

## МОДЕЛЮВАННЯ ІНЕРЦІЙНОГО ВІДГУКУ В ОЕС УКРАЇНИ В УМОВАХ ЗНАЧНОЇ ЧАСТКИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛАХ ЕНЕРГІЇ

**В.В.Павловський**, докт.техн.наук, **А.О.Стелюк**, канд.техн.наук, **О.В.Леньга**, **А.М.Захаров**  
 Інститут електродинаміки НАН України,  
 пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна. E-mail: [oleg.lenga@gmail.com](mailto:oleg.lenga@gmail.com)

*Досліджено процеси регулювання частоти на етапі інерційного відгуку з урахуванням значної частки вітрових та сонячних електростанцій, використання яких передбачається в структурі генеруючих потужностей ОЕС України. Розглянуто процеси регулювання частоти та активної потужності в рамках перспективних песимістичного та оптимістичного сценаріїв розвитку ОЕС України. Наведено результати моделювання динамічних режимів за частотою у випадку відключення енергоблока потужністю 1000 МВт. Встановлено, що інтеграція відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), потужність генерації якої складає до 30 % від сумарної потужності споживання ОЕС України, не призводить до значної зміни частоти в динамічних режимах, спричиненої виникненням небалансу потужності в енергосистемі. Бібл. 4, табл. 4, рис. 1.*

**Ключові слова:** частота, інерційний відгук, об'єднана енергосистема України, небаланс активної потужності.

Останнім часом у енергосистемах світу спостерігається значне збільшення потужності генерації електростанцій на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ), насамперед вітрових та сонячних станцій. Зокрема, значна увага розвитку відновлюваної генерації приділяється у країнах Європейського Союзу. Так, відповідно до стратегії «20-20-20», яка запропонована Європейською Комісією [1], до 2020 р. передбачається проведення комплексних заходів, спрямованих на зменшення викидів парникових газів (на 20%), збільшення частки ВДЕ у структурі генеруючих потужностей (на 20%) та підвищення енергоефективності у країнах Європейського союзу (на 20%). У відповідності до [1] в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України на період до 2030 р. також передбачається значне збільшення встановленої потужності ВДЕ. Враховуючи відмінність властивостей, що притаманні цим станціям порівняно зі станціями з «традиційними» синхронними генераторами, істотне збільшення встановленої потужності електростанцій на ВДЕ безумовно призведе до зміни динамічних характеристик енергосистем та їхніх об'єднань, зокрема, в частині регулювання частоти та активної потужності.

Іншим чинником, що впливає на якість регулювання частоти в енергосистемі, є збільшення частки безінерційного навантаження, яке знаходить все більш широке застосування як в мережах промислових, так і комунально-побутових споживачів. На відміну від асинхронних двигунів, які дозволяють обмежити швидкість зміни частоти [3, 4] за рахунок зміни кінетичної енергії їхніх обертових мас, збільшення частки таких споживачів у сумарному графіку навантаження спонукає до збільшення швидкості зміни частоти на етапі інерційного відгуку. З урахуванням наведеного, визначення впливу електростанцій з ВДЕ та безінерційного навантаження на зміну частоти в динамічних режимах енергосистем є важливою та актуальною задачею.

З метою визначення впливу ВДЕ на зміну частоти, що відбувається на етапі інерційного відгуку, розглянемо більш детально реакцію елементів ОЕС на зміну частоти в її генеруючій та споживаючій частинах. Як відомо, виникнення небалансу активної потужності призводить до відхилення частоти в енергосистемі, наслідком чого є встановлення балансу активних потужностей при новому значенні частоти. У початковий момент часу (протягом 3-4 с після виникнення збурення) небаланс активної потужності компенсується кінетичною енергією обертаючих мас генераторів і двигунів при пониженому значенні частоти за рахунок інерційного відгуку цих елементів. На цьому етапі (до початку дії автоматичних регуляторів швидкості турбін – активації первинного регулювання) швидкість зміни частоти визначається інерцією ОЕС та величиною збурення. Тому необхідно одержати залежність між цими величинами у разі виникнення стрибкоподібного небалансу активної потужності. Для цього звернемося до відомого рівняння руху ротора синхронного генератора [3, 4]

$$Jd\omega_{\text{мех}} / dt = \Delta M = M_{\text{мех}} - M_{\text{ел}}, \quad (1)$$

де  $J$  – сумарний момент інерції генератора та турбіни,  $\text{кгм}^2$ ;  $\omega_{\text{мех}}$  – механічна кутова швидкість обертання,  $\text{мех.рад/с}$ ;  $\Delta M$  – момент прискорення або гальмування (в залежності від знаку  $\Delta M$ ),  $\text{Нм}$ ;  $M_{\text{мех}}$  – механічний момент турбіни,  $\text{Нм}$ ;  $M_{\text{ел}}$  – електричний момент генератора,  $\text{Нм}$ .

Стала інерції  $H$  генератора визначається відношенням кінетичної енергії обертових мас до базисної потужності  $S_{\text{баз}}$  [4]

$$H = 0,5J\omega_0^2 / S_{\text{баз}}, \quad (2)$$

де  $\omega_0$  – номінальна кутова швидкість обертання, мех.рад/с;  $S_{\text{баз}}$  – базисна потужність, МВА.

Визначимо з (2) момент інерції  $J$  і підставимо його в (1). Враховуючи зв'язок між електричною  $\omega_{\text{ел}}$  та механічною  $\omega_{\text{мех}}$  кутовими частотами обертання ротора  $\omega_{\text{ел}} = p\omega_{\text{мех}}$ , де  $p$  – кількість пар полюсів, можна записати

$$2H \, d\omega_{\text{ел}}^* / dt = M_{\text{мех}}^* - M_{\text{ел}}^*, \quad (3)$$

де  $\omega_{\text{ел}}^*$  – електрична кутова частота обертання ротора, яка приведена до частоти  $\omega_0$ , в.о.;  $M_{\text{мех}}^*$ ,  $M_{\text{ел}}^*$  – механічний та електричний моменти, що приведені до базисної потужності  $S_{\text{баз}}$ , в.о.

Беручи до уваги, що у відносних одиницях  $M_{\text{мех}}^* = P_{\text{т}}^*$  та  $M_{\text{ел}}^* = P_{\text{г}}^*$  [4], де  $P_{\text{т}}^*$ ,  $P_{\text{г}}^*$  – потужності турбіни та генератора у в.о., запишемо (3) у наступному вигляді:

$$2H \, d\omega_{\text{ел}}^* / dt = P_{\text{т}}^* - P_{\text{г}}^* \quad \text{або} \quad d\omega_{\text{ел}}^* / dt = (2H)^{-1} (P_{\text{т}}^* - P_{\text{г}}^*). \quad (4)$$

В масштабах ОЕС (4) можна записати наступним чином:

$$d\omega_{\text{ел}}^* / dt = (2H_{\text{сист}})^{-1} (P_{\text{т}\Sigma}^* - P_{\text{г}\Sigma}^*), \quad (5)$$

де  $H_{\text{сист}}$  – стала інерції ОЕС;  $P_{\text{т}\Sigma}^*$ ,  $P_{\text{г}\Sigma}^*$  – сумарні потужності турбін та генераторів, в.о.

Як видно з (5), на етапі інерційного відгуку швидкість зміни частоти визначається двома складовими: інерцією ОЕС та небалансом активної потужності.

Для визначення впливу ВДЕ на зміну частоти в ОЕС України в роботі проведено розрахункові дослідження для різних сценаріїв перспективного розвитку вітчизняної енергосистеми, які охоплюють як розвиток «традиційних» генеруючих потужностей, що визначають інерцію ОЕС, так і електростанцій на ВДЕ. Для цього створено цифрову комплексну модель ОЕС України, де враховано моделі мереж 750–110 кВ, а також систем автоматичного регулювання на системному та об'єктному рівнях керування.

Необхідно зазначити, що прогноз розвитку ВДЕ на довгострокову перспективу є дуже складною та комплексною задачею. У першому наближенні для створення сценаріїв розвитку встановленої потужності ВДЕ (песимістичний та оптимістичний) для перспективних років (табл. 1) були використані дані, що подані в [2].

**Таблиця 1**

| Рік      | 2015   |        | 2020   |        | 2025   |        | 2030   |        |
|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Сценарій | Песим. | Оптим. | Песим. | Оптим. | Песим. | Оптим. | Песим. | Оптим. |
| ГВт      | 1,40   | 1,90   | 1,40   | 9,00   | 2,30   | 9,90   | 6,00   | 10,70  |

На підставі наведених даних та з урахуванням перспективного розвитку електростанцій на ВДЕ в ОЕС України також розроблено наступні характерні режими навантаження в масштабах добового графіку:

- весняний паводок – характеризується значною часткою ГЕС у загальній структурі генерації, що витісняє ТЕС із загального балансу; потужність генерації сонячних електростанцій (СЕС) та вітрових електростанцій (ВЕС) дорівнює 90% від їхньої встановленої потужності.
  - літо максимум – потужність генерації СЕС та ВЕС складає 90% від їхньої встановленої потужності.
  - літо мінімум – генерація СЕС дорівнює 0%, а генерація ВЕС – 90% від встановленої потужності.
  - зима максимум – генерація СЕС дорівнює 0%, а генерація ВЕС – 90% від встановленої потужності.
  - зима мінімум – потужність генерації СЕС та ВЕС дорівнює 90% від їхньої встановленої потужності.
- Розраховані значення навантаження для цих режимів представлено в табл. 2.

**Таблиця 2**

| Сценарій | Літо Мін | Зима Мін | Зима Макс | Літо Макс | Весн. паводок |
|----------|----------|----------|-----------|-----------|---------------|
| ГВт      | 19,6     | 25,3     | 38,1      | 28,4      | 21,2          |

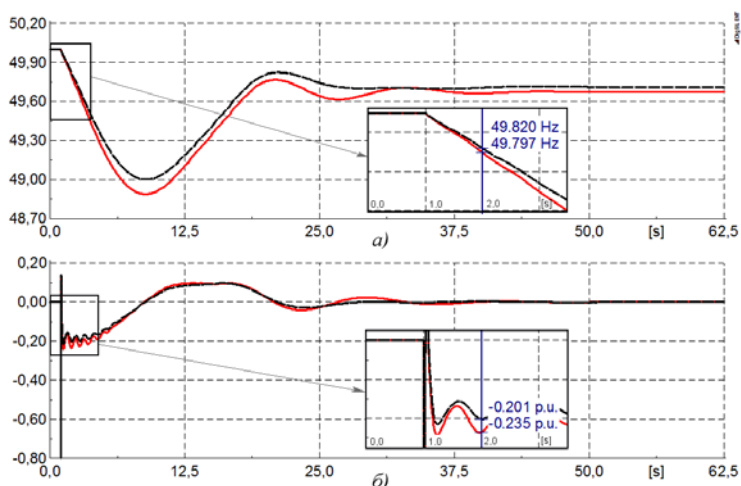
На базі контрольних замірів НЕК «Укренерго» для поточного року та з урахуванням встановленої потужності «традиційної» генерації, мінімального складу генеруючих блоків на електростанціях в ОЕС України, розроблених сценаріїв розвитку генерації ВДЕ та режимів навантаження для перспективного року були визначені сценарії розвитку потужності генерації електростанцій в ОЕС України, які наведені в табл. 3.

Кількість блоків АЕС та ТЕС, що знаходяться в роботі для кожного розрахункового сценарію, різна. В режимах зимового максимуму та мінімуму навантаження генерація АЕС сягає максимально можливого значення, що забезпечується 13 блоками потужністю 1000 МВт (з урахуванням перспективного будівництва блоків 3 та 4 на Хмельницькій АЕС) та 4 блоками потужністю 220 МВт.

Таблиця 3

| Генерація | 2027          |           |          |           |          |               |           |          |           |          |
|-----------|---------------|-----------|----------|-----------|----------|---------------|-----------|----------|-----------|----------|
|           | Песимістичний |           |          |           |          | Оптимістичний |           |          |           |          |
|           | Весн. павод   | Літо Макс | Літо Мін | Зима Макс | Зима Мін | Весн. павод   | Літо Макс | Літо Мін | Зима Макс | Зима Мін |
| АЕС, МВт  | 8960          | 10360     | 10360    | 13840     | 13840    | 7950          | 10000     | 9880     | 13840     | 13840    |
| ТЕС, МВт  | 7891          | 11731     | 11526    | 17416     | 11926    | 6081          | 9926      | 9606     | 15666     | 9966     |
| ГЕС, МВт  | 3078          | 2760      | 420      | 4053      | 270      | 2835          | 2026      | 330      | 3360      | 240      |
| ГАЕС, МВт | 0             | 2334      | -1978    | 2808      | -1978    | 0             | 1400      | -2398    | 2622      | -3821    |
| ВДЕ, МВт  | 3807          | 4160      | 2541     | 3446      | 4008     | 7645          | 7998      | 5143     | 6048      | 7846     |
| Сума, МВт | 23736         | 31345     | 22869    | 41563     | 28066    | 24511         | 31350     | 22561    | 41536     | 28071    |

З метою визначення впливу значної частки генерації ВДЕ на зміну частоти в ОЕС України на етапі інерційного відгуку з використанням створеної комплексної моделі виконано моделювання перехідних процесів, що виникають в ОЕС України для випадку відключення енергоблока потужністю 1000 МВт. Розглянемо більш детально отримані результати досліджень для песимістичного та оптимістичного сценаріїв розвитку ВДЕ для режиму весняного паводку, що характеризується максимальною часткою ВДЕ в структурі генерації. Встановлена потужність ВДЕ для цих сценаріїв складає 3807 та 7645 МВт, що



відповідно становить 16 та 31,2 % від сумарної генерації ОЕС України. На рисунку показані криві зміни частоти в ОЕС України та її похідної після відключення енергоблока від мережі, де суцільною лінією позначено зміну частоти для песимістичного, а штриховою – для оптимістичного сценаріїв розвитку ВДЕ.

У початковий момент часу після виникнення збурення спостерігається максимальна швидкість зниження частоти в енергосистемі. Характер зміни похідної частоти для обох розрахункових сценаріїв схожий. При цьому, для сценарію оптимістичного розвитку ВДЕ значення

похідної частоти на початку перехідного процесу є дещо меншим і складає -0,235 Гц/сек через 1 секунду після відключення енергоблоку. Це пояснюється зниженням загальної інерції енергосистеми, що відповідно до (5) призводить до збільшення швидкості зміни частоти при виникненні збурення.

Динамічне відхилення частоти для песимістичного та оптимістичного сценаріїв розвитку ВДЕ відповідно складає 49 та 48,89 Гц. Збільшення динамічного відхилення частоти для сценарію оптимістичного розвитку ВДЕ обумовлено наступними чинниками. Перш за все, це пов'язано зі зниженням інерції енергосистеми та відповідним збільшенням швидкості зниження частоти. Вагомим фактором, що впливає на динамічне відхилення частоти, є зменшення резервів потужності первинного регулювання внаслідок збільшення частки електростанцій на ВДЕ в структурі генеруючих потужностей ОЕС України. Крім того, на зміну частоти на етапі первинного регулювання також впливають параметри налаштування автоматичних регуляторів швидкості окремих енергоблоків електричних станцій, а також регулюючий ефект навантаження. Таким чином, визначення впливу зниження інерції енергосистеми на динамічне відхилення є комплексною задачею, розв'язання якої, серед іншого, також потребує створення відповідних моделей автоматичних регуляторів швидкості (АРШ) генераторів, їхнього уточнення та верифікації.

Деякі результати розрахунків для розглянутих сценаріїв наведено в табл. 4, де прийнято наступні позначення:  $P_{ВДЕ}$  – частка ВДЕ в структурі генерації ОЕС України;  $f_{01}$  – значення частоти в ОЕС України через одну секунду після виникнення дефіциту потужності;  $f_{min}$  – динамічне відхилен-

ня частоти. Як видно з табл. 1, для кожного з розрахункових сценаріїв збільшення частки ВДЕ в структурі генерації призводить до збільшення швидкості зміни частоти при виникненні небалансу потужності. Більший вплив ВДЕ спостерігається в режимах мінімального навантаження. Винятком є режим зимового мінімуму навантаження, що характеризується майже однаковою структурою «традиційної» генерації для сценаріїв песимістичного та оптимістичного розвитку ВДЕ. Це зумовлено тим, що в рамках оптимістичного сценарію розвитку додаткова активна потужність, що генерується ВДЕ, споживається ГАЕС, агрегати яких працюють у режимі двигуна.

**Таблиця 4**

| Параметр              | 2027          |           |          |           |          |               |           |          |           |          |
|-----------------------|---------------|-----------|----------|-----------|----------|---------------|-----------|----------|-----------|----------|
|                       | Песимістичний |           |          |           |          | Оптимістичний |           |          |           |          |
|                       | Весн. павод   | Літо Макс | Літо Мін | Зима Макс | Зима Мін | Весн. павод.  | Літо Макс | Літо Мін | Зима Макс | Зима Мін |
| $P_{ВДЕ}, \%$         | 16,04         | 13,27     | 11,11    | 8,29      | 14,28    | 31,19         | 25,51     | 22,80    | 14,56     | 27,95    |
| $f_{01}, \text{Гц}$   | 49,82         | 49,856    | 49,856   | 49,893    | 49,878   | 49,797        | 49,841    | 49,847   | 49,89     | 49,878   |
| $f_{\min}, \text{Гц}$ | 49            | 49,1      | 49,16    | 49,3      | 49,2     | 48,89         | 48,95     | 49,1     | 49,29     | 49,1     |

Таким чином, як свідчать результати проведених досліджень, збільшення частки ВДЕ в ОЕС України призводить до зменшення інерції ОЕС і, як наслідок, – до збільшення швидкості зміни частоти в енергосистемі при виникненні небалансу активної потужності. Проте, враховуючи розвиток генеруючої потужності «традиційних» електростанцій, можна стверджувати, що інтеграція такої частки ВДЕ не призведе до значної зміни частоти в динамічних режимах, обумовлених виникненням небалансу потужності в енергосистемі.

УДК 621.311.001.57

#### МОДЕЛИРОВАНИЕ ИНЕРЦИОННОГО ОТКЛИКА В ОЭС УКРАИНЫ В УСЛОВИЯХ ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ ДОЛИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ

**В.В. Павловский**, докт. техн. наук, **А.О. Стелюк**, канд. техн. наук, **О.В. Ленга**, **А.М. Захаров**

**Институт электродинамики НАН Украины,**

**пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина.**

**E-mail: [oleg.lenga@gmail.com](mailto:oleg.lenga@gmail.com)**

*Исследованы процессы регулирования частоты на этапе инерционного отклика с учетом значительной доли ветровых и солнечных электростанций, использование которых предполагается в структуре генерирующих мощностей ОЭС Украины. Рассмотрены процессы регулирования частоты и активной мощности в рамках перспективных пессимистического и оптимистического сценариев развития ОЭС Украины. Приведены результаты моделирования динамических режимов по частоте в случае отключения энергоблока мощностью 1000 МВт. Установлено, что перспективная интеграция ВИЭ, мощность генерации которой составляет до 30% от суммарной мощности потребления ОЭС Украины, не приводит к значительному изменению частоты в динамических режимах, вызванных возникновением небаланса мощности в энергосистеме. Библ. 4, табл. 4, рис. 1.*

**Ключевые слова:** частота, инерционный отклик, объединенная энергосистема Украины, небаланс активной мощности.

#### MODELING THE INERTIAL RESPONSE OF THE INTERCONNECTED POWER SYSTEM OF UKRAINE WITH HIGH PENETRATION OF RENEWABLES

**V.V.Pavlovskiy, A.O.Steliuk, O.V.Lenga, A.M.Zakharov**

**Institute of Electrodynamics of National Academy of Science of Ukraine,**

**pr. Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine.**

**E-mail: [oleg.lenga@gmail.com](mailto:oleg.lenga@gmail.com)**

*The investigation of the processes of the frequency control on stage of the inertial response has been conducted considering a significant wind farms and solar power plants generation in the future structure of generation capacity in IPS Ukraine. The processes of the frequency and active power control within the perspective pessimistic and optimistic scenarios of renewables development in the IPS of Ukraine have been considered. The simulation results of the frequency transients in case of 1000 MW unit outage are shown. It is established that perspective integration of the renewables in IPS of Ukraine up to 30% of the total power consumption, does not lead to a significant change of frequency dynamics behavior caused by active power imbalance in the grid.*

References 4, table 4, figure 1.

**Key words:** frequency, inertial response, interconnected power system of Ukraine, imbalance of active power.

1. *Focus on offshore wind turbines.* Available at: <http://www.ngi.no/en/Selected-topics/Offshore-wind-turbines/Focus-on-offshore-wind-turbines/> (Accessed 09.04.2015)
2. *Energy strategy of Ukraine for the period until 2030.* Energy forecast. – 2006. – 129 p.: Available at: <http://zakon.rada.gov.ua/signal/kr06145.doc>. (Accessed 21.04.2015). (Ukr)
3. *Machowski J., Bialek J. and Bumby J.* Power system dynamics. Stability and Control. – John Wiley&Sons, 2008. – 629 p.
4. *Kundur P.* Power system stability and control. – McGraw-Hill, 1994. – 1176 p.

Надійшла 21.04.2015