

Всеукраїнська екологічна громадська організація «МАМА-86»
Національний екологічний центр України
Молодіжна екологічна громадська організація «Екоклуб», Рівне
Дніпродзержинська громадська екологічна організація «Голос Природи»
Еколого-культурний центр «Бахмат», Артемівськ

Концепція

«неатомного» шляху розвитку

енергетики України

Зміст

Виконавче резюме.....	4
Передмова	6
Вступ.....	7
1. Аналіз основних показників прогнозного розвитку економіки та енергетики України на період до 2030 р.	8
2. Ризики «атомного» сценарію розвитку енергетики України	13
3. Енергетичні стратегії країн Європи.....	20
4. Основні енергозберігаючі заходи.....	22
5. Відновлювані джерела енергії	24
5.1. Біоенергетика	26
5.2. Вітроенергетика	29
5.3. Сонячна теплова енергетика	29
5.4. Фотоенергетика.....	30
5.5. Геотермальна енергетика	30
5.6. Гідроенергетика	30
7. Зниження втрат теплової та електричної енергії.....	32
7.1. Зниження втрат теплової енергії в комунальній енергетиці	32
7.2. Зниження втрат електроенергії при транспортуванні.....	34
8. Утилізація шахтного метану	35
9. Реконструкція газотранспортної системи	37
10. Утилізація скидної теплоти котельних агрегатів	37
11. Утилізація тиску природного газу	38
12. Використання промислових газів.....	38
13. Розвиток традиційних джерел виробництва енергії.....	39
14. Неатомний сценарій розвитку енергетики України до 2030 р.	41
Висновки	44
Рекомендації.....	44

Перелік скорочень

АЕС — атомна електростанція	НВДЕ — нетрадиційні та відновлювані джерела енергії
ВЕС — вітроелектрична станція	ОЕС — об'єднана енергетична система України
ВВП — валовий внутрішній продукт	ПЕР — первинні енергоресурси
ВЯП — відпрацьоване ядерне паливо	ПЛ — повітряні лінії електропередач
ГЕС — гідроелектростанція	РАВ — радіоактивні відходи
ГАЕС — гідроакumuлююча електростанція	ТВЗ — тепловидільні збірки
ГТД — газотурбінний двигун	ТДЕС — турбодетандерна електростанція
МГЕС — мала гідроелектростанція	

Виконавче резюме

Концепція «неатомного» шляху розвитку енергетики України була створена як відповідь українських екологічних громадських організацій на небажання Уряду серйозно розглядати альтернативи «атомному» сценарію, викладеному в проекті Енергетичної стратегії України до 2030 року (проект ухвалено на засіданні КМУ 15 березня 2006 року).

Незважаючи на неодноразові звернення громадських організацій, Уряд не провів широкого обговорення проекту Стратегії з усіма зацікавленими сторонами до його затвердження.

Мета цього документа — показати, що існує альтернатива «атомному» сценарію розвитку енергетичного комплексу України. Полягає вона, в першу чергу, у впровадженні енергозберігаючих і енергоефективних технологій та реальному використанні потенціалу нетрадиційних, відновлюваних та позабалансових джерел енергії, хоча також передбачає перегляд сценарію стрімкого скорочення використання природного газу.

У Концепції наведено **критичний аналіз даних і висновків**, представлених у **Стратегії**. Зокрема, в **розділі 1** показано, що прогноз споживання паливно-енергетичних ресурсів у 2030 р. завищено на 213,1 млн. т у.п., що говорить про низьку якість цього документа і дає підстави сумніватися в усіх інших даних і висновках, зокрема, щодо необхідності будівництва 22 нових блоків АЕС, стрімкого зниження рівня споживання природного газу та ігнорування відновлюваних джерел енергії як потужного потенціалу. У **розділі 2** автори доводять, що декларація Стратегії про необхідність продовження експлуатації існуючих і будівництва 22 нових блоків не підкріплена вичерпними розрахунками технологічних, політичних, екологічних, соціальних та економічних ризиків «атомного» сценарію, тому кошти на його впровадження значно занижені.

Розглянуті в **розділі 3 приклади розвинених країн Європи** свідчать про те, що альтернативи «атомному» шляху розвитку енергетики дійсно існують навіть у випадку стабільного росту ВВП, а значить, і потреб у електричній та тепловій енергії. Зокрема, Євросоюз планує довести частку відновлюваної енергії в енергоспоживанні країн ЄС до 20% в 2020 році (уряд ФРН пропонує встановити для ЄС ціль на рівні 30%, а для своєї країни — на рівні 40%).

Основні енергозберігаючі заходи та їхня вартість (Див. Табл. 4.1. Потенціал впровадження енергозберігаючих технологій та необхідні капіталовкладення на стор. 23) запропоновані в **розділі 4**. Оцінка потенціалу відновлюваних джерел енергії та прогноз їхнього використання в Україні на період до 2050 р. докладно розкриває енергетичний потенціал біоенергетики, вітроенергетики, сонячної теплової енергетики, фотоенергетики, геотермальної та гідро- енергетики в **розділі 5**. **Розділ 6** присвячений комбінованому виробництву теплової та електричної енергії (**когенерації**) як методу суттєвого зниження втрат палива при однаковому обсягу виробництва енергії. У **розділі 7** аналізується потенціал зниження втрат теплової та електричної енергії в комунальній енергетиці при виробництві, транспортуванні й споживанні. **Розділ 8** розглядає потенціал утилізації шахтного метану в Україні для виробництва електроенергії. Питання реконструкції газотранспортної системи, утилізації скидної теплоти котельних агрегатів, утилізації тиску природного газу і використання промислових газів аналізуються, відповідно, у **розділах 9, 10, 11 і 12**.

Розділ 13 «Розвиток традиційних джерел виробництва енергії» спирається на дані проекту Стратегії у частині споживання вугілля і нафти, але пропонує інший сценарій динаміки використання природного газу, як найбільш екологічно прийняттого серед традиційних енергоносія: замість значного зменшення — незначне зростання (до 10%).

Доцільність газового сценарію ґрунтується на значно менших витратах, наведених у розрахунках, ніж ті, що потрібні на розвиток, експлуатацію та вирішення проблем з відпрацьованим ядерним паливом нових атомних блоків, а також на незаперечних фактах нижчих ризиків.

Можливий неатомний сценарій розвитку енергетики України до 2030 р. викладено в **розділі 14**. Він передбачає використання атомної енергії на рівні 2,1 млн. т у.п./рік завдяки роботі двох блоків, що ще не вичерпають до 2030 р. основного терміну своєї експлуатації (РАЕС-4 і ХАЕС-2); обсяг споживання природного газу за вмістом енергії близький до споживання вугілля (газ 33,3%, вугілля 35,4% загальної потреби в ПЕР); третє місце посідають нетрадиційні та відновлювані джерела енергії — 16,3%. Серед відновлюваних джерел основний внесок робить енергія біомаси та вітру. Загалом за рахунок відновлюваних джерел енергії буде задовольнятися 11,7% (33,54 млн. т у.п./рік) потреби в енергії, що цілком в руслі тенденцій розвинутих країн Європи і світу (Див. Рис. 14.2. Структура споживання первинних енергоносіїв в Україні у 2030 р. згідно з «неатомним» сценарієм розвитку енергетики (загалом 285,7 млн. т у. п.) на стор. 43).

Аналіз потенціалу і можливостей застосування енергозберігаючих технологій та нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії дозволяє зробити висновок, що альтернатива атомному шляху розвитку енергетики України існує, а декларована необхідність будівництва 22 нових блоків АЕС та створення замкненого ядерного циклу в Україні в Стратегії не обґрунтована.

У **рекомендаціях** Уряду України пропонується визнати ухвалення проекту Енергетичної стратегії помилковим рішенням і продовжити роботу з підготовки нового проекту. Цю роботу потрібно почати з проведення спеціального дослідження з визначення фактичних витрат енергоресурсів у різних галузях народного господарства для оцінки повного потенціалу енергозбереження. Прогноз споживання первинних енергоресурсів в Україні у 2030 р. має бути переглянутий в сторону його зменшення у відповідності до планів росту ВВП і зниження його енергоємності. Прогнозований показник по частці відновлюваних джерел енергії в загальному споживанні паливно-енергетичних ресурсів у 2030 р. має бути переглянутий в сторону збільшення використання біо- та вітроенергетичних ресурсів. Україна повинна відмовитися від будівництва будь-яких нових блоків АЕС і провести замість нарощування потужностей АЕС планове виведення усіх блоків з експлуатації. Потрібно зробити прозорі економічні розрахунки витрат на переробку та зберігання ядерних відходів, відпрацьованого ядерного палива та інших непередбачених енергетичною стратегією витрат ядерного комплексу. Кошти, що передбачалися на будівництво нових атомних блоків, необхідно вкласти у розвиток енергоощадних технологій, нетрадиційних, відновлюваних та позабалансових джерел енергії. У рамках роботи над новим проектом Енергетичної стратегії необхідно підготувати альтернативні сценарії розвитку енергетики України з урахуванням змісту даної Концепції неатомного шляху розвитку енергетики України. Уряд повинен провести широке громадське обговорення проекту Стратегії та альтернативних сценаріїв із залученням усіх зацікавлених сторін у прийнятні терміни, які дозволяють всебічний розгляд.

Підготовка Концепції була ініційована, координувалася та фінансувалася Всеукраїнською екологічною громадською організацією «МАМА-86». Авторами Концепції «неатомного» шляху розвитку енергетики України виступили «МАМА-86», НЕЦУ, МЕГО «Еко клуб» (Рівне), ДГЕО «Голос Природи» (Дніпродзержинськ), ЕКЦ «Бахмат» (Артемівськ), а також експерти-консультанти ГО «Агентство з відновлюваної енергетики» і НТЦ «Біомаса», за участі експерта НКРЗ при Верховній Раді України Усатенка В. І.

Повний текст Концепції можна знайти в Інтернеті за адресою:
www.mama-86.org.ua/files/nmconcept.pdf.

Передмова

Цей документ був створений як відповідь екологічних громадських організацій на небажання Уряду України серйозно розглядати альтернативи «атомному» сценарію розвитку енергетики. У ньому пропонується можливий варіант, який дозволяє не будувати нових реакторів.

Концепція «неатомного» шляху розвитку енергетики України бере до уваги дані проекту офіційної Енергетичної стратегії України до 2030 року і частково використовує її, а для порівняння вдається до матеріалів та розрахунків Національної академії наук України, а саме Інституту технічної теплофізики та Інституту відновлюваної енергетики, а також громадської організації «Агентство відновлюваної енергетики» та Науково-технічного центру «Біомаса».

Концепція не претендує на вичерпність та безальтернативність, факти та цифри документа можуть в подальшому доповнюватися, редагуватися та виправлятися. Призначення Концепції — слугувати підґрунтям для проведення широкого громадського обговорення всіма зацікавленими сторонами стратегії розвитку енергетики України з урахуванням усіх можливих альтернатив, які становлять найменші для країни екологічні, економічні, політичні та соціальні ризики.

Підготовка Концепції була ініційована, координувалася та фінансувалася Всеукраїнською екологічною громадською організацією «МАМА-86». Її авторами виступили громадські організації ВЕГО «МАМА-86», Національний екологічний центр України, «Екоклуб» (Рівне), ДГЕО «Голос Природи» (Дніпродзержинськ), ЕКЦ «Бахмат» (Артемівськ).

У підготовці даної Концепції взяли участь експерти Гелетука Г. Г., Железна Т. А., Конеченков А. Є., а також експерт Національної комісії радіаційного захисту при Верховній Раді України Усатенко В. І.

Вступ

Україна — незалежна держава, що динамічно розвивається і з кожним роком зміцнює свої політичні та економічні позиції в Європі й світі. Як і для кожної країни, енергетична галузь є надзвичайно важливою для України, бо вона безпосередньо впливає як на стан розвитку народного господарства, так і на рівень та якість життя людей. Зараз Україна знаходиться на дуже відповідальному етапі — визначення своєї енергетичної політики до 2030 р.

Останній варіант проекту «Енергетичної стратегії України до 2030 р.» (далі — Енергетична стратегія або Стратегія) розроблений робочою групою, утвореною Міністерством палива та енергетики України. Цей проект суттєво відрізняється від попередньої версії, основним автором якої був Інститут загальної енергетики Національної академії наук України, хоча в Стратегії стверджується, що за основу взято саме розробку інституту. Основною новацією проекту «Енергетичної стратегії України до 2030 р.» є ставка на розвиток атомної енергетики: продовження терміну експлуатації 13 існуючих блоків і будівництво нових 22 блоків, з яких 2 — додаткові блоки на Хмельницькій АЕС, 9 — замість старих, що в них закінчується термін експлуатації, 11 — абсолютно нових.

Автори Енергетичної стратегії запевняють, що при її доопрацюванні враховані, серед іншого, результати громадських обговорень. Наскільки нам відомо, «громадським обговоренням» назвали засідання громадської колегії при Мінпаливенерго, яка одночасно підтримала запропонований проект стратегії. Можна стверджувати, що широкі обговорень і консультацій з усією зацікавленою громадськістю не проводилося, альтернативні сценарії не розглядалися та не дискутувалися, тому офіційний проект Енергетичної стратегії може сприйматися хіба що як один із можливих варіантів розвитку енергетики України, а не єдиний існуючий шлях.

Водночас, існують численні об'єктивні ризики «атомного» сценарію для енергетики, які не були враховані в проекті офіційної Стратегії.

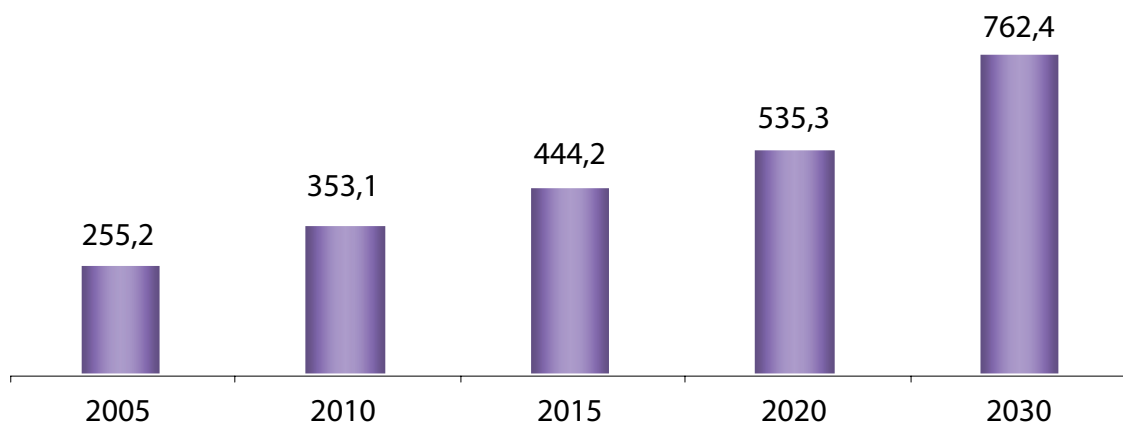
Мета цього документа — показати, що існує альтернатива «атомному» сценарію розвитку енергетичного комплексу України. Полягає вона, в першу чергу, у впровадженні енергозберігаючих та енергоефективних технологій і в реальному використанні потенціалу нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії, хоча також передбачає перегляд сценарію стрімкого скорочення використання природного газу в сторону його незначного збільшення.

1. Аналіз основних показників прогнозного розвитку економіки та енергетики України на період до 2030 р.

Основні показники прогнозного розвитку економіки та енергетики за даними Енергетичної стратегії

У проекті «Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.» визначено три періоди в прогнозі розвитку економіки до 2030 року: до 2010 р. — період структурної перебудови інноваційного напрямку; 2011—2020 роки — період випереджаючого розвитку традиційних галузей сфери послуг в економіці України. У ці періоди формуються підвалини постіндустріального способу виробництва. У період 2021—2030 роки прогнозується завершення переходу до постіндустріального суспільства з характерною зміною структури економіки.

Прогнозується зростання обсягів виробництва ВВП: з 255,2 млрд. грн. у 2005 році до 353,1 млрд. грн. у 2010 р., 444,2 млрд. грн. у 2015 р., 535,3 млрд. грн. у 2020 р. і 762,4 млрд. грн. у 2030 році (ціни 2000 р.) (рис. 1.1).



*Рис. 1.1. Проект «Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.»
Прогноз обсягів виробництва ВВП, млрд. грн.*

Особливості економічного розвитку країни до 2030 р. враховані в прогнозах споживання паливно-енергетичних ресурсів, зокрема через прогнозні макропоказники енергоємності. Таким чином до 2030 року прогнозується збільшення обсягу виробництва ВВП майже втричі, а споживання первинних енергоресурсів — тільки на 33,3% (з 14,3 млн. т у.п. у 2005 р. до 285,7 млн. т у.п. у 2030 р. — рис. 1.2). При цьому споживання вугільної продукції збільшиться майже в 2 рази — до 130,3 млн. т/рік, споживання природного газу зменшиться майже на 36% — до 49,5 млрд. м³/рік, споживання нафти для внутрішніх потреб збільшиться на третину — до 23,8 млн. т. Структура споживання первинних ресурсів у 2005 р. і 2030 р. представлена у таблиці 1.1.

Випередження темпів економічного зростання порівняно з темпами споживання первинних енергоресурсів має забезпечуватися шляхом реалізації стратегічної мети, спрямованої на досягнення до 2030 року світового рівня показників енергетичної ефективності. Досягнення такого рівня планується здійснити за рахунок двох основних факторів:

- технічного (технологічного) енергозбереження, що передбачає модернізацію або заміну енергоємних наявних технологій, підвищення енергоефективності про-

мисловості та соціально-комунального сектора економіки та зменшення втрат енергоресурсів;

- структурного енергозбереження, що передбачає докорінні структурні зміни для створення малоенергоємної та малоресурсної економіки шляхом впровадження новітніх технологій.

Упровадження енергозберігаючих технологій можливе тільки за умови переходу до ринкового формування цін на енергетичні продукти, що передбачається здійснити, переважно, у 2006 році.

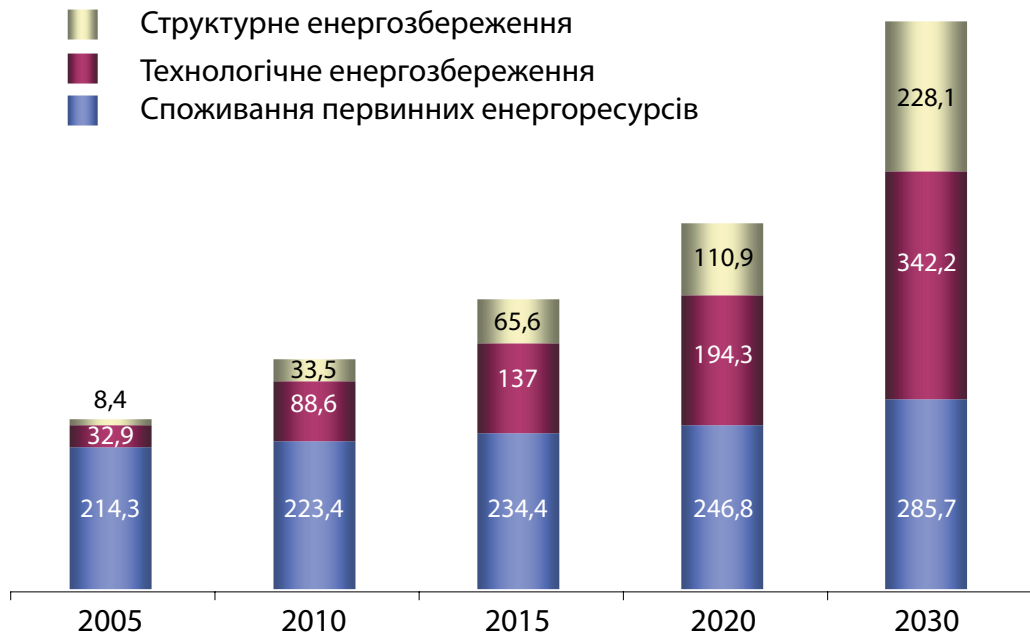


Рис. 1.2. Проект «Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.»: Прогноз динаміки споживання первинних ресурсів з урахуванням рівнів структурного та технологічного енергозбереження до 2030 року, млн. т у.п.

Таблиця 1.1. Енергетична стратегія: структура споживання первинних ресурсів в Україні

Ресурси	2005 р.		2030 р.	
	млн. т у. п.	%	млн. т у. п.	%
Природний газ	87,9	41	56,7	19,8
Вугілля	50,2	23,4	101,0	35,3
Нафта	25,7	12	34,1	11,9
Інші види палива (метан вугільних родовищ, біомаса, біогаз, торф тощо)	11	5,1	14,4	5,0
Виробництво електроенергії без витрат органічного палива, всього	39,1	18,4	79,1	27,9
У тому числі:				
ГЕС та ГАЕС	3,91	2	6,1	2,1
АЕС	35,19	16,4	72,3	25,3
Виробництво теплової енергії на АЕС	0,3	0,1	0,4	0,1
Усього	214,3	100	285,7	100

Аналіз основних показників прогнозного розвитку з Енергетичної стратегії

Аналіз існуючої та прогнозованої структури споживання первинних ресурсів (табл. 1.1) показує, що частка нетрадиційних, відновлюваних та позабалансових джерел енергії в загальному споживанні первинних енергоносіїв в Україні не тільки не збільшується, а навіть дещо зменшується в 2030 р. у порівнянні з 2005 р. Це здається дуже дивним. По-перше, кожна розвинута Європейська країна наразі приймає програми державної підтримки щодо збільшення використання НВДЕ. По-друге, це суперечить цифрам самої Стратегії, наведеним у розділі 7.3 «Потенціал розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії». За даними цього розділу застосування біомаси для виробництва енергії має збільшитися з 1,3 млн. т у.п. у 2005 р. до 9,2 млн. т у.п. у 2030 р., шахтного метану — з 0,05 млн. т у.п. у 2005 р. до 5,8 млн. т у.п. у 2030 р. Загалом частка ВДЕ і шахтного метану в енергетичному балансі має збільшитися до 2030 р. на 17,3 млн. т у.п. А з таблиці 1.1 видно, що вона росте лише на 3,4 млн. т у.п.

У Стратегії споживання первинних ресурсів у 2005 р. указано на рівні 214,3 млн. т у.п. Виходячи з цієї цифри і запланованого зростання обсягів ВВП (втричі, тобто на 4,5% на рік), загальне споживання ПЕР у 2030 р. має становити 642,9 млн. т у.п. (без урахування структурного та технологічного енергозбереження) замість 856 млн. т у.п., зазначених в Енергетичній стратегії ($285,7+342,2+228,1=856$, рис. 1.2). **Таким чином прогноз споживання ПЕР у 2030 р. завищено на 213,1 млн. т у.п., що говорить про низьку якість цього документа і дає підстави сумніватися в усіх інших даних і висновках.** Структурне та технологічне енергозбереження у 2030 р. заплановане на рівні 570,3 млн. т у.п. Припустимо, що це правда. Тоді простим відніманням ($642,9-570,3=72,6$) можна показати, що у 2030 р. Україні знадобиться всього 72,6 млн. т у.п., а задля цього не має потреби будувати 22 нових блоків АЕС і продовжувати термін експлуатації 13-ти існуючих сьогодні. Фактично на перших сторінках Енергетичної стратегії ми бачимо помилки і неузгодженості.

Ще одним аргументом на користь можливого завищення авторами Енергетичної стратегії споживання ПЕР в Україні у 2030 р. є такий. На сьогодні енергоємність ВВП України становить 0,89 кг умовного палива на 1 долар США з урахуванням паритету реальної купівельної спроможності, що у 2,6 рази перевищує середній рівень енергоємності ВВП країн світу. Причиною високої енергоємності є надмірне споживання в галузях економіки енергетичних продуктів на виробництво одиниці продукції, що зумовлює відповідне зростання імпорту вуглеводнів в Україну. Висока енергоємність ВВП в Україні є наслідком суттєвого технологічного відставання у більшості галузей економіки і житлово-комунальної сфери, незадовільної галузевої структури національної економіки і, зокрема, імпортно-експортних операцій та впливу «тіньового» сектору економіки.

Враховуючи прогнозований в Стратегії ріст ВВП, зрозуміло, що до 2030 р. потреба у ПЕР зросте. Але разом з тим треба очікувати, що енергоємність ВВП буде знижуватися і поступово досягати середньосвітових показників. Тоді цілком ймовірно, що ці два фактори — ріст ВВП у 3 рази і зменшення енергоємності ВВП у 2,6 рази приблизно компенсують один одного і споживання ПЕР (без урахування потенціалу енергозбереження) виросте не до 285,7 млн. т у.п./рік, тобто у 1,33 рази, а до меншої величини, наприклад, 246,5 млн. т у.п./рік (виходячи зі співвідношення 3/2,6). Автори стратегії стверджують, що вони врахували цей фактор, і у 2030 р. енергоємність ВВП складе 0,36 кг у.п./дол. США. Тоді ще менш зрозумілим виглядає прогнозований ріст загального споживання ПЕР до 856 млн. т у.п./рік замість 642,9 млн. т у.п./рік, про що говорилося вище. І немає впевненості, що це дійсно було враховано при отриманні цифри 285,7 млн. т у.п./рік. Очевидно, що прогноз споживання ПЕР в Україні у 2030 р. має бути

переглянуто у бік зменшення. Будь-яке зниження цієї величини є додатковим аргументом на користь виключення зі Стратегії «атомної» складової, що стосується будівництва 22 нових блоків і продовження терміну експлуатації 13-ти існуючих.

В Енергетичній стратегії прогнозується ріст виробництва електроенергії в Україні з 189,2 ТВт*год у 2005 р. до 420,1 ТВт*год у 2030 р. (Рис. 1.3). Порівняння показників споживання первинних ресурсів і виробництва електроенергії показує, що у період 2005—2030 рр. очікується зростання споживання первинних ресурсів у 1,33 рази, тоді як ріст виробництва електроенергії — у 2,22 рази. Виникає питання, чим обумовлена така різниця. Відповідь можна знайти у розділі «Стратегія розвитку електроенергетичної галузі». До 2030 р. планується «зменшення частки природного газу за рахунок природного збільшення встановленої потужності АЕС...». Загальні витрати органічного палива на виробництво теплової енергії електростанціями і котельнями мають зменшитися з 43,3 млн. т у.п. у 2020 р. до 26,2 млн. т у.п. у 2030 р. (тобто на 17,1 млн. т у.п./рік) за рахунок «інтенсивного впровадження у період 2016—2030 р. теплових насосів та акумулюючих електронагрівачів».

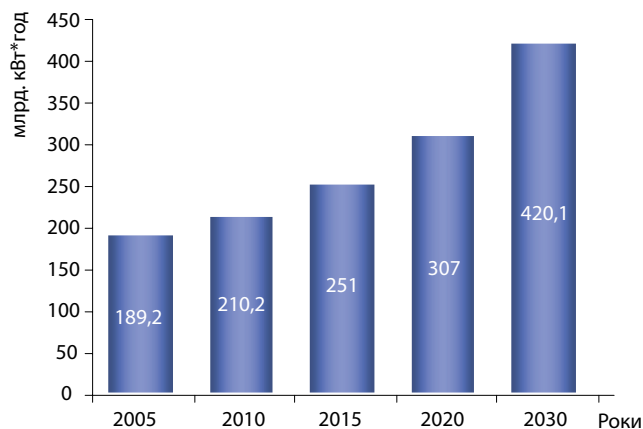


Рис. 1.3. Прогноз динаміки виробництва електроенергії, ТВт*год

(За даними проекту «Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.»)

Обсяг у 17,1 млн. т у.п./рік еквівалентний виробництву 139,21 ТВт*год/рік на АЕС, тобто приблизно річній роботі 11 блоків АЕС потужністю 1500 МВт кожний: $1500 \text{ МВт} \times 8700 \text{ год/рік} \times 11 = 143,55 \text{ ТВт*год/рік}$.

У проекті «Енергетичної стратегії України до 2030 р.» як раз і заплановано будівництво 11 блоків АЕС на нових майданчиках потужністю 1500 МВт кожний у період 2013—2030 рр. **Таким чином, автори Стратегії пропонують зменшити частку органічного палива у виробництві теплової енергії за рахунок електрообігріву та отримати цю додаткову електроенергію за рахунок нарощування потужностей атомної енергетики.**

Щодо прогнозування потреби в електроенергії в Україні, доречно навести приклад Чехії. Дані щодо виробництва і споживання електроенергії в цій країні за останні 15 років наведені на рис. 1.4. Як відомо, Чехія — економічно одна з найбільш успішних постсоціалістичних країн, яка нещодавно була переведена до розряду країн з високорозвиненою економікою. Вона вже пройшла той шлях, який, очевидно, доведеться пройти Україні. Як видно з рисунка, у Чехії споживання електроенергії у 1990 р. склало 53 037 ГВт*год, а у 2005 р. — 57 664 ГВт*год, тобто всього у 1,09 рази більше. Якщо зробити просту екстраполяцію такої динаміки росту на 30 років, то зростання складе

1,19 рази. Виробництво електроенергії в Чехії за період 1990—2005 р. збільшилося у 1,3 рази. Аналогія з прикладом Чехії говорить про явну переоцінку виробництва і споживання електроенергії в Україні до 2030 р. в Енергетичній стратегії.

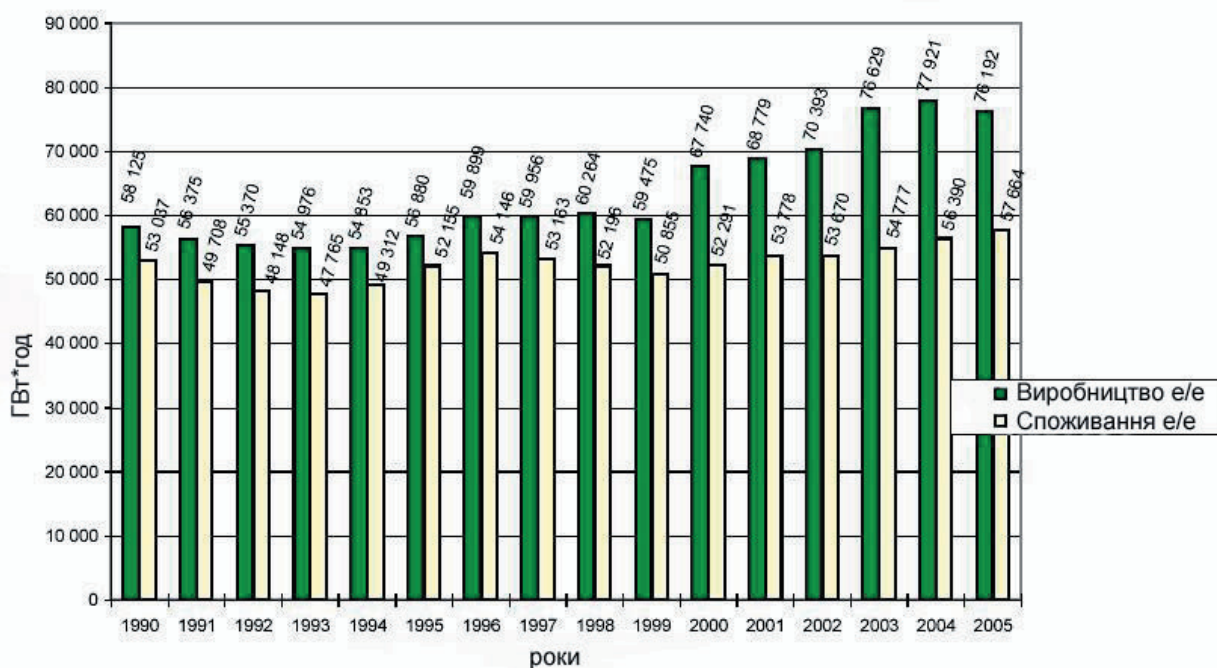


Рис. 1.4. Виробництво і споживання електроенергії в Чехії у 1990—2005 роках

У цьому документі ми не беремося перевірити всі підходи та цифри, використані та вказані у Стратегії енергозбереження, хоча вони також дають підстави для сумніву.

Економічно доцільний потенціал енергозбереження України в Стратегії визначено на рівні 45 відсотків від обсягів сучасного споживання паливно-енергетичних продуктів. Ця цифра була розрахована на основі статистичних даних, при підготовці Стратегії не проводилося досліджень з визначення фактичного об'єму втрат енергоресурсів у різних галузях народного господарства, тому цей показник не відображає реального потенціалу енергозбереження країни. Без проведення спеціального дослідження з визначення фактичних втрат енергоресурсів у різних галузях народного господарства неможливо побачити реальної картини втрат енергії, а отже і визначити дійсний потенціал енергозбереження.

Але навіть виходячи з оцінок Стратегії, ми покажемо, що Україна може не тільки уникнути будівництва нових блоків АЕС чи продовження терміну експлуатації старих, але й взагалі поступово відмовитися від використання атомної енергії за рахунок впровадження енергозберігаючих технологій і використання НВДЕ. Однак, цей підхід також вимагає перегляду стратегії використання природного газу, яка зараз передбачає скорочення майже на 36%: від 76,8 млрд. м³ у 2005 р. до 49,5 млрд. м³ у 2030 р. У даній концепції передбачається відносно невеликий ріст споживання природного газу в Україні до 2030 р. (на 7,5 млрд. м³/рік). Україна — європейська держава, що прагне жити на засадах ринкової економіки. В Європі ціна на природний газ становить зараз до 300 дол./1000 м³. Економіка України має достатній потенціал і резерви, щоб, доклавши певних зусиль, витримати ринкову ціну на газ і жити за законами розвинутих європейських країн, а не вирішувати світові проблеми з переробкою та зберіганням ядерних відходів за рахунок здоров'я населення України.

2. Ризики «атомного» сценарію розвитку енергетики України

Проект «Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.» передбачає ріст виробництва електроенергії АЕС у 2,3 рази до 2030 р. у порівнянні з рівнем 2005 р. — з 94,4 до 219,0 млрд. кВт*год/рік (рис. 2.1). Для цього в Україні до 2030 р. має бути 29,5 ГВт встановленої потужності АЕС. Нарощування потужності в Стратегії планується досягти за рахунок будівництва 22 нових блоків: 2 додаткових на Хмельницькій АЕС (по 1 ГВт кожний), 9 замість існуючих, які будуть поступово виводитися з експлуатації (загалом 10.5 ГВт), 11 на нових майданчиках загальною потужністю 16 ГВт. Крім того планується продовження терміну експлуатації 13 існуючих блоків. Мотивується все це тим, що необхідно підтримувати протягом 2005–2030 рр. частку виробництва електроенергії АЕС на рівні, досягнутому у 2005 р., тобто ~52% від сумарного річного виробництва електроенергії в Україні.

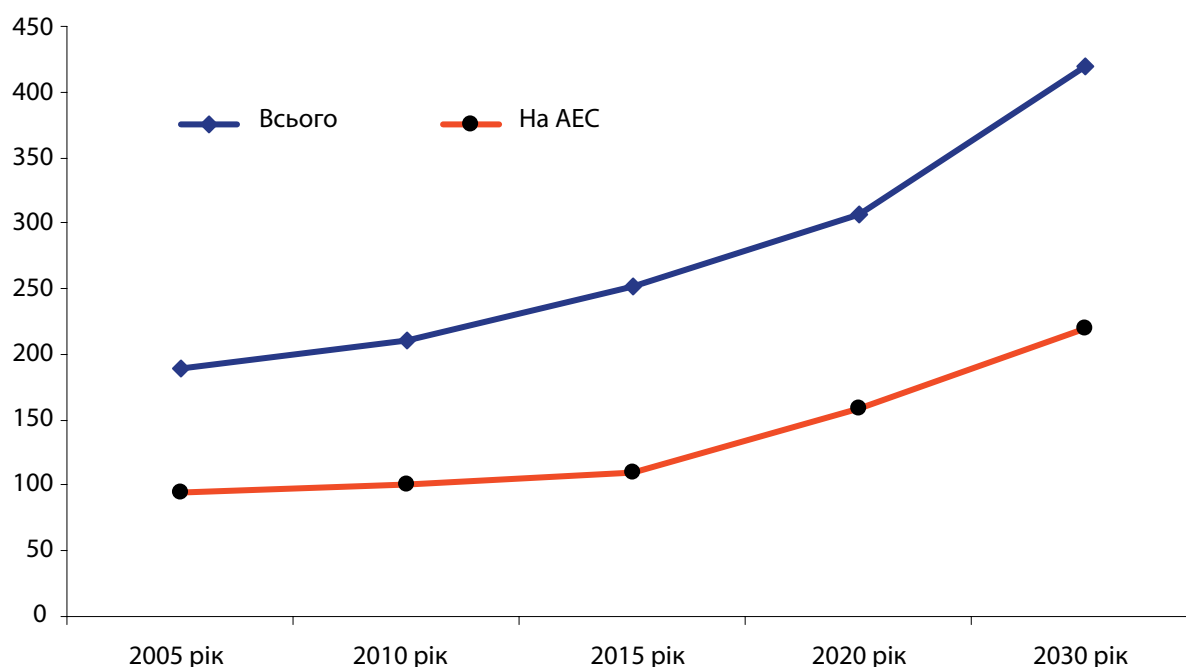


Рис. 2.1. Проект «Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.»:
Річне виробництво електроенергії в Україні у період 2005–2030 рр., млрд. кВт*год

Головним аргументом на користь збереження такого рівня внеску атомної енергетики у виробництво електричної енергії автори Стратегії вважають той факт, що «за рахунок природного збільшення встановленої потужності АЕС...» буде зменшена частка природного газу на виробництво теплової енергії. По-перше, не зрозуміло, чому при наближенні умов постачання газу за цінами до європейських Україна обирає єдиний варіант рішення — скорочення. Зважаючи на великі капіталовкладення, необхідні для розвитку атомної енергетики й супутньої інфраструктури та для виведення станцій з експлуатації, навіть за значного підвищення ціни газ залишатиметься більш привабливим паливом. По-друге, пропонуване заміщення означає, що певна частка виробленої електроенергії буде використана на отримання теплової енергії. Але ж коли

електроенергія виробляється з органічного палива, то електрообігрів є найменш ефективним способом використання енергії. При запланованому в Стратегії нарощуванні потужностей АЕС Україна буде мати надлишок електроенергії, який теоретично можна використовувати для опалення та гарячого водопостачання, Але навіть з такої точки зору ситуація неоднозначна.

Україна — майбутній експортер електроенергії АЕС до Росії?

Можливі вагомні надлишки виробленої новими атомними блоками електроенергії планується експортувати. Уряд України робить заяви щодо необхідності розвитку експортного потенціалу енергетики України, не враховуючи такої суттєвої перешкоди як жорстка конкуренція з Болгарією, Чехією, Словаччиною, Румунією, які теж претендують на роль експортерів електрики. Ці країни мають кращі можливості зайняти місце на європейському ринку електроенергії внаслідок статусу країни-члена ЄС, менших витрат на транспортування тощо.

Загальне зростання використання електроенергії означатиме більшу амплітуду добового та річного коливання попиту. Оскільки атомна енергетика не є маневровою, різницю між піком та спадом буде все важче використати в ході росту загального споживання від атомних джерел. На початку 90-х встановлена потужність ядерної енергетики складала 30%, а коливання легко компенсувалися тепловими та гідроелектростанціями. Ріст частки атомної енергетики відбувся тільки завдяки зупинці теплових станцій. Зараз надлишки виробленої українськими АЕС електроенергії експортуються до... Росії. Таким чином, якщо потужності АЕС будуть зростати, Україна все більше буде залежна від експорту до Росії, відмова Росії від української електроенергії може призвести до значних негативних наслідків для української енергетики.

Технологічні та економічні ризики «атомного ренесансу»

Важливим технологічним бар'єром для втілення сценарію будівництва додаткових 11 блоків АЕС для заміщення 17,1 млн. т у.п. для потреб теплозабезпечення є необхідність кардинальної модернізації існуючих електричних мереж. Існуючі зараз мережі в більшості випадків не здатні витримати значно більшу потужність електроспоживання в разі широкого застосування електрообігріву. Так, для квартир площею близько 80 м² для опалення взимку необхідна, в середньому, встановлена теплова потужність 8 кВт, яка зараз вводиться в будинок через централізовану систему опалення. Існуюча на сьогодні електрична проводка в більшості випадків дозволяє підвести в середньому 2—3 кВт електричної потужності. Тобто перехід на широкомасштабне електроопалення потребує підвищення пропускної спроможності електричних мереж більше ніж втричі, і пов'язані з цим витрати мають бути об'єктивно оцінені в енергетичній стратегії.

Ідеї Стратегії про застосування теплових насосів і теплоакumuлюючих пристроїв для використання електроенергії за нічним тарифом також не прописані в достатній мірі. Безперечно, їхнє впровадження також буде вимагати великих капітальних витрат, які мають бути віднесені до собівартості «теплової енергії» з АЕС. Один кВт встановленої потужності теплового насоса коштує 200—300 доларів. Навіть якщо половина електроенергії, виробленої на нових блоках АЕС, буде спожита тепловими насосами, для цього знадобиться більше ніж 2 млрд. доларів тільки на насоси.

Будівництво власного замкнутого циклу є занадто коштовним і вимагає значних інвестицій. Внаслідок значної тривалості періоду будівництва кредитування ядерної галузі є непопулярним серед фінансових і банківських інститутів. Що стосується саме

будівництва нових атомних блоків, великий проміжок в часі між проектуванням і спорудженням (6—10 років) призводить до технологічного відставання, адже до того часу, поки заплановані сьогодні технології після мільярдних капіталовкладень тільки почнуть працювати, цілком ймовірно, будуть винайдені нові технології, більш ефективні та безпечні. Це особливо стосується реакторів типу ВВЕР, розроблених у 70-х роках 20 сторіччя. Тобто, ставка робиться на технології 60-річної станом на 2030 рік давнини, до того ж, повністю залежні від Росії. А запропоновані в Стратегії терміни — 4—6 років — виглядають нереальними, виходячи з досвіду інших країн. Авральне будівництво завжди провокує погану якість робіт, а тому — високий ризик катастроф. Усі проекти будівництва АЕС в світі, реалізовані протягом останніх 15 років, виявилися дорожчими й будувалися довше, ніж планувалося.

Значні кошти, пов'язанні з використанням атомної енергетики, взагалі зазвичай не включають до розрахунків вартості. Ідеться про масштабні інвестиції, необхідні для створення інфраструктури поводження з радіоактивними відходами, починаючи з їхнього збирання, транспортування, обробки та кінцевого захоронення. Кожний крок поводження з відходами пов'язаний з ризиком опромінення, вивільнення радіоактивних матеріалів та несанкціонованого використання (тероризму). Робота з радіоактивними відходами в Україні ще практично не розпочата. Атомна промисловість сподівається на бюджетне фінансування програм поводження з відходами, що буде державним субсидуванням одного з виробників енергії. Такий підхід немає нічого спільного з принципами ліберального ринку, на який очікує Україна.

Залежність «атомного» сценарію розвитку енергетики України від Росії

Головний політичний ризик атомного сценарію розвитку енергетики України полягає в тому, що існує потенційна загроза потрапити майже в повну залежність від Росії щодо постачання ядерного палива, як це трапилося з природним газом. Україна має тільки сировину (уран), але зараз тільки 30% потреби атомної енергетики задовольняються за рахунок вітчизняного урану. Решта покривається російською стороною. Україна не має власного замкненого циклу виробництва ядерного палива, а його створення вимагає значних додаткових коштів, які просто нема де взяти. Україна не має технологій і потужностей для переробки/захоронення відпрацьованого ядерного палива (ВЯП) і радіоактивних відходів (РАВ), а вирішення проблеми безпечного поводження з РАВ та ВЯП є першочерговим завданням, на яке потрібні, в свою чергу, величезні кошти. Тепловидільні збірники (ТВЗ) поставляються, знову ж таки, з Росії. Усі ці факти визнаються і авторами стратегії, але вони пропонують ряд заходів для вирішення існуючих проблем. На жаль, запропоновані рішення виглядають абсолютно непереконливо, носять, в основному, декларативний характер і часто передбачають розробку технологій майже з нуля. Наприклад, лише визначається за необхідне «до 2010 р. розробити основні технічні рішення системи поводження і довгострокового зберігання РАВ та реалізувати першочергові заходи, які забезпечують приймання і поводження з високоактивними РАВ, що повертаються з Російської Федерації». Щодо ВЯП, то вирішення цієї проблеми взагалі пропонується відкласти «на потім» — «тривале (50 років і більше) зберігання ВЯП з наступним ухваленням остаточного рішення щодо його переробки або захоронення». Це означає кредит під невідомі, але величезні, відсотки, які наша влада планує відшкодувати за рахунок українців, що житимуть через 50 років. Причому без жодної згоди цих людей. Приблизно така сама ситуація з ТВЗ. У Стратегії планується усунення монополії єдиного постачальника ядерного палива (Росії) на енергетичному ринку України і диверсифікація джерел його надходження. Але цей процес є

дуже складним і зараз знаходиться тільки на стадії досліджень. Перехід на ТВЗ інших виробників може затягтися на десятки років і бути дуже капіталомістким.

Що стосується проектів використання палива з далекого зарубіжжя (як-то США), то важко навіть оцінити ризики, пов'язані з транспортуванням такої кількості палива на літаках чи кораблях. **До того ж, використання неросійського палива в російських реакторах знімає гарантію виробника, проектувальника та наукового керівника з обладнання.**

Безпека роботи АЕС: старі й нові ризики

Ще одна нагальна проблема — безпека роботи АЕС. Чим більше працюючих блоків, тим більше потенційна загроза для навколишнього середовища та здоров'я людей попри всі завіряння про екологічну безпеку роботи АЕС та постійне удосконалення систем контролю та прогнозу радіаційної обстановки. На атомних станціях України трапляється в середньому три «позаштатні ситуації» на місяць (У 2005 році — 34).

Довгоочікуваного ядерниками прориву в атомних технологіях не трапилося. До цього часу не створено реактора, безпека якого впливає з принципу його роботи. Всі реактори, які працюють і працюватимуть в Україні, повільно випалюють закладене у них ядерне паливо. А тому актуальним залишається людський фактор. Будь якій людині властиво помилятися. Людська помилка при роботі на АЕС коштуватиме більше від будь-якої іншої. Для прикладу наведемо принципово можливі аварії, які можуть трапитися на АЕС, виходячи з їхньої конструкції, і які призведуть до катастрофічних наслідків для всієї країни:

- виникнення неконтрольованої ланцюгової ядерної реакції;
- аварійний прорив теплоносія першого контуру охолодження;
- повне відключення електропостачання АЕС та інших об'єктів ядерно-енергетичного комплексу при одночасному аварійному вимкненні їхніх автономних систем енергопостачання.

Загальною проблемою всіх українських АЕС лишається забір поверхневих вод для компенсації втрат на випаровування у ставках-охолоджувачах та градирнях. Це викликає зниження водності річок. Для прикладу, Хмельницька АЕС, яка має ставок-охолоджувач, за свідченням місцевих жителів постійно проводить забір води з головної річки Рівненської області — Горині. Хоча, згідно з проектом спорудження ХАЕС, такий забір планувався лише у окремі маловодні роки. Як наслідок, рівень води та її якість у р. Горинь значно погіршилися.

У 1996 році Держводгосп розглянув уточнений проект побудови Ташлицької ГАЕС (ТГАЕС) і прийшов до висновку, що в проекті не вирішені питання водозабезпеченості енергокомплексу, безпечного використання та охорони вод у нижній течії Південного Бугу. Згідно з гідроекологічною оцінкою впливу відзначених у проекті ТГАЕС заходів на навколишнє природне середовище, подальший розвиток Південно-Української АЕС та будівництво ТГАЕС не рекомендувався через негативний вплив на екологічну ситуацію в регіоні. Сьогодні Південно-Українська АЕС практично працює на прямооточній системі водопостачання, що суперечить статті 96 Водного кодексу України; включення ставка-охолоджувача атомної електростанції (Ташлицьке водосховище) до єдиної гідравлічної системи з Олександрівським водосховищем (ГЕС-ГАЕС) формує прямооточну систему водопостачання на р. Південний Буг, який є джерелом водопостачання найскладнішої у соціально-економічному та екологічному відношенні зони півдня держави, що суперечить чинному водному та екологічному законодавству України.

За класифікацією ООН, Україна належить до малозабезпечених водними ресурсами країн, до того ж вони розподіляються нерівномірно. Це ще одна причина, з якої атомна енергетика становить небезпеку для природних ресурсів України.

Прикладом неврахування геологічних ризиків при виборі майданчика для АЕС є Рівненська АЕС, яка має великі проблеми через те, що вона побудована на карсті. Після спорудження РАЕС почалося просідання. У результаті у 80-х роках великий Здолбунівський цементно-шиферний комбінат працював більше року виключно для заливки бетоном карстових пустот. Просідання на той момент було зупинене. Проте ніхто не може дати гарантії, що воно не відновиться при продовженні будівельних робіт.

У Стратегії стверджується, що «колективна доза, яку отримує населення України від виробництва електроенергії на ТЕС, значно більша, ніж від виробництва електроенергії на АЕС». Але ж це пов'язано з тим, що у 90-ті роки атомники фактично шантажували уряд можливістю аварії, відбираючи всі обмежені фінанси і не залишаючи коштів для модернізації теплових станцій. Не кажучи вже про те, що теплові станції розміщені ближче до густозаселених міст, а уранові родовища та супутні підприємства не вважаються частиною процесу «виробництва електроенергії на АЕС».

Крім того, лише одна аварія на АЕС може призвести до екологічної катастрофи, наслідки якої будуть відчуватися впродовж десятиріч, як це вже трапилось одного разу у квітні 1986 р. на Чорнобильській АЕС. Водночас, фінансовий тягар зняття з експлуатації Чорнобильської АЕС та перетворення об'єкта «Укриття» на екологічно безпечну систему сьогодні перекладено повністю на державу, а «Енергоатом» мріє про нові активи на будівництво нових атомних станцій. Новітні ризики, пов'язані з тероризмом, потребують особливого ставлення до загрози виникнення катастроф на об'єктах атомної енергетики.

Проблема радіоактивних відходів, відпрацьованого ядерного палива та відходів від видобутку та переробки урану

Збільшення встановленої потужності АЕС ніяким чином не можна назвати «природним» і «дешевим» рішенням, оскільки в усьому світі полишається невирішеною проблема радіоактивних відходів, а в Україні вона набула надзвичайної гостроти. На сьогодні, за офіційними даними, в процесі експлуатації АЕС накопичено 858 тис. куб. метрів високоактивних радіоактивних відходів та 3783 тонни відпрацьованого ядерного палива, і витрати на поводження з ними ядерники намагаються перекласти на майбутні покоління.

Не менш складною проблемою атомної енергетики є поводження з відпрацьованим ядерним паливом. В Україні до цього часу не створена єдина державна система поводження з радіоактивними відходами (далі — РАВ) та відпрацьованим ядерним паливом (далі ВЯП), як цього вимагають положення ядерного законодавства (Закон України «Про поводження з радіоактивними відходами») та міжнародні зобов'язання України. Наразі Україна не здійснює ніяких інвестицій в створення власної інфраструктури для подальшої безпечної ізоляції ВЯП та РАВ. На сьогодні темпи накопичення РАВ в Україні значно вищі за можливості їхнього знешкодження. За попередніми оцінками, що базуються на розрахунках, проведених іншими державами, де експлуатуються подібні реактори, вартість комплексного вирішення питання ВЯП та РАВ становить близько 10—20 млн. доларів США на рік для одного реактора типу ВВЕР 1000. Водночас спеціалісти вважають, що виконання цих завдань можливе тільки за умови створення Державного фонду поводження з радіоактивними відходами і пов'язують

це зі збільшенням тарифів на користування електроенергією, в тому числі для населення. Збільшення тарифів також пов'язується в офіційній Стратегії з «фінансуванням програм поводження з відпрацьованим ядерним паливом, продовженням термінів експлуатації діючих енергоблоків, створенням фінансового резерву для зняття їх з експлуатації, спорудженням заміщуючих та нових потужностей, створенням елементів власного ядерно-паливного циклу». Але чи саме так потрібно використовувати такий обмежений і соціально ризикований ресурс, як підвищення тарифів на електроенергію? Ніхто не питає про це населення.

Що стосується українських ВЯП, то до 2010 року всі вони в рамках міждержавної угоди направляються на переробку до Росії. Щорічно НАЕК «Енергоатом» витрачає від 60 до 120 млн. дол. США для відправки до Росії ВЯП українських АЕС на переробку. З 2010 року всі радіоактивні відходи, що утворилися від переробки нашого ВЯП в Росії, будуть відправлені назад до України. Треба зазначити, що в результаті переробки 1 тони ВЯП утворюється 7,5 тон твердих і 2200 тон рідких РАВ, котрі теж потрібно переробити й безпечно захоронити. Сьогодні в Україні не існує сховищ для ВЯП (СВЯП). 100% ВЯП зберігається у приреакторних басейнах витримки та в пристанційних сховищах. Місткість цих сховищ обмежена, вони не відповідають вимогам безпеки повною мірою. Проект створення СВЯП-2 на проммайданчику ЧАЕС фактично провалено. Проект фінансується організацією донорів із фонду «ядерної безпеки». Управління фондом здійснює Європейський банк реконструкції та розвитку (ЄБРР) (вклад ЄБРР — 68,47 млн. євро, України — 35,94 млн. гривень). Реальні витрати на створення СВЯП-2 сьогодні складають вже 95 млн. євро, і це не остаточна цифра. За останніми даними, для запуску цього «пам'ятника» у роботу необхідно витратити ще стільки ж, а планувалося, що експлуатація розпочнеться у 2003 році.

Новий проект СВЯП знову не обговорюється з громадськістю і носить дедалі скандальніший характер.

Відходи підприємств з добування та переробки урану також є великою проблемою. Східний гірничо-збагачувальний комбінат накопичив 65,5 млн. куб. метрів радіоактивних відходів сумарною активністю 120 тис. кюрі, 9 сховищ Придніпровського хімзаводу — 36 млн. куб. метрів РАВ сумарною активністю 75 тис. кюрі. Поводження з відходами на підприємствах уранодобувної та переробної промисловості особливо ускладнене там, де вже не існує підприємства-виробника, наприклад, на колишньому виробничому об'єднанні «Придніпровський хімічний завод». На даний час у дев'ятьох хвостосховищах, розташованих на території ВО «ПХЗ» та за його межами, накопичено близько 36 млн. тон радіоактивних відходів переробки уранових руд загальною активністю близько 75 тис. кюрі. Більша частина цих хвостосховищ не експлуатуються, вони залишаються не законсервованими і мають значний шкідливий вплив на довкілля, здоров'я персоналу підприємства та населення. Після завершення переробки уранових руд на ВО «ПХЗ» пройшло вже 14 років, проте до ліквідації наслідків діяльності уранових об'єктів практично ще не приступали, в 2005 році тільки почалися дослідження. Із запланованих в 2005 році Державною програмою 5,2 млн.грн. було надано лише 50% — 2,6 млн.грн. У бюджеті на 2006 рік закладено 120 млн. грн.

Мінімальна оцінка затрат на поводження (сортування, кондиціонування, упаковка, транспортування та захоронення) низькоактивних РАВ станом на 2000 р. складає 50\$ на один дм³ РАВ¹. Але загальна кількість РАВ різного ступеня активності наразі невідома, що значно ускладнює незалежну оцінку вартості необхідних заходів з поводження з ними.

¹Річний звіт УкрДО «Радон» за 2000 рік.

Транспортування ядерних відходів і матеріалів

Робота атомної енергетики пов'язана з транспортуванням значних обсягів ядерних матеріалів (уранової руди, збагаченого урану, паливних збірок, відпрацьованого палива, радіоактивних відходів тощо). Збільшення кількості станцій та об'єктів ядерного циклу призведе до збільшення об'ємів та кількості перевезень, і таким чином, ризиків.

Існує низка ризиків, пов'язаних з транспортуванням. По-перше, можливість зараження довкілля та опромінення населення й персоналу внаслідок розгерметизації контейнерів при аварії під час завантаження, розвантаження та під час руху. По-друге, можливість заволодіння радіоактивними матеріалами сторонніми особами для використання в якості «брудної бомби». По-третє, під час транспортування радіоактивні вантажі найбільш уразливі для терористичної атаки. Це найбільш простий спосіб доставити «брудну бомбу» до місця проведення теракту — атомники самі привозять вантаж до населених пунктів. Радіоактивні матеріали перевозять тими ж самими транспортними шляхами, що й пасажирів, які не є спеціально захищеними. Не залежно від джерела постачання палива проблема збільшуватиметься. Створення власного виробництва палива призведе до значного зростання кількості об'єктів та вантажів. Альтернативні плани постачання палива з США виглядають ще більш ризикованими, зважаючи на використання для транспортування кораблів чи навіть літаків.

Таким чином, нарощування потужностей атомних АЕС не є найкращим сценарієм розвитку енергетики України.

Енергетична стратегія України передбачає чималі кошти на розвиток ядерної енергетики до 2030 р. (198,3 млрд. грн.) плюс 21,7 млрд. грн. на створення ядерно-паливно циклу. Ці кошти розподіляються наступним чином:

- модернізація, реконструкція, підвищення безпеки діючих АЕС, поводження з ВЯП та РАВ — 5,5 млрд. грн.;
- продовження терміну експлуатації АЕС — 6,4 млрд. грн.;
- зняття з експлуатації енергоблоків АЕС — 7,0 млрд. грн.;
- введення в експлуатацію нових атомних енергоблоків та виведення з експлуатації блоків, які відпрацювали проектний та продовжений термін експлуатації — 179,4 млрд. грн.;
- створення цирконієвого та уранового виробництва, забезпечення виробництва уранового концентрату до рівня повного забезпечення потреб АЕС — 20,4 млрд. грн.;
- будівництво заводу з фабрикації ядерного палива — 1,3 млрд. грн.

Наведений кошторис не відповідає реальній вартості будівництва нових блоків, виведення старих блоків з експлуатації, поводження (сортування, кондиціонування, упаковки, транспортування та захоронення) РАВ і ВЯП. Лише на утримання зупиненої ЧАЕС держбюджет витрачає щорічно 250 млн. грн., а це повинні бути бути кошти «Енергоатома».

Більш доцільним видається витратити хоча б частину цих грошей не на будівництво нових 22 блоків АЕС, а на розвиток відновлюваних джерел енергії і впровадження енергозберігаючих і енергоефективних технологій.

3. Енергетичні стратегії країн Європи

Приклади багатьох розвинених країн Європи свідчать про те, що альтернативи «атомному» шляху розвитку енергетики дійсно існують навіть у випадку стабільного росту ВВП, а значить і потреб в електричній і тепловій енергії.

Головним чинником стимулювання розвитку відновлюваної енергетики в країнах Євросоюзу є програма під назвою «White paper» та ряд прийнятих Директив ЄС щодо:

- подвоєння частки відновлюваної енергії в загальному енергоспоживанні країн ЄС (з 5,4% в 1997 році до 12,0% в 2010 році);
- сприяння зростанню частки виробництва електроенергії за рахунок відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) від 14% у 1997 році до 21% у 2010 році (для 25 країн ЄС (Директива 2001/77/ЄС);
- сприяння збільшенню частки використання біопалива для транспорту до 5,75% до 2010 року і 20% до 2020 року шляхом заміщення мінерального дизеля і газоліну (Директива 2003/30/ЄС) через звільнення виробників біопалива від оподаткування (змінена директива по оподаткуванню в галузі енергетики і виробництва електроенергії (Директива 2003/96/ЄС)).

Незважаючи на амбітні плани, Євросоюз вже сьогодні переглядає свої цілі — планує довести частку відновлюваної енергії в енергоспоживанні країн ЄС до 20% в 2020 році (зокрема, уряд ФРН пропонує встановити для ЄС ціль на рівні 30%, а для своєї країни — на рівні 40%).

Окрім діючої програми «White paper» у 2003 році Європейська комісія (Research DG) доручила провести дослідження, присвячене спільній діяльності в галузі вивчення та покращення технологій без'ядерної енергетики «Non-Nuclear Energy Research and Technological Development (NNE-RTD)». Результати дослідження мали забезпечити політиків з країн-членів ЄС, країн-асоційованих членів і Єврокомісії знанням та розумінням сучасного становища політики та діяльності в Європі в галузі вивчення та покращення технологій без'ядерної енергетики.

Ці дослідження, до яких були залучені 33 європейські країни, були проведені Technopolis в період з вересня 2003 р. по вересень 2004 р. Крім того, цифри, представлені Міжнародним енергетичним агентством (IEA), дозволяють підрахувати, що всі країни (за винятком Єврокомісії) разом щорічно витрачають близько 1 млрд. євро на дослідження і вдосконалення технологій без'ядерної енергетики (державне фінансування), бюджет європейської комісії складає 1/5 частину цієї суми. Згідно зі статистикою того самого агентства, на подібні дослідження Японія витрачає суму, рівну сумі всіх європейських країн, у той час як бюджет США перевершує цей показник щонайменше вдвічі.

У результаті такої політики ЄС сьогодні можна робити підсумки щодо скорочення виробництва ядерної та збільшення частки виробництва енергії за рахунок розвитку відновлюваних джерел та проведення енергоефективних заходів.

Наприклад, в Німеччині за рахунок ВДЕ зараз виробляється більше енергії, ніж за рахунок атомної енергетики, частка якої в загальному енергоспоживанні країни впродовж декількох років становила дещо менше 6%. Водночас в 2005 році кількість енергії, виробленої з вітру, сонця, води, біомаси й тепла Землі, склала 6,8% від загальної кількості спожитої електроенергії, тепла й палива. Складова виробництва електроенергії країни сьогодні виглядає так: атомна енергетика — 17,1%, відновлювана енергетика — 21%.

Ще один приклад. Сьогодні Швеція є першою в світі країною, економіка якої буде звільнена від нафти. У кінці 2005 року Уряд Швеції встановив 15-річний термін

для переходу на відновлювану енергетику, а саме використання біопалива місцевого походження без подальшого розвитку атомної енергетики.

Крім цілей, поставлених Євросоюзом, майже кожна країна, що входить до ЄС, прийняла своє окреме законодавство щодо розвитку ВДЕ:

- у Німеччині в 2004 році прийнято «Акт про відновлювану енергетику», згідно з яким енергопостачальні компанії зобов'язані купувати електроенергію, вироблену з ВДЕ, за встановленим тарифом. Окрім цього на кожний вид ВДЕ встановлено окремий тариф, який є стимулюючим для розвитку цієї галузі;
- згідно з новим законом про зелену енергетику в Італії, замість субсидій на купівлю обладнання, фінансова підтримка буде базуватися на кількості виробленої електроенергії;
- Уряд Великої Британії подовжив термін дії Зобов'язань з відновлюваної енергетики ще на п'ять років, а також збільшив частку електроенергії, яку необхідно виробити з відновлюваних джерел енергії. У результаті до 2015 року постачальники електроенергії повинні будуть генерувати за рахунок ВДЕ 15,4% від загального обсягу виробленої електроенергії в країні.

Офіційна статистика країн Євросоюзу переконливо доводить суттєві зміни в енергетичному секторі, що відбулися лише за останні 4—5 років. У наведених нижче таблицях розглянуто виробництво електроенергії в трьох ядерних країнах ЄС. Ці дані відображають реальну картину прагнення Євросоюзу щодо досягнення поставленої мети – розвитку відновлюваної енергетики та енергозбереження за рахунок скорочення атомної енергетики.

Таблиця 3.1. Виробництво електричної енергії у Франції

Складові	2001 р.	2004 р.
Атомна енергетика	75%	55%
Гідроенергетика	13,5%	22%
Природні копалини (вугілля, газ)	10,5%	22%
Відновлювана енергетика	1%	1%

Таблиця 3.2. Виробництво електричної енергії в Німеччині

Складові	2001 р.	2004 р.
Атомна енергетика	29%	17,1%
Вугілля	52%	40,3%
Газ	10%	15,6%
Нафта		6%
Когенерація	3%	
Відновлювана енергетика	6%	21%*

* в тому числі гідроенергетика – 6.5%

Таблиця 3.3. Виробництво електричної енергії в Іспанії

Складові	2001 р.	2004 р.
Атомна енергетика	27%	11%
Вугілля	31%	31%
Нафта	11%	11%
Гідроенергетика	18%	23,6%
Вітро- та сонячна енергетика	3%	
Відновлювана енергетика		23,4%*
Інше	10%	

* в тому числі вітроенергетика – 11,71%

4. Основні енергозберігаючі заходи

Пріоритетними напрямками енергозбереження, що здатні суттєво скоротити споживання природного газу та підвищити загальну ефективність виробництва енергії є:

- використання відновлюваних джерел енергії;
- впровадження когенераційних технологій;
- зниження втрат теплоти та електроенергії при виробництві, транспортуванні та споживанні;
- утилізація скидної теплоти котельних агрегатів;
- використання промислових газів;
- утилізація шахтного метану;
- реконструкція газотранспортної системи;
- утилізація тиску природного газу.

Реалізація всіх цих заходів призведе до прямого скорочення споживання природного газу більше ніж на 21 млрд. м³/рік, або заміни частини електроенергії, що планують виробляти на АЕС, і загалом до заміщення близько 71 млн. т у.п. (табл. 4.1). Необхідний обсяг капіталовкладень становить близько 302 млрд. грн., з яких близько 176,5 млрд. грн. вже закладено в Енергетичній стратегії. Таким чином, додатково потрібно лише 125,5 млрд. грн., що суттєво менше ніж кошти, заплановані в Стратегії на розвиток ядерної енергетики і створення ядерно-паливного циклу — загалом 220 млрд. грн.

Треба зазначити, що модернізація електричних мереж і реконструкція газотранспортної системи належать до заходів, необхідних для забезпечення життєдіяльності держави як такої, а енергозберігаючий ефект є, так би мовити, вторинним. Реконструкція електромереж і газотранспортної системи запланована в Енергетичній стратегії і буде проводитися при будь-якому сценарії розвитку енергетики України.

Таблиця 4.1. Потенціал впровадження енергозберігаючих технологій та необхідні капіталовкладення

Технологія	Загальний обсяг впровадження	Заміщення органічного палива, млн. т у.п.	Пряме скорочення витрат природного газу, млрд. м ³ /рік	Виробництво електроенергії, ТВт*год	Необхідні інвестиції, млн. грн.
Біоенергетика:					
- впровадження котлів на деревині, соломі і торфі	9070 МВтт	5,72	5,0		2412
- отримання і застосування біогазу	731 МВтт + 405 МВтге	1,57	1,36	3,39	1869
Інші ВДЕ					
- вітроенергетика	11 290 МВтге	8,68		25	60 966
- сонячна теплова енергетика	50 000 м ² сонячних колекторів	2,27	2,24		1262
- фотоенергетика	797 МВтге	0,7		2,0	16 108
- геотермальна енергетика	1864 МВтт	1,09	0,94		6545
- мала гідроенергетика	1321 МВтге	1,3		3,7	11 893
Когенерація	5000 МВтге	8.12		18.9	14187
Зниження витрат теплоти і е/е:					
- модернізація котелень комунальної енергетики	7500 котелень	2,96	2,55		2 192
- заміна старих труб тепломереж на попередньо ізольовані труби	7500 км	3,16	2,72		3623
- при споживанні енергії		18			1440*
- модернізація електричних мереж	магістральні мережі: 5,2 тис. км 330 — 750 кВ; 11 750 МВА трансформаторних потужностей**	9,45		27	82 800*
Утилізація шахтного метану	320 МВтге	0,93	0,8	2,68	1 344
Реконструкція газотранспортної системи	11,6 тис. км розподільчих газопроводів; 4,9 тис. газорегуляторних пунктів; 230 газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій***	3,48	3,0		92 400*
Утилізація скидної теплоти	7500 котлів	2,96	2,55		750
Використання промислових газів		2,32	2,0	14,17	1000
Утилізація тиску газу	84 установки	0,49		1,41	1010
УСЬОГО		73,2	23,16	98,25	301 801

* дані з «Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.»;

** мінімальна оцінка за даними Енергетичної стратегії. Загалом планується модернізація та розвиток електричних мереж усіх видів з урахуванням заходів щодо інтеграції Об'єднаної енергосистеми України до енергосистем країн Європи;

*** мінімальна оцінка за даними Енергетичної стратегії.

5. Відновлювані джерела енергії

На сучасному етапі для України актуальною проблемою є інтеграція її економіки у світову, що має дати певні вигоди від участі в міжнародному поділі праці. Подальше розширення міжнародного економічного співробітництва України потребує впровадження енергетичної політики, котра була б когерентною політиці провідних держав світу, насамперед Європейського співтовариства. Невідповідність енергетичної політики та практичних дій України у цій сфері може поставити нас у дискримінаційне становище.

Країни ЄС поставили за мету перехід до сталого розвитку. У галузі енергетики вони докладають значних зусиль щодо підвищення своєї енергетичної безпеки, розширення використання власних відновлюваних енергоресурсів, зменшення шкідливого впливу енергетики на довкілля. На період до 2010 року країни ЄС мають плани щодо збільшення частки відновлюваних джерел енергії до 12% від загального споживання первинних енергоресурсів (розрахунок за принципом заміщення). Реалізація цих заходів, а також досягнуті технологічні прориви, зокрема у вітроенергетиці та використанні біомаси, надихають на більш амбітні плани. Зрозуміло, що для забезпечення сталого розвитку необхідно підвищувати ефективність використання енергії з переходом до широкомасштабного розвитку відновлюваної енергетики.

Прогнозуючи подальший розвиток економіки й енергетики на основі сучасних найбільш ефективних технологій, незалежні експерти дійшли висновку про можливість часткової або повної, залежно від регіону, заміни ядерного і викопного палива відновлюваними джерелами енергії. За умов прискорених темпів опанування технічно доступних ресурсів ВДЕ, енергетика України стане розвиватися на технологічній та технічній базі, аналогічній до країн ЄС.

На рис. 5.1 показана діаграма нарощування обсягів використання ВДЕ на період до 2050 року, основана на технічно можливому потенціалі України. Сумарний обсяг використання відновлюваної енергії становитиме близько 100 ТВт*год/рік у 2030 р. і 200 ТВт*год/рік у 2050 р. Найбільш істотний внесок можуть забезпечити гідроенергетика, вітроенергетика, використання лісової та сільськогосподарської біомаси.

Слід зазначити, що цінність окремих технологій відновлюваної енергетики визначається й тим, яку кількість традиційних енергоресурсів вони можуть замінити. ГЕС, вітроелектричні станції, фотоелектричні установки можуть виробити майже втричі більше електроенергії, ніж отримується за рахунок спалювання викопного палива. Це відбувається шляхом прямого перетворення механічної в електричну енергію без додаткового використання теплової енергії за рахунок спалювання енергоносіїв. На рис. 5.2 показана діаграма обсягів викопного палива, використання якого буде замінюватися завдяки розширеному використанню відновлюваних енергоресурсів. У 2030 році реально довести річне використання відновлюваних джерел енергії в обсягах, еквівалентних 20 млн. т у.п./рік викопних палив та атомної енергії, а в 2050 р. — до 42 млн. т у.п.

Наведені дані свідчать, що нинішній обсяг виробництва електричної енергії на атомних електричних станціях (близько 94 ТВт*год/рік), що еквівалентно використанню органічного палива в обсязі до 35 млн. т у.п./рік, в майбутньому може бути замінений виробництвом електроенергії з відновлюваних джерел енергії.

Перехід до розширеного використання ВДЕ дозволить вирішити низку проблем, пов'язаних з забрудненням довкілля та глобальним потеплінням, зменшить загрозу енергетичної та економічної кризи.

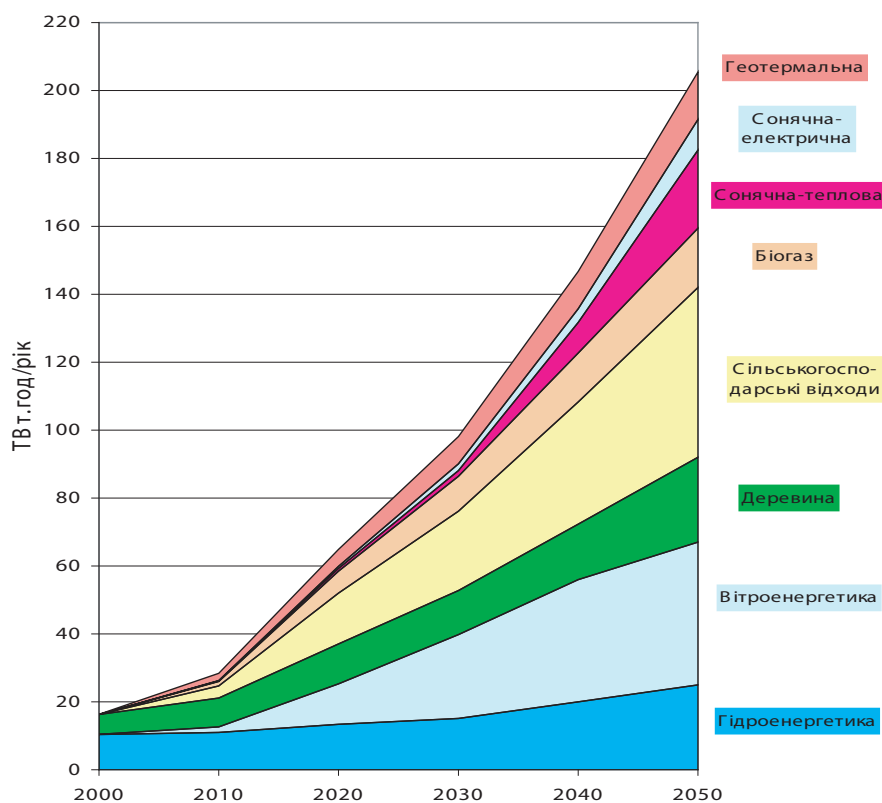


Рис. 5.1. Прогноз використання ВДЕ в Україні на період до 2050 р.
Агентство відновлюваної енергетики (Київ), Inforse-Europe

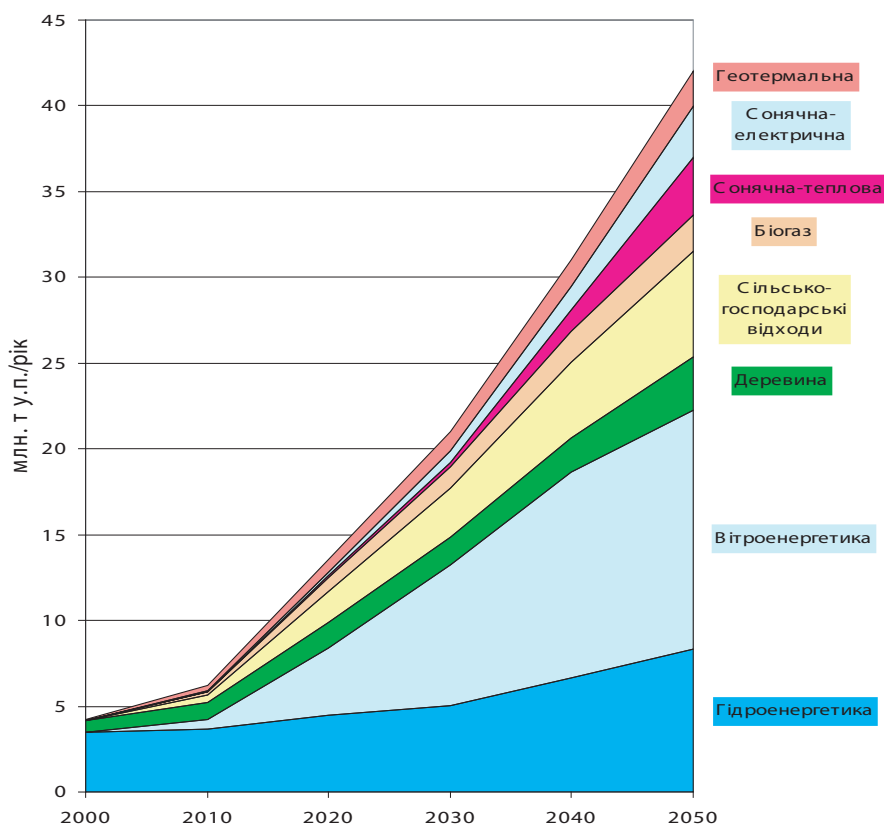


Рис. 5.2. Прогноз заміщення споживання викопного палива і атомної енергії енергією з відновлюваних джерел в Україні на період до 2050 р.
Агентство відновлюваної енергетики (Київ), Inforse-Europe

5.1. Біоенергетика

Біоенергетика є однією з найперспективніших складових відновлюваної енергетики України. Вона заснована на використанні енергії біомаси — вуглецевмістких органічних речовин рослинного та тваринного походження (деревина, солома, рослинні залишки сільськогосподарського виробництва, гній тощо). Також до поняття біомаса відносять органічну частину твердих побутових відходів та іноді торф. Для виробництва енергії переважно застосовують тверду біомасу, а також отримані з неї рідкі та газоподібні палива — біогаз, біодизель, біоетанол. Біомаса є відновлюваним, екологічно чистим паливом, використання якого не призводить до підсилення глобального парникового ефекту.

Сьогодні біомаса — четверте за значенням паливо у світі, яке дає близько 2 млрд. т у.п. енергії на рік, що становить близько 14% загального споживання первинних енергоносіїв у світі (у країнах, що розвиваються — більше 30%, іноді до 50—80%). В Європі частка біомаси у загальному споживанні первинних енергоносіїв становить, в середньому, більше 3%. Окремі країни значно перевищують цей показник: Фінляндія — 23% (світовий лідер), Швеція — 18%, Австрія — 12%, Данія — 8%, Німеччина — 6%.

Розвиток біоенергетики є дуже актуальним і для України з її значним потенціалом біомаси, доступної для отримання енергії, — близько 24 млн. т у.п./рік, та торфу — близько 0,6 млн. т у.п./рік (табл. 5.1). Основними складовими потенціалу біомаси є солома та інші відходи сільського господарства (стебла, початки, лушпиння тощо), а також деревні відходи, рідкі палива з біомаси, різні види біогазу та енергетичні культури. Першочергового використання в якості палива потребують наявні відходи твердої біомаси, починаючи з деревини та соломи, тоді як вирощування і використання енергетичних культур (верба, тополя, міскантус), виробництво біогазу та рідких палив з біомаси — це, швидше за все, справа найближчих 5—10 років. Відходи біомаси (без частки, яка використовується іншими секторами економіки) можуть забезпечити понад 10 % загальної потреби України в первинній енергії.

Таблиця 5.1. Енергетичний потенціал біомаси та торфу в Україні

Вид палива	Енергетичний потенціал, млн. т у.п./рік
Солома зернових культур (без кукурудзи)	5,6
Стебло, початки кукурудзи та зерно	2,4
Стебло, лушпиння соняшника	2,3
Біогаз з гною	1,6
Біогаз зі стічних вод	0,2
Відходи деревини	2,0
Біогаз з полігонів твердих побутових відходів	0,3
Паливні брикети з твердих побутових відходів	1,9
Рідкі палива (біодизель, біоетанол)	2,2
Енергетичні культури (верба, тополя, міскантус)	5,1
Торф	0,6
УСЬОГО	24,2

Технології утилізації біомаси знаходяться на початку свого розвитку в Україні та мають добрі перспективи при комерціалізації в найближчому майбутньому, особливо у світлі різкого підвищення вартості природного газу. На сьогодні Україна споживає деревного палива близько 1 млн. т у.п. при традиційному використанні дров для опален-

ня приватних будинків, а також у понад 1000 котлів, що встановлені на підприємствах лісової та деревообробної галузей України.

Ми вважаємо, що розпочинати процес широкого впровадження біоенергетичних технологій треба з запровадження сучасних котлів для спалювання відходів деревини, соломи та торфу. Інші технології виробництва енергії з біомаси (біогаз, рідкі палива, енергетичні культури) є не менш важливими і будуть пріоритетними в найближчому майбутньому, але зараз саме котли на біомасі можуть швидко замінити природний газ для виробництва теплової енергії з найнижчими інвестиційними затратами і найкоротшими термінами окупності проектів.

Виходячи з наявного потенціалу біомаси в Україні, спеціалістами Агентства з відновлюваної енергетики і НТЦ «Біомаса» розроблена концепція розвитку біоенергетики в Україні, що включає майже всі технології отримання енергії з біомаси. Вважаємо за необхідне якомога скоріше розпочати реалізацію цієї концепції у частині, що стосується впровадження котлів на біомасі (табл. 5.2). Загальна теплова потужність цього обладнання складає 9000 МВт, що дає можливість замінити до 5,0 млрд. м³/рік споживання природного газу і зменшити викиди діоксиду вуглецю майже на 10 млн. т/рік. Повне впровадження цієї концепції є реальним вже до 2015 р.

При питомих інвестиційних витратах 200 грн./кВт для котлів на деревині та торфі й 300 грн/кВт для котлів на соломі вартість обладнання, що необхідне для реалізації запропонованої концепції, становить **2,4 млрд. грн.** Якщо порівняти ці сумарні капіталовкладення з коштами, заощадженими на потенційному скороченні споживання природного газу (550 грн/1000 м³ x 5,0 млрд. м³/рік = **2,75 млрд. грн./рік**), то видно, що річна економія коштів на придбання природного газу вище, ніж вартість всього парку котлів запропонованої концепції. Важливо, що ця економія буде повторюватися із року в рік.

Таблиця 5.2. Потенціал українського ринку котлів на біомасі і торфі, який реально освоїти до 2015 р.

Тип обладнання	Приблизна ємність ринку України, од.	Встанов- лена потуж- ність, МВтт	Період експлу- атації, год./рік	Заміщення паливно- енергетич- них ресурсів, млн. т у.п./рік	Заміщен- ня природ- ного газу, млрд. м ³ /рік	Зниження викидів CO ₂ *, млн т/рік	Інвести- ційні витрати, млн. грн..
Опалювальні котельні на деревині, 1—10 МВтт	250	500	4400	0,30	0,26	0,51	100
Промислові котли на деревині, 0.1—5 МВтт	1000	250	8360	0,27	0,24	0,46	50
Побутові котли на деревині, 10—50 кВтт	53 000	1590	4400	0,96	0,84	1,65	318
Фермерські котли на соломі, 0.1—1 МВтт	15 900	3180	4400	1,91	1,67	3,27	954
Опалювальні котельні на соломі, 1—10 МВтт	1400	2800	4400	1,68	1,47	2,88	840
Опалювальні котельні на торфі, 0.5—1 МВтт	1000	750	4400	0,6	0,52	1,03	150
ВСЬОГО	72 550	9070		5,72	5,00	9,81	2412

* у порівнянні зі спалюванням природного газу.

Згідно з прогнозами експертів з Агентства з відновлюваної енергетики та НТЦ «Біомаса», у 2030 р. споживання деревини та деревних відходів для виробництва енергії

становитиме близько 13 ТВт*год, а через десять років може досягнути 16,3 ТВт*год/рік. В Україні є достатньо можливостей для нарощування енергетичного потенціалу деревини. Уже зараз надходять реальні пропозиції щодо підвищення продуктивності наших лісів до рівня сусідніх країн. Тому можна прогнозувати, що у 2050 році використання деревини зросте до 25 ТВт*год/рік. Зараз для виробництва енергії використовується солома в обсязі, еквівалентному 2 ГВт*год/рік. Прогноз розвитку біоенергетики показує, що споживання соломи та стебел для виробництва енергії в 2030 р. буде еквівалентним 23 ТВт*год/рік, а в подальшому можна припустити, що цей показник зросте до 50 ТВт*год/рік в 2050-му році, що потребуватиме використання до 60% технічно доступних ресурсів.

Вартість біомаси як палива у перерахунку на одиницю енергії (ГДж) суттєво менша вартості природного газу. Так, якщо типова ціна на солому як паливо складає 100 грн./т (при теплотворній спроможності 17 МДж/кг), вартість 1 ГДж енергії складатиме для соломи близько 6 грн./ГДж. При цінах на деревне паливо у 80 грн./т (середня теплотворна спроможність 10—12 МДж/кг) вартість 1 ГДж енергії складатиме для деревини близько 7 грн./ГДж. При цінах на природний газ у 550 грн./1000 м³ (теплотворна спроможність 35 МДж/м³) вартість 1 ГДж енергії складатиме для природного газу близько 16 грн./ГДж. Таким чином, при вказаних цінах солома у 2,6 рази, а деревне паливо у 2,3 рази дешевші за природний газ. Часто місцеве паливо може мати значно нижчу, а в окремих випадках навіть нульову ціну.

Результати техніко-економічного аналізу показують, що виробництво теплоти з біомаси є конкурентоспроможним навіть при використанні зарубіжного обладнання. При застосуванні обладнання українського виробництва терміни окупності складають 1—2 роки для котлів на деревині та 2—3 роки для котлів на соломі.

Для України пріоритетність виробництва теплової енергії з біомаси полягає в тому, що при виробництві теплової енергії в переважній більшості випадків відбувається пряме заміщення споживання природного газу (на 100%). Для порівняння, при виробництві електроенергії з відновлюваних джерел заміщається в середньому лише 17% споживання природного газу, оскільки в Україні лише близько 17% електроенергії виробляється з природного газу.

На другому за пріоритетністю місці після впровадження котлів на біомасі стоїть виробництво біогазу. Ці технології включають отримання біогазу шляхом анаеробної ферментації відходів тваринництва (гній, послід) та видобування газу звалищ на полігонах твердих побутових відходів. Біогаз на 50—60% складається з метану і може використовуватися в адаптованих двигунах для виробництва електроенергії або застосовуватися замість природного газу в промисловому виробництві (наприклад, на цементних заводах). Частина розробленої концепції стосовно біогазу наведена у таблиці 5.3. Найближчими роками інтенсивно розвиватимуться технології використання біогазу зі звалищ та очисних станцій, а після 2010 року можна очікувати на ріст виробництва біогазу з відходів тваринництва. Сумарне використання біогазу в 2030 році може становити 10,2 ТВт*год./рік, а у 2050 р. — зрости до 17,4 ТВт*год./рік (технічно можливий потенціал).

При заміщенні споживання природного газу та рідких нафтопродуктів за рахунок біомаси кошти, що раніше сплачувалися за їхнє придбання і врешті-решт ішли до Росії та Туркменістану, залишаються в регіонах в якості плати фермерам та лісгоспам за поставку біомаси як палива. Ці гроші починають працювати на розвиток регіону та країни в цілому, а не підтримують економіку сусідніх держав. Крім того, впровадження біоенергетичних технологій сприяє створенню значної кількості нових робочих місць в Україні: в середньому 5 робочих місць на 1 МВт встановленої теплової потужності.

Відповідно, при встановленні 9000 МВт теплової потужності на біомасі в країні буде створено 45 тис. нових робочих місць, переважно в сільській місцевості. Додаткові робочі місця також будуть створені на заводах з випуску цих котлів.

Таблиця 5.3. Потенціал виробництва біогазу в Україні, який реально освоїти до 2020 р.

Тип обладнання	Приблизна ємність ринку України, од.	Встановлена потужність, МВтг+МВте	Період експлуатації, год./рік	Заміщення паливно-енергетичних ресурсів, млн т у.п./рік	Заміщення природного газу, млрд. м3/рік	Зниження викидів CO ₂ екв*, млн. т/рік	Інвестиційні витрати, млн. грн.
Крупні біогазові установки	2903	711+325	8360	1.33	1.15	22.36	1465
Міні-електростанції на газі звалищ	90	20+80	8360	0.24	0.21	3.26	404
УСЬОГО	2993	731+405		1.57	1.36	25.62	1869

* у порівнянні зі спалюванням природного газу

5.2. Вітроенергетика

На території України є сприятливі умови для розвитку вітроенергетики. У багатьох регіонах середньорічна швидкість вітру становить 5—5,5 м/с на стандартизованій висоті 10 м над поверхнею землі. Найбільш придатними регіонами для будівництва вітроелектричних станцій (ВЕС) великої потужності є Крим, Карпати, узбережжя Чорного і Азовського морів, Донбас.

Вважається, що досяжна встановлена потужність ВЕС в складі централізованої енергосистеми України може складати до 16 000 МВт, а досягне виробництво електричної енергії може становити 25—30 ТВт*год./рік. Цю величину часто приймають як потенціал вітроенергетики. Необхідна площа під спорудження ВЕС становить 2500—3000 км², що досить реально з урахуванням мілководної частини Азовського та Чорного морів. За іншими оцінками в Україні можна використати 7000 км² земель для будівництва ВЕС сумарною потужністю 35 000 МВт.

У цьому дослідженні прийнято, що в Україні можна побудувати ВЕС сумарною потужністю 16 000 МВт, головним чином, за рахунок установок одиничною потужністю більше 1,5—2 МВт. Коефіцієнт використання встановленої потужності прийнято рівним 30% (2630 год./рік), що в кліматичних умовах України є цілком досяжним при використанні сучасних вітроелектричних установок. Прогноз темпів запровадження потужностей ВЕС на період до 2030 р. прийнято згідно з даними Енергетичної стратегії редакції 2002 р. — сумарна потужність 11 290 МВт з річним виробництвом майже 25 ТВт*год. У період з 2030 до 2050 року прогнозується певне уповільнення росту, бо стане переважати оновлення ВЕС, створених до того часу. У такому разі потенціал використання енергії вітру складає 42 ТВт*год./рік. До 2050 р. технічний потенціал будівництва ВЕС (у нинішньому його розумінні) буде практично реалізованим, а виробництво електричної енергії може становити до 42 ТВт*год./рік.

5.3. Сонячна тепла енергетика

Часто вважають, що сонячну енергію доцільно використовувати переважно для локального забезпечення гарячого водопостачання в літній період, і потенціал використання сонячної енергії для виробництва теплоти оцінюють величиною 32 ТВт*год/

рік. Однак, в природно-кліматичних умовах України сонячну енергію можна використувати і для забезпечення опалення будівель, створення цілорічних систем централізованого теплопостачання. Такі технічні рішення реалізовані в багатьох країнах, розташованих значно північніше України. При використанні з розрахунку 3.9 м^2 на людину та річному виробництві 400 кВт*год. з 1 м^2 сонячного колектора потенціал використання сонячної енергії становить майже 75 ТВт*год./рік.

Прогноз темпів впровадження сонячних колекторів на період до 2030 р. прийнято за даними Енергетичної стратегії редакції 2002 р. (2 ТВт*год./рік) з прискоренням в період з 2030 по 2050 роки. Можна очікувати, що в 2050 р. за допомогою сонячних колекторів буде вироблятися 23 ТВт*год./рік теплової енергії, що становитиме лише 30% от від технічно доступного потенціалу.

5.4. Фотоенергетика

З технічної точки зору в Україні існують цілком сприятливі умови для використання фотоенергетики. Основні потужності (близько 80%) колишнього Радянського Союзу з виробництва кремнію залишаються в Україні. В Україні зосереджено 8% світових потужностей, відсоток завантаження яких зараз дуже незначний. Технічний потенціал використання сонячної енергії для виробництва електроенергії оцінюється в 16 ТВт*год./рік , що становить близько $3,3 \text{ м}^2$ фотоелектричних батарей на одного мешканця з виробництвом $100 \text{ кВт*год./м}^2/\text{рік}$. При оснащенні житла сучасними та перспективними енергоекономними побутовими приладами такий обсяг виробництва енергії може забезпечити життєво важливі побутові потреби. Технічно можливий потенціал дає можливість у 2030 р. виробляти електроенергії сонячними фотоелектричними установками у обсязі 2 ТВт*год./рік , а в 2050 р. — 9 ТВт*год./рік .

5.5. Геотермальна енергетика

Україна має значний потенціал геотермальної енергії. Найбільш перспективними районами щодо цього є Закарпаття, Крим, Прикарпаття, Харківська, Полтавська, Донецька, Луганська, Чернігівська області, а також деякі інші райони. Міністерством охорони навколишнього природного середовища затверджені запаси термальних вод на рівні $27,3 \text{ млн. м}^3/\text{добу}$. У даному дослідженні оцінюється, що в 2030 р. обсяг використання геотермальної енергії становитиме 8 ТВт*год./рік , а в 2050 р. — 14 ТВт*год./рік , тобто майже стільки, скільки в усій Європі сьогодні.

5.6. Гідроенергетика

Серед відновлюваних джерел енергії гідроенергетика є добре відомим і технологічно опанованим способом виробництва електроенергії. На р. Дніпро побудовано сім потужних ГЕС та одна ГАЕС сумарною потужністю 3907 МВт з середньорічним виробництвом електроенергії $10\text{—}12 \text{ ТВт*год./рік}$. У 1983 р. на р. Дністер введена в експлуатацію Дністровська ГЕС потужністю 702 МВт та середньорічним виробництвом електроенергії близько 1 ТВт*год./рік . Експлуатуються 50 малих ГЕС сумарною потужністю близько 100 МВт і річним виробництвом електроенергії близько $0,25 \text{ ТВт*год./рік}$.

Технічно доступний потенціал гідроенергетики в Україні становить 81 ТВт*год./рік . Сумарний невикористаний економічно доцільний потенціал потужних ГЕС становить $17\text{—}19 \text{ млрд. кВт*год}$, малої гідроенергетики — до $3,7 \text{ млрд. кВт*год}$, тоді сумарний економічно доцільний потенціал гідроенергетики становить близько 33 ТВт*год./рік .

В умовах України реальним є розвиток гідроенергетики за рахунок будівництва ГЕС середньої потужності (20—50 МВт), що для багатьох Європейських країн вже недоступно. Серед першочергових завдань є реконструкція ГЕС Дніпровського каскаду, що забезпечить приріст потужностей на 300 МВт та збільшення виробництва електроенергії на 290 млн. кВт*год, а в подальшому і Дністровської ГЕС. Першочерговим може бути будівництво на р. Тиса каскаду ГЕС сумарною потужністю 220 МВт.

У 50—60-ті роки минулого сторіччя в Україні працювало 956 малих ГЕС (МГЕС), до кінця 80-х років збереглося лише 49 МГЕС (93 МВт). Усі вони напрацювали експлуатаційний ресурс 35—70 років і потребують реконструкції. На сьогодні в Україні збереглося понад 170 малих ГЕС, які утворюють дві групи: діючі (72 одиниць) та недіючі (близько 100 одиниць).

У 2030 р. виробництво електричної енергії на ГЕС може становити 15,1 ТВт*год./рік (у т.ч. на МГЕС — 3,7 ТВт*год./рік), і в подальшому можна досягти збільшення виробництва електроенергії на ГЕС до 25 ТВт*год./рік у 2050 р.б. Когенерація

Когенерація — це комбіноване виробництво теплової та електричної енергії. Основною перевагою когенерації перед роздільним виробництвом теплоти та електроенергії є суттєве (у 4 рази) зниження втрат палива при однаковому обсязі виробництва енергії (рис. 5.1).

Сумарний потенціал України для будівництва розподіленої мережі когенераційних станцій становить 16 000 МВт. На першому етапі доцільне освоєння 5000 МВт, з них 3000 МВт — у житлово-комунальному господарстві, 2000 МВт — у промисловості. Впровадження розподіленої мережі когенераційних станцій забезпечує:

- високу енергетичну ефективність та низьку собівартість виробленої теплової та електричної енергії;
- значне зниження викидів парникових газів та шкідливих речовин у навколишнє середовище;
- забезпечення енергетичної незалежності та безпеки окремих підприємств та регіонів;
- зниження втрат при транспортуванні енергії;
- можливість роботи у режимах маневрових та пікових потужностей;
- можливість використання місцевих паливних ресурсів та нетрадиційних джерел енергії у єдиному високоефективному технологічному процесі.

Науково-промисловим об'єднанням «Ренко» розроблений проект впровадження 5000 МВт когенераційних потужностей. Загальна вартість проекту складає 14 187,1 млн. грн. Планується спорудження газотурбінних, парогазових і газопоршневих установок. Виконання розраховане на 2005—2015 роки. За роки впровадження проекту буде створено 5000 МВт високоефективних електрогенеруючих когенераційних потужностей та вироблено електричної енергії 189 353 ГВт*год, теплової енергії — 203 769 тис. Гкал. Середній термін окупності — 3,6 року. На основі широкого застосування новітніх енергоресурсозберігаючих технологій буде реконструйовано більшу частину котелень. Витрати природного газу будуть зменшені на 6—8 млрд. м³/рік порівняно з роздільним виробництвом теплової та електричної енергії. Скорочення витрат палива в комунальній енергетиці обумовить зменшення викидів парникових газів на 12% на рік, що еквівалентно 14,9 млн. т CO₂-еквіваленту.

Підприємство «Зоря» — «Машпроект» (м. Миколаїв) виробляє газотурбінні двигуни (ГТД) потужністю від 2,5 до 25 МВт. Майже 100% цієї продукції йде на експорт в Росію, Білорусь, Китай, Канаду, США та інші країни. В Україні, за винятком близько двох десятків газових компресорних станцій, ГТД «Зоря» — «Машпроект» не використовуються. Цю ситуацію треба виправляти шляхом залучення ГТД підприємства

до створення установок, що працюють на парогазовому циклі. Зараз на «Зоря» — «Машпроект» на стадії початку дослідно-промислової експлуатації газотурбінної установки потужністю 110 МВт. Такі установки мають впроваджуватися в Україні для ефективного спалювання природного газу з ККД виробництва електроенергії до 60%.

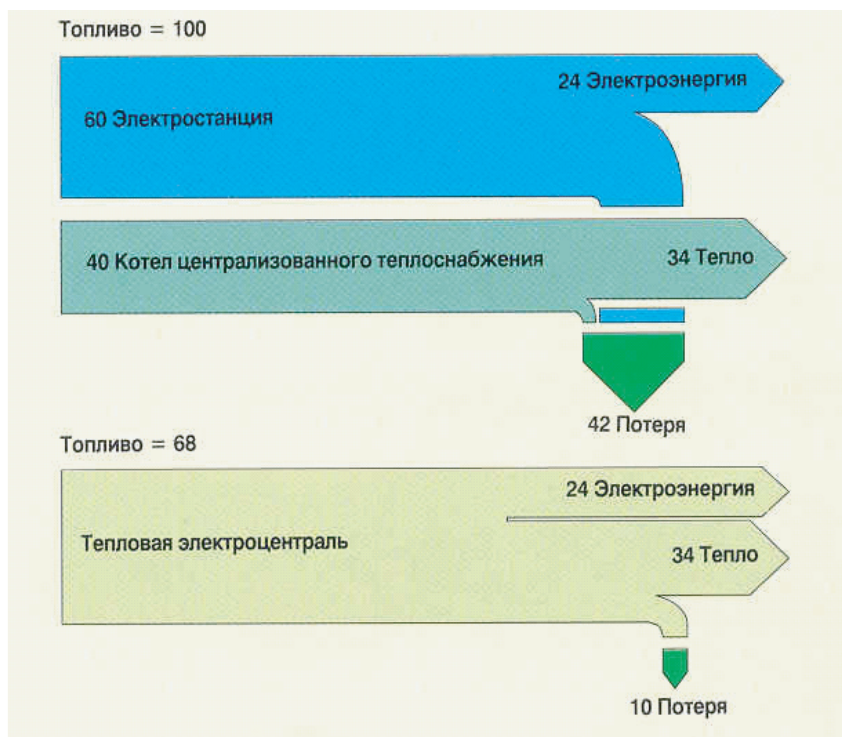


Рис. 6.1. Порівняння втрат при комбінованому та роздільному виробництві теплової й електричної енергії.

7. Зниження втрат теплової та електричної енергії

7.1. Зниження втрат теплової енергії в комунальній енергетиці

Виробництво і транспортування

За статистичними даними, з близько 85 млрд. м³ природного газу, який щорічно використовується в Україні, близько 34 млрд. м³ споживається населенням, комунально-побутовими та бюджетними організаціями. За останні 5—6 років споживання енергії в житлово-комунальному господарстві підвищилося майже на 7%, у той час як промисловість знизилася на 7,4%. Питомі витрати енергоресурсів на виробництво 1 Гкал теплоти складають 185—190 кг у.п., в той час як за кордоном — 140—150 кг у.п.

У циклі виробництва теплової енергії втрати на ряді малоефективних котелень складають до 30—35%, для найкращих котлів комунального господарства ця величина становить 10—12%. Середній рівень втрат у 20—25% з урахуванням введеної енергії фактично забезпечує те, що з теплоносієм із заданими параметрами із котельні виходить лише 45—50% енергії. Приведення втрат у циклі виробництва теплоти до нормативного рівня (не більше 8%) може скласти щорічну економію палива до 3 млн. т у.п.

Комунальна енергетика України експлуатує близько 15 тис. промислових та опалювальних котелень, більшість з яких має значні резерви енергозбереження.

Оцінюючи протяжність і стан теплових мереж комунальної енергетики, його слід характеризувати як незадовільний. З 23,44 тис. км теплових мереж 32% (7,5 тис. км) знаходяться в поганому та аварійному стані. Протяжність мереж з попередньо ізольованими трубами безканальної прокладки дуже мала та в найбільш великих містах не досягає і 10%. Канальна ж прокладка теплових мереж з використанням ізоляції з шлаковати надто малоефективна і має короткий термін експлуатації, бо розмокає під впливом ґрунтових вод, і за короткий проміжок часу більше 50% ізоляції труби за рахунок її зсуву практично відшаровується. Втрати в теплових мережах у залежності від їхньої довжини коливаються в межах від 8 до 25%. Перехід до використання нових видів теплоізоляційних труб і нових засобів їхнього укладання дозволив би зекономити до 7—9% палива.

Споживач, тобто, фактично, будинок, що опалюється, може отримати від 45—47%, в кращому випадку, до 20%, в гіршому випадку, енергії на опалення і гаряче водопостачання. На жаль, найбільші втрати приходяться якраз на споживача, і коливаються в інтервалі 25—30%. Неважко підрахувати, що у випадку самого сприятливого сценарію корисно витрачається 15—25% теплоти. У несприятливому варіанті ефективність всього циклу зводиться практично до нуля, а у споживача виділяється і корисно використовується лише ті 30% енергії, що фактично інвестовані в процес видобутку і транспортування природного газу.

Для розрахунку капіталовкладень на реалізацію заходів зі зниження втрат при виробництві і транспортуванні теплової енергії припустимо, що принаймні половина котелень мають бути реконструйовані і 7,5 тис. км тепломереж потребують обов'язкової заміни. Основними складовими цих заходів є заміна застарілих котлів на сучасні, паликових пристроїв — на більш ефективні, старих теплообмінників — на нові високоефективні, старих труб теплових мереж — на сучасні попередньо ізольовані труби.

Виходячи з показників проекту реконструкції об'єктів комунальної енергетики АР Крим, середня вартість реконструкції однієї котельної становить близько 292 тис. грн.; заміна 1 км теплової мережі — 483 тис. грн. (дані НТЦ «Біомаса»). Тоді загальні витрати на модернізацію/реконструкцію котелень і тепломереж комунальної енергетики України складають 2192 млн. грн. і 3623 млн. грн., відповідно, а в сумі — 5814 млн. грн. Модернізація котельних дає 5—10% економії в споживанні природного газу, в залежності від застосованих заходів; використання попередньо ізольованих труб дає економію у 7—9%. Беручи для розрахунку середні показники, отримуємо, що впровадження енергозберігаючих технологій в комунальній енергетиці України заощадить близько 5,27 млрд. м³/рік природного газу (табл. 7.1).

Таблиця 7.1. Енергозберігаючі заходи у комунальній енергетиці України та очікуваний результат від їхнього впровадження

Вид заходу	Приблизна кількість котельних, що будуть модернізовані, шт.	Приблизна протяжність тепломереж, що будуть замінені, км	Заощадження паливно-енергетичних ресурсів, млн. т у.п./рік	Зменшення споживання природного газу, млрд. м ³ /рік	Зниження викидів CO ₂ , млн. т/рік	Інвестиційні витрати, млн. грн.
Модернізація / реконструкція котельних	7500		2,9	2,55	5,0	2192
Заміна старих труб теплових мереж на попередньо ізольовані труби		7500	3,1	2,72	5,33	3623
УСЬОГО			6,0	5,27	10,33	5814

Споживання

Великий потенціал енергозбереження має місце також при споживання теплової та електричної енергії. Технічні заходи з ресурсозбереження в житловому секторі можна умовно розділити на три групи:

1. Заходи з обліку кількості та якості ресурсів, що споживаються.
2. Заходи з регулювання ресурсів, що споживаються.
3. Заходи зі зниження нераціональних втрат ресурсів, що споживаються.

Відповідно до цих груп в житлово-комунальному господарстві можуть бути впроваджені такі енергоефективні заходи:

- використання сучасних ефективних систем обліку споживання енергоресурсів;
- впровадження автоматизованих систем керування енергоспоживанням;
- використання економічних систем і приладів електроосвітлення;
- впровадження сучасних систем і засобів силової електроніки;
- будівництво/реконструкція житла згідно з вимогами раціонального споживання енергії.

Виконання заходів щодо обліку й регулювання дозволяє забезпечити нормативні умови проживання й точно визначити спожиту для цього кількість ресурсів і їхню вартість, створюючи тим самим умови для аналізу нераціональних втрат і прийняття рішень про їхнє зниження. Представлені нижче приклади заходів щодо зниження нераціональних втрат споживаних ресурсів досить ефективні, але не вичерпують усіх способів зниження нераціональних втрат ресурсів при споживанні:

- Зовнішнє утеплення стінових конструкцій та аркових прорізів.
- Відновлення закладення міжпанельних швів і гідрофобізація стін.
- Утеплення будівельних конструкцій горіщ, технічних поверхів і підвалів.
- Ізоляція трубопроводів опалення й гарячого водопостачання.
- Промивання обладнання і трубопроводів системи опалення, що дозволяє очистити їхню внутрішню поверхню від механічних і хімічних відкладень та відновити проектні характеристики системи опалення.
- Установка радіаторних відбивачів. Значна частина променистої енергії, що виділяється радіатором, направляється убік стіни, на якій він укріплений. Установка на стіні за радіатором відбивача дозволяє повернути більшу частину цієї енергії назад у квартиру.
- Установка на вікнах тепловідбиваючих плівок і низькоемісійних шибок дозволяє відбивати назад, у приміщення, інфрачервоне випромінювання, що генерується системою опалення й мешканцями, а також сонячне випромінювання, відбите від стін і предметів у приміщеннях. За рахунок цього втрати тепла через вікна значно зменшуються.
- Закладення й ущільнення віконних і дверних блоків.
- Реконструкція входів у під'їзди.
- Заміна старих віконних і балконних блоків на нові «склопакети» дозволяє істотно знизити втрати тепла й надлишкову інфільтрацію.

Загальна економія ПЕР за рахунок реалізації енергозберігаючих заходів у житлово-комунальному господарстві становить до 18 млн. т у.п./рік, а необхідні капіталовкладення оцінюються у 400 млн. грн.

7.2. Зниження втрат електроенергії при транспортуванні

Магістральні електричні мережі — це одна з основних складових ОЕС України, яка налічує 22,3 тис. км, з них напругою 400—750 кВ — 4,7 тис. км, 330 кВ — 13,2 тис.

км, 220 кВ — 4,4 тис. км та 131 електропідстанцію напругою 220—750 кВ. Стан магістральних електричних мереж рік від року погіршується: 34% повітряних ліній електропередач (ПЛ) напругою 220—330 кВ експлуатуються понад 40 років, з них 1,7 тис. км ПЛ. — 330 кВ (13% від загальної протяжності) та 1,6 тис. км ПЛ. — 220 (52%) потребують реконструкції, 76 % основного обладнання трансформаторних електропідстанцій відпрацювало свій розрахунковий технічний ресурс. Розподільні електричні мережі налічують близько 1 млн. км повітряних і кабельних ліній електропередачі напругою 0,4—150 кВ, близько 200 тис. од. трансформаторних підстанцій напругою 6—110 кВ загальною встановленою потужністю понад 200 тис. МВА. У розподільчих електричних мережах напругою 0,4—150 кВ підлягають реконструкції та заміні майже 146 тис. км електромереж або 17% від їхньої загальної протяжності та 13% трансформаторних підстанцій.

Незадовільний стан електричних мереж, їх невідповідність діючим нормам і режимам електроспоживання, а також низький рівень приладів обліку призводить до значного зростання технологічних витрат під час транспортування електроенергії. У період 2000—2005 роки втрати електроенергії при її передачі електричними мережами України становили 25—30 млрд. кВт год/рік або 14—19% від загального обсягу надходження електроенергії в мережу. Сьогодні рівень витрат електроенергії на її транспорт в 2,5 рази вище, ніж в державах з розвинутою економікою. Впровадження економічних заходів, спрямованих на стимулювання зниження витрат електроенергії в електромережах дозволить суттєво знизити їх рівень, перш за все понаднормативну складову.

Згідно з проектом «Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.» у 2030 р. витрати електроенергії на транспортування в мережах становитимуть 31,9 млрд. кВт*год або 8% відпуску в мережі (рис. 7.1). Таким чином, потенціал заощадження втрат електроенергії в цій сфері складає до 27 млрд. кВт*год/рік.

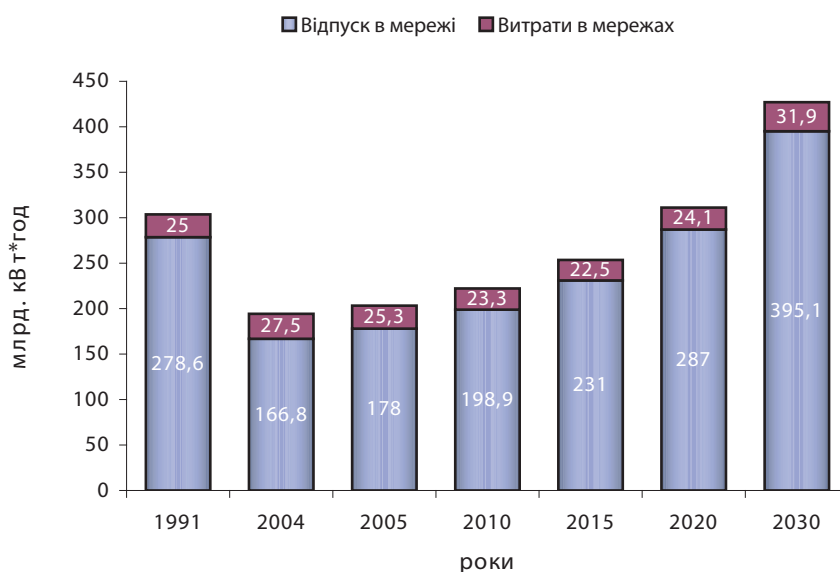


Рис. 7.1. Проект „Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.”: Динаміка відпуску електроенергії та її витрат на транспортування в межах України, млрд. кВт*год

8. Утилізація шахтного метану

Україна має дуже великі та практично недоторкані ресурси метану вугільних родовищ. Великомасштабна розробка та використання шахтного (вугільного) метану можуть зробити суттєвий внесок у задоволення енергетичних потреб України. Видобуток

метану з вугільних пластів в Україні, крім рішення цих задач, повинний забезпечити також підвищення безпеки ведення підземних робіт. Вугільні шахти України вважаються найбільш загазованими, а тому й найбільш небезпечними в світі. Близько 95% вугільних шахт України — підземні. Вугільна промисловість дає найбільшу частку емісії метану до атмосфери в країні — 1,5—2 млрд. м³/рік. На поточний момент кількість метану, що міститься у вугільних пластах країни дорівнює близько 12 трлн. м³, а його промислові запаси складають близько 4 трлн. м³.

Зараз тільки 42 вугільні шахти в Україні встановили системи дегазифікації, близько половини з них використовують шахтний метан в котельних. Концентрація метану в дегазифікаційних трубопроводах складає 25—60%. Одним з позитивних прикладів утилізації шахтного метану для виробництва теплоти і електроенергії є шахта ім. Засядько, де споруджена крупна когенераційна установка на базі двигунів GE Jenbacher (Австрія) потужністю 65 МВт_е + 65 МВт_т. Встановлення системи дегазифікації дасть можливість поновити роботу ряду законсервованих шахт, що є зараз актуальною проблемою для України.

Робота 1 МВт_е встановленої потужності газового двигуна забезпечується 3 млн м³ метану/рік. Питомі капіталовкладення в обладнання становлять 600—800 тис. євро/МВт_е. Виходячи з середнього показника капіталовкладень і максимального прогнозного потенціалу метану, що може бути утилізований (близько 40% загальних викидів у 2 млрд. м³/рік), маємо, що утилізація цього потенціалу може забезпечити 320 МВт_е потужностей при необхідних інвестиціях порядку 1344 млн. грн. (табл. 8.1). Робота 320 МВт_е потужностей забезпечить виробництво 2.68 ТВтгод/рік електроенергії.

В Енергетичній стратегії використання шахтного метану планується на рівні 5,8 млн. т у. п./рік. Така оцінка здається завищеною. Впровадження технологій утилізації метану є досить дорогим заходом. Для виробництва енергії може застосовуватися тільки метан системи дегазифікації. Далеко не всі шахти мають таку систему, а її спорудження вартує чималих коштів. Газові двигуни також є дорогими. На сьогодні для роботи на шахтному метані фактично придатні двигуни тільки двох компаній — GE Jenbacher (Австрія) і Caterpillar (США). Тому в даній роботі частку використання викидів шахтного метану прийнято на рівні 40% і ми вважаємо це максимальною оцінкою, принаймні на період до 2030 р.

Таблиця 8.1. Утилізація шахтного метану для виробництва електроенергії

Вид заходу	Встановлена потужність, МВт _е	Період експлуатації, год/рік	Заощадження паливно-енергетичних ресурсів, млн. т у.п./рік	Заміщення природного газу, млрд. м ³ /рік	Зниження викидів CO ₂ , млн. т/рік	Інвестиційні витрати, млн. грн.
Виробництво електроенергії газовим двигуном	320	8360	0,93	0,8	12,44	1344

Можна навести приклад США, де частка шахтного метану в паливно-енергетичному балансі постійно зростає. Американці розпочали утилізацію шахтного метану близько 20 років тому. Вже у 1992 р. було добуто 5 млрд. м³ цього газу, а у 1998 р. видобуток виріс більш ніж у 7 разів (загальне споживання природного газу в США становить близько 600 млрд. м³).

9. Реконструкція газотранспортної системи

Газотранспортна система України складається з 37,6 тис. км газопроводів різного призначення та продуктивності, 73 компресорних станцій з 110 компресорними цехами, де встановлені 703 газоперекачувальні агрегати загальною потужністю 5,4 тис. МВт, 1607 газорозподільних станцій, 13 підземних сховищ газу загальною місткістю за активним газом понад 32,0 млрд. м³ та об'єкти інфраструктури.

У газорозподільній мережі України мають місце виробничо-технологічні втрати природного газу, як нормативні, так і понаднормативні. У 2004 році ці втрати склали 1,9 млрд. м³ (1,1 млрд. м³ — нормативні втрати, 0,8 млрд. м³ — понаднормативні) або 2,8% від обсягів використання газу споживачами України. Втрати природного газу в газотранспортній системі України (балансові втрати) у 2004 році склали 1,06 млрд. м³, або 0,5% від обсягів надходження газу. У зв'язку з розвитком газифікації (збільшення протяжності газопроводів, зростання кількості газифікованих квартир, об'єктів тощо), старінням газопроводів і зношеністю обладнання нормовані втрати газу в газорозподільних мережах дещо підвищуються і до 2030 року складуть близько 2% від обсягів споживання. Очікується, що втрати природного газу в газотранспортній системі у 2030 році досягнуть рівня 0,3% від обсягів його транспортування.

На сьогодні близько 29% газопроводів відпрацювали свій амортизаційний термін, майже 60% експлуатуються від 10 до 33 років. Майже третина із 703 газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій виробила свій моторесурс або близька до цього і потребує реконструкції. Система газопостачання природного газу тиском до 1,2 МПа має значний ступінь зносу та, крім цього, експлуатується в складних умовах інженерної інфраструктури населених пунктів. Так, зокрема, 11,6 тис. км розподільчих газопроводів (або близько 7%) та 4,9 тис. газорегуляторних пунктів (або близько 14%) вже відпрацювали свій амортизаційний термін.

Зважаючи на терміни експлуатації газопроводів та їхній технічний стан для підтримання надійного та ефективного функціонування до 2015 року планується повністю завершити реконструкцію всіх компресорних станцій. До 2030 року буде завершено модернізацію та технічне переоснащення газотранспортної системи з використанням найбільш сучасних та ефективних на той час технологій.

Енергетична стратегія передбачає використання 92,4 млрд. грн. на відновлення газотранспортної системи України, зокрема трубопроводів та газоперекачувальних агрегатів до 2030 р. Таким чином може бути заощаджено до 3 млрд. м³ природного газу/рік.

10. Утилізація скидної теплоти котельних агрегатів

Глибоке охолодження димових газів котельних установок (до 50—70° С), що супроводжується конденсацією водяної пари, дозволяє корисно утилізувати теплоту відхідних газів. Ця теплота може бути використана для підігріву та зволоження дуттьового повітря, нагріву води системи гарячого водопостачання або води для власних потреб котелень. Впровадження теплоутилізаторів рекомендується для котлоагрегатів тепловою потужністю 0,25—4 МВт і дозволяє підвищити коефіцієнт використання палива на 5—15%. Крім того, суттєво зменшується концентрація оксидів азоту в димових газах (до 50%).

Таблиця 10.1. Показники впровадження теплоутилізаторів в газових котельнях

Вид заходу	Приблизна кількість котлів для впровадження, шт.	Заощадження паливно-енергетичних ресурсів, млн. т у. п./рік	Зменшення споживання природного газу, млрд. м ³ /рік	Зниження викидів CO ₂ , млн. т/рік	Інвестиційні витрати, млн. грн.
Встановлення теплоутилізаторів в котельнях	7500	2,9	2,55	5,0	750

11. Утилізація тиску природного газу

Потенційна енергія надлишкового тиску природного газу на газорозподільних станціях може бути використана для виробництва електроенергії. Для цього необхідно впровадження турбодетандерних електростанцій (ТДЕС) в газотранспортній мережі України. Теоретичні ресурси потенціальної енергії, що втрачаються при дроселюванні природного газу, становлять близько 5 ТВтгод щорічно; технічно доступні ресурси еквівалентні річному виробництву електроенергії у 2, ТВтгод. економічно доцільні — до 1, млрд. ГВтгод. а рік.

НАК «Нафтогаз України» та ДК «Укртрансгаз» розробили техніко-економічне обґрунтування впровадження ТДЕС на період до 2010 г. загальною потужністю 128 МВт, що забезпечить виробництво до 1 ТВтгод/рік електроенергії. Підготовлено перелік з 30 газорозподільних станцій, на яких в перспективі можливе будівництво турбодетандерних установок, що дозволить забезпечити щорічне виробництво до 0,405 ТВтгод. електричної енергії.

12. Використання промислових газів

Теплота промислових газів може бути використана для виробництва теплової та електричної енергії. Прикладом такого газу є колошниковий газ. Одним із засобів інтенсифікації та підвищення ефективності доменного процесу є підвищення тиску колошникових газів, потенціальна енергія яких може використовуватись в утилізаційних безкомпресорних турбінах для виробництва електричної енергії. Загальні ресурси енергії надлишкового тиску доменного газу еквівалентні 1,5 млрд. кВтгод/рік (0,18 млн. т у.п.); технічно доступні ресурси при ККД утилізаційних безкомпресорних турбін ~75% та пропускній спроможності 70—80% від номінальної витрати газу, еквівалентні 858,4 млн. кВтгод електроенергії на рік (0,11 млн. т у.п.). Загальний потенціал заміщення природного газу при застосування промислових газів до 2030 р. оцінюється у 2 млрд. м³/рік.

13. Розвиток традиційних джерел виробництва енергії

Прогноз розвитку традиційних джерел енергії, представлений в проекті «Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.», видається досить обґрунтованим у частині, що стосується вугілля і нафти. Загальними тенденціями є ріст використання цих енергоносіїв. Під час розробки прогнозу використано такі фактори та інформацію:

- результати аналізу статистичної звітності;
- напрями розвитку галузей економіки та окремих її секторів, у тому числі галузей паливно-енергетичного комплексу;
- структура та обсяги енергозбереження;
- показники, що впливають на обсяги споживання енергоресурсів (технічний рівень виробництва, витрати на охорону довкілля, поліпшення соціальних умов праці та побуту тощо).

Вугілля

Прогнозні запаси вугілля в Україні становлять 117,5 млрд. тонн, у тому числі 56,7 млрд. тонн — розвідані запаси, з них енергетичних марок — 39,3 млрд. тонн. Балансові запаси вугілля на діючих шахтах складають 8,7 млрд. тонн, з яких 6,5 млрд. тонн промислових, у тому числі майже 3,5 млрд. тонн, або 54% енергетичного. Тенденції розвитку металургії, електроенергетики, інших галузей матеріального виробництва та соціальної сфери зумовлюють постійний попит на коксівне і зростаючий високими темпами попит на енергетичне вугілля. Для забезпечення суттєвого підвищення вугледобутку можуть бути задіяні 67 резервних ділянок із запасами 13,1 млрд. тонн та можливою потужністю з видобутку 124,9 млн. тонн вугілля на рік. Значним резервом на майбутнє також є шлами, які знаходяться в мулонакопичувачах. Їхній обсяг становить 100 млн. тонн.

Згідно з прогнозом Енергетичної стратегії, споживання вугільної продукції збільшиться майже вдвічі: з 65,9 млн. тонн у 2005 р. до 130,3 млн. тонн у 2030 р. (рис. 13.1.).

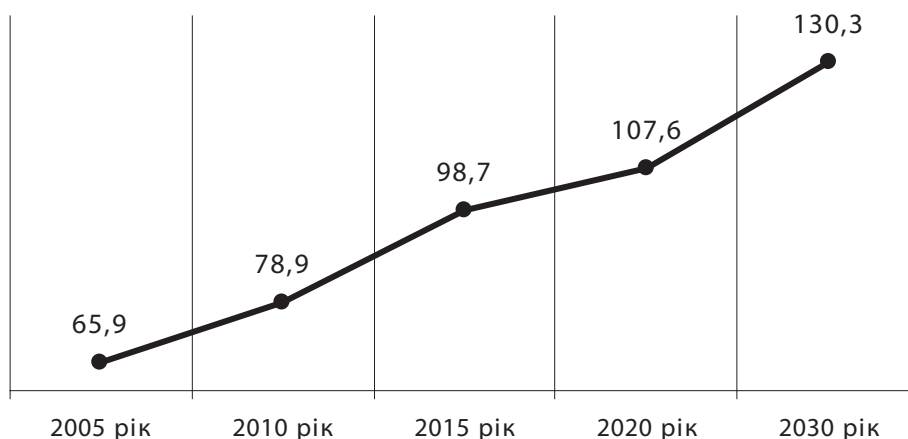


Рис. 13.1. Проект „Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.“: Динаміка споживання вугільної продукції до 2030 р.

Нафта

У 2005 р. потреба України в нафтопродуктах та продуктах їхньої переробки становила близько 28 млн. тонн, з яких понад 4 млн. тонн було забезпечено нафтогазодобувними підприємствами України, а решта (23,7 млн. тонн) — імпортувалося з Росії та Казахстану. З огляду на сьогоdnішній і прогнозний рівні споживання нафти провідними європейськими країнами, наближення економіки України і життєвого рівня

населення до європейських стандартів, поступове збільшення глибини переробки нафти на українських нафтопереробних заводах, можна очікувати, що в нашій державі потреба в нафті досягатиме 1 т на душу населення. Тому можна прогнозувати, що у 2010—2015 рр. попит на нафту зросте до 37—41 млн. тонн на рік, у 2020 р. — до 45,3 млн. тонн і у 2030 р. — до 50,4 млн. тонн. Згідно з Енергетичною стратегією споживання нафти для внутрішніх потреб збільшиться на третину: від 18,0 млн. т у 2005 р. до 23,8 млн. т у 2030 р. (рис. 13.2).

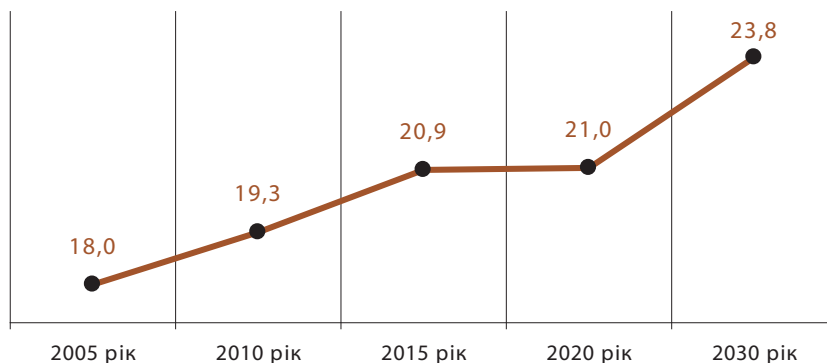


Рис. 13.2. Проект „Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.”: Динаміка споживання нафти до 2030 р.

Природний газ

На підставі даних щодо прогнозної динаміки ефективності геологогеофізичних досліджень та пошуково-розвідувального буріння в Енергетичній стратегії виконано попередню оцінку можливих обсягів приросту розвіданих запасів газу на прогнозний період. При цьому приймалося, що обсяги пошуково-розвідувального буріння на газ досягнуть рівня, передбаченого Національною програмою «Нафта і газ України до 2010 року», — 415 тис. м/рік, що майже у 2,5 рази перевищує фактичний обсяг пошуково-розвідувального буріння на газ у 2004 р. Розрахунки показують, що за таких умов протягом прогнозного періоду (2005—2030 роки) можливо приростити розвідані запаси в обсязі до 1022,7 млрд. м³ газу за оптимістичного сценарію розвитку, а за песимістичного — до 670 млрд. м³ газу. На найближчу та подальшу перспективу дві складові будуть визначати рівні видобутку газу:

- підвищення ефективності видобування вуглеводнів з родовищ, що знаходяться в експлуатації;
- прискорена розробка запасів з нових родовищ.

У проекті «Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» споживання природного газу в Україні планується скоротити майже на 36%: від 76,8 млрд. м³ у 2005 р. до 49,5 млрд. м³ у 2030 р. (рис. 13.3).

У даній концепції прогнозується інший сценарій динаміки споживання природного газу: від 74,5 млрд. м³ у 2005 р. (статистичні дані) до 82 млрд. м³ у 2030 р., тобто з невеликим для такого проміжку часу ростом у 7,5 млрд. м³/рік (рис. 13.4). Обґрунтуванням такого сценарію є той факт, що за сукупністю можливих технічних, екологічних і політичних ризиків використання природного газу як палива є більш доцільним і виправданим, ніж застосування атомної енергії. Споживання природного газу в обсягах, запланованих в даній «неатомній» концепції, навіть при сучасних високих цінах, в цілому, призводить до значно менших витрат, ніж ті, що потрібні на розвиток атомної енергетики (будівництво нових блоків, створення замкнутого циклу поводження з ядерним паливом, збільшення кількості ВЯП, переробка і захоронення відходів тощо).

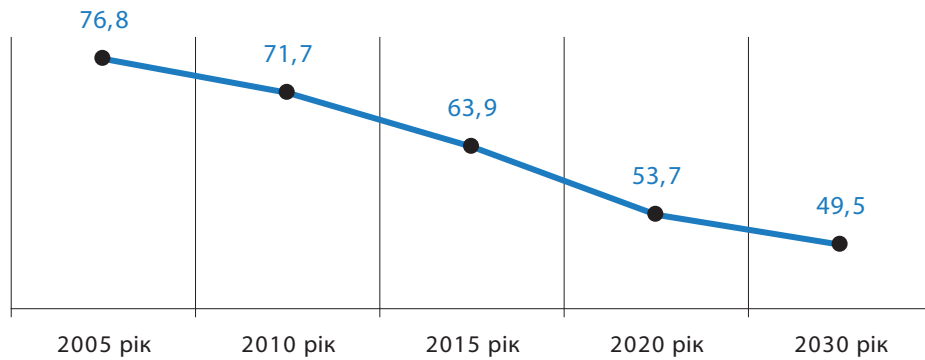


Рис. 13.3. Проект «Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.»: Динаміка споживання природного газу до 2030 р.

Варто також згадати, що природний газ є найбільш прийнятним з екологічної точки зору серед традиційних енергоносіїв.

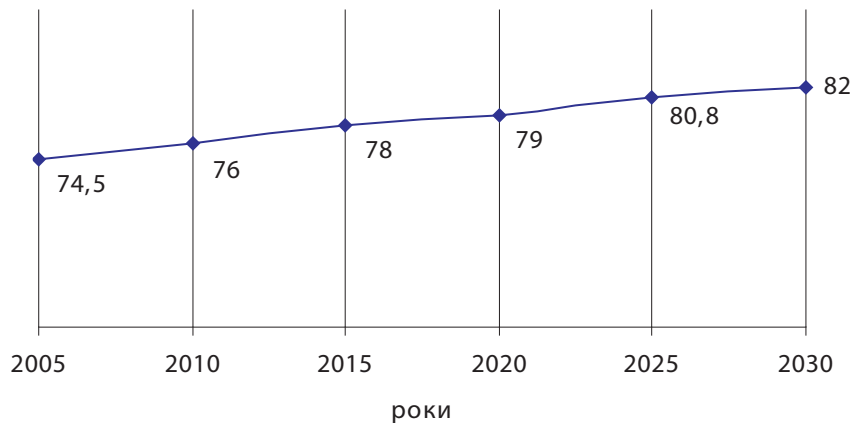


Рис. 13.4. Концепція „неатомної” Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.”: Динаміка споживання природного газу до 2030 р.

14. Неатомний сценарій розвитку енергетики України до 2030 р.

Принциповою відмінністю запропонованого «неатомного» сценарію розвитку енергетики України до 2030 р. від сценарію Енергетичної стратегії є не тільки відмова від будівництва 22 нових блоків АЕС, але й від продовження терміну експлуатації існуючих. Крім того, на відміну від Стратегії, прогнозується зростання споживання природного газу в Україні до 2030 р. Але воно є відносно невеликим і становить лише 7.5 млрд. м³/рік. Основний акцент «неатомного» шляху розвитку полягає у широкому застосуванні потенціалу альтернативних, нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії. Серед ВДЕ найбільший внесок очікується від енергії біомаси і вітру. Якщо в Стратегії частка біомаси у загальному споживанні первинних енергоносіїв у 2030 р. становить всього 9,2 млн. т у. п. (3,2%), то в даній концепції цей показник складає 21,5 млн. т у. п. (7,5%). Окрім соломи, деревних відходів і біогазу, розглянутих детально у розділі «Біоенергетика», до потенціалу біомаси включені всі інші складові, такі як стебло і

качани кукурудзи, стебло і лушпиння соняшника, рідкі палива з біомаси (біодизель, біоетанол), енергетичні культури (верба, тополя, міскантус). Внесок вітроенергетики в «неатомній» концепції також оцінюється на порядок вище, ніж в Стратегії — 8,7 млн. т у. п./рік (3% загального споживання ПЕР) проти 0,7 млн. т у. п./рік (0,25%), прогнозованих в Енергетичній стратегії.

Дві структури споживання первинних енергоносіїв, що відповідають різним сценаріям розвитку енергетики України до 2030 р., представлені на рис. 14.1, 14.2. Загальний обсяг споживання ПЕР у 2030 р. без урахування потенціалу енергозбереження в обох випадках прийнятий згідно з прогнозом Енергетичної стратегії — 285,7 млн. т у. п. Обсяг споживання таких традиційних енергоносіїв як вугілля і нафта також прийнято за прогнозом Стратегії. За даними Енергетичної стратегії у 2030 р. потреба у первинних енергоносіях буде задовольнятися, в основному, за рахунок вугілля (35,4%) і атомної енергії (25,3% — електроенергія); далі за обсягами споживання стоять природний газ (19,9%) і нафта (11,9%).

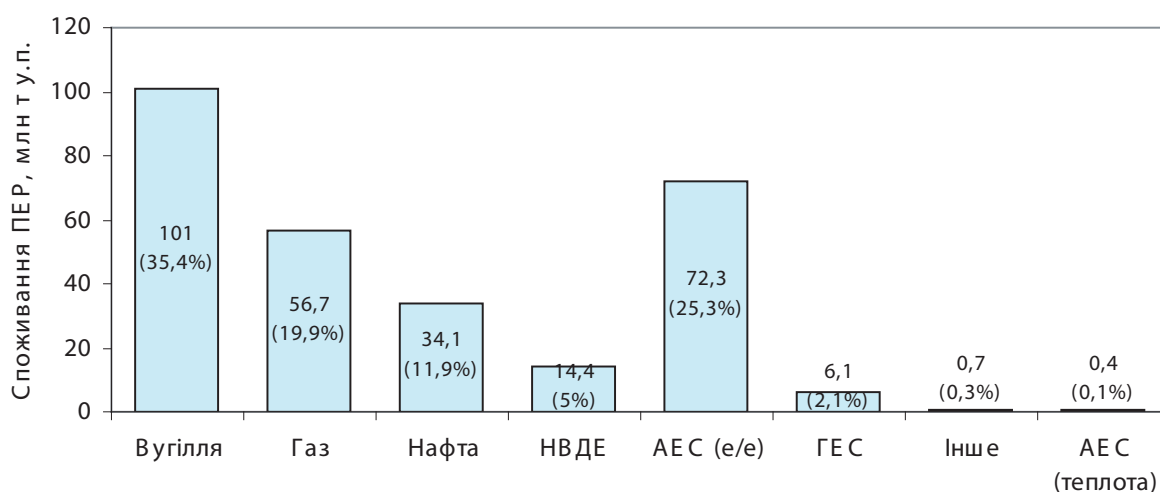


Рис. 14.1. Структура споживання первинних енергоносіїв в Україні у 2030 р. за даними Енергетичної стратегії (загалом 285,7 млн. т у. п.)

Згідно з графіком будівництва та введення в експлуатацію блоків АЕС, представленого в Енергетичній Стратегії, у 2030 році в Україні мають працювати 16 нових блоків: 10 старих (8 з продовженим терміном експлуатації) і 6 — в стадії будівництва.

В альтернативній концепції у 2030 р. атомна енергія використовується на рівні 2,1 млн. т у. п./рік завдяки роботі двох блоків потужністю 2 ГВт кожний, що ще не вичерпали основного терміну своєї експлуатації (РАЕС-4 і ХАЕС-2). Обсяг споживання природного газу за вмістом енергії близький до споживання вугілля (газ 33,3%, вугілля 35,4% загальної потреби в ПЕР); третє місце посідають НВДЕ — 16,3%. Серед відновлюваних джерел енергії основний внесок робить енергія біомаси та вітру. Загалом за рахунок ВДЕ буде задовольнятися 11,7% (33,54 млн. т у.п./рік) потреби в енергії, що цілком у руслі тенденцій розвинутих країн Європи й світу.

Порівняння витрат, необхідних на реалізацію «атомного» і «неатомного» сценаріїв розвитку енергетики України, наведено в таблиці 14.1. Як видно, альтернативна концепція передбачає суттєво більші витрати на розвиток НВДЕ, тоді як в Стратегії кошти такого порядку, і навіть більші, заплановані на розвиток ядерної енергетики. Загалом «вартість» двох концепцій виглядає майже однаково, проте, ми вважаємо, що в розрахунки Стратегії не включено справжні витрати на будівництво нових блоків, виведення старих блоків з експлуатації, поводження (сортування, кондиціонування, упаковки,

транспортування та захоронення) з РАВ і ВЯП з урахуванням тих відходів різного рівня активності, які вже було накопичено.

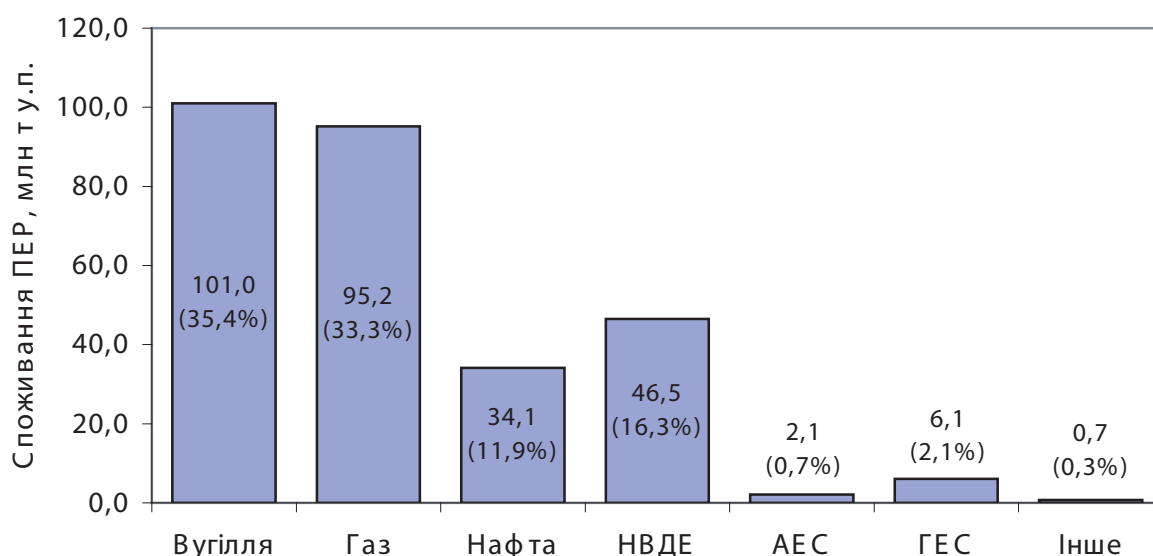


Рис. 14.2. Структура споживання первинних енергоносіїв в Україні у 2030 р. згідно з «неатомним» сценарієм розвитку енергетики (загалом 285,7 млн. т у. п.)

Але й так очевидно, що вкласти гроші в розвиток безпечної енергетики з мінімальною часткою атомної енергії набагато важливіше і доцільніше, ніж витратити їх на нарощування потужностей енергетичного обладнання за рахунок АЕС.

Таблиця 14.1. Фінансування розвитку енергетичної галузі України на період 2005–2030 р.

Напрямки фінансування	Енергетична стратегія, млрд. грн.	Альтернативна концепція, млрд. грн.
Теплова енергетика	183,4	183,4
Гідроенергетика	19,7	19,7
Розвиток електричних мереж	82,8	82,8
Ядерна енергетика	198,3*	50*
Розвиток НВДЕ	7,1	117,6
Ядерно-паливний цикл	21,7	—
Вугільна промисловість	221,7	221,7
Нафтогазовий комплекс	282,3	332,3**
Усього	1017,0	1007,5

** У порівнянні з Енергетичною стратегією на розвиток газового комплексу додатково передбачено 50 млрд. грн.

* Не враховують реальних витрат на переробку та зберігання ядерних відходів та відпрацьованого ядерного палива як на тимчасовий, так і на довготривалий термін. У Концепції ці витрати будуть набагато менші за рахунок зменшення приросту відходів. У Стратегії також не висвітлюється і низка технологічних витрат, пов'язаних зі збільшенням виробництва електричної енергії на АЕС та постачанням тепла за рахунок електрообігрівання споруд комунального та промислового секторів.

Висновки

Аналіз потенціалу та можливостей застосування енергозберігаючих технологій і нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії показує, що альтернатива атомному шляху розвитку енергетики України існує!

Необхідність нарощування потужностей АЕС за рахунок будівництва 22 нових блоків є недостатньо обґрунтованою і базується, в першу чергу, на суттєво завищеному авторами Енергетичної стратегії прогнозі споживання ПЕР у 2030 р., неврахуванні всіх необхідних витрат на безпечне функціонування ядерної галузі, заниженому рівні споживання природного газу та ігноруванні відновлюваних джерел енергії як потужного потенціалу.

У разі запланованого в Стратегії скорочення використання органічного палива на виробництво теплової енергії на 17,1 млн. т. у.п./рік, це зменшення може бути повністю і з запасом компенсоване застосуванням енергоефективних технологій і НВДЕ. Якщо ідеться про переважне використання електроопалення в нічний час, то виникає питання, куди буде застосована вироблена на АЕС електроенергія вдень. Найбільш імовірним сценарієм є значний експорт електроенергії за кордони України. Таким чином, якщо ціль будівництва 11 додаткових блоків — перекрити 17,1 млн. т у.п., що не вистачає для опалення, то існують більш безпечні та економічно доцільні шляхи це зробити. Якщо ж справжня мета будівництва цих блоків — робити бізнес на експорті електроенергії за кордон, то виникає питання щодо доцільності існування такого бізнесу в Україні взагалі.

Вважаємо, що з матеріалів розробленої Енергетичної стратегії аж ніяк не витікає безальтернативність ядерного сценарію розвитку енергетики в Україні. Крім того, такі принципи для країни рішення не можуть прийматися без широкого **громадського обговорення**, а можливо, і **Національного референдуму** з цього питання.

Рекомендації

Рекомендуємо авторам проекту «Енергетичної стратегії України на період до 2030 року»:

- 1) Визнати ухвалення проекту Енергетичної стратегії Кабінетом міністрів України помилковим рішенням і продовжити роботу з його підготовки.
- 2) Провести спеціальне дослідження з визначення фактичних втрат енергоресурсів у різних галузях народного господарства для оцінки повного потенціалу енергозбереження.
- 3) Переглянути прогноз споживання первинних енергоресурсів в Україні у 2030 р. в сторону його зменшення у відповідності до планів росту ВВП і зниження його енергоемності.
- 4) Переглянути прогнозований показник по частці ВДЕ в загальному споживанні ПЕР у 2030 р. в сторону збільшення використання біо- та вітроенергетичних ресурсів.
- 5) Відмовитися від будівництва будь-яких нових блоків АЕС і замість нарощування потужностей АЕС провести планований вивід усіх блоків з експлуатації.

- 6) Зробити прозорі економічні розрахунки витрат на переробку та зберігання ядерних відходів, відпрацьованого ядерного палива та інших непередбачених енергетичною стратегією витрат ядерного комплексу.
- 7) Кошти, що передбачалися на будівництво нових атомних блоків, вкласти у розвиток енергоощадних технологій, нетрадиційних, відновлюваних та позабалансових джерел енергії.
- 8) Підготувати альтернативні сценарії розвитку енергетики України з урахуванням змісту даної Концепції неатомного шляху розвитку енергетики України.
- 9) Провести широке громадське обговорення проекту Стратегії та альтернативних сценаріїв.

