

ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ РОБОТИ ДВОНАПРЯМЛЕНОГО НАПІВПРОВІДНИКОВОГО ПЕРЕТВОРЮВАЧА НА ПОКАЗНИКИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ В MICROGRID

А.Ф. Жаркін*, академік НАН України, С.О. Палачов**, канд. техн. наук,
А.Г. Пазєєв***, канд. техн. наук, Д.О. Малахатка****, канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна.
E-mail: d.malakhatka@gmail.com.

Розглянуто моделювання режимів роботи інверторного обладнання, що використовується в мікромережах (Microgrid) низької напруги. Наведено опис розробленої імітаційної моделі Microgrid, однією з складових якої є двонапрямлений напівпровідниковий перетворювач з системою керування на основі застосування *abc-dq0* перетворення. Проведено визначення впливу на показники якості електропостачання наявності в Microgrid інверторного обладнання, що працює в режимі генерації струму та регулювання реактивної потужності з урахуванням перехідних процесів, які виникають під час приєднання потужних навантажень. Бібл. 10, рис. 4.

Ключові слова: двонапрямлений напівпровідниковий перетворювач, якість електропостачання, Microgrid, розподілений енергетичний ресурс, *abc-dq0* перетворення.

Вступ. Сучасний розвиток енергетичної системи України, важливою метою якого є синхронізація ОЕС України з європейською енергетичною системою *ENTSO-E*, відбувається в умовах ринку електричної енергії, збільшення частки відновлюваних джерел енергії в загальному балансі ОЕС України та значних втрат, що зазнала електроенергетична інфраструктура внаслідок бойових дій [1]. Все це призводить до істотних змін в структурі генеруючих потужностей та обумовлює потребу у відповідній перебудові мережевої інфраструктури на основі сучасних технологій *Smart Grid* [2, 3]. Важливі заходи з такої перебудови передбачені в схваленій Кабінетом міністрів України Концепції впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року, в якій визначено загальні напрямки впровадження і використання технологій «розумних мереж» в енергетичному секторі України та сформовано план заходів щодо реалізації цієї Концепції. Одним із компонентів розвитку «розумних мереж» є впровадження та розвиток мікромереж (*Microgrid*). Планом заходів із реалізації Концепції передбачено впровадження конкретних пілотних проєктів із застосуванням *Microgrid*, що надасть можливість напрацювати практичний досвід забезпечення надійності живлення об'єктів критичної інфраструктури у випадку системної аварії в ОЕС України та виникнення необхідності роботи в «острівному» режимі із використанням локальних джерел розподіленої генерації. Слід зазначити, що реалізація таких мереж має відбуватися на основі міжнародних стандартів серії *IEC TS 62898* [4], що визначають вимоги до параметрів режимів, а також сучасні схеми реалізації *Microgrid*, що забезпечить побудову таких мереж в Україні у відповідності з міжнародними практиками.

Основними складовими *Microgrid* є джерела розподіленої генерації (ДРГ), які розташовані в безпосередній близькості до кінцевого споживача і реалізовані, як правило, на технологіях відновлюваної енергетики, а також установки зберігання енергії (УЗЕ), що працюють на базі *Smart Grid* технологій [5]. Важливою особливістю сучасних ДРГ та УЗЕ є здатність генерувати не тільки активну, але також і реактивну потужність у визначених обсягах, що дає змогу знизити втрати електроенергії та регулювати рівень напруги [6, 7]. В той же час підключення ДРГ, зокрема, сонячних та вітрових генераторних електроустановок, може призводити до погіршення окремих показників якості електропостачання, в тому числі і в *Microgrid*. Задля зниження негативного впливу приєднання ДРГ та УЗЕ до зазначених мереж необхідно використовувати можливості їхніх вихідних напівпровідникових перетворювачів (інверторів). Крім того використання сучасних алгоритмів системи керування та вибір оптимальної конфігурації силових структур і схем зазначених, зокрема, двонапрямлених напівпрові-

© Жаркін А.Ф., Палачов С.О., Пазєєв А.Г., Малахатка Д.О., 2024
ORCID: * <https://orcid.org/0000-0001-5996-0901>; ** <https://orcid.org/0000-0002-4502-1724>;
*** <https://orcid.org/0000-0003-1944-4114>; **** <https://orcid.org/0000-0003-0515-5450>

© Видавець Інститут електродинаміки НАН України, 2024



Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC BY-NC-ND 4.0
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode.uk>

дникових перетворювачів (ДНП), у складі *Microgrid* з УЗЕ, дозволяє застосовувати їх задля ефективного керування зміною напрямку потоків електроенергії.

На сьогодні низкою виробників випускаються інвертори потужністю до 50 кВА, які згідно з наданими виробником технічними характеристиками здатні забезпечити функцію керування реактивною потужністю та вихідний струм з сумарним коефіцієнтом гармонічних спотворень (THD_I) в межах 2-4%. Слід зазначити, що згідно з вимогами IEC TS 61000-3-16:2023 тестування щодо дотримання заявлених характеристик інверторним обладнанням здійснюється під час його приєднання до тестової мережі, яка характеризується низьким рівнем гармонік напруги та встановленим значенням (достатньо великим) співвідношення потужності короткого замикання тестової мережі до потужності інвертора ДРГ.

В той же час сучасні системи *Microgrid* характеризує широкий діапазон співвідношення потужностей інверторного обладнання і потужності короткого замикання мережі. Тому ще на етапах проектування *Microgrid* необхідно оцінити вплив роботи зазначених інверторів на показники якості електропостачання в реальних *Microgrid* зі значною часткою електроприймачів з нелінійними характеристиками та швидкозмінними графіками споживаного струму, а також відмінними від тестових значеннями потужності короткого замикання. Визначення ступеня зазначеного впливу доцільно проводити з використанням засобів імітаційного моделювання, зокрема, за допомогою спеціалізованих імітаційних моделей в програмному пакеті *Matlab*. Наявні у вільному доступі імітаційні моделі інверторного обладнання у складі ВДЕ та УЗЕ дають змогу проводити розрахунки для режиму роботи *Microgrid*, що характеризується підключенням електроприймачів виключно з лінійними характеристиками споживання (RL навантажень). Зазначені моделі також не дозволяють проводити розрахунок процесів, що виникають в *Microgrid* зі значно спотвореною формою кривої напруги електропостачання та інверторним обладнанням у разі увімкнення потужних нелінійних електроприймачів. Тому виникає необхідність розробки імітаційної моделі ДНП, що дає можливість проводити розрахунок зазначених процесів. Така імітаційна модель також повинна враховувати параметри реальних об'єктів мережі – розподільчих трансформаторів, ліній, лінійних та нелінійних навантажень. Це дозволить оцінити ступінь впливу роботи інверторного обладнання, яке випускається на сьогодні низкою виробників та відповідає нормам міжнародних стандартів, на показники якості електричної енергії в реальних *Microgrid*.

Слід зазначити, що в міжнародних стандартах серії IEC TR 62898 генераторні установки та обладнання для їх приєднання, а також УЗЕ, що працюють в генераторному режимі, визначаються як розподілені енергетичні ресурси. Тому, згідно з цим визначенням, ДРГ в поєднанні з інверторним обладнанням будемо розглядати як розподілений енергетичний ресурс.

Мета роботи. Розробка імітаційної моделі ДРГ та УЗЕ інверторного типу з двонапрямленим напівпровідниковим перетворювачем в режимі генерації активної та реактивної потужності задля визначення впливу його роботи на показники якості електропостачання в *Microgrid* зі значною часткою електроприймачів з нелінійними характеристиками та швидкозмінними графіками споживання струму, яка є неізолюваною від розподільної мережі загального призначення.

Основний зміст. Важливим з точки зору сучасних вимог до обладнання, яке має застосовуватися в розподільних мережах, зокрема і в *Microgrid*, є діючий в Україні ДСТУ EN 50549-1:2022 [8] який містить зазначені вимоги до генерувальних установок, що призначені для паралельного під'єднання до розподільної мережі низької напруги. Згідно з цими вимогами робота генеруючої установки, зокрема, не повинна спричиняти гармонічних спотворень напруги вищих за допустимі рівні. Вимоги щодо показників якості напруги електропостачання в точці розподілу електроенергії (ТРЕЕ) визначаються ДСТУ EN 50160:2023 (EN 50160:2022, IDT). В той же час міжнародним стандартом STD IEEE 1547-2018 [9] визначається, що THD_I генерованого обладнання розподілених енергетичних ресурсів струму не повинен становити більше 5%. Крім того в ДСТУ EN 50549-1:2022 ставляться вимоги щодо можливості регулювання максимальної активної та повної потужності згідно з робочими критеріями, узгодженими з оператором систем розподілу. Попередній аналіз показав, що досягти виконання зазначених вимог можна за допомогою застосування сучасних підходів до побудови системи керування інверторним обладнанням.

На сьогодні для моделювання та аналізу швидких перехідних процесів в енергосистемах та керування роботою напівпровідникових перетворювачів, зокрема, ДНП, широко використовується $abc-dq0$ перетворення [10], завдяки якому трифазні сигнали в системі координат abc перетворюються на нові величини в обертової системі координат $dq0$. Представлення миттєвих значень трифазної напруги в $dq0$ системі координат можна записати у вигляді [10]

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_o \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - 2\pi/3) & \cos(\omega t + 2\pi/3) \\ -\sin(\omega t) & -\sin(\omega t - 2\pi/3) & -\sin(\omega t + 2\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix},$$

де u_a, u_b, u_c – миттєві значення фазних напруг мережі; u_d, u_q – проєкції просторового вектора на d та q вісь відповідно, а ωt – кут між вектором u_d і вектором u_a напруги мережі.

Можливість незалежного регулювання d - та q -складовими вектора вихідного струму (до якого застосовується аналогічне abc - $dq0$ перетворення) дає змогу керувати генерованою активною та реактивною потужностями. Представлення в зазначеній системі координат струмів та напруг дозволяє застосовувати в системі керування ДНП пропорційно-інтегральні (ПІ) регулятори для регулювання згідно з заданим законом параметрів генерованого в мережу струму [10].

Авторами розроблено імітаційну модель ДНП, що здатний працювати в режимі видачі активної та реактивної потужності та входить до складу розподіленого енергетичного ресурсу, який є частиною неізолюваної від системи розподілу *Microgrid* напругою 0,4 кВ з групами навантажень споживачів. Задля проведення імітаційного моделювання використано програмний пакет *Matlab Simulink* з застосуванням блоків бібліотеки *Specialized Power Systems*. На рис. 1 наведено структурну схему *Microgrid* з підключеним обладнанням, яке враховувалося під час розробки зазначеної моделі.

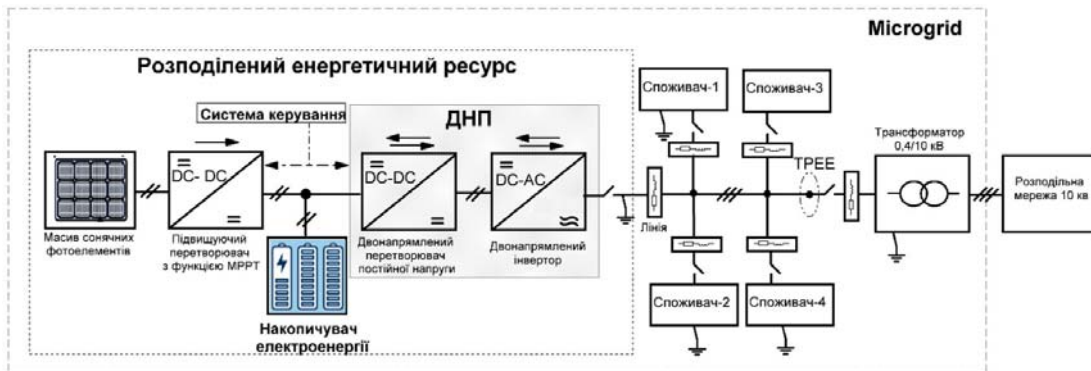


Рис. 1

З рисунку видно, що *Microgrid* під'єднується до розподільної мережі з рівнем напруги 10 кВ за допомогою трансформатора 10/0,4 кВ. До складу *Microgrid* входять блоки навантажень споживачів та розподіленого енергетичного ресурсу (ДРГ та УЗЕ). В блоках «Лінія» задаються параметри кабелів ліній електропередавання. Розподілений енергетичний ресурс складається з масиву сонячних фотоелементів з підвищувальним перетворювачем з функцією пошуку точки максимальної потужності (MPPT), накопичувача електроенергії та ДНП. До складу ДНП входять двонапрявлений перетворювач постійної напруги (ДППН) та двонапрявлений інвертор [5]. Структурну схему реалізованої системи керування ДНП з використанням abc - $dq0$ перетворення наведено на рис. 2.

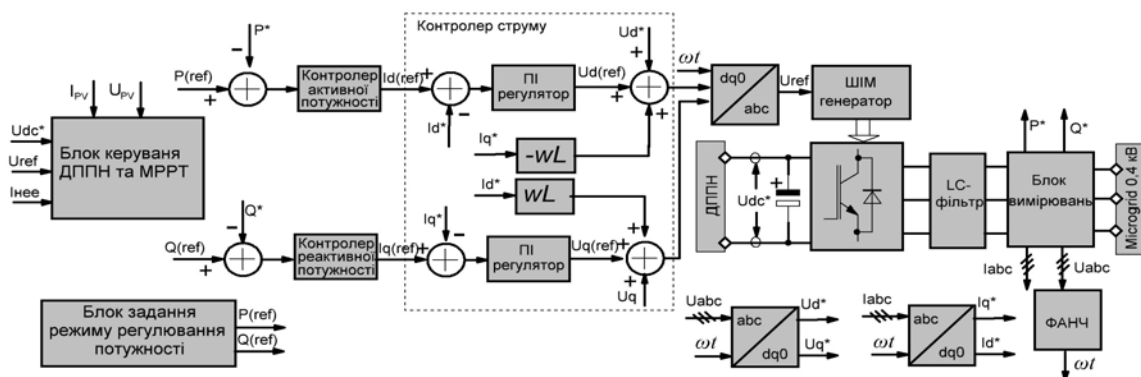


Рис. 2

Реалізована система керування працює за наступним алгоритмом. Блоком вимірювання проводиться вимірювання фазних струмів I_{abc} та напруг U_{abc} в точці приєднання ДНП до мережі, а також за допомогою вимірювача складових прямої послідовності проводиться обчислення активної P^* та реактивної Q^* складових генерованої ДНП повної потужності. При керуванні приєднаним до розподільної мережі інверторним обладнанням важливою є його синхронізація з трифазними напругами розподільчої мережі. На сьогодні найбільш поширеним методом синхронізації мережевих інверторів є застосування програмного фазового автоналаштування частоти (ФАНЧ), що коригує частоту внутрішнього опорного генератора таким чином, щоб вона дорівнювала частоті напруги зовнішньої розподільчої мережі. До складу системи керування входить блок ФАНЧ з використанням $abc-dq0$ перетворення [10]. Кут ωt на виході блоку ФАНЧ використовується при перетворенні вимірюваних струмів та напруг з abc в $dq0$ систему координат. На виході блоку задання режиму регулювання потужності відповідно до заданого алгоритму формуються сигнали $P(ref)$ та $Q(ref)$, що є опорними під час порівняння з фактично виміряними P^* та Q^* . Значення сигналу помилки поступає на вхід контролерів потужності, що формують опорні сигнали $I_d(ref)$ та $I_q(ref)$, для контролера струму на виході якого формуються d та q складові генерованого в мережу струму. За допомогою блоку зворотного $dq0-abc$ перетворення формуються три синусоїдальних сигнали, що поступають на вхід ШІМ генератора з частотою 20 кГц. Регулювання та стабілізація рівня напруги U_{dc} забезпечуються окремим блоком керування ДППН. Керування ДППН реалізовано також з використанням ПІ-регуляторів. В режимі видачі потужності в мережу опорним значенням для зовнішнього контура системи регулювання ДППН є величина рівня напруги U_{dc} . Сигнал помилки між опорним та вимірним значеннями напруги надходить на вхід ПІ регулятора, на виході якого формується опорний сигнал для внутрішнього контура регулювання величини споживаного від фотоелектричних панелей та накопичувача електроенергії струму.

Параметри блоків розробленої імітаційної моделі *Microgrid* наступні: «Розподільна мережа» – трифазне джерело змінної напруги з номінальним рівнем 10 кВ та частотою 50 Гц; «Лінія» протяжністю 100 м та з фазними провідниками $3 \times 240 \text{ мм}^2$ з погонними параметрами $R=0,162 \text{ Ом/км}$, $L=0,245 \text{ мГн/км}$, а також нульовим провідником $1 \times 120 \text{ мм}^2$ з погонними параметрами $R=0,325 \text{ Ом/км}$, $L=0,246 \text{ мГн/км}$; «Трансформатор 10/0,4 кВ» типу ТМ-250/10 з номінальною потужністю 250 кВА та напругою 10/0,4 кВ, схема з'єднання «трикутник – зірка з нулем». Параметри обмоток: $L1=80 \text{ мГн}$, $R1=8,8 \text{ Ом}$, $L2=40 \text{ мкГн}$, $R1=4,4 \text{ мОм}$; «Споживач 1» представлено групою однофазних випрямлячів потужністю 3 кВт, а «Споживач 3» – як групу трифазних випрямлячів потужністю 9 кВт кожен. До складу кожного випрямляча входить пасивний коректор коефіцієнта потужності у вигляді 3% дроселя; «Споживач 2» та «Споживач 4» представлено RL навантаженнями з $\cos\phi=0,89$. «Двонаправлений інвертор» номінальною потужністю 50 кВА та рівнем напруги на боці постійної напруги 730 В. «Двонаправлений перетворювач постійної напруги» потужністю 60 кВт; «Масив сонячних фотоелементів» типу *LG270S1C-B3* з'єднаних за схемою 14S 14P з максимальною потужністю 53 кВт, що підключені до підвищувального перетворювача постійної напруги потужністю 55 кВт; «Накопичувач електроенергії» з 12 послідовно з'єднаними акумуляторними збірками загальною номінальною напругою 614 В та ємністю 55,9 кВт/год з максимальним розрядним струмом 100 А.

Результати розрахунку режимів роботи *Microgrid*. За допомогою розробленої імітаційної моделі було проведено розрахунки режимів роботи *Microgrid* забезпечених технічними можливостями ДНП, який входить до складу розподіленого енергетичного ресурсу. Проведено розрахунок режиму роботи мережі, що характеризується видачею ДНП в мережу активної та реактивної потужності. Наведена вище система керування ДНП забезпечує видачу реактивної потужності в режимі регулювання – « Q заданого значення» у визначеному в ДСТУ EN 50549-1:2022 діапазоні $\pm 0,48$ від розрахункової активної потужності P_D . В початковий момент часу до мережі приєднано «Споживач 1» потужністю навантаження 27 кВт, «Споживач 3» потужністю навантаження 63 кВт, а також «Споживач 2» потужністю навантаження 50 кВт. ДНП працює в режимі видачі P_D , яка дорівнює номінальній потужності перетворювача за $\cos\phi=1$. В момент часу 0,5 сек. приєднується «Споживач 4» потужністю навантаження 50 кВт, і система керування ДНП за зовнішнім сигналом в момент часу 0,67 сек. активує зазначений режим регулювання реактивної потужності.

На рис. 3 наведено залежності, що відображають результати моделювання (величини струмів та напруг, а також повної потужності та її складових представлено у відносних одиницях). Для переходу у відносні одиниці за базисні використано наступні значення: номінальна потужність 250 кВА, номінальний струм 370 А, номінальна напруга 220 В. На рис. 3, а наведено криві зміни діючого значення напруги електропостачання у фазі A мережі в ТРЕЕ. Крива 1 відповідає випадку, коли режим

регулювання реактивної потужності деактивовано, а крива 2 – коли режим активовано. Наведені криві показують, що активація режиму регулювання реактивної потужності дає змогу на 1,5 % збільшити рівень напруги електропостачання після провалу на 3%, що спричинений включенням навантаження «Споживача 4». В той же час активація зазначеного режиму регулювання призводить до зменшення споживаного з мережі струму, що видно з рис. 3, б, на якому криві 1 та 2 відповідають за режимом кривим з рис. 3, а. На рис. 3, в наведено криві зміни генерованої ДНП повної потужності (крива 1) та її активної (крива 2) та реактивної (крива 3) складових, що вимірювалися в точці його під'єднання до мережі. На рис. 3, г наведено криві зміни споживаної в ТРЕЕ повної і реактивної потужностей до активації режиму регулювання реактивної потужності (криві 1 та 3 відповідно) та після активації зазначеного режиму (криві 2 та 4 відповідно). Наведені результати показують, що споживана з мережі реактивна потужність зменшилася на 10%. Таким чином система керування ДНП забезпечує виконання вимоги щодо регулювання реактивної потужності в діапазоні, визначеному у ДСТУ EN 50549-1:2022, що, зокрема, дає можливість в перспективі власникам такого обладнання надавати допоміжні послуги з регулювання напруги та реактивної потужності оператору систем розподілу.

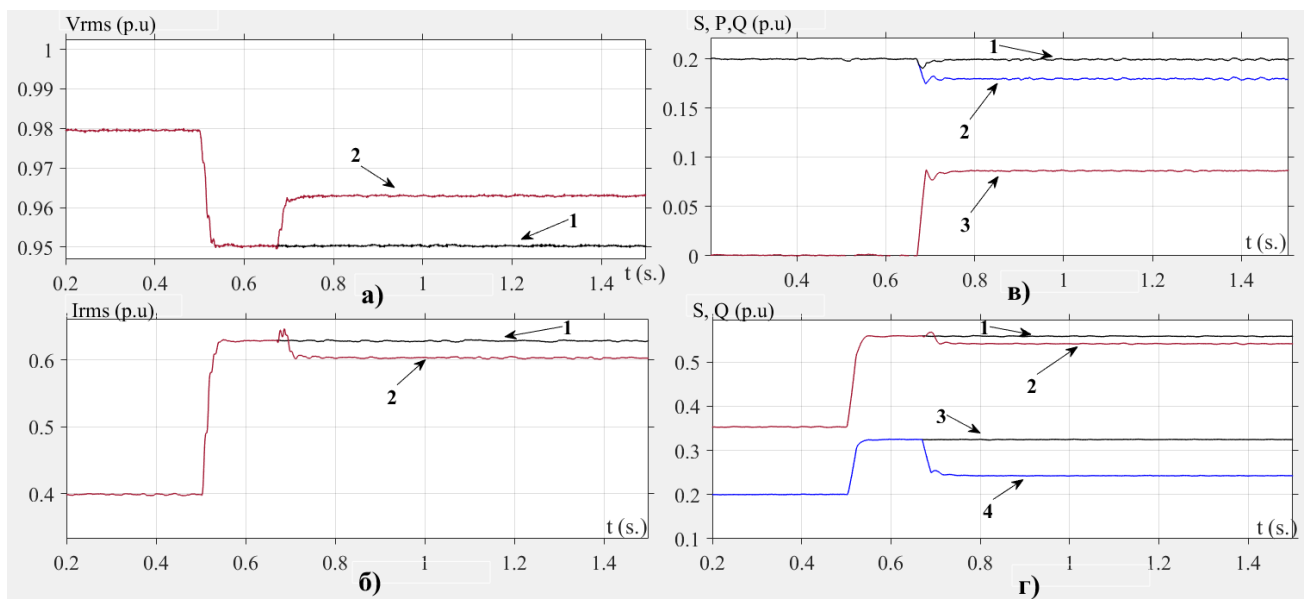


Рис. 3

Проведено розрахунок впливу роботи ДНП у складі розподіленого енергетичного ресурсу на

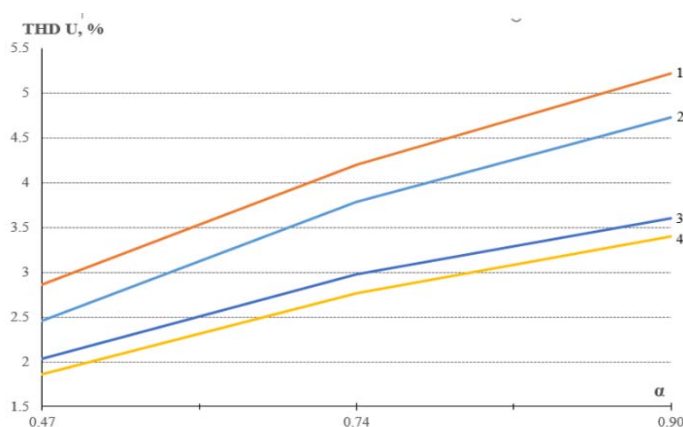


Рис. 4

показники якості електроенергії в *Microgrid* за різних величинах частки нелінійного навантаження α , яка визначається як відношення активної потужності нелінійної складової навантаження до сумарної активної потужності навантаження. Моделювання проводилося для режимів роботи мережі, що характеризуються $\alpha=0,47$, $\alpha=0,74$ та $\alpha=0,9$. На рис. 4 показано залежності величини сумарного коефіцієнту гармонічних спотворень напруги THD_U (в точці розподілу електроенергії) від α . Крива 1 характеризує режим, коли ДНП генерує максимальну активну потужність, а крива 2 – коли не генерує струм. Криві 1 та 2

наведено для випадку, коли потужність короткого замикання мережі 6,25 МВА (розподільний трансформатор 250 кВА). Криві 3 та 4 характеризують аналогічні до кривих 1 та 2 режими роботи ДНП, коли потужність короткого замикання мережі 10 МВА (розподільний трансформатор 400 кВА). З наведених кривих видно, що робота ДНП не спричиняє збільшення THD_U в розглянутих *Microgrid* більше, ніж на 1 %, що відповідає вимогам IEC TR 61000-3-15:2011. Додатково було визначено, що

коефіцієнт гармонічних спотворень генерованого ДНП струму в умовах роботи в розглянутих *Microgrid* становить 3 %, що є меншим за визначене у *STD IEEE 1547-2018* граничне значення в 5 %. Результати розрахунків показують, що за умови належного вибору параметрів системи керування з використанням *abc-dq0* перетворення та ПІ-регуляторів забезпечується можливість незалежного керування обсягами генерованої активної та реактивної потужності у разі дотримання вимог стандартів щодо гармонічного складу генерованого інвертором струму.

Висновки. Розроблено імітаційну модель ДНП, що здатний працювати в режимі видачі активної та реактивної потужності та входить до складу розподіленого енергетичного ресурсу, підключеного до неізолюваної *Microgrid* напругою 0,4 кВ зі значною часткою електроприймачів з нелінійними характеристиками та швидкозмінними графіками споживаного струму. Розроблена за результатами виконаних досліджень імітаційна модель ДНП, що враховує вимоги стандартів ДСТУ *EN 50549-1:2022* та *STD IEEE 1547-2018*, дає змогу на основі наданих виробниками ДРГ та УЗЕ технічних характеристик проводити розрахунки для визначення параметрів впливу їх роботи на показники якості електропостачання мережі з урахуванням перехідних процесів, що виникають у разі приєднання потужних навантажень за умов спотворення форми кривої напруги електропостачання.

Отримані результати та розроблена модель інверторного обладнання є основою для створення розрахункових моделей *Microgrid* різної конфігурації та складу генеруючих установок, а також моделі двонапрявленого перетворювача для забезпечення острівного режиму роботи мережі.

1. Кириленко О.В., Павловський В.В., Блінов І.В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E. *Техн. електродинаміка*. 2022. № 5. С. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059>.
2. Smart grid standardization roadmap. IEC/TR 63097: 2017. 2017. 315 p.
3. Кириленко О.В., Блінов І.В., Танкевич С.Є. Smart Grid та організація інформаційного обміну в електроенергетичних системах. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 3. С. 47–48.
4. Microgrids – Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. IEC. IEC TR 62898-1. 2023. 86 p.
5. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Трач І.В. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 4. С. 44–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>.
6. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchansky V., Shkarupylo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. IEEE 2nd KhPI Week on *Advanced Technology* (KhPIWeek). Kharkiv, Ukraine, 13-17 September 2021. Pp. 262–265. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>.
7. Жаркін А.Ф., Новський В.О., Мартинов В.В., Пазєєв А.Г., Палачов С.О., Руденко Ю.В. Системи накопичення енергії на основі застосування потужних двонапрявлених перетворювачів. *Вісник Національного технічного університету ХПІ. Серія: Нові рішення в сучасних технологіях*. 2018. Том 1. № 26 (1302). С. 25–33. DOI: <https://doi.org/10.20998/2413-4295.2018.26.04>.
8. Вимоги до генерувальних установок, призначених для паралельного під'єднання до розподільчих мереж. Частина 1. Під'єднання до розподільчої мережі низької напруги. Генерувальні установки до типу В включно (EN 50549-1:2019, IDT). ДСТУ EN 50549-1:2022. Київ, ДП УкрНДНЦ, 2023, 67 с.
9. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, STD IEEE 1547-2018. 2018, 138 p.
10. Teodorescu R., Liserre M., Rodr'iguez P. Grid converters for photovoltaic and wind power systems. Wiley, 2011. 412 p. DOI: <https://doi.org/10.1002/9780470667057>.

ASSESSMENT OF THE IMPACT OF BIDIRECTIONAL SEMICONDUCTOR CONVERTER ON THE QUALITY INDICATORS OF ELECTRIC SUPPLY IN THE MICROGRID

A.F. Zharkin, S.O. Palachov, A.G. Pazeiev, D.O. Malakhatka
Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskiy Ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine.
E-mail: d.malakhatka@gmail.com.

The publication considers the modeling of the operating modes of inverter equipment used in low-voltage Microgrids. Provided description of the developed Microgrid simulation model, one of the components of which is a bidirectional semiconductor converter with a control system based on the application of abc-dq0 transformation. Was determined the influence of the presence of inverter equipment operating in the mode of current generation and regulation of reactive power on the indicators of the quality of power supply in the Microgrid, taking into account the transient processes that occur when connecting powerful loads. References 10, figures 4.

Keywords: bidirectional semiconductor converter, power supply voltage quality, Microgrid, distributed energy resource, abc-dq0 transformation.

1. Kyrylenko O.V., Pavlovsky V.V., Blinov I.V. Scientific and technical support for organizing the work of the IPS of Ukraine in synchronous mode with the Continental European power system ENTSO-E. *Tekhnichna Elektrody-namika*. 2022. No 5. Pp. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059>. (Ukr)
2. Smart grid standardization roadmap. IEC/TR 63097:2017. 2017. 315 p
3. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Tankevych S.Ye. Smart grid and organization of information exchange in electric power systems. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2012. No 3. Pp. 44–54. (Ukr)
4. Microgrids – Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. IEC TR 62898-1. IEC. 2023. 86 p.
5. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus E.V., Trach I.V. Evaluation of efficiency of use of energy storage system in electric networks. *Tekhnichna Elektrody-namika*. 2021. No 4. Pp. 44–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>. (Ukr)
6. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchansky V., Shkarupylo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. IEEE 2nd KhPI Week on *Advanced Technology* (KhPIWeek). Kharkiv, Ukraine, 13-17 September 2021. Pp. 262–265. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>.
7. Zharkin A.F., Novskyi V.O., Martynov V.V., Pazeiev A.G., Palachov S.O., Rudenko Yu.V. Improving the quality of electricity in local supply systems by managing operating mode bidirectional three-phase voltage converter. *Visnyk Natsionalnogo tekhnichnogo universytetu KhPI. Siriia: Novi rishennia v suchasnyh tekhnologiyah*. 2018. Vol. 1. No 26 (1302). Pp. 25–33. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.20998/2413-4295.2018.26.04>.
8. Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks. Part 1: Connection to the low voltage distribution network. Generating installations up to and including type B (EN 50549-1:2019, IDT). State Standard of Ukraine EN 50549-1:2022. Kyiv, DP UkrNDNTs, 2023, 67 p. (Ukr)
9. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. STD IEEE 1547-2018. 2018, 138 p.
10. Teodorescu R., Liserre M., Rodr'iguez P. Grid converters for photovoltaic and wind power systems. Wiley, 2011, 412 p. DOI: <https://doi.org/10.1002/9780470667057>.

Надійшла 30.04.2024