоживання характеризується коефіцієнтом нерівномірності добового графіка навантаження, який змінюється залежно від пори року, дня тижня та інших чинників. Так, наприклад, у 2002 році в робочий день він становив 0,791, суботу – 0,816, неділю – 0,797, понеділок – 0,763. Різниця між вечірнім максимумом споживання потужності (28354 МВт) і нічним мінімумом (22439 МВт) у грудні в робочий день становила 5915 МВт, що відповідає $\alpha = 0,791$. Найбільшу різницю в 7200 МВт було зафіксовано в понеділок при $\alpha = 0,763$. Взимку різниця між максимумом і мінімумом споживання потужності в середньому становить 5900 – 6200 МВт, а в деякі дні досягає 6800 – 7200 МВт. Регульовальний діапазон ГЕС та ГАЕС становить тільки 2500 – 2800 МВт. Решта частини маневрених потужностей у 3200 – 3700 МВт забезпечується енергоблоками ТЕС, регулювання режимів роботи яких здійснюється шляхом їх зупинки на ніч з подальшим вмиканням. У такому режимі працюють енергоблоки потужністю 150 – 800 МВт з діапазоном регулювання від 21 до 29 %. Деякі енергоблоки потужністю 800 МВт розвантажуються до 500 МВт [10].

Нерівномірність графіка електроспоживання призводить до значних додаткових витрат палива на ТЕС. Так, наприклад, питома витрата палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії в енергосистемі у години максимуму становить 600 г, а у години нічного провалу – 300. Витрата умовного палива на пуск блока К-300-240 становить 70 т, а при роботі в режимі холостого ходу – 10 – 15 т/год. При роботі паротурбінного блока в режимі напівпіку (3500 год/р.) приріст питомої витрати палива через пускові втрати досягає 21 г/кВт·год, а при збільшенні кількості пусків і зменшенні часу використання до 2000 год – зростає до 41 г/кВт·год [11]. При навантаженнях, що становлять 50 % від номінальних, витрати палива збільшуються на 16 – 26 г/кВт·год [12]. Усі ці дані підтверджують недоцільність використання ТЕС у маневреному режимі.

Кількість зупинок енергоблоків у резерв також негативно впливає на питомих витрати умовного палива. Враховуючи те, що атомні електростанції пра-

цюють тільки в базовому режимі і нездатні брати участь у регулюванні електроспоживання в енергосистемі (потужностей ГАЕС та ГЕС для цієї мети недостатньо), робота енергоблоків малої потужності відбувається у нерозрахунковому маневреному режимі зі щодобовими зупинками на нічні провали навантаження в енергосистемі та подальшими пусками. Наприклад, тільки за вісім місяців 2003 р. зафіксовано 923 зупинки енергоблоків у резерв. Особливо це відноситься до блоків потужністю 200 МВт. Наслідком є збільшення питомих витрат палива на відпущену електроенергію. Тому, навіть при поліпшенні якості вугілля, в ринкових умовах важко вимагати значного зниження питомих витрат умовного палива, оскільки режим роботи енергоблоків визначається ще й ціновими заявками.

Водночас не використовуються повною мірою можливості зменшення нерозрахункових маневрених режимів шляхом застосування методів керування енергоспоживанням, як це робиться в світі. Наприклад, 13 жовтня 2007 р. мінімальне нічне споживання електроенергії в системі Мінпаливенерго становило 15962 МВт, а максимальне (о 19.30) – 22407 МВт, що свідчить про низький рівень впливу методів керування енергоспоживанням на вирівнювання добового ГЕН. Сьогодні ця проблема в Україні вирішується, фактично, лише введенням так званих зонних (диференційованих за зонами доби) тарифів, які до того ж не є вигідними для усіх суб'єктів енергоринку, що створює завади їхньому впровадженню на місцях.

Не дають сподівань на істотне зниження питомих витрат палива й обсяги виконаних ремонтів на теплових енергетичних установках. Так, 91,7 % енергоблоків уже відпрацювали свій розрахунковий ресурс (100 тис. год), зокрема 65,9 % енергоблоків перетнули визнану в світовій енергетичній практиці межу граничного ресурсу, а 38,6 % енергоблоків – навіть межу фізичного і морального зносу [10].

Виходячи з існуючого нині фінансово-економічного стану компаній та підприємств паливно-енергетичного комплексу, неможливо забезпечити оновлення основних фондів, здійснити модернізацію та реконструкцію існуючого морально застарілого обладнання в необхідних обсягах. Без наявності маневрених потужностей зростання нерівномірності графіка навантаження призведе до негативних наслідків, пов'язаних з труднощами підтримки пікових та напівпікових режимів електричних навантажень енергосистеми країни. Це створює дуже важкий режим її роботи зі значними коливаннями частоти струму, що не тільки значно обмежує можливості паралельної роботи енергосистем України, Європи та Росії, але і погіршує стабільність енергопостачання та обмежує можливість експорту енергії.

В інших країнах світу проблема, що пов'язана з нерівномірністю графіка споживання енергії, вирішується шляхом спорудження ПГУ або ГТУ (наприклад, Росія та Німеччина) і використання існуючих ГЕС (Росія та ін.)

Покриття змінної частини добових графіків навантаження, особливо їх піків, коли за малі проміжки часу (хвилини та десятки хвилин) відбуваються різкі зміни режиму електроспоживання, є не тільки технічно складним завданням, але й викликає значне збільшення витрат енергоресурсів у енергосистемі.

2.3. Перспективи розвитку галузі генерації електроенергії

Згідно з положеннями Енергостратегії-2012, виробництво електроенергії має відбуватися, в основному, на ТЕС, ТЕЦ, АЕС, ГЕС і ГАЕС, а також зростатиме за рахунок використання ВДЕ, переважно на великих вітрових електростанціях у районах зі значним вітровим навантаженням (швидкість вітру більше 5 м/с). Розвиток відновлюваної електроенергетики має супроводжуватися еквівалентним зростанням обсягу компенсаційної маневреної потужності, що можливе за умови інтенсифікації будівництва ГАЕС і ГЕС, див. табл. 2.5 [7].

Таблиця 2.5

Структура потужностей і виробництва електроенергії за базовим сценарієм Енергостратегії-2012

Показник	2010	2015	2020	2025	2030
Встановлена потужність, ГВт, у тому числі *	48,8	50,3	53,5	61,6	65,2
АЕС	13,8	13,8	15,8	17,8	18,8
ГЕС ¹	4,5	4,8	5,2	5,8	5,8
ГАЕС	0,9	2,2	4,7	4,7	4,7
ТЕС – вугілля ²	19,5	18,7	16,1	19,8	19,7
ТЕС – газ	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
ТЕЦ і блок-станції	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
ВДЕ		0,6	1,6	3,3	6,0
Виробництво, ТВт·год	187,9	215	236	259	282

* Результуючі значення можуть відрізнятися від арифметичної суми доданків за рахунок округлення.

Виходячи з поточного стану, для підтримки надійності ОЕС і зростання економіки країни першочерговими завданнями електроенергетики України є (згідно з Енергостратегією-2012):

- модернізація наявних генеруючих потужностей (ТЕС зі встановленням пилосагоочисного обладнання, ТЕЦ, АЕС, ГЕС);
- модернізація та розвиток магістральних і розподільних мереж;
- реалізація проектів будівництва ГЕС і ГАЕС (загальною потужністю 5 ГВт);
- подовження строку експлуатації діючих АЕС на 20 років;
- будівництво третього та четвертого блоків Хмельницької АЕС мінімальною потужністю 2 ГВт;
- розвиток відновлюваних джерел енергії;
- будівництво вугільних станцій потужністю 4 ГВт для заміщення тих, що виводяться з експлуатації (табл. 2.5);

¹ Величина потужності без урахування потужності малих ГЕС, які враховано у ВДЕ.

² Потужність ТЕС з урахуванням законсервованих і реконструйованих блоків.

- 2017 р. – початок передпроектних робіт, 2022 р. – початок будівництва атомних блоків на заміну наявних, що виводитимуться з експлуатації після 2030 р.

Одним з найважливіших завдань електроенергетики є *вирівнювання добового графіка споживання електричної потужності*. Для цього, разом із тарифними методами регулювання (підвищення різниці між ціною на електроенергію в різні періоди доби) необхідно застосовувати "нетарифні" методи – проведення роз'яснювальної роботи серед споживачів, поширення області використання теплових насосів, термонакопичувачів для потреб теплозабезпечення, а також упровадження так званих "інтелектуальних мереж" (Smart grids).

Першочергове завдання у сфері розвитку теплової генерації – модернізація та реконструкція наявних потужностей ТЕС з метою подовження строку служби устаткування на 15 – 20 років, збільшення встановлених потужностей, зниження питомих витрат палива та зведення характеристик обладнання відповідно до стандартів ENTSO-E з регулювання частоти, активної та реактивної потужності. Також у рамках модернізації слід оснащувати станції системами пилогазоочищення для зниження викидів пилу, оксиду сірки й азоту до норм Європейського союзу (рис. 2.5).

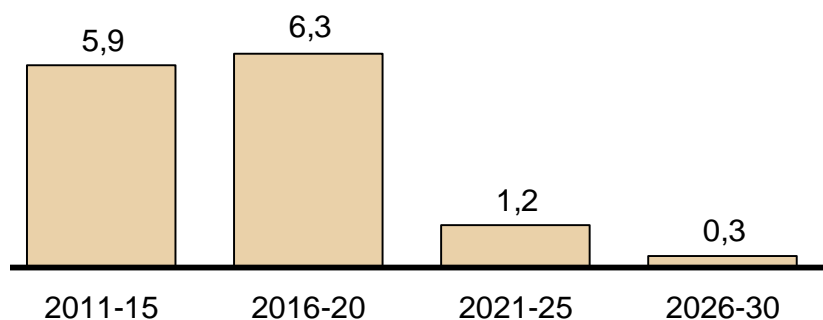


Рис. 2.5. Діаграма обсягів модернізації потужностей ТЕС (ГВт)

За базовим сценарієм розвитку споживання електроенергії у 2018 – 2030 рр. необхідно ввести близько 9,1 ГВт нових потужностей вугільних ТЕС шляхом заміни основного устаткування діючих енергоблоків і будівництва нових (рис. 2.6). Усі нові блоки мають бути оснащені системами пилогазоочищення, які відповідають європейським нормам викидів, або використовувати технології генерації, що дозволяють досягати європейських стандартів без спорудження окремих систем ПГО (наприклад, технологія ЦКШ).

Рішення вибору технології для нових блоків має прийматися на основі вартості будівництва, планованої собівартості виробництва електроенергії, вимог маневреності, екологічних показників, можливого ступеня локалізації виготовлення устаткування в Україні та використання національних паливних ресурсів.

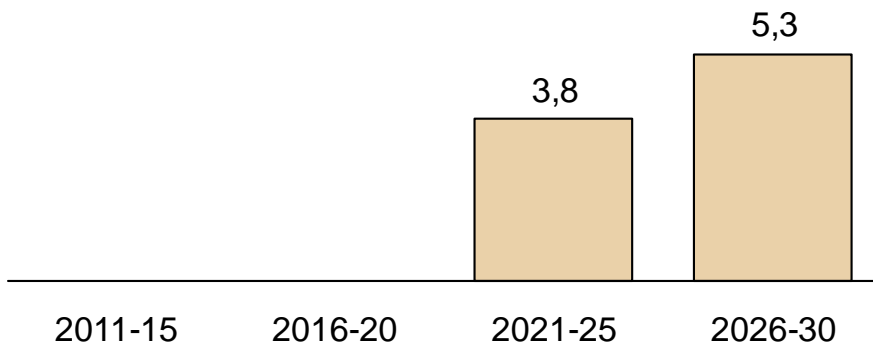


Рис. 2.6. Діаграма введення нових потужностей пилувугільних ТЕС (ГВт)

Отже, зростання споживання електроенергії комерційним та побутовим секторами та збільшення прогнозованої частки її генерації ВДЕ потребує *розвитку маневрених потужностей*. Окрім традиційних ГЕС та ГАЕС, регулювати навантаження можуть як маневрені вугільні, так і нові маневрені атомні блоки. За умови високих цін на газ, підвищення вимог з безпеки АЕС в Україні покриття пікового попиту в прогнозованому періоді будуть забезпечувати ГЕС, ГАЕС та вугільні ТЕС. Наявні газові блоки будуть підтримуватися у робочому стані як резерв потужності для забезпечення надійності системи та використовуватися для регулювання за потреби. Для вирішення завдання вирівнювання добового ГЕН необхідно розглянути можливість широкого впровадження теплових насосів–регуляторів, яке залежатиме від розвитку даних технологій і буде виконуватись у разі їх високої технологічної та фінансової ефективності.

Для виробництва електроенергії на ТЕС у 2010 р. використано 32,2 млн т вугілля, 50,3 тис. т мазуту та 0,8 млрд м³ газу при питомій витраті умовного палива 396 г/кВт·год. За рахунок модернізації наявних ТЕС (зниження на 20–30 г у.п./кВт·год без встановлення ПГО та на 10 – 20 г у.п./кВт·год за умови встановлення ПГО) і спорудження нових ефективних блоків з використанням сучасних технологій спалювання (наприклад, котли на надкритичних параметрах пари, з ЦКШ та ін.) з питомими витратами 290 – 320 г у.п./кВт·год, цей узагальнений показник до 2030 р. знизиться до рівня 340 – 350 г у.п./кВт·год (рис. 2.7). Сумарне споживання умовного палива зросте за рахунок збільшення виробництва електроенергії на ТЕС до 29 млн т у.п., а структура паливного балансу залишиться майже незмінною. Передбачається зростання коефіцієнта використання встановленої потужності вугільних станцій із 40 % у 2010 р. до 53 % у 2030 р.

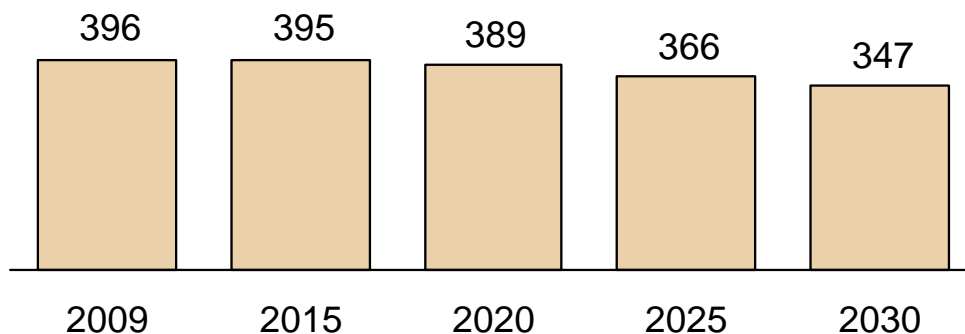


Рис. 2.7. Діаграма питомих витрат умовного палива на

виробництво електроенергії вугільними ТЕС (г у.п./кВт·год)

Розвиток гідроенергетики. Станом на початок 2010 р. проведено реконструкцію першої черги ГЕС Дніпровського каскаду та 19 (з 70) гідроагрегатів другої черги. Одним із пріоритетів розвитку гідроенергетики є завершення реконструкції ГЕС Дніпровського каскаду, що дозволить подовжити термін служби станцій на 30–40 років і підвищити сумарну потужність каскаду на 245 МВт. Заплановані інвестиції для реалізації цих заходів становлять 5 млрд грн.

Для вирішення проблеми із суттєвим дефіцитом маневрених і регулюючих потужностей необхідне впровадження гідро- та гідроакumuлюючих потужностей. Пріоритетними проектами є:

- 2011 – 2015 рр. – завершення будівництва перших черг Дністровської та Ташлицької ГАЕС;
- 2015 – 2020 рр. – будівництво других черг Дністровської та Ташлицької ГАЕС;
- продовження будівництва Канівської ГАЕС потужністю 1000 МВт з пуском першого гідроагрегата у 2015 р.;
- завершення проектування та закінчення будівельних робіт щодо розширення Каховської ГЕС потужністю 270 МВт до 2020 р.;
- реконструкція та розширення Терезько-Рікської ГЕС зі збільшенням потужності на 30 МВт до 2020 р.

Реалізація цих проектів із сумарними інвестиціями понад 55 млрд грн дозволить до 2030 р. довести частку маневрених потужностей ГЕС і ГАЕС у загальному балансі галузі до 16 %.

Виконання програми з розвитку гідроенергетики дозволить підвищити стабільність, надійність та ефективність роботи ОЕС України, забезпечити економію органічного палива, створити сприятливі умови для інтеграції ОЕС України з європейською енергосистемою та паралельної роботи з енергосистемою Росії тощо.

Розвиток енергетики на основі відновлюваних джерел енергії – один із напрямів, який підвищує рівень енергетичної безпеки країни, знижує шкідливий вплив на навколишнє середовище, збільшує зайнятість населення в секторах економіки, пов'язаних з використанням ВДЕ та ін. Енергостратегією-2012 передбачається збільшення частки відновлюваних джерел у загальному балансі встановлених потужностей до рівня, близького 10 %, до 2030 р., що за базовим сценарієм становить майже 6 ГВт. Співвідношення частки генерації на ВДЕ буде визначено виходячи із тенденцій зниження питомих капітальних витрат на будівництво зазначених об'єктів.

Незважаючи на те, що на сьогодні ВДЕ є більш економічно витратними, ніж традиційні джерела енергії й види палива, передбачається, що разом з розвитком технологій собівартість енергії на базі ВДЕ буде знижуватися, а їх створення ставатиме дедалі рентабельним. Згідно з цим слід:

- підвищувати привабливість освоєння та розвитку тих ВДЕ, які мають високу ймовірність економічної окупності в майбутньому та є найбільш перспективними для України;

- підтримувати розроблення і впровадження конкурентоспроможних технологій;

- стимулювати виготовлення необхідного устаткування. У подальшому по мірі удосконалення технологій і зниження собівартості виробництва електроенергії на базі ВДЕ необхідно скорочувати державну підтримку даного виду генерації та вирівнювати умови конкуренції між традиційними та нетрадиційними видами енергії.

Загальний потенціал використання альтернативних джерел енергії в Україні до 2030 р. оцінюється приблизно у 25 ТВт·год електроенергії на базі ВДЕ (з них близько 13 ТВт·год – виробництво) та приблизно 2 млн т – біопаливо (табл. 2.6).

Таблиця 2.6

Динаміка зростання обсягів виробництва електроенергії на базі ВДЕ (ТВт·год)

Джерело енергії	2010	2015	2020	2025	2030
Вітрогенерація	0,1	0,6	1,9	3,8	7,4
Сонячна генерація	< 0,1	0,3	0,8	1,4	2,6
Малі ГЕС	0,2	0,4	0,7	1,3	2,1
Біогенерація	< 0,1	< 0,1	0,2	0,2	0,3
Генерація з інших ВДЕ	< 0,1	< 0,1	< 0,1	0,1	0,2
Разом	< 0,4	< 1,4	3,6	6,8	12,6

Україна має істотний потенціал для *розвитку вітроенергетики*. Найбільш перспективними для цього є південні та південно-східні регіони країни, де середня швидкість вітру перевищує 5 м/с. Проте цей потенціал нині не використовується, тому Україна істотно відстає від світових тенденцій. У 2009 р. в країні діяли 12 державних ВЕС із сумарною встановленою потужністю 94 МВт, що становить лише 0,2 % від загального обсягу генеруючих потужностей. Устаткування ВЕС не відповідає сучасним нормам ефективності, оскільки більша його частина виготовлена за технологіями 80-х років ХХ століття. Ще одна причина такого низького рівня встановлених потужностей полягає в тому, що до 2009 р. (часу введення "зеленого тарифу") були відсутні стимули для потенційних інвесторів.

Потенціал для розвитку вітрогенерації в Україні за різними оцінками сягає 10 – 15 ГВт, однак для його реалізації потрібні значні інвестиції – понад 200 млрд грн. На основі досвіду більшості європейських країн з упровадження ВЕС, рівень встановленої потужності таких станцій в Україні до 2030 р. складе 3 – 4 ГВт, виробництво електроенергії – 7 – 9 ТВт·год. Істотне зростання цих показників за аналогічний період мають тільки ті країни, де стратегічним пріоритетом був активний розвиток ВДЕ та рівень субсидування галузі був надзвичайно високим.

Енергія сонячного випромінювання, що надходить щорічно на територію України, становить близько 1,2 МВт·год / м², причому тільки менше 1 % цієї енергії належить до ресурсів, які економічно доцільно використовувати. Мож-

ливий економічний потенціал розвитку сонячної генерації в Україні становить близько 4 ГВт. За умови падіння вартості будівництва рівень встановленої потужності сонячних електростанцій до 2030 р. складатиме 1,5 – 2,5 ГВт, а обсяг виробленої ними електроенергії – близько 2 – 3,3 ТВт·год на рік.

Економічно доцільний потенціал малих ГЕС в Україні становить до 4 ГВт. Нині вартість будівництва таких станцій значно перевищує аналогічний показник для традиційних джерел, а за відсутності якісних змін у технологіях потенціал зниження собівартості буде залишатися вкрай незначним. Враховуючи це, до 2030 р. потужність малих ГЕС зможе досягнути величини 0,4 – 0,8 ГВт, а обсяги виробництва електроенергії дійдуть до 1,8 – 3,5 ТВт·год.

Україна має значний *потенціал розвитку біоенергетики*, який оцінюється на рівні потенційно встановленої потужності джерел генерації величиною у 10 – 15 ГВт тепла і 1 – 1,5 ГВт електроенергії.

Одним із напрямів *розвитку атомної енергетики* України є спорудження та введення в експлуатацію до 2030 р. нових ядерних енергоблоків мінімальною сукупною потужністю 5 ГВт за базовим сценарієм.

Для виконання Україною своїх зобов'язань зі зменшення викидів забруднюючих речовин на державному рівні в рамках комплексної програми з поліпшення екології необхідно розробити план зі зменшення викидів діоксиду сірки та оксидів азоту й пилу. Такий план має визначати цілі, завдання, заходи та строки їх реалізації усіма галузями економіки України, а також механізм моніторингу його виконання відповідно до вимог Директиви 2001/80/ЄС.

За рахунок *технічного переоснащення вугільних енергоблоків* потужністю 300 МВт можна досягти [6]:

- підвищення ККД котельного агрегату з 84 до 88 – 89 %;
- підвищення ККД енергоблока на 4,5 – 5,5 %;
- зниження питомої витрати умовного палива з 400 – 410 до 345 – 350 г/кВт·год (економія на енергоблоці до 110 тис. т у.п./рік);
- підвищення маневреності та надійності роботи енергоблока.

Результати можливого технічного переоснащення вугільних енергоблоків потужністю 200 і 300 МВт наведені у табл. 2.7 і 2.8 [6], де особливу увагу слід звернути на ККД котельної установки та енергоблока, а також на питому витрату електроенергії залежно від рівня технічного переоснащення. Вказані показники є визначальними та будуть потрібні для розрахунків у подальших розділах.

Основний обсяг модернізації енергоблоків ТЕС згідно з Енергостратегією-2012 планується здійснити протягом 2011 – 2020 рр. (табл. 2.9). При цьому питома витрата палива буде знижуватися дуже повільно, а її величина у 2030 р. буде вищою за аналогічний показник на ТЕС Німеччини на теперішній час [7].

Національна академія наук України звертає увагу на те, що при зриві термінів будівництва ГЕС і ГАЕС (що вельми ймовірно з урахуванням попереднього досвіду та стану економіки країни) можливе порушення сталого функціонування ОЕС України.

Таблиця 2.7

Показники технічного переоснащення енергоблока 200 МВт з турбіною К-200-130

Показник	Існуючий стан	Ремонт	Модернізація енергоблока (котла та турбіни)		Реконструкція енергоблока із заміною турбіни на К-225-12,8
			Маловитратна	Повна	
Питома витрата палива, г у.п./кВт·год	400 – 420	395 – 415	375 – 405	365 – 390	360 – 370
ККД котла	0,84 – 0,85	0,85 – 0,855	0,88 – 0,9	0,88 – 0,9	0,88 – 0,9
ККД енергоблока, %	35	35,5	36,5	37,5	39
Економія палива, тис. т у.п. на рік	–	10	22	27	50

Таблиця 2.8

Показники технічного переоснащення енергоблока 300 МВт з турбіною К-300-240

Показник	Існуючий стан	Ремонт	Модернізація енергоблока (котла та турбіни)		Реконструкція енергоблока із заміною турбіни на К-325-23,5
			Маловитратна	Повна	
Питома витрата палива, г у.п./кВт·год	380 – 400	375 – 380	365 – 370	360 – 365	340 – 350
ККД котла	0,85 – 0,9	0,88 – 0,91	0,92 – 0,93	0,92 – 0,93	0,92 – 0,93
ККД енергоблока, %	36,5	37,6	38	39,5	40,5
Економія палива, тис. т у.п. на рік	–	12,5	33	40	67

Таблиця 2.9

Динаміка встановленої потужності вугільних ТЕС (ГВт)

Захід	Період, роки			
	2011 – 2015	2016 – 2020	2021 – 2025	2026 – 2030
Модернізація	5,9	6,3	1,2	0,3
Будівництво нових блоків	-	-	3,8	5,3
Резерв (газозапасні блоки)	4	4	4	4

Контрольні питання

1. Які джерела генерації енергії Вам відомі? Наведіть їх переваги та недоліки.
2. Охарактеризуйте електроенергетичну галузь України.
3. Що є основним показником енергоблока та від чого залежить його величина?
4. Які існують види втрат електроенергії та від чого залежить їх величина?
5. Поясніть, чому існують значні технологічні витрати електроенергії в електромережах України.
6. Яким показником характеризується нерівномірність електроспоживання? Наведіть її негативні наслідки.
7. Які джерела електроенергії належать до маневрених та яким показником вони характеризуються?
8. Назвіть основні тенденції розвитку електроенергетичної галузі України.

Розглянуто відомості про джерела енергії, які свідчать, що для генерації електроенергії слід використовувати паливо. Поточний стан електроенергетичної галузі країни – незадовільний. Головним є великі строки експлуатації ТЕС та значні питомі витрати палива на виробництво електроенергії, а також вкрай недостатній обсяг маневрених джерел енергії. Тому згідно з Енергостратегією-2012 передбачаються відповідні напрями розвитку галузі генерації електроенергії, включаючи модернізацію діючих та введення нових потужностей ТЕС, вітроенергетики, сонячної генерації та ін. При цьому очікується зниження питомих витрат палива.