

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

УДК 621.311

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2026.73.061>**МЕТОДИ КЕРУВАННЯ ГЕНЕРАТОРАМИ НА БАЗІ МАШИНИ ПОДВІЙНОГО ЖИВЛЕННЯ У МІКРОМЕРЕЖАХ – ОГЛЯД ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ****В.С. Швець**

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: Valdemarius2001@gmail.com

У роботі представлено огляд сучасних технічних рішень, пов'язаних із застосуванням генераторів на базі машини подвійного живлення (МПЖ) у складі мікромереж для підвищення якості електроенергії. Розглянуто особливості роботи генераторів на базі МПЖ в умовах несиметричних напруг, що виникають через нерівномірний розподіл навантажень, різний імпеданс ліній приєднання та вплив нелінійних споживачів. Проаналізовано основні підходи до керування, включно з векторним керуванням, прямим керуванням потужністю та інтелектуальними методами, як-от нечітка логіка та гібридні алгоритми. Визначено переваги та обмеження кожного з методів з погляду ефективності компенсації пульсації моменту, зменшення гармонічних спотворень та підвищення стійкості таких систем. Окреслено перспективи розвитку технологій керування генераторів на базі МПЖ у контексті інтеграції відновлюваних джерел у мікромережі та забезпечення стабільності енергопостачання. Бібл. 16, рис. 6.

Ключові слова: МПЖ, мікромережа, якість електроенергії, несиметрична напруга, векторне керування, нечітка логіка, пряме керування потужністю.

Зростання частки відновлюваних джерел енергії в електроенергетичних системах зумовлює потребу у впровадженні гнучких та ефективних засобів генерації, здатних стабільно працювати в умовах змінних режимів. Мікромережі, які інтегрують вітрові, сонячні та інші джерела, створюють нові можливості для децентралізованого енергопостачання, проте водночас стикаються із проблемою зниження якості електроенергії. Одним із ключових викликів є виникнення несиметричних напруг, що спричиняють пульсації моменту, перевантаження електронних перетворювачів та зниження довговічності обладнання.

Серед різних технологій вітрогенерації особливе місце займають генератори на базі машини подвійного живлення (МПЖ), які забезпечують високу енергоефективність, можливість роботи за змінної швидкості ротора та гнучке регулювання активної та реактивної потужності. Використання генераторів на базі МПЖ у складі мікромереж дає змогу не лише оптимізувати виробництво енергії, а й впливати на параметри мережі для підвищення якості електроенергії.

Однак робота генераторів на базі МПЖ в умовах несиметричних напруг вимагає впровадження спеціальних стратегій керування, здатних мінімізувати негативний вплив несиметрії. Традиційні методи, такі як векторне керування чи пряме керування потужністю, демонструють високу ефективність у збалансованих режимах, проте потребують ускладнених алгоритмів для роботи в умовах несиметрії. Останніми роками все більше уваги приділяється інтелектуальним методам керування із застосуванням нечіткої логіки, що забезпечує високу адаптивність та стійкість системи.

Метою цієї роботи є огляд сучасних методів керування генераторів на базі МПЖ у мікромережах для покращення якості електроенергії, аналіз їхніх переваг та обмежень, а також визначення перспектив подальшого розвитку в контексті підвищення надійності та стабільності енергопостачання.

1. **Векторне/поле-орієнтоване керування.** Останніми роками розглядаються покращені методи керування асинхронними генераторами на базі МПЖ, спрямовані на забезпе-

чення стійкої роботи у слабких або ізольованих мікромережах. Основна мета – підвищення енергетичної стабільності, якості електроенергії та здатності підтримувати частоту і напругу незалежно від головної мережі.

Традиційні стратегії (поле-орієнтоване керування – *FOC* «Field Oriented Control», пряме керування потужністю – *DPC* «Direct Power Control») для систем, приєднаних до мережі (*Grid-Following*), втрачають ефективність у таких умовах, тому пропонується переходити до *Grid-Forming* керування, де МПЖ формує параметри мережі – напругу, частоту та фазовий зсув.

Як показано в [1], потокозчеплення статора може контролюватися струмами ротора в каскадній структурі з внутрішнім швидким контуром регулювання струму ротора та зовнішнім повільнішим контуром регулювання потокозчеплення. Взаємозв'язки між *d*- та *q*-компонентами у внутрішньому контурі керування струмом ротора зменшуються за допомогою введення відповідних компенсаційних (*feedforward*) членів для напруг.

Структурна схема системи керування наведена на рис. 1.

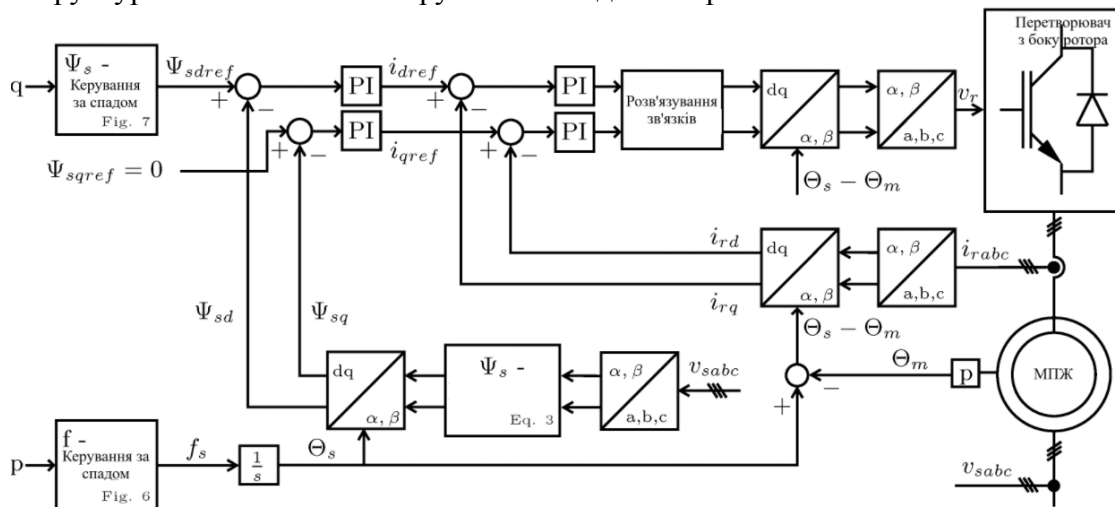


Рис. 1. Схема керування МПЖ із контролем потокозчеплення статора [1]

Під час розрахунку параметрів ПІ-регулятора струму ротора використовується вираз:

$$F_{PI_r}(s) = K_{P_r} \cdot \frac{1 + sT_{R_r}}{sT_{R_r}}, \quad (1)$$

де K_{P_r} – пропорційний коефіцієнт підсилення, а T_{R_r} – час відновлення інтегруючої частини регулятора.

Водночас необхідно враховувати *LCL*-фільтр, розташований між перетворювачем з боку ротора (*RSC* «Rotor Side Converter») і самим ротором. Час відновлення T_{R_r} налаштовується так, щоб компенсувати сталу часу відкритого статора енергетичної установки, проте ємність фільтра зазвичай не береться до уваги.

Щоб уникнути резонансних коливань у фільтрі, пропорційне підсилення K_{P_r} обирається так, щоб частота зрізу контура регулювання струму ротора була у 10 разів нижчою за резонансну частоту *LCL*-фільтра [1].

Також використовується схема керування, що забезпечує стабільну роботу в ізольованому режимі без підтримки основної мережі. Метою є поліпшення стійкості напруги та частоти мікромережі, коли МПЖ є головним джерелом енергії, а також мінімізація осциляцій потужності за зміни навантаження.

Передбачається, що механічна система вітрової турбіни забезпечує роботу ротора генератора із заданою синхронною швидкістю обертання ω_r . Метою є визначення керуючої дії у вигляді напруги V_r , яка повинна бути розрахована у підсистемі перетворювача з боку ротора. Цей перетворювач генерує напругу на клеммах ротора генератора. Метою є отримання си-

нусоїдальної трифазної симетричної напруги V_0 на клеммах ізолюваної мережі (із параметрами $R_a, R_b, R_c, L_a, L_b, L_c$). Навантаження вважається RL -типу, однак його параметри є змінними, непередбачуваними та різними для кожної фази. Попри це, напруга V_0 має містити лише основні гармоніки, тоді як вищі гармоніки, які можуть бути шкідливими, повинні бути зменшені. Під час опису системи на рис. 2 враховується коефіцієнт трансформації трансформатора:

$$\zeta = \frac{z_s}{z_t}, \quad (2)$$

де z_s та z_t – це кількість витків первинної та вторинної обмоток трансформатора, з'єднаних відповідно зіркою та трикутником.

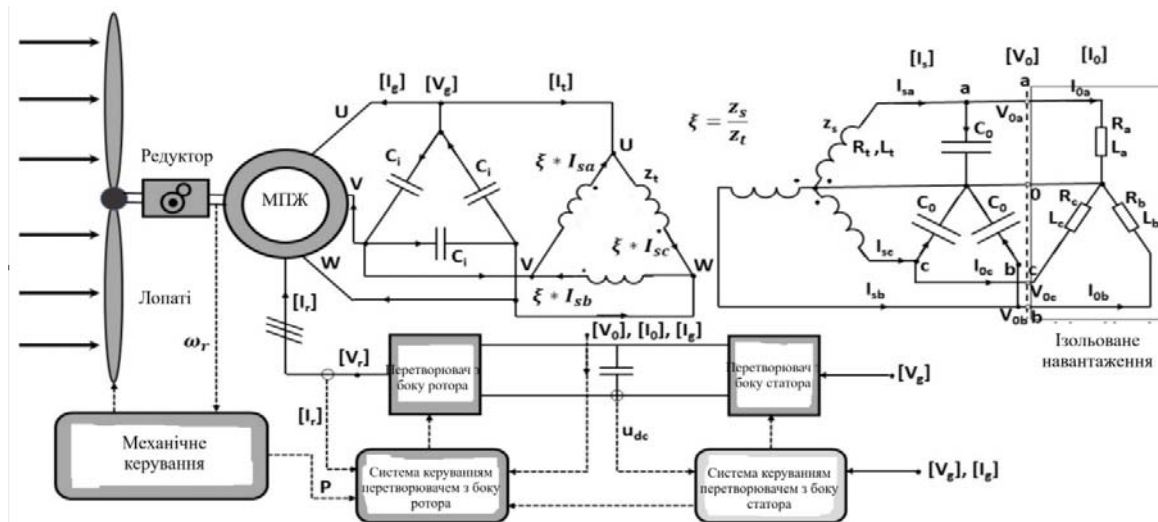


Рис. 2. Блок-схема оптимального контролера МПЖ у режимі ізолюваного навантаження [2]

Переваги векторного керування [2]:

- 1) підвищена стійкість у слабких мережах, МПЖ здатна підтримувати напругу та частоту без централізованого джерела;
- 2) можливість автономної роботи, у режимі від'єднання від мережі генератор продовжує забезпечувати живлення навантажень;
- 3) зниження гармонічних спотворень, використання керування потокозчепленням покращує якість струмів та напруги;
- 4) висока швидкість та динамічна реакція, реалізація в реальному часі на dSPACE підтвердила швидке відновлення після збурень;
- 5) ефективний розподіл потужності, оптимальний алгоритм дає змогу збалансувати активну та реактивну складові під час змін навантаження.

Недоліки:

- 1) висока обчислювальна складність, необхідна потужна цифрова платформа (DSP, dSPACE, FPGA);
- 2) залежність від точності вимірювань потокозчеплення, помилки сенсорів знижують якість керування;
- 3) складність узгодження з іншими розосередженими джерелами, у мікромережах потрібно координувати роботу кількох генераторів;
- 4) необхідність ретельного налаштування параметрів контролера. Оптимізація алгоритмів займає значний час [3].

2. Пряме керування потужністю (DPC). Метод *DPC* є одним із найефективніших підходів до керування асинхронними генераторами на базі МПЖ у сучасних вітроенергетичних установках. Його принцип базується на прямому регулюванні активної (P) та реактивної (Q) потужності без використання проміжного контура струму. На відміну від класичного векторного керування (*FOC*), *DPC* здійснює миттєвий вибір вектора напруги ротора,

який мінімізує відхилення потужності від заданих значень. Це дає змогу забезпечити високу швидкодію, простоту реалізації та ефективність роботи навіть у нестабільних умовах мережі [4].

Метод *DPC* базується на безпосередньому регулюванні активної (P) та реактивної (Q) потужності статора через вибір відповідного стану інвертора. Замість використання класичного ПІ-регулятора струму *DPC* безпосередньо змінює вектори напруги, застосовуючи таблицю вибору оптимального стану на основі моментального відхилення потужності.

Дослідження останніх років демонструють тенденцію до підвищення точності та стійкості *DPC* шляхом інтеграції додаткових алгоритмів спостереження, адаптації та штучного інтелекту.

Також запропоновано застосування спостерігача збурень (*Disturbance Observer, DO*) для компенсації невизначеностей параметрів машини та флуктуацій напруги. Такий підхід забезпечує зменшення пульсацій потужності та підвищення точності керування без значного збільшення обчислювальної складності.

У [4] розроблено адаптивний регулятор, який автоматично підлаштовує коефіцієнти контролю залежно від умов вітру та зміни навантаження. Ця стратегія забезпечує покращену динамічну стабільність і зниження гармонічних спотворень у широкому діапазоні швидкостей обертання турбіни.

Використання нечіткої логіки (*Fuzzy Logic*) дало змогу замінити таблицю вибору векторів на інтелектуальний механізм прийняття рішень. Такий підхід підвищує стійкість системи до зміни параметрів генератора та мінімізує пульсації моменту і потужності, особливо в умовах низьких частот комутації [4].

У системі використовуються гістерезисні компаратори, які порівнюють миттєві значення потужностей із їхніми еталонними значеннями, визначаючи похибки. Виходи цих контролерів разом із сектором, у якому розташований вектор потоку статора, утворюють вхідні сигнали таблиці комутацій.

Комплексна площина поділяється на шість кутових секторів, що дає змогу визначити послідовність керування активною та реактивною потужностями через прикладання відповідного вектора напруги статора.

Для формування станів перемикання активної та реактивної потужностей використовується трипозиційний гістерезисний регулятор, який працює за принципом порівняння розрахованої потужності з еталонною.

Вибір відповідного вектора напруги, що подається на перетворювач ротора (*RSC*), визначається за таблицею комутацій. Ця таблиця використовується для контролю активної та реактивної потужностей, що обмінюються з мережею. Детальна структура класичного *DPC* зображена на рис. 3 [5].

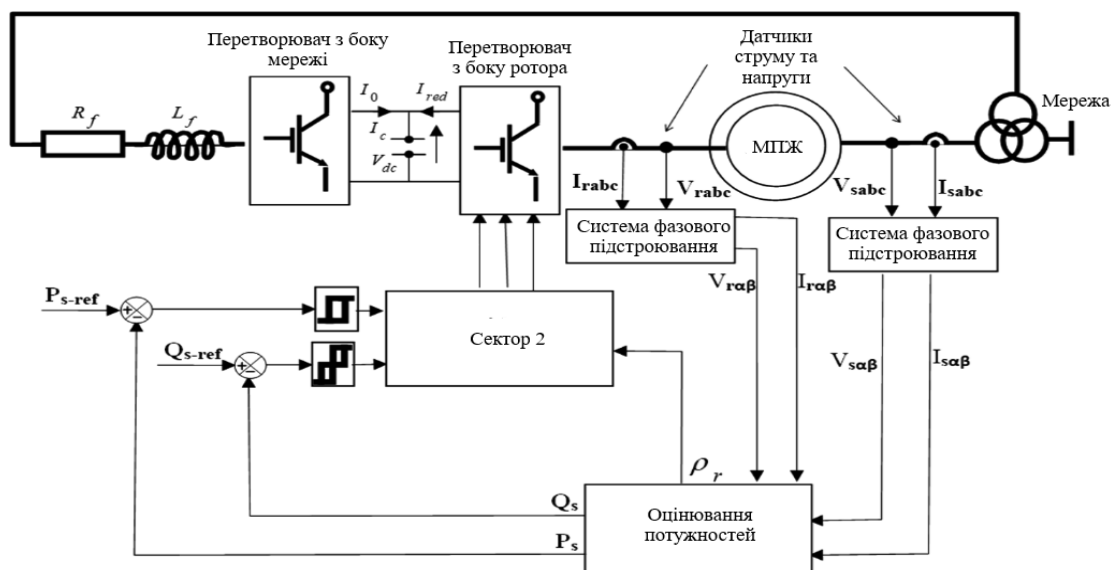


Рис. 3. Класична схема прямого керування потужністю *DPC* МПЖ [5]

Основним недоліком традиційного методу є наявність пульсацій потужності, які впливають на електричну мережу та створюють механічне навантаження на вал турбіни. Такі коливання можуть спричинити пошкодження та, в критичних випадках, призвести до механічного руйнування турбіни. Для зменшення цих коливань в [6] запропоновано адаптивну стратегію прямого керування потужністю (*Adaptive DPC, A-DPC*).

Принцип роботи *A-DPC* ґрунтується на вдосконаленні класичної таблиці комутацій *DPC*. Відомо, що збільшення електромагнітного моменту (або активної потужності) за сталою ковзання означає зростання енергії, яку споживає машина. У генераторному режимі ця залежність має від'ємний знак, тобто збільшення моменту означає зменшення потужності, що видається генератором.

Однак у класичному підході є похибка у визначенні кута потоку ротора, що впливає на точність вибору вектора напруги. Удосконалений адаптивний метод використовує поточну оцінку потоку ротора, щоб динамічно коригувати сектор і вектор комутації [6, 7].

Переваги:

- 1) зменшення пульсацій активної та реактивної потужності;
- 2) менше навантаження на механічні частини турбіни;
- 3) підвищена стабільність роботи при змінних швидкостях вітру;
- 4) покращення точності завдяки корекції кута потоку ротора;
- 5) можливість роботи як у генераторному, так і в моторному режимі без переналаштування таблиці комутацій.

3. Керування за спадом (розподіл потужності та підтримка частоти). Метод керування за спадом (*Droop Control*) є одним із ключових підходів для регулювання потужності та частоти в ізольованих або слабких мікромережах, що включають вітрові турбіни з асинхронними генераторами на базі МПЖ. Його основною метою є забезпечити автономний розподіл активної та реактивної потужності між кількома джерелами енергії без необхідності централізованого керування.

Droop Control базується на моделюванні поведінки синхронного генератора, де частота зменшується зі збільшенням активної потужності (*P-f droop*), а напруга зменшується зі збільшенням реактивної потужності (*Q-V droop*). У системах з МПЖ цей принцип дає змогу регулювати частоту обертання, кут зсуву фаз та реактивну потужність, підтримуючи стабільність мікромережі навіть за відсутності мережі.

Під час роботи в ізольованому режимі (*Islanded Mode*) МПЖ бере на себе роль "формування мережі" (*Grid-Forming*), підтримуючи рівень частоти та напруги. Завдяки наявності двостороннього перетворювача (*RSC* і *GSC*) система може одночасно регулювати як частоту, так і потік енергії між генератором, накопичувачами та навантаженнями.

У [8] було проаналізовано поведінку МПЖ під дією мультипідсилювального *Droop Control* у мікромережі. Автори довели, що застосування декількох коефіцієнтів спадів для різних режимів навантаження дає змогу поліпшити частотну стабільність та розподіл потужності між джерелами. Такий підхід забезпечує швидшу реакцію системи на коливання навантаження без необхідності зовнішнього контролера. Також метод *Droop Control* було інтегровано з керуванням потокозчепленням статора (*Stator Flux Control*). Це дає змогу МПЖ діяти як *Grid-Forming* пристрій, що здатен створювати синусоїдальну напругу потрібної частоти та амплітуди навіть за повної ізоляції від мережі. Такий підхід підвищує стійкість до збурень і дає змогу системі МПЖ підтримувати роботу мікромережі в умовах обмеженої інерції.

Під час інерційної підтримки *DFIG* може тимчасово перевиробляти потужність, уповільнюючи обертання та передаючи енергію в мережу, і навпаки. Типова схема *droop*-керування з інерцією наведена на рис. 4 [8]. Інерційна відповідь після збурення може бути описана рівнянням (3):

$$\Delta P_{IR} = K_{IR} \frac{d}{dt} \Delta f = 2H_{\omega} \frac{d}{dt} \Delta f, \quad (3)$$

де H_{ω} – інерційний коефіцієнт вітрових турбін, Δf – вимірне відхилення частоти між фактичною частотою мережі та еталонною.

Потужність вітрової турбіни тимчасово регулюється для забезпечення інерційної відповіді. Турбіна реагує на зниження частоти сповільненням обертання та виділенням частини накопиченої кінетичної енергії. Згідно з (3), швидкість зростання/спаду IR розраховується на основі зміни частоти. Невелика мертва зона $\pm 0,05$ Гц введена для уникнення інерційної відповіді за дуже малих коливань частоти, а інерційний коефіцієнт приймається рівним 0,2.

Інерційна відповідь є найбільш вираженою на початковій стадії відхилення частоти після виникнення збурення. Контур швидкості зміни частоти ($ROCOF$) є менш ефективним, коли починає діяти регулювання первинної частоти. Отже, із зростанням відхилення частоти $droop$ -контур починає відігравати вирішальну роль у первинному регулюванні частоти.

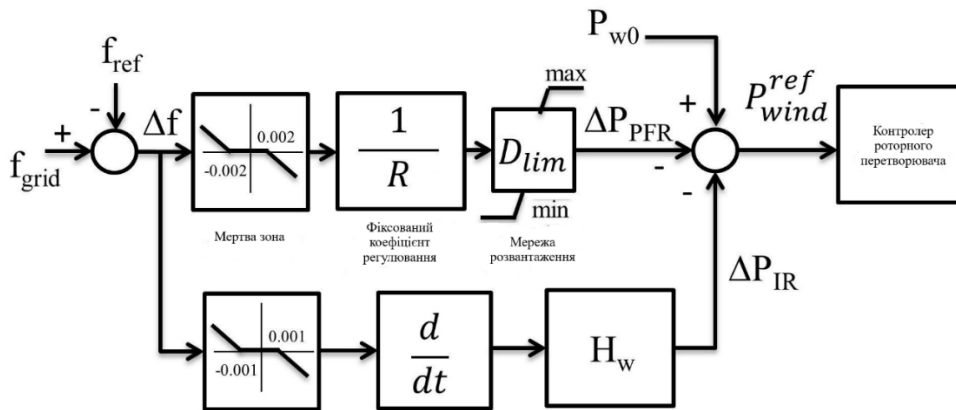


Рис. 4. Структурна схема керування МПЖ із застосуванням керування за спадом [8]

Однак вітрова турбіна повинна працювати нижче точки максимального відбору потужності ($MPPT$), щоб забезпечити резерв потужності для первинного регулювання частоти. Цей режим розвантаження реалізується шляхом зміщення робочої точки вітрової турбіни ліворуч або праворуч від точки $MPPT$ через зміну швидкості обертання, створюючи тимчасовий резерв потужності для підтримки стабільності мережі.

Переваги:

- 1) забезпечує автономне регулювання частоти та напруги;
- 2) підтримує спільну роботу кількох джерел у мікромережі без централізованого контролю;
- 3) сумісний із іншими методами – *Grid-Forming*, *DPC*;
- 4) покращує стабільність мікромережі в режимах з низькою інерцією.

Недоліки:

- 1) може спричинити повільне відновлення частоти після великих перехідних процесів;
- 2) чутливість до вибору коефіцієнтів спадів (*Droop Gains*);
- 3) у складних мікромережах потребує координації між кількома МПЖ для уникнення коливань.

4. Мережоутворювальне керування. Методи *Grid-Forming (GFM)* і *Grid-Following (GFL)* керування визначають два підходи до взаємодії перетворювачів, зокрема МПЖ, із мережею: 1) *Grid-Forming Control* – створює напругу та частоту, працюючи як віртуальне джерело напруги; 2) *Grid-Following Control* – синхронізується з наявною мережею, діючи як регульоване джерело струму.

Обидва режими є взаємодоповнюючими та використовуються для забезпечення стабільної роботи вітрових електростанцій, як у підключеному до мережі, так і в автономному режимі мікромережі [10].

Grid-forming керування для МПЖ показано на рис. 5. Основним завданням *GFC* є керування амплітудою та фазою внутрішньої напруги. Потік у повітряному зазорі може бути визначений як внутрішня напруга E_{DFIG}^* у генераторі МПЖ.

Фаза внутрішньої напруги може керуватися за допомогою рівняння коливань і керування активною потужністю, тоді як амплітуду внутрішньої напруги можна обчислити через керування реактивною потужністю [10].

чною передачею (редуктором) до МПЖ, струми та напруги якого подаються до відповідних контролерів. Швидкість вітру використовується *MPPT*-алгоритмом для генерації оптимального значення електромагнітного моменту та завдання активної потужності.

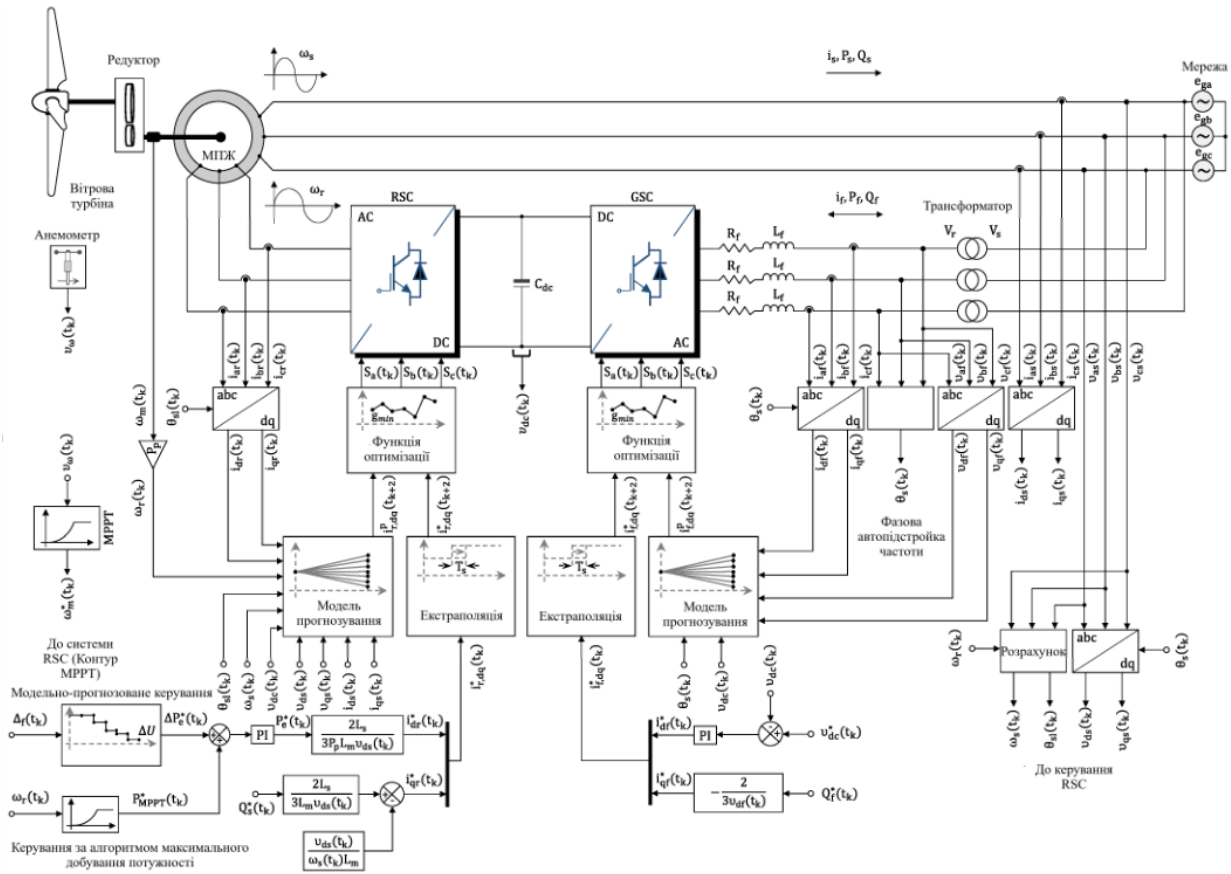


Рис. 6. Загальна схема керування вітряною турбіною на основі МПЖ [14]

Струми та напруги статора й ротора проходять через модулі перетворення координат (*Clarke–Park*), що дає можливість виконувати керування у *dq*-системі. Кут синхронізації визначається за допомогою фазового автоналаштування *PLL* (*Phase-Locked Loop*), яке забезпечує правильне фазове вирівнювання між сигнальними величинами та напругою мережі. Вузли вимірювання напруги, струму та кутів подаються на блоки прогнозування, де реалізовано математичну модель МПЖ і мережі, що дає змогу передбачати поведінку струмів та напруг у наступні такти дискретизації.

Для перетворювача *RSC* *MPC*-контролер регулює компоненти струму ротора відповідно до завдань *MPPT* та завдання потужності. Водночас перетворювач *GSC* підтримує стабільну напругу шини постійного струму v_{dc} і керує обміном активної та реактивної потужності з мережею, урахуваючи параметри трансформатора та фільтрів. Система також включає допоміжні ПІ-регулятори для корекції окремих внутрішніх сигналів, наприклад, для керування реактивною потужністю або стабілізації V_{dc} .

Структурна схема демонструє повну інтегровану систему *MPC*-керування для *DFIG*-вітряної турбіни, яка охоплює весь шлях перетворення енергії та дає змогу реалізувати високоточний прогноуючий контроль, що враховує майбутні стани системи та забезпечує оптимальну роботу як у сталих, так і в швидкозмінних режимах [14].

Переваги:

- 1) висока точність і швидкість регулювання активної та реактивної потужності;
- 2) здатність працювати в умовах обмежень (струм, напруга, потужність);
- 3) покращена динамічна стійкість системи МПЖ під час аварійних режимів;
- 4) підтримка частотного контролю та інерційного відгуку в мікромережах;
- 5) гнучкість у поєднанні з іншими стратегіями (наприклад, *fuzzy-logic* або ПІ-контроль).

Недоліки:

- 1) висока обчислювальна складність алгоритму потребує потужних процесорів;
- 2) необхідність точної математичної моделі МПЖ, чутливість до параметрів;
- 3) потреба у швидких сенсорах струму та напруги для реального часу;
- 4) високі вимоги до синхронізації між GSC та RSC [15, 16].

Висновки. У роботі виконано систематизований огляд сучасних методів керування генераторами на базі машини подвійного живлення (МПЖ) у складі мікромереж, з особливим акцентом на режимах слабких, несиметричних та динамічно змінних електричних мереж. Показано, що здатність МПЖ незалежно регулювати активну та реактивну потужність, працювати за змінної швидкості вітру та взаємодіяти з перетворювачами робить її одним із ключових компонентів сучасних вітрових електроустановок і мікромереж.

На основі огляду встановлено, що різні стратегії керування мають значні відмінності за критеріями швидкодії, стійкості, складності реалізації та якості компенсації пульсацій моменту та напруги. Векторно-орієнтоване керування забезпечує високу точність і швидкодію, проте є чутливим до параметричних збурень. Методи прямого керування потужністю демонструють швидку реакцію системи, але характеризуються підвищеними пульсаціями та потребують адаптивних і інтелектуальних доповнень. Підходи на основі керування за спадом суттєво покращують автономність роботи мікромереж і підтримку частоти, але потребують оптимального налаштування коефіцієнтів спадів. Мережоутворювальні алгоритми (Grid-Forming) та модельно-прогнозоване керування (MPC) виявилися найбільш перспективними для умов слабких мереж і високої частки ВДЕ, забезпечуючи покращену стабільність напруги, зниження гармонічних спотворень та інерційну підтримку.

Порівняльний аналіз показав, що саме інтелектуальні та гібридні методи (*fuzzy-logic DPC*, *MPC* з адаптивними моделями, комбіновані *GFM/FOC*-схеми) демонструють найкращу робастність до несиметричних режимів та коливань параметрів мережі. Вони мають потенціал для створення універсальних систем керування, здатних одночасно виконувати функції *Grid-Following* і *Grid-Forming* з автоматичним перемиканням режимів відповідно до стану мікромережі.

Подальший розвиток технологій керування МПЖ доцільно спрямувати на створення об'єднаних алгоритмів керування, які інтегрують векторне, пряме та прогнозне керування в єдину адаптивну систему; поглиблене використання методів штучного інтелекту для прогнозування режимів роботи вітрових установок та оцінки стану МПЖ у реальному часі; вдосконалення стратегій компенсації негативної послідовності у випадку значних несиметрій та спотворень; розроблення керування МПЖ для гібридних AC/DC мікромереж та комплексних мереж із низькою інерцією; створення лабораторних та цифрових платформ *Hardware-in-the-Loop* для тестування нових стратегій керування.

Отже, впровадження розширених, адаптивних та мережоутворювальних стратегій керування МПЖ є ключовим фактором для підвищення якості електроенергії, стабільності та надійності роботи мікромереж із високою часткою відновлюваних джерел. Результати огляду підтверджують, що розвиток гібридних, інтелектуальних та високоточних методів керування дадуть змогу істотно розширити функціональність МПЖ у сучасних і перспективних енергетичних системах.

Фінансується за держбюджетною темою «Дослідження методів підвищення ефективності систем електроживлення з джерелами розподіленої генерації з урахуванням нових способів побудови та керування напівпровідниковими компонентами збурень і неактивних складових потужності» (шифр «АДАПТЕР-2»), що виконується за Постановою Бюро ВФТПЕ НАН України від 10.07.2024 р., протокол № 3. Державний реєстраційний номер роботи 0125U000014. КПКВК 6541030.

1. Klaes N., Pöschke F., Schulte H. Grid Forming Stator Flux Control of Doubly-Fed Induction Generator. *Energies*. 2021. Vol. 14. Pp. 6766. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14206766>
2. Gołębowski L., Gołębowski M., Kwiatkowski B. Optimal Control of a Doubly Fed Induction Generator of a Wind Turbine in Island Grid Operation. *Energies*. 2021. Vol. 14. Pp. 7883. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14237883>
3. Bouderbala M., Aroussi H.A., Bossoufi B., Karim M. Real-Time Power Control of Doubly Fed Induction Generator Using Dspace Hardware. *Sustainability*. 2023. Vol. 15. Pp. 3638. DOI: <https://doi.org/10.3390/su15043638>

4. Debouza M., Al-Durra A., Errouissi R., Muyeen S.M. Direct power control for grid-connected doubly fed induction generator using disturbance observer based control. *Renewable Energy*. 2018. Vol. 125. Pp. 365–372. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.121>
5. Mazouz F., Belkacem S., Colak I., Drid S., Harbouche Y. Adaptive direct power control for double fed induction generator used in wind turbine. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020. Vol. 114. Pp. 105395. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105395>
6. Sayeh K.F., Tamalouzt S., Ziane D., Benyahia N., Belaid S.L., Belkhier Y. Real-time fuzzy logic-based direct power control for wind energy systems. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*. 2025. Vol. 154. Pp. 110968. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engappai.2025.110968>
7. Chojaa H., et al. A Novel DPC Approach for DFIG-Based Variable Speed Wind Power Systems Using DSpace. *IEEE Access*. 2023. Vol. 11. Pp. 9493–9510. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3237511>
8. Datta U., Kalam A., Shi J. Frequency performance analysis of multi-gain droop controlled DFIG in an isolated microgrid using real-time digital simulator. *Engineering Science and Technology, an International Journal*. 2020. Vol. 23. No 5. Pp. 1028–1041. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jestch.2019.11.008>
9. Tafizare E., Rahimi M. Grid-following and grid-forming control modes of the rotor and grid sides converters for seamless and universal operation of the hybrid DFIG-wind/battery energy storage system in grid-connected and stand-alone conditions. *Journal of Energy Storage*. 2024. Vol. 104(Part B), Pp. 114623. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.114623>
10. Jiao Y., Nian H. Grid-forming control for DFIG based wind farms to enhance the stability of LCC-HVDC. *IEEE Access*. 2020. Pp. 1–1. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3019691>
11. Nian H., Jiao Y. Improved Virtual Synchronous Generator Control of DFIG to Ride-Through Symmetrical Voltage Fault. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2020. Vol. 35. No 2. Pp. 672–683. DOI: <https://doi.org/10.1109/TEC.2019.2954596>
12. Arévalo P., Ramos C., Rocha A. A Systematic Review of Grid-Forming Control Techniques for Modern Power Systems and Microgrids. *Energies*. 2025. Vol. 18. Pp. 3888. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18143888>
13. Rodrigues L.L., Velasquez O.C., Lourenço L.F.N., Vilcanqui O.A.C., Salles M.B.C., Filho A.J.S. Filtered Repetitive MPC Applied to DFIG Grid Side Converter Frequency Support in Microgrids During Island Operation. *IEEE Access*. 2023. Vol. 11. Pp. 80835–80853. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3300661>
14. Ali Y.A., Ouassaid M., Cabrane Z., Lee S.-H. Enhanced Primary Frequency Control Using Model Predictive Control in Large-Islanded Power Grids with High Penetration of DFIG-Based Wind Farm. *Energies*. 2023. Vol. 16. Pp. 4389. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16114389>
15. Quang N.K., Kim Anh N., Ngo V.-Q.-B. Facilitated model predictive power control of DFIG driven by NNPC inverter for wind energy system. *Energy Reports*. 2025. Vol. 13. Pp. 562–575. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.12.021>
16. Echiheb F., Bossoufi B., Kafazi I., Bhiri I.E. Advanced Predictive Control for Wind Turbines: Using Doubly Fed Induction Generators (DFIGs) to Improve Performance. *Proceedings of the 16th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI)*. Iasi, Romania, 2024. Pp. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/ECAI61503.2024.10607519>

CONTROL METHODS FOR DOUBLY FED INDUCTION GENERATORS IN MICROGRIDS: OVERVIEW AND DEVELOPMENT PROSPECTS

V.S. Shvets

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Beresteiskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: Valdemarius2001@gmail.com

The paper presents a review of current research and technical solutions related to the application of doubly fed induction generators (DFIG) in microgrids to improve power quality. The operational features of DFIG under unbalanced voltage conditions, arising from uneven load distribution, varying line impedances, and the influence of nonlinear consumers, are examined. The main control approaches are analysed, including vector control, direct power control, and intelligent methods such as fuzzy logic and hybrid algorithms. The advantages and limitations of each method are identified in terms of torque ripple compensation efficiency, reduction of harmonic distortions, and enhancement of system stability. Prospects for the development of DFIG control technologies are outlined in the context of integrating renewable energy sources into microgrids and ensuring power supply stability. Ref. 16, fig. 6.

Keywords: DFIG, microgrid, power quality, unbalanced voltage, vector control, fuzzy logic, direct power control.

Надійшла: 01.12.2025

Прийнята: 23.12.2025

Submitted: 01.12.2025

Accepted: 23.12.2025