

В. М. Авраменко, д-р техн. наук;
Н. Т. Юнєва;
Т. М. Гурєєва;
М. Ю. Козлов;
А. М. Коровко

ПІДВИЩЕННЯ СТІЙКОСТІ ОБ'ЄДНАНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ ЗА ДОПОМОГОЮ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТУРБІН ЕНЕРГОБЛОКІВ АЕС

Виконано розрахункові дослідження динамічної стійкості Запорізької АЕС в реальних умовах об'єднаної енергосистеми України. Розрахунки показали, що за допомогою швидкого короточасного зниження потужності турбін енергоблоків електростанції можна істотно підвищити її рівень динамічної стійкості в енергосистемі. Наведено результати розрахунків теплофізичних процесів у реакторних установках ВВЕР-1000 за короточасного зниження потужності турбіни, які свідчать про незначне підвищення тиску пари у парогенераторі.

Вступ

Актуальною проблемою електроенергетики України є обмеження видачі потужності атомних електростанцій за умовами стійкості об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України. Зокрема, за встановленої потужності Запорізької АЕС 6000 МВт максимально допустима потужність в експлуатації складає 5300 МВт [1]. Це призводить до великих економічних втрат (за даними НЕК «Укренерго» — близько 600 млн грн на рік) і утрудняє покриття максимального навантаження ОЕС. Для вирішення цієї проблеми планується будівництво нових ліній електропередачі напругою 750 кВ, з термінами введення до 2015 р. Понизити гостроту проблеми може використання протиаварійного управління швидкого короточасного зниження потужності турбін енергоблоків АЕС, що здійснюється за допомогою мікропроцесорної електрогідравлічної системи регулювання (ЕГСР) турбін, розробленою на Харківському приладобудівному заводі ім. Т. Г. Шевченка і встановленою на Запорізькій і Південно-Українській АЕС, а також на багатьох АЕС Росії.

Метод підвищення стійкості ОЕС

Мета роботи — показати, що за допомогою мікропроцесорного регулювання потужності турбіни можна істотно підвищити рівень динамічної стійкості потужної АЕС в енергосистемі. Метод розв'язання задачі — математичне моделювання перехідних процесів АЕС і ЕЕС, розрахункові дослідження стійкості ОЕС України.

ЕГСР складається з двох частин: електронної частини на основі мікропроцесора і електрогідравлічної.

Електронна частина системи регулювання турбіни реалізує логічні і математичні операції, закладені в алгоритмах. На виході електронної частини формується узагальнена команда η , що являє собою завдання для відпрацювання виконавчими органами ЕГСР — гідроприводами регулювальних клапанів.

Електрогідравлічна частина служить для перетворення електричної команди η і сигналів зворотних зв'язків від сервомоторів регулювальних клапанів в сигнал управління силовим гідроприводом. До складу електрогідравлічної частини входять електрогідравлічний перетворювач (ЕГП), датчики переміщення гідроприводів та їх відсічних золотників, підсумовувальний підсилювач, які утворюють електрогідравлічний слідувальний привід.

У ЕГСР серед низки завдань реалізовані алгоритм імпульсного розвантаження за сигналами від протиаварійної автоматики (ПА) і алгоритм «тривалого» розвантаження або алгоритм обмеження за сигналами від ПА. Для реалізації імпульсного розвантаження електронна частина ЕГСР формує на ЕГП максимальний сигнал на закриття клапанів високого тиску турбіни і ре-

гулювальних заслінок за сепаратором — пароперегрівачем величиною 1А і тривалістю, що визначається глибиною розвантаження (30, 50, 80 % $P_{ном}$).

В залежності від проекту ПА сигнали імпульсного розвантаження та обмеження можуть формуватися разом або окремо.

За допомогою розробленого в Інституті електродинаміки НАН України програмного комплексу АВР-74 [2] виконані розрахунки динамічної стійкості ОЕС України в режимі зимового максимуму 2007 р. Розрахункова схема має 795 вузлів і 75 генераторів і включає досить значну мережу ЄЕС Росії, що прилягає до ОЕС України. Запорізька АЕС подана в розрахунковій схемі двома генераторами: вузол 9301 (блоки 1,2 по 1000 МВт) і вузол 9313 (блоки 3—6 по 1000 МВт). Згідно з вимогами Керівних вказівок «Стійкість енергосистем» [3] як розрахункове збурення прийняте двофазне коротке замикання на землю на лінії поблизу шин 750 кВ станції тривалістю 0,10 с з неуспішним АПВ лінії 750 кВ (пауза 0,5 с). Почерговим вимиканням кожної з трьох ПЛ-750 кВ, які відходять від ЗАЕС, визначено, що найважчий перехідний процес викликає вимикання лінії ЗАЕС — ПС-750 кВ Південно-Донбаська (вузли 313-6 в розрахунковій схемі).

Ступінчастою, по 100 МВт зміною потужності ЗАЕС в доаварійному режимі був знайдений граничний за стійкістю режим за потужності ЗАЕС 5600 МВт (2000 МВт у вузлі 9301 і 3600 МВт у вузлі 9313). На рис. 1 показані результати розрахунку відповідного динамічного переходу за постійної потужності турбін ЗАЕС, взаємний кут генераторів ЗАЕС, взятий по відношенню до віддаленої станції в ЄЕС Росії — АЕС Калінінській.

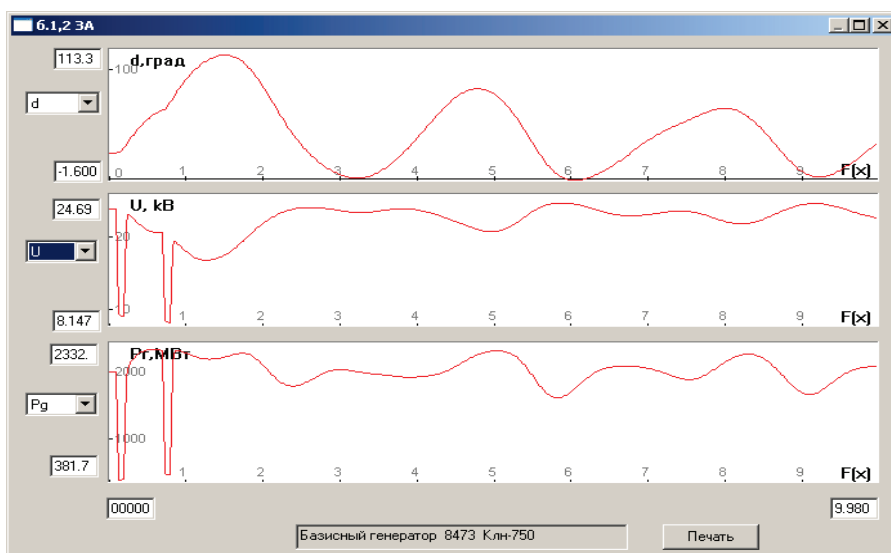


Рис. 1

Альтернативний варіант за того ж збурення — дія ЕГСР по факту КЗ на лінії на швидке розвантаження блоків 1 і 2 (вузол 9301). З урахуванням постійних часу сервомоторів регулювальних клапанів — 0,6 с на закриття і 1,2 с на відкриття сформований можливий графік зміни потужності турбіни по імпульсу на розвантаження і подальше завантаження: за інтервал часу $dt_1 = 0,64$ с зниження потужності на 33 % і потім відразу ж за інтервал часу $dt_2 = 3,6$ с підвищення потужності до вихідного значення. Під час такої дії ЕГСР на два блоки за повної потужності ЗАЕС 6000 МВт у разі вказаного вище розрахункового збурення зберігається стійкість системи. Стійкість зберігається навіть у випадку збільшення потужності станції на 5 %, до 6300 МВт. Результати відповідного розрахунку наведені на рис. 2.

Статистика аварійних вимикань трьох ПЛ-750 кВ, які відходять від ЗАЕС, показує, що за 7 останніх років було 8 таких вимикань (максимально — 3 протягом одного року). Таким чином, очікувана частота дій на турбіну, а через неї — на реакторну установку, викликана імпульсним розвантаженням турбіни від дії протиаварійної автоматики, знаходиться в межах допустимого регламентом реакторної установки.

У комплексі АВР-74 реалізована модель динаміки теплофізичних процесів в устаткуванні реакторної установки ВВЕР-1000, яка використовується на атомних електростанціях України. У моделі

враховуються системи регулювання реактора, що дозволяють контролювати основні фізичні параметри процесів в устаткуванні реактора, зокрема, підвищення тиску пари в парогенераторі, викликане швидким закриттям регулювальних клапанів турбіни під дією ЕГСП у разі різкого зниження електричної потужності енергоблока під час короткого замикання поблизу шин АЕС.

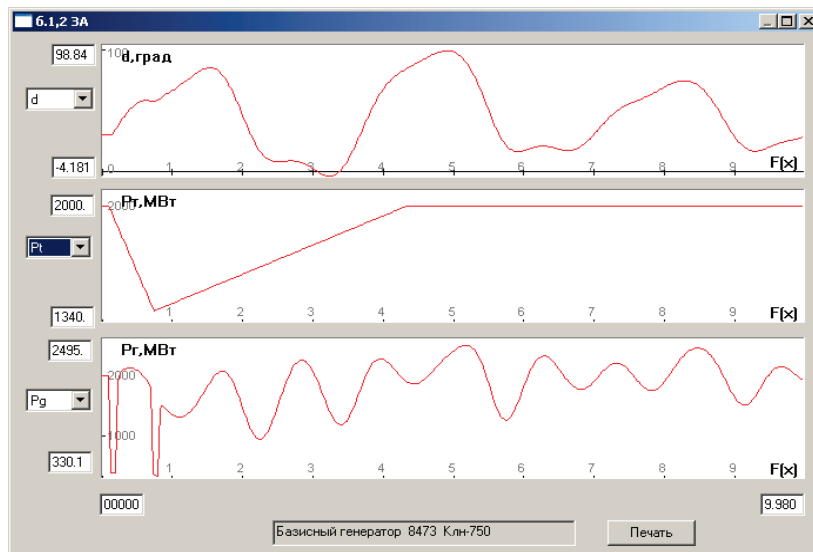


Рис. 2

Після закриття Чорнобильської АЕС на атомних електростанціях України встановлені лише водо-водяні енергетичні реактори (ВВЕР), які мають двоконтурну схему передачі тепла від реактора. Саме для цього типу реакторів, користуючись літературними джерелами [4, 5], сформована проста структура базової математичної моделі з метою використання в розрахунках тривалих перехідних процесів в ЕЕС.

Враховуючи цю мету, для процесів в активній зоні реактора використовується так звана модель «миттєвого стрибка», яка не враховує динаміки нейтронної потужності залежно від зміни концентрації нейтронів, тобто обмежуються лише диференціальним рівнянням

$$dC/dt = \lambda(N - C), \tag{1}$$

де

$$N = \beta \cdot C / (\beta - \rho); \tag{2}$$

$$\rho = \alpha_T (\Theta_T - \Theta_{T0}) + \alpha_p (z_p - z_{p0}); \tag{3}$$

C — концентрація еквівалентного джерела запізнілих нейтронів; N — нейтронна потужність, відносних одиниць (в. о.); λ — постійна розпаду ядра-випромінювача, 1/с; β — доля запізнілих нейтронів, ρ — реактивність реактора; Θ_T — середня температура теплоносія, град.; z_p — величина переміщення регулювальних стрижнів, см; α_T — еквівалентний температурний коефіцієнт реактивності, в. о./град; α_p — коефіцієнт реактивності регулювальної групи стрижнів, в. о./см;

$$d\Theta_T/dt = (\beta/(-\lambda_T)) [N - \Delta B_2 - N_0 (1 + a_f (f - f_0)/f_0)] / T_{TP}, \tag{4}$$

де

$$\Delta B_2 = \alpha_{ТП} [\Theta_T - \Theta_{T0} - \alpha_{П} (p_{ПГ} - p_{ПГ,0})]; \tag{5}$$

ΔB_2 — величина зміни тепловіддачі у другий контур, в. о.; f — частота електричного струму в системі живлення власних потреб станції, Гц; a_f — еквівалентний коефіцієнт залежності витрати теплоносія в першому контурі від частоти, в. о.; $\alpha_{П}$ — коефіцієнт залежності температури пари від тиску, град/в. о.; $p_{ПГ}$ — тиск пари в парогенераторі, в. о.; $\alpha_{ТП}$ — коефіцієнт залежності тепловідда-

чі від температури, в. о./град; T_{TP} — еквівалентна постійна часу теплофізичних процесів в реакторі, с.

$$dp_{ПГ}/dt = (\mu_0 + \Delta B_2 - G_T)/T_{ПГ}; \quad (6)$$

де

$$G_T = (\mu_1 p_K + \mu_2 p_K)/2; \quad (7)$$

$$p_K^{(k)} = p_{ПГ} - k_R [(\mu_1 + \mu_2) \cdot 0,5 \cdot p_K^{(k-1)}]^2; \quad (8)$$

$$d\mu_1/dt = [(f - f_0)/(f_0 \sigma) - (\mu_1 - \mu_{1(0)})]/T_S; \quad (9)$$

$$d\mu_2/dt = [(f - f_0)/(f_0 \sigma) - (\mu_2 - \mu_{2(0)})]/T_S; \quad (10)$$

G_T — витрата пари на турбіну, в. о.; $T_{ПГ}$ — постійна часу процесів в парогенераторі, с; μ_1, μ_2 — величина відкриття регулювальних клапанів турбін 1,2, в. о.; $p_K^{(k)}, p_K^{(k-1)}$ — тиск пари в колекторі, в. о. на k -му, $(k-1)$ -му кроках числового інтегрування; k_R — коефіцієнт гідравлічного опору тракту парогенератор-колектор, в. о.; σ — статизм автоматичного регулятора частоти обертання турбіни (АРЧО), в.о.; T_S — постійна часу серводвигуна АРЧО, с.

Для автоматичного регулятора потужності реактора використовуються такі рівняння:

$$dz_p/dt = V_{ст}, \quad (11)$$

де

$$V_{ст} = V_{пер}, \quad \text{якщо } V_{пер} > V_{р.ст} \quad \text{або} \quad V_{пер} < -V_{р.ст}; \quad (12)$$

$$V_{ст} = 0, \quad \text{якщо } -V_{р.ст} < V_{пер} < V_{р.ст}.$$

У режимі стабілізації нейтронної потужності

$$V_{пер} = k_H (N_0 - N)/N_0. \quad (13)$$

У режимі регулювання тиску у другому контурі

$$V_{пер} = k_1 (p_K^{(k-1)} - p_K^{(k)})/h + k_2 (p_{K0} - p_K^{(k)}), \quad (14)$$

де $V_{ст}$ — швидкість переміщення стрижнів, см/с; $V_{пер}$ — змінювана регулятором швидкість переміщення стрижнів; $V_{р.ст}$ — уставка релейного керувального блока; k_H — коефіцієнт регулювання нейтронної потужності реактора, см/с; k_1 — коефіцієнт пропорційного регулювання, в. о.; k_2 — коефіцієнт інтегрального регулювання, в. о./с.

Верифікація сформованої нами моделі теплофізичних процесів в устаткуванні АЕС була виконана з використанням зареєстрованого 8.08.2009 р. випадку хибного сигналу ЕГСР на розвантаження блока № 2 Південно-Української АЕС на 50 %. Порівняння зареєстрованих натурних даних з розрахунковими показало їх задовільну близькість: у натурно зареєстрованому процесі максимальне значення тиску пари в парогенераторі дорівнює 1,134 відносних одиниць, якщо $t = 14$ с, а за результатами розрахунку — 1,128 в. о., якщо $t = 16,3$ с.

Інтегрування рівнянь динаміки теплофізичних процесів АЕС за описаної вище дії на турбіну, необхідної для забезпечення динамічної стійкості станції, показує максимальне підвищення тиску пари в парогенераторі на 2,3 % з $t = 6$ с, що свідчить про допустимість для реакторної установки однократної дії такої величини і тривалості.

Висновки

1. Розрахунковими дослідженнями для реальних умов ОЕС України показано, що за допомогою швидкого короткочасного зниження потужності турбін енергоблоків потужних електростанцій можна істотно підвищити їх рівень динамічної стійкості в енергосистемі.

2. Короткочасне зниження потужності турбіни призводить до незначного підвищення тиску пари в парогенераторі реакторної установки ВВЕР-1000.

3. Досить низька частота виникнення ситуацій, які вимагають протиаварійної дії на турбіну (для Запорізької АЕС в середньому на рівні одного випадку на рік), робить можливим використання таких дій без загрози зниження рівня безпеки реакторної установки.

4. Мікропроцесорне регулювання потужності турбін АЕС типу ЕГСП Харківського приладобудівного заводу ім. Т. Г. Шевченка, яка контролює електричний режим енергоблока, може забезпечити протиаварійне управління, необхідне для запобігання порушенню динамічної стійкості АЕС в енергосистемі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Воевода А. И. Оперативно-технологические меры по обеспечению надежности и устойчивости ОЭС Украины с учетом увеличения мощности базисных АЭС / А. И. Воевода // Стан і майбутнє енергетики України. Погляд громадськості (збірка № 2). — Київ, 2005. — С. 308—312.
2. Авраменко В. Н. Модели, методы и программные средства для расчета и анализа переходных режимов и устойчивости ЭЭС / В. Н. Авраменко // Праці Інституту електродинаміки : зб. наук. пр. — 2007. — Вип. 18. — С. 12—19.
3. ГКД 34.20.575-2002. Стійкість енергосистем : керівні вказівки / Мінпаливенерго України, Київ, 2002 р.
4. Лукашов Э. С. Длительные переходные процессы в энергетических системах / Э. С. Лукашов, А. Х. Калюжный, Н. Н. Лизалек. — Новосибирск, изд. «Наука», Сиб. отд., 1985. — 198 с.
5. Костерев Н. В. Моделирование и динамика атомных электростанций при возмущениях в энергосистеме / Н. В. Костерев. — К. : Вища шк. Изд-во при Киев. ун-те, 1986. — 168 с.

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем

Стаття надійшла до редакції 22.04.11

Рекомендована до друку 24.05.11

Авраменко Володимир Миколайович — провідний науковий співробітник, *Юнєсва Наталія Тахірджанівна* — молодший науковий співробітник, *Гурєєва Тетяна Михайлівна* — провідний інженер-програміст.

Інститут електродинаміки НАН України, Київ;

Козлов Микола Юрійович — керівник групи, *Коровко Андрій Миколайович* — провідний інженер-програміст.

Відділ № 44, ДП Харківський приладобудівний завод ім. Т. Г. Шевченка, Харків