

# Участь АЕС України в регулюванні частоти та потужності в об'єднаній енергосистемі: аналіз проблеми та шляхи вирішення

- **Гольдрін В. М.**  
Державне підприємство «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки», м. Київ, Україна  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9183-5393>
- **Червоненко І. І.**  
Державне підприємство «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки», м. Київ, Україна  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3856-4966>
- **Збинський В. С.**  
ТОВ «ЕМВ–ЕНЕРГО», м. Київ, Україна  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9110-3405>
- **Бродич Р. А.**  
ТОВ «ЕМВ–ЕНЕРГО», м. Київ, Україна  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0492-6348>
- **Слоневський О. Г.**  
ТОВ «ЕМВ–ЕНЕРГО», м. Київ, Україна  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0190-5368>

Розглянуто проблему участі АЕС України в регулюванні частоти змінного струму і потужності в об'єднаній енергосистемі. Показана залежність змін частоти змінного струму в мережі від порушення балансу між потужністю, що генерується, і споживаною активною потужністю, що може призводити до порушення умов паралельної роботи генераторів. Розглянуто три рівні організованої системи регулювання частоти в енергосистемі шляхом введення резервованих потужностей. Розглянуте питання участі енергоблоків АЕС в регулюванні частоти і потужності. Показано, що основними чинниками, що обмежують таку участь, є характеристики тепловиділяючих збірок, регламентовані для змін потужності реакторної установки у вузькому діапазоні. Перешкодою є також недостатня відповідність характеристик обладнання енергоблоків АЕС України для участі в регулюванні частоти енергосистеми. Показана складність регулювання електричної потужності енергоблока з реактором типу ВВЕР-1000, яке реалізується координованим регулюванням потужності реактора і турбогенератора. Проведено аналіз нормативних вимог до характеристик первинного регулювання частоти енергоблоків для забезпечення їх участі в першому рівні регулювання частоти енергосистеми (нормоване первинне регулювання частоти). Розглянуто прийнятну ДП «НАЕК «Енергоатом» концепцію модернізації систем і устаткування енергоблоків ВВЕР-1000 для приведення їхніх характеристик до вимог стандартів, які визначають можливість участі в нормативному первинному регулюванні частоти. Описана методика попередніх випробувань «пілотного» енергоблока № 1 ЗАЕС для визначення можливості участі в такому регулюванні. Методика передбачає випробування на двох рівнях потужності на початку і в кінці паливної кампанії з використанням сигналу, який імітує відхилення частоти, що вводиться за організованим у системі регулювання турбіни окремим, паралельно діючим трактом первинного регулювання. Описано завдання, умови та критерії успішності випробувань, за результатами яких будуть зроблені висновки про можливість безпечної участі енергоблоків ВВЕР-1000 АЕС України в нормованому регулюванні частоти і зазначені необхідні заходи з модернізації обладнання.

Ключові слова: нормоване первинне регулювання частоти, система регулювання турбіни, реакторна установка, маневрений режим.

© Гольдрін В. М., Червоненко І. І., Збинський В. С., Бродич Р. А., Слоневський О. Г., 2020

### Принципи підтримки частоти змінного струму в мережі

Одним з основних критеріїв якості функціонування об'єднаної енергосистеми (ОЕС) є стабільність підтримки частоти змінного струму в мережі. Нормальними умовами роботи ОЕС вважається режим роботи при номінальній частоті (50 Гц) з допустимими відхиленнями. Значні відхилення частоти від номінальної можуть призводити до порушення умов паралельної роботи генераторів у мережі (порушення синхронізації та аварійного відключення).

Підтримка частоти у мережі досягається підтриманням балансу між активною потужністю, яка генерується і яка споживається, з урахуванням втрат електричної енергії під час передачі й сумарного зовнішнього перетоку потужності (між енергосистемами/енергооб'єднаннями сусідніх країн). При тому зниження частоти відбувається при збільшенні потужності споживачів у порівнянні з виробленою електроенергією, а збільшення частоти – при зниженні їхньої потужності.

Безліч чинників виникнення небалансу потужності, яка генерується і споживається, призводить до коливань частоти і створює проблему її компенсації. Водночас моменти виникнення і величина небалансу часто не можуть бути визначені заздалегідь. Додатковим фактором нестабільності частоти є зростаюча частка потужності електростанцій на відновлюваних джерелах енергії таких, як сонячні та вітрові електростанції, з їхніми непередбачуваними графіками генерації електричної енергії.

Для регулювання частоти в енергосистемі потрібен значний резерв потужності. Втім складність забезпечення такого резерву на АЕС залежить від специфічних умов, які обмежують можливість регулювання потужності енергоблоків АЕС, що призначені для роботи в базовому режимі.

В ОЕС існує організована система регулювання частоти. Система має 3 послідовних рівня регулювання частоти: первинне, вторинне і третинне регулювання частоти. Ці рівні визначаються існуючими можливостями (обмеженнями) вводу/виводу регулюючих потужностей електростанцій ОЕС, а також перетоків потужності з енергосистем інших держав.

Основні технічні вимоги до участі в регулюванні частоти та потужності для всіх суб'єктів паралельної роботи в ОЕС України встановлені в [1]. На підставі цього стандарту розроблені окремі методики та рекомендації з організації первинного та вторинного регулювання частоти й потужності на енергоблоках ТЕС, ГЕС і АЕС [2], [3].

Згідно з [2] під первинним регулюванням частоти (далі – ПРЧ) щодо АЕС розуміється процес

зміни активної потужності енергоблоків, агрегатів і електростанцій загалом під впливом дії систем автоматичного регулювання турбін, зумовлений зміною частоти в ОЕС унаслідок виникнення небалансу потужності в ОЕС, спрямований на зменшення цієї зміни, який закінчується встановленням квазістатичного балансу потужності при новому значенні частоти. При тому величина і знак квазістатичного відхилення частоти залежить від величини і знаку небалансу потужності.

Для компенсації небалансу і підвищення ефективності ПРЧ, передбачається нормоване ПРЧ (далі – НПРЧ), під яким розуміють організовану частину ПРЧ, яка здійснюється для забезпечення гарантованої якості первинного регулювання і підвищення надійності ОЕС (енергооб'єднання) енергоблоками (агрегатами) виділених електростанцій, на яких заплановані й постійно підтримуються резерви первинного регулювання та забезпечено їх ефективне використання [2].

Спільні дії енергетичних підприємств при ПРЧ (загальному і нормованому) забезпечують експлуатаційну надійність ОЕС до введення в дію вторинного регулювання.

Під вторинним регулюванням частоти (далі – ВРЧ) розуміється процес зміни активної потужності спеціально виділених електростанцій для компенсації небалансу, ліквідації перевантаження транзитних зв'язків, відновлення частоти, заданих зовнішніх перетоків та відновлення резервів ПРЧ, вичерпаних під час дії ПРЧ [1].

Під третинним регулюванням частоти розуміється оперативна або автоматична зміна потужності спеціально виділених енергоблоків (агрегатів), електростанцій третинного регулювання і споживачів-регуляторів (переважно через зміни графіків навантаження) з метою відновлення втраченого резерву в міру його вичерпання, а також для здійснення оперативної корекції режиму в інших цілях. На енергоблоки, електростанції третинного регулювання періодично передаються всі відхилення від планового режиму, спочатку сприйняті електростанціями первинного, а потім вторинного регулювання [1].

### Особливості енергоблоків ВВЕР-1000 для участі в регулюванні частоти в ОЕС

У цей час відповідно до [4] енергоблоки АЕС повинні працювати в базовому режимі через те, що ядерне паливо, яке використовується для тепловиділяючих збірок (ТВЗ), не має відповідних характеристик для роботи енергоблоків у маневреному режимі: величина, кількість і швидкість термоциклічного навантаження жорстко лімітовані розробником ТВЗ, що відображено в технологічних регламентах безпечної експлуатації енергоблоків (ТРБЕ), наприклад [5] – [8]. Тому

питання про участь енергоблоків АЕС України у ВРЧ, яке передбачає використання енергоблоків у маневреному режимі, поки не розглядається. Нижче аналізується тільки можливість їх участі в НПРЧ.

Відповідно до технічної документації та ТРБЕ енергоблоків ВВЕР-1000 АЕС України зазначені вище обмеження за характеристиками ТВЗ не регламентовані для змін у робочому діапазоні потужності  $N_{НОМ}$  реакторної установки (РУ) в межах  $\pm 2\% N_{НОМ}$  для енергоблоків ВВЕР-1000 малої серії В-302, В-338 і уніфікованої В-320.

Отже, залучення діючих енергоблоків АЕС України до НПРЧ ускладнене регламентованим базовим режимом і наведеними обмеженнями меж зміни потужності реактора. Водночас, потрібно враховувати складність регулювання електричної потужності енергоблока, яке вимагає координованого регулювання нейтронної, теплової потужності реактора й потужності турбогенератора.

Регулювання потужності реактора в зазначених вище типах енергоблоків реалізується за допомогою автоматичного регулятора потужності (АРП) у складі програмно-технічного комплексу ПТК АРП-РОП-ППЗ, що виконує, крім функцій АРП, функції розвантаження та обмеження потужності реактора (РОП) і прискореного попереджувального захисту (ППЗ) реактора.

Регулювання потужності турбогенератора реалізується за допомогою електрогідравлічної системи регулювання турбіни (ЕГСР), керування якою здійснюється програмно-технічним комплексом системи регулювання турбіни (ПТК СРТ).

Крім наведених вище обмежень, перешкодою для впровадження НПРЧ на діючих енергоблоках АЕС України є недостатня відповідність їхніх характеристик ПРЧ вимогам для енергоблоків АЕС в [2], де вони узгоджені з вимогами до аналогічних характеристик для ТЕС в [9] і для ГЕС в [10], з метою уникнення під час регулювання зайвого перерозподілу потужності між блоками (агрегатами) ОЕС через максимальне зближення характеристик.

У [2] визначені вимоги до таких характеристик ПРЧ:

- діапазон (резерв) ПРЧ на завантаження і розвантаження;
- зона нечутливості первинного регулювання;
- «мертва» зона ПРЧ;
- статизм;
- динаміка (швидкість) зміни первинної потужності, що регулюється;
- час витримки первинної потужності, що регулюється;
- стан – введено/виведено.

Система автоматичного регулювання частоти та потужності (далі – САРЧП) енергоблока ВВЕР-1000

повинна забезпечувати виконання вимог НПРЧ у діапазоні змін потужності енергоблока  $\pm 2\% \cdot P_{НОМ}$ . Зона нечутливості первинних регуляторів ( $\pm \Delta f_{НЧ}$ ) – діапазон відхилень вимірюваної частоти від номінального (заданого) значення  $f_{НОМ} = 50$  Гц, в межах якого не забезпечується переміщення регуляторами органів управління турбіни. На енергоблоках АЕС, виділених для НПРЧ, діапазон  $\pm \Delta f_{НЧ}$  має бути в межах  $\pm 0,01$  Гц.

Як локальне вимірювання частоти необхідно використовувати вимірювання частоти обертання ротора турбіни. Похибка локальних вимірювань частоти, які використовуються в первинних регуляторах, має бути не гірше  $\pm 0,01$  Гц (бажано 0,005 Гц), дискретність обробки сигналу за частотою обертання 10 мс.

«Мертва» зона ПРЧ ( $\pm \Delta f_0$ ) – діапазон фактичних відхилень частоти від номінального (заданого) значення, в якому енергоблок не змінює свою потужність. «Мертва» зона (зона нечутливості всього контуру ПРЧ) обумовлена нечутливістю локального вимірювання частоти і нечутливістю первинного регулятора частоти. За межами ( $\pm \Delta f_0$ ) енергоблок повинен видавати первинну потужність, що регулюється, відповідно до заданого статизму.

На енергоблоках АЕС України, виділених для НПРЧ, мінімальне значення  $\Delta f_{0\text{мін}}$  не повинно перевищувати 0,02 Гц. Величину  $\Delta f_{0\text{мін}}$  повинна задавати НЕК «Укренерго» в оперативному порядку з точністю не менше 0,01 Гц.

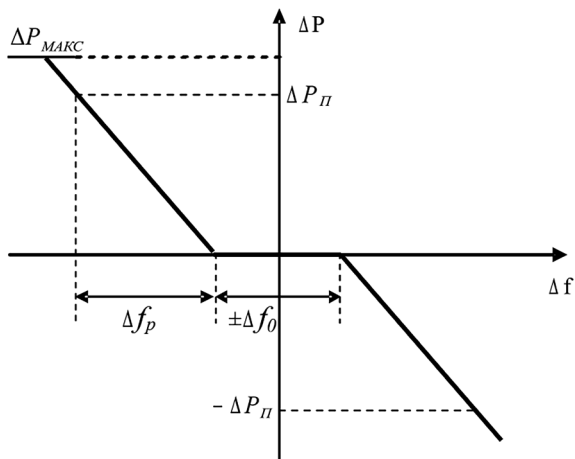
Величина статизму первинного регулювання визначає нахил статичної характеристики ПРЧ. За межами «мертвої» зони величина статизму ( $\sigma$ , %) визначається формулою:

$$\sigma = - \frac{\Delta f_p / f_{НОМ}}{\Delta P_p / P_{НОМ}} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

де:  $\Delta f_p$  – розрахункове відхилення частоти за межами «мертвої» зони в Гц;  $f_{НОМ}$  – номінальна частота, 50 Гц;  $\Delta P_p$  – первинна потужність, яка видається енергоблоком у режимі ПРЧ, МВт;  $P_{НОМ}$  – номінальна потужність енергоблока, МВт.

Статизм, прийнятий позитивним, що враховано знаком мінус у формулі (1). САРЧП енергоблока повинна мати можливість задання величини статизму в діапазоні від 4 % до 6 % (максимально до 10 % в окремих випадках) з дискретністю не гірше 1 %. Значення статизму задається НЕК «Укренерго» в межах зазначеного діапазону.

ПРЧ має здійснюватися зміною потужності енергоблока залежно від фактичного відхилення частоти за статичною частотною характеристикою, яка показана на рисунку 1.



$\Delta f$  – відхилення частоти від номінальної;  $\Delta P$  – зміни потужності енергоблока в режимі ПРЧ;  $\pm \Delta f_0$  – «мертва» зона ПРЧ;  $\Delta f_p$  – розрахункове відхилення частоти;  $\Delta P_{II}$  – первинна регулююча потужність, яка видається енергоблоком у режимі  $\Delta P_{\text{макс}}$  – максимальна первинна регулююча потужність, обмежена вимогами безпеки енергоблока

Рисунок 1 – Статична характеристика первинного регулювання

Для участі енергоблоків АЕС в НПРЧ в [2] установлені такі вимоги до динаміки змін первинної потужності, яка регулюється:

дія НПРЧ має починатися негайно після відхилення частоти від номінальної на 0,02 Гц і більше за час, що не перевищує декількох секунд;

час введення необхідного резерву ПРЧ на 50 % має бути не більше 15 с, а весь сумарний необхідний резерв – не більше ніж за 30 с.

НПРЧ має забезпечувати стійку видачу необхідної первинної регулюючої потужності та її утримання, починаючи з моменту виникнення небалансу потужності й закінчуючи повною компенсацією небалансу потужності та поверненням частоти до початкового номінального рівня через дію вторинного регулювання, тобто протягом не менше 15 хв.

Вимкнення енергоблока з НПРЧ має виконуватися за розпорядженням диспетчера НЕК «Укренерго» через розширення «мертвої» зони ПРЧ до рівня, що визначається НЕК «Укренерго».

На енергоблоках АЕС повинен бути організований поточний безперервний моніторинг участі кожного енергоблока в НПРЧ в автоматичному режимі завдяки реєстрації аналогових (з циклом не більше 1 с) і дискретних параметрів.

До аналогових параметрів, які реєструються, належать:

- частота;
- потужність (електрична і нейтронна);
- вихідний сигнал частотного регулювання;
- задана планова потужність;
- тиск пари перед турбіною;

положення клапанів;  
температура теплоносія головного циркуляційного контуру (холодна, гаряча) та інші параметри, які визначаються типом реактора і турбоагрегата.

До дискретних параметрів, які реєструються, належать:

- спрацювання технологічних захистів;
- спрацювання пристроїв протиаварійної автоматики;
- введення/виведення автоматичних регуляторів, що входять до складу САРЧП.

Повинна бути розроблена програма обробки результатів реєстрації відповідно до вимог, наведених в [2]. Інформація моніторингу повинна зберігатися в архіві не менш 6 міс.

### План впровадження НПРЧ на енергоблоках АЕС України

Для масштабного вирішення питання про приведення енергоблоків АЕС України у відповідність до вимог [1] – [3] та їх залучення до НПРЧ ДП «НАЕК «Енергоатом» розроблено галузеве концептуальне технічне рішення (КТР) [11] про модернізацію систем і устаткування енергоблоків ВВЕР-1000, яке пройшло державну експертизу ядерної та радіаційної безпеки в ДНТЦ ЯРБ і погоджене Державною інспекцією ядерного регулювання України.

Відповідно до прийнятої в КТР [11] концепції модернізація планується насамперед на таких «пілотних» енергоблоках, що мають істотні відмінності в обладнанні, які визначають особливості в реалізації модернізації: № 1 ЗАЕС, № 2 ЮУАЕС і № 2 ХАЕС. На кожному пілотному енергоблоці модернізація складається з 2 етапів:

1-й етап передбачає:

- модернізацію ПТК СРТ;
- модернізацію гідравлічної частини системи регулювання турбіни (якщо вона не забезпечує необхідної точності регулювання);
- реконструкцію системи збудження генератора (якщо вона не була проведена раніше);

проведення попередніх випробувань готовності енергоблока до НПРЧ за окремою програмою, розробленою на основі методичних рекомендацій [3], узгодженою з відповідною енергосистемою НЕК «Укренерго»;

2-й етап передбачає:

- виконання аналізу практичного використання режиму НПРЧ з немодернізованим АРП і визначення необхідності та обсягу доопрацювання алгоритмічного забезпечення ПТК АРП-РОП-ППЗ;

доопрацювання алгоритмів і програмного забезпечення ПТК АРП-РОП-ППЗ за результатами виконаного аналізу;

проведення комплексних випробувань готовності «пілотних» енергоблоків АЕС (з модернізованими ПТК СРТ, ПТК АРП-РОП-ППЗ) до участі в НПРЧ

за окремою програмою, розробленою на основі [3], погодженою з НЕК «Укренерго».

Після введення в промислову експлуатацію модернізованих систем «пілотного» енергоблока передбачена можливість поширення «пілотної» модифікації на інші енергоблоки.

### Методика попередніх випробувань готовності енергоблока до НПРЧ

У цей час на «пілотному» енергоблоці № 1 ЗАЕС повністю виконана модернізація обладнання в обсязі 1-го етапу і система регулювання енергоблока приведена у відповідність з рекомендаціями [3]. ТОВ «ЕМВ-ЕНЕРГО» розроблена програма попередніх випробувань готовності енергоблока до НПРЧ (далі – Програма). Програма пройшла державну експертизу ядерної та радіаційної безпеки в ДНТЦ ЯРБ і погоджена Державною інспекцією ядерного регулювання України. У цій Програмі методика випробувань (види, параметри випробувань, критерії успішності) розроблена з урахуванням рекомендацій [3].

У Програмі визначені такі завдання випробувань: перевірка характеристик, які повинні визначати можливість роботи енергоблока № 1 ЗАЕС в режимі НПРЧ;

перевірка можливості і режимів роботи технологічного обладнання і систем регулювання при роботі НПРЧ на початку і в кінці паливної кампанії; перевірка можливості реальної участі енергоблока в НПРЧ.

Виконання робіт за Програмою передбачається в режимі роботи реакторної установки «Робота на потужності» на двох рівнях теплової потужності: 77 %  $N_{НОМ}$  і 100 %  $N_{НОМ}$  ( $N_{НОМ} = 3000$  МВт) на початку і в кінці паливної кампанії.

Вимоги до вихідного стану обладнання такі:

стан основних систем і устаткування енергоблока відповідає стану РУ «Робота на потужності» з повним числом працюючих петель;

випробування режиму НПРЧ проводяться за умови стійкої роботи основного і допоміжного обладнання, відсутності технологічних обмежень при роботі регуляторів потужності реактора і турбіни;

реактор стаціонарно отруєний ксеноном-135 або виконані роботи щодо попередження ксенонових коливань відповідно до ТРБЕ;

вирівняно положення органів регулювання системи управління та захисту реактора 10-ї групи;

вирівняна концентрація борної кислоти в теплоносії 1-го контуру, деаераторі підживлення і компенсаторі тиску. Виконано лабораторні вимірювання борної кислоти;

відсутні порушення експлуатаційних меж і умов; у роботі захисту та блокування для рівнів потужності від 77 % до 100 %  $N_{НОМ}$ .

Обсяг випробувань охоплює:

перевірку нечутливості САРЧП, яку на енергоблоці комплексно реалізують АРП, ПТК СРТ і ЕГСР; визначення допустимої величини корекції заданої потужності в режимі НПРЧ, яка не спричиняє переміщення ОР СУЗ;

перевірку правильності роботи системи первинного регулювання на різних рівнях статизму;

перевірку динаміки відпрацювання заданої потужності;

перевірку підтримки потужності і технологічних параметрів за циклічної зміни заданої потужності енергоблока з різними періодами;

перевірку реальної участі енергоблока в НПРЧ.

Під час випробувань режиму НПРЧ випробувальні впливи здійснюються імітацією стрибкоподібних змін частоти в енергосистемі з урахуванням зони нечутливості в первинних регуляторах. У Програмі в покроковій процедурі випробувань регламентовані діапазони цих змін, зони нечутливості за частотою для кожного виду випробувань.

Вхідний сигнал, що імітує відхилення частоти, здійснюється за організованим в ПТК СРТ окремим трактом первинного регулювання, який діє паралельно. Для виключення впливу фактичного відхилення поточної частоти мережі задається величина «мертвої» зони режиму НПРЧ (виділений діапазон фактичних відхилень частоти від номінальної, в якому енергоблок не змінює свою потужність). На час проведення випробувань величина «мертвої» зони збільшується до  $\pm 0,2$  Гц. Величина сигналу, що імітує відхилення частоти, розраховується без урахування «мертвої» зони.

Імітація відхилення частоти мережі від номінального значення обмежується значеннями, які відповідають зміні електричної потужності енергоблока в межах  $\pm 20$  МВт з одночасним відхиленням технологічних параметрів.

З метою обмеження діапазоном  $\pm 60$  МВт змін теплової потужності РУ ( $\pm 2$  % номінального значення  $N_{НОМ} = 3000$  МВт), величина уставки резерву первинного регулювання  $N_y$ , яка регламентує допустиму величину зміни потужності, визначається відповідно до коригуючої формули:

$$N_y = 60 \frac{P_d}{N_d}, \quad (2)$$

де:  $P_d$  – діюча електрична потужність турбогенератора;  $N_d$  – діюча тепла потужність РУ.

Корекція уставки передбачена через те, що влітку температура циркуляційної води підвищується і при номінальній тепловій потужності РУ 3000 МВт електрична потужність турбогенератора зменшується до 950 МВт. У результаті допустима зміна теплової потужності в межах  $\pm 60$  МВт ( $\pm 2$  %  $N_{НОМ}$ ) буде відповідати зміні електричної потужності в межах  $\pm 19$  МВт.

Перевірка правильності роботи системи ПРЧ проводиться при статизмі 6 % і 4 %.

Критеріями якості регулювання потужності енергоблока в режимі НПРЧ прийняті вимоги до: аперіодичності перехідного процесу зміни електричної потужності;

точності підтримки тиску пари в головному паровому колекторі;

підтримки тиску пари в першому контурі періодичним включенням теплоелектричних нагрівачів без включення вприсків;

точності підтримки рівня в парогенераторах; відсутності резонансу в системах управління за циклічної зміни частоти;

забезпечення мінімальної тривалості перехідних процесів в контурах регулювання і відсутності коливального процесу за параметром, який регулюється, під час перерегулювання за переміщенням регулюючого органу не більше 50 % при стрибкоподібному впливі на завдання за активною потужністю в діапазоні  $\pm 2\%$  номінальної потужності генератора;

підтримки системами енергоблока технологічних параметрів у заданих межах без коливального процесу і за відсутності тенденції до виходу параметрів на аварійні обмеження.

Перевірка реальної участі енергоблока в режимі НПРЧ передбачається в процесі відпрацювання енергоблоком реального добового графіка на стаціонарному рівні планового навантаження в межах теплової потужності РУ від 95 % до 100 %  $N_{\text{НОМ}}$  на підставі оперативної заявки, що отримала дозвіл в установленому порядку в регіональному диспетчерському центрі Дніпровського регіону та НЕК «Укренерго».

## Висновки

Узагальнена та систематизована інформація щодо проблеми участі енергоблоків ВВЕР-1000 АЕС України в НПРЧ у складі ОЕС України та шляхів її вирішення в частині:

визначення особливостей енергоблоків ВВЕР-1000 АЕС України з участі в НПРЧ;

визначення нормативних вимог до характеристик енергоблоків з реакторами ВВЕР-1000 для регулювання потужності;

концепції впровадження НПРЧ і необхідної модернізації обладнання систем та обладнання енергоблоків АЕС України.

Реалізація участі енергоблоків АЕС в НПРЧ спочатку повинна бути випробувана на «пілотних» енергоблоках з подальшим поширенням на однотипні. На «пілотному» енергоблоці ця реалізація повинна виконуватися за такими етапами:

модернізація енергоблока (щодо ПТК СРТ, гідравлічної частини турбіни, системи збудження ге-

нератора тощо) для приведення характеристик у відповідність до вимог НПРЧ;

проведення випробувань щодо визначення можливості енергоблока брати участь у НПРЧ, аналіз результатів, практична апробація рекомендацій [3], визначення необхідності доопрацювання алгоритмічного і програмного забезпечення систем управління.

Розроблена і пройшла державну експертизу ядерної та радіаційної безпеки робоча програма комплексних випробувань можливості енергоблоків ВВЕР-1000 брати участь в нормованому первинному регулюванні частоти і потужності в ОЕС України на базі «пілотного» енергоблока №1 ЗАЕС. Програма передбачає всебічне дослідження роботи енергоблока під час переходу від базового режиму роботи в режим НПРЧ в діапазоні допустимих змін потужності реактора в діапазоні  $\pm 2\% N_{\text{НОМ}}$ .

## Список використаної літератури

1. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Мінпаливенерго України, 2009. 56 с.
2. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.159:2009 Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках АЕС. Мінпаливенерго України, 2009. 39 с.
3. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.160:2009 Методики і рекомендації щодо перевірки готовності ТЕС, ГЕС і АЕС до участі у регулюванні частоти та потужності в ОЕС України. Мінпаливенерго України, 2009. 67 с.
4. ГКД 34.20.507-2003. Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж.
5. Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 1 ЮУ АЭС. РГ.1.3810.007
6. Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 1 Запорожской АЭС. 01.ГТ.00.РГ.01-14.
7. Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 2 ЮУ АЭС. РГ.2.3810.0018.
8. ТРБЭ РГ-Б.0.03.179-17. Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР-1000.
9. СОУ-Н ЕЕ 04.157:2009 Методики и рекомендации по организации первичного и вторичного регулирования частоты и мощности на энергоблоках ТЭС (ТЭЦ). Руководство. Мінпаливенерго України, 2009.
10. СОУ-Н ЕЕ 04.158:2009 Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на ГЕС. Настанова. Мінпаливенерго України, 2009.
11. Концептуальне рішення КТР-М.1234.03. Модернізація систем та обладнання енергоблоків АЕС для участі у первинному регулюванні частоти та активної потужності при паралельній роботі в складі ОЕС України у відповідності до СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009, СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.159:2009, СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.160:2009.

## References

1. SOU-N EE YaEK 04.156:2009. (2009). Basic requirements for frequency and power regulation in the Ukrainian united energy system. Kyiv, Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, 56.
2. SOU-N EE YaEK 04.159:2009. (2009). Methods and recommendations for the organization of primary and secondary regulation of frequency and power at NPP. Kyiv, Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, 39.
3. SOU-N EE YaEK 04.160:2009. (2009). Methods and recommendations for checking the readiness of TPP, HPP and NPP to participate in the regulation of frequency and power in the Ukrainian united energy system. Kyiv, Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, 67.
4. GKD 34.20.507-2003. Rules of technical operation of power plants and networks.
5. RG.1.3810.007. Process regulations for the safe operation of SUNPP-1.
6. 01.GT.00.RG.01-14. Process regulations for the safe operation of ZNPP-1.
7. RG.2.3810.0018. Process regulations for the safe operation of SUNPP-2.
8. RG-B.0.03.179-17. Standard process regulations for the safe operation of power units of nuclear power plants with WWER-1000 reactors.
9. SOU-N EE 04.157:2009. (2009). Methods and recommendations for the organization of primary and secondary regulation of frequency and power at power units of TPP (CPP). Guide. Kyiv, Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine.
10. SOU-N EE 04.158:2009. (2009). Regulatory document of the Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. Methods and recommendations for organization of primary and secondary regulation of frequency and power at HPP. Attitude. Kyiv, Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine.
11. Conceptual decision KTR-M.1234.03. (2009). Modernization of systems and equipment of NPP units for participation in the primary regulation of frequency and active power in parallel operation within the Ukrainian united energy system in accordance with SOU-N EE YaEK 04.156: 2009, SOU-N EE YaEK 04.159: 2009, SOU-N EE YaEK 04.160: 2009.

### Participation of Ukrainian NPPs in Regulating Frequency and Power in the United Energy System: Problem Analysis and Solutions

Goldrin V.<sup>1</sup>, Chervonenko I.<sup>1</sup>, Zbinskiy V.<sup>2</sup>, Brodich R.<sup>2</sup>, Slonevskiy O.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> State enterprise «State Scientific and Technical Center for Nuclear and Radiation safety», Kyiv, Ukraine

<sup>2</sup> LLC «EMV-ENERGO»

The issue related to the participation of Ukrainian nuclear power plants in regulating frequency and power in the united energy system of Ukraine is considered in the paper.

The dependence of frequency changes in the grid on the imbalance between generation and consumption of active power is presented. This can violate conditions of parallel operation of generators. Three levels of the frequency control system in the power system using backup capacities are examined. The issues of participation of nuclear power units in regulating frequency and power are studied. It is shown that the main factors limiting such participation are the characteristics of fuel assemblies. These characteristics govern the change in reactor power in a narrow range. An obstacle is also the mismatch of the characteristics of the equipment of power units for participation in regulating power system frequency. The complexity of regulating the electric power of a WWER nuclear power unit is under consideration, which is implemented by coordinated regulation of the reactor power and generator power. The regulatory requirements for the characteristics of the primary frequency regulation by nuclear power units is carried out. The possibility of their participation in the normalized primary frequency regulation are analyzed. The paper considers the concept of the National Nuclear Energy Generating Company "Energoatom" for the modernization of systems and equipment of WWER-1000 power units, which provides bringing the characteristics of power units in line with standards. The methodology for preliminary testing of the readiness of Zaporizhzhya NPP Unit 1 ("pilot" power unit) to participate in such regulation is described. The methodology involves testing at two power levels at the beginning and in the end of the fuel campaign. A signal is used to simulate a frequency deviation that is input via a separate train of the control system. The tasks, conditions and criteria for the success of the tests are described. Based on the test results, conclusions will be drawn about the possibility of the safe participation of WWER-1000 power units in the normalized frequency regulation in the united energy system of Ukraine and the necessary measures to modernize the equipment.

Keywords: normalized primary frequency regulation, turbine control system, reactor, load following mode.

Отримано 07.02.2020