

СТАН ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ ТА РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕРНІЗАЦІЇ ЕНЕРГОБЛОКІВ ТЕС

Виробництво електричної енергії електростанціями України станом на липень 2014 рік зменшилось на 2,5% порівняно з відповідним періодом 2013 року. Застосування вугілля в ролі палива збільшилось до 83,5%. Природний газ зменшився у структурі енергетичних ресурсів до 16%. Пікові потужності ГЕС і ГАЕС становлять лише 10% проти 15% необхідних для сталої роботи енергосистеми. Значне скорочення викидів забруднюючих речовин шляхом впровадження нових технологій очищення димових газів дозволить покращити екологічну ситуацію. Одним із перспективних видів модернізації є парогазова технологія в електроенергетиці.

Ключові слова: виробництво електричної енергії, паливо, пікові потужності, питомі витрати палива, парогазова технологія, забруднюючі речовини.

ОЕС України залишається однією з найбільш потужних енергетичних систем Європи [1]. За даними Мінпаливенерго України станом на 01.01.2013 р. сумарна встановлена потужність електростанцій становить 53777,6 МВт. Потужність ТЕС Мінпаливенерго України дорівнює 27426,5 МВт (51,0%), ТЕЦ – 6453,3 МВт (12%), АЕС – 13820,8 МВт (25,7%), ГЕС – 4624,8 МВт (8,6%), ГАЕС – 860,4 МВт (1,6%), повітряних електростанцій – 268,9 МВт (0,5%) [2]. Для розгорнутої характеристики ОЕС України дані про встановлену потужність електричних станцій України наведені в табл. 1.

За 2012 р. обсяг виробництва електричної енергії електростанціями України в цілому становив 198,12 млрд кВт·год. Внесок ТЕС і ТЕЦ дорівнював 88,6 млрд кВт·год (47,4%). На АЕС вироблено 90,1 млрд кВт·год (46,6%), на ГЕС та ГАЕС вироблено 10,8 млрд кВт·год (5,7%). Повітряні електростанції та інші відпустили в електричну мережу 0,594 млрд кВт·год електричної енергії (0,3%). Коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків ТЕС та ТЕЦ по Мінпаливенерго України дорівнював 30,4%. Найкращі показники мали блоки ТЕЦ потужністю 250 МВт (55,8%), блоки ТЕС потужністю 200 МВт – 41,6%, потужністю 150 МВт – 38,3%, потужністю 300 МВт – 32,1% [3].

© О.Ю. ЧЕРНОУСЕНКО, 2014

Стан енергетики України

Дані по виробництву електричної енергії електростанціями України за 2008–2014 рр. (табл.2) показали, що виробництво електричної енергії на 4 555,0 млн кВт·год (на 2,3%) було менше порівняно з 2012 р., а станом на липень 2014 р. на 2 408,7 млн кВт·год (на 2,5%) стало менше порівняно з відповідним періодом 2013 р., при цьому на ТЕС на 0,8% більше, ніж за 6 місяців 2013 р.; у червні 2014 р. на 1,0% менше, ніж у червні 2013 р.

У 1991–2014 рр. відбулася суттєва зміна структури енергетичних ресурсів у виробництві електричної енергії на ТЕС і ТЕЦ України. Так, застосування вугілля в ролі палива збільшилось з 31,3% у 1991 р. до 83,5% у 2014 р. Природний газ зменшився у структурі енергетичних ресурсів з 49,7% у 1991 р. до 16,3% у 2014 р., а мазут – з 20,8% у 1991 р. до 03,2% у 2014 р. відповідно.

Для пилувугільних блоків України існують станом на 2014 р. такі основні особливості експлуатації:

1. Для забезпечення стабільної роботи електричних станцій у структурі генеруючих потужностей базові енергоблоки повинні становити 50–55%, напівопікові енергоблоки – 30–35%, а пікові енергоблоки – 15%.

2. Потужності ГЕС і ГАЕС, які можуть бути високоманевровими піковими потужно-

стями, становлять лише 10,1% проти 15% необхідних для сталої роботи енергосистеми.

3. Енергоблоки ТЕС потужністю 100–150 МВт, які можуть ефективно використовуватись як маневрові напівпікові потужності, становлять 18% проти необхідних 30–35%.

4. Поширеною практикою є використання в маневрових напівпікових режимах, окрім пиловугільних енергоблоків ТЕС потужністю 100 та 150 МВт, пиловугільних блоків потужністю 200–300 МВт, які для цього не пристосовані. Вони проектувалися для роботи в базових режимах.

5. Пиловугільні енергоблоки Придніпровської, Криворізької, Запорізької, Зуївської, Луганської, Старобешівської, Слов'янської, Вуглегірської, Зміївської, Трипільської, Ладжинської, Бурштинської ТЕС України оснащені котлоагрегатами з рідким шлаковидаленням (РШВ). Для котлоагрегатів з РШВ проектний діапазон регулювання навантаження є дуже вузьким – 80–100%.

6. Для проходження мінімальних навантажень за наявної структури генеруючих потужностей в ОЕС України використовується зниження навантаження ТЕС і ТЕЦ України. Третину зменшення навантаження покривають ГЕС, інше – вугільні ТЕС з вимушеною зупинкою на ніч на 4–6 год 9–16 енергоблоків. Такі непроекtnі зупинки і пуски обладнання ТЕС України прискорюють його зношення, підвищують аварійність блоків і супроводжуються понад нормативними витратами палива. На пуск одного енергоблока потужністю 300 МВт витрачається 70 т мазуту, а середні перевитрати палива сягають 10–30% на вироблену кВт·год електроенергії.

Згідно з нормативними документами Мінпаливенерго України “Контроль металу і

продовження терміну експлуатації основних елементів котлів, турбін і трубопроводів теплових електростанцій” (Типова інструкція, СОУ-Н МПЕ 40.17.401:2004):

– парковий ресурс парових турбін К-200-130 і К-300-240 АО ЛМЗ дорівнює 220 тис. год при кількості пусків 800;

– парковий ресурс парових турбін К-800-240 АО ЛМЗ дорівнює 150 тис. год при кількості пусків 400;

– парковий ресурс парових турбін К-300-240 ОАО «Турбоатом» дорівнює 200 тис. год при кількості пусків 600;

– парковий ресурс парових турбін Т-250/300-240 ОАО «Турбоатом» дорівнює 220 тис. год при кількості пусків 800.

Станом на 1.01.2014 р. з 97 блоків ТЕС України 8 відпрацювали розрахунковий ресурс 100 тис. год, 10 енергоблоків не перевищили парковий ресурс 200–220 тис. год (рис.1). В той самий час 79 енергоблоків перевищили парковий ресурс 200–220 тис. год і для продовження терміну їх експлуатації необхідно проводити комплексне дослідження з оцінки залишкового ресурсу. Експертний висновок про продовження терміну експлуатації понад парковий ресурс необхідно приймати експертній комісії у складі представників підприємств, що генерують електричну енергію, спеціалізованих організацій та органів державного нагляду [4].

Сумарні характеристики роботи пиловугільних енергоблоків ТЕС України свідчать про низький коефіцієнт використання встановленої потужності порівняно зі світовими показниками, що становлять більше 90% у розвинутих країнах (табл.3). Збільшилась і аварійність роботи ТЕС. Кількість аварійних відмов за місяць у липні 2014 р. була найвищою за всі роки експлуатації цього обладнання – 54.

Таблиця 1 – Структура енергогенеруючих потужностей електричних станцій України [3]

Рік	Сумарна встановлена потужність, млн кВт	АЕС		ТЕС і великі ТЕЦ		ГЕС і ГАЕС		Блок-станції та інші джерела	
		млн кВт	%	млн кВт	%	млн кВт	%	млн кВт	%
2005	52	13,8	26,5	30,2	58,1	4,7	9,1	3,3	6,3
2010	51,5	13,8	26,8	29,0	56,3	5,4	10,5	3,3	6,4
2011	53,2	13,8	26,0	28,9	54,3	5,5	10,3	5,0	9,4
2012	53,8	13,8	25,6	29,3	54,5	5,5	10,2	5,2	9,7
2013	54,5	13,8	25,4	29,3	53,7	5,5	10,1	5,9	10,8

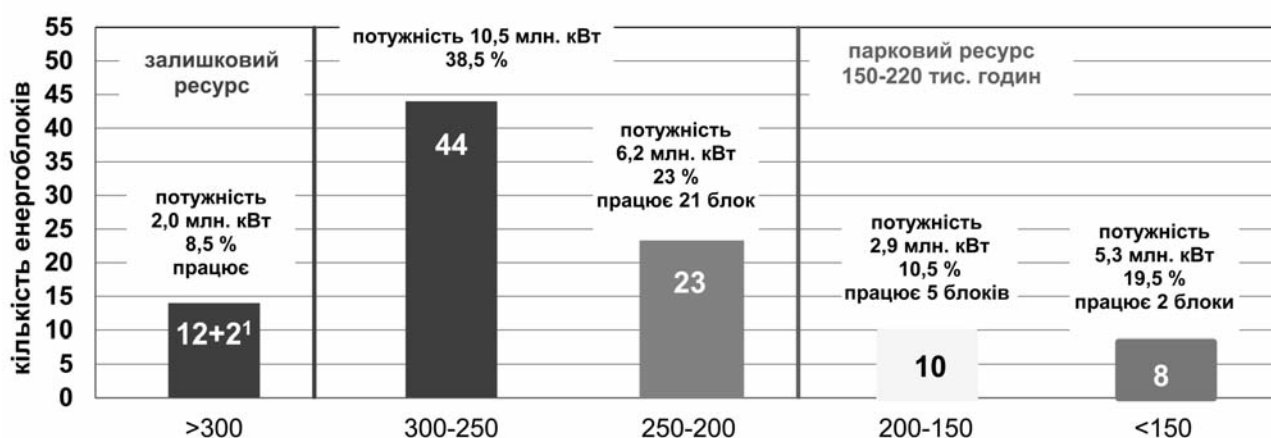
Таблиця 2 – Обсяги виробництва електроенергії по ОЕС України [3]

Потужність	2008	2009	2010	2011	2012	2013	6 міс. 2014
АЕС, %	89 841,2 46,9	82 923,5 48,0	89 151,3 47,4	90 247,7 46,5	90 137,4 45,5	83 209,0 43,0	45,1
ТЕС і ТЕЦ, %	82 347,3 43,0	71 068,1 41,1	77 976,7 41,5	84 775,2 43,7	88 557,5 44,7	86 579,6 44,7	43,1
ГЕС і ГАЕС, %	11 332,6 5,9	11 776,9 6,8	12 965,1 6,9	10 773,0 5,6	10 832,6 5,5	14 216,0 7,3	5,8
БС і ком. ТЕЦ, %	8 150,7 4,2	7 137,1 4,1	7 811,8 4,2	8 094,7 4,2	7 953,3 4,0	8 312,6 4,3	5,0
ВЕС, СЕС, біомаса, %				19,4 0	638,6 0,3	1 247,2 0,7	1,0
ВСЬОГО	191676,1	172907,4	187910,1	193899,1	198119,4	193564,4	94548,9

Техніко-економічні характеристики роботи пилувугільних енергоблоків ТЕС України станом на вересень 2014 р. мають такі особливості [3]:

1. Загальна наявна електрична потужність ТЕС на початку 2014 р. становила 20,7 млн кВт. Станом на 1.01.2014 р. з 97 блоків 56 (загальна встановлена електрична потужність 12,5 млн кВт, 47%) відпрацювали більше 250 тис. годин. З 48 пилувугільних блоків 100–200 МВ (9,9 млн кВт), що можуть використовуватися як маневрові потужності, 15 блоків (2,6 млн кВт) відпрацювали більше 250 тис. годин або закриті на реконструкцію чи перебували у довгостроковому резерві з елементами консервації (табл.3).

2. Середній ККД енергоблоків становить близько 31% (45% при роботі у базовому режимі у розвинутих країнах), витрати умовного палива на ТЕС – 400 г у. п. на 1 кВт електроенергії. Величини ККД (нетто) пилувугільних котлів знаходяться в діапазоні 75–86%. Коефіцієнти готовності встановленої потужності для більшості пилувугільних блоків низькі, тільки в 13 пилувугільних енергоблоків з 89 (у 15%) вони були $\geq 90\%$. Середній коефіцієнт використання встановленої потужності пилувугільних енергоблоків – 40%. До 2013 р. середня кількість аварійних зупинок за місяць кожний рік збільшувалася (у 2012 р. – 46), у 2013 р.



напрацювання, тисяч годин

6,9 млн кВт потужностей (25% загальної потужності ТЕС) - пилувугільні блоки, що перебувають в довгостроковому резерві з елементами консервації, та газомазутні блоки, що не експлуатуються: блок ст. № 7 Старобешівської ТЕС, блоки ст. № 12, ст. № 14 Придніпровської ТЕС, блоки ст. № 7, ст. № 9 Криворізької ТЕС, блок ст. № 12 Луганської ТЕС, газомазутні блоки ст. № 5, ст. № 6 Трипільської ТЕС, газомазутні блоки ст. № 5, ст. № 6, ст. № 7 Запорізької ТЕС, газомазутні блоки ст. № 5, ст. № 6, ст. № 7 Вуглегірської ТЕС.

1,3 млн кВт потужностей у 2013 р. були закриті на реконструкцію та капітальний ремонт (5%): блок ст. № 8 Добротвірської ТЕС, блок ст. № 2 Трипільської ТЕС, блоки ст. № 2, ст. № 3 Вуглегірської ТЕС, блок ст. № 1 Криворізької ТЕС.

Рис.1. Напрацювання енергоблоків ТЕС України [3]

знизилися до 43 (табл.3).

3. Рівень шкідливих викидів перевищує не тільки нормативи ЄС у 5–30 разів, а і діючі нормативи України, зокрема, викиди твердих частинок золи, що утворюються при спалюванні вугілля, у 20–34 рази. Станом на початок 2014 р. заміни потребували енергоблоки ТЕС сумарною потужністю близько 12 млн кВт (понад 40% загальної потужності ТЕС).

4. У червні–серпні 2014 р. пошкоджено і зруйновано 3150 об'єктів енергозабезпечення (орієнтовна вартість аварійно-відновлювальних робіт за даними Міненерговугілля України – понад 693 млн грн). Зупинено роботу з видобування вугілля на 69 шахтах (орієнтовна вартість відновлювальних робіт – понад 969 млн грн). Зазнали руйнувань шахтні копри, транспортні галереї, підйомні комплекси, вентилятори головного провітрювання, котельні та інші споруди поверхневих технологічних комплексів. Станом на 17.09.2014 р. знеструмлено близько 140 населених пунктів.

5. На Слов'янській ТЕС ПАТ «Донбасенерго» пошкоджено та зруйновано обладнання, будівлі та споруди, комунікації. Пошкодження обладнання відкритого розподільчого пристрою ВРП 220 та 330 кВт становить 80%, що не дозволяє здійснювати транзит та видачу потужності Слов'янської ТЕС в ОЕС України (орієнтовна вартість аварійно-відновлювальних робіт – 200 млн грн).

6. У серпні та вересні 2014 р. у роботі перебувало до 46 енергоблоків ТЕС. Так, 25.08.2014 р. покриття електричного споживання в ОЕС України (18,5 млн кВт) забезпечували АЕС, ТЕС, ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС, ВЕС та СЕС, при цьому в роботі перебували 32 (мінімальна кіль-

кість) вугільних енергоблоків ТЕС потужністю 6,1 млн кВт (дані ДП НЕК «Укренерго»). 15.09.2014 р. покриття електричного споживання в ОЕС України (19,4 млн кВт) забезпечували АЕС, ТЕС, ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС, ВЕС та СЕС, при цьому в роботі знаходились 34 вугільних енергоблоків ТЕС (6,9 млн кВт потужностей).

Результати модернізації енергоблоків ТЕС України

Основні задачі модернізації пилувугільних енергоблоків [5] включають: підвищення надійності, подовження ресурсу на 15–20 років; відновлення потужності енергоблока або збільшення її понад проектну; зменшення питомих витрат палива на відпуск електроенергії; розширення діапазону регулювання навантаження; оснащення сучасними засобами авторегулювання частоти і потужності; зменшення рівня шкідливих викидів до сучасних нормативних вимог.

Станом на 15.09.2014 р. в Україні було модернізовано такі енергоблоки на теплових електричних станціях: Старобешівська ТЕС енергоблоки № 5, 11, 13 потужністю 200 МВт; Луганська ТЕС енергоблок № 10 потужністю 200 МВт; Придніпровська ТЕС енергоблок № 9 потужністю 150 МВт; Криворізька ТЕС енергоблок № 3 потужністю 300 МВт; Курахівська ТЕС енергоблоки № 5, 6 потужністю 210 МВт; Зуївська ТЕС енергоблоки № 1, 2, 4 потужністю 300 МВт; Запорізька ТЕС енергоблок № 1 потужністю 300 МВт та Бурштинська ТЕС енергоблок № 7 потужністю 200 МВт (табл.4).

Реконструйовано енергоблоки Зміївської ТЕС енергоблок № 8 (котел 325 МВт з інтегрованими плавильними передтопками, глибока

Таблиця 3 – Технічні характеристики роботи ТЕС України [3]

Енергоблок, МВт	Встановлена потужність, млн кВт	Вироблено електроенергії, млн кВт·год	Коефіцієнт використання встановленої потужності, %	Коефіцієнт готовності, %	Кількість технологічних порушень в роботі енергоблоків
100–150	1,3	4 297,1	39,5	69,7	26
200	8,2	33 547,4	46,8	74,6	206
300	11,9	38 091,2	35,0	67,8	248
800	0,8	2362,1	33,7	77,6	32
Всього/ середня величина	22,2	78 297,8	39,6	70,8	512 (43)

реконструкція турбіни, консорціум на чолі з «Сіменс») та Старобешівської ТЕС енергоблок № 4 (ЦКШ – котлоагрегат 210 МВт, «Лургі», «Лургі-СЕС» (табл.4).

Питомі інвестиційні витрати зросли приблизно у 5 разів (2016 р. – 480 дол. США/кВт; 2008 р. – 100 дол. США/кВт). Причини зростання питомих інвестиційних витрат на модернізацію енергоблоків полягають у зменшенні купівельної спроможності долара; випереджаючому порівняно з інфляцією зростанні індексів цін виробників; у старінні обладнання, що змушує з часом збільшувати обсяги його заміни, впровадження нових елементів при реконструкції пальників, турбін, СКК; у поступовому переході від реконструкції до заміни електрофільтрів; у внесенні до проектів сухих та напісхих методів сіркоочищення.

У проектах модернізації одна з основних задач (табл.4) – зменшення питомих витрат палива на відпуск електроенергії на 40–50 г у. п./кВт·год). Фактичне зменшення питомих витрат палива ускладнено такими обставинами: по-перше, у звітності ТЕС про теплову економічність обладнання питомі витрати палива наводяться не для окремих блоків, а для ТЕС або групи обладнання в цілому; по-друге, при досягненні зменшення питомих витрат палива незрозуміло, в якій мірі воно досягнуте за рахунок модернізації котла, а в якій – турбоагрегату. Результат для блока № 8 Зміївської ТЕС досягнуто завдяки докорінній реконструкції турбіни із заміною ЦВТ на новий конструкції «Сіменс», а ЦСТ і ЦНТ – на нові конструкції ВАТ «Турбоатом». Для блока № 4 Старобешівської ТЕС глибока реконструкція турбіни не входила в проект, ККД котла збільшився несуттєво. Ефективність та окупність

реконструкції досягнута не зменшенням питомої витрати палива, а зменшенням його ціни в енергетичному еквіваленті (грн/Гкал).

Хоча при модернізації і вирішуються задачі підвищення надійності та подовження ресурсу блоків, але середнє зменшення питомих витрат палива на модернізованих блоках у порівнянні з рештою блоків на тих же ТЕС становило всього 12,6 г у. п./кВт·год), явної залежності зменшення питомих витрат палива від витрат на модернізацію не спостерігається (табл. 4, 5). Це свідчить про недостатню увагу покращенню показників водночас котлів та турбін при модернізації і підтверджується систематичним недосагненням запланованого збільшення номінальної потужності. Питома вартість реконструкції енергоблоків становить 130–303 дол. США/кВт залежно від терміну експлуатації блока, об'єму робіт по реконструкції та модернізації та значно менше витрат на нове будівництво. ККД модернізованих енергоблоків максимально збільшився до 87–91% (на 1,5–4,8%). Потужність енергоблоків 200 МВт зросла на 6,9–10,2%, а потужність енергоблоків 300 МВт збільшилась на 6,9–10,5% (табл.5).

Розподіл складових в інвестиційних витратах у відсотках (при загальних інвестиційних витратах 300–350 дол. США/кВт) свідчить про те, що найбільших витрат потребує котлоагрегат з допоміжним обладнанням (обладнання, демонтаж, монтаж) приблизно 102–133 дол. США/кВт.

Турбоагрегат з допоміжним обладнанням також є достатньо затратним при реконструкції та модернізації (90–122,5 дол. США/кВт). Електрофільтри та газоходи (будівельні роботи, обладнання, демонтаж, монтаж), генератор,

Таблиця 4 – Модернізація та реконструкція енергоблоків ТЕС України [5]

Потужність блока, МВт	ТЕС, № блока, проектне паливо	ККД котла бруто, %	Питома витрата тепла на турбіну, ккал/кВт·год	Питома витрата палива на відпуск електроенергії г у.п./кВт·год	Питома вартість реконструкції дол. США/кВт
150	№ 9 Придніпровська (АШ)	84,8	2056	400,5	303
200	№ 5 Старобешівська (АШ)	86,0	2146	412,1	130
300	№ 3 Криворізька (П)	84,8	1938	378,0	183
200	№ 7 Бурштинська (Г)	88,5	2089	382,8	278
300	№ 1 Запорізька (Г)	90,5	1933	356,4	205
210	№ 4 Старобешівська (шлам)	88,0	2174	407,1	
325	№ 8 Зміївська (АШ, П)	85,3	1827	356,3	

Таблиця 5 – Порівняння існуючих та досяжних показників теплової економічності модернізованих енергоблоків на номінальному навантаженні [5]

Паропродуктивність потужність	640 т/год 200–225 МВт		960 т/год 300–325 МВт	
Паливо	АШ	ГСШ	АШ	ГСШ
Існуючі енергоблоки (в середньому)				
$\eta_k^{бр}$, %, %	86,0	87,5	83,0	89,6
$\Delta\eta_k^{(бр-н)}$, %	6,0	5,7	5,0	5,5
$q_T^{бр}$, ккал/(кВт год.)	2180	2100	2020	1960
$\Delta q_T^{(н-бр)}$, ккал/(кВт год.)	120	110	110	130
$\eta_{тп}$, %	98,5	98,5	98,5	98,5
$q_{жтп}$, %	0	0	3,8	3,4
Q_k , Гкал/год.	430	430	589	589
$N_{ном}$, МВт	194	202	276	286
b , г у.п./кВт год.)	417	392	396	360
Модернізовані енергоблоки (найкращі очікування)				
$\eta_k^{бр}$, %	88,0	90,0	87,0	91,0
$q_T^{бр}$, ккал/(кВт год.)	1960	1960	1830	1830
$N_{ном}$, МВт	216	216	305	306
b , г у.п./кВт год.)	368	356	343	332

електротехнічне обладнання, система контролю та керування, будівельні конструкції, інжиніринг, проектні роботи та інше займають приблизно 108–94,5 дол. США/кВт.

Для прикладу, загальна вартість реконструкції енергоблока № 7 Бурштинської ТЕС потужністю 200 МВт оцінена станом на 2009 р. у 420,896 млн грн, з яких вартість обладнання становила 265,434 млн грн. В процесі реконструкції фактичну встановлену потужність енергоблока планувалось довести до 215 МВт при проектній 200 МВт, скоротити витрату умовного палива на 3–7 грам на кВт·год та підвищити ККД блока на 1–1,5%. При цьому прогнозований річний виробіток на блоці становитиме 1,019 млрд кВт·год.

Реконструкція та модернізація енергоблока № 6 Курахівської ТЕС закінчилася 16 жовтня 2011 р. Вартість робіт, включно з постачанням парової турбіни К-200-130-3 потужністю 200 МВт ТОВ «Турбоатом» (Харків), становитиме 297 млн грн.

ТОВ «ДТЕК Східенерго» 12 липня 2014 р. завершило реконструкцію енергоблока № 13 Луганської ТЕС. Вартість проекту становила 475 млн грн. Оновлено основне обладнання – котел, турбіна, генератор, блочний силовий трансформатор та допоміжне електрообладнання. Потужність енергоблока 35 МВт збільшена

(до 210 МВт), підвищилась ефективність спалювання вугілля на 16% (371,3 г у. п./кВт·год). На енергоблоці встановлено сучасний електрофільтр, зменшено викиди пилу в 46 разів (не більш 50 мг/м³), що відповідає вимогам європейської Директиви 2001/80/ЕС. На енергоблоці впроваджена автоматизована система управління технологічними процесами, що мінімізувало вплив людського фактора на процеси управління, підвищило надійність і термін служби обладнання, якість його експлуатації.

Екологічні проблеми ТЕС України та шляхи їх розв'язання

Існуючий рівень концентрацій забруднюючих речовин на ТЕС України та вимоги Директиви 2001/80/ЕС і Директиви 2010/75/EU (на 6% O₂) [6] свідчать про невідповідність реальних викидів нормативам (табл.6). Перевищення рівня концентрацій забруднюючих речовин досягає по твердих частинках 30–125 разів, по діоксиду сірки SO₂ – 10–35 разів, а по оксидах азоту NO_x – 2,5–9 разів.

Сумарні валові викиди забруднюючих речовин великими спалювальними установками України станом на 2012 р. (табл.7) демонструють значні обсяги викидів та значний вплив їх на оточуюче середовище.

Таблиця 6 – Існуючий рівень концентрацій забруднюючих речовин на ТЕС України та вимоги Директиви 2001/80/ЕС і Директиви 2010/75/EU (на 6% O₂) [6]

Забруднююча речовина	Існуючий стан, мг/нм ³	Директива 2001/80/ЕС, мг/нм ³	Директива 2010/75/EU мг/нм ³
Тверді частинки			
Електростатичні фільтри			
Осаджувальний електрод < 12 м	600–2500	50	20
Осаджувальний електрод ≥ 12 м	250–2100		
Мокрі золовловлювачі Вентурі	1100–3200		
Діоксид сірки SO ₂	2000–7000	400	200
Оксиди азоту NO _x	500–1800	200	200

Таблиця 7 – Валові викиди забруднюючих речовин спалювальними установками України [6]

Забруднююча речовина	Викиди, тонн
Тверді частинки	342 000
Діоксид сірки SO ₂	1 210 000
Оксиди азоту NO _x	188 200

Порівняння питомих викидів забруднюючих речовин на вугільних ТЕС Європи і України (рис.2) свідчить про значне відставання України, навіть у порівнянні з такими країнами, як Румунія та Болгарія, по твердих

частинках на 93–99%, по діоксиду сірки SO₂ – на 36–93%, а по оксидах азоту – на 60–77%.

Рівень концентрацій забруднюючих речовин на ТЕС України, питомі та сумарні валові викиди забруднюючих речовин на вугільних ТЕС вимагають невідкладних заходів щодо їх зменшення.

Наказ Мінприроди від 22.10.2008 р. № 541 «Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок, номінальна теплова потужність яких більше 50 МВт» передбачає скорочення викидів на ТЕС України [7].

Основні положення Національного плану скорочення викидів України включають:

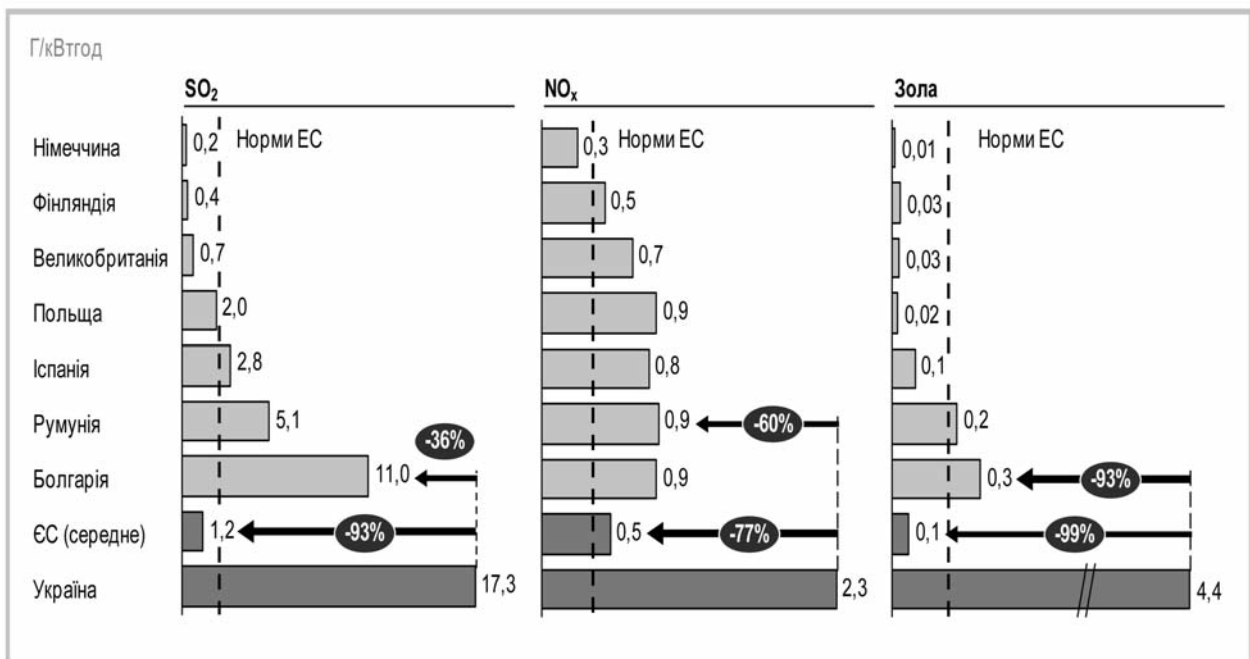


Рис.2. Питомі викиди забруднюючих речовин на вугільних ТЕС Європи і України [6]

- поступове досягнення вимог Європейських Директив, які регулюють викиди забруднюючих речовин від великих спалювальних установок;

- виконання вимог Директиви 2010/75/EU про промислові викиди для нових спалювальних установок з 01.01.2016;

- вихід існуючими спалювальними установками на дотримання вимог Директиви 2010/75/EU до 31.12.2033 та відмова від термінів виконання вимог Директиви 2001/80/ЕС до 2023 р.;

- контроль за виконанням Національного плану скорочення викидів за рівнем валових викидів забруднюючих речовин від існуючих та від усіх спалювальних установок України, які повинні лінійно зменшуватися з 01.01.2018 до 31.12.2033 рр.;

- поширення Національного плану скорочення викидів на всі великі спалювальні установки незалежно від форми власності та відомчої приналежності.

Приєднання України до Договору про Енергетичне співтовариство (ЕпС) 1 лютого 2011 р., виконання вимог Директиви 2001/80/ЕС до 01.01.2018 р., Директиви 2010/75/EU після 01.01.2016 р. та виконання Рішень та рекомендацій ЕпС і складання НПСВ з відтермінуванням виконання вимог європейських Директив до 2023–2027–2033 рр. потребує, по-перше, визнання Україною необхідності виконання заходів щодо захисту довкілля, включаючи вимоги Директив, Рішень Енергетичного співтовариства і Ради Міністрів ЕпС, по-друге, значних фінансових можливостей енергетичних компаній щодо реконструкції існуючих та заміни на нові потужностей ТЕС, включаючи газоочисні установки, на основі бізнес-планів, прогнозу споживання палива, графіків будівництва. Проблема України при впровадженні заходів з скорочення викидів забруднюючих речовин на великих спалювальних установках полягає у технічній неможливості виконання Україною вимог Директиви 2001/80/ЕС у вказані терміни, з точки зору забезпечення надійної роботи Об'єднаної енергосистеми України.

Шляхи зменшення негативного впливу вугільної теплоенергетики на довкілля містять заходи щодо підвищення ефективності використання енергії твердого палива шляхом спорудження нових енергоблоків з ККД нетто

вище 42% або реконструкції існуючих з підвищенням ККД до 38%. Значне скорочення викидів забруднюючих речовин (пилу, діоксиду сірки, оксидів азоту) шляхом впровадження нових технологій очищення димових газів дозволить покращити екологічну ситуацію.

Підвищення ступеня утилізації відходів виробництва електроенергії, переведення відходів у продукти спалювання вугілля з їх подальшим використанням та впровадження очищення стічних вод у системах мокрої десульфуризації димових газів дозволить наблизитись до виконання вимог зазначених вище європейських Директив до 2023 р. – 2027–2033 рр.

Концентрація пилу в димових газах є функцією вмісту золи у вугіллі, технології спалювання та ефективності пиловловлювача. Застосування двоступінчастого пиловловлення дозволить організувати ефективне пилоочищення димових газів. Основна технологія золоочищення в теплоенергетиці – сухе електростатичне осадження. Питома вартість нового електрофільтра становить від 30 до 40 дол. США на 1 кВт встановленої електричної потужності. Вихідна концентрація після зололовлювача – менше 50 мг/м³. Необхідна кінцева ефективність становить від 99,8% після мокрої десульфуризації. Для напівсухого сіркоочищення доцільне використання тканинних фільтрів, оскільки вхідна концентрація твердих частинок перед пиловловлювачем досягає до 1000 г/м³. Необхідна ефективність досягає від практично 100%. Для котлів циркулюючого киплячого шару вхідна концентрація твердих частинок перед зололовлювачем перевищує 100 г/м³. Необхідна ефективність пилоочищення становить 99,94%.

ВИСНОВКИ

Виробництво електричної енергії електростанціями України на 2,3% було меншим порівняно з 2012 р., а станом на липень 2014 р. на 2,5% стало меншим порівняно з відповідним періодом 2013 р., причому на ТЕС на 0,8% більше, ніж за 6 місяців 2013 р.; у червні 2014 р. на 1,0% менше, ніж у червні 2013 р.

Відбулася суттєва зміна структури енергетичних ресурсів у виробництві електричної енергії на ТЕС і ТЕЦ України. Так, застосування вугілля в ролі палива збільшилось з 31,3% у 1991 р. до 83,5% у 2014 р. Природний газ змен-

шився у структурі енергетичних ресурсів з 49,7% у 1991 р. до 16,3% у 2014 р., а мазут – з 20,8% у 1991 р. до 03,2% у 2014 р. відповідно.

Пікові потужності ГЕС і ГАЕС становлять лише 10% проти 15% необхідних для сталої роботи енергосистеми. Енергоблоки маневрових напівопікових потужностей ТЕС 100–150 МВт становлять 18% проти необхідних 30–35%.

Середнє зменшення питомих витрат палива на модернізованих блоках у порівнянні з рештою блоків на тих самих ТЕС становило всього 12,6 г у. п./кВт·год, явної залежності зменшення питомих витрат палива від витрат на модернізацію не спостерігається. Питома вартість реконструкції енергоблоків становить 130–303 дол. США/кВт залежно від терміну експлуатації блока, об'єму робіт по реконструкції та модернізації та значно менше витрат на нове будівництво.

Шляхи зменшення негативного впливу вугільної теплоенергетики на довкілля містять заходи щодо підвищення ефективності використання енергії твердого палива шляхом спорудження нових енергоблоків з ККД нетто вище 42% або реконструкції існуючих з підвищенням ККД до 38%. Значне скорочення викидів забруднюючих речовин (пилу, діоксиду сірки, оксидів азоту) шляхом впровадження нових технологій очищення димових газів дозволить покращити екологічну ситуацію.

Одним із перспективних видів модернізації є парогазова технологія в електроенергетиці. Українські парогазові установки виробництва ДП НВКГ «Зоря» – «Машпроект» (до 70 МВт) і російсько-українські парогазові установки ПГУ-162 і ПГУ-325 МВт виробництва НВО «Сатурн» і ДП НВКГ «Зоря» – «Машпроект» конкурентоспроможні за економічністю (до 162 МВт). ПГУ-325 має ККД близько 52% і дещо поступається зарубіжним газовим турбінам виробництва «Siemens AG» і «General Electric» (55–57%) через недостатньо високі параметри термодинамічного циклу газової і парової турбіни. Парогазові установки відповідають екологічним вимогам за рівнем викидів оксидів азоту і вуглецю в атмосферу [8].

1. *Научные и прикладные вопросы промышленного газотурбостроения (сборник опубликованных статей).* – Scientific and

Applied Problems of Industrial Gas Turbine Engineering (printed papers collection) / Составитель А.А. Халатов. – Киев: Институт технической теплофизики НАН Украины, 2013. – 690 с.

2. *Черноусенко О.Ю.* Оценка остаточного ресурса и продление эксплуатации паровых турбин большой мощности / О.Ю. Черноусенко. – Х.: ФОП Бровин А.В., 2014. – 308 с.

3. *Гапонич Л.С.* Коротка характеристика сучасного стану роботи ТЕС України / Л.С. Гапонич, Л.С. Дунаєвська, С.В. Яцкевич // Зб. тез доповідей «Вугільна теплоенергетика: проблеми реабілітації та розвитку». – 2014. – С. 79–82.

4. *Черноусенко О.Ю.* Складові комплексної схеми визначення залишкового ресурсу роторів парової турбіни / О.Ю. Черноусенко, Т.В. Нікуленкова // Зб. тез доповідей «Вугільна теплоенергетика: проблеми реабілітації та розвитку». – 2014. – С. 18–21.

5. *Чернявський М.В.* Результати та перспективи модернізації існуючих пиловугільних енергоблоків ТЕС України / М.В. Чернявський, О.Ф. Буляндра // Зб. тез доповідей «Вугільна теплоенергетика: проблеми реабілітації та розвитку». – 2014. – С. 46–50.

6. *Вольчин І.А.* Особливості досягнення скорочення викидів забруднюючих речовин в теплоенергетиці України / І.А. Вольчин, О.Ф. Буляндра // Зб. тез доповідей «Вугільна теплоенергетика: проблеми реабілітації та розвитку». – 2014. – С. 92–94.

7. *Вольчин І.А.* Про Національний план скорочення викидів / І.А. Вольчин, В.А. Ращепкін // Зб. тез доповідей «Вугільна теплоенергетика: проблеми реабілітації та розвитку». – 2014. – С. 23–26.

8. *Патон Б.Є.* Перспективи розвитку вітчизняної парогазової технології / Б.Є. Патон, А.А. Долінський, А.А. Халатов, Б.Д. Білека, Д.А. Костенко, О.С. Письменний // Вісник національної академії наук України. – 2009. – № 4. – С. 3–10.

Надійшла до редколегії 21.11.2014