

# СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ РОЗВИТКУ ТА ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311

*Б.А Костюковський, С.В. Шульженко, І.Я. Гольденберг, С.В. Власов (Інститут загальної енергетики НАН України, Київ)*

## МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРСПЕКТИВ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ В УМОВАХ ВПРОВАДЖЕННЯ РИНКОВИХ ВІДНОСИН

*У статті розглянуті нові особливості електроенергетичних систем, цілі та методичні засади дослідження перспектив їх розвитку при переході до ринкових методів регулювання від методів прийнятих за умови природної монополії. Виявлено, що однією з головних задач є узгодження інтересів суспільства в особі держави та власників енергетичних компаній. У статті запропоновані методичні засади дослідження перспектив розвитку електроенергетичних систем в нових умовах, принципи побудови оптимізаційних моделей для дослідження перспектив розвитку електроенергетики та наведені результати досліджень перспектив розвитку ЕЕС України на період до 2030 року.*

*В статье рассмотрены новые особенности электроэнергетических систем, цели и методические основы их проведения при переходе к методам рыночного регулирования от методов, которые применялись при природной монополии. Определено, что основной задачей становится согласование интересов общества в лице государства и владельцев энергетических компаний. В статье предложены методические основы исследования перспектив развития электроэнергетики в новых условиях, принципы построения моделей оптимизации структуры генерирующих мощностей и приведены некоторые результаты исследования перспектив развития ЭЭС Украины в период до 2030 года.*

До недавнього часу, приблизно до середини 80х років, фундаментальною особливістю електроенергетичних систем (ЕЕС) вважалось те, що електроенергетика розглядалась виключно як природна монополія, при якій усіма питаннями генерації електроенергії, її транспортування та розподілу, продажу споживачам займалася одна (СРСР, Франція) або декілька енергокомпаній (США, ФРН).

Віднесення на протязі багатьох років електроенергетики до галузей, особливості яких принципово не допускають ринкового регулювання їх діяльності, мало виключно важливе значення, бо ця особливість ЕЕС в значній мірі зумовлювала цілі, задачі та методологію досліджень перспектив розвитку електроенергетики, враховувалась при створенні конкретних методів та засобів їх проведення [1-4].

Але, починаючи приблизно з середини 80х років, погляд на електроенергетику виключно як на природну монополію у ряді країн почав змінюватись і в них почалось реформування галузі, при якому в електроенергетиці почали впроваджуватись ринкові механізми регулювання.

Впровадження цих механізмів повинно було забезпечити вирішення добре відомої проблеми монополій — власники та керуючі монополій об'єктивно не зацікавлені у зниженні собівартості виробництва та впровадженні досягнень науково-технічного прогресу. Це обумовлено тим, що в умовах монополії практично єдиним критерієм визначення цін на продукцію є собівартість її виробництва та норма рентабельності енергопостачальних компаній, що визначається адміністративно, а усі ризики, зумовлені помилками при обґрунтуванні рішень щодо розвитку структури генеруючих потужностей, мереж, тощо, при природній монополії несуть споживачі.

Впровадження ринкових механізмів забезпечує конкуренцію окремих виробників та постачальників електричної

енергії і, як наслідок — зниження витрат на виробництво, прискорене впровадження досягнень науково-технічного прогресу (у першу чергу — стимулювання розвитку комбінованого виробництва електроенергії та тепла), пошук інвестиційної діяльності у цьому секторі економіки, тощо. Як наслідок — зниження цін для споживачів.

Можливість впровадження ринкового регулювання у першу чергу пов'язується з розвитком технологій диспетчерського керування та обліку електроенергії на усіх стадіях процесів виробництва, розподілу та споживання на базі комп'ютерних технологій та відповідних засобів телекомунікацій.

Реформування регулювання електроенергетичної галузі здійснюється у багатьох країнах, наприклад, у Великобританії, ФРН, Україні, США, Швеції, але сьогодні усі довготривалі наслідки впровадження ринкових механізмів регулювання в електроенергетиці ще невідомі. Більш того, існують певні побоювання, що складність задачі обґрунтування та прийняття інвестиційних рішень по будівництву нових великих електростанцій, забезпечення надійності електропостачання та відповідності структури генеруючих потужностей рівням та режимам електроспоживання, виникнення нових соціальних, екологічних або економічних вимог, може призвести до того, що через певний час може виникнути необхідність суттєвих корегувань схем державного регулювання в цьому секторі економіки. Наприклад, досвід Великобританії свідчить, що впроваджена в цій країні схема регулювання в електроенергетиці на базі "Пулу" (аналогічна схема реалізована в Україні) має значні недоліки і потребує значного коригування [5].

Тому сьогоднішній етап розвитку електроенергетики можна розглядати як перехідний, в якому робиться спроба перейти від жорсткого державного регулювання діяль-

ності в цій галузі до ринкових механізмів забезпечення ефективного функціонування та розвитку ЕЕС. В цих умовах суттєво змінюються цілі досліджень на різних рівнях ієрархії — ЕЕС в цілому, окремі енергопостачальні та/або енергогенеруючі компанії, окремі об'єкти ЕЕС.

Впровадження ринкових реформ зумовлює цілу низку нових особливостей ЕЕС, принципово важливих з точки зору дослідження перспектив їх розвитку, які в загальному випадку визначають нові цілі досліджень та методичні засади їх проведення. Вони суттєво відрізняються від тих, що використовуються при природній монополії і особливо по відношенню до державної монополії.

Серед головних нових особливостей, як свідчать результати виконаних досліджень, відносяться наступні:

1. Можливість реалізації різноманітних схем регулювання діяльності в електроенергетиці, кількість яких теоретично необмежена, а самі схеми можуть значно різнитися як за принципами регулювання (наприклад, система "Пулу", що реалізована в Великобританії та система вільного доступу до мереж, що реалізована в ФРН), так і в рішеннях окремих питань — захист раніше зроблених інвестицій, сприяння розвитку екологічно чистих технологій, тощо.

В залежності від конкретної схеми регулювання, цілі діяльності, права та обов'язки окремих суб'єктів економічної діяльності (СЕД) на ринку електроенергії, принципи формування цін, вплив держави на процеси розвитку та функціонування ЕЕС значно різняться.

2. Державне регулювання в умовах ринкового регулювання принципово змінюється і спрямоване на формування рамкових умов діяльності галузі — законодавство, податки, ліцензування, принципи організації енергетичного ринку, принципи формування тарифів за використання мереж та для споживачів, які не в змозі працювати безпосередньо на ринку, тощо.

3. Ризики, пов'язані з інвестиційною діяльністю, починають нести безпосередньо генеруючі компанії.

4. Необхідність більш детального розгляду питань, пов'язаних з проблемами економічної ефективності, бо при ринкових схемах регулювання на неї впливають такі фактори, як система оподаткування та рівні податків, можливі схеми амортизації вкладеного капіталу, джерела інвестицій — власні кошти, кредити чи акціонерний капітал, ефективність альтернативних інвестицій, поточна вартість коштів, особливості інвестиційної діяльності в економіці взагалі і конкретно в електроенергетиці, тощо. До того ж, необхідно враховувати, що в країнах з перехідним станом економіки ці показники на цей час не є сталими і можуть суттєво змінюватись. Таким чином, в процесі досліджень перспектив розвитку ЕЕС при ринкових схемах регулювання, у загальному випадку, рівень розгляду економічних питань повинен практично відповідати прийнятому при обґрунтуванні інвестиційних проектів, що раніш робилося лише на стадії перспективного проектування, після визначення структури генеруючих потужностей ЕЕС.

5. Впровадження ринкових схем обумовлює протиріччя між критеріями економічної ефективності окремих СЕД, у першу чергу генеруючих компаній, та суспільства в особі держави. Якщо СЕД зацікавлені у максимізації власних

прибутків, то суспільство, навпаки, зацікавлено у мінімальних цінах на електроенергію, бо це забезпечує вищий рівень та якість життя та підвищує конкурентоспроможність вітчизняної економіки на зовнішньому та внутрішньому ринках. Це обумовлено тим, що вартість електроенергії сьогодні входить практично в ціну всіх товарів та послуг.

Тому, при розробці методів дослідження та засобів їх проведення необхідно забезпечити узгодження інтересів як суспільства так і окремих СЕД. Окрім цього, відсутність такого узгодження може привести до того, що інвестори не будуть вкладати кошти у розвиток галузі, що при ліберальних схемах ринкового регулювання може призвести до дуже тяжких наслідків. До того ж, необхідно забезпечити можливість врахування при проведенні досліджень вимог державної політики у сфері енергозабезпечення, енергетичної незалежності та безпеки, екологічних обмежень та визначення можливих варіантів, які забезпечують їх реалізацію при ринкових схемах регулювання — пільги, адміністративне регулювання, тарифна політика, тощо. Це обумовлено тим, що реалізація таких вимог, як правило, потребує підвищення витрат на розвиток галузі, у чому інвестори, звісно, не зацікавлені.

Ці нові особливості значно ускладнюють дослідження перспектив розвитку ЕЕС, обумовлюють нові цілі, задачі, методики і алгоритми проведення досліджень. Вимагають вдосконалення існуючих та розробки нових математичних і програмних засобів їх проведення.

В умовах впровадження ринкових відносин можна виділити наступні цілі досліджень.

Особливіве значення електроенергетики обумовлює те, що при будь-якій схемі державного регулювання необхідна наявність довгострокової державної політики у цьому секторі економіки, розробка якої є першочерговою метою досліджень.

При розробці державної політики в електроенергетиці головними завданнями досліджень є оцінка:

1. Ефективності та умов, за яких реалізуються різні схеми державного регулювання, що особливо важливо в умовах перехідного періоду в економіці країни, коли ще нестабільна законодавча та нормативна база, не достатньо розвинені фінансові та фондові ринки, тощо.

2. Мінімальних витрат на забезпечення потреб суспільства в електроенергії та теплі при різних сценаріях розвитку економіки, можливостях паливозабезпечення та впровадження досягнень науково-технічного прогресу у галузі, рівнів цін на органічне та ядерне паливо, обладнання, будівельно-монтажні роботи, тощо.

3. Рівня енергетичної безпеки та незалежності держави при різних варіантах розвитку ЕЕС країни.

На базі отриманих оцінок формується Національна політика в електроенергетиці, яка повина висвітлювати наступні питання:

1. Систему, методи та засоби державного регулювання, або, інакше кажучи, рамкові умови діяльності у цьому секторі економіки.

2. Пріоритетні напрямки у:

- Формуванні структури генеруючих потужностей.
- Вирішенні екологічних та соціальних задач.

- Паливозабезпеченні електростанцій різних типів.
- Розміщенні енергетичних об'єктів.
- Формуванні системоутворюючих мереж.
- Розвитку суміжних галузей — енергомашинобудування, паливна промисловість, будівельно-монтажний комплекс.
- Науково-технічному та проектно-конструкторському забезпеченні.
- Ціновій та тарифній політиці.

3. Правові та нормативні засади забезпечення реалізації національної політики у електроенергетиці.

Головні задачі досліджень при розробці (коригуванні) національної політики в електроенергетиці наступні:

1. Прогнозування зовнішніх умов розвитку електроенергетики — можливі варіанти державного регулювання, рівнів попиту на електроенергію та тепло, графіків навантажень, можливостей паливозабезпечення, цін на паливно-енергетичні ресурси, обсяги можливого експорту, техніко-економічних показників обладнання, тощо.

2. Формування варіантів розвитку ЕЕС при різних сценаріях зовнішніх умов.

3. Аналіз отриманих результатів та виявлення найбільш ефективних рішень та напрямків розвитку ЕЕС, доцільності коригування законодавчої бази, вплив зміни рамкових умов на ефективність та надійність енергозабезпечення.

4. Орієнтовна потреба у генеруючих потужностях у перспективі та прогнози цін на електроенергію.

При прогнозуванні зовнішніх умов найбільш ефективного використання моделей обробки експертних оцінок. Для вирішення задач формування варіантів найбільш ефективним є узгоджене використання імітаційних моделей та оптимізаційних моделей. При розробці таких моделей, враховуючи цілі дослідження, у першу чергу необхідно забезпечити коректне урахування зв'язків ЕЕС з іншими, суміжними секторами економіки, загальносистемні вимоги з надійності та живучості, динаміки розвитку, вплив різних систем державного регулювання.

Урахування територіальної специфіки та режимних факторів, технологій виробництва електроенергії та тепла може бути досить агрегованим.

Для аналізу отриманих результатів доцільно використовувати моделі багатфакторного аналізу варіантів, оцінки їх стійкості та обробки експертних оцінок.

Таким чином національна енергетична політика стає не просто програмою розвитку галузі, що сьогодні є в Україні, а джерелом інформації для СЕД, які працюють у цьому секторі економіки, для прийняття інвестиційних рішень, проведення науково-дослідних та проектних робіт, тощо. Іншими словами, отриману у процесі досліджень (при створенні національної енергетичної політики) інформацію СЕД використовують для розробки конкретних планів своєї діяльності — введення нових потужностей, реконструкції енергетичних об'єктів, тощо.

Поряд з розробкою і супроводом національної енергетичної програми можна виділити ще дві основні цілі досліджень.

Перша — розробка методів та засобів обґрунтування доцільності реалізації окремих інвестиційних проектів конкретними СЕД, а друга — оцінка відповідності цих проектів Національній енергетичній політиці.

З точки зору розробки методології проведення досліджень, відповідних математичних моделей та програмно-інформаційних комплексів доцільно забезпечити можливість узгодженого вирішення усього кола задач, що виникають в процесі досліджень перспектив розвитку ЕЕС в нових економічних умовах. Як показали виконані дослідження, це можливо за рахунок підходу, який базується на проведенні багатоваріантних розрахунків при узгодженому використанні моделей різних класів і складається з таких кроків:

1. Розробка основних, найбільш загальних алгоритмів проведення досліджень для найбільш характерних схем регулювання діяльності в електроенергетиці, з визначенням відповідного переліку задач та можливих для їх вирішення методів та засобів дослідження, які звісно можуть перехрещуватись.

2. Розробка необхідних математичних моделей, при розробці яких необхідно максимально забезпечувати єдині принципи формалізації і опису ЕЕС та окремих об'єктів у різних моделях.

3. Створення гнучкої системи побудови та узгодженої реалізації різноманітних математичних моделей — обробки експертних оцінок, формування та оцінки варіантів розвитку ЕЕС, розрахунків техніко-економічних показників окремих елементів ЕЕС, оцінки економічної ефективності інвестиційних проектів, тощо.

При розробці методів та засобів проведення досліджень, математичних моделей необхідно постійно враховувати можливості сучасних комп'ютерних технологій, які в значній мірі впливають на їх розробку.

4. Необхідна наявність єдиної бази даних (БД) для вирішення усіх задач які виникають в процесі досліджень.

Сьогодні в Інституті загальної енергетики НАН України ведуться роботи по створенню комплексної системи для дослідження перспектив розвитку ЕЕС країни в нових умовах, розробка якої базується на вищенаведених принципах з урахуванням нових особливостей ЕЕС, цілей та задач досліджень. В ній провідну роль відведено моделям оптимізації структури генеруючих потужностей, яка побудована на загальних принципах моделювання виробничо — транспортних систем (ВТС) та "вибірковому" підході до їх побудови [2,3,6].

Їх належність до одного типу дозволила під час побудови моделей широко використовувати загальні принципи формалізації при описанні об'єктів, зв'язків та різних умов. З використанням певних правил абстрагування ВТС можна описати за допомогою 4 типів елементів — виробники, постачальники, споживачі, розподільники та зв'язків між ними.

Кожен виробник представляє відповідний набір технологій виробництва товарів та послуг (ТВТП), розташованих в певному районі (регіоні, країні), які характеризуються номінальною потужністю  $X_p$ , де  $p$  — індекс технології, питомим випуском продукції на одиницю потужності  $арк$ , де  $k$  — індекс видів продукції, що виробляється, використанням ресурсів на одиницю потужності —  $brk$  та питомими викидами забруднюючих речовин та газів, що викликають парниковий ефект  $br_u$ , у — індекс шкідливих речовин та газів,

які викликають парниковий ефект,  $p=1, P, k=1, K, y=1, Y$ . Вона характеризується також тим, за рахунок чого існує

можливість її використання в  $t$  етап розрахунку періоду,  $t=1, T$ , що визначається ін-

дексом  $n$ ,  $n=0,2$ .  $n=0$  відповідає технологіям, що існували в попередні етапи,  $n=1$  — введеним в роботу за рахунок нового будівництва, а  $n=2$  — введеним за рахунок реконструкції існуючих або законсервованих технологій. Кожна технологія характеризується необхідним обсягом інвестицій для введення її в роботу як за рахунок нового будівництва, так і за рахунок реконструкції існуючих об'єктів

$C_p^{(n-1)}, C_p^{(n-2)}$ , постійної і змінної складової витрат —  $I_p^c, I_p^v$ .

ТВТП характеризуються коефіцієнтами аварійності та власних потреб —  $a_p^u, a_p^v$ .

В кожний момент часу потужність технології, що фактично використовується —  $Y_p$ , в загальному випадку обмежена і знаходиться в діапазоні від  $X_p$  — технічно припустима мінімальна потужність технології та  $X_p$  — номінальна потужність технології. Для цілого ряду технологій

величини  $b_{pk}, b_{pg}, I_p^c$  є функцією від  $Y_p$ , що враховується при побудові моделей на етапі обчислення відповідних коефіцієнтів. ТВТП також характеризується нормативним строком служби  $t_{sl}$ , потребою у природних ресурсах для розташування  $b'_{pg}$ . При описі виробника, як набору технологій, кожна технологія, що входить до його складу, отримує прив'язку до району розташування — індекс  $r$ ,  $r \in R$ , де  $R$  — множина виділених районів.

Технології розподілу (ТР) також можуть бути новими, реконструйованими або існуючими, тому і для них індекс  $n$  актуальний і вводиться до розгляду. ТР також характеризуються типом —  $q$ ,  $q \in Q$ , потужністю  $X_q$  (пропускна спроможність), мають список товарів (послуг), що передаються —  $K$ , характеризуються показниками

$C_q^{(n-2)}, C_q^{(n-1)}, I_q^c, I_q^v, b_{qk}, b_{qkr}, b'_{qgr}$ , що мають той самий зміст, що й для ТВТП, причому  $b_{qk}$  та  $b_{qkr}$  також залежать від величини  $Y_q$ , яка для ТР трактується як пропускна спроможність, що використовується. У межах ВТС ТР представляється у вигляді ланки, що зв'язує вузли виробництва — споживання  $r$  і  $r'$ . Багато з ТР припускають реверс потоків, що обов'язково повинно бути враховано. Пропускна спроможність по кожному виду припустимої до транспортування продукції визначається коефіцієнтом  $a_{qk}$ , а також величиною втрат  $b_{qkr}$ . Споживачі в межах ВТС описуються обсягом споживання видів продукції  $X_{gk}$ ,

де  $g$  — індекс споживача,  $g=1, G$ , ціною, за якою вони купують  $C_{gk}$  товар (послугу) —  $r$  районом розташування (вузлом споживання)  $r$ . Постачальники описуються обсягом

поставок  $X_{ik}$ , де  $i$  — індекс споживача,  $i=1, I$ , ціною  $C_{ik}$  і районом, з якого здійснюються поставки —  $r$ . Головне співвідношення у цих моделях — баланс виробництва-споживання або потужності для кожного виду продукції, товарів, послуг та ін., який у найбільш загальному випадку має вигляд:

У межах цих моделей вводяться наступні головні обмеження:

- на можливість використання потужностей:

$$X_{p(n=0)rt} \leq Y_{prt} \leq X_{p(n=0)rt} \quad (1)$$

$$X_{q(n=0)rr't} \geq Y_{qrr't} + Y_{qrr't} \quad (2)$$

- на можливість поставок та споживання:

$$O_{gkrt} \leq X_{gkrt} \leq O'_{gkrt} \quad (3)$$

$$O_{ikrt} \leq X_{ikrt} \leq O'_{ikrt} \quad (4)$$

де  $O, O'$  — мінімальні та максимальні обсяги поставок та споживання при певній ціні;

- на виконання екологічних обмежень при використанні технологій:

$$\sum_{p \in P_r} b_{py} Y_{prt} + \sum_{q \in Q_r} b_{qn} Y_{qrr't} \leq B_{ryt} \quad (5)$$

де  $B_{ryt}$  — припустимий негативний вплив на навколишнє середовище в період часу  $t$  в районі  $r$ ;

- на припустимість використання існуючих потужностей в перспективі:

$$X_{p(n=0)rt} < X_{p(n=0)r(t-1)} + \sum_{n=1}^2 (\sum_{i=1}^T X_{pnr} - \sum_{i=1}^{T_n} X_{pnr}) - b_{p(n=0)t_0} \quad (6)$$

де  $b_{p(n=0)t_0}$  — фіксоване виведення з роботи технологій, введених у роботу до першого етапу розрахункового періоду, аналогічний вид мають співвідношення для ТР.

- на можливість інвестицій:

$$\sum_{n=1}^2 (\sum_{p \in P_r} C_p X_{pnr} + \sum_{q \in Q_r} C_q X_{qrr't}) \leq K_{rt} \quad (7)$$

де  $K_{rt}$  — можливий обсяг інвестицій.

Можливі варіанти моделювання окремих умов розвитку ЕЕС, її елементів, зв'язків і т.д. при використанні "вибіркового" підходу наведені в [1-4]. Тому нижче ми розглянемо лише найбільш важливі.

При моделюванні ЕЕС забезпечується виконання наступних вимог до її розвитку і функціонування:

1. Стале забезпечення електростанцій паливом з урахуванням зміни попиту в окремі періоди року.

2. Покриття перспективних графіків навантаження (ГН) енергосистеми та балансів тепла при достатньому рівні резервних потужностей, забезпечуючих надійність енергопостачання та живучість ЕЕС.

3. Відповідність потужності та режимів роботи електростанцій різних типів можливостям природного середовища по їх розміщенню та загальноекологічним обмеженням, до яких у першу чергу відносяться викиди газів, що викликають парниковий ефект.

4. Відповідність фізико-технічних особливостей технологій виробництва, розподілу та споживання електроенергії (ТВЕ, ТРЕ, ТСЕ) режимам використання (функціонування).

5. Динаміку розвитку системи з урахуванням:

- можливості реконструкції, модернізації (подовження терміну роботи) існуючих енергетичних об'єктів та їх тимчасову консервацію;

- взаємозамінність окремих ТВЕ та ТРЕ як по режимах роботи, так і по можливості розміщення.

6. Взаємозамінність окремих видів ресурсів.

7. Обмежені можливості використання деяких видів ресурсів, необхідних для розвитку і функціонування ЕЕС.

8. Можливість імпорту та експорту електроенергії, а також деяких інших видів продукції.

Урахування першої вимоги, яка головним чином стосується палива і обумовлена наявністю нерівномірності його споживання, а також можливістю створення запасів у період мінімального попиту з наступним використанням у період максимального попиту, може бути забезпечена за рахунок виділення у межах розрахункового етапу сезонів  $st, st \in St$ .

По видах продукції, для яких доцільно враховувати нерівномірність споживання, баланси виробництва — споживання записуються для кожного сезону, а для врахування можливості створення і наступного використання запасів вводиться група наступних рівнянь:

$$\sum_{s=1}^N (Z_{jts} - Z'_{jts}) \geq 0, \quad \forall S, \quad (9)$$

$$\sum_{s=1}^N (Z_{jts} - Z'_{jts}) \leq B_{jst}, \quad \forall S, \quad (10)$$

де  $Z_{jts}$  і  $Z'_{jts}$  відповідають надходженню продукції на "склад" та її вилученню відповідно.

Обмеження (9) забезпечує виконання умови неперевищення обсягів вилучення обсягів поставки, а (10) — ємності "складу".

Ці змінні входять до відповідних балансів виробництва — споживання (вирази 9, 10) зі знаком "+" і "-" відповідно.

Забезпечення врахування необхідності покриття ГН передбачає використання балансів потужності (БП) для характерних діб кожного сезону та виділенні зон ГН, як мінімум базової та маневрової.

БП являє собою систему рівнянь, у межах якої узгоджено описуються режими виробництва електроенергії відповідними технологіями, її розподіл та споживання.

Графіки навантаження (ГН) можуть бути подані у вигляді функції залежності величини енергоспоживання від потужності. Використання безперервної функції для моделювання неможливо у межах математичного апарату, що використовується, тому був розроблений алгоритм, за допомогою якого ГН приводяться до східчатого виду з будь-якою, наперед заданою кількістю сходів.

Для використання ГН розділяються на вертикальні і горизонтальні зони. В перших постійна величина споживання, а в других — її тривалість.

Якщо позначити індекс вертикальної зони через  $m$ ,  $m=1, M$ , а горизонтальної через  $h$ ,  $h=1, H$ , то забезпечення узгодженості подання технологій виробництва електроенергії при покритті 1-го ГН,  $l=1, L$ , потребує вводу групи співвідношень, вид яких залежить як від конкретного типу технології, так і від обраних правил

моделювання, так для кожної технології яка має технічні обмеження по зниженню потужності (паротурбіні та парогазові КЕС, ТЕЦ, а також АЕС) вводиться поняття режиму роботи —  $fr, fr \in Fr$ , де  $Fr$  — множина припустимих режимів роботи технології  $p$ , що визначається її фізико-технічними особливостями. У межах кожного режиму роботи для кожної зони  $m$  визначається коефіцієнт виробництва  $k$  виду продукції технології  $p$  —  $apktgmf \in [0, 1]$ .

Тоді обмеження на величину потужності, що використовується при покритті графіку навантаження, буде записане у вигляді:

$$X_{p(n=0)rt} \geq \sum_{f \in Fr} y_{pfrtg}; \quad (11)$$

а в баланси потужності для кожної  $m$  — зони (змінні  $upfrtg$ ) входять з коефіцієнтами  $apktgm$ . Потреба в ресурсах розраховується для кожного режиму на основі тривалості зон і питомих показників їх споживання, що визначаються коефіцієнтом їх входження до відповідних зон ГН, оскільки в загальному випадку:

$$b_{kprf} = \sum_{m=1}^M F(a_{pkigm} Y_{pfrtg}) \quad (12)$$

Класичний підхід — моделювання з використанням кусочно-лінійної апроксимації можливості дозавантаження технологій, які мають такі фізико-технічні особливості, веде до зростання розмірності моделей та ускладнення обчислення необхідних коефіцієнтів [1, 2].

Особливостями моделювання гідравлічних електростанцій (ГЕС) є наявність обмежень виробництва електроенергії по сезонах та необхідність забезпечення певного рівня пропуску води у нижній б'єф, а при моделюванні роботи гідроакумуляюючих електростанцій основною вимогою є забезпечення відповідності режимів використання гідресурсів та їх акумуляції [1].

Цілий ряд технологій припускає заміну одного виду ресурсів, що використовуються в процесі роботи, іншими, що у першу чергу характерно для технологій виробництва електроенергії та тепла.

Для врахування такої особливості вводиться рівняння зв'язку по кожній групі споживачів, що мають однакові можливості з точки зору взаємозамінності ресурсів. Його вид:

$$\sum_{p \in Pr} b_{kp} Y_{prt} - \sum_{k \in Kr} V_{krt} = 0, \quad (13)$$

де  $b_{kp}$  — потреба  $p$  технології в ПЕР в умовних одиницях виміру, а  $Z_{kr}$  — змінна, що відповідає фактичній потребі споживачів групи  $P'$ , до якої входять споживачі, взаємозамінність ресурсів у яких визначається множиною  $Kr$ .

В баланси виробництва — споживання  $k$  виду продукції входять, природньо, тільки змінні  $V_{krt}$ .

Урахування динаміки можливого розвитку ЕЕС традиційно визначалось вводом обмежень виду (7). Він не дозволяє враховувати можливість реконструкції, модернізації та тимчасової консервації існуючих потужностей. Розроблений підхід, при якому ці можливості забезпечується за рахунок вводу до моделі наступних умов:

$$X_{pr(n=0)t-1} + Z_{prt-1} > X_{p(n=1)t} + m_{p'pr} \sum_{p^s} X_{p(n=2)t} + Z_{prt}, \quad (14)$$

$$X_{p(n=0)t} \leq X_{p(n=0)t-1} + \sum_{n=1}^2 (X_{pnr} + X_{pnr(t-\tau)}) - b_{p(n=0)t_0}, \quad (15)$$

де  $Z_{prt-1}$ ,  $Z_{prt}$  — змінна, яка враховує можливість реконструкції з запізненням,  $m_{p'pr}$  — коефіцієнт, який враховує можливість реконструкції або нового будівництва технологій типу  $p'$  замість зношених технологій або таких, що потребують заміни  $p$ ,  $b_{p(n=0)t_0}$  — фіксоване виведення з роботи технологій, введених у роботу до першого етапу розрахункового періоду, аналогічний вид мають співвідношення для  $TR$ .

При використанні моделей передбачається у якості критерію використовувати мінімум приведених витрат, що забезпечує формування економічно ефективних варіантів розвитку енергетики:

$$\sum_p \sum_n \sum_f (C_{p_i}^{(n=2)} * X_{p(n=2)t} + C_{p_i}^{(n=1)} * X_{p(n=1)t} + I_{p_i}^c * (X_{p(n=1)t} + X_{p(n=2)t} + X_{p(n=0)t}) + I_{p_i}^v * \sum_f Y_{pfi} + \sum_f C_{gt} * b_{pfg} * Y_{pfi} + \sum_k C_{ki} * E_{ki}) \rightarrow \min \quad (16)$$

де  $E_{kt}$ ,  $S_{kt}$  — обсяги імпорту необхідних видів продукції та відповідні ціни, а складова  $C_{gt} * b_{pfg} * Y_{pfi}$  визначає обсяги виплат за забруднення навколишнього середовища.

В залежності від цілей оптимізації при розрахунку питомих капіталовкладень та витрат рамкові умови — ставки податків, нарахувань, джерела фінансування можуть як враховуватися (мінімізація собівартості), чи не враховуватися (мінімізація витрат). Звісно різночасові витрати та капіталовкладення дисконтуються.

При використанні критерію максимізації прибутку до функціоналу входить різниця вартості проданої електроенергії та витрат на її виробництво.

З використанням розроблених методів та засобів проведені дослідження по оцінці перспектив розвитку ЕЕС України. Їх результати свідчать, що в умовах великої невизначеності майбутніх умов розвитку економіки країни, її паливо-енергетичного комплексу, майбутніх методів та схем регулювання діяльності в енергетиці, джерел та обсягів інвестицій кількість можливих сценаріїв розвитку структури генеруючих потужностей ЕЕС України стає практично безмежним.

Виконаний аналіз свідчить, що головний вплив на те, яким шляхом буде проходити розвиток електроенергетики у перспективі, буде обумовлено тим, які рамкові умови діяльності в електроенергетиці будуть створені законодавчою та виконавчою владою України — збереження орієнтації на ринкові принципи регулювання чи використання методів жорсткого державного регулювання, чи буде забезпечений протекціонізм для підвищення рівня енергетичної незалежності — використання власного вугілля та ядерного палива (надання податкових пільг, підвищення митних ставок на імпорт певних видів палива, надання пільгових кредитів для будівництва електростанцій на вітчизняних видах палива та інше, безпосе-

редне державне регулювання за рахунок заборони використання певних видів палива), тощо.

Принципово можна виділити наступні фактори, які мають вирішальне значення на формування сценаріїв розвитку структури генеруючих потужностей.

По — перше, забезпечення потреби у органічному паливі можливо при трьох сценарія — вугільний, газовий та сценарій приблизної паритетності газу та вугілля в паливному балансі ТЕС.

По — друге, темпи впровадження новітніх технологій на органічному паливі, які можуть бути низькими при песимістичних варіантах розвитку економіки, швидкими, що відповідає оптимістичним варіантам, або середніми.

По — третє, розвиток атомної енергетики в перспективі також може проходити по трьох головних сценаріях — підтримка потужності АЕС на існуючому рівні, підвищення потужності АЕС після 2020 року або відмова від спорудження нових АЕС і після закінчення строку їх нормативного терміну роботи нові АЕС не вводяться до роботи.

Таким чином можна виділити як мінімум **18** сценаріїв розвитку генеруючих потужностей, принципово можливих у перспективі. У таблицях 1 і 2 наведені основні показники для 4 сценаріїв — газового та вугільного при відмові від заміщення потужності існуючих АЕС новими, при вичерпанні нормативного терміну їх роботи та швидких темпах впровадження новітніх технологій на органічному паливі (у таблиці вони відповідно позначаються як ГОВАЕС та ВОВАЕС), газового при стабілізації потужності АЕС на рівні 15-16 ГВт та швидких темпах впровадження новітніх технологій на органічному паливі (ГОСАЕС) та вугільного сценарія при низьких темпах впровадження новітніх технологій на органічному паливі та стабілізації потужності АЕС (у таблиці ВПСАЕС).

Наведені сценарії дозволяють визначити найбільш характерні особливості певних напрямків розвитку ЕЕС України.

Найбільш економічно ефективними є газовий сценарій розвитку ЕЕС при відмові від розвитку АЕС та високих темпах впровадження новітніх технологій. Він відповідає рамковим умовам реального впровадження в енергетиці країни механізмів ринкового регулювання при ефективному вирішенні загальноекономічних проблем — розв'язання кризи неплатежів, стовідсоткова сплата в грошовій формі, майнова відповідальність за порушення умов контрактів, конкуренція між енергопостачальними компаніями, інвестиційна привабливість економіки, тощо.

При його реалізації, враховуючи найбільшу привабливість для незалежних інвесторів і економічну ефективність технологій на базі ПГУ з КУ і особливо ТЕЦ, передбачається широке залучення саме цих технологій до структури генеруючих потужностей. Поряд з цим, враховуючи інерційність розвитку ЕЕС та значний час необхідний на вирішення питань створення ефективних рамкових умов діяльності та вирішення загальноекономічних проблем, передбачається, що широке впровадження новітніх технологій на базі ПГУ

з КУ можливо не раніш 2005-2010 років. Тому сценарій передбачає необхідність часткової реконструкції існуючих енергоблоків в цей період при досить обмеженому використанні вугілля.

Інші сценарії значно менш ефективні, що обумовлено наступним.

Аналіз та розрахунки свідчать, що при умові наявності фінансових ресурсів у період до 2005 року існує реальна можливість введення до роботи двох блоків потужністю 1 ГВт на Рівенській та Хмельницькій АЕС великої ступені будівельної готовності, а у подальшій перспективі введення ще двох блоків по 1 ГВт на Хмельницькій АЕС (в період 2005-2010 років). Необхідні для реалізації цього рішення інвестиції суттєво нижчі, ніж для нового будівництва АЕС, що робить таке рішення досить привабливим. Поряд з цим заміщення у період 2015-2025 р.р. існуючих потужностей АЕС на нові (таблиця 2) потребує дуже великих інвестицій, які, з урахуванням усіх ризиків, може зробити лише держава. Тому сценарії, які передбачають підтримку потужності АЕС на рівні 15-16 ГВт, потребують значно вищих інвестицій, ніж сценарії, зорінтовані на розвиток прогресивних технологій на альтернативних видах палива — газ та/або вугілля.

Вугільні технології, з урахуванням витрат на забезпечення вимог захисту навколишнього середовища, також дорожчі ніж газові.

Тому сценарії, зорінтовані на введення нових потужностей на АЕС та/або широке впровадження вугільних технологій, реально можна реалізувати лише за умов значної державної підтримки, бо економічно ці рішення не привабливі і пов'язані з великими ризиками. Тому знайти незалежних інвесторів на реалізацію цих рішень навряд чи вдасться, а більш високі ціни на електроенергію на АЕС при повному урахуванні усіх складових витрат — захоронення радіоактивних відходів, демонтаж АЕС, тощо, та вугільних електростанцій роблять їх практично неконкурентноспроможними по відношенню до новітніх технологій виробництва електроенергії на природному газі.

Тому держава буде вимушена вирішувати, яким чином забезпечити їх конкурентноспроможність при ринковому регулюванні — пільги, дотації, обов'язкова купівля електроенергії, тощо, або повернутися до схем, за яких електроенергетика буде під жорстким державним контролем і головним джерелом інвестицій залишиться державний бюджет та/або прибутки галузі.

**Таблиця 1. Прогнозні показники розвитку ЕЕС України на рівні 2015 року**

Технології	Одиниця виміру	ВПСАЕС	ГОСАЕС	ГОВАЕС	ВОБАЕС
Вугільні ПТУ КЕС без засобів зниження викидів NOx і SO2	МВт	15300	500	500	7000
Вугільні ПТУ КЕС з засобами зниження викидів NOx і SO2	МВт	0	6450	6450	3950
ПГУ з газифікацією вугілля	МВт	0	0	0	1000
Вугільні ПТУ з ЦКШ котлами	МВт	6620	4620	4620	4620
Газомазутні ПТУ КЕС	МВт	0	0	0	0
ПГУ на природному газі	МВт	5000	7500	7500	5000
АЕС	МВт	15800	15818	15818	15000
ТЕЦ вугільні ПТУ без засобів зниження викидів NOx і SO2	МВт	2000	1000	1000	1000
ТЕЦ вугільні ПТУ з засобами зниження викидів NOx і SO2	МВт	0	0	0	0
ТЕЦ ПГУ з газифікацією вугілля	МВт	0	1000	1000	1000
ТЕЦ ПТУ газомазутні	МВт	4250	5000	5000	4750
ТЕЦ з ПГУ на природному газі	МВт	1000	7000	7000	4500
Нетрадиційні джерела	МВт	1000	1000	1000	1000
ГЕС	МВт	4610	4673	4673	4610
ГАЕС	МВт	3000	3000	3000	3000
Усього	МВт	58580	57561	57561	56430
Вироблено електроенергії	млрд. кВт*год/рік	284	284	284	284
Загалом спожито палива на виробництво електроенергії	млн. т у.п./рік	57.73	51.49	51.49	56.06
у т.ч. вугілля	млн. т у.п./рік	43.67	29.60	29.60	39.52
у т.ч. газомазутне паливо	млн. т у.п./рік	14.056	21.89	21.89	16.54
Викиди SO2 при виробництві ЕЕ	тис. т/рік	347.99	113.38	113.38	240.55
Викиди NOx при виробництві ЕЕ	тис. т/рік	368.37	183.73	183.73	296.30
Викиди золи в атмосферу при виробництві ЕЕ	тис. т/рік	24.86	6.92	6.92	16.48
Викиди CO2 при виробництві ЕЕ	тис. т/рік	128750.99	101344.27	101344.27	123487.5
Викиди золи у золоотвали при виробництві ЕЕ	тис. т/рік	14950.23	14469.34	14469.34	15233.03
Витрати на паливо	мрд. \$/рік	2.89	2.57	2.57	2.80
Капіталовкладення за період 2000-2015 років	мрд. \$	20.17	25.34	25.34	28.25

Таблиця 2. Прогнозні показники розвитку ЕЕС України на рівні 2030 року

Технології	Одиниця виміру	ВПСАЕС	ГОСАЕС	ГОВАЕС	ВОВАЕС
Вугільні ПТУ КЕС без засобів зниження викидів NOx і SO2	МВт	0	0	0	
Вугільні ПТУ КЕС з засобами зниження викидів NOx і SO2	МВт	5300	6450	6450	7950
ПГУ з газифікацією вугілля	МВт	16000	4000	4000	24000
Вугільні ПТУ з ЦКШ котлами	МВт	9620	4620	4620	6620
Газомазутні ПТУ КЕС	МВт	0	0	0	0
ПГУ на природному газі	МВт	6000	17250	28250	7500
АЕС	МВт	15000	15000	4000	4000
ТЕЦ вугільні ПТУ без засобів зниження викидів NOx і SO2	МВт	1000	0	0	0
ТЕЦ вугільні ПТУ з засобами зниження викидів NOx і SO2	МВт	3000	0	0	0
ТЕЦ ПГУ з газифікацією вугілля	МВт	5000	4000	4000	5000
ТЕЦ ПТУ газомазутні	МВт	4250	6000	6000	5000
ТЕЦ з ПГУ на природному газі	МВт	8000	15500	15500	15000
Нетрадиційні джерела	МВт	2500	2500	2500	2500
ГЕС	МВт	4700	4673	4673	4650
ГАЕС	МВт	4000	4000	4000	4000
Усього	МВт	84370	83993	83993	86220
Вироблено ЕлектроЕнергії	млрд. кВт*год/рік	425	425	425	425
Загалом спожито палива на виробництво ЕЕ	млн. т у.п./рік	96.15	87.28	105.55	113.32
у т.ч. вугілля	млн. т у.п./рік	75.53	38.40	38.40	88.02
у т.ч. газомазутне паливо	млн. т у.п./рік	20.63	48.88	67.15	25.29
Викиди SO2 при виробництві ЕЕ	тис. т/рік	286.63	138.51	138.51	323.29
Викиди NOx при виробництві ЕЕ	тис. т/рік	433.90	275.56	290.57	533.41
Викиди золи в атмосферу при виробництві ЕЕ	тис. т/рік	13.52	7.03	7.031	15.28
Викиди CO2 при виробництві ЕЕ	тис. т/рік	221210.28	141491.42	141491.42	262377.9
Викиди золи у золоотвали при виробництві ЕЕ	тис. т/рік	29037.32	16462.77	16462.77	29879.72
Витрати на паливо	млрд. \$/рік	4.81	4.36	5.28	5.67
Капіталовкладення за період 2000-2030 роки	млрд. \$	111.63	110.91	74.56	92.01

1. Оптимизация республиканского топливно-энергетического комплекса и его отраслевых систем / Кулик М.Н., Юфа А.И., Дунаев В.Н. и др. — Киев: Наук. Думка. 1992 г. — 216 с.

2. Костюковский Б.А., Ласкаревский В.И. и др. Частично-целочисленная модель развития электросистемы с учетом региональных особенностей // Системные исследования в энергетике. Сб. науч. тр. — Киев: ИПЭ АН УССР, 1988 — С. 23-29.

3. Костюковский Б.А., Ласкаревский В.И. и др. Моделирование электросистемы при оптимизации развития топливно-энергетического комплекса // Системные исследования в энергетике. Сб. науч. тр. — Киев: ИПЭ АН УССР, 1988 — С. 60-66.

4. Математические модели и информационно-програмная система для задач оптимизации развития ТЭК республики / М.Н. Кулик, А.И. Юфа, В.Н. Дунаев, Т.В. Богомолец, Б.А. Костюковский. — Киев, 1990. — 61 с. (Препринт/АН УССР. Институт проблем энергосбережения).

5. Україна на роздоріжжі. Уроки з міжнародного досвіду економічних реформ / За редакцією А.Зіденберга та Л.Хофмана — Київ: "Фенікс", 1998 — 480 с.

6. Україна на шляху до енергетичної ефективності. / За редакцією Ковалка М.П., Рапцуна М.В., Кулика М.М., Єрохіна О.О. — Київ: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 1997. -225с.