

СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕНЕРГОЄМНИХ ВИРОБНИЦТВ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2018, 4(55): 29–35
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2018.04.029>

УДК 620.92

В.Д. БІЛОДІД, канд. техн. наук, ст. наук. співр.
Інститут загальної енергетики НАН України,
вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

ВИЗНАЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИРОБЛЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ АТОМНИМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ ЗА МЕТОДОЛОГІЄЮ ПОВНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ВИТРАТ ЧАСТИНА 3. ВИТРАТИ ЕНЕРГІЇ НА ЕКСПЛУАТАЦІЮ, ЛІКВІДАЦІЮ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ЗАГАЛЬНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

Приведені результати дослідження з визначення ефективності вироблення електричної енергії атомними електростанціями з реакторами ВВЕР-1000 за методологією повних енергетичних витрат. Визначення ефективності технологій за цією методологією опубліковано раніше. У частині 1 статті були визначені повні енергетичні витрати на будівництво АЕС [1]. У частині 2 наводяться результати розрахунків щодо витрат енергії на отримання ядерного палива [2]. У частині 3 висвітлюються питання щодо витрат енергії на експлуатацію АЕС впродовж 40 років, витрат енергії на її ліквідацію, на переробку відпрацьованого ядерного палива, а також визначається остаточна ефективність вироблення електроенергії на АЕС.

Ключові слова: атомна електростанція, повні енергетичні витрати, ефективність вироблення електроенергії, енергетичні витрати на експлуатацію та ліквідацію.

Метою статті в цілому є висвітлення результатів обчислень стосовно ефективності вироблення електроенергії на АЕС задля правильної оцінки її реальної енергетичної ефективності. У частині 3 цієї статті висвітлюються результати оцінок щодо повних енергетичних витрат на експлуатацію крупної АЕС, яка складатиметься з трьох енергоблоків загальною потужністю 3,0 ГВт впродовж 40 років, її ліквідацію та ліквідацію відходів, а також визначається енергетична ефективність вироблення електроенергії за методологією повних енергетичних витрат [3].

Враховуючи те, що при визначенні витрат енергії на експлуатацію енергетичних об'єктів за методологією, описаною в [3], необхідно знати витрати на їх ліквідацію, почнемо саме з цього визначення.

Повні енергетичні витрати на ліквідацію АЕС

Ліквідація енергоустановки після завершення її планового терміну експлуатації може включати такі витрати:

- витрати енергії на експлуатацію електростанції пов'язані із її зупинкою і підготовкою до демонтажу;
- витрати енергії пов'язані з реалізацією частини майна станції, яке може бути продане для подальшого використання;
- витрати енергії на демонтаж обладнання та будівель;
- витрати енергії на утилізацію відходів, рекультивуацію земель, збереження та захоронення особливо шкідливих речовин та елементів електростанції.

Витрати енергії на експлуатацію електростанції пов'язані із її зупинкою і підготовкою до демонтажу мають різні масштаби для різних типів електростанцій. Якщо для ТЕС, СЕС чи інших об'єктів вони можуть бути практично нульовими, то для АЕС вони є дуже значними. Зняття з експлуатації енергоблоків АЕС – одна з найскладніших завдань у комплексі використання атомної енергії. Через 30–40 років після пуску у АЕС закінчується її ресурс і її потрібно виводити

© В.Д. БІЛОДІД, 2018

з експлуатації. Кожна АЕС повинна бути, врешті-решт, розібрана в ідеалі до «зеленої галявини». Після зупинки досить великий період часу АЕС перебуватиме у законсервованому стані з метою зниження радіоактивного фону на її об'єктах, що унеможливило негайну ліквідацію. Окрім того на АЕС продовжується зберігання відпрацьованого ядерного палива (ВЯП), радіоактивних відходів (РАВ), продовжується споживання електроенергії для охолодження сховищ ВЯП та РАВ та інших потреб. На АЕС продовжує працювати скорочений персонал станції, бригади по демонтажу певних не забруднених елементів станції, охорона забезпечує безпеку станції та перешкоджає доступ до її об'єктів сторонніх осіб. Цей період, за даними [4], може продовжуватися до 100 років і більше.

Вилучені з активної зони ядерного енергетичного реактора (ЯЕР) ТВЕЛ-и у збірках з ВЯП зберігають у басейні витримки АЕС протягом 5–10 років для зниження в них тепловиділення і розпаду короткоживучих радіонуклідів. Цією операцією, обов'язковою для всіх АЕС, завершується паливний цикл ЯЕР. Слід зазначити, що в 1 кг ВЯП АЕС в перший день після його вивантаження з реактора міститься від 26 до 180 тис. Ки радіоактивності. Через рік активність 1 кг ВЯП знижується до 1 тис. Ки, а через 30 років – до 0,26 тис. Ки. Для приблизних оцінок можна вважати, що через рік після виїмки, в результаті розпаду короткоживучих радіонуклідів активність ВЯП скорочується в 11–12 разів, а через 30 років – у 140–220 раз і далі повільно зменшується протягом сотень років [5]. Після тимчасового зберігання ВЯП у басейнах витримки його необхідно відправити на переробку або зберігання у спеціальних сховищах. В якості альтернативи зберігання ВЯП можливе на поверхні землі в бетонних або сталевих контейнерах, які називаються «сухими контейнерами». Це зберігання також вважається тимчасовим.

За даними [6], станом на грудень 2011 р. у світі були зупинені для виведення з експлуатації 124 ЯЕР. У 2011 р. було завершено демонтаж одного з реакторів – вдосконаленого охолоджуваного газом реактора (AGR) «Уиндскейл» в Сполученому Королівстві Великобританії, в результаті чого кількість зупинених і повністю демонтованих ЯЕР досягло 16. Ще 50 ЯЕР знаходилися в процесі демонтажу, 49 – в режимі безпечної консервації, 3 – під укриттям, а для 6 реакторів стратегія зняття з експлуатації на той час ще не була визначена.

За даними [7], станом на 2018 р. ЯЕР, які виводяться з експлуатації, налічуються 166, з них – 12 зупинені в результаті аварій, 37 – закриті передчасно політичними рішеннями та 117 – що відпрацювали свій термін або стали економічно не вигідними.

За дослідженням [7] методи фінансування виведення з експлуатації залежать від країни. Серед найпоширеніших є:

- передоплата, де грошові кошти накопичуються на окремому рахунку ще до введення АЕС в експлуатацію. Це може бути зроблено кількома способами, але кошти не можуть бути відкликани, крім витрат на виведення з експлуатації.

- формування спеціального фонду за рахунок відрахувань частки вартості електроенергії (надбавки в тарифі на електроенергію), сплаченої споживачами. Така система діє в США, де ці відрахування становлять від 0,1 до 0,2 центи/(кВт·год).

- кредитування або страхування, яке здійснюється шляхом придбання власником АЕС акредитиву або страхового зобов'язання, які гарантують, що витрати на виведення з експлуатації будуть покриті за будь-яких умов.

У США вважають, що близько двох третин загальної кошторисної вартості виведення з експлуатації ЯЕР вже зібрано за рахунок надбавок до тарифів, залишилося зібрати близько 9 млрд \$US, які заплановано отримати впродовж експлуатації ще працюючих АЕС. Вважається, що цих коштів вистачить на виведення з експлуатації близько 100 ЯЕР (в середньому по 320 млн \$US на одиницю). З вищенаведених даних випливає, що фонд виведення з експлуатації у США планується у обсязі приблизно 30–32 млрд \$US. Разом з тим приведена вище оцінка, вочевидь, значно занижена. Так, наприклад, лише затрати США на демонтаж та зняття з експлуатації ядерних установок у 2011 р., за оцінками МАГАТЕ [6], склали 69,3 млрд \$US, що більш ніж вдвічі перевищує суму фонду. І це лише за один рік і без захоронення РАВ.

Для американських реакторів очікувані загальні витрати на виведення з експлуатації варіюються від 544 до 821 млн \$US на одиницю. Ці оцінки є різними для різних ЯЕР. Так для енергоблоків потужністю понад 1100 МВт питома вартість очікується обсягом від 460 до 730 \$US/кВт, а для енергоблоків 550 МВт – від 1070 до 1220 \$US/кВт [7]. Там же наводяться приклади вартості виведення з експлуатації енергоблоків АЕС в інших країнах. Так при виведенні ЯЕР на АЕС Loviisa (Фінляндія) потужністю 1004 МВт питома затрата склали 325 €/кВт. Для швейцарської АЕС з реактором PWR потужністю 1000 МВт детальна оцінка вартості виведення з експлуатації дала цифру в 617 €/кВт. У Словаччині у детальному прикладі розрахунку показана питома вартість виведення з експлуатації двох енергоблоків потужністю по 440 МВт на АЕС Bohunice V1 в 1300 €/кВт з планом її демонтажу до 2025 р.

У РФ, починаючи з 1980 р., остаточно зупинені два енергоблоки на Білоярській та два енергобло-

ки на Нововоронежській АЕС. Для них досі розробляються відповідні програми зняття з експлуатації, що передбачають консервацію. Широкого фронту робіт по демонтажу устаткування в цей період не було, оскільки реактор ще має дуже високу наведену радіоактивність конструкцій і відбувається його повільне «оохолодження» за рахунок розпаду коротко- і середньо живучих радіонуклідів. Ядерне паливо не вивантажено з реакторів в приреакторні сховища [4]. Весь цей час – майже 40 років – для забезпечення безпеки реакторні приміщення забезпечуються електроенергією, теплом, кваліфікованим персоналом і т.д.

За інформацією [8] Україна почала накопичувати кошти на виведення з експлуатації своїх АЕС. У 2004 р., виконуючи умови отримання кредиту ЄБРР на модернізацію двох енергоблоків Хмельницької та Рівненської АЕС, був створений бюджетний Фонд накопичення фінансового резерву на зняття з експлуатації ЯЕР. З 2005 р. державний оператор АЕС НАЕК ДП «Енергоатом» щороку відраховує по 283,4 млн ₴ у цей фонд. З 2014 р. почала працювати наглядова рада, покликана контролювати використання та інвестування цих коштів. Однак існують три глобальні проблеми. По-перше, розрахована Україною прогнозна вартість виведення ЯЕР з експлуатації надто мала. По-друге, концепція з виведення з експлуатації не відповідає сучасним реаліям. По-третє, накопичені у фонді гроші нічим не захищені і їх «з'їдає» інфляція.

Концепція зняття ЯЕР з експлуатації – це ключовий стратегічний документ з підготовки реакторів до закриття, демонтажу радіоактивного обладнання та перетворення майданчика АЕС у безпечну зону. Концепція також визначає загальні очікувані витрати на ці процеси та щорічні відрахування до фонду зняття з експлуатації та фонду поводження з РАВ. Однак концепція застаріла вже на етапі її затвердження у 2015 р. Фінансові розрахунки базуються на курсі 7,9 ₴/€, який був на момент її підготовки. Значною статтею витрат є зарплати, і треба враховувати, що більшість робіт буде виконуватися через десятиліття. Концепція ж базується на мінімальній зарплаті в 1134 ₴, тоді як вже з 1 січня 2018 р. вона становить 3723 ₴.

Концепція розглядає кілька стратегій демонтажу, але жодна з них не припускає зняття блоків з експлуатації одразу після завершення проектного терміну. Відсутність коштів на зняття з експлуатації АЕС наводиться як одна з причин, чому роботу старих енергоблоків в Україні треба подовжувати – вони ще «не заробили» на власне зняття з експлуатації. Фонд зняття з експлуатації з 2005 р. накопичив лише 2,7 млрд ₴ або близько 82 млн € за нинішнім курсом. НАЕК ДП

«Енергоатом» та Міненерговугілля України мають нереально оптимістичні очікування. Згідно з концепцією, загальна вартість виведення з експлуатації одного енергоблоку АЕС потужністю в 1 ГВт коштуватиме 2,9 млрд ₴ (близько 88 млн € за нинішнім курсом НБУ), потужністю 440 МВт – 2,3 млрд ₴ (біля 70 млн €). Тим часом вартість проектів з виведення з експлуатації ЯЕР у Європі в сім-десять разів вища. Відповідні витрати у Болгарії, Словаччині, Литві продовжують зростати в процесі робіт і суттєво перевищують прогнозні оцінки. Так, зняття з експлуатації чотирьох енергоблоків АЕС «Козлодуй» (Болгарія) у 2006 р. було оцінено у 760 млн €, але до 2017 р. витрачено близько 1,243 млрд €. На зняття з експлуатації двох реакторів АЕС у Словаччині (див. вище) у 2006 р. планувалося витратити 500 млн €, зараз ця сума становить 1,3 млрд €.

З 2006 р. до українського Фонду зняття з експлуатації щороку відраховувалася фіксована сума – 283,4 млн ₴, яка і зберігається у ₴. Ці гроші належним чином не захищені від використання на інші цілі в рамках державного бюджету. Окрім того, ці кошти жодним чином не захищені від інфляції і падіння курсу ₴. Цікаво, чи є хоч один український бізнесмен чи можновладець, який би десять років тримав гроші не у валюті чи хоча б на депозитних вкладеннях?

Можна виділити 3 основних варіанти виведення АЕС з експлуатації:

1. Безпосередній швидкий демонтаж електростанції. У цьому випадку ВЯП і теплоносії після тривалого відстою вивозяться в сховище з радіаційним захистом. Усі забруднені радіацією матеріали та обладнання розбираються і видаляються. Територія станції доводиться до радіаційно безпечного стану. Обсяг РАВ оцінюється в 18–20 тис. м³.

2. Відстрочений демонтаж. У цьому випадку з території АЕС прибираються ВЯП і теплоносії, а після консервації протягом кількох десятиліть (в Німеччині цей термін складає – 30 р., у Великобританії – від 50 до 100 років) відбувається демонтаж і остаточна очистка території станції. Обсяг РАВ знижується незначно – до 17 тис. м³.

3. Ізоляція. Всі РАВ залишаються на станції, яку укладають в бетонний «саркофаг», що дозволяє періодично контролювати її стан. Через 100 років може бути проведена розборка станції і її дезактивація. Обсяг РАВ знижується до 10 тис. м³.

У більшості країн в даний час практикується правило додавати до ціни виробленої на АЕС електроенергії податок (зазвичай 2–6%), кошти на сплату якого направляються у фонд, з якого будуть оплачуватися всі майбутні операції по зняттю станцій з експлуатації та захоронення відходів. Законодавство США передбачає залучення корис-

тувачів і фірм-власників станцій до участі в цих витратах. У Швеції цей податок складає 10% від плати за електроенергію і одна п'ята частина йде на покриття майбутніх витрат з демонтажу АЕС.

Отже, енергетичні витрати на процеси зняття з експлуатації АЕС будемо оцінювати у розмірі m_{lik} від витрат на будівництво (демонтаж старого обладнання, руйнування будівель, утилізація залишків).

$$E_{lik} = \mu_{lik} \cdot E_{\Sigma.AES}, \text{ ПДж}, \quad (1)$$

де m_{lik} – коефіцієнт, який враховує рівень витрат енергії на ліквідацію АЕС.

Виходячи з методики оцінки витрат енергії на ліквідацію енергооб'єктів та приведених вище оцінок для АЕС, приймаємо для АЕС середнє значення коефіцієнта $m_{lik} = 0,25$.

У частині 1 цієї статті [1] повні енергетичні витрати на будівництво крупної АЕС були визначені за 2-ма варіантами: за варіантом а) незмінності політики НБУ і середній інфляції гривні 7,5 % за рік – 220 ГДж/кВт та; за варіантом б) при курсі гривні за значенням ПКС – 125 ГДж/кВт.

Т.ч., при середньому значенні витрат на ліквідацію АЕС у 25% від витрат на будівництво, ці витрати на АЕС потужністю в 3,0 ГВт з енергоблоками типу ВВЕР-1000 (без витрат на поховання РАВ) будуть такими: за варіантом а): $E_{lik} = 0,25 \cdot 220 \cdot 10^9 \cdot 3 \cdot 10^6 = 165 \text{ ПДж}$; за варіантом б): $E_{lik} = 0,25 \cdot 125 \cdot 10^9 \cdot 3 \cdot 10^6 \approx 94 \text{ ПДж}$.

Повні енергетичні витрати на експлуатацію АЕС

Витрати енергії на паливо

Ці витрати були визначені в частині 2 статті [2] і становлять на один енергоблок АЕС потужністю 1,0 ГВт: за варіантом а): $E_{p.bl} = 39,6 \text{ ПДж}$; за варіантом б): $E_{p.bl} = 10,2 \text{ ПДж}$.

Витрати електроенергії на власні потреби

Витрата електроенергії на власні потреби залежать від типу АЕС. Найбільше його значення характерне для АЕС з газовим робочим тілом. Для АЕС з водним робочим тілом витрата на власні потреби менші і складають 4,5–6,5% виробленої електроенергії для АЕС з реакторами ВВЕР і до 8% для АЕС з реакторами РБМК [9].

Т.ч., робота крупної АЕС з реакторами ВВЕР-1000 при коефіцієнті використання встановленої потужності 0,8 протягом 40 років експлуатації при середньому значенні витрат 5,5%, витратить на власні потреби таку кількість електроенергії:

$$E_{v.p.} = 3000 \cdot 8760 \cdot 0,8 \cdot 0,055 \cdot 40 = 46,2 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 166,3 \text{ ПДж}.$$

Амортизаційні витрати

Амортизаційні витрати за загальною методикою [1] визначаються за формулою:

$$E_a = E_{kap} \cdot k_p + E_{lik}, \text{ Дж},$$

де k_{pr} – коефіцієнт науково-технологічного прогресу.

Коефіцієнт науково-технологічного прогресу враховує зниження сумарних енергетичних витрат на створення нового об'єкту такої ж потужності після припинення його функціонування, що є наслідком вдосконалення технологій. Його за методикою [1] можна визначати за темпами зниження енергоємності ВВП в цілому по країні. У частині 2 статті [3] було прийнято, що зниження Δe_{vpp} у період 2035–2070 рр. буде в середньому на рівні 1,5% на рік. І тоді значення коефіцієнту буде:

$$k_{pr} = (1 - \Delta e_{vpp})^{\tau-1} = (1 - 0,015)^{40-1} = 0,555.$$

Т.ч., з урахуванням енергоємності будівництва крупної АЕС [1] та енергоємності ліквідації АЕС, отримуємо енергетичні витрати на амортизаційні відрахування у наступних розмірах: за варіантом а): $E_a = 220 \cdot 10^9 \cdot 3 \cdot 10^6 \cdot 0,555 + 165 \cdot 10^{15} = 531,3 \text{ ПДж}$; за варіантом б): $E_a = 125 \cdot 10^9 \cdot 3 \cdot 10^6 \cdot 0,555 + 94 \cdot 10^{15} = 302,1 \text{ ПДж}$.

Витрати на щорічні планові ремонти

Приймаючи значення коефіцієнту $a_{p,r}$, який враховує щорічні витрати енергії на поточні ремонти для АЕС, в розмірі 0,01 від затрат енергії на будівництво, ці витрати впродовж 40 років (з урахуванням того, що у першій та останній роки експлуатації поточні ремонти не проводяться) складатимуть: за варіантом а): $E_{p,r} = 220 \cdot 10^9 \cdot 3 \cdot 10^6 \cdot 0,01 \cdot 38 = 250,8 \text{ ПДж}$; за варіантом б): $E_{p,r} = 125 \cdot 10^9 \cdot 3 \cdot 10^6 \cdot 0,01 \cdot 38 = 142,5 \text{ ПДж}$.

Витрати на капітальні ремонти

Передбачаючи шість капітальних ремонтів протягом терміну експлуатації АЕС (на 10-му, 17-му, 23-му, 28-му, 32-му та 36-му році експлуатації) з енергоємністю, відповідно, 3, 5, 8, 12 та 15% (сумарно 43%) від енергоємності будівництва АЕС, ці витрати дорівнюватимуть: за варіантом а): $E_{k,r} = 0,43 \cdot 220 \cdot 3 = 283,8 \text{ ПДж}$; за варіантом б): $E_{k,r} = 0,43 \cdot 125 \cdot 3 = 161,3 \text{ ПДж}$.

Витрати на заробітну платню експлуатаційного персоналу АЕС

Повні енергетичні витрати на заробітну платню та нарахування на неї на підприємстві за τ років експлуатації можна визначати за формулами, наведеними у роботі [3]:

$$E_z = e_z \cdot F \cdot \tau \cdot k_\tau, \text{ Дж},$$

де e_z – питома енергоємність зарплати, Дж/€; F – річний витрачений фонд зарплати на підприємстві, €; k_τ – коефіцієнт, який враховує зміни у рівнях зарплат за період експлуатації енергетичного об'єкту протягом τ років.

Питому енергоємність зарплати можна визначати через значення такого макроекономічного показника, як енергоємність ВВП, а саме:

$$e_z = 29,3 \cdot 10^6 \alpha_z \cdot e_{vpp}, \text{ Дж/€},$$

де α_z – частка у структурі ВВП, що пішла на оплату праці найманих працівників (за даними статистики ця частка коливається за минулі періоди

часу (2005–2016 рр.) від 45 до 50% з тенденцією збільшення у останні роки, що відповідає напрямку руху України до ЄС, де ця частка в ряді розвинутих країн є більшою, ніж 50%); e_{vvp} – енергоємність ВВП у році, що фігурує як розрахунковий, кг у.п/€.

Приймаємо, що за період роботи АЕС 2030–2070 рр. середнє значення коефіцієнту $a_z = 0,55$. Усереднене значення енергоємності ВВП за цей же період спрогнозовано у частині 2 статті [2] і становить $e_{vvp} = 0,007$ кг у.п/€.

Чисельність персоналу Запорізької АЕС становила у 2015 р. приблизно 6000 працівників. Тобто, 1000 працівників на кожен енергоблок потужністю 1,0 ГВт. Приймаємо, що саме таким буде штатний коефіцієнт АЕС потужністю 3,0 ГВт на момент початку експлуатації у 2030 р. Приймаємо також, що середньомісячна заробітна плата експлуатаційного персоналу цієї АЕС у 2030 р. буде на рівні 44 тис. € (така ж як і для будівельників у 2035 р., що було визначено у частині 1 цієї статті [1]). При середніх темпах зростання рівня зарплати у період 2030–2070 рр. в 3% на рік (що на 1% більше, ніж прогнозується інфляція (див. [2])) середній рівень зарплати становитиме приблизно 90 тис. €/міс. Отже усереднений річний фонд заробітної платні експлуатаційного персоналу АЕС, з урахуванням діючого коефіцієнту нарахування на фонд оплати праці 1,22 (відрахування у фонди соціального страхування (пенсійний, соціальний, травматизму та допомоги по безробіттю)), а також приймаючи фактор зниження чисельності персоналу АЕС за 40 років на 40% (коф. 0,8), з урахуванням коефіцієнту 1,4 на преміальні для персоналу (оскільки АЕС є об'єкт небезпечний та особливо складний) повна енергоємність заробітної плати для такої АЕС буде:

$$E_z = 29,3 \cdot 10^6 \cdot 0,55 \cdot 0,007 \cdot 90 \cdot 10^3 \cdot 3 \cdot 10^3 \cdot 12 \cdot 40 \cdot 1,22 \cdot 1,4 \cdot 0,8 \approx 20,0 \text{ ПДж.}$$

Витрати енергії на отримані прибутки

Використовуючи такий же підхід, як і при визначенні енерговитрат на зарплатню, енерговитрати на отримані прибутки підраховуємо за формулою з роботи [3]:

$$E_{pr} = e_{pr} \cdot Pr \cdot \tau, \text{ Дж,}$$

де e_{pr} – питомі енерговитрати на отримані прибутки, Дж/€; Pr – обсяг отриманого прибутку підприємством (виробництвом) у поточному році, €.

Питомі енерговитрати на отримані прибутки:

$$e_{pr} = 29,3 \cdot 10^6 \cdot \beta_{pr} \cdot e_{vvp}, \text{ Дж/€,}$$

де β_{pr} – частка валового національного прибутку у структурі ВВП (за даними статистики ця частка коливається за минулі періоди часу (2005–2016 рр.) від 37 до 40% з тенденцією зменшення у останні роки) [3]).

Обсяги прибутків визначимо за орієнтовним валовим доходом АЕС за період 40 років. Обсяг отриманих прибутків АЕС визначаємо як відсоток від ринкової вартості відпущеної електроенергії. У 2010 р. ринкова ціна електроенергії від АЕС складала 0,538 €/кВт·год. Ціна електроенергії в Україні на сьогодні нижча за середньоєвропейську приблизно втричі. До 2030 р. вона, очевидно, вирівняється. Т.ч., ціна електроенергії у 2030 р. в Україні буде на рівні 1,5–2 €/кВт·год. За період 2030–2070 рр. при середніх темпах інфляції 2% на рік усереднений коефіцієнт до цього тарифу буде на рівні 1,6. Отже середню відпускну ціну електроенергії приймаємо на рівні 2,8 €/кВт·год.

Обсяг відпущеної електроенергії від АЕС при роботі на номінальній потужності (коефіцієнт 0,8): $E_{el} = 3 \cdot 10^6 \cdot 8760 \cdot 0,8 \cdot (1 - 0,055) \cdot 40 = 794,7 \cdot 10^9$ кВт·год.

Вартість відпущеної електроенергії в енергоринок з урахуванням коефіцієнту інфляції в цьому випадку складатиме: $D = 794,7 \cdot 10^9 \cdot 2,8 = 2,23 \cdot 10^{12}$ €.

Рівень прибутків для АЕС приймаємо в 10% від валового доходу. Отже прибуток становитиме: $Pr = 0,1 \cdot 2,23 \cdot 10^{12} = 223 \cdot 10^9$ €.

Повні енергетичні витрати на отримані прибутки при значенні коефіцієнту $\beta_{pr} = 0,35$ будуть:

$$E_{pr} = 29,3 \cdot 10^6 \cdot \beta_{pr} \cdot e_{vvp} \cdot Pr = 29,3 \cdot 10^6 \cdot 0,35 \cdot 0,007 \cdot 223 \cdot 10^9 = 16,0 \text{ ПДж.}$$

Витрати енергії на оплачені податки

Використовуючи такий же підхід, як і при визначенні енерговитрат на зарплатню та прибутки, енерговитрати на сплачені податки за τ років експлуатації АЕС підраховуються за формулою з роботи [3]:

$$E_{pod} = e_{pod} \cdot P \cdot \tau, \text{ Дж,}$$

де e_{pod} – питомі енерговитрати на оплату податків, Дж/€; P – обсяг сплачених податків підприємством (виробництвом) у поточному році за виключенням субсидій на виробництво та імпорт, €.

Питомі енерговитрати на податки за τ років експлуатації також можна визначити через значення e_{vvp} , тобто:

$$e_{pod} = 29,3 \cdot 10^6 \cdot \beta_{pod} \cdot e_{vvp} \cdot k_{pod}, \text{ Дж/€,}$$

де β_{pod} – частка податків у структурі ВВП, за виключенням субсидій на виробництво та імпорт (за даними статистики ця частка коливається за минулі періоди часу (2005–2016 рр.) від 11 до 13% з тенденцією зменшення у останні роки); k_{pod} – коефіцієнт, який враховує можливі зміни у обсягах нормативів на податки і збори, що можуть статися за період τ років експлуатації.

Податкові навантаження на АЕС включають податок з прибутку (20%), ПДВ (20%), інші податки та збори (25% від валового доходу). Т.ч., податки від АЕС будуть такими:

$P = 223 \cdot 10^9 \cdot 0,2 + 2,23 \cdot 10^{12} \cdot 0,25 \approx 602,0 \cdot 10^9$ є
ІтодіповнаенергоємністьподатківзАЕСза40років
експлуатаціїпризначеннікоефіцієнта $\beta_{pod} = 0,1$ буде:

$$E_{pod} = 29,3 \cdot 10^6 \cdot 0,1 \cdot 0,007 \cdot 602,0 \cdot 10^9 \approx 12,4 \text{ ПДж.}$$

Витрати на інші матеріали та реагенти

Витрати енергії на інші матеріали та реагенти (крім палива), необхідні для роботи енергетичних об'єктів визначатимемо за формулою з [3]:

$$E_{in} = \varphi_{in} (E_z + E_{pl.r} + E_{pod} + E_{pr}), \text{ Дж,}$$

де φ_{in} – коефіцієнт, який враховує інші витрати (можна прийняти рівним 0,02–0,05 залежно від складності енергоустановки).

Витрати на інші матеріали та реагенти визначимо при значенні коефіцієнту $\varphi_{in} = 0,05$. І тоді: за варіантом а):

$$E_{in} = 0,05 \cdot (20,0 + 250,8 + 12,4 + 16,0) \cdot 10^{15} \approx 15,0 \text{ ПДж;}$$

за варіантом б):

$$E_{in} = 0,05 \cdot (20,0 + 142,5 + 12,4 + 16) \cdot 10^{15} = 9,55 \text{ ПДж.}$$

Сумарні повні експлуатаційні енерговитрати для АЕС складатимуть:

$$\text{– за варіантом а): } E_{eks} = \sum_{i=1}^m E_{e_i} = 1414,1 \text{ ПДж;}$$

$$\text{– за варіантом б): } E_{eks} = 861 \text{ ПДж.}$$

Повні енергетичні витрати на переробку ВЯП та ліквідацію відходів

ВЯП після вилучення з ЯР, як вже говорилося у частині 2 статті [2], тривалий період зберігається на АЕС в басейнах витримки і енерговитрати на ці процеси належать до експлуатаційних, як частка за всіма статтями. Після витримки у басейнах і зниження радіоактивності ВЯП його відправляють на зберігання у сховищах ВЯП, або на переробку на заводах з перероблення ВЯП. Оскільки продукцією заводу з перероблення ВЯП потенційно є матеріали, що забезпечують крайні можливість створення ядерної зброї, у найближчій і далекій перспективі такого заводу в Україні не буде. Отже ВЯР буде відправлятися в сховище ВЯП, де буде зберігатися декілька сотень років. Щодо прямих та опосередкованих витрати на створення такого сховища та його експлуатацію поки що інформації немає.

Зважаючи на великі обсяги зберігання ВЯП (за 40 років експлуатації АЕС потужністю 3,0 ГВт його накопичиться 2400 т) та тривалість процесу зберігання для розрахунку приймаємо, що енергетичні витрати складуть 20% від витрат енергії на свіже ЯП (необхідні уточнення в майбутньому), тобто:

$$\text{– за варіантом а): } E_{zb.p} = 0,2 \cdot 118,8 \approx 24,0 \text{ ПДж;}$$

$$\text{– а варіантом б): } E_{zb.p} = 0,2 \cdot 30,6 \approx 6,0 \text{ ПДж.}$$

Коефіцієнти ефективності АЕС за методологією повних енергетичних витрат

Коефіцієнт ефективності технології (установки), фізична суть якого полягає у тому, наскільки

енергія, що виробляється установкою перевищує затрати енергії на створення, функціонування та ліквідацію технології (установки), за формулою з роботи [3]:

$$\kappa = \frac{E}{E - E_{kor}}, \text{ або}$$

$$\kappa = \frac{E}{\varphi \sum_{i=1}^n E_{b_i} + \sum_{j=1}^m E_{e_j} + E_{lik} + E_{zb.p}}, \quad (2)$$

де E – сумарна кількість енергії, що виробляється енергоустановкою за весь термін її існування τ_e років та передається на споживання, Дж; φ – коефіцієнт розширеного відтворення енергетичного виробництва (може набувати значень від 1,05 до 2 і більше залежно від заданих умов); E_{b_i} – сумарні витрати енергії на створення i -го елемента енергоустановки, Дж; n – кількість елементів установки, шт.; E_{e_j} – затрати енергії на експлуатацію j -ї статті витрат установки впродовж τ_e років її існування (повернення кредитів, ремонт, комплектуючі, заробітна плата персоналу, оплата податків та інших витрат, пов'язаних з функціонуванням та обслуговуванням установки, тощо), Дж; E_{lik} – затрати енергії на ліквідацію енергоустановки та утилізацію залишків після закінчення терміну її експлуатації, Дж; $E_{zb.p}$ – затрати енергії на зберігання ВЯП (або його перероблення) та утилізацію РАВ, Дж.

Значення коефіцієнта розширеного відтворення енергетичного виробництва φ залежить від потреб у електроенергії та прогнозу структури електроенергетики на довгострокову перспективу для задоволення цього попиту. Згідно з прогнозом [10] у структурі генеруючих потужностей України до 2050 р. передбачено виведення з експлуатації 11,8 ГВт потужностей енергоблоків АЕС та введення нових енергоблоків загальною потужністю 20 ГВт. Обрахування цих даних на значення коефіцієнта відтворення за розрахунковий період прогнозу [10] 2020–2050 рр. дає значення щорічного приросту $\Delta\varphi = 0,015$.

Разом з тим, враховуючи наявність на сьогодні значних резервів в питанні використання енергетичних ресурсів (є великі можливості реалізації потенціалів енергозбереження, що буде реалізовуватися в зниженні енергоємності ВВП), в розрахунках значення φ на період 2030–2070 рр. обмежимося значеннями приросту $\Delta\varphi = 0,01$. І тоді значення коефіцієнта розширеного відтворення буде таким: $\varphi = (1 + \Delta\varphi)^{\tau_e} = (1 + 0,01)^{40} = 1,49$.

Отже, підставляючи значення отримані вище у формулу (2), отримуємо:

– за варіантом а):

$$\kappa = \frac{794,7 \cdot 10^9 \cdot 3,6 \cdot 10^6}{(1,49 \cdot 220 \cdot 3 + 1414,1 + 165,0 + 24,0) \cdot 10^{15}} = 1,106;$$

– за варіантом б):

$$\kappa = \frac{794,7 \cdot 10^9 \cdot 3,6 \cdot 10^6}{(1,49 \cdot 125 \cdot 3 + 861,0 + 94 + 6) \cdot 10^{15}} = 1,88.$$

Коефіцієнт енерговіддачі технології (енергоустановки), який за своєю суттю є аналогом ККД установки за формулою з [3]:

– за варіантом а):

$$\omega_e = 1 - \frac{1}{\kappa} = 1 - \frac{1}{1,106} = 0,096;$$

– за варіантом б):

$$\omega_e = 1 - \frac{1}{1,88} = 0,47.$$

ВИСНОВКИ

1. Визначені показники енергетичної ефективності вироблення електроенергії на АЕС за методологією повних енергетичних витрат за двома варіантами: а) незмінності політики Національного банку України (НБУ) і середній інфляції гривні 7,5% за рік; б) при курсі гривні за прогнозним значенням ПКС.

2. У результаті розрахунків встановлено, що ефективність вироблення електроенергії на АЕС за варіантом незмінності курсу НБУ щодо курсів іноземних валют при середній інфляції гривні 7,5% є практично нульовою (коефіцієнт енергетичної ефективності вироблення електроенергії на АЕС визначено на рівні $\kappa = 1,106$, що свідчить про майже повну витрату енергії виробленої на АЕС на власне існування та відтворення) та про збитковість орієнтування на закупівлю технологій, обладнання та матеріалів для роботи енергооб'єктів по імпорту за курсом валют НБУ.

3. Ефективність вироблення електроенергії на АЕС за варіантом розрахунку за курсом, що визначається паритетом купівельної спроможності долара США в Україні ($\kappa = 1,88$), показує, що корисною для суспільства прогнозується 88% виробленої цією АЕС електроенергії, що також свідчить про ефективність використання вітчизняних технологій, обладнання та матеріалів для роботи енергооб'єктів.

1. Білодід В.Д. Визначення ефективності вироблення електричної енергії атомними електростанціями за методологією повних енергетичних витрат. Частина 1. Витрати енергії на будівництво. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. № 2(53). С. 36—44. <https://doi.org/10.15407/pge2018.02.036>.
2. Білодід В.Д. Визначення ефективності вироблення електричної енергії атомними електростанціями за методологією повних енергетичних витрат. Частина 2. Витрати енергії на ядерне паливо. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. № 3(54). С. 36—41. <https://doi.org/10.15407/pge2018.03.036>.
3. Білодід В.Д. Повні енергетичні витрати на електроенергію, що виробляється енергетичними об'єктами. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. № 3(50). С. 23—32. <https://doi.org/10.15407/pge2017.03.023>.
4. Меньшиков В.Ф. Россия с атомной энергетикой или без неё. Россия в окружающем мире: 1998 год: аналитический ежегодник. Под ред. Н.Н. Моисеева, С.А. Степанова. М.: Международный независимый эколого-политологический университет, 1998. С. 119—149.
5. Бекман И.Н. Радиохимия. Т. 4. Ядерная индустрия и промышленная радиохимия: учеб. пос. М.: Онтонпринт, 2013. 400 с.
6. Обзор ядерных технологий – 2012. Доклад Генерального директора МАГАТЭ. Генеральная конференция. Пятьдесят шестая очередная сессия. Пункт 16 предварительной повестки дня (GC(56)/1 и Add. 1), (GC(56)/INF/3), 10 августа 2012 г., 67 с.
7. Decommissioning Nuclear Facilities. *World Nuclear Association*. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes/decommissioning-nuclear-facilities.aspx>.
8. Головка І. Таємниця «дешевого» атому, або Що Україна винна ЄБРР. *Економічна правда*. 12.05.2017. URL: <https://www.epravda.com.ua/columns/2017/05/12/624621/>
9. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции: учебник для ВУЗов. Изд. 2-е, перераб. и дополн. М.: Высш. школа, 1974. 359 с.
10. Нечаева Т.П. Модель та структура довгострокового розвитку генеруючих потужностей електроенергетичної систем з урахуванням динаміки вводу-вибуття потужностей та зміни їх техніко-економічних показників. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. № 3(54). С. 5—9. <https://doi.org/10.15407/pge2018.03.005>.

Надійшла до редколегії 10.10.2018