

МЕТОДОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В УМОВАХ ФЛУКТУАЦІЇ ГЕНЕРАЦІЇ СЕС

А.О.Стелюк, канд.техн.наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна. E-mail: astelyuk@gmail.com

Розглянуто сучасний стан розвитку відновлюваної енергетики в Європейському Союзі та Україні. Визначені критерії якості регулювання частоти та потужності в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України в умовах змінної сумарної потужності генерації сонячних електростанцій (СЕС). Запропоновано методологію проведення розрахункових досліджень щодо впливу СЕС на якість регулювання частоти з використанням сценаріїв для різних схемно-режимних умов роботи ОЕС України. Бібл. 5, рис. 1.

Ключові слова: частота, перетік активної потужності, система автоматичного регулювання частоти та потужності, сонячна електростанція, об'єднана енергосистема.

Сьогодні структура генерації електроенергії значно змінюється завдяки зростанню частки електростанцій на відновлюваних джерелах енергії [1]. Так, у країнах Європейського Союзу станом на 2012 р. встановлена потужність сонячних електростанцій (СЕС), які працюють на концентрованій сонячній енергії, склала 1959,7 МВт, фотогальванічних СЕС – 68647,2 МВт; вітрових електростанцій – 105635,1 МВт. Відповідно до плану розвитку відновлюваної енергетики у цих країнах передбачається подальше збільшення частки цих електростанцій у структурі генеруючих потужностей в енергосистемах та їхніх об'єднаннях.

На поточний час в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України встановлена потужність СЕС складає 494 МВт, а вітрових станцій – 315,8 МВт, що відповідно становить 3% та 1,91% від мінімальної потужності споживання ОЕС України. Очевидно, що нині електростанції на відновлюваних джерелах енергії не мають значного впливу на режими роботи ОЕС України за частотою. Проте, вже сьогодні такий вплив «відчувається» на рівні регіональних енергосистем. Крім того, подальший розвиток вітрових та сонячних станцій та збільшення їхньої частки в структурі генерації ОЕС України безумовно призведе до ускладнення керування режимами енергосистем. Подолання цієї проблеми потребує вирішення низки задач, зокрема: підвищення якості автоматичного регулювання частоти та активної потужності; вдосконалення організації диспетчерського керування енергосистем з урахуванням відновлюваних джерел енергії, потужність генерації яких носить змінний та ймовірнісний характер; забезпечення гнучкого регулювання напруги та компенсації реактивної потужності тощо.

У цій роботі вплив СЕС на режими роботи ОЕС України будемо розглядати з точки зору зміни частоти. Необхідно відзначити, що розвиток СЕС в ОЕС України характеризується певними режимними особливостями при регулюванні частоти та активної потужності. Змінний та ймовірнісний характер потужності генерації, що притаманний цим станціям, потребує забезпечення наявності необхідних резервів первинного та вторинного регулювання частоти. Це відповідно обумовлює необхідність залучення до складу вітчизняної системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) теплових (ТЕС) та гідравлічних електростанцій (ГЕС). Так, зміна потужності гідроагрегатів ГЕС внаслідок їхньої високої маневреності може забезпечити необхідну зміну потужності генерації в умовах змінної сумарної потужності СЕС. В той же час, включення до складу САРЧП ОЕС України регульованих ТЕС дозволить здійснити територіальний розподіл резервів між цими станціями, а також забезпечити додатковий резерв на розвантаження в режимі мінімальних навантажень, що викликано обмеженнями в роботі вітчизняних ГЕС, гідроагрегати яких відключаються від мережі або переходять в режим синхронного компенсатора [4].

Оцінка якості регулювання частоти відповідно до вітчизняних та європейських вимог [2,5] здійснюється щодо наступних критеріїв: часу первинного і вторинного регулювання частоти, динамічного відхилення, а також відхилень частоти по завершенню первинного та вторинного регулювання.

Для дослідження впливу СЕС на режими ОЕС України за частотою розроблено відповідну методологію, яка базується на підході з використанням сценаріїв розвитку для поточного та перспективного (2015 р.) років. Це дозволить провести порівняльний аналіз впливу зміни сумарної потужності генерації СЕС на якість регулювання частоти для всіх сценаріїв розвитку ОЕС України. Так, при проведенні досліджень для **поточного року** (рис. 1) передбачається моделювання сценаріїв, формування яких здійс-

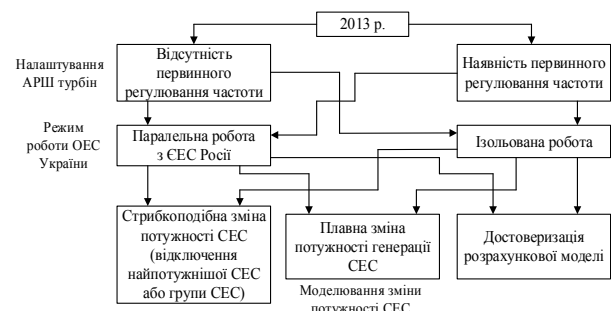


Рис. 1

нюється наступним чином: *модель ОЕС України 2013 р. → Наявність первинного регулювання частоти → Ізольована робота → Плавна зміна потужності генерації СЕС.*

Методологія проведення розрахункових досліджень (надалі Методологія) для поточного року охоплює наступні варіанти розвитку ситуацій. Так, варіант щодо *налаштування автоматичних регуляторів швидкості (АРШ) турбін* на вітчизняних електростанціях дозволяє врахувати наявність або відсутність первинного регулювання частоти в ОЕС України. На поточний час внаслідок відсутності ринку допоміжних послуг [4] та з інших технічних причин вітчизняні ТЕС, ГЕС та атомні електростанції (АЕС) участі у первинному регулюванні частоти не беруть. Проте впровадження методики сертифікації енергоблоків на предмет готовності вітчизняних енергоблоків ТЕС до участі у нормованому первинному регулюванні, а також формування економічних механізмів взаємодії електростанцій та енергоринку створюють нові можливості щодо залучення цих станцій до автоматичного регулювання частоти. Проведення досліджень щодо участі енергоблоків у первинному регулюванні потребує урахування в моделях АРШ окремих турбін відповідних величин статизмів та зон нечутливості за частотою.

В Методології також враховані два можливих *режими роботи ОЕС України*. У разі паралельної роботи ОЕС України з Єдиною енергетичною системою (ЄЕС) Росії вітчизняна САРЧП працює в режимі автоматичного регулювання перетоку з коригуванням за частотою. В той же час, у разі роботи ОЕС України в ізолюваному режимі (що є достатньо ймовірним) національна САРЧП функціонує у режимі автоматичного регулювання частоти. Як показав проведений аналіз моніторингу змін частоти та сальдо перетоків активної потужності міждержавними лініями зв'язку ОЕС України з ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі, у разі відключення енергоблоку (ЕБ) номінальною потужністю 1000 МВт на АЕС, незважаючи на незадовільний стан регулювання частоти (первинна реакція здійснюється лише за рахунок характеристик навантаження, недостатні резерви вторинного регулювання), паралельна робота ОЕС України з ЄЕС Росії дозволяє забезпечити частоту відповідно до нормативних вимог. В той же час, є очевидним, що перехід ОЕС України на ізолюваний режим роботи в умовах збільшення встановленої потужності СЕС потребує проведення комплексних заходів, спрямованих на удосконалення організації автоматичного регулювання частоти.

У запропонованій Методології також передбачено моделювання режимів ОЕС України за частотою для різних варіантів *зміни потужності СЕС*. В рамках цього сценарію враховуються наступні зміни потужності генерації СЕС. Так, однією з причин, яка може призвести до відключення найпотужнішої СЕС або групи СЕС, є порушення вимоги LVRT (LVRT – Low Voltage Ride Through – режим проходження низьких напруг). Мова йде про збереження паралельної роботи СЕС з мережею, якщо тривалість короткого замикання не перевищує допустиму уставку за часом, яка визначається вимогою LVRT. Це дозволить дослідити процеси регулювання частоти у разі раптової втрати потужності генерації СЕС (подібно до аварійного відключення синхронного генератора). Іншим збуренням, виникнення якого також потребує дослідження режимів ОЕС України за частотою, є плавна зміна потужності генерації СЕС внаслідок режиму «проходження хмар», що викликано зменшенням в цих погодних умовах рівня сонячного випромінювання і, як наслідок – зменшенням потужності генерації СЕС. Врахування такого збурення дозволить перевірити швидкодію роботи САРЧП та регулювальних станцій, які входять до її складу. Як показав проведений аналіз результатів добових графіків генерації вітчизняних СЕС, в умовах хмарної погоди спостерігається значна зміна потужності генерації цих станцій. Так, відношення максимальної зміни потужності генерації СЕС до максимальної добової потужності генерації для більшості СЕС складає 75–90%, в той час як для сумарного добового графіку генерації СЕС значення цієї величини зменшується до 55%. Очевидно, що при подальшому збільшенні встановленої потужності СЕС (за умови розширення географії їхнього розташування) це призведе до зменшення флуктуацій сумарної потужності генерації цих станцій.

Одним з важливих етапів проведення досліджень є *достовірність розрахункової моделі*. Створена Методологія передбачає проведення відповідного верифікаційного моделювання (наприклад, для випадку відключення енергоблоку на АЕС), порівняння отриманих результатів моделювання з даними моніторингу перехідних режимів, які реєструвались при виникненні цього збурення, а також обчислення відповідних похибок моделі [3]. В рамках створеної Методології похибки моделі визначаються для динамічного відхилення частоти, відхилення частоти по завершенню первинного та вторинного регулювання, а також динамічного відхилення та відхилення сумарного сальдо перетоків міждержавними лініями зв'язку по завершенню вторинного регулювання.

В рамках розрахункових досліджень для **перспективного 2015 року** розвиток *регулювальних потужностей* в ОЕС України розглядається для оптимістичного та песимістичного сценаріїв. Ці сценарії були розроблені на основі Плану реконструкції та модернізації теплоелектростанцій та теплоелектроцентралей у період до 2020 року. В оптимістичному сценарії в ОЕС України здійснюється первинне регулювання частоти, в автоматичному вторинному регулюванні частоти беруть участь ГА ГЕС Дніпровського каскаду, Дністровської ГЕС, а також ЕБ ТЕС. В рамках песимістичного сценарію первинне регулювання частоти не здійснюється, а в автоматичному вторинному регулюванні частоти беруть участь Дніпровська ГЕС-1, а також окремі ЕБ Добротворської, Запорізької та Трипільської ТЕС.

Як і для попереднього випадку, для перспективного року також враховані два *режими роботи ОЕС України*: ізолюваний режим та паралельно з ЄЕС Росії з урахуванням мережевого будівництва, виконання якого передбачається до 2015 р. включно.

Створена Методологія також охоплює два сценарія зміни потужності СЕС (як і при проведенні досліджень для поточного року). Необхідно зазначити, що збільшення встановленої потужності СЕС в ОЕС України також призведе до збільшення швидкості зміни градієнту потужності генерації СЕС в абсолютних величинах.

Таким чином, розроблений методологічний підхід на базі різних сценаріїв дозволяє для кожного варіанту розвитку ОЕС України визначити вплив СЕС на якість регулювання частоти, а також граничну сумарну потужність генерації СЕС, перевищення якої призведе до порушення вимог, які висуваються до первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України.

1. Jens. C. Boemer, Karsten Burges, Pavel Zolotarev, Joachim Lehner. Overview of German grid issues and retrofit of photovoltaic power plants in Germany for the prevention of frequency stability problems in abnormal system conditions of the ENTSO-E region continental Europe. – 2012. – 6 с. Режим доступу: http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_2011_paper_on_frequency_stability_challenge.pdf.
2. *PI – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance*. – 33 с. Режим доступу: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf.
3. Кириленко О.В., Павловський В.В., Стелюк А.О., Лук'яненко Л.М. Комплексне моделювання системи автоматичного регулювання частоти та потужності в динамічних режимах роботи ОЕС України // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 6. – С. 44–50.
4. Никитин А.А., Олєфир Д.А., Франчик Е.Н. Особенности развития балансирующего рынка и рынка вспомогательных услуг в ОЭС Украины // Электропанорама. – 2010. – № 1–4.
5. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 "Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова", 2009. – 56 с. – Режим доступу: <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/uk/archive/docview?typeId=70172>.

УДК 621.316.726

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ В УСЛОВИЯХ ФЛУКТУАЦИИ ГЕНЕРАЦИИ СЭС

А.О.Стелюк, канд.техн.наук

Институт электродинамики НАН Украины,

пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина. E-mail: astelyuk@gmail.com

Рассмотрено развитие возобновляемой энергетики в Европейском Союзе и Украине. Определены критерии качества регулирования частоты и мощности в объединенной энергосистеме (ОЭС) Украины в условиях изменения суммарной мощности генерации солнечных электростанций (СЭС). Предложена методология проведения расчетных исследований влияния СЭС на качество регулирования частоты в ОЭС Украины для текущего и перспективного (2015 г.) годов с использованием сценариев для разных схемно-режимных условий работы ОЭС Украины. Библ. 5, рис. 1.

Ключевые слова: частота, переток активной мощности, система автоматического регулирования частоты и мощности, солнечная электростанция, объединенная энергосистема.

METHODOLOGICAL ASPECTS OF RESEARCH OF THE FREQUENCY CONTROL CONSIDERING THE VARIABLE GENERATION POWER OF SOLAR POWER PLANTS

A.O.Steliuk

Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,

pr. Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine. E-mail: astelyuk@gmail.com

The modern development of the renewables in European Union and Ukraine has been considered. The quality criteria of the frequency control have been defined considering the variable generation power of solar power plants. The methodology for research of solar power plants impacts on frequency control, which is based on approach using scenarios for different operation conditions of interconnected power system of Ukraine, has been proposed. References 5, figure 1.

Key words: frequency, power flow, automatic generation control, solar power plant, interconnected power system.

1. Jens. C. Boemer, Karsten Burges, Pavel Zolotarev, Joachim Lehner etc. Overview of German grid issues and retrofit of photovoltaic power plants in Germany for the prevention of frequency stability problems in abnormal system conditions of the ENTSO-E region continental Europe. – 2012. – 6 p. Access mode: http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_2011_paper_on_frequency_stability_challenge.pdf.
2. *PI – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance*. – 33 p. Access mode: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf.
3. Kyrylenko O.V., Pavlovsky V.V., Steliuk A.O., Lukianenko L.M. Complex modelling of automatic generation control of interconnected power system of Ukraine in transients // Tekhnichna Elektrodynamika. – 2012. – № 6. – Pp. 44–50. (Ukr)
4. Nikitin A.A., Olefir D.A., Franchik E.N. The features of the balancing market and support services development in IPS of Ukraine // Elektropanorama. – 2010. – № 1–4. (Rus)
5. *Basis requirements of frequency and load flow control in IPS of Ukraine. Guidelines*, 2009. – 56 p. – Access mode: <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/uk/archive/docview?typeId=70172>. (Ukr.)

Надійшла 04.02.2014