

Проблематика участі енергоблоків теплових електростанцій у автоматичному регулюванні частоти енергосистеми

А.О. Куник¹

Abstract – The document deals with the problems of thermal power units participating in the primary automatic frequency control within the integrated power system and ways of increasing efficiency using modern technologies of automatic control.

Keywords – System of the automatic frequency and power control, primary frequency control. Model predictive control.

I. ВСТУП

Основу енергетики України складають теплові електростанції, більша частина яких побудована у 60 – 70-ті роки минулого століття. 90% усіх енергоблоків морально та фізично застаріли, вже відпрацювали свій розрахунковий ресурс (100 тис. год.). Понад 70% енергоблоків перевищили граничний (170 тис. год) ресурс роботи, а половина взагалі перебуває за межею граничного зносу[1]. Згідно з діючими в Україні нормативним документами[2,3] для автоматичного швидкодіючого первинного регулювання частоти в об'єднаній енергосистемі(ОЕС) повинні бути практично використані всі енергоблоки теплових електричних станцій(ТЕС).

У зв'язку з цим при роздільній роботі енергосистем України і Росії добові коливання частоти в ОЕС України можуть становити 49,1-50,3 Гц з підвищенням її в нічний час окремих доби до 50,5 Гц, що негативно впливає на основне і допоміжне обладнання електростанцій (в першу чергу для турбін і механізмів власних потреб станцій) і звичайно на електроприлади споживачів по всій країні. При тому, що в ЄЕС Росії частота підтримується відповідно до затверджених нормативних документами - з точністю + 0,2 Гц, а в європейських енергосистемах USTE - з точністю +0,01 Гц[4]. Частота електричного струму в ОЕС є найважливішим параметром, що характеризує режим її роботи і має винятково важливе значення з точки зору її сталого функціонування. Неприпустиме коливання частоти в електромережі створює реальні загрози каскадних відключень і розвалювання ОЕС України з можливими катастрофічними наслідками, та суттєво зменшує експорт електроенергії через низьку якість, що в свою чергу обумовлює актуальність теми даного дослідження.

II. УЧАСТЬ ЕНЕРГОБЛОКІВ ТЕС В АВТОМАТИЧНОМУ ПЕРВИННОМУ РЕГУЛЮВАННІ ЧАСТОТИ

Світовий досвід засвідчує, що підвищення ефективності експлуатації ТЕС може бути отримане при впровадженні цифрових систем діагностики та управління. Однак, вітчизняні системи контролю та керування, що базуються на використанні сучасних досягнень вимірювальної та обчислювальної техніки, практично відсутні, а зарубіжні – мають занадто високу ціну і мало пристосовані до умов роботи на українських ТЕС. Саме тому проблема створення нових систем моніторингу та управління є актуальною, а її вирішення дасть можливість ТЕС брати участь у первинному регулюванні частоти в ОЕС.

Організація АРЧП на основі принципу компенсації втрати системної потужності збільшенням її генерації на регульованих електростанціях нині є загальноприйнятим у світі підходом. Історично склалося так, що в ОЕС АРЧП фактично не функціонує. Тому засоби первинного регулювання частоти нашої енергосистеми у відокремленому режимі (відсутність зв'язків з енергосистемами інших країн) не в змозі виконати вимоги, які надає Євросоюз до режимної керованості і стійкості енергосистем країн-учасниць. Де факто, в теперішньому вигляді вона не здатна виконати навіть менш жорсткі норми, що прийняті в енергосистемі країн СНД та Балтії[5].

Для підвищення ефективності функціонування енергоблоків ТЕС в первинному регулюванні частоти потрібно підвищити ефективність його роботи в режимах відмінних від базових.

Можна зробити висновок, що сучасна система керування енергоблоком має відповідати таким вимогам:

- гарантувати виконання турбогенераторами та їх групами покладених на них задач не тільки в номінальних чи близьких до них режимах, але і в екстремальних режимах роботи;
- забезпечувати як змога більшу область динамічної стійкості систем керування і, як наслідок, високу надійність їх роботи в будь-яких екстремальних режимах;
- закладати підвищену грубість або робастність системи керування до зміни її параметрів;

¹ Національний технічний університет України «Київський Політехнічний Інститут», проспект Перемоги, 37, м.Київ-56, 03056, УКРАЇНА, E-mail: artemkunik@gmail.com

- широкий діапазон заданих статичних і демпфировальних технологічних властивостей;
- компенсацію низькочастотних гармонічних збурень;
- Надійне підтримання синхронізму при зміні навантаження в широкому діапазоні, в тому числі при дії значних зовнішніх збурень;
- Адаптивність до зміни внутрішніх параметрів і дії зовнішніх;
- Найбільш ефективне використання енергетичних ресурсів;
- Гнучкість і оперативне переналаштовування.

Для управління роботою енергоблоків ТЕС в режимах відмінних від базових, пропонується застосувати сучасні алгоритми, програмно-технічні засоби діагностики і управління та концепцію, що носить назву предиктивного керування з моделюванням (ПМК, від англ. MPC – model based predictive control).

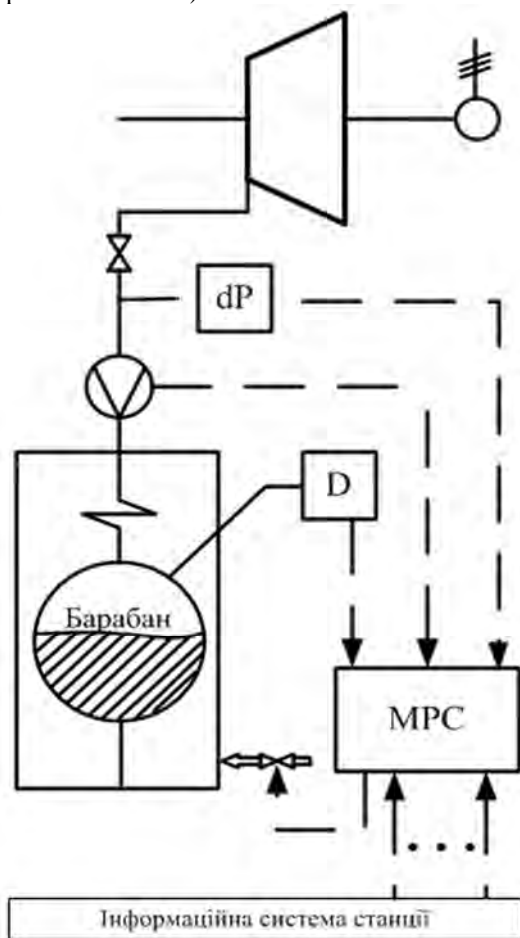


Рис 1. Структура системи керування з використанням MPC

В теперішній час, при первинному регулюванні частоти, в переважній більшості випадків використовуються класичні ПІД регулятори, що розраховані на роботу в базовому режимі, або ж взагалі керування проходить в ручному режимі.

Концепція передбачає явне використання моделі об'єкта для прогнозування і оцінки ефективності дій, що

пропонуються системою регулювання на заданий період. Результатом такого прогнозування є послідовність дій, що мінімізує функцію вартості на протязі періоду моделювання. Горизонт моделювання розширюється з кожним новим застосуванням управляючого впливу. В якості обмежень використовуються вимоги зазначені в [3]. Традиційно, найбільш поширеною є схема, коли на турбіні зберігається регулятор швидкості, а котел оснащується регулятором теплового навантаження (РТН). Пропонується заміна класичного ПІД алгоритму, що зазвичай використовується в РТН, на ПМК. Запропоновану схему зображено на рис. 1. Формування функції вартості повинно враховувати не тільки витрату палива, а і техніко-економічні показники функціонування енергоблоку в цілому. Крім того, на відміну від ПІ чи ПІД законів, ПМК виявляється більш стійким до збурень, а також забезпечує більшу ефективність керування (особливо для об'єктів) при зміні параметрів технологічного об'єкта. Також запропоноване рішення дозволить зменшити питому витрату палива, що опосередковано дозволить покращити екологічні показники функціонування енергоблоку. Система дозволяє опосередковано враховувати екологічні показники через функцію вартості. Необхідні для цього дані алгоритм управління отримує від інформаційної системи рівня станції.

III. ВИСНОВОК

Для забезпечення участі енергоблоків теплових станцій у регулюванні частоти в ОЕС вони повинні мати характеристики, що не можуть бути досягнуті при використанні систем керування які базуються на класичній ТАУ. Плануються до створення передумови до підвищення маневреності та економічної ефективності функціонування енергоблоків ТЕС при участі їх в регулюванні частоти в рамках ОЕС.

СПИСОК ПОСИЛАНЬ

- [1] Ю.П. Корчовой, Г.Г. Півняк "Новітні технології використання вугілля в енергетиці", Вісн. НАН України, 2006., №2., С. 51 – 58.
- [2] СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 "Нормативний документ Мінпаливенерго України. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова".
- [3] СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009. "Нормативний документ Мінпаливенерго України Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України".
- [4] М.М. Кулик, І.В. Дрьомін "Основи організації автоматичної системи регулювання частоти і потужності на базі споживачів-регуляторів". Проблеми загальної енергетики, 2010., вип.1., С. 5 – 10.
- [5] Концепція регулювання частоти в енергооб'єднанні країн СНД і Балтії. Затверджено рішенням Електроенергетичної Ради СНД і Балтії 27.10.2005 р.