

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД  
«НАЦІОНАЛЬНИЙ ГІРНИЧИЙ УНІВЕРСИТЕТ»**

*На правах рукопису*

**ПРИЙМЕНКО СВІТЛАНА АНАТОЛІЇВНА**

**УДК 502.131.1:005.41:620.9(477)(043.5)**

**ЕКОЛОГО-ЕКОНОМІЧНІ ЗАСАДИ УПРАВЛІННЯ ЖИТТЄВИМ  
ЦИКЛОМ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПРОДУКТУ**

Спеціальність 08.00.06 – Економіка природокористування  
та охорони навколишнього середовища

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата  
економічних наук

Науковий керівник  
Васильєва Тетяна Анатоліївна  
доктор економічних наук,  
професор

Суми – 2015

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	4
РОЗДІЛ 1 ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГІЧНІ ОСНОВИ УПРАВЛІННЯ ЖИТТЄВИМ ЦИКЛОМ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПРОДУКТУ НА ЗАСАДАХ ЕКОЛОГІЧНО ЧИСТОЇ ЕНЕРГЕТИКИ.....	12
1.1. Передумови та світовий досвід переходу до концепції екологічно чистої енергетики	12
1.2. Узагальнення та розвиток методичних засад до трактування сутності понять «товар», «ресурс» та «продукт» в енергетиці та визначення їх життєвих циклів.....	30
1.3. Розробка науково-методичних засад еколого-орієнтованого управління життєвим циклом енергетичного продукту.....	49
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1.....	62
РОЗДІЛ 2 НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ З ФОРМУВАННЯ ЕКОЛОГО-ОРІЄНТОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ЖЦ ЕП НА СТАДІЇ РЕСУРСНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ .....	66
2.1. Проблеми та перспективи розвитку паливно-енергетичного комплексу України в контексті забезпечення екологічної та природно-техногенної безпеки .....	66
2.2. Науково-методичні засади оцінювання ризику енергетичної небезпеки України від можливих перебоїв у постачанні базового енергоресурсу для відповідної технології виробництва енергетичного продукту.....	82
2.3. Науково-методичне підґрунтя формування стратегій розвитку технології виробництва енергетичного продукту в Україні з урахуванням відповідності вимогам концепції сталого розвитку.....	101
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2.....	123

РОЗДІЛ 3	ЕКОЛОГО-ОРІЄНТОВАНЕ УПРАВЛІННЯ ЖЦ ЕП ПРИ ВИРОБНИЦТВІ, СПОЖИВАННІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, А ТАКОЖ УТИЛІЗАЦІЇ ВІДХОДІВ НА КОЖНІЙ СТАДІЇ ЙОГО ЖЦ .....	125
3.1.	Розвиток методичних засад управління життєвим циклом електростанції.....	125
3.2.	Науково-методичні засади формування диференційованої системи регіональних тарифів на електроенергію з урахуванням екодеструктивного впливу на всіх етапах життєвого циклу енергетичного продукту.....	146
3.3.	Проблеми та можливі шляхи вирішення екологічних проблем при утилізації відходів на кожній стадії життєвого циклу енергетичного продукту.....	160
	ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3.....	171
	ВИСНОВКИ.....	174
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	177
	ДОДАТОК А Обсяги виробництва електричної енергії за різними технологіями її отримання у різних країнах світу у 2012 р.....	204
	ДОДАТОК Б Виробництво, споживання, імпорт та експорт електричної енергії у різних країнах світу у 2012 р., ТВт·год .....	209
	ДОДАТОК В Розрахунок терміну служби Сумської ТЕЦ .....	213
	ДОДАТОК Г Акти впровадження за результатами дисертаційної роботи .....	216

## ВСТУП

**Актуальність теми дослідження.** За останні десятиріччя внаслідок глобальних екологічної, енергетичної та економічної криз рівень розвитку паливно-енергетичного комплексу в світі перетворився на один з домінантних факторів, що визначають рівень національної безпеки, конкурентоспроможність країни на світовому ринку та її економічну стабільність. У той же час, сьогодні в Україні рівень екологічної та природно-техногенної безпеки діяльності підприємств енергетики є вкрай низьким, зокрема: обсяг викидів діоксиду сірки складає 80% від загального рівня в країні в цілому, а оксидів азоту – 25%; рівень шкідливих викидів від теплових електростанцій в середньому в 15-20 разів перевищує норми, встановлені стандартами Європейського Союзу. Враховуючи це, останнім часом науковцями та представниками державної влади різних країн світу, а також на рівні міжурядових об'єднань та міжнародних організацій обговорюється проблема пошуку інноваційних джерел виробництва електричної енергії для отримання нових видів енергетичних продуктів (ЕП), що можуть, з одного боку, змінити стратегічний вектор розвитку енергетики та глобальної економіки в цілому, а, з іншого, – забезпечать підвищення раціональності ресурсокористування й екологічної безпеки країни, регіонів і людини. В даному контексті особливого значення набуває необхідність чіткого окреслення тривалості окремих стадій життєвого циклу (ЖЦ) ЕП від видобутку енергоресурсу до споживання електроенергії та захоронення відходів, виявлення економічних та екологічних проблем, що виникають на кожній з них, а також прогнозування відповідних витрат та ефектів. Виходячи з цього, еколого-економічні засади управління ЖЦ ЕП набувають особливої актуальності як підґрунтя реформування природно-ресурсної політики держави та її регіонів, зокрема щодо переходу до енергозберігаючих технологій.

Фундаментальні засади розвитку енергетичної галузі в контексті впливу на навколишнє природне середовище й екологічну безпеку соціально-економічного розвитку суспільства закладено у наукових працях зарубіжних

вчених, зокрема: В.О. Барінова, Є. Бенз, Д. Джебел, К. Гофмана, Г.Л. Коффа, Г.М. Кржижановського, В.М. Нагорної, Р.В. Окорокова, Б.В. Папкова, А.В. Рухлова, С. Трека, С. Хант, Г. Шаттлуорта та ін. Значний внесок у вирішення еколого-економічних проблем розвитку енергетичної галузі зроблено і вітчизняними науковцями, а саме: О.І. Амошею, О.Ф. Балацьким, А.В. Бардасем, Т.П. Галушкіною, В.В. Ждановим, Ю.О. Ландау, Л.Д. Пляцуком, А.М. Теліженком, А.Ю. Жулавським, Н.В. Караєвою, В.М. Кислим, В.В. Сабадашом, І.В. Петенко, А.В. Праховником, В.І. Прокопенко, Л.А. Сіренко, І.М. Сотник, А.К. Шидловським та ін.

Разом з тим, незважаючи на наукові здобутки та накопичений практичний досвід у вирішенні економічних проблем екологізації енергетичної галузі, низка загально-методичних та прикладних питань залишаються невирішеними остаточно. Це стосується, зокрема, уточнення структурно-логічної сутності понять як «енергетичний продукт» та «життєвий цикл енергетичного продукту». Потребує подальшого дослідження структуризація еколого-орієнтованої системи управління ЖЦ ЕП; вплив екологічного чинника на встановлення регіональних тарифів на електроенергію та його врахування при визначенні оптимального терміну функціонування електростанції. Проблемним питанням на сьогодні залишається розвиток науково-методичних підходів до еколого-економічного обґрунтування вибору стратегій подальшого розвитку підприємств енергетичної галузі. Наведене вище обумовлює актуальність теми дисертаційної роботи, її мету та завдання.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертація виконана відповідно до тематики науково-дослідних програм національного та регіонального значення. Пропозиції дисертанта враховані при виконанні науково-дослідних тем у Сумському державному університеті МОН України. Зокрема, до звіту за темою «Фундаментальні основи формування екологічно орієнтованих механізмів реалізації соціально-економічного потенціалу в умовах інформаційного суспільства» (номер держреєстрації 0111U002149, 2011-2013 рр.) увійшли пропозиції щодо удосконалення

механізмів реалізації концепції екологічно чистої енергетики в Україні; за темою «Фундаментальні основи екологобезпечної трансформації регіональних еколого-економічних систем» (номер держреєстрації 0111U003564, 2011-2015 рр.) – увійшли методичні засади коригування тарифів на електричну енергію з урахуванням еколого-економічних збитків від забруднення довкілля; за темою «Організаційно-економічні засади врегулювання екологічних конфліктів» (номер держреєстрації 0111U006115, 2011-2016 рр.) – увійшов методичний підхід до визначення терміну служби електростанцій з урахуванням рівня забруднення довкілля від об'єктів енергетичної галузі.

**Мета і завдання дослідження.** Метою дисертаційної роботи є удосконалення теоретичних положень та науково-методичних підходів до управління життєвим циклом енергетичного продукту для забезпечення екологічної та природно-техногенної безпеки в Україні.

Поставлена мета зумовила необхідність вирішення таких **завдань**:

проаналізувати стан розвитку паливно-енергетичного комплексу України з позиції екологічної та природно-техногенної безпеки;

дослідити сутність концепції екологічно чистої енергетики та перспективи її впровадження в Україні;

визначити сутність товару, ресурсу та продукту в енергетиці, а також ЖЦ кожного з них;

уточнити принципи структуризації ЖЦ ЕП;

визначити концептуальні засади еколого-орієнтованої системи управління ЖЦ ЕП з урахуванням її функціонально-процесної декомпозиції;

розробити науково-методичний підхід до формування стратегій розвитку електроенергетики на засадах концепції екологічно чистої енергетики;

розробити науково-методичний підхід до еколого-економічного обґрунтування оптимального терміну функціонування електростанцій;

розробити методичні засади реалізації концепції екологічно чистої енергетики шляхом впровадження регіональної диференціації роздрібних тарифів на електроенергію з урахуванням екологічного чинника;

виявити економічні й екологічні проблеми, що виникають при утилізації відходів на різних стадіях ЖЦ ЕП та обґрунтувати напрями їх вирішення.

*Об'єктом дослідження* є економічні відносини, що виникають між органами державного управління, підприємствами енергетичної галузі та споживачами з приводу запобігання еколого-економічних збитків при добування енергоресурсів, виробництві та споживанні електроенергії, утилізації відходів.

*Предметом дослідження* є система управління ЖЦ ЕП з урахуванням економічних наслідків екодеструктивного впливу на кожному з його етапів.

*Методи дослідження.* Теоретичною та методологічною основою дисертаційної роботи є фундаментальні положення економічної теорії, економіки природокористування й охорони навколишнього середовища, сучасні концепції сталого розвитку, екологічного менеджменту та енергетичної безпеки.

У процесі дослідження використовувались такі методи: наукова абстракція, логічне узагальнення, індукція та дедукція, діалектичний – при визначенні сутності товару, ресурсу, продукту в енергетиці та ЖЦ кожного з них; логіко-структурний, порівняльний і статистичний аналіз – при порівнянні регіонів України за рівнем розвитку енергетики та станом довкілля; експертних оцінок, індексний метод і метод групувань – при визначенні оптимального терміну функціонування електростанції; системно-структурний аналіз – при структуризації еколого-орієнтованої системи управління ЖЦ ЕП; аналіз і синтез, факторний аналіз – при розробці регіональної диференціації тарифів на ЕП з урахуванням екологічного чинника; економіко-математичного моделювання – при обґрунтуванні стратегій вибору домінуючих енергоресурсів в Україні.

Інформаційно-фактологічною основою дослідження стали закони України, постанови Кабінету Міністрів України; офіційні дані Державної служби статистики України та Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, Міністерства екології та природних ресурсів України; аналітичні огляди Міжнародного

енергетичного агентства, Міжнародного агентства з атомної енергетики, публічна звітність вітчизняних та зарубіжних енергетичних компаній; наукові праці з формування та реалізації природно-ресурсної політики й управління ЖЦ складних соціально-економічних систем.

**Наукова новизна результатів дослідження** полягає в удосконаленні існуючих теоретичних і методичних підходів до управління ЖЦ ЕП з урахуванням наслідків екодеструктивного впливу на довкілля, які виникають на кожній стадії отримання ЕП. Найбільш вагомими науковими результатами дослідження є такі:

*удосконалено:*

теоретичні та науково-методичні засади формування еколого-орієнтованої системи управління ЖЦ ЕП, що, на відміну від існуючих, передбачають використання функціонально-процесної декомпозиції та встановлення на її основі черговості прийняття управлінських рішень з урахуванням еколого-економічних наслідків екодеструктивного впливу, які виникають на кожній стадії отримання ЕП, а також комплексне врахування існуючих еколого-економічних взаємозв'язків між стадіями його ЖЦ;

науково-методичний підхід до формування стратегій розвитку електроенергетики на засадах концепції екологічно чистої енергетики, що, на відміну від існуючих, передбачає вибір на стадії ресурсного забезпечення ЖЦ ЕП домінуючих енергоресурсів із використанням матриці, в якій враховані рівень енергетичної безпеки країни та ступінь відповідності технології виробництва ЕП вимогам концепції сталого розвитку;

методичні засади реалізації концепції екологічно чистої енергетики, що на відміну від існуючих передбачають регіональну диференціацію роздрібних тарифів на електроенергію, яка здійснюється з урахуванням співвідношень обсягів спожитої та виробленої електроенергії, обсягів прямих і непрямих викидів шкідливих речовин, що мають місце на різних етапах ЖЦ ЕП;

науково-методичний підхід до еколого-економічного обґрунтування оптимального терміну функціонування електростанцій, що, на відміну від



існуючих, передбачає мінімізацію інтегральних питомих дисконтованих еколого-економічних витрат, які включають витрати: на компенсацію прямих і непрямих збитків від забруднення довкілля відходами, що мають місце на різних етапах ЖЦ ЕП; на здійснення поточних екологічних платежів; на рекультивацію земельних ділянок і захоронення відходів; на ліквідацію можливих техногенних аварій;

*набули подальшого розвитку:*

науковий підхід до визначення сутності понять «енергетичний продукт» та «життєвий цикл енергетичного продукту». Під енергетичним продуктом розуміється результат діяльності людини щодо трансформації властивостей первинних і вторинних енергоресурсів в електричну енергію, набуття нею самостійної споживної вартості та задоволення реальної поточної потреби в енергії; під життєвим циклом енергетичного продукту – період часу, за який відбувається видобування енергоресурсів, необхідних для отримання електроенергії, їх переробка, транспортування на електростанцію, перетворення на електроенергію на електростанціях, транспортування через розподільчі мережі до кінцевого споживача, споживання електроенергії, а також утилізація утворених на кожній стадії відходів;

наукові уявлення про структуризацію ЖЦ ЕП, що, на відміну від існуючих, базуються на необхідності врахування екологічних наслідків у процесі отримання енергетичного продукту та передбачають виділення стадії ресурсного забезпечення, а також виокремлення на всіх стадіях ЖЦ ЕП етапів утворення та утилізації екологічно-шкідливих відходів.

**Практичне значення одержаних результатів** полягає у тому, що теоретичні та методичні положення дисертаційної роботи доведені до рівня методик і рекомендацій щодо управління життєвим циклом енергетичного продукту з урахуванням екологічного фактору. Теоретико-методичні підходи до визначення оптимального терміну служби енергетичного обладнання (або терміну заміни функціонуючого обладнання) можуть бути використані

керівниками окремих енергетичних підприємств при розробці стратегій їх соціально-економічного розвитку.

Рекомендації за результатами дисертаційної роботи використані Сумською обласною державною адміністрацією (Департамент економічного розвитку і торгівлі) у частині обґрунтування нормативів фінансування об'єктів життєзабезпечення населення Сумської області (довідка № 02-01/322 від 10.03.2015 р.); методичні засади реалізації концепції екологічно чистої енергетики в частині врахування економічних наслідків екодеструктивного впливу від роботи ТЕЦ, застосований Департаментом інфраструктури міста Сумської міської ради при розробці заходів щодо забезпечення екологічної безпеки міста (довідка № 463/05.01.02-17 від 04.03.2015 р.); науково-методичний підхід щодо визначення оптимального терміну функціонування Сумської ТЕЦ з урахуванням екодеструктивного впливу на всіх стадіях ЖЦ ЕП врахований в діяльності ТОВ «Сумитеплоенерго» (довідка № 1102 від 17.03.2015 р.).

Наукові результати дисертаційної роботи використовуються у навчальному процесі Сумського державного університету МОН України при викладанні дисциплін «Економіка енергетики», «Економіка природокористування» (акт № 3 від 20.03.2015 р.).

**Особистий внесок здобувача.** Дисертація є завершеною, самостійно виконаною науковою працею. Наукові положення, що виносяться на захист, відображені в опублікованих працях. Результати, опубліковані дисертантом у співавторстві, використані в дисертації в межах його особистого внеску.

**Апробація результатів дослідження.** Основні положення дисертаційної роботи доповідались, обговорювались та отримали схвальну оцінку на 7 міжнародних науково-практичних конференціях, серед яких: «Міжнародна стратегія економічного розвитку регіону» (м. Суми, 2010 р.), «Менеджмент: управление в социальных и экономических системах» (м. Пенза, Російська Федерація, 2011 р.), «Економічний і соціальний розвиток України в ХХІ столітті: національна ідентичність та тенденції глобалізації» (м. Тернопіль,

2011 р.), «Теорія і практика економічного аналізу: сучасний стан, актуальні проблеми та перспективи розвитку» (м. Тернопіль, 2011 р.), «Економічні проблеми сталого розвитку» (м. Суми, 2012 р.), «Економічні перспективи підприємств та регіонів України в контексті основних соціально-еколого-економічних трендів» (м. Харків, 2014 р.), «Інноваційна економіка, інтелектуальна власність та трансфер технологій» (м. Дніпропетровськ, 2014 р.).

**Публікації.** Основні положення дисертації опубліковано у 20 наукових працях загальним обсягом 7,31 друк. арк., з яких особисто автору належить 5,08 друк. арк., зокрема: підрозділи у 2 колективних монографіях, 11 статей у наукових фахових виданнях (з них 4 – у виданнях, включених до міжнародних наукометричних баз, 2 статті у зарубіжних наукових виданнях), 7 публікацій у збірниках тез доповідей конференцій.

**Структура і зміст роботи.** Дисертація складається зі вступу, трьох розділів, висновків, списку використаних джерел і додатків.

Повний обсяг дисертації становить 216 сторінок, зокрема вона містить 41 таблицю та 27 рисунків (на 21 сторінці), список використаних джерел з 235 найменувань (на 28 сторінках), 3 додатки (на 11 сторінках).

## РОЗДІЛ 1

### ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГІЧНІ ОСНОВИ УПРАВЛІННЯ ЖИТТЄВИМ ЦИКЛОМ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПРОДУКТУ НА ЗАСАДАХ ЕКОЛОГІЧНО ЧИСТОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

#### 1.1 Передумови та світовий досвід переходу до концепції екологічно чистої енергетики

За останні десятиріччя внаслідок глобальних екологічної, енергетичної та економічної криз рівень розвитку паливно-енергетичного комплексу перетворився на один із домінантних факторів, що визначають рівень національної безпеки, конкурентоспроможність країни на світовому ринку та її економічну стабільність.

Розвиток світової електроенергетики почався з 1891 р., коли була здійснена перша спроба передачі електричної енергії на відстань. Парові машини змінили теплові двигуни, одні технології виробництва енергетичних продуктів витіснили інші через незадоволення потреб та вимог науково-технічного прогресу, постало питання щодо нарощування потужностей електричних станцій [81]. У відповідь на зростання потреб суспільства щодо збільшення обсягів споживання електричної енергії змінювалися технології її виробництва на більш потужніші, які могли б забезпечувати безперебійне електропостачання.

Рівень доступу до електропостачання в сучасному світі вимірюється показником електрифікації виробництва (у 2009 р. він становив 80 %, тобто 20 % населення світу не мали доступу до електричної енергії [168]). Рівні електрифікації (відсоток населення країни, що має доступ до електроенергії) за регіонами світу в 2013 р. подано в таблиці 1.1.

Електричну енергію можна одержувати на різних електричних станціях (теплоелектростанціях, теплоелектроцентралях, атомних електричних станціях,

Таблиця 1.1 – Рівні електрифікації за регіонами світу у 2013 р. [168]

	Кількість населення, що не має доступу до електричної енергії, млн осіб	Рівень електрифікації, %	Рівень електрифікації в містах, %	Рівень електрифікації в селах, %
Країни Північної Африки	2,00	99,00	99,60	98,40
Країни Південної Африки	585,00	30,50	59,90	14,20
Країни Азії, що розвиваються	675,00	81,00	94,00	73,20
Китай та країни Східної Азії	182,00	90,80	96,40	86,40
Країни Південної Азії	483,00	68,50	89,50	59,90
Країни Латинської Америки	31,00	93,20	98,80	73,60
Країни Середнього Сходу	21,00	89,00	98,50	71,80
Країни світу, що розвиваються	1,31	74,40	90,60	63,20
Країни-члени Організації економічного співробітництва та розвитку і країни Східної Європи (Азія)	1,31	80,50	93,70	68,00

вітрових електричних станціях, електростанціях, які працюють на біомасі, біогазі, біопаливі тощо), що як паливо використовують різні види енергетичних ресурсів (природний газ, вугілля, енергія вітру, геотермальна енергія та ін.). Обсяги виробництва електричної енергії за різними технологіями її одержання у різних країнах світу у 2012 р. наведені в таблиці 1.2.

Світовий баланс виробництва, експорту та імпорту електроенергії станом на 2012 р. поданий на рис. 1.1.

Найбільшими виробниками електричної енергії є теплові електричні станції, що за енергоресурс використовують викопні види палива (вугілля, газ, нафту тощо). Саме ці види палива щорічно забезпечують

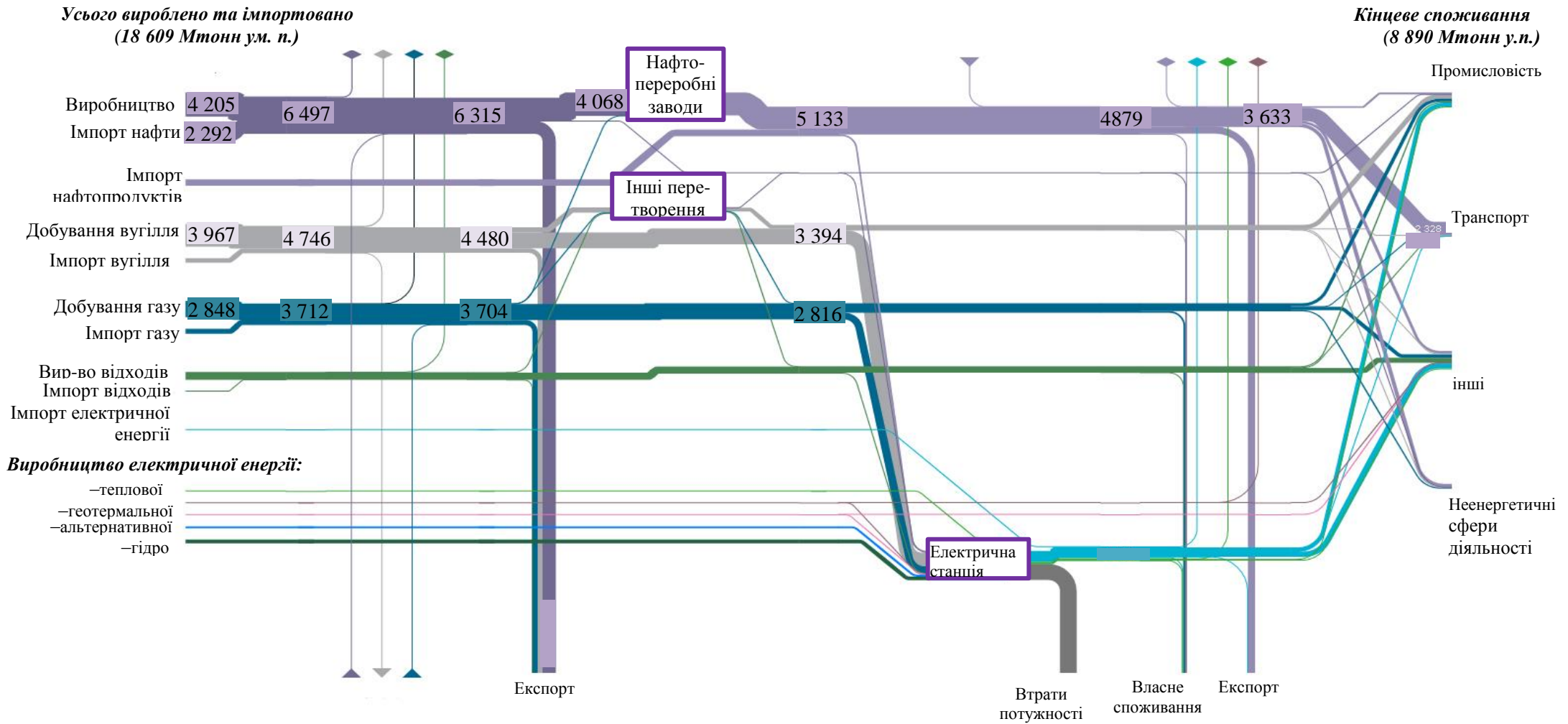


Рисунок 1.1 – Світовий баланс виробництва, імпорту та експорту електричної енергії станом на 2012 р. [232]  
 Примітка: ум. п. – умовне паливо (теплота згоряння палива дорівнює 29,3 МДж/кг, або 7 000 ккал/кг)

Таблиця 1.2 – Обсяги виробництва електричної енергії за різними технологіями її одержання у різних країнах світу у 2012 р., ТВт·год [182]

Країна	Енергоресурс						Разом
	Ядерне паливо	Енергія води	Енергія землі	Енергія сонця вітру	Викопне паливо	Біопаливо та відходи	
Франція	428,52	66,83	н/д	11,06	55,89	6,80	569,10
Німеччина	140,56	27,36	0,03	52,44	368,74	39,87	628,98
Італія	н/д	54,41	5,38	11,81	218,89	11,59	302,06
Японія	288,23	90,68	2,63	7,76	706,46	23,45	1119,22
Польща	н/д	3,49	н/д	1,66	145,96	6,55	157,66
Словенія	5,66	4,70	н/д	0,01	5,84	0,22	16,43
Іспанія	61,99	45,49	н/д	51,44	139,50	4,68	303,09
Велика Британія	62,14	6,75	н/д	10,22	288,66	13,36	381,13
США	838,93	286,33	17,58	100,00	3060,15	75,43	4378,42
Республіка Білорусь	н/д	0,05	н/д	0,00	34,64	0,21	34,90
Російська Федерація	170,42	168,40	0,51	0,00	695,94	2,77	1038,03
Україна	89,15	13,15	н/д	0,10	85,90	0,28	188,58

Примітка : н/д – немає даних

80 % світового попиту на енергоносії [208]. Так, наприклад, станом на 2012 р. виробіток електричної енергії з вугілля становив 29 % від світового виробітку електричної енергії, з нафти – 31 %. Видобуток вугілля з кожним роком мав тенденцію до збільшення (у 2012 р. збільшення відбулося лише на 0,4 %, що свідчить про активізацію процесу переходу до видобутку електроенергії з невикопних видів палива). Найбільші вугільні запаси розміщені в Індонезії Австралії, Росії, Південній Африці, Колумбії та США [198].

Упродовж останнього десятиліття попит на природний газ збільшився на 800 млрд. м<sup>3</sup> порівняно з попереднім періодом. Щороку споживається приблизно 3500 млрд м<sup>3</sup> природного газу. Найбільшими світовими споживачами цього виду енергоресурсу є Російська Федерація, Сполучені Штати Америки, Канада, Катар та Іран. Електроенергетика споживає 40 % обсягу світового виробництва природного газу як енергоресурсу. Інформація щодо динаміки обсягів постачання та споживання викопних видів палива в економічно розвинених країнах за 2011–2012 рр. подана в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Обсяги постачання та споживання викопних видів палива в економічно розвинених країнах за 2011–2012 рр. (млн барелів) [208]

	Викопні види палива			
	вугілля	сира нафта	нафто-продукти	природний газ
Динаміка обсягів добування палива	+952,55	+933,13	н/д*	+1 006,80
Динаміка обсягів імпорту палива	+387,11	+1 483,56	+565,42	+650,40
Динаміка обсягів експорту палива	-319,42	-348,40	-566,58	-316,50
Динаміка обсягів транспортування палива у бункерах морським шляхом	н/д*	н/д*	-75,68	н/д*
Динаміка обсягів транспортування палива у бункерах повітряним шляхом	н/д*	н/д*	-87,09	н/д*
Динаміка запасів палива	-0,38	-5,56	+2,38	+4,32
Динаміка обсягів споживання палива електричними станціями	-727,20	-11,67	-61,68	-383,80
Динаміка обсягів споживання палива на теплоелектроцентралях	-77,81	н/д*	-13,10	-114,46
Динаміка обсягів споживання палива на теплоелектростанціях	-5,07	н/д*	-1,19	-8,22

Примітка: «+» – приріст обсягів у 2012 р. порівняно з 2011 р.

«-» – зменшення обсягів у 2012 р. порівняно з 2011 р.

н/д – немає даних

Світове споживання енергоресурсів у 2012 р. збільшилося на 0,9 % порівняно зі світовим його споживанням у 1990 р., а середній темп зростання



становить 2,1%. Значну роль у такій динаміці відіграв Китай, де зростання споживання енергоресурсів порівняно з 1998 р. становило лише 2,6 % при тому самому рівні споживання електричної енергії [47].

Сталий розвиток енергетичної галузі України означає збалансованість у розвитку трьох взаємозв'язаних складових: економічної доцільності, впливу на довкілля та соціальних наслідків [93]. Саме між цими групами виникають причинно-наслідкові зв'язки, коли порушення першої з них є причиною порушення другої, а сталість розвитку третьої є наслідком прогресу другої. Взаємозв'язок складових свідчить про стійкість системи в цілому: прикладання зусиль лише для розвитку галузі з економічної точки зору без урахування екологічної призведе до погіршення стану довкілля, внаслідок чого стануть непридатними умови життя та життєдіяльності людини (рис. 1.2).

Виділяють прямі та віддалені негативні соціальні наслідки роботи електричних станцій. Прямі негативні соціальні наслідки визначаються кількістю смертельних випадків під час добування, оброблення, транспортування та використання енергетичного палива, експлуатації енергоустановок, а віддалені – сповільненою накопичувальною дією (спалювання енергоресурсів, епідемії після затоплення) на здоров'я населення. Позитивні та негативні наслідки розвитку енергетики відповідно до базових складових концепції сталого розвитку наведено в табл. 1.4.

У процесі виробництва електричної енергії на електричних станціях, що працюють на викопних видах енергоресурсів, відбуваються викиди шкідливих речовин у довкілля: газоподібні викиди (оксиди азоту, сірчистий ангідрид, тверді частинки, оксиди вуглецю, вуглекислий газ) та викиди важких металів (свинець, ртуть, хром, нікель, мідь, цинк, миш'як). Особливо небезпечними з цього переліку є: вуглекислий газ ( $\text{CO}_2$ ), сірчаний ангідрид ( $\text{SO}_2$ ), оксиди азоту ( $\text{NO}_x$ ) та тверді частинки аерозолів ( $\text{PM}_{2.5}$ )

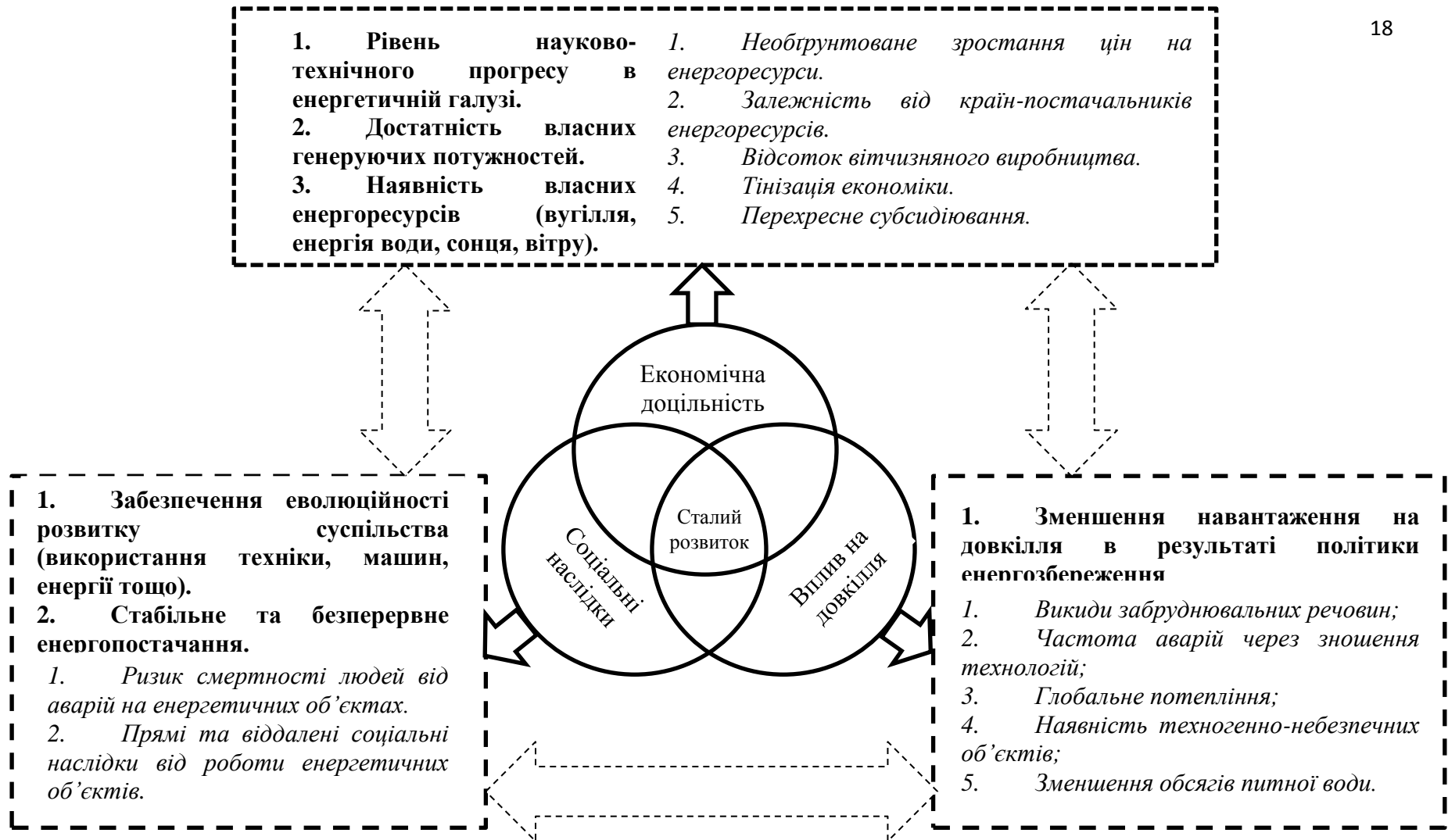


Рис. 1.2 Позитивні та негативні наслідки розвитку енергетики відповідно до базових складових концепції сталого розвитку

Примітка: жирним шрифтом виділено позитивні наслідки розвитку енергетичної галузі;  
курсивом – негативні наслідки розвитку енергетичної галузі

Таблиця 1.4 – Негативні соціальні наслідки роботи електричних станцій, що працюють на різних видах енергоресурсів [168]

Вид енергоресурсу	Кількість смертельних випадків, пов'язаних з виробництвом 1 ГВт·год електроенергії			
	серед працівників енергетичної галузі		серед населення	
	прямий вплив	віддалений вплив	прямий вплив	віддалений вплив
Вугілля	0,16 – 3,2	0,02 – 1,1	0,1 – 1,0	2,0 – 6,0
Нафта	0,2 – 1,35	н/д	0,01 – 0,1	2,0 – 6,0
Природний газ	0,1 – 1,0	н/д	0,2	0,004 – 0,2
Ядерне паливо	0,07 – 0,5	0,07 – 0,37	0,001	0,005 – 0,2
Енергія води	0,5 – 4	н/д	0,2	0,004 – 0,2
Енергія сонця, вітру	0,007 – 0,5	н/д	0,05 – 2,0	0,05 – 2,0

Примітка: н/д – немає даних

з діаметром 2,5 мкм та менше. Так, обсяг викидів сірчаного ангідриду у світі у 2014 р. становив 86,716 тис. тонн, оксидів азоту – 77,357 тис. тонн, твердих частинок (PM<sub>2.5</sub>) – 41,076 тис. тонн [168].

Незважаючи на різноманітність видів викидів забруднювальних речовин, що надходять у довкілля від електричних станцій, сьогодні у світі рівень забруднення довкілля вимірюється обсягами викидів вуглекислого газу, що в основному надходить до атмосфери через спалювання викопних видів енергоресурсів під час виробництва електричної енергії на теплових електричних станціях. Викиди вуглекислого газу є нетоксичними [44], але значна кількість його надходження в атмосферу призводить до слабкої регенерації довкілля та поганої циркуляції повітря.

Обсяги відпущеної електричної енергії в різних країнах світу та обсяги викидів вуглекислого газу під час її виробництва подано в таблиці 1.5.

Науково доведено, що негативний вплив на довкілля від роботи різних видів електричних станцій вимірюється не лише прямими викидами CO<sub>2</sub> в

Таблиця 1.5 – Обсяги відпущеної електричної енергії та викидів CO<sub>2</sub> в різних країнах світу станом на 2012 р. [216]

Країна	Обсяг відпущеної електроенергії, ТВт·год	Обсяг викидів CO <sub>2</sub> при спалюванні палива, млн. тонн.	Обсяг викидів CO <sub>2</sub> при виробництві електричної та теплової енергії, млн. тонн .	Обсяг викидів CO <sub>2</sub> на кількість населення в країні, тонн /1 особу	Обсяг викидів CO <sub>2</sub> , кг на 1 долар США
Франція	556,90	5 103,00	328,30	5,10	0,17
Німеччина	602,40	9 220,00	747,60	9,22	0,26
Італія	300,60	6 153,00	393,30	6,15	0,23
Японія	1 042,70	9 591,00	1186,00	9,59	0,31
Польща	163,10	7 623,00	300,00	7,62	0,42
Словенія	15,90	7 111,00	15,30	7,11	0,29
Іспанія	289,00	5 775,00	270,30	5,77	0,22
Велика Британія	364,90	7 181,00	443,00	7,18	0,22
США	4 326,60	16 145,00	5287,20	16,15	0,36
Білорусія	30,80	7 515,00	66,00	7,51	0,50
Російська Федерація	1 069,30	11 559,00	1653,20	11,56	0,76
Україна	198,40	6 165,00	285,40	6,16	0,83

атмосферу, й викидами під час будівництва об'єктів енергетики або утилізації відходів. Так, наприклад, атомні електричні станції завдають шкоди довкіллю захованням радіоактивних відходів. Функціонування гідроелектростанцій призводить до значних втрат економічного, екологічного та соціального характеру. Наприклад, через випадання значної кількості дощів дамби гідроелектростанцій можуть не витримати збільшення обсягу водних ресурсів у верхніх б'єфах станції та прорвати, що спричинить до затоплення території.

Найгострішою проблемою сучасності є проблема обмеження та зменшення викидів вуглекислого газу в навколишнє природне середовище. Із

кожним роком в усьому світі емісія вуглекислого газу мала тенденцію до зростання, і лише у 2009 р. кількість шкідливих викидів в атмосферу дещо зменшилася, що пояснюється зменшенням обсягів виробництва продукції внаслідок світової економічної кризи. Обсяги викидів CO<sub>2</sub> різними типами електричних станцій у різних країнах світу в 2012 р. наведено у табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Обсяги викидів CO<sub>2</sub> різними типами електричних станцій у різних країнах світу в 2012 р., млн тонн [216]

Країни	Теплові електричні станції, що працюють на		
	газі	вугіллі	Нафті
1	2	3	4
Франція	85,3	40,2	202,6
Німеччина	163,1	317,5	256,7
Італія	142,0	60,4	167,4
Японія	259,8	419,7	535,8
Польща	29,2	198,7	63,0
Словенія	1,7	5,7	7,1
Іспанія	65,2	58,4	142,2
Велика Британія	152,5	143,5	157,9
США	1 375,0	1 612,8	2 055,5
Білорусія	38,3	3,0	29,7
Російська Федерація	864,9	425,2	350,0
Україна	95,1	149,6	36,4

У 2012 р. рівень викидів CO<sub>2</sub> в результаті спалювання викопних енергоресурсів досяг катастрофічного рівня – збільшення на 3,16 Гтонн за 1 рік (у 2011 р. – на 1 Гтонну), що призводить до зміни клімату, яка супроводжується підвищенням глобальної температури на Землі на 80 % [232, 201]. Призупинити процес глобального потепління та зменшити викиди

парникових газів можна за рахунок: 1) переходу до виробництва електроенергії з альтернативних видів палива або застосування технологій з уловлювання вуглецю; 2) скорочення обсягів споживання електричної енергії за рахунок енергозберігаючих технологій або відмови від окремих товарів (наприклад, їзда на велосипеді замість використання автомобіля). Якщо не зменшувати обсяги викидів парникових газів, то викиди  $\text{CO}_2$  збільшаться удвічі, що призведе до збільшення попиту на електричну енергію й енергетичні ресурси та відповідно – до підвищення ризику небезпеки постачання енергетичного палива [204].

Викиди вуглекислого газу від електростанцій, що працюють на газі, є нижчими порівняно з викидами від електростанцій, які працюють на вугіллі чи нафті. Фахівцями Міжнародного енергетичного агентства були висунуті припущення, що за умов використання лише природного газу як викопного енергетичного палива та введення в дію технологій з уловлювання та зберігання вуглецю досягти зменшення викидів вуглекислого газу від роботи теплових електричних станцій можна шляхом додавання біомаси до викопного палива [196]. Таке комплексне використання ресурсу у співвідношенні 5 : 95 дозволить зменшити викиди  $\text{CO}_2$  на 300 Мтонн за 1 рік. При цьому комплексне використання видів палива майже в два рази ефективніше, ніж робота електричних станцій лише на біомасі [95].

Науковцями Міжнародного атомного агентства доведено, що забруднення довкілля відбувається не лише під час прямого виробництва електричної енергії шляхом спалювання енергоресурсів, й у разі підготовчих (добування вугілля) чи утилізаційних (утилізація радіоактивних відходів) роботі [87]. Так, під час добування та збагачення урану утворюються та надходять у довкілля викиди  $\text{CO}_2$ . У процесі роботи гідроелектростанцій на дні водосховищ утворюється метан унаслідок розпаду органічних речовин, який потім потрапляє у довкілля як вуглекислий газ.

У 1970 р. під час енергетичної кризи актуальним став перехід від використання як органічного палива викопних ресурсів до практично невичерпних чи поновлюваних джерел енергії з метою зменшення надходження вуглекислого газу в атмосферу. Особливі надії на той час покладалися на ядерну енергетику з використанням реакторів-розмножувачів.

У 1980–1990 рр. енергетична криза змінилася екологічною, тому особлива увага стала приділятися розв'язанню екологічних проблем, пов'язаних з енергетикою. У той самий час це вимагає значних фінансових, трудових і матеріальних ресурсів, тому впродовж багатьох століть людство продовжує спалювати дешеве органічне паливо, збільшувати обсяг накопиченої шкоди у довкіллі та зазнавати додаткових витрат на ліквідацію екологічних проблем.

Якщо ще в 50-х рр. ХХ ст. перехід до нових технологій виробництва енергетичних продуктів був обумовлений потребами у нарощуванні потужностей, то сьогодні це відбувається з метою мінімізації навантаження на довкілля. Якщо раніше до економічних розрахунків вносили лише капітальні й поточні витрати функціонування електростанцій, то сьогодні до цих розрахунків входять також екологічні витрати, причому як попереджувальні, так і компенсаційні.

Концепція сталого розвитку вперше почала реалізовуватися в країнах Центральної та Східної Європи, а сьогодні широко впроваджується в усьому світі. Вона орієнтована на комплексне вирішення проблем економічної доцільності, впливу на довкілля та соціальних наслідків, а також формування принципово нової системи механізмів екологізації будь-якого виробництва.

Відповідно до базових принципів доктрини сталого розвитку людства, а також з урахуванням наслідків енергетичної кризи підвищується актуальність запровадження концепції екологічно чистої енергетики. Вона передбачає впровадження інтегрованих екологічно чистих енергетичних

систем, оптимального поєднання органічного та ядерного палива, переходу до невичерпних джерел енергії й синтетичних енергоносіїв, застосування екологічно чистих технологій виробництва та використання енергії. Її основною метою є дотримання вимог концепції сталого розвитку, прийнятих у 1992 р. на Конференції Організації Об'єднаних Націй у Ріо-де-Жанейро, а саме: скорочення викидів шкідливих речовин, зменшення накопичення обсягу шкідливих речовин у довкіллі, а також збереження та відновлення природно-ресурсного потенціалу окремих територій і планети в цілому [122].

Під екологічно чистою енергетикою розуміють зміну стратегічного вектору розвитку енергетики у напрямку зменшення обсягів використання викопних видів палива, обсягів виробництва і споживання електричної енергії за рахунок енергоефективних та ресурсозберігаючих технологій [191]. Мета та завдання цієї концепції показані на рисунку 1.3.



Рисунок 1.3 – Мета та завдання концепції екологічно чистої енергетики

Перехід України до концепції екологічно чистої енергетики супроводжується цілим рядом проблем, більшість яких мають фінансовий



характер (інвестиції в нові технології) або обумовлені соціальною незацікавленістю населення.

Найважливішим кроком у процесі переходу до екологічно чистої енергетики є використання альтернативних джерел енергії [25]. Атомна енергетика вважається найбільш безпечною для довкілля з точки зору викидів парникових газів. Незважаючи на масштабні наслідки аварій (на Чорнобильській атомній електричній станції, на атомній електричній станції Фукусіма та ін.), вченими доведено, що перспективи атомної енергетики залишаються позитивними як у короткостроковому, так і в довгостроковому періоді. Для того щоб у 2020 р. середньорічна глобальна температура не підвищувалася, необхідно збільшити частку атомної енергетики в структурі електроенергетики на 17 % при незмінному виробітку електричної енергії. Так, наприклад, Китай планує підвищити частку атомних потужностей до 58 ГВт до 2020 р. порівняно із 17 ГВт у 2014 р. [210]. Динаміка розвитку альтернативної енергетики в Європі показана на рис. 1.4.

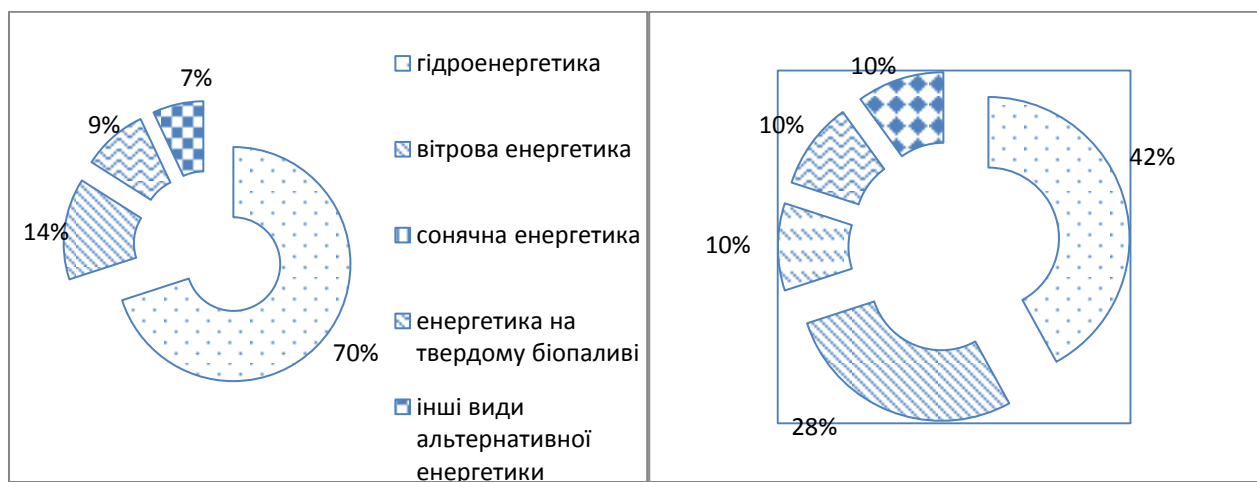


Рисунок 1.4. – Динаміка розвитку альтернативної енергетики в Європі

Країнами-лідерами з упровадженні альтернативної енергетики є Німеччина (36 % виробництва усієї кількості електроенергії), Іспанія (13 %), Італія (13 %), Велика Британія (8 %), Франція (7 %), Швейцарія (3 %).

Також у світі значну увагу приділяють «зеленій» енергетиці, що передбачає виробництво електричної енергії з невичерпних джерел. У 2012 р. частка виробітку електричної енергії на відновлюваних джерелах енергії становила 13,2 %, а у 2013 р. цей показник становив 22 %. Зростання частки альтернативних джерел енергії сприяє диверсифікації постачальників, що підвищує рівень енергетичної безпеки країни [200].

Учені Міжнародного енергетичного агентства розробили прогноз щодо динаміки збільшення потужностей альтернативної енергетики у світі до 2020 р. (табл. 1.7).

Таблиця 1.7 – Прогноз збільшення обсягів виробництва електроенергії за рахунок розвитку альтернативної енергетики у світі до 2020 р. (ГВт)

Вид енергетики	Рік							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Гідроенергетика	1133	1168	1203	1237	1270	1307	1333	1360
Біоенергетика	88	93	97	104	111	118	125	133
Вітрова енергетика	319	363	407	449	491	536	583	630
Сонячна енергетика	137	176	214	253	289	326	364	403
Геотермальна енергетика	12	12	13	13	14	15	15	16
Океанічна енергетика	1	1	1	1	1	1	1	1

Першими кроками на шляху переходу до екологічно чистої енергетики було створення у 2010 р. Конгресу міністерств країн, згодних реалізовувати концепцію чистої енергетики (Clean Energy Ministerial). Він об'єднав 22 країни (саме на ці країни припадає 75 % світового споживання електричної енергії, 80 % – світових викидів CO<sub>2</sub> та 75 % – світового ВВП [227]).

Основними сценаріями розвитку світової електроенергетики, розробленими цим конгресом, є такі:

1) сценарій «нового порядку», що передбачає поетапне припинення використання викопного енергетичного палива для дотримання політичних зобов'язань щодо скорочення викидів парникових газів;

2) сценарій «450», який передбачає розвиток енергетичних систем відповідно до стратегії обмеження глобального підвищення температури на 2 °С до 2035 р., тим самим зменшуючи концентрацію парникових газів в атмосфері на 450 частин на один мільйон викидів CO<sub>2</sub>;

3) сценарій «ефективного світу», орієнтований на потенційну економію енергії шляхом уведення енергозберігаючих технологій її одержання;

4) сценарій доступу, що передбачає додаткові інвестиції для забезпечення суспільства енергією до 2030 р.

Міжнародним енергетичним агентством розроблені дещо інші сценарії розвитку світової енергетики (6DS, 4DS та 2DS), у яких найбільша увага приділяється припиненню стрімкого підвищення глобальної температури, зменшенню кількості викидів парникових газів через зменшення кількості спожитої електричної енергії:

1) сценарій 6DS є продовженням поточних тенденцій розвитку енергетики, тобто збільшення споживання електричної енергії до 2050 р. майже удвічі (порівняно з 2009 р.), зростання загального обсягу викидів парникових газів, відсутність спроб його зменшення, підвищення глобальної температури в середньому на 6 °С у 2035 р.;

2) сценарій 4DS передбачає зростання глобальної температури на 4 °С до 2035 р. та відповідає Всесвітній енергетичній перспективі, яка передбачає зменшення кількості викидів парникових газів у доквілля та активізацію зусиль щодо підвищення ефективності електростанцій. Цей

сценарій розвитку енергетики вимагає істотних змін у політиці й технологіях, а також суттєвого додаткового зменшення викидів CO<sub>2</sub> у період після 2050 р.;

3) сценарій 2DS гарантує зменшення шкідливих викидів у довкілля, що на 80 % дає можливість забезпечити зростання до 2035 р. глобальної температури лише на 2°C [195].

Сценарій 2DS вважається сценарієм розвитку екологічно чистої енергетики, на впровадження якого необхідні доволі значні інвестиції в сектор енергетики, а саме: 6 500 млрд доларів США – у період 2010–2020 рр., 8 700 млрд доларів – у період 2020–2030 рр., 20 700 млрд доларів – у період 2030–2050 рр. [191].

Для забезпечення зниження рівня CO<sub>2</sub> у довкілля необхідно враховувати взаємозв'язки між інтенсивністю викидів CO<sub>2</sub> від підприємств енергетичної галузі та обсягами споживання електроенергії. Рисунок 1.5 наочно демонструє, як дотримання необхідного рівня викидів CO<sub>2</sub> за сценарієм розвитку енергетики 2DS може вплинути на підвищення енергоефективності країни та зменшення інтенсивності викидів CO<sub>2</sub>.

Від інтенсивності викидів CO<sub>2</sub> (показник ESCII) частково залежить і вирішення проблеми декарбонізації (вивільнення вуглецю з енергоресурсів) енергетичного сектору: світові темпи споживання енергії повинні знизитися, а енергія, у свою чергу, повинна стати більш екологічно чистою [144]. Сценарій 2DS передбачає державні ініціативи щодо підвищення енергоефективності, що повинні супроводжуватися одночасним зростанням плати за викиди діоксиду вуглецю й стримувати попит на споживання енергії. Якщо держава не буде вживати активних заходів у напрямку забезпечення енергоефективності, то попит на електричну енергію зростатиме, а рівень інтенсивності викидів CO<sub>2</sub> перевищить середнє (еталонне) значення,

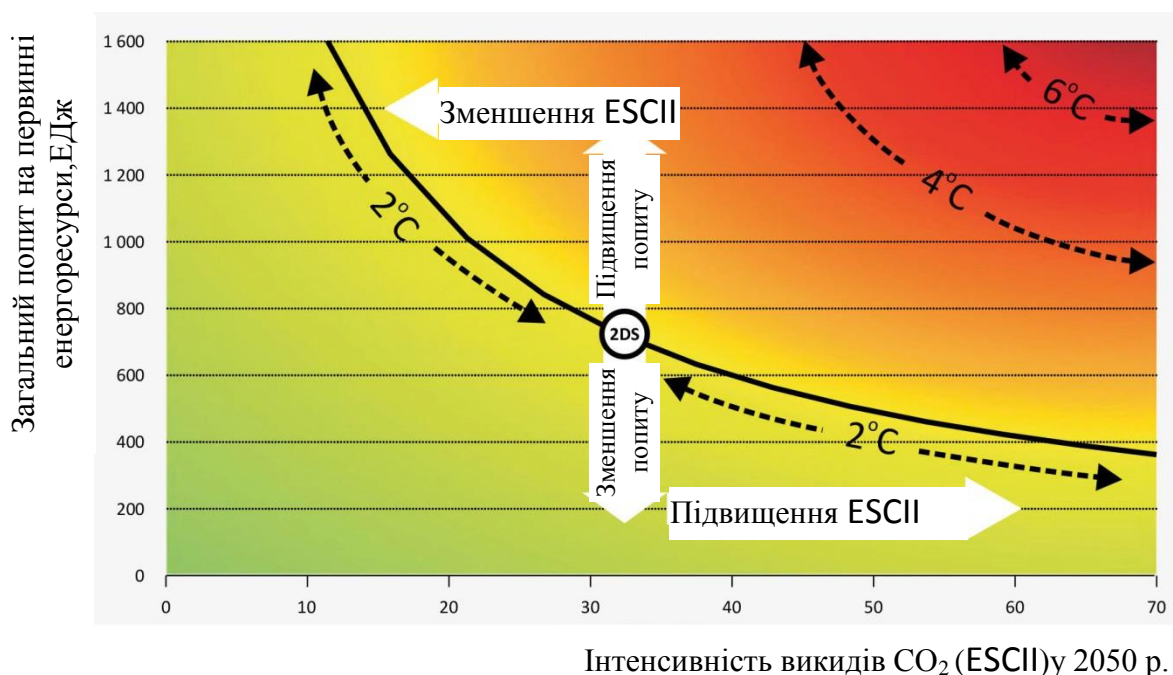


Рисунок 1.5 – Взаємозв'язок між інтенсивністю викидів CO<sub>2</sub> (показник ESCII) від підприємств енергетичної галузі та їх енергоефективністю [227]

передбачене сценарієм 2DS. У такому разі досягнення еталонних показників супроводжуватиметься екологізацією пропозиції (відбувається зменшення рівня ESCII). І навпаки, якщо фактичний рівень ефективності енергозберігаючої політики перевищує запланований, то показник ESCII може зростати [227, с. 119].

Таким чином, підсумовуючи вищезазначене, можна стверджувати, що енергоефективний сталий розвиток будь-якої держави можливий лише за умови забезпечення сталого розвитку усіх її регіонів та передбачає формування ефективної структури економіки країни при збалансуванні регіональних інтересів. Сьогодні перед керівництвом регіонів постають актуальні завдання, спрямовані на:

- підвищення рівня енергозабезпечення та ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів;

- зменшення обсягів споживання енергоресурсів до величини валового внутрішнього продукту;
- впровадження енерго- та ресурсо зберігаючих технологій на існуючих електричних станціях;
- орієнтацію на екологічно чисті технології виробництва енергії.

Сьогодні у світі на все більшу увагу заслуговують вимоги продуктивності, енергоефективності та конкурентоспроможності, які особливої актуальності набули під час сучасних енергетичної, екологічної та фінансової криз. Усе частіше напрямок розвитку енергетики переспрямовують у бік моделі «зеленого зростання», що забезпечує поєднання енергоефективного соціально-економічного розвитку та екологічної сталості. Основними міжнародними документами у сфері «зеленої» економіки є: доповідь ЮНЕП (United Nations Environmental Program) «Глобальний новий зелений курс», 2009 р. [28], «Європа 2020: Стратегія інтелектуального, стійкого і всеосяжного зростання», Стратегія Європейської ради, 2010 р. [195], «Назустріч «зеленій економіці» на шляху до сталого розвитку та викорінення бідності», узагальнювальна доповідь ЮНЕП для представників владних структур, 2011 р. [91], Доповідь OECD (Organisation for Economic Cooperation and Development) «На шляху до зеленого зростання», 2011 р. [226].

## **1.2 Узагальнення та розвиток методичних засад до трактування сутності понять «товар», «ресурс» та «продукт» в енергетиці та визначення їх життєвих циклів**

У сучасному світі існують різні види енергій: теплова, механічна та електрична. Одна енергія може переходити в іншу залежно від процесу одержання енергії. Наприклад, електричну енергію можна одержати

внаслідок розпаду атомів під дією теплової енергії, у свою чергу, тепла – за рахунок електричного нагрівання теплового приладу (нагрівання води у бойлері). На геотермальних електричних станціях електричну енергію одержують за рахунок перетворення кінетичної енергії обертання Землі на електричну.

Схематично процес одержання електричної енергії та види енергій показані на рисунку 1.6.

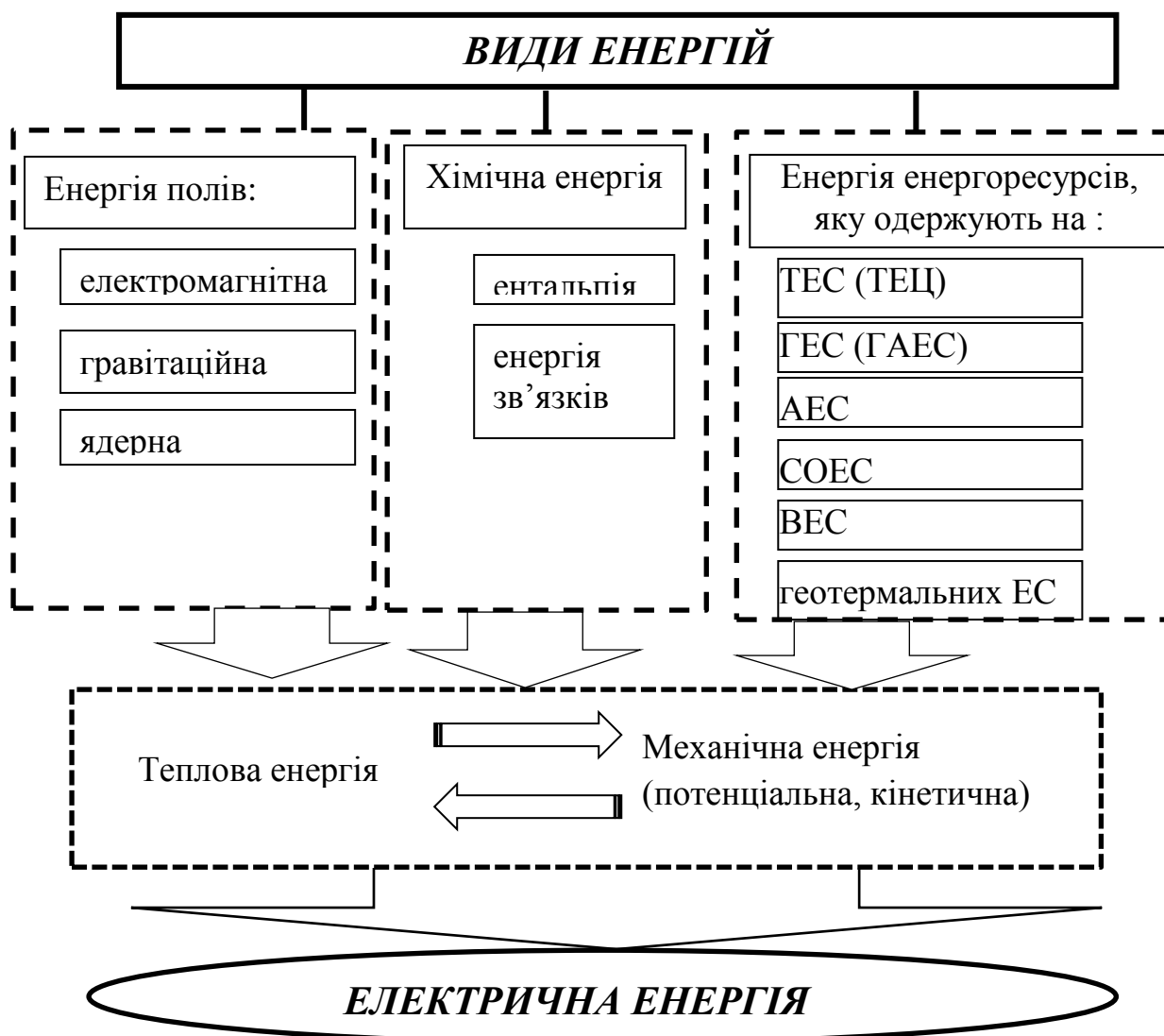


Рисунок 1.6 – Процес одержання електричної енергії та види енергій

Електроенергія як об'єкт дослідження споживчої цінності має цілий ряд унікальних особливостей, зокрема:

- 1) належність до предметів першої необхідності. Сьогодні неможливо уявити життя без використання електричної енергії. З розвитком науково-технічного прогресу електричну енергію споживають: промисловість, сільське господарство, домогосподарства тощо;
- 2) безперервність процесу виробництва та споживання електричної енергії. Виробництво й споживання електричної енергії відбуваються в режимі «реального часу»: виробили – спожили;
- 3) неможливість зберігання для подальшого використання. На відміну від більшості товарів електричну енергію неможливо зберегти для подальшого споживання. Хоча сьогодні існують технології для накопичування електричної енергії, але вони дозволяють накопичувати відносно невеликі об'єми. Оскільки основними споживачами електричної енергії залишаються потужні підприємства, то накопичувати її в обсягах, необхідних для нормальної їх роботи, неможливо;
- 4) складність здійснення товарної або брендової диференціації електроенергії. Уся вироблена електрична енергія незалежно від джерела виробництва спрямовується в єдиний енергетичний потік (об'єднану енергетичну систему), а звідти – розподільними мережами до кінцевого споживача. Для кінцевого споживача немає різниці, яку електричну енергію споживати: вироблену на гідроелектростанції чи на атомній електричній станції, оскільки за якостями кінцевий енергетичний продукт однаковий, різниця лише в певних характеристиках, таких як напруга, частота, надійність електрозабезпечення. Тому майже неможливо провести товарну чи брендову диференціацію для енергетичного продукту. Товарна диференціація можлива лише на етапі генерації електроенергії за категоріями користувачів та режимом споживання під час її збуту кінцевому споживачеві, коли свідоме населення готове платити вищу ціну за електричну енергію,



вироблену виключно на електростанціях, що працюють на альтернативних видах палива;

5) відсутність товарів-замінників. Замінити технології одержання електричної енергії можливо шляхом переходу на більш енергоефективні технології. Тобто можна замінити лише технологію виробництва електричної енергії, а не сам енергетичний продукт на новий із такими самими характеристиками й властивостями;

б) неможливість різкого збільшення обсягів продажів унаслідок високого рівня витрат на будівництво нових електростанцій. Електричну енергію виробляють залежно від попиту на неї;

7) необхідність створення специфічної розгалуженої мережі ліній електропередач для забезпечення кінцевого споживання. Від виробника до кінцевого споживача електрична енергія спрямовується по лініях електропередач, що виконують функцію доставки. Саме у цьому полягає інша особливість – обов'язкова наявність спеціальних мереж, без яких неможливе кінцеве споживання;

8) високий рівень волатильності обсягів споживання (денні та сезонні коливання, залежність від завантаженості виробничих потужностей тощо). Електрична енергія може трансформуватися в механічну чи теплову енергію.

Оскільки виробництво та споживання електроенергії відбуваються одночасно, то можна виділити найбільш значущі фактори, що визначають динаміку та обсяг попиту на неї:

а) денні коливання, що залежать від часу доби (ранок/вечір);

б) сезонні коливання, пов'язані з порою року (зима/літо) – споживання електроенергії на обігрівання або кондиціонування;

в) рівень завантаження виробничих потужностей, у першу чергу промислового виробництва [168].

На електричних станціях електрична енергія виробляється зі змінною напругою 6–20 тисяч вольтів і частотою 50 Гц. Далі вона спрямовується до

підвищувальних трансформаторів, а потім по лініях електропередач – до місця споживання під напругою 110–220 тисяч вольтів. Спрямований електричний струм потрапляє на знижувальну підстанцію, де його напруга зменшується зазвичай до 35 тисяч вольтів за допомогою трансформатора. Під цією напругою електричний струм потрапляє в проводи районної розподільної мережі, що сполучає основну знижувальну підстанцію з порівняно близькими місцями споживання. У кожному такому місці встановлюють вторинні знижувальні підстанції, тобто трансформатори зниження напруги до 3,6 або до 10 тисяч вольтів. Звідси по лініях електропередач місцевої розподільної мережі електричний струм спрямовується в трансформаторні пункти окремих заводів або пунктів обслуговування групи будинків, а інколи – в окремий будинок. Тут напруга знижується до 127, 220 або 380 В та внутрішньою мережею подається до окремих квартир, окремих верстатів тощо.

Під якістю електричної енергії розуміють показники, які характеризують відповідність основних параметрів режиму їх нормованим значенням, прописаним у міжнародному стандарті ГОСТ 13109-97 «Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення». Окрім цього стандарту, якість електроенергії нормується також й іншими нормативними актами (термінологічний стандарт (ГОСТ 30372-95) та ДСТУ 3466-96), у яких частіше за все розширюється список контрольованих показників. Наприклад, у договорах на енергопостачання часто встановлюється вимога мінімально допустимого значення коефіцієнта потужності, тобто обмеження на навантаження реактивного характеру. Основними контрольними показниками для визначення якості електричної енергії вважають напругу і частоту, що характеризуються відхиленням напруги, дозою флікера, коефіцієнтом спотворення синусоїдальної кривої напруги, коефіцієнтом гармонійної складової напруги непарного (парного)

порядку, не симетрією напруги, тривалістю провалу напруги, відхиленням частоти.

З'ясувавши унікальні властивості електричної енергії, визначимо поняття споріднених категорій, таких як «ресурс», «товар» та «продукт» в енергетиці. Продукт – це предмет або набір предметів, що виготовляється на підприємстві та є результатом виробничого процесу [20]. Після процесу виробництва продукт потрапляє на ринок і набуває властивостей товару.

Під поняттям «товар» розуміють продукт природи і людської праці (або лише людської праці у матеріальній та нематеріальній сферах), або послуга, який орієнтуючись на свої властивості може задовольняти існуючі чи можливі суспільні потреби, пов'язані з процесами обміну та купівлі-продажу. Тобто товар виробляється не для власного споживання, а для продажу .

К. Маркс у своїй праці [194] визначив відмінності між продуктом та товаром. Він вважає, що товар уже вміщує в собі продукт праці, виготовлений не для власного споживання, а з метою обміну на інші продукти. На його думку, товар принципово відрізняється від продукту тим, що його життєвий цикл від виробництва до споживання обов'язково проходить через ринок.

С. М. Ілляшенко у своїй праці [43] визначає, що продукт може бути як матеріальним, так і нематеріальним результатом людської діяльності, призначеним для задоволення реальних чи потенційних потреб.

І. Ю. Ісаєва у праці [65] під поняттям «товар» розуміє продукт, одержаний технологічним способом із вихідної сировини та матеріалів, унаслідок чого властивості вхідних продуктів зникають повністю, а кінцевий продукт набуває самостійної споживчої цінності.

Узагальнення науково-методичних підходів до трактування поняття «продукт» наведені в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Науково-методичні підходи до визначення поняття «продукт»

Визначення поняття «продукт»	Джерело
Продукт – це товар або послуга, яка найбільше відповідає вимогам конкретного ринку і має достатній прибуток для подальшого свого існування	[79]
Продукт – це все, що може бути представлено на ринку для задоволення потреб	[208]
Продукт – це все, що може бути запропоноване споживачеві, щоб задовольнити його потреби	[113]
Продукт – усе, що може задовольнити людські потреби та пропонується ринку з метою привернення уваги, придбання, використання або споживання	[22]
Продукт – це засіб задоволення потреб або споживана вартість	[106]
Продукт – все матеріальне й нематеріальне, що може задовольнити потребу або нестачу чогось та пропонується ринку для привернення уваги, придбання, використання і споживання	[22]
Продукт – це результат підприємницької діяльності, призначений для задоволення реальних і потенційних потреб людини	[107]
Продукт – це товар, одержаний технологічним способом із вихідної сировини та матеріалів, у результаті чого властивості вхідних продуктів зникають повністю, а кінцевий продукт набуває самостійної споживацької цінності	[65]

Так, у науковій літературі з цієї проблематики вважається, що товар перетворюється на продукт лише у тих випадках, коли використовується не для власного споживання, а стає об'єктом укладання ринкових угод. Електричну енергію можна назвати промисловим продуктом унаслідок одержання її як із первинної (енергія вітру, сонця та води), так і з вторинної сировини (теплова, ядерна енергія).

Науково-методичні підходи до трактування поняття «товар» різними вченими подано в табл. 1.9. Товар на відміну від продукту може бути як матеріальним, так і нематеріальним, тобто послугою. Так, автори [70]

Таблиця 1.9 – Узагальнення підходів до трактування поняття «товар»

Визначення поняття «товар»	Автор	Джерело
Товар – це продукт, що вміщує роботи, послуги та призначений для продажу або обміну	Інтернет-словник	[162]
Товар – це продукт праці, що задовольняє ту чи іншу потребу людини і виготовлений не для особистого споживання, а для обміну, продажу тощо	Г.І. Башнянін, Іфтемчук В.С.	[92]
Товар – це усе, що може задовольнити потреби і пропонується ринком із метою привернення уваги, придбання, використання або споживання	Г. В. Осовська, О. О. Юшкевич, Й. С. Завадський.	[106]
Товар – це продукт праці, виготовлений для обміну та продажу	Мочерний С. В.	[89]
Товар – це будь який продукт виробничо-економічної діяльності в матеріально-речовій формі, або об'єкт купівлі-продажу (об'єкт ринкових відносин між продавцями та покупцями)	Л.Г. Мельник	[82]
Товар – продукт праці (будь-яка продукція, роботи, послуги, права інтелектуальної власності та інші немайнові права), що виробляється та (або) реалізується суб'єктами підприємницької діяльності через оптову й роздрібну торгівлю	Б.А. Карпінський, О.В. Герасименко	[57]
Товар – будь-який продукт виробничо-економічної діяльності в матеріально-речовій формі або об'єкт купівлі-продажу, тобто ринкових відносин між покупцем та продавцем	А. Г. Загородній, Г. Л. Вознюк	[42]
Товар – матеріальний або нематеріальний об'єкт, що має визначений потенціал корисності та задовольняє потреби споживачів	А. С.Філіпенко	[164]

розрізняють такі види товарів: 1) бондовий товар (goods under bond) – це товар, що чекає на імпорт в країну після дотримання усіх правил митного

контролю; 2) товар пасивної пропозиції – товар, який покупець купує спонтанно; 3) товар підвищеної пропозиції – товар, за придбання якого покупець готовий платити додаткові кошти. З одного боку, електрична енергія є товаром, оскільки виробляється для задоволення потреб, з іншого – не існує як такого покупця та продавця.

Під енергетичним ресурсом розуміють забезпечуваність країни ресурсами, що використовуються в різних сферах діяльності. Енергетичні ресурси є природними. За територіальною особливістю енергетичні природні ресурси поділяють на світові та національні, за вичерпністю – вичерпні (корисні копалини) і невичерпні (енергія сонця), за поновленням – поновлювані (біологічні), частково поновлювані (грунт, деревина), непоновлювані (газ, вугілля, горючі сланці). У науковій літературі трапляються різні визначення поняття «ресурс» (табл. 1.10).

Таблиця 1.10 – Узагальнення науково-методичних підходів до визначення поняття «ресурс»

Визначення поняття «ресурс»	Автор	Джерело
Ресурси – це кошти, запаси, можливості, джерела чого-небудь (наприклад, фінансові, економічні, матеріальні, природні, сировинні, трудові тощо)	А. Г. Загородній, Г. Л. Вознюк	[42]
Ресурси – засоби, запаси, можливості, джерела чого-небудь, природні багатства	Л.М. Алексеєнко, В. М. Олексієнко	[3]
Ресурси – це: 1) будь-які джерела та передумови одержання необхідних матеріальних і духовних благ, які можна реалізувати при існуючих технологіях та соціально-економічних відносинах; 2) запаси; 3) кошти; 4) потенційні джерела отримання ресурсів.	Н.Ф.Реймерс	[139]
Ресурс – це речовини, необхідні організму для підтримки нормального існування, росту та розмноження з метою одержання матеріальних і духовних благ	К. М. Ситник, А. В. Брайон А. В. Гордецький, А. П. Брайон	[143]

Таким чином, аналіз літературних джерел засвідчує, що особливу увагу необхідно звернути на понятійний апарат у сфері енергетики, зокрема визначити такі поняття, як «енергетичний продукт» та «життєвий цикл енергетичного продукту».

Для розкриття сутності поняття «енергетичний продукт» доцільно визначити сутність споріднених категорій, таких як «енергетичний ресурс» та «енергетичний товар». Так, зокрема, енергоресурс в роботі трактується у відповідності до традиційного підходу, як природні та вторинні (виникають унаслідок виробничих процесів та/або перероблення різних видів палива) джерела одержання енергії. Під енергетичним товаром розуміють електроенергію, підготовлену до споживання та/або спожиту. Тоді під *енергетичним продуктом* ми розуміємо результат діяльності людини щодо трансформації властивостей первинних і вторинних енергоресурсів в електричну енергію, набуття нею самостійної споживної вартості та задоволення реальної поточної потреби в енергії.

У нашому дослідженні під енергетичним продуктом розуміємо саме електричну енергію.

Таким чином, критерій відмінності товару та продукту в енергетиці кардинально відрізняється від традиційного, маркетингово-орієнтованого. Крім того, подане нами визначення енергетичного продукту враховує унікальні особливості формування споживчої цінності електроенергії – для задоволення реальної (враховуючи нееластичність попиту на електроенергію) поточної (враховуючи неможливість зберігання електроенергії) потреби споживача.

Із метою комплексного врахування усіх витрат та ефектів від виробництва і споживання електроенергії, а також впливу на навколишнє природне середовище необхідно оцінювати їх не лише в процесі виробництва електроенергії на електростанціях (прямі викиди та витікання шкідливих речовин, виснаження корисних копалин, порушення екологічної рівноваги,

просідання ґрунтів, затоплення земель тощо), а й під час добування енергоресурсів, транспортування, споживання, утилізації, тобто впродовж усіх стадій життєвого циклу енергетичного продукту.

Будь-який продукт, одержаний у результаті діяльності людини, має свій життєвий цикл. Дослідження життєвого циклу енергетичного продукту має свої особливості, оскільки він охоплює весь період часу: від моменту добування та перероблення енергоресурсу до виробництва електричної енергії, її транспортування та кінцевого споживання.

Найчастіше в економічній науці трапляються два поняття «життєвий цикл товару» та «життєвий цикл продукту» (табл. 1.11).

Таблиця 1.11 – Стадії життєвих циклів продукту і товару [59, с. 71]

Стадія ЖЦ	Життєвий цикл продукту	Життєвий цикл товару
1	Зародження ідеї щодо появи нового виробу на ринку	Надходження товару в широкий продаж
2	Наукові дослідження та розробки, експериментальна перевірка можливості втілення задуму	Зростання обсягів продажу товару внаслідок наявності та збільшення попиту
3	Поява нового виробу на ринку, формування попиту (росту)	Період зрілості, коли досягається максимальний обсяг продажів
4	Широке виготовлення нових виробів (зрілість)	Насичення ринку даним товаром, зменшення попиту, зменшення збуту
5	Насичення ринку	Різде зниження обсягів продажів, зменшення прибутку
6	Згасання продажу та витіснення виробу новим, більш досконалим	

Життєвим циклом продукту вважається період часу від зародження нової ідеї про його вироблення, її практичного втілення в нових виробках до морального старіння цих виробів та їх зняття з виробництва.



Життєвий цикл товару – період часу, коли товар має життєздатність, перебуває в обігу на ринку, використовується та дає дохід виробникам і продавцям. Існує теорія життєвого циклу товару, за якою вважається, що будь-який товар витісняється з ринку іншим товаром, більш удосконаленим або дешевшим.

Життєві цикли продукту й товару мають однакові етапи: етап зародження, зростання, процвітання та спаду. Ці етапи зазвичай зображують на загальноприйнятому дзвоноподібному графіку залежності попиту на товар у часі. У сучасному маркетингу залежно від специфіки окремих видів товарів виділяють різні види життєвих циклів товарів: «бум», «захоплення», «сезонна крива», «ностальгія» (рис. 1.7).

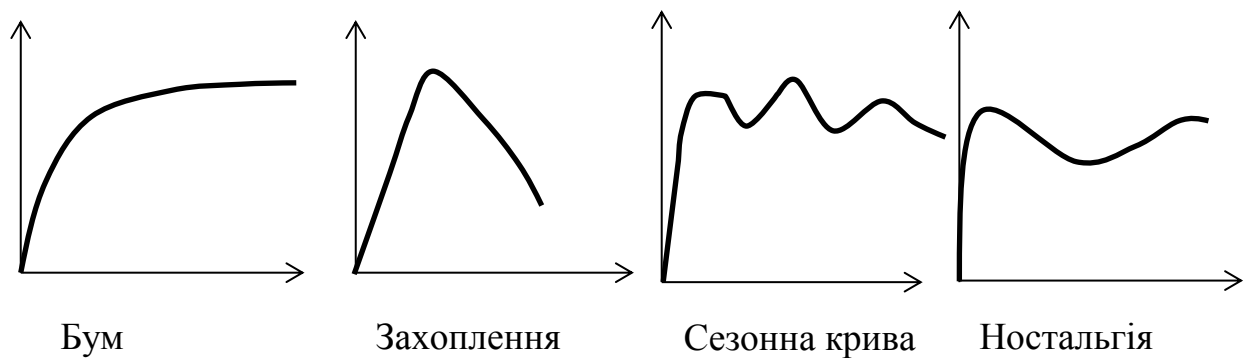


Рисунок 1.7 – Типи життєвих циклів у сучасному маркетингу [79]

1. «Бум, або класичний життєвий цикл», – тип життєвого циклу, що характеризується швидким зростанням обсягів продажу товару на ринку та високими обсягами продажу впродовж тривалого часу. Цей тип життєвого циклу може бути характерним і для життєвого циклу енергетичного товару у разі збільшення попиту на електричну енергію (наприклад, обігрівання, охолодження при зміні клімату).
2. «Захоплення» – тип життєвого циклу, який характеризується швидким попитом на товар і з таким самим за швидкістю спадом на нього. Цей вид життєвого циклу не може бути характерним для енергетичного товару,

оскільки електроенергія не може бути витісненою з ринку товаром-конкурентом.

3. «Сезонність» – тип життєвого циклу, що описує динамічні зміни в обсягах продажу товару залежно від пори року або моди. Даний вид життєвого циклу може бути характерним для енергетичного товару, оскільки в енергетиці має місце тенденція до нерівномірного добового навантаження електричних мереж. Тому цей графік може описувати життєвий цикл добового споживання електричної енергії. Часи «пік» припадають на такі години: 8.00–11.00, а також 20.00–22.00.

4. «Ностальгія» – це тип життєвого циклу товару, який характеризується швидким початковим зростанням попиту на нього і з таким самим за швидкістю його спадом, але потім настає невелике пожвавлення процесу споживання даного товару.

Незважаючи на загальноприйняті типи життєвих циклів, у 1979 р. вченими Д. Рінком і Дж. Своном було доведено, що існують товари з відхиленими від ідеалізованої дзвоноподібної кривої життєвого циклу [80]. Це виникає через те, що одні товари минають фазу введення на ринок, а одразу вступають у фазу зростання, інші, – не досягнувши зростання, переходять у фазу занепаду, ще інші – минають стадію занепаду та повертаються у фазу зростання.

Економічний цикл у загальній інтерпретації визначається як рух виробництва від однієї кризи до іншої через чотири послідовні стадії (фази): кризу, депресію, пожвавлення та піднесення [171]. Для електроенергетики як галузі в цілому циклом можна назвати перехід від одного до іншого типу технології виробництва електричної енергії: від теплових двигунів до теплоелектростанцій, від атомної енергетики до вітрової тощо.

Узагальнення науково-методичних підходів до розуміння сутності поняття «життєвий цикл» подане в табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Узагальнення науково-методичних підходів до розуміння сутності поняття «життєвий цикл»

Визначення	Автор	Джерело
Життєвий цикл – це зміна обсягів продажів і прибутку впродовж усього життєвого циклу	Філіп Котлер	[22]
Життєвий цикл – це еволюція потенційного попиту товару в часі	Ж. Ж. Ламбен	[76]
Життєвий цикл – це період часу від виведення товару на ринок до його виходу з ринку внаслідок появи нових товарів, що задовольняють потреби споживачів більш ефективно	С. М. Ілляшенко	[43]
Життєвий цикл – це зменшення обсягів продажу та одержаного прибутку у часі. Життєвий цикл – це процес розвитку продажів товару та одержання прибутків, що складається із чотирьох етапів: виведення на ринок, ростання, зрілості та занепаду	Філіп Котлер	[182]
Життєвий цикл – це період часу, впродовж якого товар користується попитом і забезпечує досягнення цілей продавця	В. І. Науменко	[66]
Життєвий цикл – це опис економічної поведінки продукту через функцію часу	Г. В. Осовська, О. О. Юшкевич, Й. С. Завадський	[208]

Виходячи із вищенаведених визначень, під «життєвим циклом енергетичного ресурсу» ми пропонуємо розуміти період часу між добуванням джерел енергії та їх потраплянням на електростанцію; під «життєвим циклом енергетичного товару» – період часу, впродовж якого електроенергія перебуває у процесі транспортування від електростанції через розподільні мережі до кінцевого споживача. Тоді під «життєвим циклом енергетичного продукту» розуміємо період часу, за який відбувається

видобування енергоресурсів, необхідних для отримання електроенергії, їх переробка, транспортування на електростанцію, перетворення на електроенергію та транспортування через розподільчі мережі до кінцевого споживача, кінцеве споживання електричної енергії та утилізація утворених на кожній стадії відходів.

Якщо розглядати вже не одиничну міру електричної енергії, а спосіб її виробництва, то більш коректним буде говорити не про життєвий цикл товару, а про життєвий цикл ринку технології виробництва певного енергетичного товару; не про життєвий цикл одиниці енергетичного продукту, а про життєвий цикл технології виробництва енергетичного продукту (наприклад, життєвий цикл парової технології одержання енергетичного продукту, життєвий цикл технології одержання атомної енергії тощо), граничні межі якого визначаються тривалістю певного способу добування та перероблення енергії. Тракткування сутності життєвого циклу енергоресурсу не змінюється.

Життєвий цикл енергетичного продукту можна розглядати у трьох напрямках:

1) із позиції технології її виробництва. Якщо досліджувати життєвий цикл за технологіями її виробництва (наприклад, виробництво електричної енергії на теплових двигунах), то життєвий цикл енергетичного продукту є закінченим;

2) із позиції виробництва одиниці енергетичного продукту. Якщо говорити про життєвий цикл електричної енергії,

3) як одиниці енергетичного продукту (1 кВт·год, 1 ГВт·год тощо), то цей життєвий цикл має кінцеву фазу споживання, тому є завершеним;

4) із позиції виробництва останньої одиниці енергетичного продукту у світі. Якщо говорити про життєвий цикл електричної енергії взагалі як такої, що буде витіснена іншим продуктом з енергетичного ринку,

то на сьогодні він є нескінченним і закінчиться тоді, коли в світі буде вироблено та спожито останню одиницю електричної енергії.

Нескінченність життєвого циклу продукту розглядав у своїх працях Жан-Жак Ламбен [76]. Якщо розглядати життєвий цикл енергетичного продукту за його теорією, то життєвий цикл електричної енергії закінчиться саме тоді, коли в світі буде вироблено та спожито останню кВт·год енергії. Але на сьогодні це неможливо. Навіть у випадку закінчення світових запасів викопних енергоресурсів, людство віднайде можливість, щоб отримувати такий самий за потребами й характеристиками енергетичний продукт і в потрібній кількості, але з іншого енергоресурсу (як це сталося із уведенням «зелених» електростанцій, виробництвом електричної енергії з водню тощо). Таким чином, відбувається лише зміна технології одержання такого самого за характеристиками та здатністю виробляти енергію енергетичного продукту, а не самого енергетичного продукту.

Під час промислової революції виникла ідея щодо переходу ручної праці на машинну, це обумовило необхідність знайти силу, яка б змушувала працювати техніку. Потім були розроблені перші парові машини, у яких енергетичним ресурсом була пара. Згодом парові машини замінили теплові двигуни універсального призначення. На зміну тепловим машинам прийшли теплові електричні станції та теплоелектроцентралі, потім – атомні електричні станції, гідроелектростанції, вітрові й сонячні електричні станції [160]. Цю модель життєвого циклу описує Жан-Жак Ламбен [76] (аналіз життєвого циклу ринку товару), тобто продукт залишається незмінним за вимогами, якість та характеристиками, а змінюється лише технологія для його одержання.

Граничні межі життєвого циклу технології одержання енергетичного продукту визначаються тривалістю певного способу добування та перероблення енергії, що відображає еволюцію не лише енергетичного продукту, але й енергетичного ринку (рис. 1.8).

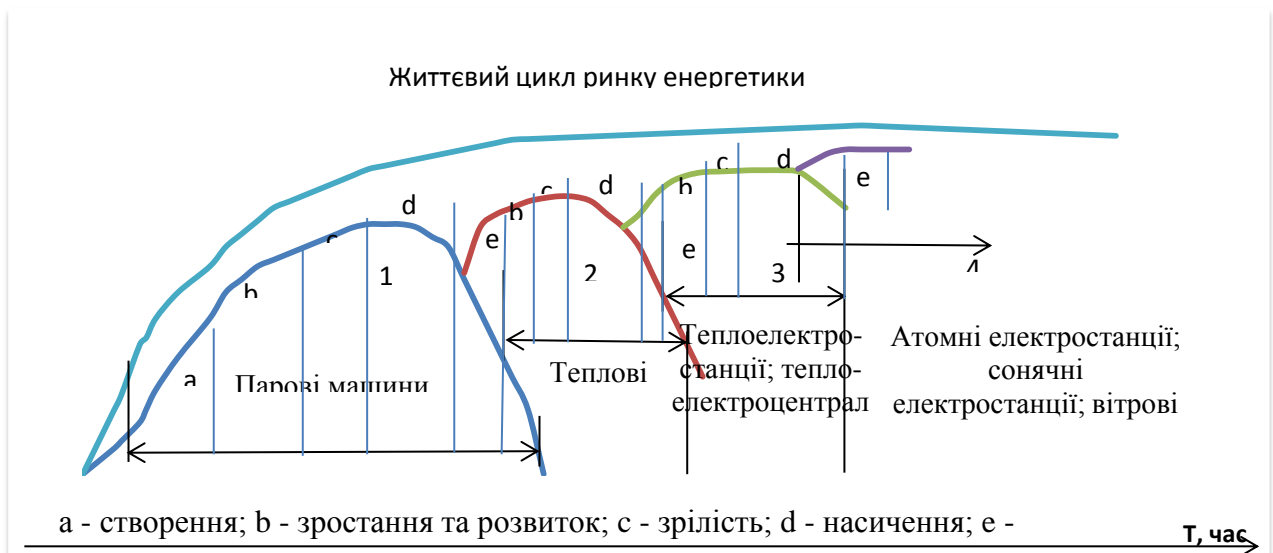


Рисунок 1.8 – Еволюція технологій одержання енергетичного продукту в контексті теорії життєвих циклів

Із рисунка 1.8 бачимо, що життєвий цикл виробництва енергетичного продукту на парових машинах (1) є завершеним; на теплових двигунах (2) – перебуває у стані спаду, оскільки теплові двигуни ще існують, хоча і в незначних кількостях. Щодо життєвого циклу енергетичних продуктів, одержаних на теплоелектростанціях, теплоелектроцентралях та гідроелектростанціях (3), то сьогодні в окремих країнах можна говорити про стан зрілості, а в окремих – про стадію спаду, оскільки сьогодні все більше увагу країни концентрують на екологічно чистому виробництві та побудові «зелених» електричних станцій (атомних електростанцій, вітрових електростанцій, сонячних електростанцій (4)). Ураховуючи той факт, що виробництво електричної енергії взагалі продовжується, але відбуваються спроби переходу на нові види палива, то життєвий цикл енергетичного продукту є унікальним і його не можна описати ідеалізованою S-подібною кривою.

На відміну від існуючих підходів щодо композиції життєвого циклу енергетичного продукту пропонуємо виділяти стадію ресурсного забезпечення, а також виокремити на всіх стадіях життєвого циклу

енергетичного продукту етапи утворення та утилізації екологічно-шкідливих відходів. Структурна композиція життєвого циклу енергетичного продукту виглядає таким чином (рис. 1.9):

I стадія – це стадія ресурсного забезпечення, яка, у свою чергу, складається з етапів винайдення технології, пошуку родовищ енергетичних ресурсів, видобування енергоресурсів, їх транспортування та підготовки до виробничого використання;

II стадія – це стадія виробництва електроенергії, вона складається з етапів виробництва електроенергії на електростанціях, її транспортування через розподільні мережі до кінцевого споживача;

III – це стадія споживання електроенергії кінцевим споживачем.

На відміну від існуючих підходів до структуризації життєвого циклу енергетичного продукту ми пропонуємо виокремлювати етап виникнення та утилізації відходів, що утворюються на кожній стадії життєвого циклу та є джерелами екодеструктивного впливу на людину й довкілля в цілому. Так, на стадії ресурсного забезпечення виникають відходи добування енергетичних ресурсів, зокрема під час видобутку природного газу утворюється попутний газ, що потрапляє у довкілля, при видобутку вугілля залишається порода, під час видобутку ядерного палива на місцях залишаються радіоактивні хвостосховища. На стадії виробництва електричної енергії утворюються відходи у вигляді шкідливих викидів, стоків, твердих відходів. На стадіях транспортування та споживання електричної енергії утворюються відходи, пов'язані з електромагнітним і тепловим забрудненням довкілля. Запропонована структурна композиція дозволяє виокремлювати процеси та функції кожної окремої стадії та етапі життєвого циклу енергетичного продукту і здійснювати еколого орієнтоване управління з метою зменшення антропогенного впливу на довкілля на кожній стадії.

Таким чином, критерій відокремлення товару та продукту в енергетиці кардинально відрізняється від традиційного, маркетингово-орієнтованого. Так, науковці з цієї проблематики вважають, що продукт

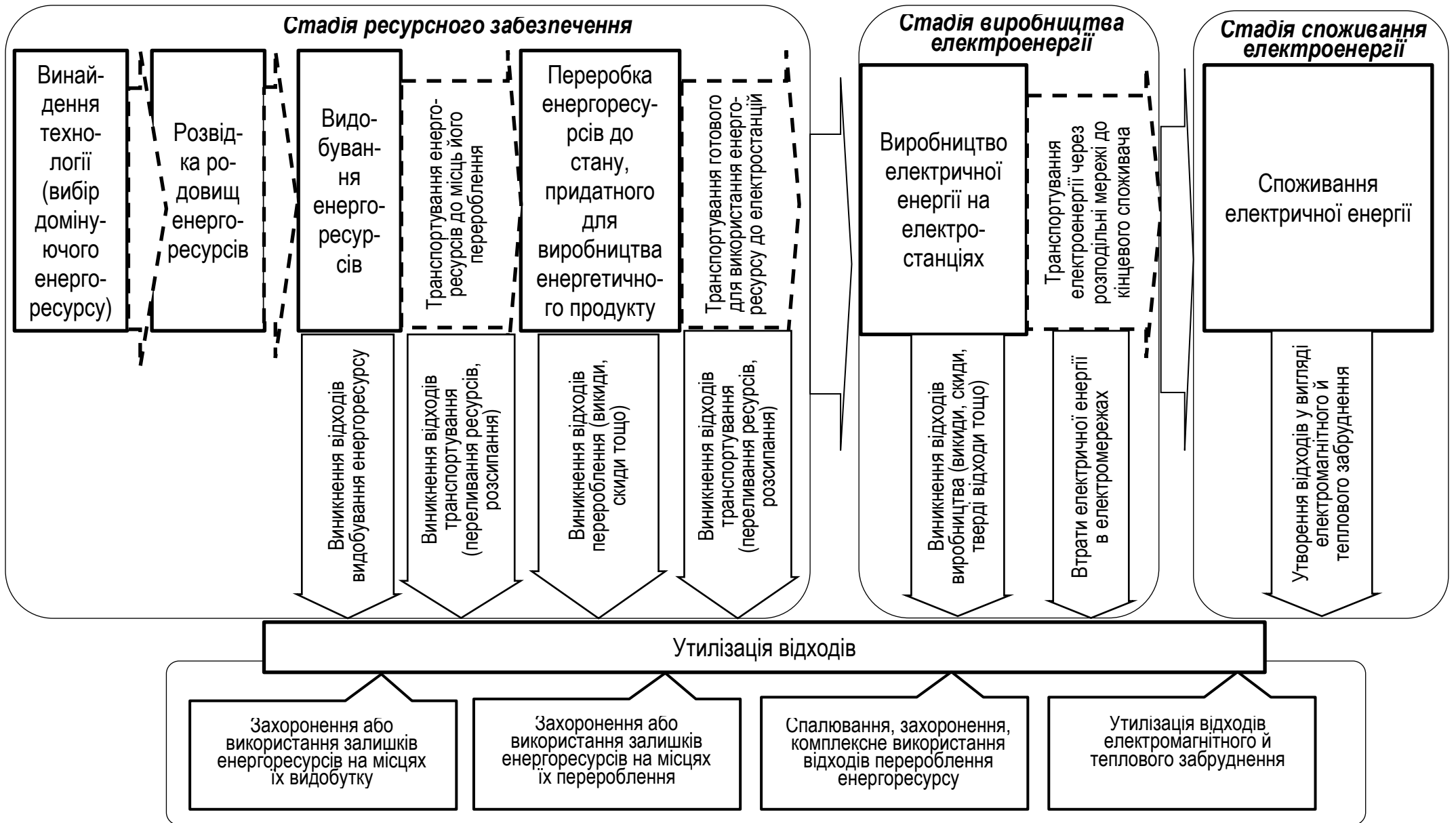


Рисунок 1.9 – Структурна композиція життєвого циклу енергетичного продукту



перетворюється на товар лише у тому разі, коли використовується не для власного споживання, а стає об'єктом укладання ринкових угод. У той самий час, ми розмежували ці поняття залежно від змін, які відбуваються з електроенергією під час її трансформації від видобування ресурсу (потенціальна енергія) до споживання, що дозволяє врахувати всі екологічні та економічні наслідки цих змін. Крім того, враховано унікальні особливості формування споживчої цінності електроенергії – для задоволення реальної (враховуючи нееластичність попиту на електроенергію) поточної (враховуючи неможливість зберігання електроенергії) потреби споживача.

Із метою комплексного врахування усіх витрат та ефектів від виробництва і споживання електроенергії, а також впливу на навколишнє природне середовище необхідно зважати не лише на прямі, а й на непрямі наслідки екодеструктивного впливу.

### **1.3 Розробка науково-методичних засад еколого-орієнтованого управління життєвим циклом енергетичного продукту**

У системі управління життєвим циклом енергетичного продукту особливе місце займає організаційно-управлінське забезпечення. Це обумовлено тим, що всі інші елементи цієї системи (наприклад, наукове, ресурсне, інформаційне, структурне забезпечення) повинні мати ту чи іншу організаційну форму. В існуючих системах управління видобуванням енергетичних ресурсів, виробництва електричної енергії та її кінцевого споживання в світі недостатньо інтегрованими є процеси, пов'язані з забезпеченням екологічної безпеки на кожній стадії та етапі життєвого циклу енергетичного продукту. Тому виникає необхідність дослідження та розроблення методичних підходів до формування еколого-орієнтованої системи управління життєвим циклом енергетичного продукту.

Під еколого-орієнтованою системою управління життєвим циклом енергетичного продукту розуміють систему управління, що забезпечує екологічну безпеку на кожній із стадій та етапі шляхом координації виробничих і природоохоронних функцій та процесів енергетичних суб'єктів господарювання.

Об'єктивно існуючу взаємодію між суспільством і природою, особливості сучасного суспільного розвитку, причинно-наслідкові зв'язки та еколого-економічні суперечності необхідно враховувати у процесі управління природокористуванням [17].

У праці [151] управління природокористуванням розуміють як процес, пов'язаний із установами компромісів між соціально-економічними та екологічними потребами суспільства в умовах обмеженості ресурсів. Наприклад, із позиції економічної доцільності це завдання зводиться до такого рівня природоохоронних витрат, які б спричиняли за собою мінімальні еколого-економічні втрати.

Управління життєвим циклом енергетичного продукту є стратегією розвитку з урахуванням трьох взаємозв'язаних причинно-наслідковими зв'язками підсистем: економічної доцільності, впливу на довкілля та соціальних наслідків. Проблемами збалансованості такої системи є наявність хвилеподібного процесу розвитку економіки, наявність тривалих та коротких циклів. Так, наприклад, у період економічного зростання різко підвищується попит на електричну енергію, отже, й на природні ресурси, у результаті чого збільшується рівень забруднення довкілля, у той самий час пригнічуючи асиміляційний потенціал. У таких випадках природоохоронна діяльність не забезпечує достатнього захисту довкілля через низькі темпи свого розвитку щодо швидких темпів економічного зростання. В іншому випадку зменшення споживання природних ресурсів приводить до зменшення викидів відходів. Але темпи зменшення викидів у довкілля значно нижчі за темпи зниження економічної діяльності. Це пов'язано зі зношенням обладнання та

недостатністю коштів на їх відновлення [2]. Узагальнення ряду підходів до розуміння управління життєвим циклом продукту надане у табл. 1.13.

Таблиця 1.13 Підходи до визначення поняття «управління життєвим циклом продукту»

№ пор.	Визначення	Джерело
1	Це процес управління проектуванням, виробництвом та обслуговуванням інформації, пов'язаної з досліджуваним продуктом	[213]
2	Це всеосяжне бачення для управління всіма даними, що стосуються конструкції, виробництва, підтримки та остаточного захоронення продукту	[214]
3	Це системний підхід до управління рядом змін, яких зазнає продукт, від проектування та розроблення до захоронення або вибуття з ринку	[215]
4	Це процес, що дозволяє виробникам контролювати складні міжфункціональні процеси та ефективно координувати зусилля розподілених робочих груп для створення виробів вищої якості	[163]

Реалізація концепції збалансованого економічного розвитку відбувається через екологізацію існуючих соціально-економічних відносин. Різновидом управління життєвим циклом продукту є еколого-орієнтоване управління, основною метою якого є чітке окреслення тривалості окремих стадій життєвого циклу енергетичного продукту від видобування енергоресурсу до захоронення відходів, виявлення економічних та екологічних проблем, що виникають на кожній із них, а також прогнозування відповідних витрат та ефектів.

Основними цілями еколого-орієнтованого управління життєвим циклом енергетичного продукту є постадійний контроль та своєчасне визначення «слабких» стадій життєвого циклу енергетичного продукту для

попередження виникнення еколого-економічних збитків на наступних. Під еколого-економічними збитками розуміють фактичні екологічні, економічні та соціальні втрати, що виникли внаслідок порушення природоохоронного законодавства, господарської діяльності людини, стихійних лих або катастроф. Збитки виявляються у вигляді втрат природних, трудових, матеріальних, фінансових ресурсів у народному господарстві, а також погіршення соціально-гігієнічних умов існування людини та якісних змін (втрат) економічного потенціалу країни. Наприклад, інвестування в очисні установки на нафтопереробних заводах зменшить еколого-економічні витрати та втрати електричних станцій, що працюють на нафтопродуктах, підвищить їх коефіцієнт корисної дії. У протилежному разі, еколого-економічні збитки накопичуватимуться впродовж кожної стадії життєвого циклу та будуть трансформовані на наступну стадію (рис. 1.10).

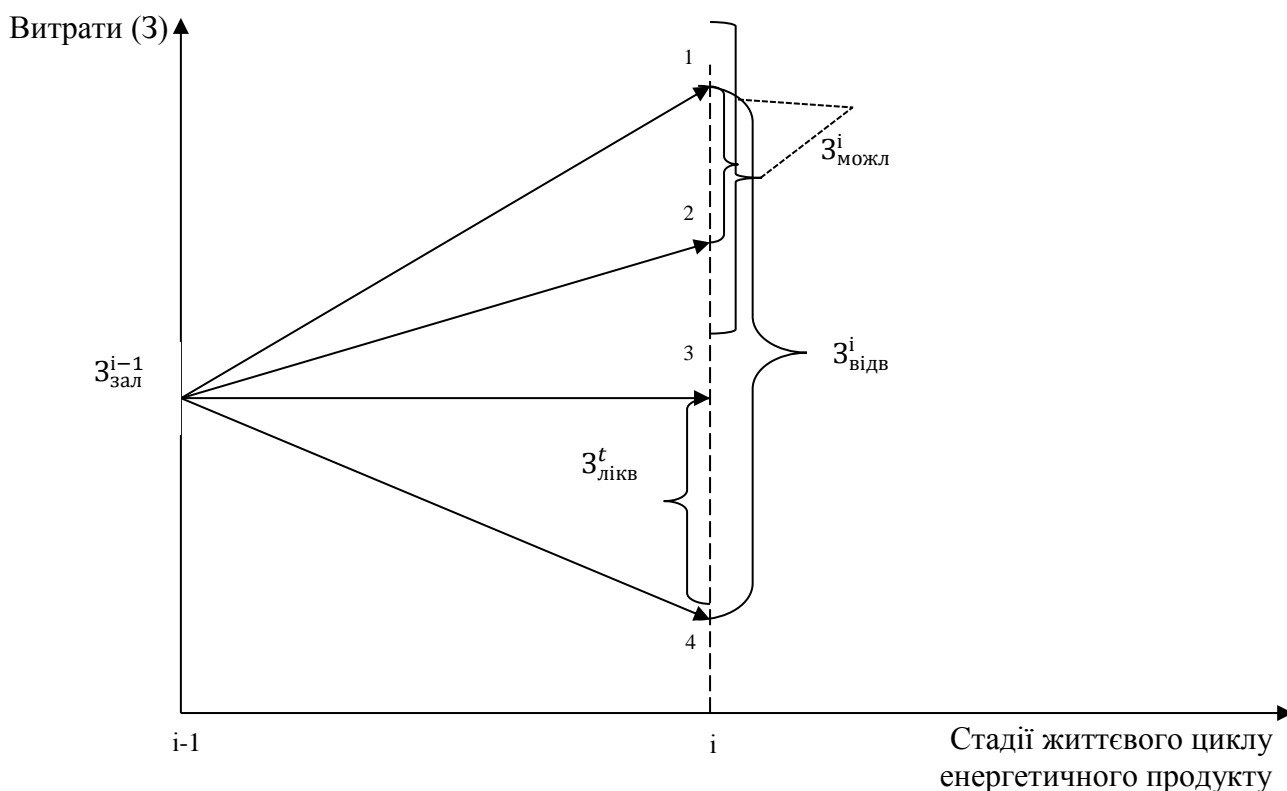


Рис. 1.10 – Процес трансформації еколого-економічних збитків зі стадії ( $i-1$ ) на стадію  $i$  життєвого циклу енергетичного продукту

На рисунку 1.10 ми показали, що у випадку проведення екологічно спрямованих заходів на стадії ( $i-1$ ) щодо попередження (ліквідації) еколого-економічних збитків на наступних стадіях збитки на стадії  $i$  будуть перебувати в точці 3 або 4. У разі ігнорування екологічно спрямованих заходів на стадії ( $i-1$ ) еколого-економічні збитки на стадії  $i$  матимуть накопичувальний характер (точка 1 або 2). Наприклад, будівництво новітніх фільтрів під час уведення в експлуатацію електричної станції призведе до незначних екологічних впливів при виробництві одиниці енергетичного продукту. Кожна стадія  $i$  повинна контролюватися наступною стадією ( $i+1$ ).

Таким чином, еколого-економічні збитки класифікують таким чином:

- залишкові ( $Z_{\text{зал}}^{\text{ee}}$ ) – еколого-економічні збитки, величина яких на стадії  $i$  не змінилася відносно стадії ( $i-1$ );
- можливі ( $Z_{\text{можл}}^{\text{ee}}$ ) – еколого-економічні збитки, що можуть бути трансформовані зі стадії ( $i-1$ ) на стадію  $i$  в результаті бездіяльності попередньої стадії в напрямку екологічно спрямованих заходів;
- ліквідовані ( $Z_{\text{лікв}}^{\text{ee}}$ ) – це зменшені еколого-економічні збитки на стадії  $i$  відносно стадії ( $i-1$ );
- відвернені ( $Z_{\text{відв}}^{\text{ee}}$ ) – це різниця між можливим і фактичним збитками

$$Z_{\text{відв}}^{\text{ee}} = Z_{\text{можл}}^{\text{ee}} - Z_{\text{факт}}^{\text{ee}} \quad (2.1)$$

Визначивши можливі еколого-економічні наслідки на стадії  $i$  залежно від напрямків діяльності стадії ( $i-1$ ), можна дійти такого висновку. У результаті екологічної бездіяльності енергетичних підприємств на стадії ресурсного забезпечення збиток буде накопичуватися з кожною наступною стадією та відшкодовуватися безпосередньо виробниками електроенергії (електростанціями).

Для попередження такого сценарію розвитку всі заходи управління життєвим циклом енергетичного продукту повинні узгоджуватися як за функціями управління, так і за процесами. Виходячи із цього, дослідження

системи еколого-орієнтованого управління життєвим циклом енергетичного продукту пропонується здійснювати на засадах функціонально-процесної декомпозиції (рис. 1.11), що складається з функціональної та процесної декомпозицій. Функціональна декомпозиція розглядає процес управління життєвим циклом енергетичного продукту як складну систему, що складається з окремих взаємозв'язаних функціональних підсистем, які враховують специфіку прийняття управлінських рішень на кожному етапі життєвого циклу, процесна – дозволяє встановити черговість прийняття управлінських рішень. Першим рівнем функціональної декомпозиції є управління життєвим циклом технології виробництва енергетичного продукту на стадії ресурсного забезпечення. Основними її завданнями є:

1. Коригування тривалості життєвого циклу окремих технологій виробництва енергетичного продукту з урахуванням не лише прямого, а й опосередкованого екодеструктивного впливу на довкілля.

2. Оптимізація часових та кількісних параметрів постачання окремих первинних і вторинних енергетичних ресурсів з урахуванням прямого та опосередкованого екодеструктивного впливу на всіх етапах життєвого циклу технології виробництва енергетичного продукту.

Розроблення та впровадження стратегії пріоритетного розвитку окремих технологій одержання енергетичного продукту залежно від рівня енергетичної безпеки країни, обчисленого з урахуванням екодеструктивного впливу на кожному етапі життєвого циклу енергетичного продукту.

1. Розроблення та затвердження Концепцій розвитку інфраструктури ринків окремих енергетичних товарів залежно від векторів зміни життєвим циклом технологій виробництва енергетичного продукту.

На цьому рівні управління життєвим циклом необхідно переглянути структуру енергетичної галузі в цілому та провести її реформування.

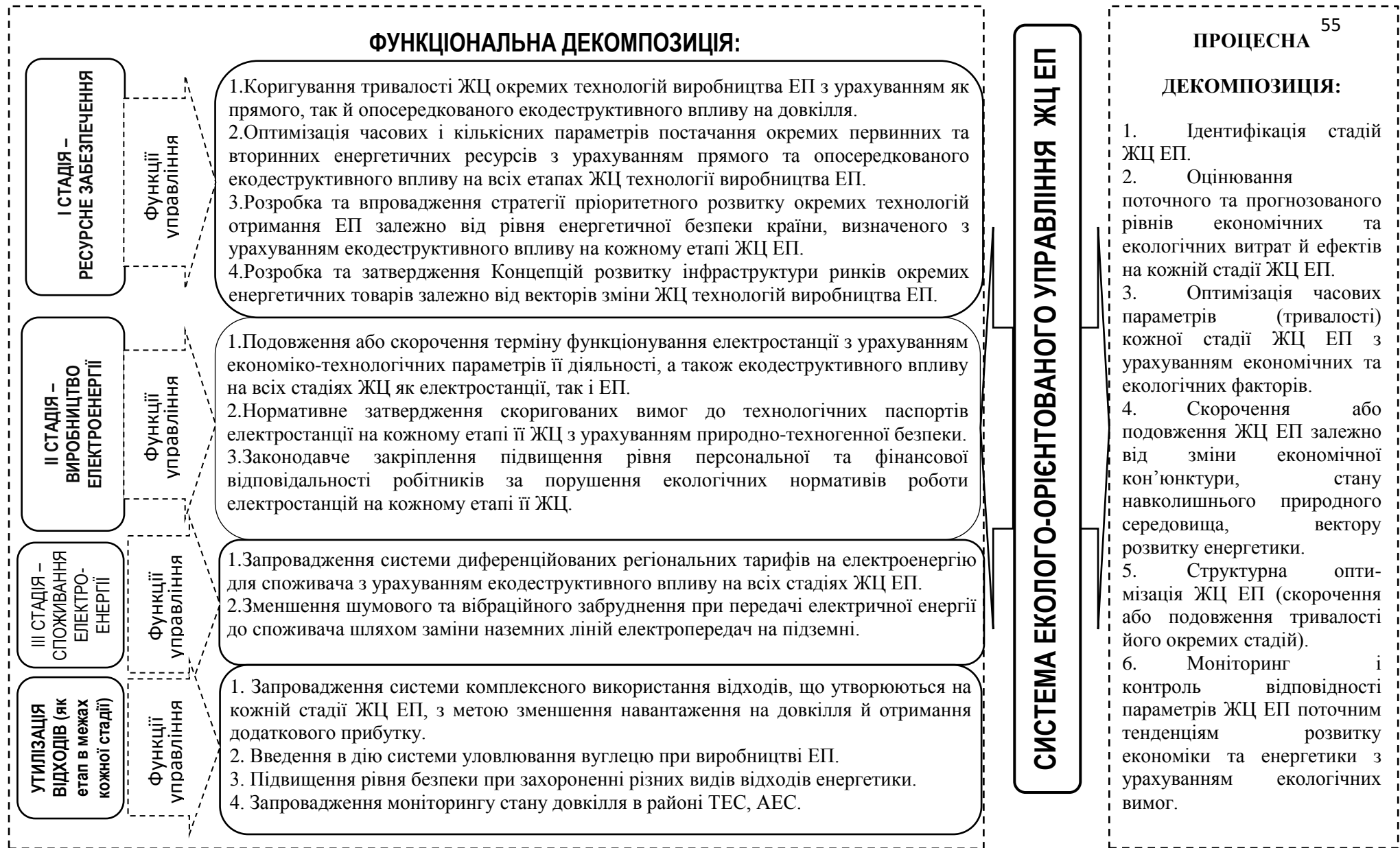


Рисунок 1.11 – Функціонально-процесна декомпозиція системи еколого-орієнтованого управління

Орієнтація на ядерну та вугільну енергетику в Україні ускладнює процес реформування енергетичної. Для того щоб енергетичні реформи в Україні могли бути проведені, необхідно на сьогодні вирішити низку питань, зокрема:

–відновити лінії електропередач та залучити іноземні інвестиції до розвитку теплоелектростанцій як одних із ключових в енергетичному секторі України;

–зменшити коливання цін (зафіксувати) на електричну енергію, особливо для промисловості;

–дати можливість компаніям та домогосподарствам отримувати кредити під низькі процентні ставки для підвищення енергоефективності;

–відмовитися від практики перехресного субсидіювання (для одних споживачів ціни на енергоресурси нижчі за граничні витрати (наприклад, домогосподарства), для інших – вищі, що перекривають витрати перших (наприклад, підприємства) [157].

Другий рівень декомпозиції – це управління життєвим циклом електростанції. До напрямків управління відносять:

1. Подовження або скорочення терміну функціонування електростанції з урахуванням економіко-технологічних параметрів її діяльності, а також екодеструктивного впливу на всіх стадіях життєвого циклу як електростанції, так і енергетичного продукту. Так, наприклад, заміна турбогенератора або інших систем підстанції атомної електростанції підвищує її потужність майже на 20 % та продовжує термін служби. Так, в Україні термін експлуатації реакторів був подовжений на 5 років [160].

2. Нормативне затвердження скоригованих вимог до технологічних паспортів електростанції на кожному етапі її життєвого циклу з урахуванням природно-техногенної безпеки. Сьогодні в Україні на атомних електричних станціях діють реактори типу ВВЕР (водо-водяний енергетичний реактор), що є найбільш безпечним із точки зору катастроф (на Чорнобильській АЕС був установлений каналний реактор великої потужності (КРВП)) .



3. Законодавче закріплення підвищення рівня персональної та фінансової відповідальності за порушення екологічних нормативів роботи електростанцій на кожному етапі її життєвого циклу.

Основними функціями управління життєвим циклом електростанції є:

- зменшення частки вугільних та газових теплових електричних станцій у структурі паливно-енергетичного сектору України через значні викиди шкідливих речовин у довкілля під час їх роботи;
- реструктуризація шахтного фонду України (дві третини шахтного обладнання відпрацювали свій термін експлуатації). Середній вік вугільних шахт України становить 50–60 років [100];
- будівництво нових шахт глибиною понад 1000 м, що є безпечним із позиції просідання ґрунту;
- покращення рівня соціальних показників працюючого персоналу на підприємствах енергетики впродовж усіх стадій життєвого циклу енергетичного продукту: зменшувати частку непрофесійного персоналу, персоналу пенсійного віку, плинності кадрів, міграції населення тощо.

Щодо конкретних заходів у напрямку управління життєвим циклом електричної станції необхідно відзначити такі :

- збагачення вугілля на стадіях перероблення енергетичних ресурсів, що може привести до зменшення викидів  $\text{SO}_2$  на 32–37 %, твердих частинок – на 35–40 % під час виробництва 1 кВт·год електричної енергії [72];
- зменшення частки вугілля в енергетичному паливі за рахунок комбінації видів палива на теплових електричних станціях (з іншого боку, це підвищує собівартість електричної енергії);
- проведення модернізації та реконструкції генеруючого та газоочисного обладнання на електричних станціях. Досвід розвитку енергетики за кордоном засвідчив, що продовження терміну роботи теплової електричної станції, підвищення її надійності та економічності, зменшення

викидів шкідливих речовин можна досягти за допомогою реконструкції генеруючого та газоочисного обладнання. Ефективність роботи різних золоочисних установок для очищення газових викидів від завислих частинок наведена в табл. 1.14;

Таблиця 1.14 – Ефективність очищення газових викидів від роботи теплоелектростанцій різними золоочисними установками [12]

Назва золоочисної установки	Розмір частинок, що може уловлювати дана установка, мкм	Ефективність роботи золоочисної установки, %
Осаджувальна камера	100	40–50
Циклон	30	50–60
Мультициклон	10–15	90–95
Рукавний фільтр	0,5	До 99
Скрубер	0,5	75–85
Електрофільтр	0,1	95–99

- встановлення технологій з уловлювання та захоронення відходів CO<sub>2</sub>. Застосування цієї технології має як позитивні, так і негативні наслідки. Основним недоліком є те, що на її функціонування на електричній станції необхідно 10–40 % виробленої електричної енергії на даній станції. Це приводить до необхідності збільшувати обсяги використовуваних енергоресурсів на даній електричній станції.

Третім рівнем функціональної декомпозиції є управління життєвим циклом енергетичного продукту на стадії споживання електричної енергії. Основними напрямками управлінського впливу повинні бути такі:

1. Запровадження системи диференційованих регіональних тарифів на електроенергію для споживача з урахуванням екодеструктивного впливу на всіх стадіях ЖЦ ЕП.

2. Зменшення шумового та вібраційного забруднення при передачі електричної енергії до споживача шляхом заміни наземних ліній електропередач на підземні.

На даному етапі об'єктом управління повинні стати попит та споживання електричної енергії. Так, наприклад, у США під час енергетичних криз 1973 та 1979 рр. для впровадження методів управління споживанням електричної енергії розробили ряд реформ, спрямованих на зниження споживання енергетичних ресурсів. Першим кроком було прийняття закону про національну політику енергозбереження. Політика була спрямована на зниження рівня споживання електроенергії шляхом енергозберігаючих заходів та вирівнювання графіка навантаження шляхом зменшення піків енергоспоживання, стимулювання попиту в провалах графіка навантаження енергосистеми [170].

Особливістю, а також проблемою Об'єднаної енергетичної системи України є надлишок базової та дефіцит маневрової потужностей. Проблему дефіциту маневрової потужності в Україні завжди вирішували за рахунок паралельної роботи енергетичних систем України та Російської Федерації, що є наслідком існування єдиної енергосистеми «Союз». Сьогодні ж необхідно інтегрувати до Європейського енергетичного ринку. Така взаємодія підвищить енергетичну небезпеку щодо імпорту електричної енергії в Україну, що й сталося взимку 2015 р. – практика віялових відключень електропостачання. Тому необхідно підвищувати енергетичну безпеку за рахунок балансу між попитом, пропозицією та споживанням електричної енергії. Існує два випадки дисбалансу між цими показниками:

1) пропозиція переважає попит на електричну енергію – така ситуація призводить до відключень частини енергоблоків, унаслідок чого підвищуються витрати енергетичної системи та знижується ефективність діяльності суб'єктів енергоринку;

2) попит переважає пропозицію – така ситуація вирішується шляхом аварійних відключень груп споживачів, що призводить до зниження споживання електричної енергії, а не попиту.

Основною особливістю енергетичної галузі з позиції її унікальності, а одночасно й проблемою управління життєвим циклом енергетичного продукту є те, що попит на електричну енергію не завжди дорівнює споживанню, а споживання електричної енергії завжди дорівнює обсягам її генерації.

Вирішенням цієї проблеми займалися автори [75], які запропонували економічні методи управління попитом на електричну енергію, що повинні привести до зменшення її споживання, а отже, й виробництва з метою зниження споживання енергетичних ресурсів на теплових енергоблоках, як основних виробниках електричної енергії з покриття пікових навантажень (рис. 1.12).



Рисунок 1.12 – Методи управління попитом на ринку електроенергії [75]

Управляти потужністю енергетичних підприємств можна за рахунок раціонального використання природних ресурсів, наприклад переходу на нові виробничі еколого-орієнтовані управлінські технології. Від сукупності виробничих та управлінських технологій залежить якість кінцевого продукту. Наприклад, у процесі розроблення нових технологій виробництва енергетичного продукту планується поточне й перспективне споживання природних ресурсів, що в поєднанні з функціями управління дає можливість управляти енергетичним продуктом упродовж усього життєвого циклу. Якщо процес управління життєвим циклом енергетичного продукту розглядати з точки зору процесної декомпозиції, то управлінські дії повинні здійснюватися в такій послідовності (з урахуванням екологічного фактора):

1. Ідентифікація стадій життєвого циклу енергетичного продукту. Оцінювання поточного й прогнозованого рівнів економічних і екологічних витрат та ефектів на кожній стадії життєвого циклу енергетичного продукту.

2. Оптимізація часових параметрів (тривалості) кожної стадії життєвого циклу енергетичного продукту з урахуванням економічних та екологічних факторів.

3. Скорочення або подовження ЖЦ ЕП залежно від зміни економічної кон'юнктури, стану навколишнього природного середовища, вектору розвитку енергетики.

4. Структурна оптимізація життєвого циклу енергетичного продукту (скорочення або подовження тривалості його окремих стадій).

5. Моніторинг і контроль відповідності параметрів життєвого циклу енергетичного продукту поточним тенденціям розвитку економіки, екології та енергетики.

Таким чином, механізм формування системного підходу до еколого-орієнтованого управління життєвим циклом енергетичного продукту відрізняється від існуючих застосуванням методу процесно-функціональної декомпозиції, який дозволяє:

- 1) у межах процесної декомпозиції встановити чітку черговість прийняття управлінських рішень та впорядкувати бізнес-процеси;
- 2) у межах функціональної декомпозиції комплексно врахувати існуючі еколого-економічні взаємозв'язки та структурувати завдання з урахуванням функціональної специфіки об'єкта управління.

Це дозволяє об'єктивно прогнозувати всі ефекти та витрати на кожній стадії життєвого циклу енергетичного продукту, виявляти ланцюги кумулятивного нарощення витрат на подолання наслідків екодеструктивного впливу на кожній із них, а також так звані «точки розриву» – періоди часу, операції, ресурси тощо, ймовірність неконтрольованих або непередбачуваних екологічних втрат для яких є значною.

Таким чином, основою забезпечення екологічно збалансованого розвитку електроенергетики є економічна екологізація системи управління життєвим циклом. Людству необхідно усвідомлювати, що економічний розвиток країни залежить від напрямків вирішення трьох основних проблем: виробництва енергії, економічного стану держави та якості довкілля. Не можна допускати, щоб рівень розвитку енергетичного комплексу підвищувався нехтуючи законами економіки та ставлячи під загрозу стан довкілля. Найбільш раціональним механізмом забезпечення стійкого розвитку енергетики є її екологізація, що об'єднує всі вищезгадані залежності. Досвід провідних країн світу свідчить, що найважливішим для екологізації економіки кожної країни є питання про формування та впровадження механізмів реалізації еколого-орієнтованої системи менеджменту енергетикою.

## ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

1. Відповідно до базових принципів доктрини сталого розвитку, вимог Кіотського протоколу, а також з урахуванням наслідків економічної, екологічної та енергетичної криз підвищилася актуальність запровадження

концепції екологічно чистої енергетики, під якою розуміють зміну стратегічного вектора розвитку енергетики у напрямку зменшення обсягів використання викопних видів палива, обсягів виробництва і споживання електричної енергії за рахунок енергоефективних та ресурсозберігаючих технологій. Основними країнами-лідерами з утілення концепції екологічно чистої енергетики в Європі є Німеччина, Італія, Іспанія, Велика Британія, Франція, Швейцарія.

2. На основі дослідження фізичних властивостей електричної енергії було встановлено, що електроенергія як об'єкт дослідження споживчої вартості має цілий ряд специфічних особливостей, зокрема: належність до предметів першої необхідності, безперервність процесу виробництва та споживання, неможливість зберігання для подальшого використання, необхідність створення специфічної розгалуженої мережі ліній електропередач для забезпечення кінцевого споживання, складність здійснення товарної або брендової диференціації (винятково за джерелом виробництва енергії), високий рівень волатильності обсягів споживання (денні та сезонні коливання, залежність від завантаженості виробничих потужностей тощо), відсутність товарів-замінників, неможливість різкого збільшення обсягів продажів унаслідок високого рівня витрат на будівництво нових електростанцій тощо.

3. Аналіз літературних джерел із досліджуваної проблематики засвідчує, що особливу увагу необхідно звернути на понятійний апарат у сфері енергетики, це дозволяє визначити такі основні поняття, як «енергетичний ресурс», «енергетичний товар» та «енергетичний продукт». Під енергетичним ресурсом розуміємо природні й вторинні (виникають унаслідок виробничих процесів та/або перероблення різних видів палива) джерела отримання енергії. Під енергетичним товаром розуміємо електроенергію, що підготовлена та/або спожита. Тоді під поняттям «енергетичний продукт» ми розуміємо результат діяльності людини щодо трансформації властивостей первинних і вторинних енергоресурсів в

електричну енергію, набуття нею самостійної споживної вартості та задоволення реальної поточної потреби в енергії.

5. На сьогодні в науковій літературі найменш дослідженими є сутність поняття «життєвий цикл енергетичного продукту» та його структурна композиція. Уточнені нами сутності понять в енергетиці дозволяють дати визначення поняттям життєвого циклу енергетичного ресурсу, енергетичного товару та енергетичного продукту. Таким чином, під життєвим циклом енергетичного товару ми розуміємо період часу, впродовж якого електроенергія перебуває в процесі транспортування від електростанції через розподільні мережі до кінцевого споживача; під життєвим циклом енергоресурсу – період часу між видобутком джерел енергії та їх надходженням на електростанцію; під життєвим циклом енергетичного продукту розуміємо період часу, за який відбувається видобування енергоресурсів, необхідних для отримання електроенергії, їх переробка, транспортування на електростанцію, перетворення на електроенергію на електростанціях, транспортування через розподільчі мережі до кінцевого споживача, споживання електроенергії, а також утилізація утворених на кожній стадії відходів.

6. На відміну від існуючих підходів щодо структуризації життєвого циклу енергетичного продукту ми запропонували виділити стадію ресурсного забезпечення, а також виокремити на всіх стадіях життєвого циклу енергетичного продукту етапів утворення та утилізації екологічно-шкідливих відходів.

7. В існуючих системах управління видобуванням енергетичних ресурсів, виробництва електричної енергії та її кінцевого споживання недостатньо інтегрованими є процеси, пов'язані із забезпеченням екологічної безпеки на кожній стадії та етапі життєвого циклу енергетичного продукту. Тому виникає необхідність дослідження та розроблення методичних підходів до формування еколого-орієнтованої системи управління життєвим циклом енергетичного продукту, під якою ми запропонували розуміти систему



управління, що забезпечує екологічну безпеку на кожній із стадій та етапі життєвого циклу енергетичного продукту шляхом координації виробничих і природоохоронних функцій та процесів енергетичних суб'єктів господарювання.

8. Дослідження системи еколого-орієнтованого управління життєвим циклом енергетичного продукту пропонується здійснювати на засадах функціонально-процесної декомпозиції, що базується на поєднанні функціональної декомпозиції, орієнтованої на комплексне врахування еколого-економічних зв'язків і завдань за стадіями життєвого циклу енергетичного продукту, та процесної декомпозиції, спрямованої на встановлення чіткої черговості ухвалення рішень. Це дозволяє інтегрувати природоохоронні функції з процесами ресурсного забезпечення, виробництва та споживання енергетичного продукту.

Результати дослідження розділу 1 відображені у працях [117, 132, 74, 124, 126, 127, 130, 134, 135, 172].

## РОЗДІЛ 2

### НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ З ФОРМУВАННЯ ЕКОЛОГО-ОРІЄНТОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ЖИТТЄВИМ ЦИКЛОМ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПРОДУКТУ НА СТАДІЇ РЕСУРСНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

#### 2.1 Проблеми та перспективи розвитку паливно-енергетичного комплексу України в контексті забезпечення екологічної та природно- техногенної безпеки

Останніми роками населення України не відчуває позитивних змін щодо якості життя та стану довкілля [147]. Одним із важливих завдань впровадження концепції екологічно чистої енергетики в Україні є досягнення економічного процвітання, створення системи раціонального ресурсоспоживання та відтворення природно-ресурсного потенціалу середовища.

В контексті впровадження концепції екологічно чистої енергетики в паливно-енергетичний комплекс України констатується, що основними проблемами галузі є: висока залежність від країн-постачальників енергетичних ресурсів; низький рівень розвитку альтернативної енергетики; високий рівень зносу електростанцій; швидкі темпи зростання обсягів споживання електроенергії населенням тощо.

Нормативно-правове забезпечення сталого розвитку енергетики України здійснюється такими документами: 1) Законом України «Про енергозбереження» (1994 р., остання редакція 2011 р., певні положення набрали чинності 01.01.2013 р.); 2) Законом України «Про електроенергетику» (1998 р.); 3) Законом України «Про тепlopостачання» (2005, певні положення набрали чинності з 20.06.2012 р.); 4) Законом України «Про альтернативні джерела енергії» (2003 р.); 5. Закон України

«Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу» (2005 р.); б) Енергетичною стратегією України на період до 2030 року (2006 р., Проект оновленої «Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» затверджено Указом Президента України від 12 березня 2012 року № 187/2012); 7) Державною цільовою економічною програмою енергоефективності й розвитку сфери виробництва енергоносіїв із відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива на 2010-2015 роки (2010 р.).

Аналіз джерел за проблематикою роботи доводить, що найбільш вагомою проблемою електроенергетики України сьогодні є енергетична залежність від поставок окремих видів енергоресурсів, яка визначає рівень національної безпеки держави в цілому. Якщо в кінці минулого століття базовим енергоресурсом, що формує засади стратегії розвитку енергетики, була сира нафта, то сьогодні національні та глобальні концепції енергетичної безпеки орієнтовані на безпечне добування та транспортування всіх видів енергетичних ресурсів. Це, у свою чергу, призводить до конфліктів інтересів між суб'єктами енергетичного ринку та зменшення загального рівня ефективності функціонування енергетичного ринку, появи загроз виникнення перебоїв у постачанні енергетичних ресурсів. У кінцевому підсумку це негативно позначається на загальному рівні енергетичної, економічної та екологічної безпеки держави.

Основними суб'єктами енергетичного ринку та їх еколого-економічними інтересами є:

1. Енергетичні компанії – забезпечення екологічних вимог як фактора прибутковості від економічної діяльності.
2. Споживачі електричної енергії – врахування екологічної складової в тарифах, мінімізація тарифів на електроенергію.
3. Державні й регіональні органи управління – виконання зобов'язань за міжнародними угодами, максимізація надходжень до бюджету відповідних

рівнів, мінімізація антропогенного впливу на реципієнтів від об'єктів енергетики, забезпечення енергетичної безпеки країни та її регіонів.

4. Інвестори (банки, юридичні та фізичні особи) – мінімізація ризиків інвестування, максимізація прибутків, мінімізація термінів повернення вкладених дивідендів.

5. Громадські організації – мінімізація екодеструктивного завантаження на довкілля від об'єктів енергетичної галузі, підвищення екологічної свідомості населення [142, с. 5].

Сьогодні рівень енергетичної безпеки України дуже низький, що обумовлено орієнтацією вітчизняного паливно-енергетичного комплексу на використання природного газу на теплових електричних станціях, причому 78 % його загального обсягу імпортується з території однієї держави – Російської Федерації. Це призводить до монополізму у визначенні ціни на необхідний для України енергоресурс. Фахівцями Міжнародного енергетичного агентства були висунуті припущення, що Україна може зменшити залежність від імпорту природного газу за рахунок диференціації постачальників, збільшення обсягів власного видобутку, підвищення рівня енергозбереження в країні вцілому та створення розгалуженої інфраструктури [205]. Так, наприклад, за період січень–травень 2015 р. до України було імпортовано 6 млрд м<sup>3</sup> природного газу з Європи, що на 42 % більше, ніж обсяг імпортованого газу з Російської Федерації [159]. Ситуацію щодо монополізму в імпорті природного газу певною мірою врівноважує те, що Україна є транзитером у постачанні природного газу, сирої нафти та нафтопродуктів з Російської Федерації до країн Європи. Так, через газопроводи України з Росії до країн Європи надійшло 78,9 млрд м<sup>3</sup> газу в 2012 р. та 82,3 млрд м<sup>3</sup> – у 2013 р. Через українські порти в 2013 р. відправлено 30 барелів (БТ) російської нафти (в 2009–2012 рр. по 190 барелів), 60 барелів рафінованих продуктів [193].

У 2014 році в Україні було вироблено електричної енергії на 5,3 % менше, ніж у 2013 р. При цьому частка виробництва електроенергії на ТЕС та

ТЕЦ зменшилася на 3,2 %, на АЕС збільшилася на 5,4 %, водночас виробництво на альтернативних джерелах збільшилося лише на 0,3 %. У 2013 р. зменшилася частка природного газу до 34,1 % порівняно з 2012 р., але однак спостерігалось зростання частки основного за обсягом джерела енергії – вугілля – до 35,8 %. Частка виробництва на відновлюваних джерелах енергії (гідроенергія, геотермальна, сонячна, вітрова та біопаливо) підвищилася на 0,7 %.

За 12 місяців 2014 р. обсяг виробництва електричної енергії електростанціями, що входять до Об'єднаної енергетичної системи України, становив 194,37 млрд кВт·год, що на 10 % менше, ніж за відповідний період попереднього року. За 12 місяців 2014 р. на оптовий ринок електричної енергії України надійшло 156,6 млрд. кВт·год електроенергії, а обсяг її купівлі з оптового ринку електроенергії становить 148 млрд кВт·год. Також Україна є експортером електричної енергії до країн Центральної Європи. Через складні взаємовідносини з Російською Федерацією Україна зменшила експорт електричної енергії у січні 2015 р. на 55,9 % порівняно з тим самим періодом у 2014 р.

Структура експорту електричної енергії України до країн Центральної Європи у січні 2014 р. та січні 2015 р. подана в табл. 2.1.

Найбільш нестабільною в Україні є цінова політика електроенергетичної галузі, що є наслідком енергетичної залежності від країн-імпортерів енергоресурсів. Так, станом на 20 липня 2014 р. середня ціна продажу електричної енергії на оптовий ринок електричної енергії виробниками зросла порівняно з 2007 р. на 60 %. Якщо в 2007 р. вона становила 16,5 коп. за 1 кВт·год, то в 2008, 2009, 2010 та 2014 рр. – 24,40; 25,50; 32,10 та 41,94 коп. за 1 кВт·год відповідно.

Таблиця 2.1 – Обсяги експорту електричної енергії з України до країн Центральної Європи у січні 2014 р. та січні 2015 р. [175]

Країна	Січень 2014 р., млн кВт·год	Січень 2015 р., млн кВт·год	Зміна експорту в 2015 р. порівняно з 2014 р., млн кВт·год	Зміна експорту в 2015 р. порівняно з 2014 р., %
Угорщина	393,0	270,5	-122,5	-31,2
Словаччина	4,0	2,1	-1,9	-47,5
Румунія	0,0	0,0	–	–
Польща	91,1	0,0	-91,0	-100,0
Республіка Білорусь	69,5	0,0	-69,5	-100,0
Молдова	62,3	0,8	-61,5	-98,7
Російська Федерація	0,0	0,0	–	–
Усього	620,0	273,5	-346,5	-55,9

Зі зростанням середньої ціни на електроенергію, продану до Оптового ринку електричної енергії України, зросла й середня ціна її купівлі з Оптового ринку електричної енергії постачальниками. Якщо у вересні 2007 р. середня ціна купівлі електроенергії з Оптового ринку електричної енергії постачальниками становила 20,2 коп. за 1 кВт·год, то в 2008, 2009, 2010, 2014 рр. – 28,10; 30,00; 37,60 та 46,20 коп. відповідно [22].

Закон України «Про ціни і ціноутворення» був прийнятий у 1990 р. і встановлював ринкові принципи формування цін, що відповідали специфіці розвитку економіки країни того часу. Сьогодні тарифи на електроенергію для кінцевих споживачів у середньому межують із собівартістю її генерації та розподілу, що не дає можливості енергокомпаніям проводити модернізацію технологій виробництва електричної енергії за власний рахунок. Нераціональне споживання енергоносіїв, неефективне використання фінансових ресурсів, перевищення лімітів обсягу викидів шкідливих речовин у довкілля є наслідками фізичної зношеності основних фондів електроенергетичної галузі України [110].

Енергоефективність країни сьогодні оцінюється показником енергоемності валового внутрішнього продукту, що показує, скільки виробляється електричної енергії в країні на одиницю її валового внутрішнього продукту. Залежність енергоемності України від валового внутрішнього продукту, обсягів виробленої електричної енергії та інтенсивності викидів CO<sub>2</sub> показана в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Залежність енергоемності України від валового внутрішнього продукту, обсягів виробленої електричної енергії та інтенсивності викидів CO<sub>2</sub> [14, 19, 178]

Рік	ВВП, млрд грн	Обсяг виробництва електроенергії, млн кВт·год	Енергоемність, кВт·год на 1 грн	Викиди CO <sub>2</sub> , млн тонн
2010	1079,35	188841,70	0,18	165,00
2011	1299,99	194946,80	0,15	202,20
2012	1404,67	198877,70	0,14	198,20
2013	1465,20	194377,30	0,13	197,60
2014	1566,73	199539,50	0,13	204,2

На початку 1990-х рр. Україна займала друге місце в Європі після Німеччини за викидами CO<sub>2</sub> в атмосферу (250 тис. тонн на рік), у 2009 р. – сьоме, у 2013 р. – шосте місце після Німеччини, Великобританії, Італії, Франції та Польщі. Обсяги викидів забруднювальних речовин від підприємств енергетики на різних стадіях життєвого циклу енергетичного продукту подані в табл. 2.3.

До складу забруднювальних речовин, що викидаються в атмосферне повітря зі стаціонарних джерел, зокрема й під час роботи підприємств енергетичної галузі, належать: діоксид вуглецю, діоксид сірки, діоксид азоту, метан, оксид вуглецю, оксид азоту, сажа, діоксид азоту. Викиди забруднювальних речовин зі стаціонарних джерел забруднення в атмосферне повітря по регіонах України в 2012 р. подані в табл. 2.4.

Таблиця 2.3 – Обсяги викидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря від підприємств енергетичної галузі України за 2013 р. [19]

Стадії життєвого циклу енергетичного продукту	Обсяги викидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря, тис. тонн	
	Забруднювальні речовини	Діоксид вуглецю
Добування кам'яного та бурого вугілля	760,1	1057,6
Добування інших корисних копалин і розроблення кар'єрів	12,4	113,8
Виробництво коксу та продуктів нафтопереробки	66,4	4823,8
Постачання електроенергії, газу, пари, кондиційованого повітря	1838,9	104413,6

Таблиця 2.4 – Викиди забруднювальних речовин від стаціонарних джерел забруднення в атмосферне повітря по регіонах України в 2012 р.

	Обсяги викидів, тис. тонн							
	діоксиду сірки	діоксиду азоту	метану	оксиду вуглецю	оксиду азоту	сажі	неметанових летких органічних сполук	діоксиду вуглецю
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Автономна Республіка Крим	5,3	2,5	3,8	7,5	1,0	0,1	1,8	1,5
Вінницька	99,8	11,7	18,6	5,2	0,1	0,2	1,2	7,0
Волинська	0,4	0,5	3,1	1,1	0,2	0,0	0,4	0,6
Дніпропетровська	230,2	54,5	154,9	359,8	7,1	0,2	2,1	32,6
Донецька	423,2	78,6	383,4	367,6	1,6	0,7	3,4	60,0
Житомирська	0,9	1,8	8,4	1,7	0,1	0,1	0,7	0,7
Закарпатська	0,0	1,0	5,0	1,2	0,0	0,1	0,2	0,2
Запорізька	112,3	40,3	2,7	71,5	0,1	0,1	1,9	13,3
Івано-Франківська	147,3	15,8	9,2	3,6	0,5	0,0	2,4	11,0
Київська	56,4	17,9	10,0	3,6	0,2	0,1	1,2	6,6



Продовження табл. 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кіровоградська	1,4	1,5	1,9	4,6	0,1	0,1	0,9	0,9
Луганська	91,5	30,4	139,5	128,2	0,1	0,4	7,3	21,4
Львівська	34,8	6,8	63,2	5,7	0,2	0,1	1,7	3,9
Миколаївська	0,6	3,0	9,3	1,6	0,1	0,2	0,7	2,1
Одеська	1,4	3,1	11,6	5,2	0,0	0,1	1,4	3,5
Полтавська	4,1	10,2	18,2	10,9	0,1	0,2	12,8	3,0
Рівненська	0,9	3,0	0,5	2,0	1,4	0,1	0,5	1,2
Сумська	3,9	3,2	11,5	4,6	0,0	0,2	2,3	1,6
Тернопільська	0,2	1,1	9,9	1,9	0,1	0,1	0,5	0,6
Харківська	117,4	18,8	13,4	6,0	0,1	0,2	2,6	11,9
Херсонська	0,1	0,3	2,9	0,5	0,1	0,0	1,0	0,4
Хмельницька	1,0	4,7	3,6	4,8	0,1	0,3	0,8	2,1
Черкаська	23,9	8,9	20,7	2,5	0,1	0,1	0,9	2,7
Чернівецька	0,3	0,2	0,4	0,5	0,0	0,1	0,5	0,2
Чернігівська	12,8	4,1	14,3	2,6	0,0	0,0	1,7	1,8
м. Київ	11,3	9,1	0,6	2,5	0,0	0,0	3,4	6,5
м. Севастополь	0,4	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,2	0,3
Разом	1381,8	333,3	920,9	1007,2	13,4	3,8	54,5	197,6

З усього обсягу виробленої електричної енергії в Україні найбільша частка припадає на генеруючі потужності теплових електричних станцій, основні з яких розташовані на Донбасі, у Придніпров'ї, західних областях та поблизу м. Харкова, м. Києва, м. Вінниці [108]. Теплові електричні станції виробляють електричну енергію шляхом перетворення потенціальної енергії енергоресурсу (мазуту, природного газу, вугілля) в електричну енергію, що супроводжується значними викидами CO<sub>2</sub> та створенням техногенного тиску на біосферу. Внаслідок такого перетворення всі матеріальні енергоресурси

переходять у відходи, що потрапляють у навколишнє природне середовище у вигляді твердих та газоподібних продуктів згоряння, що в 4–5 разів перевищують масу використаного енергоресурсу. Серед джерел викидів вуглекислого газу перше місце посідає спалювання кам'яного вугілля на електричних станціях. Через високий відсоток зношеності технологічного обладнання для одержання електричної енергії з вугілля в Україні майже дві третини енергії втрачається в електромережах [19].

Ефективність функціонування будь-яких основних фондів вимірюється коефіцієнтом корисної дії, значення якого з роками їх роботи зменшується. На сьогодні коефіцієнт корисної дії теплових електростанцій, що працюють на газу, становить близько 60 %, а тих, що працюють на вугіллі, варіюється в діапазоні 46–49 %. Такі цифри говорять про те, що майже 40–60 % спалюваних енергетичних ресурсів є непереробленими, що пояснює високі обсяги викидів вуглекислого газу в атмосферу [49].

Узагалі добування вугілля може здійснюватися двома способами: відкритим (за такого способу добування порушується ландшафт, піднімається пил в атмосферу) і підземним (такий спосіб характеризується підвищеним рівнем небезпеки). Для України характерний підземний видобуток вугілля, за якого дуже часто трапляються аварії на шахтах, що є досить небезпечним для життя гірників [168].

За роки незалежності в Україні сталося 38 аварій на шахтах, які забрали 839 життів. Найбільші аварії на шахтах України подані в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Найбільші аварії на шахтах України [1]

Назва шахти, її місце розташування	Дата аварії	Кількість загиблих та постраждалих, осіб	Причина аварії
1	2	3	4
Шахта «Північна» м. Макіївка,	17.02.2014 р.	7 загиблих, 11 постраждалих	Вибух метану ініціювало іскріння на контактах магнітного пускача ПВІ-63 під час його вмикання

Продовження табл. 2.5

1	2	3	4
Шахта «Суходольська –Східна», м. Суходольськ	29.07.2011 р.	28 загиблих	Загоряння метано-повітряної суміші внаслідок електричного іскріння на контактах контактора магнітного пускача
Шахта ім. Засядька, Донецька обл.	18.11.2007 р., 01.12.2007 р., 02.12.2007 р.	106 загиблих	Вибух метану
Шахта «Краснолиманська», м. Родинське	20.07.2004 р.	37 загиблих	Пожежа на шахті, – внаслідок вибухнув рудниковий газ
Шахта «Україна», м. Українськ, Донецька обл.	7.07.2002 р.	35 загиблих, 49 постраждалих	Загоряння вугільного штибу та конвеєрної стрічки
Шахта ім. Баракова, м. Суходольськ, Луганська обл.	11.03.2000 р.	80 загиблих, 7 постраждалих	Вибух пилоповітряної суміші внаслідок порушення правил техніки безпеки

Коефіцієнт частоти смертельного виробничого травматизму на вугільних шахтах України у 2008 р. показаний на рис. 2.1.

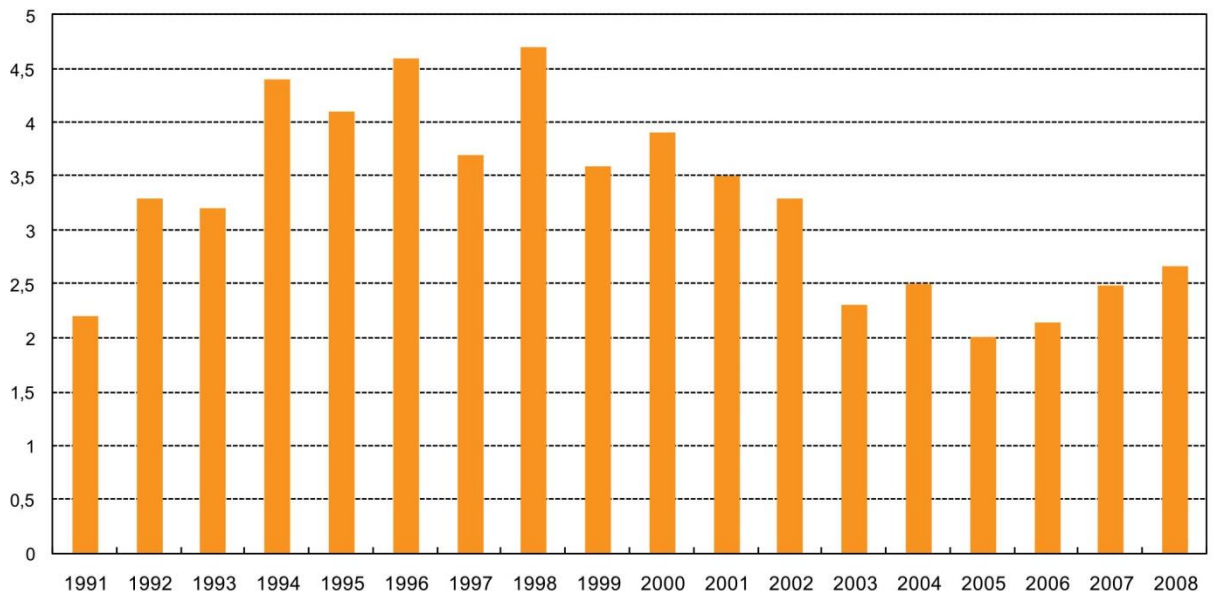


Рисунок 2.1 – Коефіцієнт частоти смертельного виробничого травматизму на вугільних шахтах України (кількість випадків смертельного травматизму на 1 млн тонн видобутого вугілля) [100]

Серед основних причин високого рівня травматизму на вугільних шахтах України виділяють такі: низький рівень дисципліни працівників; недостатній контроль з боку інженерно-технічних працівників; невчасне проведення медичних оглядів працівників; низький рівень професійної підготовки спеціалістів та керівників шахт і дільниць; низький рівень механізації допоміжних робіт та ін. [100, с. 15].

Для зменшення негативних наслідків від забруднення довкілля необхідно законодавчо посилити вимоги санітарних норм щодо обмеження шкідливих викидів забруднювальних речовин в атмосферу. На жаль, в Україні сьогодні штрафи за надмірні викиди забруднювальних речовин у навколишнє середовище є незначними, тому власникам підприємств дешевше заплатити екологічні податки за перевищення лімітів за викиди, ніж реалізувати дорогі захисні та попереджувальні природоохоронні заходи. Саме тому першими кроками на шляху запровадження в Україні концепції екологічно чистої енергетики мають стати перегляд законодавства щодо екологічних платежів та штрафів, введення еколого-економічних складових у розрахунки економічної ефективності діяльності енергетичних підприємств, зміна еколого-економічних інструментів та ліквідації корупції з метою виконання встановлених норм.

Кошти, що надійшли до бюджету України як екологічні платежі у 2011–2013 рр., подані у таблиці 2.6.

Ще однією з важливих екологічних проблем України є нестача чистої питної води. Саме теплові електричні станції та теплові електроцентралі у своєму виробничому циклі використовують велику кількість води для охолодження турбін. Після використання вода утворює забруднювальні стоки, що містять хімічні, нафтові залишки й велику кількість потенційного тепла [25].

Для роботи будь-якої теплової електричної станції потужністю 1 млн кВт у середньому щорічно необхідно  $0,9 \text{ м}^3$  води. Для зменшення обсягів забрудненої води потрібно ввести систему оборотного водопостачання, за

Таблиця 2.6 – Динаміка екологічних платежів в Україні у 2011–2013 рр. [123]

Види екологічних надходжень	Рік		
	2011	2012	2013
Обсяг екологічного податку за викиди в атмосферне повітря забруднювальних речовин, млн грн	1438,1	1386,8	2159,7
Обсяг екологічного податку за скиди забруднювальних речовин безпосередньо у водні об'єкти, млн грн	60,3	74,3	117,1
Обсяг екологічного податку за розміщення відходів у спеціально відведених місцях чи на об'єктах, крім розміщення окремих видів відходів як вторинної сировини, млн грн	491,6	567,5	773,8
Обсяг перелічених штрафних санкцій за правопорушення законодавства про охорону навколишнього природного середовища, млн грн	132,8	19,3	44,4
Частка фактично сплаченого екологічного податку до загальної суми переліченого, %	91,7	95,2	88,8

якої 95 % використаної води може становити оборотна вода, і лише 5 % – свіжа вода, вилучена з річок або водосховищ комплексного призначення. Свіжа вода необхідна в цьому процесі для компенсації безповоротних втрат води та продування системи охолодження для збереження необхідного сольового режиму, після чого забруднені сульфатами й хлоридами стічні води потрапляють у водні об'єкти [153]. Обсяги використання водних ресурсів у 2013 р. України по регіонах подані в табл. 2.7.

Ще однією екологічною проблемою теплоенергетики є скиди у довкілля значної кількості шкідливих речовин, унаслідок чого відбувається забруднення атмосфери, ґрунтів, рослинності, водних ресурсів, що в кінцевому підсумку негативно впливає на умови життя та життєдіяльності людини. Як свідчать дослідження Л. Малі [153, с. 85], у густозаселених районах Західної Європи наслідком негативного впливу вугільних електричних станцій є підвищений рівень смертності (226 осіб на 1 млрд. кВт·год виробленої електричної енергії), від радіаційного забруднення – 73 особи. За оцінкою професора Каліфорнійського університету Р. Гейла, смертність від негативного впливу

Таблиця 2.7 – Обсяги використання водних ресурсів України по регіонах в 2013 р.

Області та міста України	Обсяги використання свіжої води, млн м <sup>3</sup>	Скинуто забруднених (без очищення) вод у природні поверхневі об'єкти, млн м <sup>3</sup>	Скинуто недостатньо очищених вод у природні поверхневі об'єкти, млн м <sup>3</sup>	Обсяг оборотної та послідовно (повторно) використаної води, млн м <sup>3</sup>
Автономна Республіка Крим	769	56	37	251
Вінницька	115	0	1	1175
Волинська	64	1	–	20
Дніпропетровська	1349	126	199	5873
Донецька	1354	11	496	7493
Житомирська	158	0	3	220
Закарпатська	30	0	2	11
Запорізька	1237	1	76	9893
Івано-Франківська	93	0	1	1821
Київська	866	0	3	277
Кіровоградська	79	–	5	142
Луганська	179	10	132	2017
Львівська	157	2	44	388
Миколаївська	214	–	25	2842
Одеська	299	40	41	130
Полтавська	220	–	5	1032
Рівненська	164	0	7	4213
Сумська	104	0	27	179
Тернопільська	73	1	2	32
Харківська	341	6	6	1722
Херсонська	1074	1	1	45
Хмельницька	81	0	1	3093
Черкаська	213	2	6	599
Чернівецька	73	1	1	1212
Чернігівська	156	–	17	146
м. Київ	581	–	297	3254
м. Севастополь	49	7	17	0
Разом по Україні	10092	256	1452	45150

теплоелектростанцій на території колишнього СРСР становила 100 осіб на 1 млрд кВт·год виробленої енергії.

У цілому ряді штатів США вчені опитали 3,6 млн осіб щодо граничної вартості запобігання будівництву атомної електричної станції поряд з їхнім місцем проживання. Результати дослідження показали, що кожен з опитуваних готовий в середньому платити 13,3 долара на рік, щоб попередити будівництво атомних електричних станцій поряд з їх місцем проживання. Мешканці прилеглих районів також готові заплатити у сукупності 46 млн дол. за відмову від будівництва теплоелектростанцій та 20 млн дол. – від гідроелектростанцій.

Аналогічні опитування, проведені серед населення України, показали, що можлива грошова компенсація за відмову від будівництва різних видів електростанцій є на 1–2 порядки нижчою, ніж у США. Це не є свідченням про менший рівень екологічного збитку від діяльності енергетичної галузі України порівняно з енергетичною галуззю США, а лише підкреслює низький рівень соціально-економічного розвитку громадян України.

Через відсутність прямих викидів забруднювальних речовин у довкілля атомна енергетика сьогодні вважається екологічно чистою. Головною небезпекою під час використання атомної енергії залишається надходження радіонуклідів у довкілля, серед яких газоподібні криптон, ксенон, радон, що розпиляються в атмосфері, та сполуки йоду, цезію, стронцію, рутенію, які є небезпечними для здоров'я людини продуктами поділу урану. Загальний обсяг захоронених відходів атомної енергетики становить приблизно стотисячну частку від усієї кількості промислових відходів планети [168, с. 352]. Проте головною небезпекою сучасної атомної енергетики є аварії на атомних електричних станціях: «Каштимська» аварія (Російська Федерація, 29 вересня 1957 р.); аварія у Віндскейлі (Велика Британія, 10 жовтня 1957 р.); аварія на атомній електростанції Тримал-Айленд (США, 28 березня 19790 р.); аварія на Чорнобильській АЕС (Україна, 26 квітня 1986 р.). Під час аварії на Чорнобильській АЕС 190 тонн радіоактивних речовин потрапили в

атмосферу. Сьогодні Чорнобильська зона відчуження разом із зоною обов'язкового відселення займає територію площею понад 4000 км<sup>2</sup>, майже чверть якої назавжди залишиться забрудненою і не придатною для життя та життєдіяльності [168]. Із появою нових продуктів споживання зростає й потреба в додатковій потужності електричних станцій, що спричинює до збільшення кількості забруднювальних речовин у довкіллі. За останні двадцять років показник смертності серед населення зріс у 2,5 раза.

У процесі функціонування атомних електричних станцій найбільш небезпечними речовинами для життя є довгоживучі продукти – стронцій-90 та цезій-137. Густина такого радіоактивного забруднення носить плямистий характер. Так, основна частина викидів під час аварії на Чорнобильській атомній електричній станції осіла на територіях водозборів річок. Для того щоб оцінити рівень радіоактивного забруднення водних ресурсів, необхідно проводити оцінювання за показниками радіаційної дії, що поданими в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Категорії якості води за радіоактивним забрудненням, Бк/дм<sup>3</sup>

Хімічний елемент	Категорії якості води за радіоактивним забрудненням						
	I–II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Сумарна бета-активність	0,16	0,28	0,37	5,92	9,99	22,2	>22,2
Вміст стронцію-90	0,023	0,0366	0,111	1,48	3,29	14,8	>14,8
Вміст цезію-137	0,0044	0,022	0,222	5,92	59,2	592	>592
I – дуже чиста; II – чиста; III – достатньо чиста; IV – слабо забруднена; V – досить забруднена; VI – сильно забруднена; VII – забруднена; VIII – дуже забруднена							

До аварії на Чорнобильській атомній електричній станції концентрація стронцію-90 та цезію-137 у річці Прип'ять становила 0,0033–0,0185 та 0,0066 Бк/дм<sup>3</sup>. Сьогодні найбільший вміст стронцію-90 в поверхневих водах знаходиться в межах від 1,59–2,7 Бк/дм<sup>3</sup>.

Узагалі будь-який спосіб виробництва електричної енергії більшою або меншою мірою пов'язаний із певним негативним впливом на навколишнє



середовище [87]. Так, до основних еколого-економічних проблем функціонування гідроелектростанцій належать: підтоплення значних площ земель під час набирання води у верхні б'єфи; переформування берегів водосховищ та джерел у нижньому б'єфі; переселення людей з метою створення водосховища; зміна гідрологічного та гідравлічного режимів у зоні водосховищ, що призводить до погіршення умов здійснення процесів природного самоочищення та природного формування якості водних ресурсів; перекриття шляхів міграції риб; погіршення санітарно-гігієнічних умов під час інтенсивного розвитку водоростей («цвітіння води»); зміна мікроклімату, інфраструктури, умов життя населення тощо [225].

Значні диспропорції розміщення потужностей електричних станцій в Україні, незначна частка територій природоохоронного, рекреаційного, оздоровчого, історико-культурного призначення є наслідком надмірного техногенного навантаження на природне середовище та високого ступеня його забрудненості.

Першими кроками на шляху до реалізації в Україні концепції екологічно чистої енергетики потрібно вважати усунення існуючих диспропорцій у рівнях соціально-економічного розвитку території країни. Так, до областей України з нижчим від середнього рівнем збалансованості розвитку відносять Українське Полісся, Вінницьку, Кіровоградську, Полтавську, Сумську, Харківську, Черкаську області, а з низьким рівнем – Донецьку, окремі райони Дніпропетровської та Запорізької, південні райони Луганської областей. До областей України з вищим за середній рівень розвитку відносять Закарпатську, Івано-Франківську, Львівську, Одеську області та південну частину Автономної Республіки Крим.

Перехід до концепції екологічно чистої енергетики в Україні неможливий без реалізації структурних реформ, зокрема:

- 1) в економічній політиці: необхідно утвердити механізми стабілізації економіки; використовувати новітні методи управління економічним розвитком (зміна моделі виробництва), спрямовану на зменшення екодеструктивного навантаження; вести активну аграрну політику; підвищувати стабільність соціальної сфери; забезпечувати практичну

діяльність концепції екологічно чистої енергетики; створити конкурентоспроможну ринкову економіку країни;

2) в екологічній політиці: необхідно гарантувати екологічну безпеку ядерних об'єктів; зводити до мінімуму негативні наслідки катастрофи на Чорнобильській атомній електричній станції; розвивати альтернативну енергетику [24], відновлювати екологічний стан річок України (зокрема басейну р. Дніпра) та якість питної води; будувати нові та реконструювати діючі потужності комунальних очисних каналізаційних споруд; зменшити навантаження на Чорне та Азовське моря; проводити різноманітні заходи зі збереження та покращання екологічного стану ландшафтів;

3) у соціальній політиці: дотримуватися принципів соціальної справедливості, підвищувати рівень освіти та інтелектуальний потенціал нації; запобігати збіднінню населення шляхом перебудови соціальної сфери, реформувати систему оплати праці, скорочувати безробіття, вдосконалювати механізми надання державної допомоги, запроваджувати системи загальнообов'язкового соціального страхування; поліпшувати становище дітей, молоді, жінок, сім'ї; покращувати стан охорони здоров'я населення в напрямку продовження тривалості життя та зниження смертності; долати бідність та підвищувати рівень життя громадян України.

## **2.2. Науково-методичні засади оцінювання ризику енергетичної небезпеки України від можливих перебоїв у постачанні базового енергоресурсу для відповідної технології виробництва енергетичного продукту**

Головною метою Міжнародного енергетичного агентства є забезпечення енергетичної безпеки 28 країн-учасниць, доступної, безпечної та екологічно чистої енергії. Відповідно до його нормативної бази розрізняють довгострокову безпеку, що забезпечується своєчасним інвестуванням в електроенергетику для забезпечення відповідності галузі вимогам сталого розвитку, а також короткострокову – як здатність

енергосистеми країни реагувати на раптові зміни в постачанні енергоресурсів.

Фахівцями Міжнародного енергетичного агентства, зокрема Д. Джевел, розроблено модель короткострокової енергетичної безпеки, що дозволяє оцінити вразливість енергетичних систем різних країн світу до виникнення перебоїв у постачанні окремих видів енергоресурсів [71]. Метою цієї моделі є оцінення безпеки постачання окремих джерел та видів палива, а не порівняння безпеки постачання електричної енергії різними постачальниками. За допомогою цієї моделі не може оцінюватися безпека виробництва сонячної, вітрової енергії та енергії океану внаслідок того, що вона орієнтована на оцінення безпеки постачання енергетичних ресурсів.

Аналіз літератури з досліджуваної проблематики показав, що найбільш актуальною проблемою науковців сьогодні є пошук методів кількісної оцінки рівня енергетичної безпеки. Дослідники ризиків виникнення енергетичної небезпеки частіше за все розглядають такі їх типи:

- ризики наявності недостатнього обсягу енергоресурсів у досліджуваній країні (геологічні ризики);
- ризики недоступності енергоресурсів (геополітичні та економічні ризики),
- ризики негативного впливу на реципієнтів (екологічні та соціальні ризики).

За методикою короткострокової енергетичної безпеки енергосистема країни оцінюється за трьома критеріями:

- надійністю енергосистеми (достатність і надійність ресурсів й інфраструктури);
- суверенністю енергосистеми (загрози виникнення перебоїв із постачанням енергоресурсів з боку іноземних суб'єктів);
- стійкістю енергосистеми (можливість енергосистеми реагувати на деструктивні впливи впродовж тривалого періоду).

Упродовж доволі тривалого періоду загальноприйнятним вважалося розуміння, що енергетична безпека будь-якої країни прямо пропорційно залежить від імпорту (експорту) нафти. Однак сьогодні доведено, що існує низка інших факторів, які також істотно впливають на стан енергетичної безпеки держави. Так, наприклад, погодні засушливі умови негативно впливають на роботу гідроелектростанцій, екстремальні природні явища призводять до зростання обсягів використання електричної чи теплової енергії. Виходячи з цього, Міжнародне енергетичне агентство рекомендує під час оцінювання рівня енергетичної безпеки країни орієнтуватися не лише на обсяги постачання нафти, а й на інші критерії.

За моделлю короткострокової енергетичної безпеки розрізняють: зовнішні ризики, пов'язані з імпортом енергії, а також внутрішні ризики, пов'язані з виробництвом, перетворенням і розподілом енергії (табл. 2.9).

Таблиця 2.9 – Типи ризиків та характеристики економіки, що дозволяють їх компенсувати відповідно до моделі короткострокової енергетичної безпеки [71]

Ризики	Сутність ризиків	Характеристика реакції енергосистеми країни на виникнення ризику
Зовнішні	Ризики, пов'язані з перебоями в процесі імпорту енергоносіїв	Здатність енергосистеми країни реагувати на перебої в імпорті енергоносіїв, замінити постачальників та маршрути поставок
Внутрішні	Ризики, пов'язані зі застарілим обладнанням на електростанціях, тепломережах та недосконалістю механізмів перетворення енергоресурсів на енергетичний продукт	Здатність енергетичної системи країни реагувати на перебої в енергопостачанні

За моделлю Д. Джевела для оцінювання енергетичної безпеки країни визначають діапазони значень для кожного типу ризику відповідно до нормативної бази Міжнародного енергетичного агентства. Наприклад, виділяють три діапазони значень ризику залежності досліджуваної країни від імпорту енергоресурсів: із низьким рівнем залежності ( $\leq 15\%$ ), із помірним

рівнем залежності (40–65 %), із високим рівнем залежності від імпорту ( $\geq 80$  %).

Відповідно до моделі короткострокової енергетичної безпеки її потрібно оцінювати для кожної країни за кожним окремим видом енергоресурсу.

Розглянемо окремо специфіку оцінювання рівня ризику виникнення перебоїв у постачанні кожного виду енергетичного ресурсу згідно з моделлю короткострокової енергетичної безпеки.

Спочатку розглянемо ризики виникнення перебоїв у постачанні сирової нафти. Найбільш важливим показником з точки зору безпеки постачання сирової нафти є залежність досліджуваної країни від її імпорту, що значною мірою обумовлено рівнем політичних відносин з країнами-постачальниками. Рівень політичної стабільності оцінюється в балах від 0 до 7 (найбільш нестабільні країни одержують 7 балів, стабільні – 0 балів).

Також на рівень енергетичної безпеки впливає наявність у досліджуваній країні достатньої кількості портів, трубопроводів для імпорту енергоресурсів та можливість досліджуваної країни проводити диверсифікацію постачальників. Так, сира нафта імпортується на пороммах або трубопроводами. Чим більше точок входу має країна, тим її енергетична система є менш вразливою до перебоїв у поставках. У моделі короткострокової енергетичної безпеки виділяють такі діапазони ризику щодо джерел імпорту сирової нафти:

- 1) низький ризик – наявність 5–9 трубопроводів / більше п'яти портів;
- 2) середній ризик – наявність 2–4 портів або 3–4 трубопроводів;
- 3) високий ризик – наявність 1 порту або 1–2 трубопроводів.

Сьогодні в Україні налічуються три дочірні компанії, що займаються транспортуванням сирової нафти: ДК «Укртрансгаз», ВАТ «Укртранснафта», ВАТ «Укрспецтрансгаз», тобто Україна має три нафтопроводи. Також Україна має 18 морських торговельних портів: Белгород-Дністровський, Бердянський, Дніпр-Бузький, Євпаторійський, Ізмаїльський, Ільчевський,

Керченський, Маріупольський, Миколаївський, Одеський, Октябрський, Очаківський, Ренійський, Севастопольський, Скадовський, Усть-Дунайський, Феодосійський, Херсонський, Південний, Ялтинський. Через Ренійський, Ізмаїльський та Усть-Дунайський порти проходять вантажопотоки в напрямку придунайських країн.

Рівень диверсифікації постачальників сирової нафти можна оцінити за допомогою індексу Херфіндаля – Хіршмана, що використовується для оцінювання ступеня монополізації галузі. В даному випадку він обчислюється як сума квадратів часток кожного постачальника в загальному обсязі постачання сирової нафти в досліджувану країну. Цей показник коливається в рамках від 0,1 (високий рівень конкуренції) до 1,0 (монополія).

Сьогодні ризиком переробки нафти для одержання нафтопродукту є низький рівень нафтопереробних технологій. Якщо раніше для характеристики рівня технологічного виробництва використовувався показник глибини переробки (обсяг виробництва, коефіцієнт корисної дії тощо), то сьогодні використовують показник складності Нельсона. Він визначає потенціал вторинної переробки нафтопродуктів щодо первинної переробки сирової нафти, яку беруть за основу і приймають за 1 [211,206]. Цей показник, запроваджений у 1960 р. Уїлбером Нельсоном, – розраховується шляхом підсумовування коефіцієнтів складності технологічних процесів, перемножених на потужність нафтопереробного заводу. Для нафтопереробних заводів у США в 2010 р. показник складності Нельсона дорівнював 9,5, для країн Європи – 6,5 (ці значення є вищими за середньосвітове значення – 5,9) [168].

Наприклад, індекс Нельсона каталічного кренінгу дорівнює 4,0. Це означає, що зазначений процес у чотири рази складніший, ніж, наприклад, дистиляція сирової нафти, для якої індекс Нельсона становить 1,0, за рівних обсягів виробництва. В Україні найкращі значення індексу Нельсона має Лисичанський нафтопереробний завод – 8,5. Тобто чим вищий показник складності, тим дорожче оцінюється нафтопереробний завод і тим кращою

якості випускається продукція. Значення індексу Нельсона для різних країн Європи подані на рис. 2.2. На зазначеному рисунку для кожного нафтопереробного заводу наведено два числа, тобто це ті значення, в межах яких коливається індекс Нельсона.

Далі розглянемо ризики виникнення перебоїв у постачанні нафтопродуктів. В Україну нафтопродукти імпортуються через такі залізничні пункти переходу:

- пункти переходу білорусько-українського кордону через залізничні
- станції: с. Горинь – с. Удрицьк, с. Терюха – смт Горностаївка, смт Тереховка – с. Хоробичі, с. Словечно – с. Бережесть;
- пункт переходу польсько-українського кордону (із Польщі) через залізничну станцію: Мостиська 2 (с. Мостиська);
- пункт переходу польсько-українського кордону (з Угорщини) через залізничну станцію м. Батьєво;
- пункт переходу російсько-українського кордону через залізничну станцію м. Куп'янська [184].

В Україні сьогодні діють 6 нафтопереробні заводів: Надвірнянський (м. Надвірна, Івано-Франківська обл.), Дрогобицький (м. Дрогобич, Львівська обл.), Шебелинський (Харківська обл.), Кременчуцький (м. Кременчук, Полтавська обл.), Одеський (Одеська обл.), Лисичанський (Луганська обл.), Херсонський (Херсонська обл.).

Обсяг імпорту нафтопродуктів в Україні 2014 р. коливався в межах 45–65 % [95]. Сьогодні в Україні виробляється 558 тис. тонн гасу, 556 тис. тонн імпортується і 89 тис. тонн гасу експортується. Частки окремих країн у загальному обсязі імпорту нафтопродуктів в Україну показані на рис. 2.3.

Через те, що різні види нафтопродуктів у більшості випадків не є взаємозамінними, аналіз енергетичної безпеки проводиться за кожним видом окремо (бензин, дизельне паливо, мазут тощо).



Рисунок 2.2 – Діапазони коливань індексу складності Нельсона для нафтопереробних заводів у країнах Європи у 2012 [68]





Рисунок 2.3 – Частки окремих країн у загальному обсязі імпорту нафтопродуктів до України (станом на 2013 р.) [179]

Середні ціни на кінцеве споживання окремих видів нафтопродуктів у різних країнах світу (станом на січень 2015 р.) подані у табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Середні ціни на кінцеве споживання окремих видів нафтопродуктів у різних країнах світу (станом на січень 2015 р.) [200]

Країна	Бензин, доларів за 1 л	Дизельне паливо, доларів за 1 л	Мазут, доларів за 1000 л
Франція	1,50	1,10	809,07
Німеччина	1,52	1,13	691,31
Італія	1,72	1,33	1380,64
Іспанія	1,33	1,05	751,11
Велика Британія	1,64	1,46	692,33
Японія	1,26	1,08	780,00
Канада	0,78	0,94	987,87
США	0,56	0,79	742,60
Україна	1,07	1,05	342,09

Найбільш значущим показником під час оцінювання рівня енергетичної безпеки щодо постачання природного газу за моделлю

короткострокової енергетичної безпеки є залежність досліджуваної країни від країн-імпортерів. Чим більше у країни постачальників енергетичного ресурсу, тим більш конкурентні умови складаються між імпортерами та експортерами. В Україні більш ніж 70 % природного газу постачається з Російської Федерації, що становить істотну загрозу енергетичній безпеці України (у січні 2015 р. Україна купувала газ у Росії за ціною 365 доларів за м<sup>3</sup>) [188]. До кінця червня 2015 р. українська влада планує домовитися з Російською Федерацією про ціну 247 доларів за 1 м<sup>3</sup> природного газу [169]. Інформація щодо виробництва, споживання, імпорту та експорту природного газу в різних країнах світу подана в табл. 2.11.

Вугільна промисловість на відміну від газової є енергетично незалежною в Україні через профіцит вугілля (100 % забезпеченість) [140]. В Україні налічується 6 залізниць, через які транспортують вугілля до країн-сусідів: Львівська, Південно-Західна, Одеська, Придніпровська, Південна, Донецька залізниця.

Україна є однією із найбільших країн світу з виробництва вугілля. У 2013 р. тут було видобуто 61,8 Мт вугілля, тим самим Україна посіла 14-те місце у світі за кількістю видобутого вугілля (перше місце – Китай (3 471,1 Мт вугілля), друге – США (1 004,1 Мт вугілля), третє – Індія (585,9 Мт вугілля), п'яте – Російська Федерація (333,8 Мт вугілля)) [197].

За період січень-травень 2015 р. в Україні добуто на 53,7 % менше порівняно з аналогічним періодом 2014 р. [41]. Вугільні басейни України показані на рис. 2.4.

Україна має багато джерел для одержання енергії з біомаси. Паливо з біомаси – це відходи деревини (тирса, стружка, кора) та сільськогосподарські відходи (соліма з ячменю, вівсі, кукурудзи, соняшнику).

Спочатку ці відходи розщеплюють або подрібнюють, а потім доставляють на електростанції, де вони, у свою чергу, використовуються як енергетичний ресурс для одержання електричної та теплової енергії.

Таблиця 2.11 – Обсяги добування, споживання, імпорту та експорту природного газу в країнах світу (за 2014 р.) [197]

Країна	Добування природного газу, млн м <sup>3</sup>	Споживання природного газу, млн м <sup>3</sup>	Споживання природного газу в електроенергетиці, млн м <sup>3</sup>	Частина споживання природного газу електроенергетикою від загального обсягу споживання, %	Імпорт природного газу, млн м <sup>3</sup>	Експорт натурального газу, млн м <sup>3</sup>
Франція	563	41 205	8 684	21	46 065	4 877
Німеччина	11 903	77 597	24 006	31	87 350	19 694
Італія	8 449	77 917	34 009	44	70 369	124
Японія	3 333	123 498	64 250	52	116 455	–
Польща	6 247	17 171	1 651	10	11 790	29
Словенія	2	906	193	21	904	–
Іспанія	52	33 555	16 994	51	35 489	1 698
Велика Британія	47 594	82 622	35 797	43	53 447	16 555
США	651 293	690 056	225 890	33	97 791	42 678
Республіка Білорусь	222	20 220	1 651	10	19 998	–
Російська Федерація	677 010	474 306	270 851	57	–	28 955
Україна	20 294	56 442	19 258	34	44 037	–



Рисунок 2.4 – Вугільні басейни України [100]

Відходи лісової промисловості також можуть бути використані як паливо. Значний потенціал для використання в енергетиці відходів деревини мають Житомирська, Закарпатська, Київська, Львівська, Харківська та Сумська області. Саме в цих областях сконцентровано 46,7 % загального потенціалу біомаси в Україні, оскільки вони розташовані у західній і північній частинах країни, де зосереджена переважна частина лісів та підприємства лісозаготівельної галузі. Обсяг деревини в загальному обсязі біомаси в цих областях становить від 58,7 до 14,3 % [105].

Як сировина для виробництва біогазу також може використовуватися такий енергоресурс, як гній. За своєю сутністю біогаз є газоподібним продуктом процесу бродіння за допомогою різних бактерій, у якому використовуються такі ресурси біомаси: екскременти тварин, залишки харчової промисловості, осад стічних побутових вод. Внаслідок такого

зброджування генеруються багатий на метан біогаз та рідке добриво, що має високу енергетичну віддачу.

Так, 23 червня 2015 р. між Держенергоефективністю та Івано-Франківською обласною державною адміністрацією був підписаний Меморандум про будівництво високотехнологічного заводу з виробництва біометану в м. Городенко [90].

В Одеській, Дніпропетровській, Полтавській, Кіровоградській, Запорізькій, Донецькій, Харківській областях сконцентрований великий потенціал для використання в енергетиці біомаси, оскільки для них характерною є інтенсивна сільськогосподарська діяльність. Ці області покривають 47,8 % загальних ресурсів біомаси. Відходи сільського господарства у зазначених областях у 2013 р. становили більше 79 % загальних ресурсів біомаси [230].

Значні ресурси біомаси є у Миколаївській, Київській, Херсонській, Чернігівській та Вінницькій областях, оскільки вони також вважаються важливими сільськогосподарськими зонами. В цих областях сконцентровано 23,4 % загального потенціалу біомаси країни. Частка відходів сільського господарства в зазначених областях у 2013 р. становила більше ніж 71 % від загальної кількості ресурсів біомаси [48].

Найбільший потенціал гною у Львівській та Донецькій областях. Перетворення ресурсів із біомаси в енергетичні ресурси та сфери використання енергії з біомаси показані на рис. 2.5.

Діяльність атомних електричних станцій базується на тому, що дейтерій і тритій у процесі свого сполучення утворюють важкий атом, який за підвищення температури до 150 °С вивільняє велику кількість енергії.

Наприкінці 2014 р. в усіх країнах світу діяли 434 атомні реактори загальною потужністю 392 ГВт, що становить 11 % від усього світового виробництва електричної енергії (у 1996 р. цей показник становив 18 %) [184].

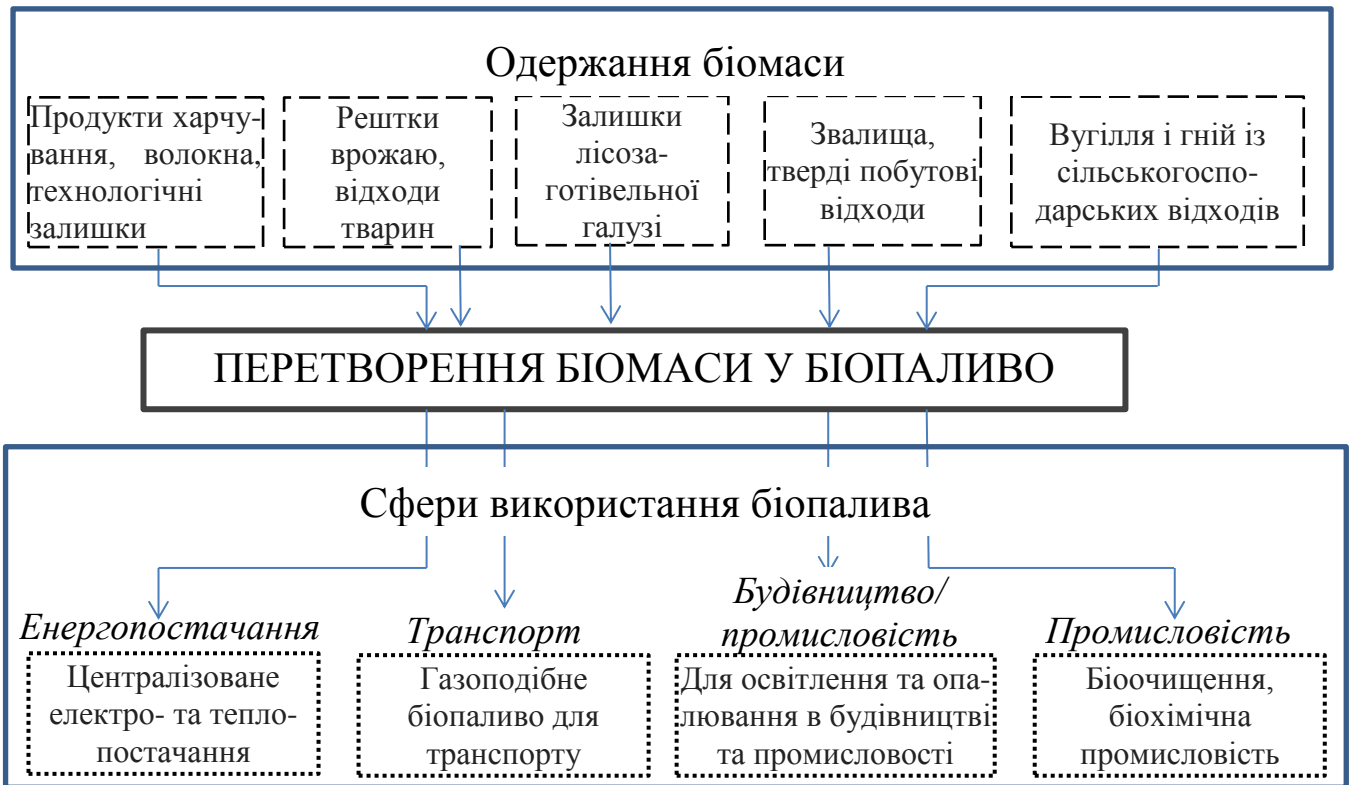


Рисунок 2.5 – Джерела постачання біомаси та сфери використання біопалива [200]

Сьогодні у світі на атомну енергетику припадає 13,8 % виробленої електричної енергії, в Україні – 50,06 % [178]. До 2050 р. у світі планується збільшити виробництво атомної електроенергії до 1200 ГВт (на 24 %) (рис. 2.6), що потребує додаткових інвестицій в інфраструктуру та кваліфікацію персоналу, розширення поставок ядерного палива під час збереження високої якості та стандартів безпеки [38].

Рівень небезпеки атомної енергетики країни вимірюється індексом Нельсона атомної енергетики. Якщо технологічна помилка призвела до збоїв у роботі певного типу реактора, то велика ймовірність того, що необхідно зупинити всі інші реактори для виправлення аналогічної помилки, що носить у собі перебої в електропостачанні.

Таким чином, модель короткострокової енергетичної безпеки дає можливість оцінити енергетичну безпеку в постачанні семи видів первинних енергетичних ресурсів та двох видів вторинних видів палива (біомаси та відходів). Після оцінки рівня ризику кожного типу та реакції на них країни

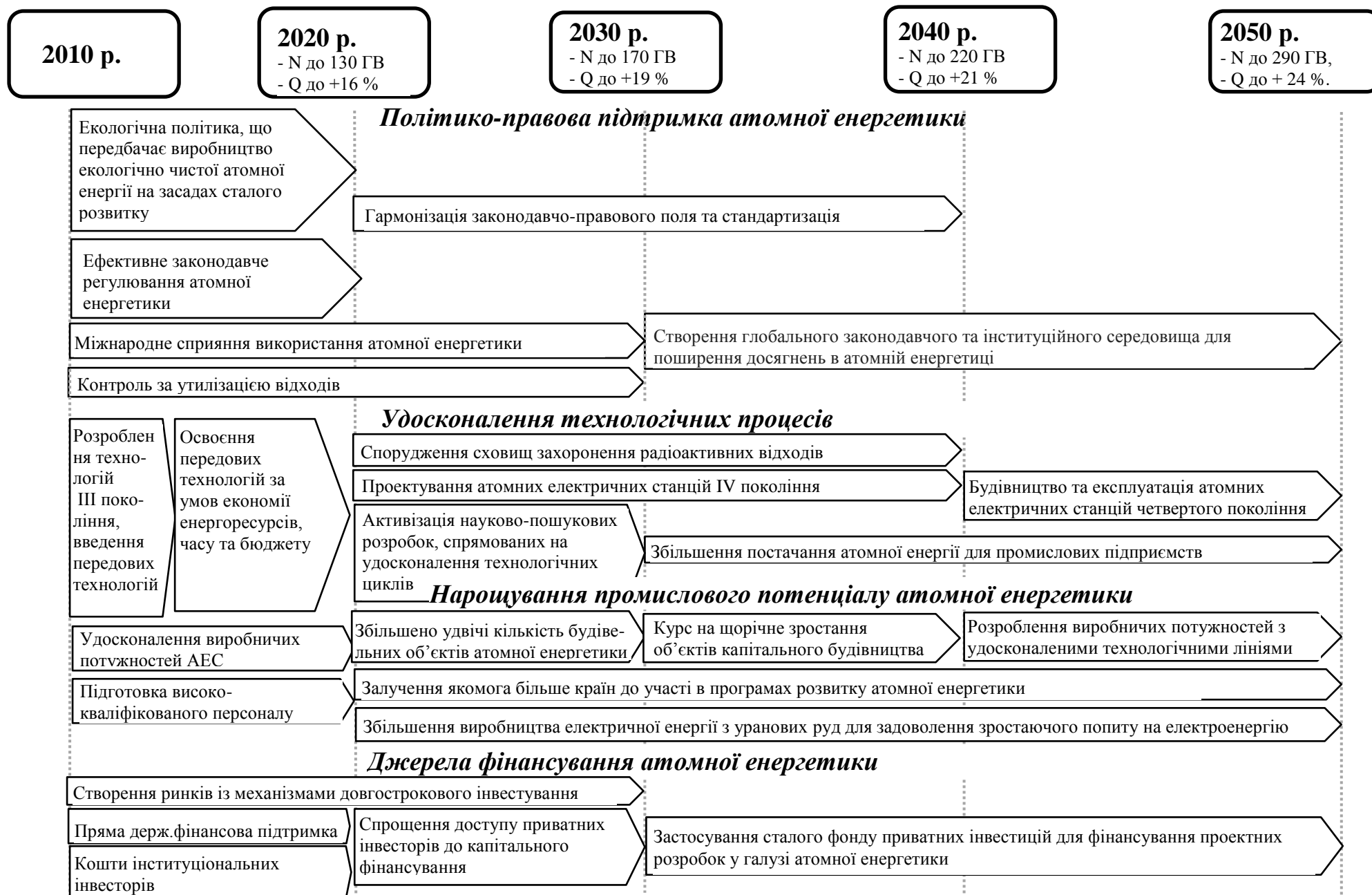


Рисунок 2.6 – Стратегія розвитку ядерної енергетики до 2050 р. [200]

Примітка: N – потужність станцій, ГВ; Q – обсяг виробництва, МВт·год

групуються за значеннями показників. Ця модель дозволяє визначати рівень енергетичної безпеки країни за кожним видом енергетичного ресурсу на основі співвідношення значень ризиків та здатності економіки країни компенсувати ці ризики.

Під час розроблення авторського підходу до оцінювання рівня небезпеки від факторів, що впливають на перебої у постачанні базового енергетичного ресурсу для відповідної технології виробництва енергетичного продукту за основу прийнято перелік факторів впливу на умови постачання домінуючого енергетичного ресурсу за методикою короткострокової енергетичної безпеки. До цих факторів належать: вид енергоресурсу, його технічні, економічні, екологічні характеристики, а також рівень політичної стабільності, що впливає на умови його постачання. Проте в цій методиці не враховувалася дія саме природно-ресурсних та екологічних факторів, а також вона не має кінцевого інтегрального оцінюючого показника.

Наші пропозиції ґрунтуються на використанні переліку показників із досліджуваної моделі та переоцінці їх граничних рівнів, використовуючи бальний метод оцінювання – 0, 1, 2 бали (табл. 2.12). Розрахунок загального рівня енергетичної безпеки країни від можливих перебоїв у постачанні базового енергоресурсу для відповідної технології виробництва енергетичного продукту ( $D$ ) такий

$$D = \frac{Sc}{Sc^{max}}, \quad (2.2)$$

де  $Sc$  – розрахована для досліджуваної країни сумарна (за всіма критеріями) кількість балів, що характеризує рівень небезпеки;

$Sc^{max}$  – максимально можлива для досліджуваної країни сумарна (за всіма критеріями) кількість балів, що характеризує рівень небезпеки, (табл. 2.13).

Розраховуючи загальний рівень енергетичної безпеки країни від можливих перебоїв у постачанні базового енергоресурсу, ми зробили припущення щодо рівнозначності всіх внутрішніх та зовнішніх ризиків.



Таблиця 2.12 – Оцінювання ризиків енергетичної небезпеки для України за окремими видами енергоресурсів (ризиків виникнення перебоїв у постачанні цього енергоресурсу)

Показник		Рівень залежності ризиків від перебоїв у постачанні			Sc <sup>max</sup>	Sc
		Низький	Середній	Високий		
		0 бал	1 бал	2 бали		
1	2	3	4	5	6	7
Сира нафта	Залежність економіки від чистого імпорту сирої нафти	≤ 15 %	40–65 %	≥ 80 %	16	12
	Рівень політичної стабільності в країнах-постачальниках	7,5–10	> 5 – < 7,5	< 5		
	Кількість портів для постачання сирої нафти	> 5	2–4	1		
	Кількість нафтопроводів для постачання сирої нафти	5–9	3–4	1-2		
	Рівень диверсифікації постачальників	> 0,8	0,3–0,8	< 0,3		
	Частка морського видобутку сирої нафти	≥ 90 %	15–90	< 15 %		
	Волатильність цін на сирину нафту	< 20 %	20–40	> 40 %		
	Наявність запасів та інфраструктури для зберігання сирої нафти	≥ 55	20–55	≤ 20		
Нафтопродукти	Залежність економіки досліджуваної країни від чистого імпорту нафтопродуктів	≤ 45 %	40–65 %	≥ 65 %	16	9
	Індекс Нельсона	> 0,8	0,3–0,8	< 0,3		
	Кількість портів для постачання нафтопродуктів	Більше 5	2–4	1		
	Кількість річок для постачання нафтопродуктів	5–9	3–4	1-2		
	Кількість трубопроводів для постачання нафтопродуктів	> 0,8	0,3–0,8	< 0,3		
	Кількість заводів з переробки нафтопродуктів	> 2	1–2	< 1		
	Рівень інвестицій в будівництво та модернізацію нафтопереробної галузі	> 9	6–9	< 6		
	Наявність запасів та інфраструктури для зберігання нафтопродуктів, тижні	≥ 9	6–9	до 6		

Продовження табл. 2.12

1	2	3	4	5	6	7
Природний газ	Залежність економіки досліджуваної країни від чистого імпорту природного газу	≤ 30 %	30–70 %	≥ 70 %	16	11
	Рівень політичної стабільності в країнах-постачальниках	> 0,8	0,3–0,8	< 0,3		
	Кількість портів для постачання природного газу	Більше 3	1–2	0		
	Кількість трубопроводів для постачання природного газу	Більше 5	3–4	1–2		
	Рівень диверсифікації постачальників	< 0,3	0,3–0,8	> 0,8		
	Частка морського видобутку природного газу	≥ 90 %	15–90%	≤ 15 %		
	Частка вітчизняного видобутку природного газу	> 100 %	50–100%	< 50 %		
Газоємність економіки	< 20	20–60	> 60			
Вугілля	Залежність економіки досліджуваної країни від чистого імпорту вугілля	0	30–70%	> 7 0%	10	2
	Кількість портів для постачання вугілля	≥ 5	31–4	1–2		
	Кількість залізничних пунктів для постачання вугілля	3 і більше	2	1		
	Рівень диверсифікації постачальників	< 0,3	0,3–0,8	> 0,8		
	Частка шахтного видобутку вугілля	< 20 %	20–40 %	40–60%		
Біомаса та відходи	Залежність економіки досліджуваної країни від чистого імпорту біомаси та відходів	0–12,5 %	12,5–25 %	> 25 %	4	0
	Рівень диверсифікації постачальників	< 0,3	0,3–0,8	> 0,8		
Біопаливо	Залежність економіки досліджуваної країни від чистого імпорту джерел отримання біопалива	< 20 %	40–70 %	> 80 %	8	1
	Кількість морських портів для постачання біопалива	≥ 5	2–4	0		
	Кількість річкових портів для постачання біопалива	9–14	4–8	1–3		
	Волатильність цін на біопаливо	0–5 %	5–10 %	> 10 %		

Продовження табл. 2.12

1	2	3	4	5	6	7
Вода	Річна волатильність виробництва електроенергії на гідроелектростанціях	$\leq 11\%$	12–21%	$\geq 21\%$	2	0
Ядра урану	Рівень незапланованого відключення електричної енергії через перебої в роботі станцій	$< 3\%$	3–6%	$> 6\%$	12	7
	Залежність економіки досліджуваної країни від чистого імпорту ядерного палива	$\leq 15\%$	40–65%	$\geq 80\%$		
	Рівень політичної стабільності в країнах-постачальниках	$> 0,8$	0,3–0,8	$< 0,3$		
	Середній вік атомних електричних станцій у досліджуваній країні	$\leq 20$	20–30	$\geq 30$		
	Рівень диверсифікації моделей реакторів	$< 0,3$	0,3–0,6	$> 0,6$		
	Наявність нових атомних електростанцій	$\geq 10$	4–10			

Примітка: сірим кольором виділені діапазони значень, що характерні для України

Таблиця 2.13 – Результати визначення загального рівня енергетичної безпеки країни від можливих перебоїв у постачанні базового енергоресурсу для відповідної технології виробництва енергетичного продукту

	Вид енергоресурсу	$Sc^{max}$	$Sc$	$D$
1	Сира нафта	16	12	0,75
2	Нафтопродукти	16	9	0,56
3	Природний газ	16	11	0,69
4	Вугілля	10	2	0,5
5	Біомаса	4	0	0
6	Біопаливо	8	1	0,13
7	Водний ресурс	2	0	0
8	Ядерне паливо	12	7	0,58

Із розрахункового значення загального рівня енергетичної безпеки країни від можливих перебоїв у постачанні базового енергоресурсу для економіки України технологія одержання енергетичного продукту з біомаси та води є абсолютно безпечною ( $D = 0$ ). Найбільш небезпечними для економіки України вважаються технології отримання енергетичного продукту з нафтопродуктів та сирої нафти.

Ми запропонуємо науково-методичний підхід, що дає змогу оцінити загальний рівень енергетичної безпеки країни від можливих перебоїв у постачанні базового енергоресурсу від факторів, що впливають на умови постачання енергоресурсів, і може стати підґрунтям у процесі прийняття рішення про подальший розвиток відповідної технології виробництва енергетичного продукту.

## 2.3 Науково-методичний підхід до формування стратегій розвитку електроенергетики на засадах концепції екологічно чистої енергетики

Економічний розвиток будь-якої країни безпосередньо залежить від ефективності використання енергоносіїв і водночас обмежується необхідністю дотримання вимог сталого розвитку, виконанням завдань Кіотського протоколу та концепції екологічно чистої енергетики.

Ураховуючи існуючі тенденції розвитку електроенергетики, необхідно провести аналіз відповідності кожної технології виробництва енергетичного продукту вимогам концепції сталого розвитку.

Найбільш релевантними показниками для оцінювання відповідності технології виробництва енергетичного продукту вимогам концепції сталого розвитку ми вважаємо:

- 1) із точки зору економічної доцільності:
  - собівартість одиниці енергетичного продукту ( $C$ ), грн/кВт·год;
  - коефіцієнт корисної дії електростанції, що використовує відповідну технологію виробництва енергетичного продукту ( $\eta$ ), %;
- 2) із точки зору впливу на довкілля:
  - прямі викиди шкідливих речовин на одиницю енергетичного продукту ( $Em_f^{dir}$ ), г шкідливих речовин/кВт·год;
  - непрямі викиди шкідливих речовин на одиницю енергетичного продукту ( $Em_f^{indir}$ ), г шкідливих речовин/кВт·год;
  - споживання води на одиницю енергетичного продукту ( $Q_{H_2O}$ ), млн м<sup>3</sup>/ТВт·год.
- 3) із точки зору соціальних наслідків:
  - кількість смертей під час виробництва енергетичного продукту на його одиницю ( $C_m$ ), осіб/ТВ потужності;

– кількість працюючого персоналу загалом в країні, задіяного в процесі виробництва енергетичного продукту за цією технологією, на одиницю енергетичного продукту ( $P_e$ ), осіб/ГВт·год.

У структурі тарифу будь-якого продукту закладена собівартість електричної енергії, що відображає витрати на її виробництво. Через високі ціни на природні ресурси та застарілість обладнання собівартість виробленої електричної енергії на електростанціях, що працюють на газу та вугіллі, є вищою порівняно з іншими електричними станціями. Так, Сумська ТЕЦ у 2014 р. продає електричну енергію до оптового ринку електричної енергії України за ціною 0,86 грн/кВт·год, Охтирська ТЕЦ – 1,18 грн/кВт·год, Шосткінська ТЕЦ – 1,26 грн/кВт·год, Калуська ТЕЦ – 1,6 грн/кВт·год. оптовий ринок електроенергії України купує енергію в електричних станцій, що працюють на альтернативних джерелах енергії, за так званими «зеленими тарифами»: у гідроелектростанцій – за 1,26 грн/кВт·год, у вітрових електростанцій – 1,22 грн/кВт·год, у сонячних електростанцій – 5,06 грн/кВт·год, у той час як собівартість виробленої електричної енергії на «зелених» електричних станціях коливається в межах 0,03–0,07 грн/кВт·год, на атомних електростанціях – 0,14–0,15 грн/кВт·год, а на теплоелектростанціях і теплоелектроцентралях – 0,75–0,85 грн/кВт·год [143]. Такі тарифи на електроенергію, вироблену на альтернативних джерелах, можна пояснити, виходячи з формули розрахунку собівартості енергетичного продукту ( $C$ ):

$$C = C_r + C_w + C_{am} + C_{others}, \quad (2.3)$$

де  $C_r$  – витрати на паливо для виробництва енергетичного продукту, грн;

$C_w$  – витрати на заробітну плату персоналу, грн;

$C_{am}$  – витрати на амортизаційні відрахування, грн;

$C_{others}$  – інші витрати, пов'язані з виробництвом енергетичного продукту, грн.

Значна частина витрат для теплових, атомних електричних станцій та теплоелектроцентралей України – це витрати на паливо (50–70 %), а решта

витрат становить лише по 5–15 % собівартості. Для альтернативної енергетики, навпаки, через високу капіталомісткість енергетичної галузі значну частину собівартості становлять амортизаційні відрахування – 75–80 % [167].

Структура тарифів на електричну енергію за групами споживачів у січні 2015 р. показана на рис. 2.7.

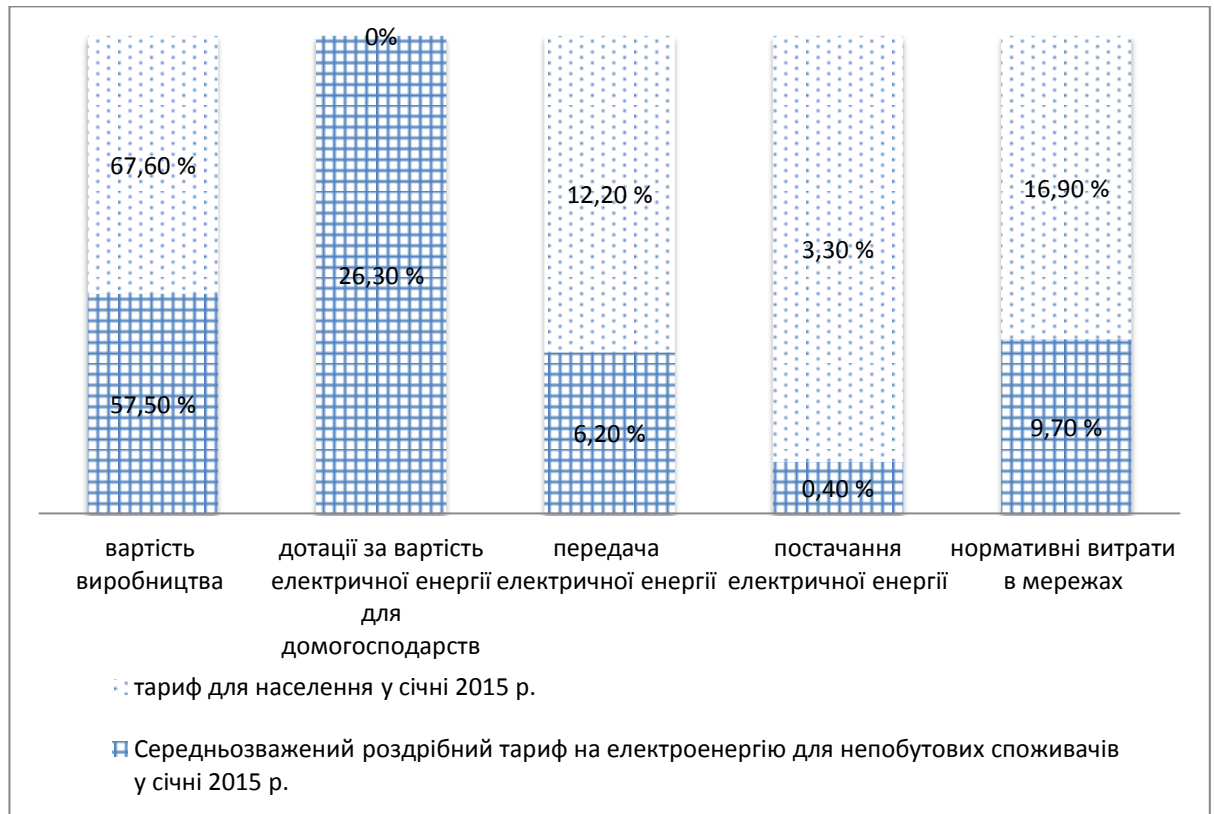


Рисунок 2.7 – Структура тарифів на електричну енергію за групами споживачів у січні 2015 р. [109]

Незважаючи на високу собівартість електроенергії, виробленої із чистих видів палива, альтернативна енергетика має високі еколого-економічні показники (високі тарифи на відпущену електричну енергію, незначні викиди у довкілля тощо). Здавалося б, можна відмовитися від теплових електричних станцій та розвивати альтернативну енергетику, проте сумарний обсяг виробленої електроенергії «екологічно чистими» електричними станціями в нашій країні становить приблизно 6 % від загального її виробництва.

Повна собівартість електричної енергії, одержаної за різними технологіями у різних країнах світу, подана у табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Повна собівартість електричної енергії, виробленої на різних видах електричних станцій у країнах світу в 2012 р. (доларів/МВт·год) [167]

Країна світу	Атомні електростанції	Теплові електростанції, що працюють на вугіллі	Теплові електростанції, що працюють на газу	Гідроелектростанції	Вітрові електростанції	Сонячні електростанції	Електростанції, що працюють на біомасі	Теплоелектроцентралі
Бельгія	61,06	82,32	89,71	н/д	н/д	104,43	н/д	н/д
Чеська Республіка	69,74	84,54	91,92	231,63	145,85	392,88	н/д	108,75
Франція	56,42	н/д	н/д	н/д	143,96	268,62	79,67	н/д
Німеччина	49,97	79,26	85,23	н/д	137,94	304,59	н/д	77,81
Угорщина	81,65	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Японія	49,71	88,06	105,14	152,58	н/д	н/д	н/д	н/д
Корея	32,93	68,41	90,82	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Нідерланди	62,76	73,29	80,40	н/д	128,82	469,93	160,50	119,16
Словацька Республіка	62,56	120,01	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	72,26
Швейцарія	78,24	н/д	94,04	111,53	162,90	н/д	н/д	90,12
США	48,73	72,49	76,56	н/д	101,02	215,45	53,77	45,07
Бразилія	65,29	63,98	83,85	38,53	н/д	н/д	77,73	н/д
Китай	29,99	29,99	35,81	16,87	64,18	186,33	н/д	48,73
Російська Федерація	43,49	50,44	57,75	н/д	63,39	н/д	н/д	47,28
Україна	45,6	75,89	112,08	72,78	72,78	72,78	72,78	н/д

Примітка: н/д – немає даних



Виходячи з умов концепції сталого розвитку, сьогодні до витрат на виробництво електричної енергії закладені витрати, пов'язані з компенсацією або запобіганням негативного впливу на довкілля. Структура витрат на виробництво електричної енергії у світі за допомогою різних технологій її виробництва показана в табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Структура витрат на виробництво електричної енергії на різних видах електричних станцій у 2012 р., % [167]

Структура витрат на виробництво електричної енергії	Тип електростанцій				
	Атомна електростанція	Теплова електростанція, що працює на вугіллі	Теплова електростанція, що працює на газу	Вітрова електрична станція	Сонячна електрична станція
Обсяг інвестицій на будівництво електростанцій	56,8	25,9	11,1	76,5	91,7
Витрати на експлуатацію та технічне обслуговування електростанції	26,9	9,2	5,2	22,7	7,3
Витрати на паливо	16,0	27,9	76,0	0,0	0,0
Плата за викиди CO <sub>2</sub>	0,0	36,8	17,3	0,0	0,0
Ліквідаційні витрати	0,3	0,2	0,1	0,8	1,0

Технологічна ефективність роботи електричної станції визначається коефіцієнтом корисної дії. Він показує, яка кількість енергії із енергоресурсу перетворюється в енергетичний продукт, а яка частина втрачається безповоротно. Коефіцієнт корисної дії електростанції з виробництва електроенергії залежить від коефіцієнта корисної дії основних елементів – парового котла, турбоустановки, трубопроводів пари та води [51]. Тобто чим вищий коефіцієнт корисної дії, тим ефективніше працює енергетична установка і тим менше вона має відходів діяльності, а отже і менший вплив

на довкілля. Доведено, що найбільш економічно вигідними з точки зору коефіцієнта корисної дії є гідро- та вітрові електричні станції (їх коефіцієнт корисної дії коливається в межах 85–90 %, тоді як теплових та атомних електричних станцій цей показник знаходиться в межах 35 %) [49].

До показників, що характеризують технологію виробництва енергетичного продукту з позиції впливу на навколишнє природне середовище, пропонуємо віднести обсяг споживання води на одиницю енергетичного продукту. Внаслідок того, що водні ресурси не для кожної місцевості є доступними (що більшою мірою залежить від географічної особливості території), воду як енергетичний ресурс можна вважати вичерпним. Основним споживачем води є сільське господарство, що використовує 70 % усього спожитого на планеті водного ресурсу, промисловість (зокрема видобуток енергетичних ресурсів і виробництво електроенергії) споживає 19 % від світового її використання та 11 % припадає на використання комунальними мережами державних та приватних споживачів. Приблизно 580 млрд м<sup>3</sup> прісної води щороку використовується для виробництва електричної енергії, що становить 15 % від загального світового водозабору [182]. Ця споживана вода очищається та повертається в природний колообіг води. Із 583 млрд кубометрів води у 2014 р. 66 млрд кубометрів не було повернено.

Проблема нестачі питної води сьогодні носить глобальний характер. Вчені прогнозують, що до 2030 р. 3,9 млрд. людей на землі не матимуть доступу до прісної води. Внаслідок того, що 97 % води на планеті не придатна для використання як питна, велика увага приділяється розробленню нанотехнологій, які зможуть ефективно очищувати забруднену воду від токсинів металів та радіоактивних речовин, перетворювати солоні морські запаси у прісні [152].

Оцінюючи рівень енергетичної безпеки, потрібно враховувати ризики постачання води, пов'язані як із причинами природного характеру, так і зі зростанням конкуренції серед споживачів водних ресурсів. Так, наприклад,

влітку 2012 р. через мусони в Індії скоротився видобуток електричної енергії на гідроелектростанціях, що призвело до вимкнення електропостачання на два дні та вплинуло на нормальну життєдіяльність 660 мільйонів осіб [230]. Дві третини світового споживання води в 2012 р. для виробництва електроенергії на гідроелектростанціях припадало на три країни: Китай (18 % світового водозабору), Канада (12 %), Бразилія (11 %), що демонструє рис. 2.8.

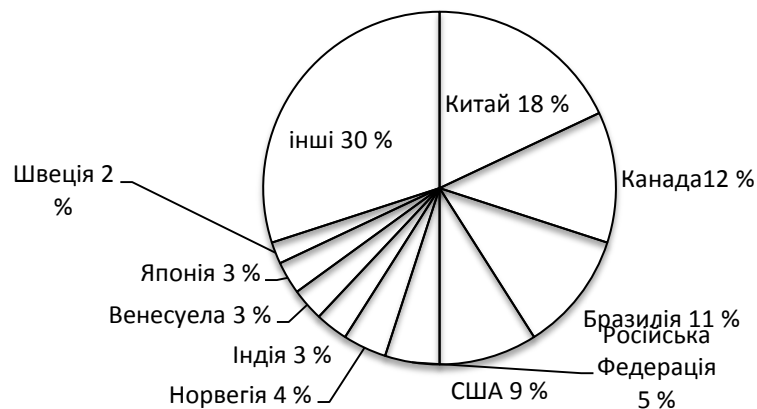


Рисунок 2.8 – Частки споживання води в гідроенергетиці для різних країн світу в 2012 р. [230]

Різні типи електричних станцій мають різні потреби та напрямки збільшення водних ресурсів. Основні процеси, для яких використовується вода, та потенційний вплив на її якість показані в табл. 2.16.

До групи показників для оцінювання відповідності технології виробництва електроенергії вимогам концепції сталого розвитку з позиції впливу на довкілля віднесемо прямі та непрямі викиди CO<sub>2</sub> в атмосферу. Для прийняття рішення щодо екологічності електричної станції доцільно враховувати вплив на довкілля енергетичного продукту на кожній стадії його життєвого циклу.

Аналіз літератури показав, що викиди CO<sub>2</sub> продовжують потрапляти в атмосферу в значних кількостях, що суперечить вимогам Кіотського протоколу, а непрямі викиди гідроелектростанцій та сонячних електричних

Таблиця 2.16 – Основні напрями використання води під час виробництва електричної енергії та потенційний вплив на якість води [182]

Стадії життєвого циклу енергетичного продукту	Процеси, у яких використовуються водні ресурси	Потенційний вплив на якість води
Видобування нафти та газу	Буріння, облаштування свердловин та гідророзрив шару; підкачування до резервуару (водосховища) вторинного видобутку нафти зі штучним підтриманням енергії шару; видобуток нафтових пісків та підземне свердловинне вилуговування; оновлення та вдосконалення продуктів	Забруднення внаслідок виходу нафтових залишків та рідини гідророзриву
Видобування вугілля	Подрібнення та пилопригнічення в гірничодобувній промисловості й транспортуванні; очищення вугілля; рекультивація кар'єрів	Забруднення внаслідок утворення залишків нафти та шахтний водовідлив
Видобування біопалива	Зрошення для росту врожаю сировини; очищення й охолодження в процесі переробки палива	Забруднення внаслідок витікання, що містить добрива, пестициди та осад
Виробництво електричної енергії на атомних, тепло-електро-станціях та тих, що працюють на біопаливі	Для отримання пари або гарячої води; під час охолодження для парової конденсації; для очищення речовини	Теплове забруднення внаслідок водоскидання й рознесення вітром шкідливих зважених частин
Виробництво сонячної та геотермальної енергії	Для одержання пари або гарячої води; для охолодження під час парової конденсації	Теплове забруднення внаслідок водоскидань (поверхневі води); вплив на водні екосистеми
Виробництво електроенергії на гідроелектро-станціях	Виробництво електроенергії з водних ресурсів; зберігання води в запасних резервуарах	Зміна температури води, втрати під час випаровування з резервуара (водосховища).

станцій майже дорівнюють прямим викидам теплових електричних станцій, що працюють на газу [183]. Дотримання вимог Кіотського протоколу різними країнами світу показано у табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Дотримання вимог Кіотського протоколу щодо зменшення викидів CO<sub>2</sub> у різних країнах світу станом на 2011 р. [216]

Країна виконання вимог	Викиди CO <sub>2</sub> в 1990 р., Мт	Викиди CO <sub>2</sub> в 2013 р., Мт	Зміна викидів у 2013 р. щодо 1990 р., %	Виконання вимог Кіотського протоколу, %
1	2	3	4	5
Канада	428,2	529,8	23,7	-6
Австрія	56,4	68,5	21,4	-13
Бельгія	107,9	108,6	0,6	-7,5
Данія	50,6	41,7	-17,7	-21
Фінляндія	54,4	55,6	2,2	0
Франція	352,6	328,3	-6,9	0
Німеччина	949,7	747,6	-21,3	-21
Греція	70,1	83,6	19,3	+25
Ісландія	1,9	1,9	-1,7	+10
Ірландія	30,5	34,9	14,6	+13
Італія	397,4	393,0	-1,1	-6,5
Люксембург	10,4	10,4	0,7	-28
Нідерланди	155,8	174,5	12,0	-6
Норвегія	28,3	38,4	34,7	+1
Португалія	39,3	48,1	22,4	+27
Іспанія	205,2	270,3	31,7	+15
Швеція	52,8	44,9	-14,9	+4
Швейцарія	41,6	39,9	-4,2	-8
Велика Британія	549,3	443,0	-19,3	-12,5
Австралія	260	396,8	52,6	+8

Продовження таблиці 2.17

1	2	3	4	5
Японія	1 061,6	1 186,0	11,7	- 6
Нова Зеландія	22,3	30,3	35,8	0
Болгарія	74,9	49,2	- 34,3	- 8
Хорватія	21,5	18,8	- 12,7	- 5
Чеська Республіка	155,1	112,7	- 27,4	- 8
Естонія	36,1	19,3	- 46,5	- 8
Угорщина	66,4	47,4	- 28,6	- 6
Латвія	18,6	7,6	- 59,3	- 8
Литва	33,1	13,2	- 60,1	- 8
Польща	342,1	300,0	- 12,3	- 6
Румунія	167,5	81,8	- 51,2	- 8
Російська Федерація	2 178,8	1 653,2	- 24,1	0
Словацька Республіка	56,7	33,9	- 40,3	- 8
Словенія	13,3	15,3	14,4	- 8
Україна	687,9	285,4	- 58,5	0
Білорусь	124,4	66,0	- 46,9	Не є учасницею
Мальта	2,3	2,5	8,2	Не є учасницею
Туреччина	126,9	285,7	125,1	Не є учасницею
США	4,868,7	5 287,2	8,6	- 7%
Країни Африки	544,5	967,8	77,7	Не є учасницею
Китай	2 277,7	7 999,6	251,2	Не є учасницею

До групи показників оцінювання рівня енергетичної безпеки країни з позиції соціальних наслідків ми пропонуємо відносити показник кількості смертей під час виробництва енергетичного продукту впродовж усіх стадій життєвого циклу. Незважаючи на значні прямі викиди теплових електричних

станцій та масштабні катастрофи атомних електричних станцій, найбільш небезпечними за статистикою є гідроелектростанції, аварії на яких призводять до загибелі значної кількості людей [210]. Найбільші світові аварії на гідроелектростанціях за останні 50 років показані в табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – Найбільші аварії на ГЕС у світі [60]

Рік	Країна	Назва ГЕС	Кількість жертв, осіб	Причина аварії
1963	Італія	ГЕС «Вайонт»	2000	Обвали гірського масиву на греблі Вайонт.
1975	Китай	ГЕС «Баньяцяо»	26 000 (145 тис. осіб загинули через голод та епідемію)	Тайфун «Ніна» прориває греблю біля верхів'ях річки Ру. Новоутворена хвиля проходить по річках Ру і Хуай, змітаючи зі шляху все, зокрема 62 дамби й греблі ГЕС
1977	США	ГЕС у штаті Техас	39	Ветхість греблі та низький рівень кваліфікації персоналу
2004	Китай	ГЕС «Далунтян»	20	Паводкові дощі на р. Цинцзян
2005	Пакистан	Шакидор ГЕС	130	Дощі та паводок
2007	В'єтнам	ГЕС «Кіадат»	35	Паводок на річці Чу в Китаї
2009	Російська Федерація	Саяно-Шушенська ГЕС	75	Руйнування та затоплення машинного залу

У процесі розвитку та автоматизації виробництва спостерігається процес зменшення потреби в людській праці, що призводить до зростання безробіття населення. Таким чином, Greenpeace International та Рада Європи з питань відновлюваних джерел енергії провели аналіз енергетичних галузей у різних країнах світу, який показав, що розвиток нових енергетичних технологій сьогодні супроводжується глобальними соціальними проблемами, пов'язаними з безробіттям. Найбільша зайнятість припадає на

теплоелектростанції, що працюють на газу та вугіллі (22 і 23 % відповідно), найменша кількість персоналу (близько 1 %) – на атомні електричні станції [182].

Згідно з визначеними вище показниками (з позиції економічної доцільності, впливу на довкілля та соціальних наслідків) та аналізом статистичної літератури розрахуємо числові значення всіх вищезгаданих показників для України для кожного типу електричної станції за групами показників, що характеризують відповідність технології виробництва енергетичного продукту вимогам концепції сталого розвитку (табл. 2.19).

Таблиця 2.19 – Характеристика електростанцій України за групами показників, що відображають відповідність технології виробництва енергетичного продукту вимогам концепції сталого розвитку

Показник	Тип електричних станцій						Цільовий вектор зміни показника
	Тепло-електростанції (теплоелектроцентралі), що працюють на		Атомні електричні станції	Гідроелектростанції	Вітрові електростанції	Сонячні електростанції	
	вугіллі	газу					
1	2	3	4	5	6	7	8
Собівартість одиниці енергетичного продукту, грн/кВт·год	0,75 – 0,85		0,13	0,05	0,05	0,05	→ min
Коефіцієнт корисної дії, %	30 – 35		35	90	85	60	→ max
Прямі викиди CO <sub>2</sub> на одиницю енергетичного продукту, млн т	1017	575	0	0	0	0	→ min
Непрямі викиди CO <sub>2</sub> на одиницю енергетичного продукту, млн т	289	173	21	236	48	280	→ min



Продовження табл. 2.19

1	2	3	4	5	6	7	8
Споживання води на одиницю енергетичного продукту, %	84,8	3,8	7,5	0	0	0	→ min
Кількість смертей під час виробництва енергетичного продукту на його одиницю, осіб/ГВт·год	320	100	10	900	0	0	→ min
Частка працюючого персоналу від загальної його кількості в країні, задіяного під час виробництва енергетичного продукту, %	23	22	1	9	16	2	→ max

[Складено на основі статистичної інформації у відкритих джерелах]

Для визначення загального ступеня відповідності технології виробництва енергетичного продукту вимогам концепції сталого розвитку ( $\sum X_i$ ) із домінуючого енергоресурсу використали бінарну систему оцінювання за допомогою показників стимуляторів і дестимуляторів та обрали бальну шкалу 0; 1:

для стимуляторів (при  $X_{ik} \rightarrow \max$ )

$$\begin{cases} X_{ik} > \overline{X_{cepik}} & \rightarrow X_{ik} = 1 \\ X_{ik} < \overline{X_{cepik}} & \rightarrow X_{ik} = 0 \end{cases}; \quad (2.4)$$

для дестимуляторів (при  $X_{ik} \rightarrow \min$ )

$$\begin{cases} X_{ik} > \overline{X_{cepik}} & \rightarrow X_{ik} = 0 \\ X_{ik} < \overline{X_{cepik}} & \rightarrow X_{ik} = 1 \end{cases}; \quad (2.5)$$

де  $X_i$  – значення  $i$ -го індикатора для  $k$ -го виду енергетичного продукту;  
 $\overline{X_{cepik}}$  – середнє значення  $i$ -го індикатора серед  $k$ -х видів енергетичного продукту (табл. 2.20).

Показник	Тип електричних станцій								Цільовий вектор зміни показника
	Електро-станції, що працюють на		Атомні електро-станції	Гідро-електро-станції	Вітрові електро-станції	Сонячні електро-станції	Електро-станції, що працюють на нафті	Електро-станції, що працюють на біомасі	
	вугіллі	газу							
1. Собівартість одиниці енергетичного продукту, грн./кВт·год	0	0	1	1	1	1	1	1	→ min
2. Коефіцієнт корисної дії, %	0	0	0	1	1	0	0	0	→ max
3. Прямі викиди CO <sub>2</sub> на одиницю енергетичного продукту, млн т	0	0	1	1	1	1	1	1	→ min
4. Непрямі викиди CO <sub>2</sub> на одиницю енергетичного продукту, млн т	0	1	1	0	1	0	0	0	→ min
5. Споживання води на одиницю енергетичного продукту, %	0	1	1	1	1	1	1	1	→ min
6. Кількість смертей під час виробництва енергетичного продукту, осіб/ГВт·год	0	1	1	0	1	0	0	0	→ min
7. Частка працюючого персоналу від загальної його кількості в країні, задіяного під час виробництва енергетичного продукту, %	1	1	0	0	1	0	0	0	→ max

Виходячи із даних табл. 2.20, знайдемо сумарну кількість балів для кожного виду технології виробництва енергетичного продукту  $\sum X_i$ .

Ураховуючи те, що на багатьох електричних станціях України використовуються власні енергетичні ресурси, 0 балів одержали електростанції, які працюють на вугіллі та альтернативних видах палива.

На основі одержаних результатів та враховуючи значення загального ступеня відповідності технології виробництва енергетичного продукту  $\sum X_i$ , заносимо результати до табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Оцінювання привабливості галузі за технологіями одержання енергетичного продукту

Тип електростанції	Максимально можлива кількість балів	Фактична кількість балів	Рівень небезпеки	$\sum X_i$	$\sum_{i=1}^N \frac{X_i}{N}$
1. Електростанції, що працюють на нафтопродуктах	24	17	0,71	3	0,43
2. Електростанції, що працюють на газу	24	20	0,83	4	0,57
3. Електростанції, що працюють на вугіллі	15	7	0,47	1	0,14
4. Електростанції, що працюють на біомасі	6	2	0,33	3	0,43
5. Електростанції, що працюють на біопаливі			0,42		
6. Гідроелектро- станції	2	0	0	4	0,57
7. Атомні електростанції	18	13	0,72	5	0,71
8. Вітрові електростанції	—	—	0	7	1
9. Сонячні електростанції	—	—	0	4	0,57

Примітка: N – кількість показників для оцінювання енергетичної безпеки за згаданою технологією виробництва енергетичного продукту

На основі двох груп факторів (загального рівня енергетичної безпеки країни від можливих перебоїв у постачанні базового енергоресурсу та

загального ступеня відповідності технології виробництва ЕП вимогам концепції сталого розвитку) визначено основні стратегії розвитку електроенергетики [5, 6] із використанням матриці. Це дає змогу прийняти рішення з позицій економічної доцільності, впливу на довкілля, соціальних наслідків та рівня небезпеки виникнення перебоїв у постачанні базового енергоресурсу кожної технології виробництва енергетичного продукту.

По осі ОХ відкладаємо значення інтегрального рівня небезпеки для економіки України від можливих перебоїв у постачанні базового енергоресурсу для відповідної технології виробництва енергетичного продукту (максимально можливе значення 1, середнє – 0,5). Наприклад, для теплових електростанцій, що працюють на вугіллі, значення інтегрального рівня небезпеки дорівнює 0,14 (відкладаємо це значення по осі ОХ), а рівень небезпеки – 0,47 (відкладаємо це значення по осі ОУ). Проводимо паралельні осям лінії. На перетині двох ліній одержуємо точку в одному із квадрантів матриці. Визначивши місце розміщення досліджуваної технології (рис. 2.9), приймаємо рішення щодо стратегії її подальшого розвитку.

Таким чином, основними стратегіями розвитку електроенергетики на основі матриці є:

1) стратегія домінування (технологія виробництва енергетичного продукту має стати в країні основною, енергетично незалежною від перебоїв постачання енергоресурсів та екологічно чистою з позиції впливу на довкілля);

2) стратегія диверсифікації (ця технологія виробництва енергетичного продукту задовольняє всі вимоги, проте необхідно здійснити диверсифікацію країн-постачальниць енергоресурсу та джерел їх видобутку через низький рівень безпеки постачання енергоресурсу, збільшення обсягів власного видобутку та ін.);

3) стратегія реконструкції (енергоресурс є доступним, низька ймовірність перебоїв у його постачанні, однак існуюча технологія

виробництва електроенергії із цього енергетичного продукту вимагає оновлення у відповідно до вимог концепції сталого розвитку);

4) стратегія поступової відмови від зазначеної технології виробництва енергетичного продукту.

Виходячи із рис. 2.9, визначимо, які ризики щодо перебоїв у постачанні енергоресурсів має кожна із технологій виробництва енергетичного продукту в Україні, і на основі цього запропонуємо рішення щодо їх зниження (табл. 2.22).

За результатами розрахунків бачимо, що в довгостроковій перспективі в контексті переходу паливно-енергетичного сектору України до концепції екологічно чистої енергетики, рівня залежності від постачальників енергоресурсів, соціальних наслідків та економічної доцільності потрібно віддавати перевагу виробництву електроенергії, одержану на вітроелектростанціях, сонячних електро- та гідроелектростанціях. Функціонуючі сьогодні газові та атомні електростанції загалом відповідають вимогам концепції сталого розвитку, однак подальше довгострокове домінування цих технологій виробництва енергетичного продукту може призвести до зниження рівня енергетичної безпеки України через не диверсифікованість постачальників енергоресурсів і відповідно – високої ймовірності перебоїв у їх постачанні. Використання біомаси та вугілля як базових ресурсів для виробництва електроенергії в Україні не підвищує рівня енергетичної залежності країни, однак вітчизняні технології їх переробки є екологічно небезпечними. За результатами наших розрахунків, Україні необхідно відмовитися від подальшого розвитку та функціонування електростанцій, що працюють на нафтопродуктах, – вони є екологічно загрозованими та економічно не вигідними.

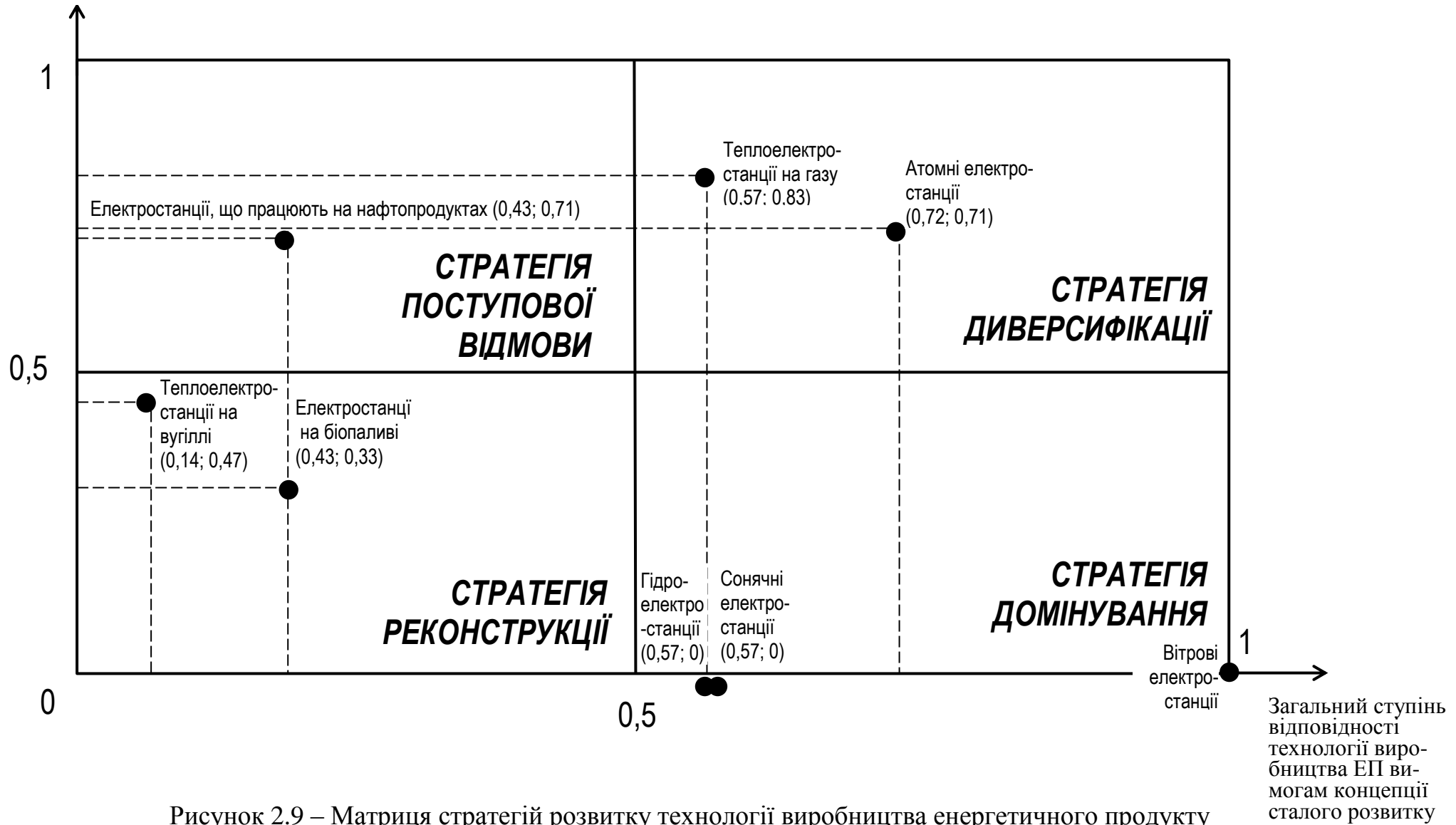


Рисунок 2.9 – Матриця стратегій розвитку технології виробництва енергетичного продукту

Таблиця 2.22 – Ризики виникнення перебоїв у постачанні енергоресурсів та способи їх зниження

Енерго-ресурс	Тип ризиків	Характеристика ризику	Спосіб зниження ризику
1	2	3	4
Сира нафта	Зовнішні	Залежність економіки досліджуваної країни від імпорту сирої нафти	Збільшення власного видобутку сирої нафти в досліджуваній країні та кількості портів, нафтопроводів для її постачання
		Рівень політичної стабільності в країнах-постачальницях	Збільшення рівня диверсифікації постачальників та зменшення частки кожного окремого постачальника в загальному обсязі споживання сирої нафти
		Нерозвиненість інфраструктури для транспортування та зберігання сирої нафти	Збільшення інвестицій у розвиток інфраструктури для транспортування та зберігання сирої нафти
	Внутрішні	Відсутність або низький рівень потужностей у досліджуваній країні для власного морського видобутку сирої нафти	Розвиток власного морського видобування сирої нафти; збільшення у досліджуваній країні інфраструктури на обслуговування морського видобутку нафти
		Волатильність цін на сирину нафту	Наявність у країні механізмів стабілізації цін на сирину нафту (запаси та інфраструктура зберігання сирої нафти)
Нафтопродукти	Зовнішні	Залежність досліджуваної країни від імпорту нафтопродуктів	Збільшення кількості портів та залізничних пунктів у досліджуваній країні для імпорту нафтопродуктів; збільшення власних потужностей одержання нафтопродуктів
		Залежність економіки досліджуваної країни від імпорту нафтопродуктів	Збільшення власного виробництва нафтопродуктів у досліджуваній країні
		Нерозвиненість інфраструктури для транспортування та зберігання нафтопродуктів	Збільшення інвестицій у розвиток інфраструктури для транспортування та зберігання нафтопродуктів
	Внутрішні	Низька ефективність технологій із переробки нафтопродуктів	Збільшення інвестицій у будівництво та модернізацію нафтопереробної галузі

Продовження табл. 2.22

1	2	3	4
		Недостатня кількість заводів з переробки нафтопродуктів	Збільшення кількості заводів із переробки нафтопродуктів на власній території
Природний газ	Зовнішні	Рівень політичної стабільності у країнах-постачальницях	Збільшення рівня диверсифікації постачальників та зменшення частки кожного окремого постачальника в загальному обсязі споживання природного газу
		Залежність економіки досліджуваної країни від імпорту природного газу	Збільшення власного добування природного газу в досліджуваній країні
	Внутрішні	Збільшення власного видобутку природного газу в досліджуваній країні	Розвиток власного видобутку та інфраструктури зі зберігання природного газу
		Відсутність або низький рівень потужностей у досліджуваній країні для власного морського видобутку природного газу	Збільшення рівня диверсифікації постачальників та зменшення частки кожного окремого постачальника в загальному обсязі споживання природного газу
		Високий рівень газомісткості економіки	Зменшення споживання газу; впровадження енергозберігаючих технологій
Вугілля	Зовнішні	Залежність економіки досліджуваної країни від країн-імпортерів енергоресурсів	Збільшення власного видобутку вугілля в досліджуваній країні для безперебійного постачання вугілля
		Рівень політичної стабільності в країнах-постачальницях	Збільшення рівня диверсифікації постачальників та зменшення частки кожного окремого постачальника в загальному обсязі споживання вугілля
	Внутрішні	Високий рівень власного шахтного видобутку вугілля в досліджуваній країні	Збільшення частки відкритого видобутку вугілля



Продовження табл. 2.22

1	2	3	4
Біомаса та відходи	Зовнішні	Залежність економіки досліджуваної країни від країн-імпортерів біомаси та відходів	Збільшення обсягів власного виробництва біомаси та відходів з власних джерел
	Внутрішні	Низький рівень диференціації джерел біомаси та відходів	Розвиток технології одержання електричної енергії з різних видів відходів та біомаси
Біопаливо	зовнішні	Залежність економіки досліджуваної країни від країн-імпортерів біопалива	Збільшення у досліджуваній країні додаткових шляхів імпорту біопалива (портів, залізниць); збільшення власних технологій виробництва біопалива
	внутрішні	Висока волатильність сільськогосподарського виробництва	Наявність в країні механізмів стабілізації цін на енергоресурси запаси та інфраструктура зберігання біопалива); збільшення інвестицій у модернізацію технологій одержання електричної енергії
Вода	внутрішні	Річна волатильність виробництва	Розвиток інфраструктури галузі (використання гідроаккумулятивних електричних станцій, що здатні накопичувати воду у верхніх б'єфах)
Ядерне паливо	зовнішні	Рівень політичної стабільності в країнах-постачальниках	Збільшення рівня диверсифікації постачальників та зменшення частки кожного окремого постачальника в загальному обсязі споживання вугілля
		Залежність економіки досліджуваної країни від країн-імпортерів ядерного палива	Розвиток (розбудова) власних потужностей збагачення урану
	внутрішні	Незаплановані вимкнення електричної енергії внаслідок перебоїв у роботі станцій	Розроблення та впровадження в країні механізмів реагування на незаплановане вимкнення електричної енергії

Продовження табл. 2.22

1	2	3	4
		Моральний та фізичний знос атомних електричних станцій у досліджуваній країні	Збільшення інвестицій у модернізацію існуючих та розбудову нових атомних електростанцій та видів реакторів
		Індекс Нельсона (за різноманітністю реакторів)	Урізноманітнення реакторів на атомних електричних станціях, розташованих на власній території

Результати дослідження розділу 2 знайшли своє відображення в працях [15, 16, 117, 124, 125, 128, 129, 130, 134, 135]

## ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

1. Упровадження в Україні концепції екологічно чистої енергетики передбачає застосування інтегрованих екологічно чистих енергетичних систем, оптимальне поєднання органічного та ядерного палива, перехід до невичерпних джерел енергоресурсів та синтетичних енергоносіїв, застосування екологічно чистих технологій виробництва та використання енергії. В енергетиці необхідно враховувати екодеструктивний вплив від роботи електростанцій, під час видобутку енергоресурсів, транспортування, споживання, утилізації, тобто упродовж усіх стадій життєвого циклу енергетичного продукту.

2. Аналіз літературних джерел щодо визначення понять «ресурс», «товар» та «продукт» в енергетиці показав, що понятійний апарат вимагає уточнення. Продукт і товар в енергетиці необхідно відокремлювати не на основі маркетингового підходу, а з урахуванням еколого-економічних наслідків змін з електроенергією при її трансформації від потенційної до спожитої, а також унікальних особливостей формування її споживчої вартості. Так, під енергоресурсом розуміють природні та вторинні (виникають унаслідок виробничих процесів та/або переробки різних видів палива) джерела отримання енергії; під енергетичним товаром – електроенергію, яка підготовлена та доведена до споживача; під енергетичним продуктом –результат діяльності людини щодо трансформації властивостей первинних та вторинних енергоресурсів в електричну енергію, набуття нею самостійної споживчої вартості та задоволення реальної споживчої потреби в енергії.

3. У процесі апробації запропонованих понять були визначені життєві цикли енергетичного ресурсу, енергетичного товару та енергетичного продукту. Під життєвим циклом енергетичного продукту розуміють період, за який відбуваються видобуток джерел енергії,

необхідних для отримання одиничної міри електроенергії, їх перероблення, транспортування на електростанцію, перетворення на електроенергію на електростанціях, транспортування через розподільні мережі до кінцевого споживача, а також кінцеве споживання та утилізація.

4. На відміну від існуючих підходів до структуризації життєвого циклу енергетичного продукту пропонуються виокремлювати етап виникнення та утилізації відходів, що утворюються на кожній стадії життєвого циклу та є джерелами екодеструктивного впливу на людину і довкілля в цілому. Так, на стадії ресурсного забезпечення виникають відходи добування енергетичних ресурсів, зокрема, – під час видобутку природного газу утворюється попутний газ, що потрапляє у довкілля, при видобутку вугілля залишається порода, при видобутку ядерного палива на місцях залишаються радіоактивні хвостосховища. На стадії виробництва електричної енергії утворюються відходи у вигляді шкідливих викидів, стоків, твердих відходів. На стадіях транспортування та споживання електричної енергії виникають відходи, пов'язані з електромагнітним і тепловим забрудненням довкілля.

5. Стратегічний вектор природно-ресурсної політики країни повинен формуватися виходячи з рівня небезпеки для економіки від умов постачання домінуючого енергоресурсу та відповідності технології виробництва енергетичного продукту з домінуючого енергоресурсу вимогам концепції сталого розвитку. В Україні перевагу необхідно віддавати виробництву електроенергії із використанням вітру, сонця та води, відмовитися від виробництва енергетичного продукту на нафтопродуктах, здійснити реконструкцію електростанцій на біомасі та вугіллі відповідно до вимог концепції сталого розвитку, провести диверсифікацію джерел постачання газу та ядерного палива.

## РОЗДІЛ 3

### ЕКОЛОГО-ОРІЄНТОВАНЕ УПРАВЛІННЯ ЖИТТЄВИМ ЦИКЛОМ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПРОДУКТУ ПРИ ВИРОБНИЦТВІ, СПОЖИВАННІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, А ТАКОЖ УТИЛІЗАЦІЇ ВІДХОДІВ НА КОЖНІЙ ЙОГО СТАДІЇ

#### 3.1 Розвиток методичних засад управління життєвим циклом електростанції

Так об'єктивно склалося, що паливно-енергетичний комплекс України був сформований ще у Радянські часи, у наслідок чого сьогодні більшість енергетичних потужностей, збудованих на території України, продовжують працювати, вони є застарілими та не відповідають вимогам концепції екологічно чистої енергетики в сучасному світі [174]. Сьогодні в Україні заміні підлягають 42 % теплових електростанцій, середній коефіцієнт корисної дії яких становить близько 32 % (у той час як в економічно розвинених країнах цей показник становить 45 %) [51]. Низька ефективність енергетичного обладнання в Україні робить впровадження очисних установок економічно недоцільним. Так, системи очищення димових газів можуть знижувати коефіцієнт корисної дії енергоблока (на 1,5 – 2 %, а в деяких випадках – до 5 %) за рахунок збільшення витрат електроенергії на власні потреби, а також потребують високих експлуатаційних витрат (від 3 до 8 млн євро на рік) [49].

До розпаду СРСР уся електроенергетична система знаходилася в єдиній енергосистемі. Сьогодні в Україні не достатня кількість потужностей для потриття маневрових та пікових навантажень. Через наявність у Кузнецькому, Кансько-Ачинському, Екібастузькому родовищах вугілля з високою теплотворною здатністю та покращеними економічними

показниками вугільні басейни України не отримали достатньої кількості інвестицій для свого розвитку. Енергетичні підприємства, які зосереджені на території України, у якості палива в радянські часи використовували переважно природний газ. Після розпаду СРСР технології отримання енергії залишилися, тому сьогодні виникає багато питань стосовно імпорту цього виду палива. Основна частина електричної енергії в Україні виробляється на теплових електростанціях, які в якості палива використовують вугілля, торф, мазут, природний газ, горючі сланці [174].

Сьогодні виробництво електричної енергії в Україні здійснюють так звані генеруючі компанії: теплові, гідралічні та ядерні, а також самостійні електростанції, що складають єдину об'єднану енергетичну систему України. Надходження електричної енергії до споживача забезпечують обласні енергопостачальні компанії (рис. 3. 1).



Рисунок 3.1 – Структура генеруючих потужностей України

До складу генеруючої теплової компанії входять такі енергетичні компанії: «Дніпроенерго» (Криворізька, Дніпропетровська та Запорізька ТЕС); «Донбасенерго» (Старобешівська та Слов'янська ТЕС); «Західенерго» (Бурштинська, Добровірська, Ладжинська ТЕС); «Центренерго» (Вуглегірська, Трипільська, Зміївська ТЕС); «Східенерго» (Зуєвська, Луганська, Курахівська ТЕС).

До складу генеруючих гідравлічних компаній входять: «Дніпрогідроенерго» (Київська ГЕС та Київська ГАЕС, Канівська ГЕС та Канівська ГАЕС, Кременчуцька ГЕС, Дніпродзержинська ГЕС, Дніпровська ГЕС, Каховська ГЕС) та компанія «Дністренерго» (Дністровська ГЕС). Гідропотенціал електростанцій Дніпровського каскаду наведено в табл.3.1.

Таблиця 3.1 – Характеристика гідропотенціалу електростанцій Дніпровського каскаду [168]

Показники, що характеризують гідропотенціал електростанції	Київська гідроелектростанція	Канівська гідроелектростанція	Кременчуцька гідроелектростанція	Дніпродзержинська гідроелектростанція	Дніпровська гідроелектростанція	Каховська гідроелектростанція
1	2	3	4	5	6	7
Рік введення першого/останнього гідроагрегату, рік	1964/ 1968	1972/ 1978	1956/ 1962	1963/ 1964	1-ша 1932/1939; 1947/1959 2-га 1974/1981	1955/ 1956
Встановлена потужність, МВт	361,2	444,0	625,0	352,0	1-ша – 560,6 2-га – 887,6	351,0
Середньорічне вироблення електроенергії згідно з проектами, млн кВт·год	635	823	1506	1250	4140	1420

Продовження табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Максимальні витрати води, м <sup>3</sup> /с	11200	19300	21000	20700	26900	21400
Розрахунковий напір, м	7,7	7,3	13,6	9,8	34,3	13,8
Середньорічна кількість використаної потужності (за останнє десятиліття/проектне)	2164/ 1758	2064/ 1854	2305/ 2410	3528/ 3551	2440/2691	3908/ 4045

До генеруючої компанії «Енергоатом» входять: Запорізька АЕС, Рівненська АЕС, Південно-Українська АЕС та Хмельницька АЕС.

До інших генеруючих компаній входять теплові електричні станції енергопостачальних компаній, самостійні та промислові теплові електричні станції – ліцензіати з виробництва електроенергії, а також промислові теплові електричні станції, відокремлені від об'єднаної енергетичної системи України, малі гідроелектростанції та орендовані енергоблоки [61]. Карта-схема електроенергетичних потужностей України подана на рисунку 3.2.

Сьогодні технічний стан більшості об'єктів електроенергетики є незадовільним, що обумовлює необхідність модернізації устаткування та впровадження нових ресурсозберігаючих, енергоефективних, економічно збалансованих технологій, а також переходу до альтернативних джерел отримання електроенергії [113].

Відомо, що основні засоби будь-якої електростанції були і залишаються одним із найбільш значущих чинників її економічного функціонування, адже від стану основних засобів залежить фінансовий стан енергетичного підприємства. У зв'язку із цим проблема їх відтворення на якісно новому технологічному рівні є першочерговим завданням економічної політики більшості країн світу, а завдання технічного переозброєння повинні розглядатися не лише з позиції економічної доцільності, але і з точки зору



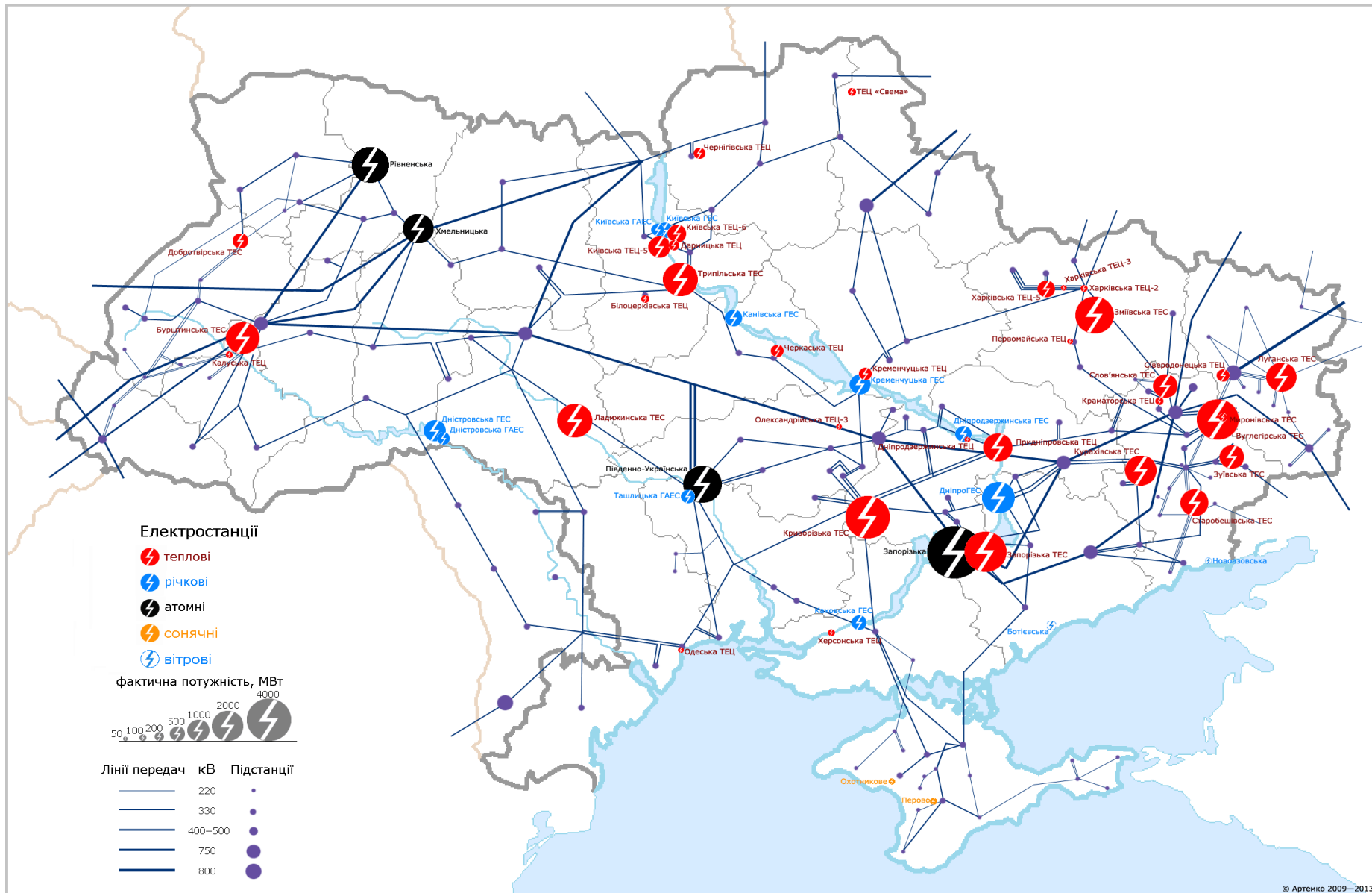


Рисунок – 3.2 Карта-схема електроенергетичних потужностей України [195]

соціальних наслідків та впливу на навколишнє природне середовище. Саме тому проблема модернізації електростанцій стає об'єктом першочергової уваги як на рівні Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, так і на рівні економіки України в цілому [171].

Майже всі електричні станції України були збудовані ще у середині ХХ століття (Дарницька ТЕЦ – в 1936 р., Сумська ТЕЦ – у 1957 р.) та продовжують функціонувати й до цього часу. На жаль, сьогодні й досі на повну потужність функціонує обладнання тих електричних станцій, які відпрацювали вже понад 50 років. Через це неефективна діяльність українських теплових електричних станцій відображається на якості життя населення, яке мешкає на прилеглих територіях. Перелік населених пунктів України, що розташовані в зоні впливу теплоелектростанцій, демонструє таблиця 3.2.

Найбільш актуальним питанням на сьогодні є визначення оптимального терміну заміни обладнання на діючих електростанціях або визначення оптимального строку служби при будівництві нових станцій. Як зазначається у праці [171], термін служби – це період активної роботи основних фондів, що залежить від багатьох факторів: науково-технічного прогресу, ціни, собівартості, факторів фізичного та морального зношення, рівня кваліфікації персоналу, наявності аналогічних або подібних видів техніки, попиту на продукцію, фінансових можливостей підприємства та ін.

При продовженні терміну служби електростанції погіршуються її технічні характеристики, підвищуються витрати на обслуговування, а коефіцієнт корисної дії зменшується. Крім того, тривалість кожної наступної реконструкції збільшується з часом, а термін часу між ремонтними роботами скорочується.

Діяльність електростанцій, термін дії яких вичерпано, але які продовжують функціонувати, є неефективною з позиції економічної доцільності та небезпечною з точки зору впливу на навколишнє природне

Таблиця 3.2 – Перелік населених пунктів України, розташованих в зоні впливу теплоелектростанцій [49]

Назва теплоелектростанції, область України	Населені пункти України, які знаходяться в зоні впливу теплових електричних станцій			
	I зона ризику (відстань між електростанцією та населеним пунктом $\leq 1$ км)	II зона ризику (відстань між населеним пунктом та електростанцією в межах 1–3 км)	III зона ризику (відстань між населеним пунктом та електростанцією в межах 3–10 км)	Кількість наявного населення у зоні ризику, тис. осіб (міське/сільське)
1	2	3	4	5
Бурштинська ТЕС, Івано-Франківська обл.	м. Бурштин	с. Куропатники, с. Коростовичі, с. Витань, с. Насташине, с. Дем'янів.	с. Чагрів, с. Конюшки, с. Обельниця, м. Калуш, м. Галич, м. Бережани, м. Жидачів, с. Лучинці, с. Юнашків, с. Сарники, с. Діброва, с. Озеряни, с. Курів, с. Слобода, с. Жалибори, с. Кінашів, с. Нараївка, с. Бовшів.	61,8 (23,8 / 38,0)
Вуглегірська ТЕС, Донецька обл.	м. Світлодарськ	с. м. т. Луганське, с. Новолуганське, с. Доломітне	с. Семигір'я, с. Травневе, с. м. т. Миронівський, с. Нижнє Лозове, с. Кирпичне.	52,3 (41,1 / 11,2)
Добротвірська ТЕС, Львівська обл.	с. м. т. Добротвір	с. Маїки, с. Матяші, с. Старий Добротвір, с. Козаки, с. Рокети, с. Долини, с. Рогалі, с. Перекалки, с. Селець.	с. Реклинець, с. Павлів, с. Бабичі.	57,5 (23,0 / 34,5)
Запорізька ТЕС	м. Енергодар	с. Примірне, с. Новоукраїнка	с. Іванівка, с. Нововодяне, с. Дніпровка, с. Мічуріна, с. Водяне.	41,7 (13,6 / 28,1)
Зміївська ТЕС, Харківська обл.	с. м. т. Комсомольське	с. м. т. Донець	с. Благодатне, с. Занки, с. Геніївка, с. Дачне, с. Українське, с. Омельчинки, с. м. т. Андріївка, с. м. т. Червоний Донець.	73,0 (34,0 / 39,0)
Ладижинська ТЕС, Вінницька обл.	м. Ладижин	с. Дмитренки, с. Басаличівка	с. Харпачка, с. Бубнівка, с. Новоселівка, с. Лукашівка, с. Заозерне.	23,9 (22,6 / 1.3)

Продовження табл. 3.2

1	2	3	4	5
Зуївська ТЕС, Донецька обл.	м. Зугрес	м. Миколаївка, с. м. т. Зуївка	с.м.т.Гірне, с.Ведмеже, м.Харцизьк, с.Липове, с.м.т.Сердите, с.Цупки, с.Зачатівка, с.Співуче, с.м.т.Шахтне, с.м.т.Троїцько-Харцизьк, с.Покровка, с.м.т.Широке, с.Новопелагіївка, с.м.т.Новомиколаївка, с.Садове, с.Дубівка, с.Золотарівка.	105,4 (104,5 / 0,961)
Криворізька ТЕС, Дніпро- петровська обл.	Розташована за 2 км від найближчого населеного пункту	м. Зеленодольськ	с. Велика Костромка, с.Мала Костромка, с. Тополине, с. Українка, с. Новомар'янівка	57,6 (28,6 / 29,0)
Курахівська ТЕС, Донецька обл.	м. Курахове	с. м. т. Іллінка, с. Берестки, с. Степанівка	с. Старі Терни, с.м.т. Дальне, с.м.т. Дачне, с.м.т. Шевченко, с. Вознесенка, с. Креміна Балка, с. Измайлівка, м. Гірник, с.м.т. Курахівка, с. Зоряне, с. Олександрополь, с. Островське, с. Янтарне, с. Успенівка, с. Романівка.	84,7 (56,0 / 28,7)
Луганська ТЕС	м. Щастя		с. Передільське, с. Обозне, с. Весела Гора, с.м.т. Петрівка, с. Геївка, с. Старий Айдар, с. Цвітні Піски, с. Світле, с. Привітне, с. Христове.	13,0
Придніпровська ТЕС, Дніпро- петровська обл.	м. Дніпропетровськ , Самарський район	с. Любимівка, с.Придніпрянське	с.м.т. Іларіонове, с. Іванівка, с. Василівка, с. Дніпрове, с. Волоське, с. Перше Травня	77,9
Слов'янська ТЕС, Донецька обл.	м. Миколаївка	с. Стародубівка	с. Оріховатка, с. Рай-Олександрівка, с. Пискунівка, с. Крива Лука, с. Брусівка, с. Старий Караван, м. Слов'янськ.	34,7 (15,1 / 19,6)
Старобешівська ТЕС, Донецька обл.	с.м. т. Старобешеве	с. м. т. Вознесенка	с. Горбатенко, с. Чумаки, с.м.т. Олександрівка, с. Берегове, с. Петровське, с. Підгірне, с. Зернове, с. Родникове, с. Кипуча Криниця, с. Кам'янка, с.м.т. Новий Світ, с. Світле	51,4 (22,7 / 23,7)
Трипільська ТЕС, Київська обл.	Україна	с. Трипілля	с. Таценки, с. Плюти, с.м.т. Козин, м. Обухів, с. Нещерів, с. Тарасівка, с. Дерев'янки, с. Щербанівка, с. Жуківці, с. Витачів, с. Халеп'я.	68,5 (50,7 / 17,8)

середовище та соціальних наслідків, оскільки зростає ризик аварійності та знижується коефіцієнт корисної дії. Застаріле обладнання становить загрозу щодо збільшення викидів CO<sub>2</sub> в атмосферу. Вікова характеристика теплових електростанцій, розташованих у країнах Європейського Союзу (станом на 2015 р.), наведена в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Вікова характеристика теплових електростанцій, розташованих у країнах Європейського Союзу (станом на 2015 р.) [49]

	Середній термін експлуатації енергоблоків	Частка потужностей, що експлуатується понад 35 років, %	Частка потужностей, що експлуатується більше понад 50 років, %
Теплові електричні станції, що працюють на вугіллі	26	54	9
Теплові електричні станції, що працюють на газу	12	17	1
Теплові електричні станції, що працюють на мазуті	26	55	5
Усі енергоблоки	21	42	6

До головних факторів, від яких залежить термін дії вугільних електростанцій, належать: частота відключення, уважність персоналу під час ремонтних робіт на станціях, можливість їх реконструкції, екологічні стандарти. Так, частота відключень для вугільних станцій, як правило, становить 5 % (для станцій із терміном служби 10-20 років), а якщо станція не модернізується, ця частота зростає до 20 % при досягненні 40-річного терміну служби [95].

Виходячи з цього, фахівцями Міжнародного енергетичного агентства обґрунтовані основні характеристики електростанцій, що виробляють

енергетичний продукт за тими технологіями, які найбільшою мірою відповідають вимогам сталого розвитку (табл. 3.4).

Таблиця 3.4 – Основні характеристики електростанцій з урахуванням стану електроенергетики усіх країн-членів Міжнародного енергетичного агентства та вимог концепції сталого розвитку у 2013 р. [200]

Параметри електростанцій	Атомна електрична станція	Електрична станція з комбінованою парогазовою турбіною	Теплова електрична станція, що працює на вугіллі	Вітрова електрична станція	Електрична станція з відкритою газовою турбіною
Капітальні витрати, доларів /кВт потужності	2500	650	1400	900	400
Термін будівництва електростанції, місяці	60	36	48	18	24
Термін служби електростанції, роки	40	25	40	20	20
Коефіцієнт корисної дії електростанції, %	85	85	85	28	1
Теплова ефективність (теплота згоряння) електростанції, %	33	58	44	–	37
Вартість палива, доларів /млн британських термічних одиниць теплоти	0,5	6,0	2,2	–	6,0
Експлуатаційні витрати, доларів /кВт потужності на рік	65	25	50	20	20

Незважаючи на високі викиди CO<sub>2</sub> в атмосферу та глобальне потепління, за прогнозами фахівців Міжнародного енергетичного агентства найбільш перспективними видами палива при виробництві електричної енергії вважаються саме викопні види (наприклад, вугілля). Через це заміна електричних станцій, термін служби яких вичерпано, буде здійснюватися на вугільні електричні станції з оновленими вловлюваними вуглекислий газ технологіями. Технічний термін таких електричних станцій перевищує 40 років [183].

Незважаючи на задекларований Міністерством енергетики та вугільної промисловості України вектор щодо переходу до впровадження концепції екологічно чистої електроенергетики, Україна сьогодні залишається країною із найвищими показниками вмісту карбону у викидах від роботи електростанцій, про що свідчать дані табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Кількість викидів CO<sub>2</sub> від роботи електростанцій на одиницю ВВП у різних країнах світу у 2014 р. [96]

Країна	Кількість викидів CO <sub>2</sub> на одиницю ВВП, тонн / млрд доларів
Україна	483
Російська Федерація	427
Республіка Польща	230
Китай	201
Канада	172
США	162
Німеччина	111
Японія	104
Усі країни Євросоюзу в цілому	107

Такий високий рівень екодеструктивного впливу від роботи електростанцій в Україні обумовлений зокрема й високим рівнем зношення основних засобів електростанцій та продовженням їх роботи після закінчення терміну служби. Близько 80 % газоперекачувальних агрегатів були встановлені в 70–80-х роках ХХ століття, а їх середній показник продуктивності становить 22 %; 97 % енергоблоків теплових електростанцій відпрацювали свій термін служби [183].

Для визначення ступеня відповідності енергетичної галузі критеріям сталого розвитку необхідно проаналізувати основні категорії, до яких віднесемо: енергозабезпечення та ефективність використання паливно-енергетичних ресурсів; безпечний техніко-економічний стан; інвестиційне забезпечення; зменшення екологічно небезпечного впливу енергетики на атмосферу [145]. У таблиці 3.6 наведені значення окремих показників, що

характеризують ступінь виконання концепції сталого розвитку в електроенергетиці за регіонами України станом на 2012 р.

Таблиця 3.6 – Значення показників, що характеризують ступінь виконання концепції сталого розвитку в енергетиці за регіонами України станом на 2012 р.

Регіон України	Частка газу природного у загальному обсязі витрат енергетичних матеріалів та продуктів перероблення нафти, %	Частка втраг при транспортуванні, розподілі та зберіганні енергетичних матеріалів та продуктів перероблення нафти у загальному обсязі витрат, %	Частка викидів забруднювальних речовин в атмосферу від енергетики у загальному обсязі викидів від стаціонарних джерел, %	Обсяги викидів забруднювальних речовин в атмосферу від енергетики на душу населення, кг /на особу	Частка викидів забруднювальних речовин в атмосферу від виробництва та розподілу електроенергії, газу та води у загальному обсязі викидів від стаціонарних джерел, %	Викинуто в середньому одним підприємством виробництва та розподілу електроенергії, газу та води, тонн
1	2	3	4	5	6	7
АР Крим	3,63	1,84	24,01	4,01	23,85	27,9
Вінницька	44,63	1,07	80,08	50,07	80,06	324,5
Волинська	3,49	2,10	35,61	2,51	35,62	22,6
Дніпропетровська	33,93	0,01	53,10	154,56	53,09	1439
Донецька	46,80	0,15	47,22	163,92	47,22	987,4
Житомирська	1,02	1,19	18,01	2,62	3,24	25,2
Закарпатська	1,16	2,41	22,37	1,45	22,22	31,2
Запорізька	79,80	0,06	60,59	70,49	60,60	590,5
Івано-Франківська	56,96	1,01	90,47	129,05	90,49	1521
Київська	29,32	1,09	89,04	67,08	89,02	509,4
Кіровоградська	6,28	1,40	20,50	3,48	н/д	н/д
Луганська	40,48	0,39	38,94	77,40	38,94	274,1
Львівська	21,17	1,21	45,88	23,77	45,91	251,9
Миколаївська	6,15	0,89	26,42	5,70	27,47	54,9
Одеська	1,24	0,40	22,61	2,67	22,78	31,9
Полтавська	0,28	0,00	29,63	14,15	29,70	77,9
Рівненська	7,68	0,80	50,68	6,53	50,34	48,4
Сумська	3,34	2,10	28,60	7,57	28,48	57,2



Продовження табл. 3.6

1	2	3	4	5	6	7
Тернопільська	1,23	1,89	10,29	2,00	10,53	9,6
Харківська	31,69	0,06	91,19	66,04	91,19	617,1
Херсонська	2,53	1,34	23,35	1,39	23,44	14,5
Хмельницька	11,01	1,73	53,09	6,60	52,76	43,3
Черкаська	9,47	0,64	48,71	26,72	48,70	142,6
Чернівецька	2,32	0,01	57,89	1,86	58,62	22,7
Чернігівська	17,95	1,72	51,10	21,89	51,09	146,3
м. Київ	4,77	0,03	85,38	10,02	85,41	138,3
м. Севастополь	1,60	0,04	54,83	4,60	56,25	39

У Європі нові станції, як правило, обладнані засобами для очищення стічних вод від сполук сірки та контролю за викидами, а отже, на даному етапі модернізація для них є неактуальною. Проекти, спрямовані на збільшення терміну служби станцій, є більш актуальними для тих країн, де функціонує значна кількість станцій із значним терміном служби. Наприклад, у Німеччині експлуатаційний термін служби третини електростанцій становить менше 15 років [51]. Для електростанцій із терміном служби від 40 до 60 років можна рекомендувати модернізацію. У Великобританії більшість станцій почали експлуатуватися 30 років тому [95]. Заходи, спрямовані на зниження викидів забруднювальних речовин, вимагають ретельного економічного оцінювання, особливо для старих станцій, де зміна умов експлуатації може негативно вплинути на термін служби котла електростанції.

Ученими Міжнародного енергетичного агентства доведено, що одним із напрямків зменшення викидів CO<sub>2</sub> в атмосферу є нарощування потужностей атомних електричних станцій, у яких відсутні прямі викиди. Так, у 2000 р. більшість атомних електричних станцій США були оцінені як найбільш економічні, а деякі з них навіть одержали ліцензії на продовження терміну дії до 60 років.

Критерієм оптимізації терміну служби електростанції можна вважати максимум річного економічного ефекту або мінімум витрат на одиницю енергетичного продукту. У роботі як базовий обрано другий підхід.

Виходячи з цього, оптимальним терміном заміни обладнання електростанції є інтервал часу, упродовж якого витрати на виробництво електроенергії за весь період служби, віднесені на одиницю енергетичного продукту, будуть мінімальними.

Оцінюючи оптимальний термін заміни обладнання електростанції, необхідно проаналізувати її діяльність як із позиції економічної доцільності, так і з точки зору впливу на навколишнє природне середовище та соціальних наслідків [179].

Враховуючи високий рівень екодеструктивного впливу від роботи електростанцій, удосконалимо стандартний підхід до розрахунку питомих витрат при отриманні енергетичного продукту, урахувавши не лише економічні, а й еколого-економічні витрати. Введемо в розрахунки величину плати за прямі та непрямі викиди в атмосферу, які виникають упродовж усього життєвого циклу енергетичного продукту.

Отже, еколого-орієнтоване управління життєвим циклом енергетичного продукту на стадії виробництва електроенергії повинно орієнтуватися на вимоги екологічної та природно-техногенної безпеки країни, задля чого необхідно врахувати еколого-економічні витрати різних напрямків. Тому пропонуємо визначати оптимальний термін служби електростанцій ( $T_{opt}$ ) (для вже функціонуючих станцій – це оптимальний термін заміни обладнання) як такий, при якому мінімізуються інтегральні питомі дисконтовані еколого-економічні витрати ( $CI_{kt}$ ):

$$CI_{kt}^{CO_2} = \left( \sum_{t=1}^{t_c} \frac{I_t^{bi} + I_t^c + I_t^{bp} + I_t^e + F^{hs} \cdot Em_t^{indirhs}}{(1+i)^t} + \frac{LC_{T_{opt}}^e + LC_{T_{opt}}^a - LV_{T_{opt}}}{(1+i)^{T_{opt}}} + \right. \\ \left. + \sum_{t=T_{opt}}^{T_{opt}} \frac{I_t^{cr} + OC_t + EP_t + CAC_t + F^{hs} \cdot (Em_t^{indirhs} + Em_t^{dirhs})}{(1+i)^t} \right) / \sum_{t=1}^{T_{opt}} \frac{Q_t}{(1+i)^t} \rightarrow \min, \quad (3.1)$$

де  $I_t^{bi}$  – передінвестиційні витрати (передінвестиційні дослідження, сплата юридичних, податкових, реєстраційних платежів тощо), в  $t$ -му році, грн;

$I_t^c$  – капітальні інвестиції (купівля або оренда землі, купівля основних фондів, обладнання, будівництво тощо) в  $t$ -му році, грн;

$I_t^{bp}$  – передвиробничі витрати (формування або приріст обігових коштів до початку операційної діяльності, пусконаладжувальні роботи, підготовка кадрів, придбання нематеріальних активів тощо) в  $t$ -му році, грн;

$I_t^e$  – інвестиції у забезпечення захисту навколишнього природного середовища до початку операційної діяльності (підготовка земельної ділянки, покращення якості ґрунту, відновлення якості землі після будівництва) в  $t$ -му році, грн;

$I_t^{cr}$  – інвестиції та реінвестиції, що здійснюються після введення електростанції в експлуатацію (модернізація обладнання, розширення соціальної інфраструктури, придбання необігових активів тощо) в  $t$ -му році, грн;

$OC_t$  – повні операційні витрати на функціонування електростанції в  $t$ -му році, грн;

$EP_t$  – екологічні платежі під час функціонування електростанції в  $t$ -му році, грн;

$SAC_t$  – компенсаційні витрати на ліквідацію можливих техногенних аварій на електростанції в  $t$ -му році, грн;

$LVT_{opt}$  – ліквідаційна вартість електростанції після закінчення терміну її функціонування, грн;

$LC_{T_{opt}}^e$  – витрати, пов'язані з рекультивацією земельних ділянок після закінчення терміну функціонування електростанції, захороненням відходів тощо, грн;

$LC_{T_{opt}}^a$  – супроводжуючі ліквідаційні витрати (демонтаж, утилізація, соціальні виплати тощо) у році  $T_{opt}$ , грн;

$t_c$  – тривалість інвестиційного та передвиробничого етапу, років;

$F^{hs}$  – екологічний податок у розрахунку на одиницю (тонну) викидів шкідливих речовин відповідно до стандартів Кіотського протоколу, грн/т;

$Em_t^{indirhs}$  – обсяг непрямих викидів шкідливих речовин на етапах видобування і транспортування енергоресурсу до станції в  $t$ -му році, т;

$Em_t^{dirhs}$  – обсяг прямих викидів шкідливих речовин безпосередньо на станції в  $t$ -ому році, т;

$Q_t$  – обсяг виробництва електроенергії на електричній станції в  $t$ -му році, млн кВт·год;

$i$  – ставка дисконтування, ч. од. (базовий рівень для атомних електростанцій становить 0,1, для інших – 0,15. Надбавки за інфляцію та інші ризики додаються до цього базового рівня ставки дисконту).

Еколого-економічні характеристики Сумської ТЕЦ станом на 2014 р. наведені в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Еколого-економічні характеристики Сумської ТЕЦ (станом на 2014 р.)

№ п/п	Еколого-економічна характеристика електростанції	Умовні позначення	Значення	Одиниці вимірювання
1	Витрати на будівництво електростанції	$K$	21500,18	тис. грн
2	Продуктивність електростанції (сума електричної та теплової енергій)	$PE$	130,00	млн МВт·год на рік
3	Норма дисконту	$E$	0,15	–
4	Ліквідаційне сальдо (при утилізації електростанції)	$LV_n$	1505,00	тис. грн
5	Прямі викиди CO <sub>2</sub>	$Em_f^{dir}$	1017,00	г CO <sub>2</sub> /кВт·год
6	Непрямі викиди CO <sub>2</sub>	$Em_f^{indir}$	289,00	г CO <sub>2</sub> /кВт·год
7	Ціна за викиди CO <sub>2</sub> згідно з Кіотським протоколом на момент запуску електростанції	$PR_t$	145,00	грн / тонну
8	Екологічний податок за викиди (скиди),	$EP_t$	3389,4	тис. грн.
9	Чисті поточні витрати на виробництво річного обсягу енергетичного продукту	$C_t$	12306,00	тис. грн

Використовуючи технічні й економічні характеристики існуючої Сумської теплоелектроцентралі, визначимо оптимальний термін заміни її обладнання станом на 2014 р. з урахуванням еколого-економічних витрат. Згідно з вихідними даними таблиці 3.7 розраховуємо такі проміжні показники:

- дисконтована продуктивність електростанції:

$$PED_t = PE_{kt} \cdot \frac{1}{(1+i)^t}, \quad (3.2)$$

де  $PED_t$  – дисконтована продуктивність  $k$ -ї електричної станції в  $t$ -му році, млн. МВт·год;

$PE_{kt}$  – продуктивність  $k$ -ї електричної станції в  $t$ -му році, млн МВт·год;

- дисконтована продуктивність електростанції накопиченим підсумком:

$$PEC_t = PEC_{t-1} + PED_t, \quad (3.3)$$

де  $PEC_{t-1}$  – дисконтована продуктивність електростанції накопиченим підсумком в  $(t-1)$ -му році, млн. МВт·год;

- сумарна величина викидів  $CO_2$  за рік від  $k$ -ї електричної станції в  $t$ -му році:

$$Em_{kt} = (Em_{kt}^{dir} + Em_{kt}^{indir}) \cdot PE_{kt}, \quad (3.4)$$

де  $Em_{kt}$  – загальна величина викидів  $CO_2$  від  $k$ -ї електричної станції в  $t$ -му році, г  $CO_2$ /кВт·год;

- плата  $k$ -ї електричної станції в  $t$ -му році за викиди вуглекислого газу, тис. грн :

$$F_{kt}^{CO_2} = Em_{kt} \cdot PR_t, \quad (3.5)$$

- величина дисконтованої вартості викидів  $CO_2$   $k$ -ї електричної станції в  $t$ -му році ( $FD_{kt}$ ), тис. грн.:

$$FD_{kt}^{CO_2} = F_{kt}^{CO_2} \cdot \frac{1}{(1+i)^t}, \quad (3.6)$$

- величина інтегральної вартості викидів  $CO_2$   $k$ -ї електричної станції в  $t$ -му році ( $FI_{kt}^{CO_2}$ ), тис. грн:

$$FI_{kt}^{CO_2} = FI_{k(t-1)}^{CO_2} + FD_{kt}^{CO_2}, \quad (3.7)$$

де  $FI_{k(t-1)}^{CO_2}$  – інтегральна вартість викидів  $CO_2$  в  $(t-1)$ -му році, тис. грн.

Для визначення величини інтегральних дисконтованих питомих еколого-економічних витрат знайдемо такі проміжні показники:

- чисті поточні витрати (собівартість електричної енергії), тис. грн:

$$C_{kt} = MR_{kt} + SC_{kt}, \quad (3.8)$$

де  $MR_{kt}$  – витрати на капітальний ремонт (major repairs)  $k$ -ї електричної станції в  $t$ -му році, тис. грн.;

де  $SC_{kt}$  – інші поточні витрати (streaming costs)  $k$ -ої електричної станції в  $t$ -ому році, тис. грн;

- дисконтовані чисті поточні витрати ( $CD_{kt}$ ), тис. грн :

$$CD_{kt} = C_{kt} \cdot \frac{1}{(1+i)^t}; \quad (3.9)$$

- поточні витрати з накопиченим підсумком ( $CC_{kt}$ ), тис. грн:

$$CC_{kt} = CC_{k(t-1)} + CD_{kt}, \quad (3.10)$$

де  $CC_{k(t-1)}$  – поточні витрати з накопиченим підсумком  $k$ -ї електричної станції в  $(t-1)$ -му році, тис. грн;

- дисконтоване ліквідаційне сальдо ( $LV_nD$ ), тис. грн:

$$LV_nD_t = LVT_{opt} \cdot \frac{1}{(1+i)^t}, \quad (3.11)$$

де  $LVT_{opt}$  – ліквідаційне сальдо  $k$ -ї електричної станції в  $t$ -му році, тис. грн;

- інтегральні витрати ( $CI_{kt}$ )  $k$ -ї електричної станції в  $t$ -му році, тис. грн:

$$CI_{kt} = K + CC_{kt} - LV_nD_t. \quad (3.12)$$

Проміжні розрахунки показників для визначення оптимального терміну заміни обладнання Сумської ТЕЦ, наведені в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Проміжні розрахунки показників для обчислення інтегральних дисконтованих питомих еколого-економічних витрат для визначення оптимального терміну заміни обладнання Сумської ТЕЦ

Рік	$PE_t$ , млн МВт·год	$\frac{1}{(1+E)^t}$	$PED_t$ , млн МВт·год	$PEC_t$ , млн МВт·год	$Em_t$ , тонн CO <sub>2</sub>	$F_t^{CO_2}$ , млн грн	$FD_t^{CO_2}$ , млн грн	$FI_t^{CO_2}$ , млн грн	$C_t$ , тис.грн	$MR_t$ , тис. грн	$SC_t$ , тис. грн	$CD_{kt}$ , тис. грн	$CC_{kt}$ , тис. грн	$LV_n D_t$ , тис. грн	$CI_{kt}$ , тис. грн
2014	130,00	1,00	113,04	118,18	169,78	24,61	21,41	21,41	12306		12306	10700,87	10700,87	1308,70	30892,17
2015	130,00	0,87	98,30	216,48	169,78	24,61	18,61	40,02	12694		12694	9598,49	20299,36	1138,00	40661,36
2016	128,70	0,76	84,62	301,10	168,08	24,37	16,02	56,05	13154		13154	8648,97	28948,33	989,56	49458,76
2017	127,41	0,66	72,85	373,95	166,40	24,12	13,80	69,84	13666		13666	7813,58	36761,91	860,49	57401,42
2018	130,00	0,57	64,63	438,58	169,78	24,61	12,24	82,08	16377	3225	13152	8142,26	44904,17	748,25	65655,92
2019	128,70	0,50	55,64	494,22	169,76	24,61	10,64	92,72	13283,52		13283,52	5742,83	50647,00	650,65	71496,35
2020	127,41	0,43	47,90	542,12	169,75	24,61	9,25	101,98	13416,35		13416,35	5043,70	55690,71	565,79	76624,92
2021	126,14	0,38	41,24	583,36	169,73	24,61	8,05	110,02	13550,51		13550,51	4429,69	60120,39	491,99	81128,41
2022	128,70	0,33	36,58	619,94	168,08	24,37	6,93	116,95	17308,49	4300	13008,49	4920,16	65040,55	427,81	86112,74
2023	126,13	0,28	31,18	651,12	167,19	24,24	5,99	122,94	13203,62		13203,62	3263,73	68304,28	372,01	89432,27
2024	123,60	0,25	26,57	677,69	166,31	24,11	5,18	128,13	13401,68		13401,68	2880,60	71184,88	323,49	92361,40
2025	121,13	0,21	22,64	700,33	165,42	23,98	4,48	132,61	13602,70		13602,70	2542,44	73727,33	281,30	94946,03
2026	126,12	0,19	20,50	720,83	166,37	24,12	3,92	136,53	18501,61	5375	13126,61	3007,03	76734,36	244,60	97989,75
2027	122,34	0,16	17,29	738,12	164,60	23,86	3,37	139,90	13389,14		13389,14	1892,27	78626,63	212,70	99913,93
2028	118,67	0,14	14,58	752,70	162,86	23,61	2,90	142,80	13656,92		13656,92	1678,36	80304,99	184,96	101620,03
2029	115,11	0,12	12,30	765,00	161,13	23,36	2,50	145,30	13930,06		13930,06	1488,63	81793,62	160,83	103132,79
2030	122,97	0,11	11,43	776,43	164,64	23,87	2,22	147,52	20897,86	7525	13372,86	1941,95	83735,57	139,85	105095,72
2031	118,05	0,09	9,54	785,97	161,22	23,37	1,89	149,41	13707,18		13707,18	1107,61	84843,18	121,61	106221,57
2032	113,33	0,08	7,96	793,93	157,86	22,89	1,61	151,02	14049,86		14049,86	987,22	85830,40	105,75	107224,65
2033	108,79	0,07	6,65	800,58	154,58	22,41	1,37	152,39	14401,10		14401,10	879,91	86710,31	91,96	108118,36
2034	119,28	0,06	6,34	806,92	162,90	23,62	1,25	153,64	22425,06	8600	13825,06	1191,46	87901,77	79,96	109321,81
2035	112,12	0,05	5,18	812,10	157,72	22,86	1,06	154,70	14239,81		14239,81	657,89	88559,66	69,53	109990,13
2036	105,39	0,05	4,23	816,33	152,70	22,14	0,89	155,59	14667,01		14667,01	589,24	89148,90	60,46	110588,44
2037	99,07	0,04	3,46	819,79	147,85	21,43	0,75	156,34	15107,02		15107,02	527,75	89676,65	52,58	111124,08
2038	93,13	0,03	2,83	822,62	143,14	20,75	0,63	156,97	15560,23		15560,23	472,68	90149,33	45,72	111603,62

Розрахуємо термін заміни обладнання Сумської ТЕЦ як з урахуванням, так і без урахування вартості викидів CO<sub>2</sub>. Для цього визначимо ці показники, а результати занесемо до таблиці 3.9:

- загальні питомі витрати (unit costs)  $k$ -ї електричної станції в  $t$ -му році, тис. грн:

$$UC_{kt} = \frac{CI_{kt}}{PEC_t} \rightarrow \min ; \quad (3.13)$$

- інтегральні витрати з урахуванням витрат за викиди CO<sub>2</sub>  $k$ -ї електричної станції в  $t$ -му році, тис. грн:

$$CI_{kt}^{CO_2} = CI_{kt} + FI_{kt}^{CO_2} ; \quad (3.14)$$

- загальні питомі витрати  $k$ -ї електричної станції в  $t$ -му році з урахуванням витрат за викиди CO<sub>2</sub>, тис. грн:

$$- UC_{kt}^{CO_2} = \frac{CI_{kt}^{CO_2}}{PEC_t} \rightarrow \min . \quad (3.15)$$

Таблиця 3.9 – Розрахунок інтегральних дисконтованих питомих еколого-економічних витрат для визначення оптимального терміну заміни обладнання Сумської ТЕЦ

Роки	№ п/п	Показник		
		UC <sub>kt</sub> , тис. грн	CI <sub>kt</sub> <sup>CO<sub>2</sub></sup> , тис. грн	UC <sub>kt</sub> <sup>CO<sub>2</sub></sup> , тис. грн
1	2	3	4	5
2014	1	261,40	30913,58	261,58
2015	2	187,83	40701,38	188,02
2016	3	164,26	49514,81	164,45
2017	4	153,50	57471,26	153,69
2018	5	149,70	65738,00	149,89
2019	6	144,66	71589,07	144,85
2020	7	141,34	76726,90	141,53
2021	8	139,07	81238,43	139,26
2022	9	138,90	86229,69	139,09



Продовження табл.3.9

1	2	3	4	5
2023	10	137,35	89555,21	137,54
2024	11	136,29	92489,52	136,48
2025	12	135,97	95078,64	135,76
2026	13	135,94	98126,28	136,13
2027	14	135,25	100053,83	135,55
2028	15	135,16	101762,84	135,20
2029	16	134,96	103278,09	135,00
2030	17	136,34	105243,24	137,77
2031	18	135,26	106370,98	140,68
2032	19	135,01	107375,67	143,29
2033	20	144,81	108270,74	145,64
2034	21	148,12	109475,45	148,31
2035	22	150,65	110144,83	150,84
2036	23	152,94	110744,02	153,13
2037	24	155,01	111280,41	155,20
2038	25	156,89	111760,58	157,08

Розрахунки показали, що з урахуванням екологічного чинника оптимальний термін заміни енергетичного обладнання Сумської ТЕЦ становить 12 років, без урахування екологічного чинника – 16 років.

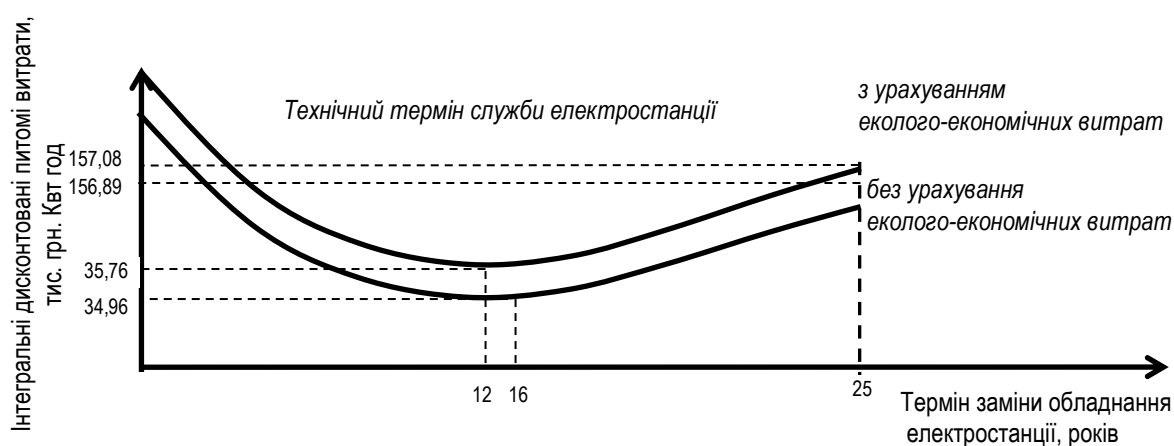


Рисунок 3.3 – Оптимальний термін заміни обладнання Сумської ТЕЦ з урахуванням екодеструктивного впливу на всіх стадіях життєвого циклу енергетичного продукту

Таким чином, розроблений підхід до визначення оптимального терміну служби (заміни обладнання) електричної станції враховує вимоги забезпечення екологічної та природно-техногенної безпеки не лише на всіх стадіях життєвого циклу енергетичного продукту (через витрати на компенсацію прямих та непрямих викидів вуглекислого газу), а й на всіх стадіях життєвого циклу електростанції (через передопераційні інвестиції у забезпечення захисту навколишнього природного середовища, поточні екологічні платежі, ліквідаційні витрати на рекультивацію земельних ділянок та захоронення відходів, компенсаційні витрати на ліквідацію аварій).

Таким чином, управлінські рішення щодо скорочення або подовження терміну функціонування електростанції повинні прийматися з урахуванням критерію мінімізації інтегральних питомих дисконтованих еколого-економічних витрат, що дозволяє визначити термін, при якому необхідно припинити діяльність електричної станції або провести заходи для підвищення ефективності діяльності станції та зменшення інтегральних питомих дисконтованих еколого-економічних витрат.

### **3.2 Науково-методичні засади формування регіональної диференціації роздрібних тарифів на електроенергію для споживачів з урахуванням екодеструктивного впливу об'єктів енергетики на всіх етапах ЖЦ ЕП**

Формування роздрібних тарифів на електричну енергію в Україні почалося з 1996 р. відповідно до Постанови Кабінету Міністрів України № 207 від 19.02.96 р. «Про забезпечення роботи Оптового ринку електроенергії України» [186]. Національною комісією з питань регулювання електроенергетики (НКРЕ) разом з іноземними консультантами було розроблено та введено в дію «Тимчасову методику розрахунку роздрібного тарифу за спожиту електроенергію, тарифу на передачу місцевими

(локальними) електромережами та тарифу на постачання електроенергії» [121].

Під час застосування цієї Тимчасової методики було виявлено невідповідність окремих її положень вимогам «Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з постачання електроенергії за регульованим тарифом (з 0433-96)» [42]. Це створило передумови для розроблення «Методики формування та введення в дію роздрібного тарифу на електроенергію» та затверджено Постановою Національної комісії з регулювання електроенергетики № 644 від 15.05.99 р. «Тимчасового порядку формування роздрібного тарифу на електроенергію для споживачів (крім побутових споживачів) ліцензіатами з постачання енергії за регульованим тарифом» [119]. Ці документи визначають особливості та послідовність ринкового формування роздрібних тарифів на електроенергію.

Оптова ринкова ціна на електричну енергію формується на Оптовому ринку електричної енергії. Механізм конкуренції на ринку діє так: виробники пропонують на оптовий ринок електроенергію за ціною, що встановлюється погодинно щодо кожного енергетичного блоку електричної станції (погодинна заявка), і за якою виробник згоден її продавати. При цьому Правилами Оптового ринку електричної енергії передбачається, що генеруючі компанії теплових електричних станцій подають цінові заявки з кожного блоку, а оптовий ринок електричної енергії набирає необхідної добової потужності, керуючись найнижчою розрахунковою ціною.

Складовими роздрібного тарифу є тариф на виробництво електричної енергії ( $T^{Pr}$ ), тариф на передачу електричної енергії ( $T^{Tr}$ ) і тариф на постачання електричної енергії споживачам ( $T^S$ ):

$$T = T^{Pr} + T^{Tr} + T^S . \quad (3.16)$$

Таким чином, станом на період з 1 квітня 2015 р. тарифи для споживача як кінцевого учасника життєвого циклу енергетичного продукту наведені в табл. 3.10. Плата за спожиту електричну енергію здійснюється залежно від

обсягів її споживання. Виробництво електричної енергії здійснюють різні типи електричних станцій, після чого електрична енергія спрямовується в єдину електричну мережу, із якої споживається однаковий за характеристиками енергетичний продукт.

Таблиця 3.10 – Тарифи на електроенергію в Україні, що відпускається населенню, затверджені Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, від 23.04.2012 № 497 (із змінами, внесеними Постановами № 750 від 15.06.2012 р., № 1183 від 13.09.2012 р., від № 749 від 23.05.2014 р., № 164 від 23.10.2014 р.) [150]

Категорія споживачів	Тариф на електроенергію, в копійках, за 1 кВт·год		
	без ПДВ	ПДВ	з ПДВ
1	2	3	4
1. Електроенергія, що відпускається:			
1.1. Населенню (зокрема яке проживає в житлових будинках, обладнаних кухонними електроплитами):			
за обсяг, спожитий до 100 кВт·год електроенергії на місяць (включно)	30,5	6,1	36,6
за обсяг, спожитий понад 100 кВт·год до 600 кВт·год електроенергії на місяць (включно)	52,5	10,5	63
за обсяг, спожитий понад 600 кВт·год електроенергії на місяць	117,25	23,45	140,7
1.2. Населенню, яке проживає в сільській місцевості (зокрема яке проживає в житлових будинках, обладнаних кухонними електроплитами):			
за обсяг, спожитий до 150 кВт·год електроенергії на місяць (включно)	30,5	6,1	36,6
за обсяг, спожитий понад 150 кВт·год до 600 кВт·год електроенергії на місяць	52,5	10,5	63
за обсяг, спожитий понад 600 кВт·год електроенергії на місяць	117,25	23,45	140,7
1.3. Населенню, яке проживає в житлових будинках (зокрема в житлових будинках готельного типу, квартирах та гуртожитках), обладнаних у встановленому порядку електроопалювальними установками (зокрема в сільській місцевості):			
1.3.1. У період із 1 квітня 2015 року по 30 квітня 2015 року (включно):			
- за обсяг, спожитий до 3600 кВт·год електроенергії на місяць (включно)	30,5	6,1	36,6

Продовження табл. 3.10

1	2	3	4
- за обсяг, спожитий понад 3600 кВт·год електроенергії на місяць	117,25	23,45	140,7
1.3.2. У період із 1 травня 2015 року по 31 серпня 2015 року (включно) відповідно до підпунктів 1.1 та 1.2			
1.4. Населенню, яке проживає в багатоквартирних будинках, не газифікованих природним газом і в яких відсутні або не функціонують системи централізованого теплопостачання (зокрема в сільській місцевості):			
1.4.1. У період із 1 квітня 2015 року по 30 квітня 2015 року (включно):			
- за обсяг, спожитий до 3600 кВт·год електроенергії на місяць (включно)	30,5	6,1	36,6
- за обсяг, спожитий понад 3600 кВт·год електроенергії на місяць	117,25	23,45	140,7
1.4.2. У період із 1 травня 2015 року по 31 серпня 2015 року (включно) відповідно до підпунктів 1.1 та 1.2			
1.5. Для багатодітних, прийомних сімей та дитячих будинків сімейного типу незалежно від обсягів споживання електроенергії	30,5	6,1	36,6
1.6. Населенню, яке розраховується з енергопостачальною організацією за загальним розрахунковим засобом обліку та об'єднане шляхом створення юридичної особи, житлово-експлуатаційним організаціям, крім гуртожитків	52,5	10,5	63
1.7. Гуртожиткам (що підлягають під визначенню «населення, яке розраховується з енергопостачальною організацією за загальним розрахунковим засобом обліку»)			

Враховуючи прямий та непрямий антропогенний вплив від усіх видів електричних станцій на групи реципієнтів про диференціюємо плату за спожиту електричну енергію з урахуванням співвідношення обсягів виробництва та споживання з метою реалізації принципу соціальної справедливості: одні регіони виробляють для інших, живуть на забрудненій території і зазнають додаткових еколого-економічних збитків; інші – живуть на екологічно чистій території та споживають електричну енергію, вироблену

в інших регіонах. Тому гіпотезою нашої диференціації є те, що тариф у місцях її виробництва повинен бути меншим, ніж у місцях її споживання.

Збудовані з точки зору вигідності для функціонування електричні станції (ГЕС на руслах річок, ТЕС та ТЕЦ поблизу місць добування енергоресурсів) забезпечують кінцевим продуктом не лише населення, яке проживає поблизу станцій. Наприклад, у Житомирській області немає жодної електричної станції, але населення все ж має безперебійне електропостачання. Таким чином, населення Донецької області, на території якої розташовані п'ять теплових електричних станцій (Вуглегірська, Зуївська, Курахівська, Слов'янська та Старобешівська) та дві теплоелектроцентралі (Зуївська та Миронівська), споживають електричну енергію за таким самим тарифом, як і населення Житомирської області, на території якої немає жодної електростанції. Відомо, що найбільш екологічно небезпечними є електричні станції, що працюють на викопному енергоресурсі (теплоелектростанції та теплоелектроцентралі).

У таблиці 3.11 наведені дані щодо виробництва (*PE*) та споживання (*CE*) електричної енергії, а також викидів шкідливих речовин (для вуглекислого газу) (*Em*) для різних регіонів України.

Таблиця 3.11 – Обсяги виробництва, споживання електричної енергії та викидів вуглекислого газу в різних регіонах України в 2012 р. [32]

Область	Енергетичні потужності	<i>PE</i> , млн кВт·год	<i>CE</i> , млн кВт·год	<i>Em</i> , млн тонн	Викиди забр. речовин від об'єктів енергетики, тис. тонн
1	2	3	4	5	6
Автономна Республіка Крим	ООО "СГС плюс"	83,90	1541,60	0,03	9,6
	ООО"КримТЕЦ"	416,60			
	ДП «Кримські ГС»	341,40			
Вінницька	Ладижинська ГЕС	35,80	675,09	0,15	81,12
	Ладижинська ТЕС ВАТ "Західенерго"	4153,80			
	ДП Вінницькі теплові мережі	25,50			
Волинська	–	0,00	312,96	0,01	2,6
Дніпро- петровська	Дніпродзержинська ГЕС	1178,00	1749,45	0,94	510,74
	ПАТ «Дніпродзержинська ТЕЦ»	80,80			
	Придніпровська ТЕС	4004,70			
	Криворізька ТЕС	6325,90			

Продовження табл. 3.11

1	2	3	4	5	6
Донецька	Вуглегірська ТЕС ДАЕК «Центренерго»	5367,10	2428,52	1,45	715,09
	ДТЕК Зуївська ТЕС	5964,90			
	ДП «Зуївська експериментальна ТЕЦ»	36,50			
	Курахівська ТЕС	6735,20			
	ВАТ «ДЮС» Миронівська ТЕЦ	392,60			
	Словянська ТЕС ПАТ «Донбасенерго»	2586,00			
	Старобешівська ТЕС	4422,90			
Житомирська	–	0,00	419,87	0,02	3,33
Закарпатська	ПАТ «Закарпаттяобленерго»	142,60	695,88	0,01	1,81
Запорізька	Дніпровська ГЕС	3440,70	839,82	0,25	125,78
	Запорізька ЕАЕ	42333,40			
	ДТЕК Запорізька ТЕС	5994,50			
Івано-Франківська	ДТЕК Бурштинська ТЕС	8897,30	419,05	0,21	177,96
Київська	ПАТ Київобленерго	4,00	895,95	0,11	144,22
	АК «Київенерго»	5123,40			
	Київська ГАЕС	135,40			
	Київська ГЕС	741,70			
	Трипільська ТЕС ПАТ "ДАЕК "Центренерго"	4306,50			
Кіровоградська	ПАТ «Кіровоградобленерго»	33,70	411,98	0,02	3,44
	Кременчуцька ГЕС	1424,80			
Луганська	ДП «Лисичанська ТЕЦ»	30,30	1266,06	0,44	174,31
	Луганська ТЕС	6513,10			
	ДП Сєверодонецька ТЕЦ	351,10			
Львівська	ВАТ «Добротворська ТЕС»	1990,40	802,85	0,12	59,96
Миколаївська	ПАТ «Миколаївобленерго»	10,70	580,50	0,02	6,68
	Олександрівська ГЕС	37,90			
	Ташликська ГЕС	133,90			
	ПАТ «Миколаївська ТЕЦ»	94,90			
	ОП ЮУАЕС	18318,30			
Одеська	ПАТ «Одеська ТЕЦ»	93,80	1444,98	0,03	6,35
Полтавська	ОАО «Полтавообленерго»(ТЕЦ)	1209,00	554,32	0,07	20,66
Рівненська	Рівненська АЕС	16434,80	351,48	0,01	7,55
Сумська	ПАТ «Сумиобленерго»	4,00	403,30	0,03	8,64
Тернопільська	–	00	351,56	0,0	2,15
Харківська	Зміївська ТЕС	5693,00	1329,81	0,21	180,20
	Харківська ТЕЦ-2	384,70			
	ПАТ «Харківська ТЕЦ-5»	2048,30			
Херсонська	Каховська ГЕС	1329,80	727,90	0,01	1,49
	ПАТ «Херсонська ТЕЦ»	134,00			
Хмельницька	Хмельницька АЕС	13783,10	432,98	0,02	8,65
Черкаська	Канівська ГЕС	897,90	532,36	0,07	33,80
Чернівецька	Дністровська ГАЕС	61,20	484,68	0,00	1,68
Чернігівська	ПАТ «Чернігівобленерго»	0,40	453,60	0,21	23,44

Із таблиці 3.11 видно, що в Україні чотири області мають найбільші обсяги викидів вуглекислого газу – Дніпропетровська, Донецька, Запорізька та Луганська – через те, там розташовані найпотужніші теплові електростанції України – Дніпропетровська ТЕС, Вуглегірська ТЕС, Зуївська ТЕС, Курахівська ТЕС, Слов'янська ТЕС, Старобешівська ТЕС, Запорізька ТЕС, Луганська ТЕС та теплоелектроцентралі – Дніпродзержинська ТЕЦ, Зуївська ТЕЦ, Миронівська ТЕЦ, Лисичанська ТЕЦ. Оскільки значна частина викидів CO<sub>2</sub> припадає на викиди від підприємств енергетичної галузі, можна стверджувати, що викиди за регіонами свідчать про викиди від енергетичних установок, розміщених на цих територіях.

Спираючись на статистичну інформацію про надходження вуглекислого газу в атмосферу від різних типів електричних станцій в Україні [61, 32], можна говорити про недодержання вимог Кіотського протоколу, підписаного в грудні 1997 р. (до 2020 р. Україна повинна зменшити викиди CO<sub>2</sub> на 20 % від їх рівня у 1996 р.). Так, у проекті Податкового кодексу України [87] передбачено запровадження податку на викиди CO<sub>2</sub> з податковою ставкою 20 копійок за 1 тонну (у Швеції 150 \$ за 1 тонну викидів CO<sub>2</sub> [220]), що малоімовірно призведе до скорочення викидів.

В Україні в 2012 р. в атмосферу надійшло 1063 тис. т оксидів вуглецю, а в 2013 році – 1066 тис. т.

Через значні запаси вугілля на Донбасі та Придніпров'ї в останні 20 років існування Радянського Союзу для України були характерні високі темпи зростання потужностей теплових електростанцій. Також на Донбасі та Придніпров'ї зосереджені основні споживачі електроенергії – гірнична, металургійна, хімічна промисловості, машинобудування та ін.). Саме це є основними причинами нерівномірного територіального розміщення потужностей для виробництва електричної енергії, об'єктів



енергоспоживання та відповідно різного антропогенного навантаження на довкілля в регіонах.

На рис 3.4 наведені дані прямих та непрямих викидів вуглекислого газу від різних типів електричних станцій [183].

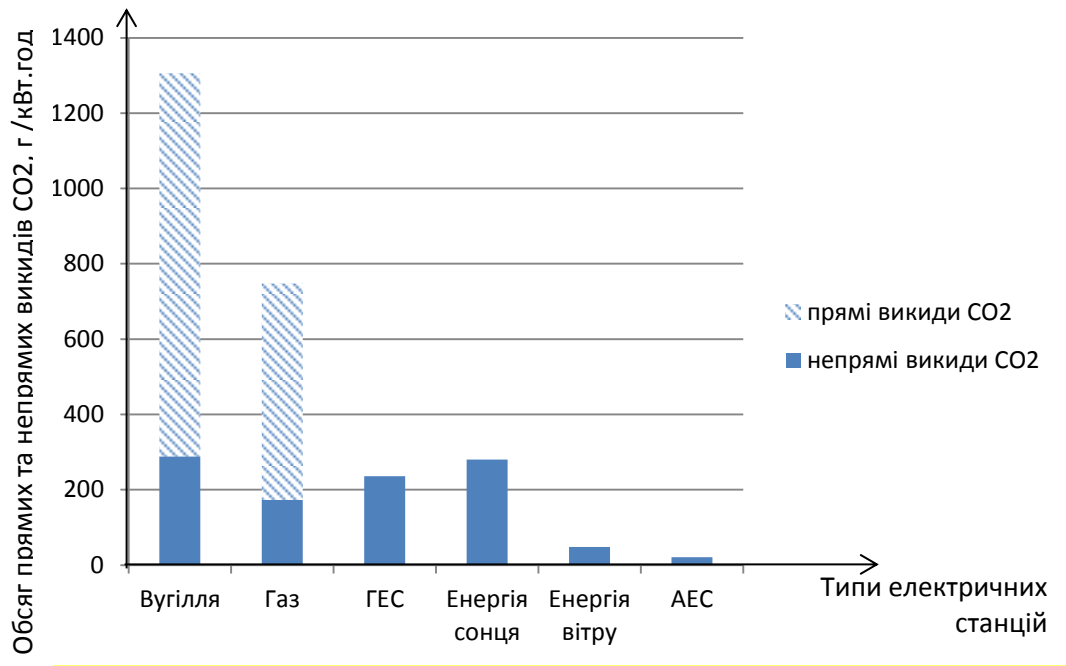


Рисунок 3.4 – Прямі та непрямі викиди вуглекислого газу від різних типів електростанцій, г CO<sub>2</sub>/ кВт·год [183]

З рисунка 3.4 бачимо, що прямі викиди від теплоелектростанцій у 4 – 5 разів перевищують непрямі, тобто найбільший антропогенний вплив на реципієнтів здійснюється саме під час виробництва електроенергії на електростанціях, що обумовлює необхідність застосування системи еколого-економічних інструментів для мотивації енергетичних підприємств щодо зменшення обсягів викидів шкідливих речовин у навколишнє природне середовище.

Сьогодні говорять про небезпеку від атомних електричних станцій, але за дослідженнями Міжнародного енергетичного агентства саме атомні станції є найменшими забруднювачами довкілля вуглекислим газом порівняно з іншими енергетичними компаніями. Науково доведено, що

атомна енергетика, незважаючи на відомі на весь світ катастрофи, залишається найбільш безпечною із точки зору еколого-економічного збитку та кількості смертей від аварій на них (рис. 3.5).

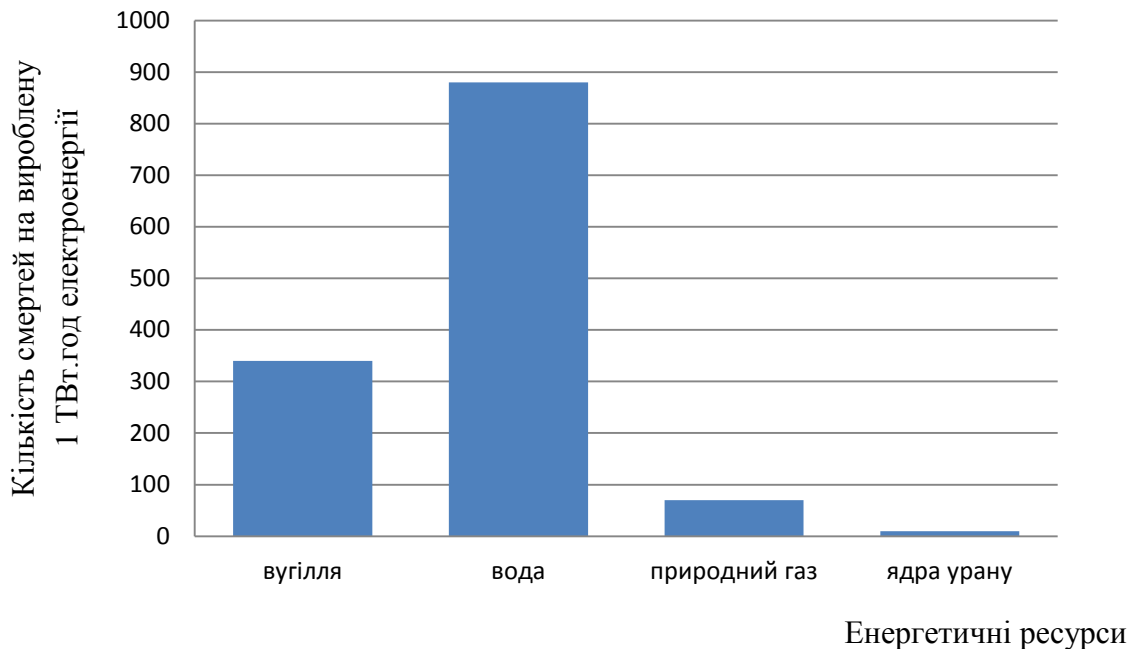


Рисунок 3.5 – Кількість смертей від роботи електричних станцій, що використовують різні енергетичні ресурси [187]

Враховуючи той факт, що найбільша частина викидів CO<sub>2</sub> припадає на теплоелектростанції та теплоелектроцентралі, можна говорити про те, що виробіток електроенергії є екологічно обтяжливим для жителів регіонів, де зосереджені найбільші теплові потужності. У цілому із 100 найбільших промислових об'єктів Європи 13 розташовані на території України (теплові електростанції) [49]. Порівняння повного та «брудного» виробітку електричної енергії (виробіток електричної енергії, при якому відбуваються викиди шкідливих речовин у довкілля) на території України демонструє таблиця 3.12.

Сьогодні теплоенергетичні компанії України не мають вагомих стимулів для зменшення викидів шкідливих речовин. Існуюча система ціноутворення не стимулює компанії до природоохоронних дій, тому

потрібен новий підхід до поступового зменшення питомих витрат палива, втрат у мережах, а також до зменшення викидів шкідливих речовин.

Таблиця 3.12 – Повний і «брудний» виробітки електричної енергії за регіонами України у 2012 р. [61, 32]

	Область України	Повний виробіток електроенергії, млн кВт·год	«Брудний» виробіток електроенергії, млн кВт·год
1	АРК	841,90	718,21
2	Вінницька	4215,10	4020,07
3	Волинська	0,00	0,00
4	Дніпропетровська	11589,40	10474,74
5	Донецька	25505,30	24751,97
6	Житомирська	0,00	0,00
7	Закарпатська	142,60	142,60
8	Запорізька	51768,60	5661,12
9	Івано-Франківська	8897,30	8922,26
10	Київська	10311,10	9147,06
11	Кіровоградська	1458,40	28,48
12	Луганська	6894,60	6849,29
13	Львівська	1990,40	1990,40
14	Миколаївська	18595,70	105,86
15	Одеська	93,80	84,06
16	Полтавська	1209,00	1145,19
17	Рівненська	16434,80	0,00
18	Сумська	4,00	4,00
19	Тернопільська	0,00	0,00
20	Харківська	8125,90	8075,77
21	Херсонська	1463,80	117,96
22	Хмельницька	13783,10	0,00
23	Черкаська	897,90	0,00
24	Чернівецька	61,60	0,472
25	Чернігівська	0,00	0,00

Окрім витрат на виробництво, передачу та постачання електроенергії в механізмі ціноутворення на неї, повинні бути враховані еколого-економічні фактори. У дисертаційній роботі Новосад В. О. [120] було запропоновано до відпускної ціни електричної енергії, яка продається, в оптовий ринок електричної енергії включити витрати на природоохоронні заходи, збори й платежі за негативний вплив на довкілля в межах та понад ліміту, а також екологічну надбавку до ціни (рис. 3.6).

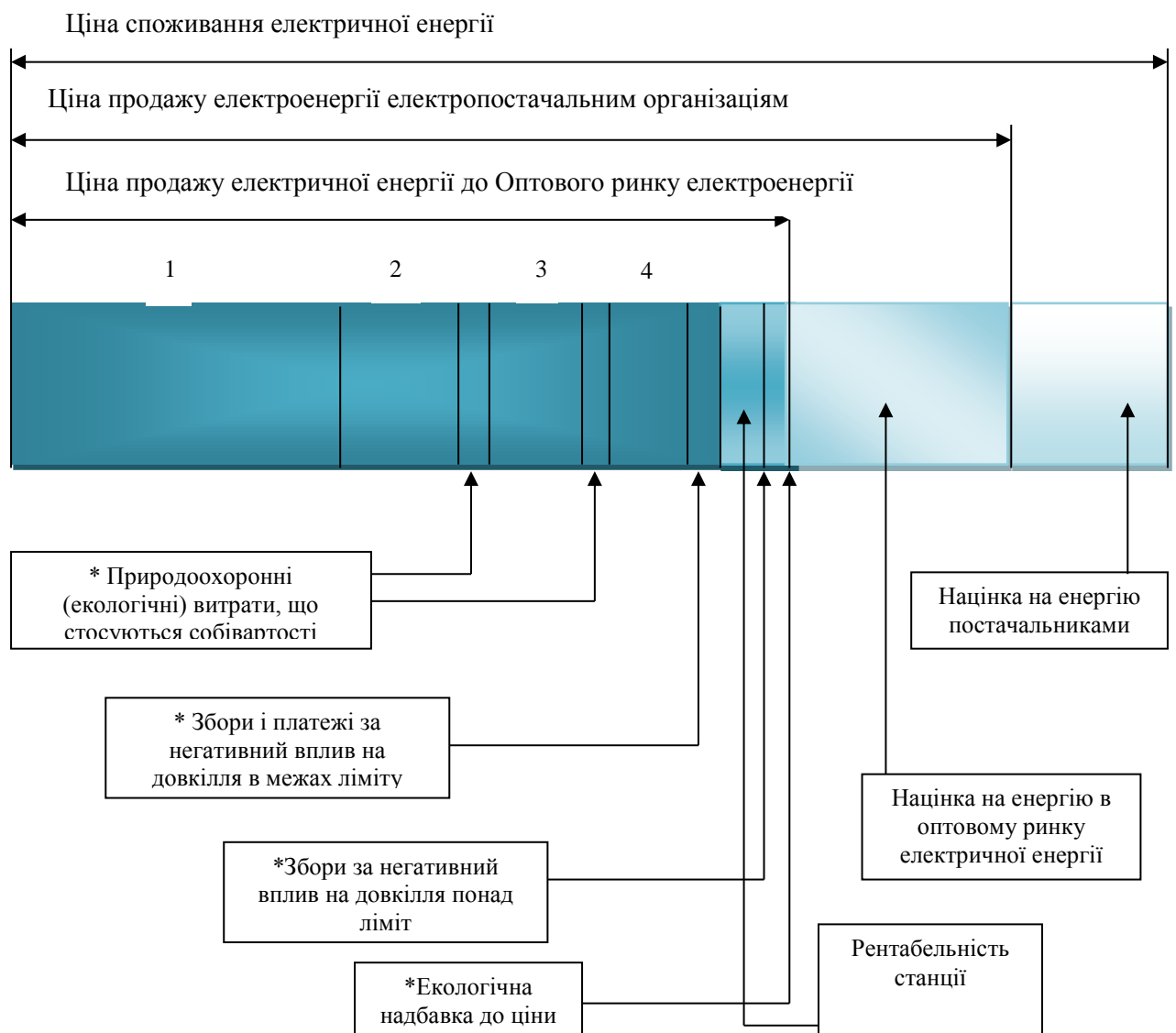


Рисунок 3.6 – Націнки на електроенергію на стадії життєвого циклу енергетичного продукту від виробника до споживача [120]

Примітка \* – платежі, запропоновані [99] Новосад В. О.

Як показав аналіз, за останні десятиріччя енергетика перетворилася на основне джерело (близько 40 %) викидів вуглекислого газу в атмосферу, причому за 1971 – 2014 рр. обсяг цих викидів зріс на 170 %. У 2013 р. Україна займала шосте місце після Німеччини, Великобританії, Італії, Франції та Польщі за викидами CO<sub>2</sub> в атмосферу. Джерелом 51 % цих викидів є теплові електростанції, що працюють на вугіллі, 26 % – на газі. Для порівняння, атомні електростанції є джерелом лише 1 % цих викидів, гідроелектростанції – 9 %, сонячні електростанції – 11 %, вітрові електростанції – 2 %.

З метою реалізації принципу соціальної справедливості та концепції екологічно чистої енергетики повинен бути врахований ступінь збалансованості виробництва електроенергії та її споживання населенням певної території. Враховуючи це, ми пропонуємо запровадити регіональну диференціацію роздрібних тарифів на електроенергію для споживачів з урахуванням екодеструктивного впливу об'єктів енергетики на всіх етапах ЖЦ ЕП, що розраховуються так, грн / кВт·год:

$$T_{it} = T_t + T_t \cdot \Delta T_{it} = T_t + T_t \cdot \left( \frac{CE_{it} - \sum PE_{kti} \cdot \frac{Em_f^{dir} + Em_f^{indir}}{\sum Em_f^{dir} + Em_f^{indir}}}{CE_{it} + \sum PE_{kti} \cdot \frac{Em_f^{dir} + Em_f^{indir}}{\sum Em_f^{dir} + Em_f^{indir}}} \right), \quad (3.17)$$

де  $T_t$  – фіксований роздрібний тариф на електроенергію, встановлений Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, в  $t$ -му році, грн/кВт·год (залежно від типу споживача);

$\Delta T_{it}$  – коригуючий коефіцієнт до фіксованого роздрібного тарифу на електроенергію для  $i$ -го регіону в  $t$ -му році, ч. од;

$CE_{it}$  – обсяг спожитої електроенергії в  $i$ -му регіоні в  $t$ -му році, млн. кВт·год;

$PE_{kti}$  – обсяг електроенергії, виробленої в  $t$ -му році на  $k$ -й електростанції, млн. кВт·год;

$n$  – кількість електричних станцій в  $i$ -му регіоні, од.;

$Em_f^{dir}$  – прямі викиди шкідливих речовин для  $f$ -го типу електричної станції, г/кВт·год;

$Em_f^{indir}$  – непрямі викиди шкідливих речовин для  $f$ -го типу електричної станції, г/кВт·год;

$f$  – тип електричної станції (гідроелектростанція, теплова, вітрова тощо);

$\overline{\sum Em_f^{dir} + Em_f^{indir}}$  – середнє значення загального обсягу прямих та непрямих викидів шкідливих речовин від кожного  $f$ -го типу електричної станції, млн т.

Відповідно до базових принципів Кіотського протоколу та статистичної інформації Міжнародного енергетичного агентства основними (за питомою вагою у сукупному обсязі) та найбільш шкідливими викидами є викиди вуглекислого газу. Тому базою для розрахунків показників  $Em_f^{indir}$  та  $Em_f^{indir}$  прийнято як постійні табличні значення, наведені нижче (табл. 3.13).

Таблиця 3.13 – Значення прямих і непрямих викидів вуглекислого газу за типами електричних станцій

Електрична енергія, вироблена на електричній станції, що працює на:	$Em_f^{dir}$ , г CO <sub>2</sub> /кВт·год	$Em_f^{indir}$ , г CO <sub>2</sub> /кВт·год	$\sum Em_f^{dir} + Em_f^{indir}$ , г CO <sub>2</sub> /кВт·год	$\frac{Em_f^{dir} + Em_f^{indir}}{\sum Em_f^{dir} + Em_f^{indir}}$
Вугіллі	1017	289	1306	3,04
Газу	575	113	688	1,60
Воді	0	236	236	0,55
Енергії сонця	0	280	280	0,65
Енергії вітру	0	48	48	0,11
Ядерному паливі	0	21	21	0,05
Усього	1592	987	2579	
$\sum Em_f^{dir} + Em_f^{indir}$			429,83	

Величина суми прямих та непрямих викидів для всіх видів енергетичних продуктів  $\sum Em_f^{dir} + Em_f^{indir}$  дорівнює 429, 83 г CO<sub>2</sub> / кВт·год .

Результати розрахунків роздрібних тарифів на електричну енергію з урахуванням викидів CO<sub>2</sub> на всіх етапах життєвого циклу енергетичного продукту для регіонів України станом на 2012 р. показано у таблиці 3.14.

Таблиця 3.14 – Результати розрахунку роздрібних тарифів за електроенергію з урахуванням викидів CO<sub>2</sub> на всіх етапах життєвого циклу енергетичного продукту для регіонів України станом на 2012 р.

Область України	$CE_{it}$ , млн кВт·год	$CE_{it} - \sum PE_{kti} \cdot \frac{Em_f^{dir} + Em_f^{indir}}{\sum Em_f^{dir} + Em_f^{indir}}$ млн кВт·год	$CE_{it} + \sum PE_{kti} \cdot \frac{Em_f^{dir} + Em_f^{indir}}{\sum Em_f^{dir} + Em_f^{indir}}$ млн кВт·год	$\Delta T_{it}$
1	2	3	4	5
АРК	1541,60	-771,99	3855,20	-0,20
Вінницька	675,09	-12013,07	13363,25	-0,90
Волинська	312,96	312,96	312,96	1,00
Дніпропетровська	1749,45	-10639,17	15496,21	-0,69
Донецька	2428,52	-75107,48	79964,52	-0,94
Житомирська	419,87	419,87	419,87	1,00
Закарпатська	695,88	262,50	1129,26	0,23
Запорізька	839,82	-15317,99	16997,63	-0,90
Івано-Франківська	419,04	-26628,82	27466,89	-0,97
Київська	895,95	-20888,00	22679,90	-0,92
Кіровоградська	411,98	-473,97	1297,93	-0,37
Луганська	1266,06	-18626,11	21158,23	-0,88
Львівська	802,85	-5248,05	6853,75	-0,77
Миколаївська	580,50	-735,49	1896,49	-0,39
Одеська	1444,98	1159,96	1730,00	0,67
Полтавська	554,32	-3121,18	4229,82	-0,74
Рівненська	351,48	-470,26	1173,22	-0,40
Сумська	403,30	391,17	415,43	0,94

Продовження табл. 3.14

1	2	3	4	5
Тернопільська	351,56	351,56	351,56	1,00
Харківська	1329,81	-23373,08	26032,70	-0,90
Херсонська	727,90	-410,89	1866,69	-0,22
Хмельницька	432,98	-256,18	1122,14	-0,23
Черкаська	532,36	38,53	1026,19	0,04
Чернівецька	484,68	451,00	518,36	0,87
Чернігівська	453,60	453,00	454,20	1,00

Запропонована регіональна диференціація роздрібних тарифів на електроенергію дозволяє врахувати рівень екодеструктивного впливу на всіх етапах життєвого циклу енергетичного продукту в механізмі ціноутворення на електроенергію.

Від'ємні значення  $\Delta T_{it}$  свідчать про те, що виробництво електричної енергії на даній території відбувається з надлишком для потреб її споживачів, отже, споживачі електричної енергії повинні отримати знижку в розмірі  $\Delta T_{it}$  на одиницю спожитої електроенергії в  $i$ -му регіоні.

### **3.3 Проблеми та можливі шляхи вирішення екологічних проблем при утилізації відходів на кожній стадії життєвого циклу енергетичного продукту**

Система управління життєвим циклом енергетичного продукту характеризується сукупністю систем заходів, спрямованих на екологізацію всього ланцюга перетворень на кожній стадії його життєвого циклу. Рівень екологізації всього енергетичного виробництва характеризується застосуванням такої системи показників, яка поділяється на п'ять спеціальних індикаторів, що характеризують показники природокористування й екологічності виробництва: ресурсомісткість; збиткоємність; відходомісткість; землемісткість; енергоємність. Одним із спеціальних індикаторів є відходомісткість виробництва, який розраховується відношенням обсягу



відходів, що утворюються, на існуючий обсяг відходів [55].

Будь-яка економічна діяльність характеризується відходами від своєї роботи, які поділяються за класами небезпеки так:

- I клас небезпеки – надзвичайно небезпечні відходи, які потребують особливої обережності та зберігаються в герметичній ємності;
- II клас небезпеки – високо небезпечні відходи, які необхідно зберігати у ємностях в залежності від фізичного складу відходів з метою запобігання зменшення антропогенного навантаження на довкілля розповсюдженням екологічно шкідливих речовин;
- III клас небезпеки – помірно небезпечні відходи. З метою забезпечення ізоляції помірно небезпечні відходи зберігаються у спеціальній ємності, яка дозволяє здійснювати безпечні вантажно-розвантажувальні роботи та підвищує безпеку при їх транспортуванні до місць зберігання;
- IV клас небезпеки – мало небезпечні відходи є більш менш небезпечними та прирівнюються до побутових відходів за сценаріями поводження щодо поховання. Можуть бути використані як ізолюючий та будівельний матеріал.

За індексом якості навколишнього середовища Україна посідає 87-ме місце серед країн світу, на її території знаходиться 1,2 млн. тонн відходів, із яких близько 75 % належить до 3-го класу небезпеки. За рівнем використання водних ресурсів країна знаходиться на 95-му місці із 122 країн світу, а рівень технологічного навантаження в цілому по країні в 4–5 разів перевищує аналогічні показники інших країн.

Залежно від класів небезпеки відходів у таблиці 3.15 наведено основні показники поводження з відходами в Україні за 2010–2014 рр.

Таблиця 3.15 – Основні показники поводження з відходами в Україні  
[104]

Рік, клас відходів	Утворено	Утилізовано	Спалено	Видалено	Загальний обсяг відходів, накопичених упродовж експлуатації, у місяцях видалення відходів
2010	419191,7	145710,7	1058,6	336952,2	13267455,0
зокрема відходи I-III класів небезпеки	1659,8	642,4	16,5	306,3	16236,3
2011	447641,2	153687,4	1054,5	277106,8	14422372,1
зокрема відходи I-III класів небезпеки	1434,5	597,5	15,6	138,5	15157,9
2012	450726,8	143453,5	1215,9	289627,4	14910104,7
зокрема відходи I-III класів небезпеки	1368,1	541,4	14,0	146,7	14324,8
2013	448117,6	147177,9	918,7	288121,1	15167368,9
зокрема відходи I-III класів небезпеки	919,1	439,0	15,1	103,0	12641,6
2014	354803,0	109119,0	944,6	203765,4	12115241,5
зокрема відходи I-III класів небезпеки	686,1	279,8	8,2	75,6	11951,1

Життєвий цикл енергетичного продукту супроводжується виникненням відходів виробництва на кожній стадії та етапі. Сьогодні основними методами утилізації відходів є: захоронення, спалювання, нейтралізація або переробка з метою подальшого корисного використання.

Так, наприклад, при добуванні природного газу відбувається процес витікання газу, який як відходи потрапляє у довкілля. При виробництві електричної енергії на електричній станції в атмосферу надходить велика кількість викидів, скидів, твердих речовин, а у топках електростанцій залишається зола шлакова суміш. Залишені на місцях відходи добування енергоресурсів із дощами потрапляють у ґрунт та підземні води і спричиняють екодеструктивний вплив на різних реципієнтів, а ті у свою

чергу, зазнають еколого-економічних збитків. У процесі спалювання відходів енергетики виділяються значні обсяги оксидів азоту, які погіршують стан навколишнього середовища; при захороненні відходів атомної енергетики виникає ризик вибухів унаслідок підземних поштовхів, високих температур, хімічної реакції між компонентами тощо; під час перевезення нафти морем виникає ризик покриття поверхневих вод нафтовою плівкою в результаті катастроф тощо.

#### Утилізація відходів на стадії ресурсного забезпечення

На стадії ресурсного забезпечення виникають відходи добування енергетичних ресурсів, зокрема при видобутку природного газу утворюється попутний газ, що потрапляє у довкілля, при видобутку вугілля залишається порода, при видобутку ядерного палива на місцях залишаються радіоактивні хвостосховища, що потребують особливого поводження через підвищену небезпеку до вибухів. Через сотні років концентрація цих пустот поступово зменшується.

При добуванні вугільної породи на місцях добування залишаються значні шахтні породи, що підлягають водній та вітровій корозії, забруднюючи при цьому прилеглі території. Особливої уваги потребують терикони, які є легкозаймистими до загоряння. Тому необхідно більше площі відводити навколо завалів, що вимагає збільшення території відчуження. Тверді відходи при добуванні вугілля можна використовувати як низькосортне паливо. У світовій практиці такими відходами заповнюють шахтові простори. При доведенні вугілля до стану, придатного для використання на електричних станціях, виникають відходи збагачення, які являють собою суміш із породи, частин вугілля та вугільно-мінеральних з'єднань. Ці відходи можуть бути використані як енергетична сировина шляхом газифікації або спалювання, що потім спрямовується на перезбагачення вугілля для коксування.

## Утилізація відходів на стадії виробництва електричної енергії

На сьогодні процес утилізації відходів виробництва електричної енергії на атомних електричних станціях є найдорожчим з усього життєвого циклу ядерної енергетики. Якщо цю собівартість включити до статей калькуляції на виробництво електричної енергії на атомних електростанціях, то атомна енергетика була б не лише екологічно загрозовою, але й економічно не вигідною. Сьогодні собівартість атомної електричної енергії залишається найнижчою через те, що витрати на поховання відходів виробництва цього виду енергії бере на себе оптовий ринок електричної енергії.

У процесі виробництва електричної енергії безпосередньо на атомній електричній станції утворюється відпрацьоване радіоактивне паливо, яке містить радіоізотопи з періодами напіврозпаду від кількох годин до півмільйона років. Періодом напіврозпаду називається час, за який кількість радіоактивних речовин зменшується вдвоє, причому в деяких випадках навіть утворюються нові радіоактивні речовини. Наприклад, для радію період напіврозпаду становить 1620 років. Захоронення радіоактивних відходів прийнято проводити в глибоких геологічних формаціях.

Ще одним об'єктом, що потребує уваги, є атомна електрична станція після закінчення свого терміну служби. Процедура її утилізації також є недешевою і становить 40–100 % витрат на її будівництво і запуск. Основна хвиля будівництва атомних електростанцій припадала на 70–80-і роки ХХ століття, а строки її служби становлять 30–40 років. Тому після 2010 року повинна бути розпочата їх масова модернізація.

Окрім радіоактивних відходів, наша планета зайнята іншими видами відходів (велика кількість полігонів, складування відходів на дні світового океану), тому найбільш актуальним на сьогодні рішенням утилізації є використання їх як сировини [114]. За методами утилізації відходів розрізняють відходи, що можна якісно утилізувати, і ті, що неможливо утилізувати з користю.

Під час розробок нових ресурсозберігаючих та екологічних технологічних процесів для будь-якої сфери економіки необхідно знешкоджувати відходи на стадіях їх виведення з технологічного процесу. Та на сучасному етапі розвитку науки і техніки неможливо стовідсотково виключити виникнення відходів, які не піддаються утилізації, спалюванню, нейтралізації (наприклад, відпрацьовані на атомних електричних станціях ядра урану). Тому в такому випадку доцільно використовувати метод захоронення відпрацьованих ресурсів у спеціально створених для цього сховищах.

Згідно із джерелом [42] наша країна вже протягом 70 років залишається найбільшим постачальником різних корисних копалин, під час добування яких виникають пустоти, об'єми яких становлять мільярди м<sup>3</sup>. Сьогодні захоронення відходів проводять на різних глибинах. Радіоактивні відходи захоронені на дні Світового океану. Метод захоронення є небезпечним для навколишнього природного середовища і суспільства з точки зору вибухонебезпечності. Причинами вибухів можуть бути підземні поштовхи, високі температури, хімічна реакція між компонентами, електрична іскра. Тому під час захоронення таких відходів необхідно додержуватися не лише загальноприйнятих заходів із захоронення промислових відходів, а й такого:

- матеріал резервуара для захоронення вибухонебезпечних відходів повинен бути стійким до всіх вище перелічених можливих причин впливів;
- достатня віддаленість від ліній електропередач;
- екологічна безпека при транспортуванні відходів, їх завантаженні розвантаженні;
- попередження небажаних хімічних реакцій.

Поводження з відходами добування в атомній енергетиці потребує підвищеної уваги та обережності. Сьогодні у багатьох розвинених країнах проводяться дослідження можливостей їх глибинного захоронення для ізоляції високоактивних довго існуючих компонентів. Досвід економічно

розвинених країн показує, що вибір місць захоронення відходів потребує попередніх досліджень та значних капітальних вкладень. Одним із таких можливих місць в Україні є Чорнобильська зона відчуження.

У цілому проблема екологічно безпечного зберігання радіоактивних відходів є актуальною для України вже сьогодні, насамперед це пов'язано з переорієнтацією об'єкта «Укриття» в екологічно безпечну територію. Вилучення паливомістких матеріалів із цього об'єкта та організація надійної їх ізоляції дозволять зберегти значні кошти для такого перетворення, що створить сприятливий соціально-психологічний клімат стосовно проблеми поховання радіоактивних відходів та усунення наслідків Чорнобильської катастрофи [160].

Існує ще один метод захоронення відходів – наземні полігони. Але цей вид захоронення відходів є актуальним не для всіх відходів енергетичного продукту.

Наступним методом утилізації відходів, і він є найбільш поширеним, є спалювання. Однак необхідно розуміти, що у процесі спалювання виділяється велика кількість  $\text{NO}_x$ , яка надходить у навколишнє середовище, погіршуючи його стан та стан усього живого. У разі перевищення встановлених законом України лімітів про охорону довкілля підприємство буде зазнавати економічних збитків за кожну одиницю викидів. Тому перш ніж обрати метод утилізації відходів виробництва, необхідно прорахувати можливі еколого-економічні збитки та обрати найбільш оптимальний для поводження з відходами.

Метод комплексного використання відходів промисловості є найбільш екологічно та економічно вигідним. Наприклад, відпрацьоване вугілля на теплоелектростанціях перетворюється в золошлакову суміш, що може стати очисником поверхневих вод. Трапляються ситуації, коли під час перевезення нафти морем відбуваються катастрофи, і значна частина поверхневих вод покривається нафтовою плівкою. У разі бездіяльності в напрямку очищення забрудненої території водойм живі істоти, які там

мешкають залишатися без повітря, оскільки нафтова плівка не пропускає сонячних променів та кисню. Природними сорбентами на сьогодні вважаються глина, опоки, трепели, діатоміти й боксити. Для додержання вимог стійкого розвитку щодо використання природних ресурсів цей метод є раціональним та економічно вигідним [141].

На стадіях пошуку та добування енергетичних ресурсів відбувається встановлення на місцях родовищ технологічного обладнання, введення в дію основних виробничих потужностей, тому може виникнути екодеструктивний вплив на довкілля, що проявляється у: 1) вилученні значної території під технологічне обладнання; 2) виснаженні корисних копалин; 3) забрудненні підземних вод; 4) порушенні земельних ресурсів при видобутку ресурсу; 5) забрудненні атмосферного повітря під час видобутку енергоресурсів; 6) порушенні екологічної рівноваги; 7) втратах енергоресурсу через недосконалість технологічного обладнання.

Основними енергоносіями для теплових електричних станцій України є нафта, газ та вугілля. Під час добування вугілля відбувається процес розтину шахтного поля, тобто знімається верхній шар ґрунту для вільного доступу до енергоресурсу [8]. Для видобутку нафти щороку в Україні пробурюються тисячі метрів нафтогазових свердловин (успішність становить близько 50%). Після видобутку енергоресурсу на місцях нафтогазових свердловин залишаються підземні пустоти, що стають причиною просідання ґрунтів та виникнення землетрусів. Процес добування природного газу найчастіше відбувається способом гідравлічного розриву газової свердловини шляхом її заповнення водними ресурсами, що призводить до забруднення підземних вод речовинами, що використовуються при такому процесі та накопичилися у підземних породах. При виведенні з експлуатації нафтогазових свердловин повинні бути зроблені цементні пломби для уникнення потрапляння вуглеводнів у підземні й поверхневі води та атмосферне повітря. Процес добування урану є небезпечним із точки зору ядерних катастроф, попередженням яких є розроблення та реалізація системи

заходів з урахуванням геологічних та гідрологічних особливостей території, рози вітрів, характеристик руди [160]. Після видобутку уранової руди залишаються порожні хвостосховища, які є вибухонебезпечними. Причинами вибухів можуть бути підземні поштовхи, високі температури, хімічна реакція між компонентами, електрична іскра. Тому під час поховання таких відходів необхідно дотримуватися не лише загальноприйнятих заходів щодо поховання промислових відходів, але й специфічних: 1) матеріал резервуара для поховання вибухонебезпечних відходів повинен бути стійким до всіх перелічених вище можливих причин впливів; 2) достатня віддаленість від ліній електропередач; 3) безпека у транспортуванні відходів, їх завантаженні-розвантаженні; 4) попередження небажаних хімічних реакцій.

Під час перероблення енергоресурсів відбувається процес їх перетворення (збагачення) на ресурси, придатні для використання на електричних станціях. Так, уранова руда збагачує природний уран його ізотопом  $^{235}\text{U}$ , потім відбувається процес виготовлення паливних елементів (твелів) для подальшого їх використання на атомних електричних станціях [168, с. 201].

Видобуті нафтопродукти переробляються на нафтопереробних заводах та підприємствах, завантаженість яких в Україні є неповною, що є причиною значних економічних втрат від їх нераціонального використання та неефективності роботи технологічного обладнання.

До відходів виробництва електричної енергії належать залишки матеріалів, сировини чи напівфабрикатів, що виникли в процесі виробництва на електричних станціях і втратили повністю або частково свої корисні фізичні властивості. Наприклад, для теплоенергетики відходами виробництва можна вважати золу та шлаки, що можуть служити сировиною в інших галузях. Так, у промисловості будівельних матеріалів зола та шлаки використовуються в автоклавних виробках як кальцієво-силікатна складова під час виробництва цементу, у будівництві – замість технологічного піску, у сільському господарстві – як добриво та розкислювач ґрунтів [45]. Утилізація



відходів від виробництва електричної енергії на атомних електричних станціях відбувається на дні Світового океану і є дуже дорогою процедурою, що в подальшому впливає на собівартість виробленої електричної енергії. Але собівартість енергії на атомних електричних станціях є однією з найнижчих через те, що витрати на захоронення відходів від виробництва цього виду енергії бере на себе оптовий ринок електричної енергії. Під ці відходи вилучаються значні площі ґрунтів, забруднюються земельні, водні ресурси та атмосферне повітря [168, 176, 25, 180, 225, 87].

Найбільш поширеним методом утилізації відходів є їх спалювання, але у процесі спалювання виділяється велика кількість газоподібних шкідливих речовин. У разі перевищення встановлених законом України лімітів за викиди забруднювальних речовин у довкілля підприємство буде зазнавати економічних збитків за кожну одиницю викидів.

Метод комплексного використання відходів є найбільш екологічно та економічно вигідним. Наприклад, відпрацьоване вугілля на теплоелектростанціях перетворюється в золошлакову суміш, що може стати очисником поверхневих вод від нафтових плівок, що утворилися в результаті переривання нафти. У Донецькому національному університеті був розроблений порошковий сорбент, основу якого становлять золошлакові відходи теплових електростанцій. Відпрацьований сорбент можна використовувати як паливо для котелень[141].

Під час передачі електричної енергії до споживача відбуваються вібраційне та шумове забруднення.

До відходів від споживання електричної енергії належать втрачена теплова енергія під час споживання електричної енергії. Наприклад, під час роботи холодильника його задня стінка випромінює теплову енергію, яку можна пропустити через теплогенератор для обігріву води.

Майже кожна стадія життєвого циклу енергетичного продукту має відходи від своєї діяльності. Тому підґрунтям раціонального вибору методу утилізації відходів виробництва на будь-якій стадії є його еколого-

економічний аналіз. У разі прийняття правильного рішення можна отримати значну частку прибутку, не загрожуючи при цьому довкіллю. Найбільш небезпечною усе ж вважається стадія перероблення енергетичного ресурсу на електричну енергію. Саме на неї припадає найбільша частка від усього життєвого циклу. Для того щоб зменшити екодеструктивний вплив на довкілля під час перероблення енергоресурсу, потрібно здійснити цілий комплекс заходів, що передбачає:

- заміну старих, зношених основних фондів електричних станцій на більш якісні та екологічно чисті; відмову від використання обладнання після закінчення терміну його служби;
- застосування енерго- та ресурсозберігаючих технологій із метою збереження невідновлюваних природних ресурсів;
- використання якісних систем очищення стічних вод та фільтрувальних установок з метою попередження утворення небезпечних відходів виробництва;
- постійний державний екологічний нагляд;
- вчасне проведення екологічного моніторингу, екологічної сертифікації основних фондів виробництва, екологічної експертизи;
- надання пільг тим виробникам, які використовують екологічно чисті технології виробництва;
- удосконалення законодавства, що забезпечує поліпшення якості атмосфери, ґрунтів, водойм, ландшафтів та лісів;
- зменшення необхідності у виробництві засобів праці, перехід на автоматичні установки.

Для зменшення антропогенного навантаження на довкілля викидами та скидами від електроенергетичної галузі та незважаючи на небезпеку від радіоактивних відходів, доведено, що майбутнє електроенергетики світу все ж залишається за атомними електричними станціями [171]. На сьогодні вченими доведено такі позитивні сторони АЕС:

1. Після перероблення атомні відходи містять 95 % своєї енергії. Вченими розроблені такі реактори, які будуть запущені в 2013 р. та працюватимуть на відпрацьованому паливі.
2. Ядерне паливо містить у 2 млн разів більше енергії, ніж містять у собі вугілля, нафта чи біомаса (1 кілограм вугілля може живити лампу на 100 Вт чотири дні, газ – шість днів. Завдяки реактору, що працює на легкій лампа може експлуатуватися 140 років).
3. Відпрацьований у реакторах цезій-137 може бути використаний для зберігання крові для порятунку життів немовлят від ВІЛ в банках крові.

На підставі проведених досліджень визначено, що сучасний стан електроенергетики потребує екологізації кожної окремої стадії життєвого циклу енергетичного продукту. Враховуючи значний екодеструктивний вплив об'єктів енергетики на довкілля, використання еколого-орієнтованої системи управління життєвим циклом енергетичного продукту повинно стати обов'язковою умовою менеджменту електроенергетики.

Саме використання системи еколого-орієнтованого управління життєвим циклом енергетичного продукту на кожній окремій стадії та етапі є першим кроком переходу електроенергетичної галузі в цілому на новий рівень розвитку, якого сьогодні дотримуються економічно розвинені країни світу. Урахування екологічного фактору під час ведення господарської діяльності є обов'язковою вимогою екологізації.

### ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

1. Управління життєвим циклом енергетичного продукту на стадії виробництва електроенергії на електростанціях повинно враховувати вимоги забезпечення екологічної та природно-техногенної безпеки через витрати на компенсацію прямих та непрямих викидів вуглекислого газу, передопераційні інвестиції у забезпечення захисту навколишнього природного середовища, поточні екологічні платежі, ліквідаційні витрати на

рекультивацію земельних ділянок та захоронення відходів, компенсаційні витрати на ліквідацію можливих техногенних аварій.

2. Запропоновано визначати оптимальний термін служби електричної станції (термін заміни обладнання електростанцій) як такий термін її функціонування, при якому інтегральні питомі дисконтовані еколого-економічні витрати набуватимуть мінімального значення. Це дозволило визначити залишковий термін заміни обладнання електростанції Сумської ТЕЦ з урахуванням екологічного чинника. Він становить 12 років, тоді як встановлений на сьогодні технічний термін служби Сумської ТЕЦ – 25 років.

3. Управління життєвим циклом енергетичного продукту на стадії споживання повинно здійснюватися виходячи з того, що регіони, в яких розташовані теплові електростанції та теплоелектроцентралі, зазнають значно більшого антропогенного впливу, ніж регіони, на території яких не зосереджено теплових потужностей. Здійснений автором аналіз засвідчив, що обсяг споживання електроенергії за регіонами України є значно меншим, ніж обсяг її «брудного» виробництва (тобто виробництва на теплових електростанціях та теплоцентралях, що є найбільшими забруднювачами довкілля). Наприклад, в Івано-Франківській області «брудний» виробіток у 21 раз перевищує обсяг споживання електричної енергії в цьому регіоні, у Донецькій та Київській – в 10 разів, у Харківській, Дніпропетровській та Київській – у 6 раз.

4. Для введення в дію принципу соціальної справедливості за вимогами концепції сталого розвитку тарифи на електроенергію повинні бути диференційованими за регіонами шляхом урахування ступеня збалансованості виробництва електроенергії та її споживання населенням певної території. Запропоновано здійснювати регіональну диференціацію роздрібних тарифів на електроенергію виходячи зі співвідношення обсягів спожитої та виробленої електроенергії, обсягів прямих та непрямих викидів

шкідливих речовин, що утворюються на різних етапах життєвого циклу енергетичного продукту.

5. Урахування екодеструктивного впливу на всіх етапах життєвого циклу енергетичного продукту вимагає збільшення регіонального тарифу на електричну енергію для населення Волинської, Чернігівської, Тернопільської і Житомирської областей (на 100 %), Закарпатської (на 23%), Одеської (на 74 %), Сумської (на 94 %), Черкаської (на 4 %), Чернівецької (на 87 %), областей, зменшення – для АРК (на 20 %), Вінницької (на 90 %), Дніпропетровської (на 69 %), Донецької (на 94 %), Запорізької та Харківської областей (на 90 %), Івано-Франківської (на 97 %), Київської (на 92 %), Кіровоградської (на 37 %), Луганської (на 88 %), Львівської (на 77 %), Миколаївської (на 39 %), Полтавської (на 74 %), Рівненської (на 40 %), Херсонської (на 22 %), Хмельницької (на 23 %) областей.

6. Проблема раціональної утилізації відходів (захоронення, спалювання, нейтралізація або перероблення з метою подальшого корисного використання) виникає на кожному етапі життєвого циклу енергетичного продукту, причому вирішувати її треба з урахуванням вимог забезпечення екологічної та природно-техногенної безпеки. З точки зору мінімізації екологічних ризиків та максимізації економічних вигід перевагу необхідно віддавати комплексному використанню відходів енергетики (наприклад, перетворення відпрацьованого вугілля на теплоелектростанціях у золошлакову суміш, що може стати очисником поверхневих вод від нафти та нафтопродуктів, тощо).

Результати дослідження розділу 1 відображені у працях [15, 124, 128, 129, 131, 134]

## ВИСНОВКИ

Дисертація є завершеною науковою працею, в якій поставлено та вирішено актуальне завдання, що полягає в удосконаленні підходів до управління життєвим циклом енергетичного продукту для забезпечення екологічної та природно-техногенної безпеки в Україні. Результати дослідження дозволили зробити такі висновки:

1. Критичний аналіз існуючих наукових підходів до визначення економічної сутності поняття «енергетичний продукт» дозволив обґрунтувати доцільність розуміння енергетичного продукту як результату діяльності людини щодо трансформації властивостей первинних і вторинних енергоресурсів в електричну енергію, набуття нею самостійної споживної вартості та задоволення реальної поточної потреби в енергії.

2. Визначено, що на сьогодні в науковій літературі найменш дослідженими є сутність поняття «життєвий цикл енергетичного продукту» та його структурна композиція. Під життєвим циклом енергетичного продукту запропоновано розуміти період часу, за який відбувається видобування енергоресурсів, необхідних для отримання електроенергії, їх переробка, транспортування на електростанцію, перетворення на електроенергію на електростанціях, транспортування через розподільчі мережі до кінцевого споживача, споживання електроенергії, а також утилізація утворених на кожній стадії відходів. Аргументовано, що у структурі життєвого циклу енергетичного продукту слід виділяти стадію ресурсного забезпечення та виокремлювати на всіх стадіях його життєвого циклу етапи утворення й утилізації екологічно-шкідливих відходів. Це дозволяє комплексно враховувати еколого-економічні наслідки екодеструктивного впливу на довкілля в процесі отримання енергетичного продукту.

3. Економічний розвиток країни безпосередньо залежить від ефективності використання енергоносіїв та одночасно обмежується необхідністю дотримання вимог сталого розвитку, виконанням завдань

Київського протоколу та концепції екологічно чистої енергетики. Це дозволило дослідити наукові засади формування еколого-орієнтованої системи управління життєвим циклом енергетичного продукту з урахуванням вимог екологічної безпеки.

4. Аналіз теоретичних та науково-методичних основ впровадження еколого-орієнтованої системи управління життєвим циклом енергетичного продукту в контексті переходу до екологічно чистої енергетики дозволив визначити засади функціонально-процесної декомпозиції цієї системи. Це обумовило встановлення черговості прийняття управлінських рішень на кожній стадії життєвого циклу енергетичного продукту в межах процесної декомпозиції, а також комплексне врахування еколого-економічних взаємозв'язків між цими стадіями – в межах функціональної декомпозиції. Поділ еколого-орієнтованої системи управління на процеси та функції дозволяє прогнозувати всі витрати й ефекти, а також виявляти ланцюги кумулятивного нарощення витрат на подолання наслідків екодеструктивного впливу на довкілля від об'єктів енергетики на кожній стадії життєвого циклу енергетичного продукту.

5. Дослідження існуючих технологій отримання енергетичного продукту в Україні та теоретичних підходів до обґрунтування вибору домінуючого енергетичного ресурсу при його виробництві дозволили встановити ступінь відповідності названих технологій основним стратегіям розвитку електроенергетики. Із застосуванням матричного методу обґрунтовано, що стратегії домінування відповідають сонячні, вітрові та гідроелектростанції України; диверсифікації – АЕС та газові ТЕС; реконструкції – станції, що працюють на вугіллі та біомасі. Україні слід відмовитися від технологій отримання ЕП на нафтопродуктах.

6. На основі аналізу ступеня зношеності основного обладнання електростанцій та еколого-економічних наслідків екодеструктивного впливу від їх роботи встановлено на необхідність визначення оптимального терміну заміни обладнання електричних станцій, при розрахунку якого окрім звичних

економічних витрат мають бути враховані еколого-економічні, зокрема, витрати на: компенсацію прямих і непрямих збитків від забруднення довкілля відходами, що мають місце на різних етапах життєвого циклу енергетичного продукту; на здійснення поточних екологічних платежів; на рекультивацію земельних ділянок і захоронення відходів; на ліквідацію можливих техногенних аварій. Запропонований підхід передбачає мінімізацію інтегральних питомих дисконтованих еколого-економічних витрат та дозволяє визначати залишковий час роботи конкретної електростанції.

7. Аргументовано, що реалізація принципу соціальної справедливості та концепції екологічно чистої енергетики мають забезпечуватись шляхом врахування ступеню збалансованості виробництва електроенергії та її споживання населенням певної території. Запропоновано здійснювати регіональну диференціацію роздрібних тарифів на електроенергію виходячи зі співвідношення обсягів спожитої та виробленої електроенергії, обсягів прямих і непрямих викидів шкідливих речовин, що утворюються на різних етапах життєвого циклу енергетичного продукту.



## Список використаних джерел

1. Аварии на шахтах унесли в Украине около тысячи горняков: статистика [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http://24tv.ua/news/showNews.do?avarii\\_na\\_shahtah\\_unesli\\_v\\_ukraine\\_okolo\\_tysjachi\\_gornjakov\\_statistika&objectId=550584&lang=ru](http://24tv.ua/news/showNews.do?avarii_na_shahtah_unesli_v_ukraine_okolo_tysjachi_gornjakov_statistika&objectId=550584&lang=ru). – Заглавие с экрана.
2. Акуленко В. Л. Организационно-экономические основы сбалансированного эколого-экономического развития территории : дис. канд. экон. наук : спец. 08.08.01 «Экономика природопользования и охраны окружающей среды» / В. Л. Акуленко. – Сумы, 2003. – 302 с.
3. Алексеенко Л. М. Економічний тлумачний словник: власність, приватизація, ринок цінних паперів (українсько-англійсько-російський) / Л. М. Алексеенко, В. М. Олексієнко. – Тернопіль : Астон, 2003. – 672 с.
4. Амортизация и оптимальные сроки службы техники : монография / С. Н. Козьменко, Т. А. Васильева, С. П. Ярошенко и др. – Сумы : Деловые перспективы, 2005. – 232 с.
5. Амоша А.И. Развитие угольной промышленности в контексте энергетической стратегии Украины [Текст] / А. И. Амоша [и др.] ; науч. ред. А. И. Амоша ; НАН Украины, Ин-т экономики пром-сти. – Донецк: [б.и.], 2002. – 238 с. – Библиогр.: с. 210.
6. Амоша А.И. Экономический механизм стратегии развития топливно-энергетического комплекса Украины [Текст] / А. И. Амоша [и др.] ; науч.ред. А. И. Амоша ; НАН Украины, Ин-т экономики пром-сти, Акад. гор. наук Украины. Отд-ние угля, горючих сланцев и торфа. – К. ; Донецк : [б.и.], 2002. – 139 с.
7. Балацкий О. Ф. Сумская научная школа экономики природопользования / О. Ф. Балацкий // Вісник СумДУ. – 2007. – № 1. – С. 5–17.

8. Бардась А. В. Принципи екологічної паспортизації вуглевидобувних підприємств України в умовах реструктуризації галузі [Текст] : монографія / А. В. Бардась ; Нац. гірн. ун-т, Ін-т економіки пром-сті НАН України. – Д. : НГУ, 2010. – 399 с. : рис., табл. - Бібліогр.: с. 364–397.
9. Баринов В. А. Надежность либерализованных систем энергетики / В. А. Баринов, В. А. Савельев, М.Г.Сухарев и др. – Новосибирск : Наука, 2004. – 333 с.
10. Бізнес-словник [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.businessdictionary.com>. – Назва з екрана.
11. Бойко В. І. Оцінка економіко-екологічної ефективності і механізм удосконалення природокористування у промисловості : дис. канд. екон. наук : спец. 08.08.01 «Економіка природокористування і охорони навколишнього середовища» / В. І. Бойко. – Рівне, 2001. – 175 с.
12. Борисенко С. В. Золоуловитель для сухой очистки дымовых газов ТЭС. С. В. Борисенко, Л. П. Малый, Г. И. Быковченко, Н. Л. Миненков // Энергетика и Электрофикация. – 1999. – № 5. – С. 41–43.
13. Бурлакова І. М. Економічний механізм забезпечення сталого розвитку на основі екологізації життєвого циклу продукції : дис. канд. екон. наук : спец. 08.08.06 «Економіка природокористування та охорони навколишнього середовища» / І. М. Бурлакова. – Суми, 2010. – 225 с.
14. Валовий внутрішній продукт за 2010–2013 рр. [Електронний ресурс ] – Режим доступу : <http://ukrstat.gov.ua/>. – Назва з екрана.
15. Васильєва Т. А. Еколого-економічне оцінювання енергетичних ресурсів у контексті забезпечення енергетичної безпеки України / Т. А. Васильєва, С. А. Прийменко // Актуальні проблеми економіки. – 2014. – № 10 (160). – С. 252 – 260.
16. Васильєва Т. А. Ідентифікація ризиків за стадіями життєвого циклу підприємства / Т. А. Васильєва, С. А. Прийменко, Л. С. Остапенко // Держава, підприємства та банки в системі антикризового управління : монографія / за

ред. д-ра екон. наук, проф. Т. А. Васильєвої, О. Б. Афанасьєвої. – Суми : Ярославна, 2013. – С. 170–184.

17. Веклич О. А. Эколого-экономические противоречия / О. А. Веклич. – К. : Наукова думка, 1991. – 246 с.

18. Визначення ел. енергії [Електронний ресурс] // Матеріал вільної енциклопедії. Вікіпедія. – Режим доступу : <https://ru.wikipedia.org/> – Назва з екрана.

19. Викиди забруднюючих речовин та діоксиду вуглецю в атмосферне повітря [Електронний ресурс] / Офіційний сайт державної служби статистики України. – Режим доступу : <http://ukrstat.gov.ua/>. – Назва з екрана.

20. Виріб (значення) [Електронний ресурс] // Матеріал вільної енциклопедії. Вікіпедія. – Режим доступу : [http://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D0%B8%D1%80%D1%96%D0%B1\\_\(%D0%B7%D0%BD%D0%B0%D1%87%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8F\)](http://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D0%B8%D1%80%D1%96%D0%B1_(%D0%B7%D0%BD%D0%B0%D1%87%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8F)) . – Назва за екрана.

21. Войтенко В. А. Порівняльний енергетичний аналіз впливу на навколишнє середовище транспортних засобів на електричній і бензиновій тязі [Електронний ресурс] / В. А. Войтенко. – Режим доступу : [http://storage.library.opu.ua/on-line/periodic/ee\\_79/116-118.pdf](http://storage.library.opu.ua/on-line/periodic/ee_79/116-118.pdf). – Назва з екрану.

22. Вплив світової кризи ліквідності на Україну та шлях до економічного відновлення [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://hvylya.org/>. – Назва за екрана.

23. Все самые крупные аварии на АЭС. Топ-16 техногенных радиационных аварий [Электронный ресурс] – Режим доступа : <http://www.vigivanie.com/vigivanie-pri-radiacii/1062-top-avarii.html>. – Заглавие с экрана.

24. Галушкіна Т. П. «Зеленая» модель развития города. Т. П. Галушкіна, Н. И. Денисенко, Д. В. Булышева // Міжнародна стратегія економічного розвитку регіону : матеріали IV Міжнародної науково-практичної

конференції, м. Суми, 3-5 вересня 2013 р. / за заг. ред. О.В. Прокопенко. – Суми : СумДУ, 2013.

25. Галушкіна Т. П. «Зелёная» экономика и энергоэффективность / Т. П. Галушкіна, Е. В. Легкая, Ю. В. Березовская // Економічні інновації. – 2013. – Вип. 53. – С. 70–78.

26. Галушкіна Т. П. Еколого-збалансовані пріоритети розвитку територій: концептуальні засади та організаційний механізм : монографія / Т. П. Галушкіна, Грановська Л. М. ; НАН України, Ін-т пробл. ринку та екон.-екол. дослідж., УААН, Ін-т рису. – О. : Ін-т пробл. ринку та екон.-екол. дослідж., 2009. – 372 с.

27. Гидроэнергетика и окружающая среда : монография / под общ. ред. Ю. А. Ландау, Л. А. Сиренко. – К. : Либра, 2004. – 484 с.

28. Глобальный новый зеленый курс : [доклад ЮНЕП] [Электронный ресурс]. –

Режим доступа: <http://www.unepcom.ru/images/greeneconomy/greennewdeal.pdf>. – Заглавие с экрана.

29. Гофман К. Г. Экономическая оценка природных ресурсов в условиях социалистической экономики / К. Г. Гофман // Вопросы теории и методологии. – М. : Наука, 1979. – 236 с.

30. Данилишин Б. М. Економіка природокористування : підручник / Б. М. Данилишин, М. А. Хвесик, В. А. Голян. – К. : Кондор, 2010. – 465 с.

31. Добрыднев С. И. Генетический анализ продукта / С. И. Добрыднев // Маркетинг в России и за рубежом. – 2005. – № 3.

32. Довідник 2011 : електроенергетика України. Щорічна енциклопедія галузі / ред. М. Сахатська. – К. : ЕнергоБізнес, 2012. – 248 с.

33. Довідник 2012 : електроенергетика України. Щорічна енциклопедія галузі / ред. М. Сахатська. – К. : ЕнергоБізнес, 2013. – 264 с.

34. Економічний механізм екологічного регулювання в Україні / О. О. Веклич ; Рада національної безпеки і оборони України, Український ін-т досліджень навколишнього середовища і ресурсів. – К. : [б. в.], 2003. – 88 с.

35. Економічний розвиток України: інституціональне та ресурсне забезпечення / О. М. Алимов [та ін.] ; НАН України, Об'єд. ін-т економіки. – К. : [б. в.], 2005. – 540 с.
36. Економічні механізми національної екологічної політики в системі сталого розвитку України : колект. монографія / [О. О. Веклич та ін.] ; за наук. ред. С. О. Лизуна ; Нац. акад. наук України, Держ. установа «Ін-т економіки природокористування та сталого розвитку Нац. акад. наук України». – Київ : ДУ «ІЕПРС НАНУ», 2014. – 279 с.
37. Економічні проблеми енергетики України [Електронний ресурс] : реферат. – Режим доступу : <http://ua.textreferat.com/referat-9211.html>. – Назва з екрана.
38. Если нефть будет стоить 50 \$, то стоимость газа упадет до 120 \$ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://104.ua/ru/news/id/jakscho-nafta-koshtuvatime-50-to-vartist-gazu-vpad-8903>. – Заглавие с экрана.
39. Ефремова Т. Ф. Новый словарь русского языка. Толково-словообразовательный (онлайн-версия) [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://classes.ru/all-russian/russian-dictionary-Efremova-term-122348.htm>. – Заглавие с экрана.
40. Жданов В. В. Управління діяльністю промислових підприємств в процесі інтеграції : дис. канд. екон. наук: 08.06.01 / В. В. Жданов; Гуманітарний ун-т «Запорізький ін-т держ. та муніципального управління». – Запоріжжя, 2006. – 177 арк.
41. За 5 міс. 2015 року Україна знизила видобуток вугілля більше ніж на половину [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://news.finance.ua/ua/news/-/352825/za-5-mis-2015-roku-ukrayina-znyzyla-vydobutok-vugillya-bilsh-nizh-na-polovynu-dzherelo>. – Назва за екрана.
42. Загородній А. Г. Фінансово-економічний словник / А. Г. Загородній, Г. Л. Вознюк. – К. : Знання, 2007. – 1072 с.

43. Закон України «Про енергетичну статистику України» : за станом від 1 січня 2013 р. [Електронний ресурс] / Проект закону. – Режим доступу : <http://zakon.nau.ua/doc/?uid=1148.6853.0>. – Назва з екрана.
44. Зменшення викидів у тепловій електроенергетиці України через виконання вимог Європейського енергетичного співтовариства. Зелена книга. Міжнародний центр перспективних досліджень. Документ з аналізу політики підготовлено в рамках проекту «Стратегія інтеграції України в Європейське енергетичне співтовариство» / І. Газізуллін, Л. Лозовий, О. Івахно та ін. – К., 2011. – 48 с.
45. Зола и шлаки ТЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.waste.ru/modules/section/item.php?itemid=59>. – Заглавие с экрана.
46. Зола и шлаки ТЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.waste.ru/modules/section/item.php?itemid=59>. – Заглавие с экрана.
47. Зростання споживання енергоресурсів у 2014 р. впало до мінімуму з кінця 1990-х рр. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://news.finance.ua/ua/news/-/352205/zrostannya-spozhyvannya-energoresursiv-v-2014r-vpalo-do-minimumu-z-kintsya-1990-h-rr>. – Назва з екрана.
48. Избавление биосферы от токсичных отходов. Проблемы и пути ее эффективного решения. – Соликамск, 1995.
49. Инструкция по определению экономической эффективности использования новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в энергетике / Министерство энергетики и электрофикации. – Москва, 1986. – 34 с.
50. Исаева И. Ю. Экономическая и правовая деятельность предприятия [Электронный ресурс] / И.Ю.Исаева. – Режим доступа : <http://www.isachenko-na.ru/page252/page511/index.html>. – Заглавие с экрана.
51. Інформаційний бюлетень НКРЕ № 8 від 27 серпня 2013 р. – Офіційне видання. – Запоріжжя : ДП «НТУКЦ» АЕЕ, 2013. – 308 с.

52. Іщенко М. І. Економічна взаємодія підприємств гірничо-збагачувального комплексу : [монографія] / М. І. Іщенко ; наук. ред. В. І. Прокопенко ; Національний гірничий ун-т. – Дніпродзержинськ : Андрій, 2007. – 287 с.
53. Канаев А. А. Взаимодействие энергетики и окружающей среды / А. А. Канаев, И. З. Копп. – Ленинград, 1980. – 35 с.
54. Караева Н.В. Конфликт интересов субъектов энергетического рынка как источник возникновения рисков обеспечения экологической безопасности Украины / Н. В. Караева // Экологические конфликты в современной системе природопользования / [под ред. д-ра экон. наук, проф. С. Н. Бобылева и канд. экон. наук, доц. В. В. Сабадаша]. – Сумы : ВТД «Университетская книга», 2010. – 352 с.
55. Караєва Н. В. Ризик-менеджмент суб'єктів енергетичного ринку як складова механізму забезпечення енергетичної безпеки : монографія / Н. В. Караєва, І. І. Гусєва, В. О. Бараннік, А. О. Савицька. – К. : Софія-А, 2012. – 256 с.
56. Карпінська Г. В. Реструктуризація підприємств виробництва як інструмент управління їх життєвого циклу : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. экон. наук : спец. 08.08.06 «Економіка природокористування та охорони навколишнього середовища» / Г. В. Карпінська. – Одеса, 2009. – 208 с.
57. Карпінський Б. А. Фінансово-інвестиційний словник: навчальний посібник / Б. А. Карпінський, О. В. Герасименко. – Львів : Магнолія плюс, 2005. – 304 с.
58. Карта-схема електроенергетики України [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.ex.ua/1802192>. – Назва з екрана.
59. Касьяненко В. А. Совершенствование инструментария экономического обоснования направлений развития энергетического комплекса Украины с учетом экологических факторов : дис. канд. экон. наук : спец. 08.08.03 «Економіка окружающей среды» / В. А. Касьяненко. – Сумы, 1997. – 166 с.

60. Катастрофы плотин: разрушение плотины Баньцяо [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://energyfuture.ru/ssg-chin>. – Заглавие с экрана.
61. Кислый В. Н. Экологизация управления предприятием / В. Н. Кислый, Н. А. Лапин, Н. А. Трофименко. – Сумы : ИТД «Университетская книга», 2002. – 233 с.
62. Коблянська І. І. Науково-методичні основи екологічно орієнтованого логістичного управління промисловим виробництвом : дис. канд. екон. наук / І. І. Коблянська. - Суми : СумДУ, 2011. - 234 с.
63. Кобушко И. Н. Финансово-экономический механизм экологизации промышленного производства : дис. канд. экон. наук : спец. 08.08.06 «Экономика природопользования и охраны окружающей среды» / И. Н. Кобушко. – Сумы, 2007. – 208 с.
64. Ковальова О. М. Шляхи удосконалення економічної оцінки землі / О. М. Ковальова // Механізм регулювання економіки. – 2000. – № 4. – С. 63–66.
65. Котлер Филип. Основы маркетинга. Профессиональное издание / Филип Котлер. – 12-е изд. – М. : Издательский дом «Вильямс», 2009. – 1056 с.
66. Котлер Ф. Маркетинг. Менеджмент: Анализ, планирование, внедрение, контроль / Ф. Котлер. – 9-е Междунар. издание. – Санкт-Петербург ; Москва ; Харьков ; Минск, 1998. – 896 с.
67. Кофф Г. Л. Экономическая оценка последствий катастрофических землетрясений / Г. Л. Кофф, А. А. Гусев, С. Н. Козьменко. – М., 1996.
68. Крупнейшие аварии на ГЭС в мире за последние 50 лет [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http://expert.ru/ratings/table\\_531121/](http://expert.ru/ratings/table_531121/). – Заглавие с экрана.
69. Кузнецов О. Британська енергетична стратегія в контексті економіки зміни клімату / О. Кузнецов // Економіка України. – 2010. – № 3. – С. 53–63.
70. Лазовский Л. Ш. Универсальный бизнес-словарь / Л. Ш. Лазовский, Б. А. Райзберг, А. А. Ратновский . – М. : ИНФРА-М, 1997. – 640 с.



71. Ламбен Жан-Жак. Стратегический маркетинг. Европейская перспектива : пер. с франц. – СПб. : Наука, 1996. – 589 с.
72. Лега Ю. Г. Шляхи покращання очищення димових газів теплоелектростанції, / Ю. Г. Лега, О. О. Мислюк, Н. В. Корнелюк // Екологічна безпека. – 2008. - № 1. – С. 42–50.
73. Лемешев М. Я. Региональное природопользование: на пути к гармонии / М. Я. Лемешев, Н. В. Чепурных, Н. П. Юрина. – Москва : Мысль, 1986. – 262 с.
74. Леонов С. В. Характеристика понятия «енергетичний продукт» та дослідження еколого-економічних процесів на його життєвому циклі / С. В. Леонов, С. А. Прийменко // Удосконалення економічних механізмів управління сучасними системами підприємств, корпорацій, галузей, регіонів, країн : моногр. / за заг. ред. В. Я. Швеця, М. С. Пашкевич. – Дніпропетровськ : ДВНЗ «НГУ», 2014. – С. 220–154.
75. Лір В. Е. Економічні механізми управління попитом на ринку електроенергії / В. Е. Лір, О. С. Биконя // Економіст. - 2015. – № 2. - С. 9–13.
76. Лялько В. І. Досвід впровадження та перспективи Кіотського протоколу / В. І. Лялько // Стан навколишнього середовища. – 2011. – № 11, листопад. – 32 с.
77. Майдуков Г. Л. Шахтный метан Донбасса: Энергосбережение, защита окружающей природной среды / Г. Л. Майдуков // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2008. – № 4. – С. 10–17.
78. Мамонтова Н. А. Управление стоимостью нефтегазовой компании / Н. А. Мамонтова // Актуальні проблеми економіки. – 2011. – № 4 (118). – С. 128–134.
79. Маркетинг: бакалаврський курс : навч. посіб. / за ред. д-ра екон. наук, проф. С. М. Ілляшенка. – Суми : ВТД «Університетська книга», 2004. – 976 с.
80. Маркс К. Капитал. Т. 1 / К. Маркс // К. Маркс, Ф. Энгельс. Сочинения: в 39 т. – 2-е изд. – М., 1960. – Т. 23. – 907 с.

81. Медоуз Д. Х. За пределами роста : учеб. пособие / Д. Х. Медоуз, Д. Л. Медоуз, И. Рандерс ; пер. с англ. Г. А. Ягодина. – Москва : Изд. группа «Прогресс», 1994. – 359 с.
82. Мельник Л. Г. Экономика и информация: экономика информации и информация в экономике : энциклопедический словарь / Л. Г. Мельник. – Сумы : ИТД «Университетская книга», 2005. – 384 с.
83. Методи оцінки екологічних втрат : монографія / Л. Г. Мельник, О. І. Карінцева, М. К. Шапочка та ін. ; за заг. ред. Л. Г. Мельника, О. І. Карінцевої. – Суми : ВТД «Університетська книга», 2004. – 288 с.
84. Методика определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений [Электронный ресурс] // Постановление ГКНТ СССР, Госпланом СССР, Академией наук СССР, Госкомизобретений СССР от 14.02.1977 № 48/16/13/3. – Режим доступа : <http://russia.best-pravo.ru/ussr/data03/tex14194.htm>. – Заглавие с экрана.
85. Методы решения экологических проблем : монография / под общ. ред. Л. Мельника, В. Сабадаша. – Сумы : Винниченко Н. Д., ОАО «СОТ» Издательство «Козацкий вал», 2005. – 530 с.
86. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України [Електронний ресурс] – Режим доступу : <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50288>.
87. Міністерство Фінансів. Податковий кодекс України (Проект), 2008. [Електронний ресурс] / Доступне станом на 25 травня, 2009 року. - Режим доступу : [http://gska2.rada.gov.ua/pls/zweb\\_n/webproc34?id=&pf3511=31993&pf35401=118845](http://gska2.rada.gov.ua/pls/zweb_n/webproc34?id=&pf3511=31993&pf35401=118845) – Назва з екрана.
88. Мониторинг угольных рынков [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http://www.rosugol.ru/news/articles.php?ELEMENT\\_ID=942](http://www.rosugol.ru/news/articles.php?ELEMENT_ID=942). – Заглавие с экрана.

89. Мочерний С. В. Економічний словник-довідник / за ред. док-ра екон. наук, проф. С. В. Мочерного. – К. : Феміна, 1995. – 368 с.
90. На Прикарпатъе хотят построиць завод по производству биометана [Электронный ресурс] // Новости энергетики Украины. – Режим доступа : <http://energynews.com.ua/news/10030>. – Заглавие с экрана.
91. Навстречу «зеленой» экономике: пути к устойчивому развитию и искоренению бедности [Электронный ресурс]: [оклад ЮНЕП для властных структур]. – Режим доступа: [http://www.unep.org/greenecomony/Portals/88/documents/ger/GER\\_synthesis\\_ru.pdf](http://www.unep.org/greenecomony/Portals/88/documents/ger/GER_synthesis_ru.pdf). – Заглавие с экрана.
92. Навчальний економічний словник-довідник (політекономія, мікроекономіка, макроекономіка, економічний аналіз, економіка підприємства, менеджмент, маркетинг, фінанси, банки, інвестиції) : терміни, поняття, персоналії / В. С. Іфтемчук, В. А. Григорєв, М. І. Малініч та ін.; за ред. Г. І. Башнянина, В. С. Іфтемчук. – 2-ге вид., випр. і допов. – Львів: Вид-во «Магнолія 2006», 2007. – 688 с.
93. Наукові засади розробки стратегії сталого розвитку України: монографія / Б. В. Буркинський, С. К. Харічков, Л. Є. Купінець та ін. – Одеса : Ін-т проблем ринку та економіко-екологічних досліджень ; Ін-т географії, 2012. – 714 с.
94. Науково-практичний журнал «Вісник СумДУ». Серія Економіка. -№1.
95. Науменко В. І. Словник термінів ринкової економіки / В. І. Науменко. – К. : Глобус, 1996.
96. Нафтогаз Украины не покупает российский газ из-за Д. Фирташа [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://neftegaz.ru/news/view/116007>. – Заглавие с экрана.
97. Національна стратегія України щодо спільного впровадження та торгівлі викидами [Електронний ресурс] : за даними Міністерства екології та природних ресурсів України, 2003 р. / за ред. Вольфрама Кагі. – Режим доступу : [http://www.fdeem.org.ua/publications/NSS%20Main%20Report%20\(ukr\).pdf](http://www.fdeem.org.ua/publications/NSS%20Main%20Report%20(ukr).pdf).

98. Новак заявил о нецелесообразном подходе Украины к покупке газа в России [Электронный ресурс] / Рок. бизнес. консалтинг. – Режим доступа : <http://top.rbc.ru/politics/22/11/2014/54709ffacbb20f262a66c4f3>. – Заглавие с экрана.
99. Новосад В. О. Екологічна складова в ціноутворенні на підприємствах теплоенергетичної галузі України : дис. канд. екон. наук / В. О. Новосад. – Суми : СумДУ, 2000. – 203 с.
100. Огаренко Ю. С. Проблемы вугільної промисловості країни та викиди парникових газів від видобутку й споживання вугілля [Електронний ресурс] за ред. Ю. С. Огаренко, О. Ю. Пасюка, І. К. Ставчук / Національний екологічний центр України. - Режим доступа : <http://climategroup.org.ua/wp-content/uploads/2007/07/problemu-ugleproma.pdf>. – Назва з екрана.
101. Ограничения модели жизненного цикла [Электронный ресурс]. – Режим доступа :
102. Одиниці виміру в системі СІ [Електронний ресурс] // Матеріал вільної енциклопедії. – Режим доступа : <http://uk.wikipedia.org/>. – Назва з екрана.
103. Огороков Р. В. Рыночные преобразования в электроэнергетике: возможности и угрозы / Р. В. Огороков. – СПб. : Наука, 2006. – 252 с.
104. Основні показники поводження з відходами [Електронний ресурс] / Сайт державної статистики України. - Режим доступа : [http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2006/ns\\_rik/ns\\_u/opar\\_u2005.html](http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2006/ns_rik/ns_u/opar_u2005.html). – Назва з екрана.
105. Основные и нетрадиционные способы получения электроэнергии [Электронный ресурс] : реферат. – Режим доступа : [http://5ka.su/ref/tehnologiya/0\\_object75256.html](http://5ka.su/ref/tehnologiya/0_object75256.html). – Заглавие с экрана.
106. Осовська Г. В. Економічний словник / Г. В. Осовська, О. О. Юшкевич, Й. С. Завадський. – К. : Кондор, 2007. – 358 с.
107. Отличие экологических чистых продуктов от обычных [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.nevkusno.ru/articles/10>. – Заглавие с экрана.

108. Офіційний сайт державного підприємства «Енергоринок» [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.er.gov.ua/>. – Назва з екрана.
109. Офіційний сайт Державної служби статистики України [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://ukrstat.gov.ua/>. – Назва з екрана.
110. Офіційний сайт Національної комісії регулювання електроенергетики України [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.nerc.gov.ua/>.
111. Папкина М. Д. Риски субъектов электроэнергетического рынка / М. Д. Папкина, Б. В. Папков ; Нижегород. гос. архит.-строит. ун-т. – Н. Новгород : НГАСУ, 2007. – 77 с.
112. Перспективы энергетических технологий. В поддержку Плана действий «Группы восьми». Сценарии и стратегии до 2050 г. (пер. на рус. яз. ; ред. ч. 1 А. Кокорин ; ч. 2 Т. Муратова). – М. : 2007. – 586 с.
113. Петенко И. В. Организационно-экономический механизм формирования и реализации ресурсосберегающих технологий в угольной промышленности [Текст] : дис. д-ра экон. наук: 08.07.01 / Петенко И. В. ; Донецкая гос. академия управления. - Донецк, 2002. – 497 л.
114. Пляцук Л. Д. Вторичное использование золошлаковых отходов ТЭЦ для строительства производства строительных материалов [Текст] / Л. Д. Пляцук, В. М. Куровский, Д. С. Пилипенко, М. А. Шабло // Матеріали науково-технічної конференції викладачів, співробітників, аспірантів і студентів інженерного факультету : конференція присвячена Дню науки України та 60-річчю СумДУ. – Суми : СумДУ, 2008. – Ч.І. – С. 150-151..
115. Повысьте рентабельность своего бизнеса и оптимизируйте управление изделиями с помощью решения PLM [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://ru.ptc.com/product-lifecycle-management>. – Заглавие с экрана.
116. Показники якості електроенергії [Електронний ресурс] – Режим доступу: [http://ac-elektro.com.ua/text.php?news\\_id=30](http://ac-elektro.com.ua/text.php?news_id=30). – Назва з екрана.
117. Положий С. А. Электроэнергетика як основа паливно-енергетичного комплексу України / С. А. Положий // Міжнародна стратегія економічного

розвитку регіону : тези доповідей Міжнар. наук.-практ. конф., 6-7 травня 2010 р., м. Суми / ред. кол. : О. В. Прокопенко та ін. - Суми : СумДУ, 2010. - С. 222–223.

118. Поняття: продукт, товар и услуга [Электронный ресурс] : презентація. – Режим доступу :

119. Постанова № 564 від 06.05.1998 «Про затвердження «Тимчасової методики розрахунку роздрібного тарифу на спожиту електроенергію, тарифу на передачу електроенергії місцевими (локальними) електромережами та тарифу на постачання електроенергії» [Електронний ресурс] : Закон України. – Режим доступу : <http://pravo.levonevsky.org/bazaua09/posta-nov/sbor06/text06631.htm>. – Назва з екрана.

120. Постанова № 644 від 12.05.99 р., м. Київ [Електронний ресурс] / Офіційний сайт Національної комісії, що здійснює державне регулювання в сферах енергетики та комунальних послуг. – Режим доступу : [http://uazakon.com/documents/date\\_at/pg\\_ivgssa.htm](http://uazakon.com/documents/date_at/pg_ivgssa.htm). – Назва з екрана.

121. Постанова від 19 лютого 1996 р. № 207 «Про забезпечення роботи оптового ринку електроенергії України» [Електронний ресурс] / Кабінет Міністрів України. – Режим доступу : <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/207-96-%D0%BF>. – Назва з екрана.

122. Постанова НКРЕ від 23.07.2013 № 1010, Інформаційний бюлетень НКРЕ. – 2013. – № 8.

123. Потужність електростанцій та виробництво електроенергії за 2011–2013 роки [Електронний ресурс] / Офіційний сайт державної статистики України – Режим доступу : <http://ukrstat.gov.ua/>. – Назва з екрана.

124. Прийменко С. А. Впровадження концепції екологічно чистої енергетики в паливно-енергетичному комплексі України / С. А. Прийменко // Вісник Української академії банківської справи. – 2014. – № 1 (36). – С. 95–100.

125. Прийменко С. А. Еколого-економічні протиріччя суперечності електроенергетики України в контексті сталого розвитку / С. А. Прийменко // Економічні перспективи підприємств та регіонів України в контексті основних соціально-еколого-економічних трендів : матеріали Міжнар. наук.-практ. конф., 22 травня 2014 р., м. Харків / ред. кол.: В. Я. Швець [та ін.] ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д. : НГУ, 2014. – С. 246-248.
126. Прийменко С. А. Енергетичний продукт та дослідження стадій його життєвого циклу / С. А. Прийменко // Теорія і практика економічного аналізу: сучасний стан, актуальні проблеми та перспективи розвитку : збірник тез доповідей V Міжнародної науково-практичної конференції (м. Тернопіль, 29 вересня – 1 жовтня 2011 р.). – 2011. – С. 295-297.
127. Прийменко С. А. Енергетичний продукт як результат електроенергетичної галузі та його життєвий цикл / С. А. Прийменко // Вісник Української академії банківської справи. – 2013. – № 2 (35). – С. 121–125.
128. Прийменко С. А. Оцінка енергетичної безпеки України як складової її економічної безпеки / С. А. Прийменко // Інноваційна економіка, інтелектуальна власність та трансфер технологій : матеріали V Міжнар. наук.-практ. конф., 16-18 квіт. 2014 р., м. Дніпропетровськ / ред. кол. : В. Я. Швець [та ін.] ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д. : НГУ, 2014. – С. 268-271.
129. Прийменко С. А. Поправки в розрахунку еколого-економічних втрат території / С. А. Прийменко // Економічні проблеми сталого розвитку : матеріали доповідей Міжнародної науково-практичної конференції, присвяченої 20-річчю наукової діяльності факультету економіки та менеджменту СумДУ (м. Суми, 3-5 квітня 2012 року) : у 8 т. / за заг. ред. О. В. Прокопенко. – Суми : Сумський державний університет, 2012. – Т. 3. – С. 120–122.
130. Прийменко С. А. Проблематика стійкого розвитку електроенергетики України / С. А. Прийменко // Економічний і соціальний розвиток України в

XXI столітті: національна ідентичність та тенденції глобалізації : збірник тез доповідей Восьмої міжнародної науково-практичної конференції молодих вчених (м. Тернопіль, 24-25 лютого 2011 р.). – Тернопіль: – Вид-во «Економічна думка», ТНЕУ, 2011 – Частина 2. – С. 304-305.

131. Прийменко С. А. Реформування роздрібних тарифів на електроенергію з урахуванням викидів CO<sub>2</sub> / С. А. Прийменко // Вісник Чернігівського державного технологічного університету. Серія «Економічні науки» : науковий збірник / Черніг. держ. Технол. ун-т. – Чернігів, 2013. – №4 (70). – С. 151-156.

132. Прийменко С. А. Стратегія розвитку енергетичної галузі України як складова енергетичної безпеки / С. А. Прийменко // Механізм регулювання економіки. – 2014. – № 2. – С. 167-175.

133. Прийменко С. А. Энергетический продукт и эколого-экономическая оценка его жизненного цикла / С. А. Прийменко // Менеджмент: управление в социальных и экономических системах : сборник материалов III Международной научно-практической конференции / МНИЦ ПГСХА. – Пенза : РИО ПГСХА, 2011. – С. 88-92.

134. Прийменко С. А. Аналіз електроенергетики України в контексті екологічно сталого розвитку / С. А. Прийменко // Економічний аналіз. – 2011. – № 8, Ч. 1. – С. 164–169.

135. Прийменко С. А. Екодеструктивний вплив на довкілля енергетичного продукту на різних стадіях його життєвого циклу / С. А. Прийменко // Економічний часопис – XXI. – 2011. – № 5–6. – С. 66–69.

136. Проблема чистой пресной воды на планете [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://perspectiva.info/news/selection-of-news/science-news/1026-the-problem-of-fresh-water-on-the-planet.html>.

137. Прокопенко О. В. Життєвий і кастомізаційний цикли інновацій в системі управління еколого-економічною безпекою / О. В. Прокопенко, В. Ю. Школа // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2010. – № 6. – С. 54–67.



138. Прокопов В. А. Перспективы внедрения альтернативных источников энергии в систему электроснабжения / В. А. Прокопов, М. М. Озарчук // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2009. – № 12. – С. 40–42.
139. Реймерс Н. Ф. Природопользование : словарь-справочник / Н. Ф. Реймерс. – М. : Мысль, 1990. – 637 с.
140. Рухлов А. В. Моделирование графиков электрической нагрузки угольных шахт [Текст] : монография / А. В. Рухлов ; Национальный горный ун-т. - Д. : НГУ, 2008. - 119 с.
141. Самусева М. Н. Сорбенты из отходов ТЭС [Электронный ресурс] / М. Н. Самусева, А. В. Житов // Успехи современного естествознания. – 2011. – № 10. – С. 54–55. – Режим доступа : [http://www.rae.ru/use/?section=content&op=show\\_article&article\\_id=7785580](http://www.rae.ru/use/?section=content&op=show_article&article_id=7785580). – Заглавие с экрана.
142. Сегеда І. В. Формування організаційно-економічного механізму екологізації електроенергетики України : автореф. дис. канд. екон. наук, спец. 08.00.06 – економіка природокористування та охорони навколишнього середовища / І. В. Сегеда. – Суми : СумДУ, 2011. – 21 с.
143. Словарь-справочник по экологии / К. М. Сытник, А. В. Брайон, А. В. Гордецкий, А. П. Брайон. – Київ : Наукова думка, 1994. – 354 с.
144. Словник іншомовних слів Мельничука [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://slovoedia.org.ua/42/53396/280969.html>. – Назва з екрана.
145. Сотник І. М. Економічне стимулювання ресурсозбереження у контексті сталого розвитку України / І. М. Сотник // Економіст. – 2010. – № 12. – С. 72–75.
146. Сохранение и умножение богатств для будущих поколений. [Электронный ресурс] // Ядерная энергетика и устойчивое развитие. – Режим доступа :
147. Старченко Л. В. Еколого-економічне обґрунтування якості життя населення регіону в умовах сталого розвитку : дис. канд. екон. наук : спец. 08.00.06 «Економіка природокористування і охорони навколишнього середовища» / Л. В. Старченко. – Суми, 2008. – 190 с.

148. Статистичний щорічник України за 2013 р. / за ред. О. Г. Осауленка ; відп. за вип. О. А. Вишневська. – Київ, 2014. – 454 с.
149. Степанів, І. Електрифікація СРСР. У зв'язку з переходною фазою світового господарства : підруч. для рампартшкіл / І. Степанів ; пер. з рос. М. Чечель, М. Петренко ; передні сл. М. Ленін, Г. Кржижановський. – Б. м. : Держвидав України, 1926.
- та перспективи / М. К. Шапочка, С. А. Положій // Агросвіт. – 2010. – № 12. – С. 15–22.
150. Тарифи на електроенергію, що відпускається населенню на період з 1 квітня по 31 серпня 2015 року включно [Електронний ресурс] / Офіційний сайт Національної комісії, що здійснює державне регулювання в сферах енергетики та комунальних послуг. – Режим доступу : <http://www.nerc.gov.ua/?id=15004>. – Назва з екрана.
151. Теплоенергетика: зовнішні витрати і проблеми прийняття рішень : монографія / О. Ф. Балацький, А. Ю. Жулавський, В. Н. Кислий та ін. ; за заг. ред. О. Ф. Балацького, О. М. Теліженка. – Суми : Видавництво «Слобожанщина», 2001. – 396 с.
152. Техническая библиотека. Нормативно-справочная информация Индекс Нельсона [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http://neftegaz.ru/tech\\_library/view/4679](http://neftegaz.ru/tech_library/view/4679). – Заглавие с экрана.
153. ТОВАЖНЯНСЬКИЙ Л. Л. Проблеми енергетики на межі ХХІ століття / Л. Л. ТОВАЖНЯНСЬКИЙ, Б. О. Левченко. – Харків : НТУ «ХП», 2006. – 200 с.
154. Товар Матеріал із Вікіпедії - вільної енциклопедії [Електронний ресурс] / Режим доступу :
155. Топливный рынок [Электронный ресурс] // Информационно-аналитический журнал. – Режим доступа : [http://www.rosroca.ru/zadmin\\_data/file.attach/826/toplivnyrinok.pdf](http://www.rosroca.ru/zadmin_data/file.attach/826/toplivnyrinok.pdf). – Заглавие с экрана.
156. Украинская ядерная энергетика: от высокого потенциала к высокой производительности/ [Электронный ресурс] / VOXUKRAINE. – Режим

доступа : <http://voxukraine.org/2015/06/05/ukraines-nuclear-energy-from-high-potential-to-increased-performance-rus/>. – Заглавие с экрана.

157. Украинскому энергетическому сектору потребуются значительные инвестиции, чтобы он смог способствовать экономическому росту страны.

[Электронный ресурс]. – Режим доступа :

<http://voxukraine.org/2015/02/11/%D1%81%D0%BC%D0%BE%D0%B6%D0%B5%D1%82-%D0%BB%D0%B8-%D1%83%D0%BA%D1%80%D0%B0%D0%B8%D0%BD%D0%B0-%D1%81%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%8C-%D1%8D%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA-2/>. – Заглавие с экрана.

158. Україна в 2014 році збільшила імпорт нафтопродуктів на 4,4 %

[Электронный ресурс] / Про гроші. – Режим доступу :

<http://news.finance.ua/ua/news/~/342503>. – Назва з екрана.

159. Україна імпортує газ в основному з Європи [Электронный ресурс] //

Про гроші. – Режим доступу : <http://news.finance.ua/ua/news/~/342503>. – Назва з екрана.

159. Україна імпортує газ в основному з Європи [Электронный ресурс] // Про гроші. – Режим доступу : <http://news.finance.ua/ua/news/~/342503>. – Назва з екрана.

160. Українська атомна енергетика. Збагачення урану [Электронный ресурс].

– Режим доступу : <http://mkru.info>. – Назва з екрана.

161. Укргаздобыча переносит аукционы по продаже мазута и газа. Нет

покупцов [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://neftegaz.ru/news/view/134717>. – Заглавие с экрана.

162. Универсальный русско-английский словарь [Электронный ресурс].

Режим доступа : [http://universal\\_ru\\_en.academic.ru/](http://universal_ru_en.academic.ru/). – Заглавие с экрана.

163. Управление жизненным циклом изделия [Электронный ресурс]. –

Режим доступа : <http://ru.ptc.com/product-lifecycle-management>. – Заглавие с экрана.

164. Філіпенко А. С. Зовнішньоекономічний словник-довідник / А. С. Філіпенко. – К. : ВЦ «Академія», 2009. – 248 с.

165. Фінансово-монетарні важелі економічного розвитку : у 3 т. / ред. А. І. Даниленко ; Ін-т економіки та прогнозування НАН України. - К. : Фенікс, 2008.
166. Формування та реалізація національної екологічної політики України: монографія / [О. О. Веклич та ін.] ; за наук. ред. С. О. Лизуна. – Суми : Університетська книга, 2012. – 335 с.
167. Харченко М. О. Проблеми та перспективи впровадження екологічно чистого виробництва в Україні / М. О. Харченко, А. О. Панченко // Механізм регулювання економіки. – 2011. – № 2. – С. 76–82.
168. Циклы воспроизводства капитала : монография / С. Н. Козьменко, А. А. Епифанов, Т. А. Васильева и др. – Сумы : Деловые перспективы, 2005. – 258 с.
169. Ціна на російський газ для України може скласти \$204 [Електронний ресурс] : реферат. – Режим доступу : <http://news.finance.ua/ua/news/-/352520/tsina-na-rosijskyj-gaz-dlya-ukrayiny-mozhe-sklasty-204-ekspert>. – Назва з екрану.
170. Чоботарьов В. М. Екологічне управління життєвим циклом продукції в забезпеченні її якості / В. М. Чоботарьов // Екологічний менеджмент у загальній системі управління : збірник тез доповідей одинадцятої Щорічної всеукраїнської наукової конференції. – Суми : Сумський державний університет, 2011. – С. 168 –169.
171. Что нужно знать о ядерных отходах? [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://myelectro.com.ua/92-atomnaya-energetika/194-что-nuzhno-znat-o-yadernykh-otkhodakh>. – Заглавие с экрана.
172. Шапочка М. К. Перспективи функціонування гідроенергетики України як альтернативного джерела енергії / М. К. Шапочка, С. А. Прийменко // Вісник СумДУ. Серія Економіка. – 2000. – № 1.
173. Шапочка М. К. Електроенергетика України: сучасний стан, проблеми

174. Шидловський А. Паливно-енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття / А. Шидловський, М. Ковалка. – К. : Українські енциклопедичні видання, 2001. – 400 с.
175. Экспорт электроэнергии в январе 2015 г. сократился на 55,9 % [Электронный ресурс] / Энергетика Украины. – Режим доступа : <http://uaenergy.com.ua/post/-21541/eksport-elektroenergii-v-yanvare-2015-g-sokratilsya-na/>. – Заглавие с экрана.
176. Эмиссия CO<sub>2</sub> по странам мира [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.priroda.su/item/1189>. – Заглавие с экрана.
177. Энергетика устойчивого развития регионов / А. В. Праховник, В. А. Попов, Е. Н. Иншеков, А. В. Волошко // Энергетика: економіка, технології, екологія. – 2008. – № 2. – С. 3–8.
178. Ягурова А. Управленский учёт : опыт экономически развитых стран : пер. с польск. / предисловие Я. В. Соколова. – М. : Финансы и статистика, 1991. – 240 с.
179. Яковец Ю. В. Закономерности научно-технического прогресса и их планомерное использование / Ю. В. Яковец. – М. : Экономика, 1984. – 240 с.
180. Яструбинський В. І. Еколого-економічна оцінка ефективності переводу теплоенергетики України на вугільну стратегію розвитку : дис. канд. екон. наук : спец. 08.08.01 «Економіка природокористування і охорони навколишнього середовища» / В. І. Яструбинський. – Суми, 2000. – 197 с.
181. Ященко Б. В. Екологізація управління теплоенергетичним комплексом в умовах корпоратизації : дис. канд. екон. наук : спец. 08.08.01 «Економіка природокористування і охорони навколишнього середовища» / Б. В. Ященко. – Суми, 2001. – 212 с.
182. Access to Electricity [Electronic resource]. - Access mode : <http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energydevelopment/accesstoelectricity/>. – Title from the screen.

183. Alternative Options for the Design of Carbon Allowances Trading Scheme in Ukraine [Electronic resource] Access mode : <http://www.feem-web.it/ess/ess06/files/diukanova-fp.pdf>. – Title from the screen.
184. Bioenergy Project Developent Biomass Supply [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/biomass.pdf>.
185. Clean energy technologies [Electronic resource] / Official site IEA. – Access mode: <http://www.iea.org/topics/cleanenergytechnologies/>. – Title from the screen.
186. CO<sub>2</sub> CAPTURE READY PLANTS. Technical Study. Report Number: 2007/4. Date: May 2007 [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CO2\\_Capture\\_Ready\\_Plants.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CO2_Capture_Ready_Plants.pdf). – Title from the screen.
187. CO<sub>2</sub> Emissions From Fuel Combustion Highlights [Electronic resource] / Official site IEA. - Accessmode : <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CO2EmissionsFromFuelCombustionHighlights2013.pdf>. – Title from the screen.
188. Coal information according to data of 2015 [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : <http://www.iea.org/media/training/presentations/statisticsmarch/coalinformation.pdf>. – Title from the screen.
189. Dag German Energy Concept Versus Grid Development Plan, 2012 [Electronic resource]. - Access mode : <http://www.worldenergy-outlook.org/media/weowebiste/2013/iew2013/presentations/parallelsessions/d/D2-paperPesch.pdf>. – Title from the screen.
190. Electricity Information 2012 [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode: <http://www.iea.org/media/training/presentations/statisticsmarch/electricityinformation.pdf>. – Title from the screen.

191. Electricity in a Climate-Constrained World [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ElecClimate2012\\_free.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ElecClimate2012_free.pdf). – Title from the screen.
192. Emissions of Air Pollutants for the World Energy Outlook 2011. Energy Scenarios. IIASA Contract No 11–121 September 2011. Final Report [Electronic resource] / Janusz Cofala, Jens Borcken-Kleefeld, Chris Heyes, Zbigniew Klimont, Peter Rafaj, Submitted to the International Energy Agency, Paris, France under Contract for Services between IEA and IIASA (signed on 29 March 2011) / Energy Scenarios. - Access mode : [http://www.worldenergyoutlook.org/media/weoweb-site/energymodel/IIASA\\_Emissions\\_Impacts\\_WEO2011.pdf](http://www.worldenergyoutlook.org/media/weoweb-site/energymodel/IIASA_Emissions_Impacts_WEO2011.pdf). – Title from the screen.
193. End-use oil product prices and average crude oil import costs. February 2015 [Electronic resource] / Official site IEA. Access mode : <https://www.iea.org/media/statistics/surveys/prices/mps.pdf>. – Title from the screen.
194. Energy, electricity and nuclear power estimates for the period up to 2050. International atomic energy agency. – Vienna, 2013. – 58 p.
195. Europe 2020: A strategy for smart, sustainable and inclusive growth [Electronic resource] – Access mode: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:EN:PDF>.
196. Executive Summary [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : <http://www.iea.org/Textbase/npsum/resources2013SUM.pdf>. – Title from the screen.
197. Facts in Brief: Russia, Ukraine, Europe, Oil & Gas, 4 March 2014 [Electronic resource] / Official site IEA. Access mode : [https://www.iea.org/media/presentations/Ukraine\\_Russia\\_Europe\\_Gas\\_Oil\\_Factsheet.pdf](https://www.iea.org/media/presentations/Ukraine_Russia_Europe_Gas_Oil_Factsheet.pdf). – Title from the screen.
198. FAQs: Coal [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : <http://www.iea.org/aboutus/faqs/coal/>. – Title from the screen.

199. FAQs: Natural gas [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : <http://www.iea.org/aboutus/faqs/gas/> . – Title from the screen.
200. FAQs: Renewable energy [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : <http://www.iea.org/aboutus/faqs/renewableenergy/>. – Title from the screen.
201. Global carbon-dioxide emissions increase by 1.0 Gt in 2011 to record high [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : <http://www.iea.org/newsroomandevents/news/2012/may/name,27216,en.html>. – Title from the screen.
202. Global Gaps in Clean Energy. Research, Development, and Demonstration. Prepared in Support of the Major Economies Forum (MEF) Global Partnership by the International Energy Agency. December 2009 [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Global\\_gaps\\_in\\_Clean\\_Energy.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Global_gaps_in_Clean_Energy.pdf). – Title from the screen.
203. IEA Coal and Electricity Data Systems [Electronic resource] / Official site IEA. Access mode : [https://www.iea.org/media/training/presentations/etw2014/Day\\_A1\\_Statistics\\_CoalElectricity.pdf](https://www.iea.org/media/training/presentations/etw2014/Day_A1_Statistics_CoalElectricity.pdf). – Title from the screen.
204. IEA Report for the Clean Energy Ministerial. TRANSFORMING GLOBAL MARKETS FOR CLEAN ENERGY PRODUCTS. Energy Efficient Equipment, Vehicles and Solar Photovoltaics 2010 [Electronic resource] / Official site IEA. Access mode : [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/global\\_market\\_transformation.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/global_market_transformation.pdf). – Title from the screen.
205. IEA review of Ukraine's energy policies highlights country's potential for an energy revolution [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : <http://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/2012/october/iea-review-of-ukraines-energy-policies-highlights-countrys-potential-for-an-en.html>. – Title from the screen.
206. IEA Statistics, Natural Gas Information, 2014 [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode :



<http://www.iea.org/media/training/presentations/statisticsmarch/naturalgasinformat ion.pdf>. – Title from the screen.

207. Jewell J. The IEA Model of Short-term Energy Security (MOSES). Primary Energy Sources and Secondary Fuels / J. Jewell // International Energy Agency. – 2011.

208. Key World Energy Statistics 2014 [Electronic resource] / Official site IEA. Access mode: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/key-world2014.pdf>. – Title from the screen.

209. Nuclear Energy Roadmap [Electronic resource]. - Access mode : [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/nuclear\\_foldout.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/nuclear_foldout.pdf). – Title from the screen.

210. PKN ORLEN Group Strategy 2009 – 2013. Jacek Krawiec, CEO. Sławomir Jędrzejczyk, CFO. 26 November 2008 [Electronic resource]. - Access mode : [http://www.orklen.pl/EN/Company/Documents/PKN\\_ORLEN\\_Strategy\\_2009\\_2013\\_26Nov08\\_FINAL.pdf](http://www.orklen.pl/EN/Company/Documents/PKN_ORLEN_Strategy_2009_2013_26Nov08_FINAL.pdf). – Title from the screen.

211. Political Risk 2013 [Electronic resource]. – Access mode : <http://usa.marsh.com/Portals/9/Documents/Political%20Risk%20Map%202013.pdf>. – Title from the screen.

212. Product (business) From Wikipedia, the free encyclopedia [Electronic resource]. - Access mode : [http://en.wikipedia.org/wiki/Product\\_\(business\)](http://en.wikipedia.org/wiki/Product_(business)). – Title from the screen.

213. Product Life Cycle Management [Electronic resource]. - Access mode : <http://www.product-lifecycle-management.info/>. – Title from the screen.

214. Product Life Cycle Management. [Electronic resource]. - Access mode : <http://www.product-lifecycle-management.com/>. – Title from the screen.

215. Product Lifecycle Management (PLM) Definition [Electronic resource]. Access mode : <http://searchmanufacturingerp.techtarget.com/definition/product-lifecycle-management-PLM>. – Title from the screen.

216. Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation For Economic Co-Operation And Development [Electronic resource] / Official site IEA. Access mode : [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected\\_costs.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf). – Title from the screen.
217. Renewable Energy Essentials: Hydropower [Electronic resource] / Official site IEA. Access mode : [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/hydropower\\_essentials.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/hydropower_essentials.pdf). – Title from the screen.
218. Rutovitz J. Energy sector jobs to 2030: a global analysis. Final report / J. Rutovitz, A. Atherton. – Sydney : UTS, 2009. – 117 p.
219. Scenarios and projections [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : <http://www.iea.org/publications/scenariosandprojections/>. – Title from the screen.
220. Shrum T. Greenhouse Gas Emissions [Electronic resource] / T. Shrum // Policy and Economics. - 2007. Access mode : [http://www.carbontax.org/wp-content/uploads/2008/03/kansas-energy-council\\_ghgreview.pdf](http://www.carbontax.org/wp-content/uploads/2008/03/kansas-energy-council_ghgreview.pdf) - Last access: 25 May, 2009.
221. Spreading The Net: The Multiple Benefits Of Energy Efficiency Improvements [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : [https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Spreading\\_the\\_Net.-pdf](https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Spreading_the_Net.-pdf). – Title from the screen.
222. Tackling Investment Challenges in Power Generation In IEA countries [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/tackling\\_investment.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/tackling_investment.pdf). – Title from the screen.
223. Taking a fresh look at the future of nuclear power 29 January 2015 [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : <http://www.iea.org/newsroomandevents/news/2015/january/taking-a-fresh-look-at-the-future-of-nuclear-power.html>. – Title from the screen.
224. Technology Roadmap. Nuclear Energy [Electronic resource] / Official site IEA. Access mode : [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/nuclear\\_roadmap.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/nuclear_roadmap.pdf). – Title from the screen.
225. The economic aspects of the energy sector in CIS countries [Electronic resource] // Economic papers. –

- Access mode : [http://ec.europa.eu/economy\\_finance/publications/publication12678\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/publication12678_en.pdf). – Title from the screen.
226. Towards Green Growth- ISBN 978-92-64-094970 © OECD 2011 [Electronic resource] – Access mode : <http://www.oecd.org/greengrowth/48224539.pdf>. – Title from the screen.
227. Tracking Clean Energy Progress 2013 [Electronic resource] / Official site IEA. – Access mode : [http://www.iea.org/publications/tcep\\_web.pdf](http://www.iea.org/publications/tcep_web.pdf). – Title from the screen.
228. Vasilyeva T. Life-cycle of energy product within the context of energy equipment service period / T. Vasilyeva, S. Priymenko // Středoevropský věstník pro vědu a výzkum. Central European Journal for Science and Research. – Praha, 2014. – № 8 (10). – P. 38–48 .
229. Vasilyeva T. Places of formation of ecological and economic loads at all stages of energy product life cycle / T. Vasilyeva, S. Priymenko // Středoevropský věstník pro vědu a výzkum. Central European Journal for Science and Research. – Praha, 2014. – № 3 (5). – P. 59-66 .
230. Water for Energy [Electronic resource]. – Access mode : <http://www.worldenergyoutlook.org/resources/water-energynexus/>. – Title from the screen.
231. Water for Energy. Is energy becoming a thirstier resource? Excerpt from the World Energy Outlook 2012 [Electronic resource]. – Access mode : [www.iea.org/books](http://www.iea.org/books). – Title from the screen.
232. World Balance 2012 [Electronic resource] / Official site IEA. – Access mode : <http://www.iea.org/sankey/#?c=World&s=Balance>. – Title from the screen.
233. World Energy Outlook 2014 Factsheet Nuclear power: retreat, revival or renaissance? [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : [http://www.iea.org/media/news/2014/press/141112\\_WEO\\_FactSheet\\_Nuclear.pdf](http://www.iea.org/media/news/2014/press/141112_WEO_FactSheet_Nuclear.pdf). – Title from the screen.
234. World renewable electricity capacity and projection (baseline case) [Electronic resource] / Official site IEA. - Access mode : [http://www.iea.org/Textbase/nptable/2014/MTrenew2014\\_t1.pdf](http://www.iea.org/Textbase/nptable/2014/MTrenew2014_t1.pdf). – Title from the screen.

ДОДАТОК А  
(Довідковий)

Таблиця А.1 – Обсяги виробництва електричної енергії за різними технологіями її одержання у різних країнах світу у 2012 р., ТВт·год

	Ядерне паливо	Енергія води	Енергія землі	Енергія сонця вітру	Викопне паливо	Біопаливо та відходи	Разом
1	2	3	4	5	6	7	8
Австралія	–	12,52	–	5,08	220,08	3,91	241,58
Австрія	–	41,06	0,00	2,17	22,33	5,03	71,13
Бельгія	47,94	1,67	–	2,11	37,77	5,63	95,12
Канада	90,66	351,59	–	9,74	147,25	8,71	607,95
Чілі	–	21,72	–	0,44	36,03	2,25	60,43
Чехія	28,00	3,38	–	0,95	51,39	2,19	85,91
Данія	–	0,02	–	7,82	25,63	5,32	38,79
Естонія	–	0,03	–	0,28	11,92	0,74	12,96
Фінляндія	22,80	12,92	–	0,62	33,16	11,17	80,67
Франція	428,52	66,83	–	11,06	55,89	6,80	569,10
Німеччина	140,56	27,36	0,03	52,44	368,74	39,87	628,98
Греція	–	7,49	–	2,87	46,72	0,32	57,39
Угорщина	15,76	0,19	–	0,54	18,44	2,45	37,37
Ісландія	–	12,59	4,47	–	0,00	–	17,06
Ірландія	–	0,78	–	2,82	24,70	0,32	28,61
Ізраїль	–	0,03	–	0,11	58,39	0,04	58,57
Італія	–	54,41	5,38	11,81	218,89	11,59	301,06
Японія	288,23	90,68	2,63	7,76	706,46	23,45	1 119,22
Корея	148,60	6,47	–	1,94	341,40	1,11	499,51
Люксембург	–	1,47	–	0,08	2,92	0,13	4,59
Мексика	5,88	37,12	6,62	1,27	217,39	2,69	270,97
Нідерланди	3,97	0,11	–	4,21	101,25	8,61	118,14
Нова Зеландія	–	24,71	5,88	1,69	11,92	0,61	44,82
Норвегія	–	117,94	–	1,05	5,02	0,49	124,51
Польща	–	3,49	–	1,66	145,96	6,55	157,66
Португалія	–	16,55	0,20	9,40	25,01	2,94	54,09
Словаччина	14,57	5,65	–	0,06	6,89	0,69	27,86
Словенія	5,66	4,70	–	0,01	5,84	0,22	16,43

Продовження табл. А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Іспанія	61,99	45,49	–	51,44	139,50	4,68	303,09
Швеція	57,83	66,50	–	3,51	7,37	13,40	158,61
Швейцарія	26,34	37,83	–	0,12	1,11	2,43	67,82
Туреччина	–	51,80	0,67	2,92	155,37	0,46	211,21
Велика Британія	62,14	6,75	–	10,22	288,66	13,36	381,13
США	838,93	286,33	17,58	100,00	3 060,15	75,43	4 378,42
Алжир	–	0,17	–	–	45,39	–	45,56
Ангола	–	3,57	–	–	1,72	–	5,26
Бенін	–	–	–	0,15	–	0,00	0,15
Ботсвана	–	–	–	–	0,46	–	0,46
Камерун	–	4,26	–	–	1,58	0,06	5,90
Респ. Конго	–	0,43	–	–	0,13	–	0,56
Єгипет	–	13,05	–	1,49	132,26	–	146,80
Ефіопія	–	4,93	0,02	–	0,03	–	4,98
Габон	–	0,93	–	–	0,99	0,01	1,93
Гана	–	7,00	–	–	1,37	–	10,17
Кенія	–	3,43	1,45	0,02	2,29	0,32	7,50
Лівія	–	–	–	–	31,61	–	31,61
Марокко	–	3,63	–	0,66	18,18	–	22,47
Мозамбік	–	16,65	–	–	0,02	–	16,67
Намібія	–	1,26	–	–	0,22	–	1,49
Нігерія	–	6,37	–	–	19,75	–	26,12
Сенегал	–	0,25	–	0,05	2,62	0,05	2,98
Південна Африка	12,10	5,09	–	0,05	242,08	0,28	259,60
Судан	–	3,84	–	–	4,00	–	7,84
Танзанія	–	2,57	–	–	1,86	–	4,44
Того	–	0,10	–	–	0,03	0,00	0,13
Туніс	–	0,05	–	0,14	14,61	–	14,80
Замбія	–	11,27	–	–	0,03	–	11,31
Зімбабве	–	4,06	–	–	4,03	–	8,09
Інші країни Африки	–	6,31	–	0,11	10,51	–	16,93
Аргентина	7,17	33,92	–	0,04	83,46	1,61	126,20
Болівія	–	2,18	–	0,00	4,54	0,16	6,88
Бразилія	14,52	403,29	–	2,56	63,88	31,41	515,80
Колумбія	–	40,40	–	0,04	15,85	0,50	56,79
Коста-Рика	–	7,26	1,18	0,36	0,64	0,15	9,58
Куба	–	0,10	–	0,01	16,83	0,46	17,40

Продовження табл. А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Домініканська Республіка	–	1,79	–	–	14,10	0,02	15,91
Еквадор	–	8,64	–	0,00	8,57	0,48	17,69
Сальвадор	–	2,08	1,53	–	2,09	0,28	5,98
Гватемала	–	3,29	0,27	–	2,92	2,34	8,83
Гаїті	–	0,18	–	–	0,41	–	0,59
Гондурас	–	2,97	–	–	3,63	0,17	6,76
Ямайка	–	0,15	–	0,05	3,93	0,06	4,19
Антильські острови	–	–	–	–	1,29	–	1,29
Нікарагуа	–	0,50	0,30	0,16	2,31	0,39	3,66
Панама	–	4,19	–	–	3,23	0,07	7,49
Парагвай	–	54,07	–	–	0,00	–	54,07
Перу	–	20,07	–	0,00	15,12	0,73	35,89
Тринідад	–	–	–	–	8,49	–	8,49
Уругвай	–	8,67	–	0,07	1,18	0,89	10,81
Венесуела	–	76,78	–	–	41,49	–	118,27
Бангладеш	–	1,66	–	–	40,69	–	42,35
Бруней-Даруссалам	–	–	–	–	3,86	–	3,86
Камбоджа	–	0,03	–	0,00	0,95	0,02	0,99
Індія	26,27	114,42	–	19,93	797,24	2,06	959,92
Індонезія	–	17,68	9,36	–	142,66	0,10	169,79
Корея	–	13,41	–	–	8,27	–	21,67
Малайзія	–	6,47	–	–	117,53	1,28	125,29
Монголія	–	–	–	–	4,48	–	4,48
М'янма	–	5,11	–	–	2,44	–	7,54
Непал	–	3,20	–	–	0,00	–	3,21
Пакистан	3,42	31,81	–	–	59,22	–	94,45
Філіппіни	–	7,80	9,93	0,06	49,92	0,01	67,74
Сінгапур	–	–	–	–	44,20	1,17	45,37
Шрі-Ланка	–	5,63	–	0,02	5,11	–	10,76
Китайський Тайбей	41,63	7,26	–	1,00	193,46	3,65	247,00
Таїланд	–	5,54	0,00	0,02	150,57	3,39	159,52
В'єтнам	–	27,55	–	–	67,30	0,06	94,90
Інші країни Азії	–	14,08	–	0,26	7,92	–	22,25
Китай	73,88	722,17	0,16	45,56	3355,08	11,41	4208,26
Гонконг	–	–	–	0,00	38,29	–	38,30
Албанія	–	7,58	–	–	0,00	–	7,58

Продовження табл. А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Вірменія	2,49	2,56	–	0,01	1,44	–	6,49
Азербайджан	–	3,45	–	0,00	15,26	–	18,71
Білорусія	–	0,05	–	0,00	34,64	0,21	34,90
Боснія та Герцеговина	–	8,03	–	–	9,10	–	17,12
Болгарія	15,25	5,69	–	0,71	24,97	0,04	46,65
Хорватія	–	8,44	–	0,14	5,50	0,03	14,11
Кіпр	–	–	–	0,10	5,25	0,03	5,38
Грузія	–	9,37	–	–	0,76	–	10,12
Казахстан	–	8,02	–	–	74,62	–	82,65
Косово	–	0,16	–	0,00	5,01	–	5,17
Киргизстан	–	10,33	–	–	1,02	–	11,35
Латвія	–	3,52	–	0,05	2,99	0,07	6,63
Литва	–	1,30	–	0,47	3,83	0,15	5,75
Македонія	–	2,43	–	–	4,83	–	7,26
Гібралтар	–	–	–	–	0,18	–	0,18
Мальта	–	–	–	–	2,11	–	2,11
Молдова	–	0,08	–	–	3,47	–	3,56
Чорногорія	–	2,75	–	0,15	1,27	–	4,17
Румунія	11,62	19,88	–	0,31	28,70	0,11	60,62
Російська Федерація	170,42	168,40	0,51	0,00	695,94	2,77	1038,03
Сербія	–	12,57	–	–	25,53	–	38,10
Таджикистан	–	15,85	–	–	0,57	–	16,41
Туркменістан	–	0,00	–	–	16,66	–	16,66
Україна	89,15	13,15	–	0,10	85,90	0,28	188,58
Узбекистан	–	10,84	–	–	40,87	–	51,71
Бахрейн	–	–	–	–	13,23	–	13,23
Іран	–	9,53	–	0,16	223,26	0,01	232,96
Ірак	–	4,77	–	–	45,40	–	50,17
Йорданія	–	0,06	–	0,00	14,71	0,01	14,78
Кувейт	–	–	–	–	57,03	–	57,03
Ліван	–	0,84	–	–	14,87	–	15,71
Оман	–	–	–	–	19,82	–	19,82
Катар	–	–	–	–	28,14	–	28,14
Саудівська Аравія	–	–	–	–	240,07	–	240,07
Сирія	–	2,59	–	–	43,82	–	44,41

Продовження табл. А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Об'єднані Арабські Емірати	–	–	–	–	97,73	–	97,79
Ємен	–	–	–	–	7,76	–	7,76
Разом у світі	2 756,29	3 515,97	68,15	383,04	14 454,66	331,04	21 511,10



ДОДАТОК Б  
(Довідковий)

Таблиця Б.1 – Виробництво, споживання, імпорт та експорт електричної енергії у різних країнах світу у 2012 р., ТВт·год

Країни світу	Виробництво електричної енергії	Споживання електричної енергії	Імпорт електричної енергії	Експорт електричної енергії
1	2	3	4	5
Австралія	241,6	201,2	–	–
Австрія	71,1	61,3	19,9	17,6
Бельгія	95,1	83,3	12,4	11,8
Канада	608,0	469,9	18,7	44,4
Чілі	60,4	53,8	1,0	–
Чехія	85,9	57,2	6,6	21,6
Данія	38,8	32,1	10,6	11,7
Естонія	13,0	6,9	1,1	4,4
Фінляндія	80,7	83,5	15,7	5,2
Франція	569,1	444,2	19,4	50,2
Німеччина	629,0	530,0	43,0	57,9
Греція	57,4	53,1	8,5	2,8
Угорщина	37,4	34,2	9,9	4,7
Ісландія	17,1	15,7	–	–
Ірландія	28,6	25,3	0,8	0,3
Ізраїль	58,6	49,6	–	4,0
Італія	302,1	299,3	46,0	1,8
Японія	1119,2	1001,9	–	–
Корея	499,5	449,6	–	–
Люксембург	4,6	6,6	7,3	3,2
Мексика	271,0	207,4	0,4	1,3
Нідерланди	118,1	106,9	15,6	12,8
Нова Зеландія	44,8	39,9	–	–
Норвегія	124,5	114,7	14,7	7,1
Польща	157,7	118,5	6,3	7,7
Португалія	54,1	49,9	5,8	3,2
Словаччина	27,9	24,1	7,3	6,3
Словенія	16,4	12,0	8,0	10,1
Іспанія	303,1	260,1	5,2	13,5
Швеція	148,6	131,2	14,9	12,9
Швейцарія	67,8	59,8	33,4	32,9
Туреччина	211,2	169,9	1,1	1,9
Велика Британія	381,1	328,3	7,1	4,5

Продовження табл. Б.1

1	2	3	4	5
США	4378,4	3801,9	45,1	19,1
Алжир	45,6	33,3	0,7	0,8
Ангола	5,3	4,5	–	–
Бенін	0,2	0,9	0,9	–
Ботсвана	0,5	3,1	3,0	–
Камерун	5,9	4,9	–	–
Респ. Конго	0,6	0,5	0,5	–
Єгипет	146,8	125,5	0,2	16
Ефіопія	5,0	3,8	–	–
Габон	1,9	1,4	–	–
Гана	10,2	7,2	0,1	1,0
Кенія	7,5	6,3	0,0	0,0
Лівія	31,6	23,4	0,1	0,1
Марокко	22,5	23,7	3,9	–
Мозамбік	16,7	10,2	7,9	12,7
Намібія	1,5	3,4	2,5	0,2
Нігерія	26,1	20,9	–	–
Сенегал	3,0	2,4	–	–
Південна Африка	259,6	213,9	18,9	13,9
Судан	7,8	6,1	–	–
Танзанія	4,4	3,4	–	–
Того	0,1	0,7	0,7	–
Туніс	14,8	12,1	0,0	–
Замбія	11,3	7,8	0,0	0,6
Зімбабве	8,1	12,5	5,3	0,1
Інші країни Африки	16,9	15,3	2,0	0,1
Аргентина	126,2	113,3	10,3	1,7
Болівія	6,9	6,0	–	–
Бразилія	515,8	437,9	35,90	1,3
Колумбія	56,8	45,7	0,0	0,8
Коста-Рика	9,6	8,5	0,2	0,1
Куба	17,4	13,7	–	–
Домініканська Республіка	15,9	13,8	–	–
Еквадор	17,7	12,3	0,9	0,0
Сальвадор	6,0	5,0	0,2	0,1
Гватемала	8,8	7,8	0,4	0,1
Гаїті	0,6	0,2	–	–
Гондурас	6,8	5,1	0,	0,0
Ямайка	4,2	3,3	–	–
Антильські острови	1,3	1,0	–	–
Нікарагуа	3,7	2,4	0,0	0,0

Продовження табл. Б.1

1	2	3	4	5
Панама	7,5	6,4	0,1	0,0
Парагвай	54,1	6,9	–	43,4
Перу	35,9	31,6	–	0,1
Тринідад	8,5	7,7	–	–
Уругвай	10,8	9,1	0,4	0,7
Венесуела	118,3	87,7	–	0,6
Бангладеш	42,3	39,1	–	–
Бруней-Даруссалам	3,9	3,3	–	–
Камбоджа	1,0	2,0	1,4	–
Індія	959,9	693,1	5,6	0,1
Індонезія	169,8	148,0	–	–
Корея	21,7	16,2	–	–
Малайзія	125,3	110,9	–	0,2
Монголія	4,5	3,5	0,3	0,0
М'янма	7,5	6,3	–	–
Непал	3,2	2,7	0,7	0,0
Пакистан	94,5	77,1	–	–
Філіппіни	67,7	55,3	–	–
Сінгапур	45,4	42,2	–	–
Шрі-Ланка	10,8	9,2	–	–
Китайський Тайбей	247,0	218,1	–	–
Таїланд	159,5	149,3	7,3	1,6
В'єтнам	94,9	8,9	5,6	1,0
Інші країни Азії	22,2	17,2	4,3	7,8
Китай	4208,3	3451,2	5,5	19,1
Гонконг	38,3	41,9	11,0	2,6
Албанія	7,6	5,7	2,0	2,9
Вірменія	6,5	4,7	0,3	1,1
Азербайджан	18,7	12,5	0,1	0,5
Білорусія	34,9	29,4	7,8	5,1
Боснія та Герцеговина	17,1	10,3	3,1	6,9
Болгарія	46,7	27,2	1,2	9,6
Хорватія	14,1	15,9	6,7	1,9
Кіпр	5,4	4,9	–	–
Грузія	10,1	7,3	0,2	1,5
Казахстан	82,6	56,8	2,9	1,8
Косово	5,2	4,1	0,8	0,4
Киргизстан	11,4	7,2	–	0,7
Латвія	6,6	6,2	4,0	3,1
Литва	5,7	8,3	8,3	2,2
Македонія	7,3	6,8	1,4	–

Продовження табл. Б.1

1	2	3	4	5
Гібралтар	0,2	0,2	–	–
Мальта	2,1	1,6	–	–
Молдова	3,6	3,3	1,5	–
Чорногорія	4,2	3,2	0,7	0,7
Румунія	60,6	41,2	0,8	3,0
Російська Федерація	1038,0	726,7	1,6	19,1
Сербія	38,1	27,6	5,6	5,9
Таджикистан	16,4	13,6	0,3	0,2
Туркменістан	16,7	9,2	–	2,4
Україна	188,6	134,0	0,0	4,1
Узбекистан	51,7	42,7	12,0	12,1
Бахрейн	13,2	12,1	0,2	0,0
Іран	233,0	186,2	3,0	6,7
Ірак	50,2	37,9	6,2	–
Йорданія	14,8	12,6	1,9	0,2
Кувейт	57,0	37,2	–	–
Ліван	15,7	15,1	1,2	–
Оман	19,8	14,3	–	–
Катар	28,1	24,6	–	–
Саудівська Аравія	240,1	196,5	–	–
Сирія	46,4	34,0	0,7	1,0
Об'єднані Арабські Емірати	97,7	79,3	–	8,1
Ємен	7,8	5,0	–	–
Разом у світі	21 511,1	17 838,9	597,4	589,9

## ДОДАТОК В (довідковий)

Таблиця В.1 – Розрахунок терміну служби Сумської ТЕЦ

Показник	Рік								
	0	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Норма дисконту	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Коефіцієнт дисконтування	1,00	0,87	0,76	0,66	0,57	0,50	0,43	0,38	0,33
Капітальні витрати	21500								
Ліквідаційне сальдо, тис. грн		1505	1505	1505	1505	1505	1505	1505	1505
Виробнича потужність, млн МВт·год		130	130	128,7	127,413	130	128,7	127,413	126,13887
- Дисконтована		113,04	98,30	84,62	72,85	64,63	55,64	47,90	41,24
- з накопиченим обсягом		118,18	216,48	301,10	373,95	438,58	494,22	542,12	583,36
Чисті поточні витрати, разом		12306	12694	13154	13666	16377	13283,52	13416,355	13550,519
- у тому числі:									
- витрати на кап. ремонт						3225			
- інші поточні витрати		12306	12694	13154	13666	13152	13283,52	13416,355	13550,519
Дисконтовані чисті питомі витрати		10700,87	9598,4877	8648,9685	7813,5799	8142,2634	5742,8323	5043,7049	4429,6886
Чисті поточні витрати з накопиченим обсягом		10700,87	20299,36	28948,33	36761,91	44904,17	50647,00	55690,71	60120,39
Дисконтоване ліквідаційне сальдо		1308,70	1138,00	989,56	860,49	748,25	650,65	565,79	491,99
Інтегральні чисті поточні витрати		30892,17	40661,36	49458,76	57401,42	65655,92	71496,35	76624,92	81128,41
Питомі чисті поточні витрати		261,40	187,83	164,26	153,50	149,70	144,66	141,34	139,07
Прямі та непрямі викиди CO <sub>2</sub> , кг на 1 МВт·год		1,306	1,306	1,306	1,306	1,306	1,31906	1,3322506	1,3455731
Сумарні викиди CO <sub>2</sub> , тонн		169,78	169,78	168,08	166,40	169,78	169,76	169,75	169,73
Ціна 1 тонни CO <sub>2</sub> (за Кіотським протоколом), грн/тонну		0,145	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145
Плата за викиди CO <sub>2</sub>		24,618	24,618	24,372	24,128	24,618	24,616	24,613	24,611
Дисконтована плата за викиди		21,41	18,61	16,02	13,80	12,24	10,64	9,25	8,05
Інтегральна плата за викиди		21,41	40,02	56,05	69,84	82,08	92,72	101,98	110,02
Інтегральні витрати + плата за викиди		30913,58	40701,38	49514,81	57471,26	65738,00	71589,07	76726,90	81238,43
Питомі витрати + плата за викиди		261,58	188,02	164,45	153,69	149,89	144,85	141,53	139,26

Продовження табл. В.1

Показник	Рік								
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Норма дисконту	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Коефіцієнт дисконтування	0,28	0,25	0,21	0,19	0,16	0,14	0,12	0,11	0,28
Капітальні витрати									
Ліквідаційне сальдо, тис. грн	1505	1505	1505	1505	1505	1505	1505	1505	1505
Виробнича потужність, млн МВт·год	128,7	126,126	123,60348	121,13141	126,126	122,34222	118,67195	115,11179	128,7
- Дисконтована	36,58	31,18	26,57	22,64	20,50	17,29	14,58	12,30	36,58
- з накопиченим обсягом	619,94	651,12	677,69	700,33	720,83	738,12	752,70	765,00	619,94
Чисті поточні витрати, разом	17 308,498	13 203,625	1 3401,68	13 602,705	18 501,61	13 389,143	13 656,925	13 930,064	17 308,498
- у тому числі:									
- витрати на кап. ремонт	4300				5375				4300
- інші поточні витрати	13 008,498	13 203,625	13 401,68	13 602,705	13 126,61	13 389,143	13 656,925	13 930,064	13 008,498
Дисконтовані чисті питомі витрати	4 920,1554	3 263,7343	2 880,6003	2 542,4428	3 007,0289	1 892,2696	1 678,3608	1 488,6331	4 920,1554
Чисті поточні витрати з накопиченим обсягом	65 040,55	68 304,28	71 184,88	73 727,33	76 734,36	78 626,63	80 304,99	81 793,62	65 040,55
Дисконтоване ліквідаційне сальдо	427,81	372,01	323,49	281,30	244,60	212,70	184,96	160,83	427,81
Інтегральні чисті поточні витрати	86 112,74	89 432,27	92 361,40	94 946,03	97 989,75	99 913,93	101 620,03	103 132,79	86 112,74
Питомі чисті поточні витрати	138,90	137,35	136,29	135,57	135,94	135,25	135,16	134,96	138,90
Прямі та непрямі викиди CO <sub>2</sub> , кг на 1 МВт·год	1,306	1,32559	1,3454739	1,365656	1,31906	1,3454412	1,37235	1,399797	1,306
Сумарні викиди CO <sub>2</sub> , тонн	168,08	167,19	166,31	165,42	166,37	164,60	162,86	161,13	168,08
Ціна 1 тонни CO <sub>2</sub> (за Кіотським протоколом), грн/тонну	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145
Плата за викиди CO <sub>2</sub>	24,372	24,243	24,114	23,986	24,123	23,868	23,615	23,364	24,372
Дисконтована плата за викиди	6,93	5,99	5,18	4,48	3,92	3,37	2,90	2,50	6,93
Інтегральна плата за викиди	116,95	122,94	128,13	132,61	136,53	139,90	142,80	145,30	116,95
Інтегральні витрати + плата за викиди	86 229,69	89 555,21	92 489,52	95 078,64	98 126,28	100 053,83	101 762,84	103 278,09	86 229,69
Питомі витрати + плата за викиди	139,09	137,54	136,48	135,76	136,13	135,55	135,20	135,00	139,09

## ПРОДОВЖЕННЯ ДОДАТКУ В

		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Норма дисконту	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
2	Коефіцієнт дисконтування	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	0,03	0,03
3	Капітальні витрати									
4	Ліквідаційне сальдо	1505	1505	1505	1505	1505	1505	1505	1505	1505
5	Виробнича потужність , млн. МВт*год	122,97285	118,05394	113,33178	108,79851	119,28366	112,12664	105,39905	99,075103	93,130597
6	- дисконтована	11,43	9,54	7,96	6,65	6,34	5,18	4,23	3,46	2,83
7	- з накопиченим підсумком	776,43	785,97	793,93	800,58	806,92	812,10	816,33	819,79	822,62
8	Чисті поточні витрати, усього	20897,861	13707,183	14049,862	14401,109	22425,065	14239,817	14667,011	15107,021	15560,232
9	- у тому числі:									
10	- витрати на кап.ремонт	7525				8600				
11	- інші поточні витрати	13372,861	13707,183	14049,862	14401,109	13825,065	14239,817	14667,011	15107,021	15560,232
12	Дисконтовані чисті питомі витрати	1941,9523	1107,6105	987,21809	879,91178	1191,4589	657,88792	589,23874	527,75296	472,68309
13	Чисті поточні витрати з накопиченим підсумком	83735,57	84843,18	85830,40	86710,31	87901,77	88559,66	89148,90	89676,65	90149,33
14	Дисконтоване ліквідаційне сальдо	139,85	121,61	105,75	91,96	79,96	69,53	60,46	52,58	45,72
15	Інтегральні чистої поточні витрати	105095,72	106221,57	107224,65	108118,36	109321,81	109990,13	110588,44	111124,08	111603,62
16	Питомі чисті поточні витрати	135,36	135,26	135,01	134,81	135,48	135,44	135,47	135,55	135,67
17	Прямі та непрямі викиди CO <sub>2</sub> , кг на 1 МВт год	1,3388459	1,3656228	1,3929353	1,420794	1,3656228	1,4065915	1,4487892	1,4922529	1,5370205
18	Сумарні викиди CO <sub>2</sub> , тонн	164,64	161,22	157,86	154,58	162,90	157,72	152,70	147,85	143,14
19	Ціна 1 тонни CO <sub>2</sub> за Кіотським протоколом	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145
20	Плата за викиди CO <sub>2</sub>	23,873	23,376	22,890	22,414	23,620	22,869	22,142	21,438	20,756
21	Дисконтована плата за викиди	2,22	1,89	1,61	1,37	1,25	1,06	0,89	0,75	0,63
22	Інтегральна плата за викиди	147,52	149,41	151,02	152,39	153,64	154,70	155,59	156,34	156,97
22	Інтегральні витрати + плата за викиди	105243,24	106370,98	107375,67	108270,74	109475,45	110144,83	110744,02	111280,41	111760,58
23	Питомі витрати + плата за викиди	135,55	135,34	135,25	135,24	135,67	135,63	135,66	135,74	135,86



СУМИТЕПЛОЕНЕРГО

**ТОВ "Сумитеплоенерго"**  
Україна, 40022, м. Суми, вул. 2-а Залізнична, 10  
Ідентифікаційний код: 33698892  
т/ф +38 (0542) 78 75 16, т. +38 (0542) 78 77 50  
т. +38 (0542) 22 34 26 e-mail: tpe@teko.com.ua

Висновок № 1102 від 18.03.2011 р.  
Рів. № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_ 2011 р.

## ДОВІДКА

**про впровадження результатів дисертаційної роботи  
«Еколого-економічні засади управління  
життєвим циклом енергетичного продукту»  
аспірантки кафедри економіки та бізнес-адміністрування  
Сумського державного університету  
Прийменко Світлани Анатоліївни**

Ознайомлення з основними науковими результатами, викладеними в дисертаційній роботі Прийменко С. А. на тему «Еколого-економічні засади управління життєвим циклом енергетичного продукту» на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук за спеціальністю 08.00.06 – «Економіка природокористування на охорони навколишнього середовища», дозволяє дійти висновку, що вона містить цілий ряд наукових положень, які є важливим для функціонування Сумської теплоелектроцентралі.

Так, зокрема, в поточній діяльності враховуються здійснені дисертантом розрахунки оптимального терміну функціонування Сумської ТЕЦ з урахуванням екологічного впливу на всіх стадіях життєвого циклу електроенергії та життєвого циклу електростанції.

Орієнтація на цей термін функціонування забезпечить Сумській ТЕЦ мінімізацію інтегральних дисконтованих еколого-економічних витрат.



**Л.Д.Плячук**





Сумська міська рада  
**ВИКОНАВЧИЙ КОМПІТЕТ**

40030, м. Суми, майдан Незалежності, 2, тел./факс (0542) 700-560

04.03.15

№ 463/05.01.02.17

на №

від

**ДОВІДКА**

про впровадження результатів дисертаційної роботи

Прийменко Світлани Анатоліївни

«Еколого-економічні засади управління життєвим циклом енергетичного продукту»

Результати дисертаційного дослідження Приймєнко С.А. «Еколого-економічні засади управління життєвим циклом енергетичного продукту» в частині моделювання оцінки енергетичної безпеки об'єктів бюджетної сфери (Прийменко С.А. Стратегія розвитку енергетичної галузі України як складова енергетичної безпеки [Текст] / С.А. Приймєнко // Механізм регулювання економіки. – 2014. – № 2. – С. 167-175) були використані Департаментом інфраструктури міста Сумської міської ради при розробці «Програми енергозбереження та енергоефективності в бюджетній сфері м. Суми на 2014-2016 роки» (прийнятої рішенням Сумської міської ради № 3535 – МР від 24 вересня 2014 року), зокрема при розробці науково-технічної продукції з впровадження системи моніторингу теплоспоживання будівлями.

Заступник міського голови,  
керуючий справами виконавчого комітету

В.М. Волонтирець



**СУМСЬКА ОБЛАСНА ДЕРЖАВНА АДМІНІСТРАЦІЯ  
ДЕПАРТАМЕНТ ЕКОНОМІЧНОГО РОЗВИТКУ І ТОРГІВЛІ**

пл. Незалежності, 2, м. Суми, 40030 тел. (0542) 63-13-25; факс (0542) 62-03-35  
E-mail: по Україні - [gue@state-gov.sumy.ua](mailto:gue@state-gov.sumy.ua), локальна по області - [ekon@oblmail.com](mailto:ekon@oblmail.com)  
Код ЄДРПОУ 02742148

10.03.2015 № 02.01/332 на № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

**ДОВІДКА**

про впровадження результатів наукового дослідження  
Прийменко Світлани Анатоліївни  
«Еколого-економічні засади управління життєвим циклом енергетичного продукту»

Наукові результати дисертаційного дослідження Прийменко С.А. «Еколого-економічні засади управління життєвим циклом енергетичного продукту» подані у вигляді аналітичної записки за результатами науково-дослідної роботи «Фундаментальні основи забезпечення стійкого розвитку при переході до інформаційного суспільства» [Текст]: звіт про НДР (заключний) / Керівн. Л.Г. Мельник. – Суми: СумДУ, 2010. – 284 с., були використані Сумською обласною державною адміністрацією (департамент економічного розвитку і торгівлі) зокрема в частині обґрунтування нормативів фінансування об'єктів життєзабезпечення населення Сумської області, – при розробці «Програми будівництва, реконструкції та модернізації об'єктів інфраструктури Сумської області на 2012-2015 роки».

Заступник  
директора Департаменту



О.О.Оксантюк