

ЕКОНОМІКА ECONOMICS

УДК 621.0

В.І. Коньшин канд. техн. наук, доцент; М.В. Франкова
Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ АНАЛІЗ РОБІТ ПО ПОДОВЖЕННЮ ТЕРМІНУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕНЕРГОБЛОКУ ВВЕР-440

Наведено основні етапи та результати техніко-економічного аналізу з подовження терміну експлуатації. Метою роботи є визначити чи може бути технічно та економічно виправданим продовження експлуатації діючих енергоблоків понад проектні терміни, за умов виконання вимог і норм ядерної та радіаційної безпеки, з урахуванням рекомендацій МАГАТЕ та світового досвіду. Результати розрахунку вказують на доцільність подовження терміну експлуатації для енергоблоків АЕС України. Розрахунок здійснено для першого енергоблоку РАЕС, враховуючи витрати на роботи, які необхідні лише для енергоблоку №1 і половини вартості заміни АСУ ТП.

Ключові слова: техніко-економічний аналіз, подовження терміну експлуатації, проектний строк експлуатації, понадпроектний строк.

Передбачений вихідними проектами термін експлуатації енергоблоків діючих АЕС України був визначений у 70-х роках минулого століття, виходячи з суттєво консервативних припущень, і складає 30 років. Світова практика вказує на можливість їх подальшої безпечної експлуатації. Виходячи з попередніх оцінок і світового досвіду експлуатації реакторних установок водо-водяного типу очікуваний додатковий термін експлуатації може становити 10 і більше років.

Призначений проектом строк експлуатації енергоблоку АЕС – календарна тривалість експлуатації енергоблоку АЕС, яка обґрунтована в проекті, до закінчення якої належить прийняти рішення про зняття з експлуатації або продовження експлуатації енергоблоку АЕС протягом обґрунтованого понадпроектного строку. Призначений проектом строк експлуатації енергоблоків АЕС з високою достовірністю дає впевненість, що критичні елементи, як і блок АЕС в цілому, за умов відповідного технічного обслуговування, ремонтів і експлуатаційного контролю, протягом цього строку будуть відповідати критеріям безпеки.

Продовження терміну експлуатації діючих енергоблоків АЕС є однією з найважливіших тенденцій сучасного етапу розвитку атомної енергетики і найбільш ефективним напрямком вкладення фінансових коштів для збереження генеруючих потужностей.

Слід взяти до уваги і те, що питомі витрати на спорудження нових енергоблоків АЕС порівняно із подовженням їх експлуатації перевищують в 10-15 раз. Перевагою подовження є запас часу, щоб накопичити кошти на майбутнє зняття з експлуатації АЕС, захоронення радіоактивних відходів та інвестування в будівництво заміщуючих потужностей. Будівництво нових АЕС має досить тривалий інвестиційний цикл (10-12 років), тому подовження експлуатації є на сьогодні практично безальтернативним для електроенергетики України.

Відомо, що затрати на зняття з експлуатації та будівництво АЕС значні, але являє інтерес порівняти їх з затратами на подовження терміну експлуатації для визначення оптимального варіанту подальшої роботи АЕС. Тому виникає необхідність у виконанні техніко-економічного аналізу (ТЕА). Його метою є визначення витрат на реалізацію всього комплексу робіт з продовження терміну експлуатації енергоблоку, а також щорічних витрат по різних напрямках діяльності в рамках подовження терміну експлуатації (ПТЕ).

Перший енергоблок ВВЕР-440 РАЕС, який був введений в експлуатацію 22 грудня 1980 року. Для нього прийнятий варіант подовження терміну експлуатації, яким передбачається виконання всього комплексу робіт, необхідних для експлуатації енергоблоку у понад проектний період, і отримання ліцензії на подальшу експлуатацію до закінчення проектного терміну експлуатації енергоблоку.

Результати, отримані в ході виконання заходів з підготовки енергоблоку до подовження експлуатації в період понад проектного терміну, використовуються в якості вихідних даних при виконанні ТЕА.

Для виконання розрахунків з ТЕА, необхідно вжити основні допущення, а саме:

- реалізується сценарій подовження терміну експлуатації діючого енергоблоку, згідно з яким термін експлуатації продовжується на 15 років понад 30-річним, який передбачений початковим проектом енергоблоку;

- роботи, необхідні для ПТЕ, повинні бути завершені, як мінімум, за півроку до закінчення намічених вихідними проектами термінів експлуатації, що диктується мінімальною тривалістю етапу ліцензування для отримання ліцензії на подовження експлуатації енергоблоку;

- за погодженням з регулюючим органом передбачається виконання окремих робіт з ПТЕ після початку експлуатації енергоблоку у понадпроектний період.

Вся діяльність з ПТЕ поділяється на:

- 1) підготовчий етап;
- 2) основний етап;
- 3) етап переоцінки безпеки;
- 4) етап ліцензування.

У рамках кожного етапу діяльність з ПТЕ розділяється за типовими напрямками:

1. Підготовчий етап:

- управління, координація і планування (визначення з організаціями, які виконуватимуть обов'язки з ПТЕ, встановлення строків здачі робіт на даному етапі);

- нормативно-технічне забезпечення: розробка робочих програм/методик оцінки технічного стану елементів і систем енергоблоку;

- розробка програм управління старінням;

- створення і супровід баз даних з оцінки поточного стану елементів і систем;

- виконання ТЕА.

2. Основний етап:

- управління, координація і планування;

- комплекс робіт з реалізації програми управління старінням, у тому числі оцінка поточного стану елементів і систем і формування висновків, прийняття рішень про перепризначення терміну експлуатації, заміни або модернізації обладнання та систем;

- кваліфікація обладнання та елементів;

- розробка, експертиза та реалізація плану ліцензування та програми підготовки енергоблоку до продовження терміну експлуатації;

- розробка рішень щодо продовження терміну служби елементів і систем;

- заміна та/або модернізація елементів і систем;

- розширення існуючих або створення нових елементів інфраструктури для забезпечення експлуатації енергоблоку за межами терміну, передбаченого вихідним проектом.

3. Етап переоцінки безпеки:

- управління, координація і планування;

- розробка звіту про переоцінку безпеки (ЗППБ);

- розробка та реалізація заходів за результатами переоцінки безпеки.

4. Етап ліцензування:

- управління, координація і планування;

- розробка ліцензійних документів (крім ЗППБ);

- експертиза ЗППБ, ліцензійних документів.

Відмінною особливістю енергоблоку № 1 відокремлений підрозділ РАЕС, що робить його «основним» по відношенню до «почергового» енергоблоку № 2, є віднесення на енергоблок № 1 витрат, пов'язаних з роботами з обстеження загально станційних споруд та роботами по можливому розширенню конфігурації РАЕС. По часовій шкалі згадані типові етапи є умовно послідовними і частково перекриваються.

До витрат на ПТЕ не відноситься виконання наступних робіт:

- реалізація заходів щодо ліквідації відступів від вимог чинних нормативних документів, які повинні бути усунені згідно звіту з оцінки безпеки. Дані роботи відносяться до експлуатаційної діяльності, оскільки спрямовані на усунення або компенсацію відступів від вимог чинних нормативних документів, обов'язкове дотримання яких є необхідною умовою підтримки безпеки енергоблоку на необхідному рівні і ніяк не прив'язане до завдань ПТЕ;

- роботи, необхідність проведення яких, визначається за результатами оцінки технічного стану для забезпечення проектного терміну експлуатації;

- заміна елементів і систем в обсязі діючих програм з підвищення безпеки та модернізації;

- роботи на комплексах з поводження з радіоактивними відходами. Роботи даного виду

здійснюються в рамках програм НАЕК та РАЕС і відносяться до експлуатаційних витрат тому, що вони виконуються для всієї АЕС, а не тільки для «продовжуваних» енергоблоків РАЕС-1, 2;

- роботи, пов'язані з соціальними факторами (розвиток соціальної інфраструктури міста-супутника і прилеглих територій та ін.).

Щодо методики розрахунку витрат на роботи з ПТЕ, то вартість робіт розраховувалася по роках реалізації програми заходів з ПТЕ енергоблоку на основі щорічно розробленого ВП РАЕС плану - графіків виконання заходів, з урахуванням результатів проведених торгів, укладених договорів та обсягів фактично виконаних робіт.

Оцінка витрат на заміну насосів, трубопроводів та арматури виконана на підставі наданого ВП РАЕС графіка заміни обладнання систем важливих для безпеки РЦ-1 блоку № 1 для підготовки до роботи у понадпроектний період (на 27.03.07) і з урахуванням листа ВП РАЕС 143-14/Г-299 від 02.04.07, спрямованого НАЕК «Енергоатом», в якому міститься попередній перелік обладнання, яке підлягає заміні на енергоблоці №1, технічний стан якого не дозволяє його експлуатацію у понадпроектний період.

Оцінка витрат на заміну насосів загальнопромислового виконання, які були допущені в експлуатацію відповідними галузевими технічними рішеннями НАЕК «Енергоатом», повинна бути уточнена після визначення типів насосів (а також заводів-виробників) замість підлягають заміні згідно з рекомендаціями, наведеними у висновку ВАТ "Науково-дослідницького і проектно-конструкторського інституту атомного та енергетичного насособудування" про технічний стан насосів енергоблоку № 1 [3].

Для насосів, термін служби яких підлягає продовженню, будуть виконані перевірочні розрахунки на міцність, і після цього визначено новий термін служби для кожного насоса. При цьому відповідна стаття витрат може бути скоригована.

Витрати на проведення заходів з продовження терміну експлуатації можуть бути скориговані після розробки ВП РАЕС комплексу заходів для забезпечення експлуатаційної надійності насосів на продовжуваний.

Оцінка витрат на реконструкцію конденсаторів турбін К-12150, виконана на підставі даних технічного звіту по оцінці технічного стану конденсаторів 143-17-О-ОТС- 07 [4] по найбільш дешевому варіанту, буде уточнена після остаточного вибору варіанту, що залежить від стану теплообмінних трубок парогенератора, у зв'язку з впливом електрохімічної корозії.

Оцінка витрат по заміні систем АСУ ТП, релейного захисту та автоматики, кабельного господарства проводилася на базі результатів розрахунків, проведених в рамках «Концепції реконструкції АСУ ТП, релейного захисту та автоматики, кабельного господарства енергоблоків № 1,2» [5], [6] та аналізу виконаних робіт, з урахуванням проведених у цей час робіт (за даними ВП РАЕС).

Оцінка вартості реалізації заходів за результатами переоцінки безпеки проведена експертно і буде скоректована після виконання ЗППБ та розробки заходів за результатами ЗППБ.

Оцінка витрат, необхідних для розширення конфігурації АЕС у зв'язку з ПТЕ виконана на базі розрахунків, проведених в рамках «Аналізу необхідних розширень конфігурації АЕС при роботі енергоблоків № 1,2 понадпроектний період» [7].

Витрати на реалізацію ПТЕ енергоблоку наводяться в абсолютному вираженні за видами робіт. Порядок формування витрат на продовження термінів експлуатації енергоблоку по етапах і напрямках вказано у [2].

Згідно [2] в цьому документі розглядається вартість заміни комплексу обладнання АСУ ТП, але остаточне рішення про включення цих витрат до вартості робіт з ПТЕ енергоблоку буде прийматися експлуатуючою організацією – ДП НАЕК «Енергоатом».

Оцінка витрат визначена з урахуванням наявних даних і припущень по окремих позиціях розглянутих вище. Після виконання всього комплексу робіт з ПТЕ проводиться коригування ТЕА за вартістю етапів і видів робіт на підставі фактичних даних.

На рисунку 1 можна побачити розподіл витрат по етапах ПТЕ.

Враховуються витрати на роботи, необхідні безпосередньо для енергоблоку № 1 і половини (умовний поділ) вартості робіт з загально блочними спорудами для енергоблоків № 1,2, що стосується робіт з розширення існуючих або створення нових елементів інфраструктури АЕС, без урахування вартості заміни АСУ ТП.

У результаті виконання ТЕА отримали, що загальні витрати на продовження термінів експлуатації енергоблоку № 1 складуть 459015,4 тис. грн. (~ 38,6 млн. US\$), питомі витрати складуть 1043 грн./кВт (~ 89 US \$/кВт). Зазначені величини потрапляють в межі виконаних в різних країнах оцінок, заснованих на світовій практиці (79 - 480 US \$ /кВт і вище).

Отже, доцільність ПТЕ енергоблоків незаперечна з економічної точки зору, що для нашої держави є одним з варіантів вирішення питання будівництва нових станцій та накопичення коштів на зняття їх з експлуатації.

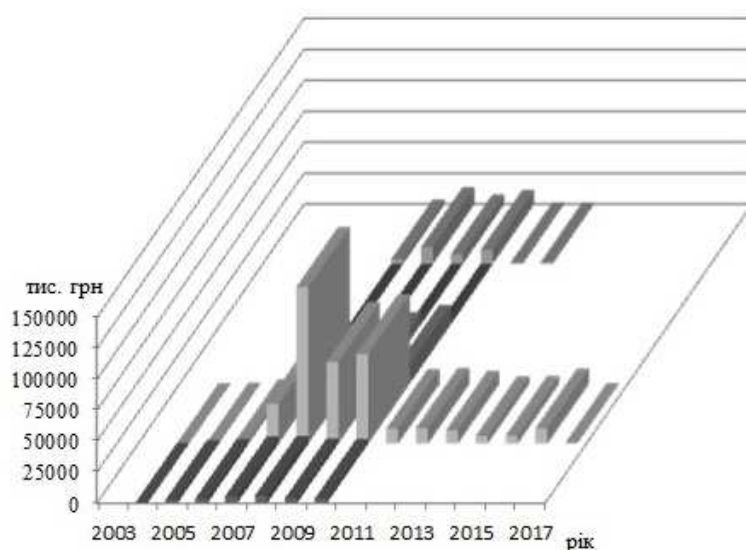


Рис. 1. Розподіл витрат по етапах ПТЕ: ■ - підготовчий етап, ■ - основний етап, ■ - етап переоцінки безпеки, ■ - етап ліцензування, ■ - непередбачувані витрати

Список літератури

1. Енергетична стратегія України на період до 2030 р.
2. Тимчасові методичні вказівки щодо виконання техніко-економічного аналізу робіт з продовження терміну експлуатації енергоблоків № 1,2 РАЕС 191-03-М-СНРіПЕ.
3. Звіт про технічний стан насосів енергоблоку № 1 РАЕС. ЗТС.Н.1 –2006.
4. Конденсатори турбін К-12150. Технічний звіт про виконання визначення фактичного стану конденсаторів і остаточного ресурсу теплообмінних трубок конденсаторів турбін №1-4 енергоблоків №1 - 2. Розробка заходів зі збільшення надійності роботи конденсаційних установок. 143-17-О-ОТС-07.
5. Концепція реконструкції АСУ ТП, РЗА, кабельного господарства енергоблоків №1,2. Частина 1. Концепція реконструкції АСУ ТП енергоблоків №1,2. 38-5А3.209.001.ПП00.Ред.3.
6. Концепція реконструкції АСУ ТП, РЗА, кабельного господарства енергоблоків №1,2. Частина 2. Концепція реконструкції РЗА і кабельного господарства енергоблоків №1,2. 38-5А3.207.001.ПП00.Ред.2.
7. Аналіз необхідних розширень конфігурації АЕС при роботі енергоблоків № 1,2 у над проектний період. Технічний звіт. 38-625.205.001.ОТ00.

V.I. Konshyn, M.V. Frankova

National Technical University of Ukraine «Kyiv Polytechnic Institute»

FEASIBILITY STUDY OF WORKS ON EXTENDING THE LIFETIME OF VVER-440 OPERATION

The main stages and results of the feasibility study of lifetime extension are presented in this article. The aim of the work is to determine whether it is justified economically to continue the operation of existing NPP units over projected time, subject to the requirements and standards of nuclear safety, taking into account the recommendations of the IAEA and the international experience. The calculation results indicate the feasibility and efficiency of lifetime extension for NPP units of Ukraine. The calculation was performed for the first RNPP unit considering the cost of the works which are necessary only for the unit №1 and a half of the total cost of works for the common buildings for the units № 1,2, excluding the cost of replacing the PCS.

Keywords: feasibility study, lifetime, design working life, over the project period.

1. Ukraine's Energy Strategy to year 2030.
2. Interim guidance on implementation of feasibility works study on the extension of power units № 1,2 of RNPP 191-03-М-SNRіПЕ.
3. The technical conditions report for pumps of RNPP power unit №1 ZTS.N.1 -2006.
4. The turbine condensers K-12150. Technical report on the implementation of the definition of the condensers actual state and the final resource of heat exchange tubes of turbine condensers № 1-4 for power units №1-2. Development of methods f increase the reliability of the condensers. 143-17-О-UTS-07.

5. Reconstruction conception for automatic process control system, relays, cable management of units №1,2. Part 1. Reconstruction conception for APCS of units № 1,2. 38-5A3.209.001.PP00. Red.3.

6. Reconstruction conception for automatic process control system, relays, cable management of units №1,2. Part 2. Reconstruction concept for relays and cable management of units № 1,2. 38-5A3.207.001.PP00. Red.2.

7. Analysis of the necessary extensions of NPP configurations for units № 1,2 working over the project period. Technical Report. 38 625.205.001.OT00.

УДК 621.0

В.И. Коньшин, канд.техн.наук, доцент; **М.В. Франкова**

Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт»

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАБОТ ПО ПРОДЛЕНИЮ СРОКА

ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-440

Приведены основные этапы и результаты технико-экономического анализа по продлению срока эксплуатации. Целью работы является определить есть ли технически и экономически оправданным продление эксплуатации действующих энергоблоков более проектных сроков, при условии выполнения требований и норм ядерной и радиационной безопасности, с учетом рекомендаций МАГАТЭ и мирового опыта. Результаты расчета указывают на целесообразность и экономичность продления срока эксплуатации для энергоблоков АЭС Украины. Расчет осуществлен для первого энергоблока РАЭС учитывая затраты на работы, которые необходимы только для энергоблока № 1 и половины стоимости работ по общеблочным сооружениям для энергоблоков № 1,2, без учета стоимости замены АСУ ТП.

Ключевые слова: технико-экономический анализ, продление срока эксплуатации, проектный срок эксплуатации, более проектный срок.

Надійшла 27.06.2014

Received 27.06.2014

ЕКОЛОГІЯ ECOLOGY

УДК 621.036.7

Л.О. Кєсова, д-р техн. наук, професор; Т.В. Шелешей
Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»

ШЛЯХИ УТИЛІЗАЦІЇ ТЕПЛА ВІДХІДНИХ ГАЗІВ ШЛЯХОМ МОДЕРНІЗАЦІЇ ХВОСТОВИХ ПОВЕРХОНЬ КОТЛІВ ТЕС

Одним з ефективних методів маловитратної модернізації котлів з метою підвищення їх економічних показників є зниження температури відхідних газів за рахунок заміни зношених конвективних поверхонь нагріву на нові.

На котлах типу ПК-14 електростанцій АТ «Свердловенерго» була досліджена низка заходів щодо їх модернізації. Спочатку (варіант 1) при модернізації всі гладкотрубні економайзери замінені на 3 оребрені. Наступним кроком модернізації котла (варіант 2) було намагання об'єднати енергетичний і екологічний ефекти. Енергетичний ефект досягався, як і у варіанті 1, а екологічний – використанням емульгаторів замість скрубєрів і виразився у збільшенні степені золовловлювання. У варіанті 3 – повна схема модернізації конвективної частини котла ПК-14 – було знижено кількість надлишкового повітря шляхом застосування двохступеневої схеми підігріву газів, крім підігріву газів після емульгатора, передбачено відбір теплоти від котла на тепlopостачання.

Модернізація газомазутних блоків при переводі на спалювання газу є одним з важливіших напрямків нарощування потужностей з покращенням економічних і екологічних показників енергоблоків ТЕС.

Ключові слова: маловитратна модернізація, утилізація теплоти, котел, енергоблок, відхідні гази, хвостові поверхні

Показником, що об'єктивно характеризує роботу теплоенергетичної галузі, є її здатність надійного і безперебійного виробітку електричної і теплової енергії в необхідних об'ємах і відповідної якості. Однак, стан теплоенергетики України на сучасному етапі розвитку являється критичним з наступних причин: [1].

- фізична зношеність основного і допоміжного технологічного обладнання ТЕС, що призводить до зниження показників надійності і економічної ефективності та потребує своєчасної модернізації, реконструкції чи повної заміни;
- використання застарілих технологій спалювання вугілля, заходів щодо захисту навколишнього середовища, обробки води;
- недостатність забезпечення ТЕС якісним енергетичним паливом і значні втрати горючої маси вугілля при його збагаченні;
- відсутність сірко- та азотоочисток димових газів котлоагрегатів.
- недостатність фінансових можливостей для модернізації та реконструкції обладнання ТЕС.

Одним з ефективних методів маловитратної модернізації котлів з метою підвищення їх економічних показників є зниження температури відхідних газів за рахунок заміни зношених конвективних поверхонь нагріву на нові, тієї ж конструкції, або встановлення оребрених поверхонь нагріву замість гладкотрубних [2-6]. Дослідження ЦКТИ (РФ) показали, що застосування в діючих котлах оребрених поверхонь нагріву дозволяє підвищити ККД, паропроодуктивність та експлуатаційну надійність котла. При цьому, збільшується виробництво електроенергії паротурбінними установками, покращуються їх економічні та екологічні показники, а також є можливість отримати додаткову кількість теплоти для технологічних потреб (опалення, гаряче водопостачання). Така модернізація може стати багатопільною. [3]

Так, Саратовським державним технічним університетом (СГТУ) при промислових випробуваннях на котлі типу НТ-200 Нижньотуринської ГРЕС при спалюванні природного газу і екібазутського вугілля в діапазоні навантажень (90 - 230) т/год, показано, що реальне зниження температури відхідних газів може досягти (30-35)°С з підвищенням ККД котла на 2 %. [4]

На котлах типу ПК-14 електростанцій АТ «Свердловенерго» була досліджена низка заходів щодо їх модернізації [6]. За базовий варіант при дослідженнях прийнято котел з усередненими експлуатаційними показниками, структурна схема конвективної шахти якого наведена на рис.1.