

УДК 620.92:621.311.243

ВПЛИВ НАВАНТАЖЕННЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ НА ПІДВИЩЕННЯ НАПРУГИ В ТОЧЦІ ІНВЕРТОРНОГО ПІДКЛЮЧЕННЯ ФЕС

Отримано 26 січ. 2022; рекомендовано до публікації 6 черв. 2022
Доступно онлайн 30 чер. 2022

**О. Ю. Гаєвський^{1,2}, Г. М. Гаєвська²,
М. О. Коновалов³**

Автор для кореспонденції: Олександр Гаєвський,
e-mail: a.gaevskii@kpi.ua

Розглянуті причини підвищення напруги на виході фотоелектричної станції (ФЕС) у складі розподільної мережі, пов'язані з раптовими змінами взаємного рівня споживання в мережі й генерації станції. Вихід значення напруги змінного струму в спільній точці інверторного підключення (СТІП) за гранично допустимі значення є дуже важливим фактором, оскільки він призводить до автоматичного відключення інверторів ФЕС від розподільної мережі й перериванню постачання енергії в мережу. Для аналізу цього фактора була застосована еквівалентна схема з подвійним живленням на кінцях радіальної розподільної лінії: від підстанції й ФЕС. Схема зі зворотним потоком потужності включала такі послідовні компоненти: інвертор – з'єднувальний відрізок кабелю – підвищувальний трансформатор – розподільна лінія з еквівалентним навантаженням – трансформаторна підстанція – високовольтна мережа. Потік потужності навантаження був локалізований в певному вузлі розподільної лінії, й тому еквівалентна схема була зведена до тривузлової схеми заміщення: ФЕС – вузол споживання – ПС. В процесі моделювання були проаналізовані різні співвідношення рівнів споживання в мережі й генерації ФЕС, а також різні місця локалізації навантаження вздовж лінії. Як показують проведені розрахунки енергосистеми із подвійним живленням та змінним споживанням, вплив рівня споживання при фіксованій генерації суттєво впливає на зростання або зменшення напруги в СТІП до мережі. Раптове падіння потужності навантаження при незмінному рівні генерації ФЕС та незмінних уставках системи РПН підстанції призводить до зростання вихідної напруги інвертора – тим більшою мірою, чим більше загальний імпеданс мережевого обладнання (розподільної лінії й підвищувального трансформатора) та з'єднувального кабелю між інвертором і підвищувальним трансформатором.

Ключові слова: фотоелектрична станція, інвертор, розподільна мережа, спільна точка підключення, підвищення напруги, острівкування, подвійне живлення мережі

IMPACT OF THE LOAD OF DISTRIBUTION NETWORK ON THE VOLTAGE INCREASE AT THE POINT OF CONNECTION OF PV INVERTER

Received 26 Jan. 2022; accepted 6 June 2022.
Available online 30 June 2022

A. Gaevskii¹, A. Gaevskaya², M. Konovalov³

Author for correspondence: Oleksandr Gaevskii
e-mail: a.gaevskii@kpi.ua

The reasons for PV plant over-voltages in the electrical distribution grid caused by the impact of energy consumption drop compared to PV generation are considered. The over-voltages beyond the maximum allowable values at the point of common connection (PCC) is a very important factor, because it leads to automatic disconnection of PV inverters from the distribution grid and interruption of power supplying. To analyze this factor, an equivalent dual-feed scheme (substation and PV inverter) is used. This circuit with reverse power flow includes the following serial components: inverter - cable connection - step-up transformer -

¹ д-р фіз.-мат. наук, професор кафедри ВДЕ

Інститут відновлюваної енергетики НАН України
<https://orcid.org/0000-0001-6144-2441>

² старший викладач кафедри ВДЕ НТУУ «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського»
<https://orcid.org/0000-0001-7760-6789>

³ аспірант Інститут відновлюваної енергетики НАН України <https://orcid.org/0000-0002-6147-1696>

¹ Doctor of phys. math. sci., Professor of the RES Department, NTUU «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute», Institute of Renewable Energy, Kyiv, Ukraine.
<https://orcid.org/0000-0001-6144-2441>

² Senior Teacher of the RES Department, NTUU «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»
<https://orcid.org/0000-0001-7760-6789>

³ postgraduate Renewable Energy Institute, NAS of Ukraine <https://orcid.org/0000-0002-6147-1696>

equivalent load distribution line - transformer substation - high-voltage network. The power load was localized in a certain node of the distribution line and therefore the equivalent circuit was reduced to three node substitution schemes: "PV plant – consumption node – substation". In the simulation process, different ratios of network consumption levels and PV generation were analyzed, as well as different load points in the radial distribution line. As shown by the calculations of the power system with dual power supply and variable consumption, the influence of the consumption level under fixed generation significantly affects the increase or decrease of voltage in PCC. The impact of energy consumption drop under constant PV generation level and fixed settings the on-load tap-changer in substation leads to an increase in PCC voltage, and this increasing greater the more the more equivalent total impedance of the grid equipment (distribution line and step-up transformer) and of the connecting cable between the inverter and the step-up transformer.

Keywords: *PV plant, inverter, distribution grid, point of common connection, over-voltages, islanding, dual-fed supplying*

Перелік використаних скорочень та позначень:

ФЕС – фотоелектрична станція

ПС – підстанція

СТІП – спільна точка інверторного підключення

РГ – розподільна генерація

РМ – розподільна мережа

РПН – регулювання під навантаженням

Вступ та постановка задачі. Сьогодні в Україні спостерігається значний ріст кількості фотоелектричних станцій (ФЕС) невеликої потужності, які утворюють так звані мікромережі (microgrid). Під мікромережею зазвичай розуміють локалізовані групи з компонентів генерації електроенергії та її зберігання, з локальним навантаженням [1, 2]. Ці мікромережі зазвичай функціонують при підключенні до традиційної розподільної мережі. В регіонах з достатньою кількістю таких мікромереж на основі ФЕС можна говорити о наявності розподільної генерації (РГ), яка може підтримувати на стабільному рівні частоту і напругу інтегрованої мережі. Але коли якась мікромережа раптово відключається від інтегрованої мережі, тобто раптово відключаються генерувальні компоненти, це створює умови острівкування (islanding) [3–7], за яких зростає ризик небезпеки для персоналу та шкоди для енергосистеми. Стандарт IEEE [8] визначає острівкування як стан, у якому частина енергосистеми стає ізольованою від решти електромережі. Для різних умов навантаження енергосистеми ефект острівкування однієї мікромережі може бути важко відчуті. Однак, оскільки кількість розподілених генераторів, які додаються до енергосистеми, постійно зростає, підвищується ризик втрати керованості системи при масовому прояві острівкування, коли виникають нестабільності частоти й напруги, зростання частки вищих гармонік. Тому існують вимоги до виявлення відключень і вжиття коригувальних заходів для мінімізації ризиків [8, 9]. Вони потребують використання методів для ізолювання мікромережі в спільній точці інверторного підключення (СТІП, Point of Common Connection – PCC) протягом 20мс і протягом менше 150 мс здійснення спроб примусового повторного вмикання на острівній частині мікромережі. Слід зазна-

чити, що ефект острівкування тим довше триває, чим більше співвідношення РГ і загального навантаження. Це означає, що ефект острівкування є звичайним явищем, коли рівень РГ співрозмірний з сумарним навантаженням в електромережі, і зменшити частоту появи цього небажаного ефекту можна, зменшуючи співвідношення РГ до навантаження. Таким чином, острівкування є одним із основних факторів, що обмежують нарощування потужності ФЕС.

Більшість робіт з проблеми відключення РГ від енергосистеми присвячена методам виявлення ефекту острівкування та методам його запобігання (anti-islanding) [3–7]. Ці методи важливі для операторів електромереж, які спостерігають ознаки нестабільності й мають визначити місце розташування джерела цієї проблеми. Але, навіть після визначення вузла з відхиленням напруги від припустимих значень, подальше ізолювання відповідної мікромережі, замикання ізолювальних пристроїв на відкритому повітрі, як того вимагають правила техніки безпеки, є непростю справою. Причиною цієї додаткової проблеми є те, що обслуговуючий персонал електромережі не має доступу до вимикача та ізолювальних пристроїв на фотоелектричних установках. Крім того, масиви фотоелектричних модулів можуть бути розосереджені на сотні метрів, і навіть кілометрів, від підвищувального трансформатора.

У цій статті на відміну від згаданого вище підходу аналізуються, як і в попередніх роботах авторів [10, 11], можливі причини відключення від мережі інверторної системою і виникнення процесу острівкування. Саме ця проблема є найбільш важливою для генерувальної сторони, тобто для персоналу та власника ФЕС. Ми будемо розглядати тільки інверторні

типи відключень, які здійснюються засобами автоматики, передбаченими в конструкції інверторів, та відбуваються у більшості випадків, коли напруга на інверторній стороні від СТІП виходить за гранично допустимі значення, наприклад при великій фотоелектричній генерації. Такі ситуації, як замикання на землю, несправності інверторів, зміщення уставок інверторів за напругою й частотою та інші, в цій роботі не розглядаються.

Особливості острівкового стану. IEEE та IEC пропонують стандарти щодо того, як експлуатуються та контролюються одиниці РГ з основною електромережею. Виявлення острова є одним з головних питань для з'ясування, чи синхронізується блок DG із мережею. Острівна робота вимагає швидких, точних та економічно ефективних методів виявлення острівкування, які не повинні впливати на якість постачання. Отже, точне й своєчасне виявлення острівного стану — це два найважливіші фактори, які запобігають руйнуванню основної мережі. Згідно зі стандартами [8, 9] встановлюються мінімальний час для виявлення острова $t < 2$ с і вихід напруги та частоти за межі допустимих діапазонів $0.88 \leq V \leq 1.1$ pu та $49.3 \text{ Hz} \leq f \leq 50.5 \text{ Hz}$.

Енергосистеми з високим проникненням інверторних ресурсів, розміщених в розподільних мережах мають певну інерцію, що робить їх схильними до підвищеного ризику нестабільності частоти. Крім того, антиострівкові системи в складі інверторів не завжди відповідають реальним умовам експлуатації, що також збільшує ризики нестабільності. Річ у тому, що такі системи тестуються розробниками в лабораторних умовах, не репрезентативних для реальних мереж, оскільки тест включає лише один інвертор та спрощене навантаження. Навпаки, у реальних мережах і особливо у мережах середньої напруги кілька інверторів (одного чи різних типів) працюють паралельно і за тих самих умов у СТІП, близьких до гранично допустимих, тому вони можуть по-різному спрацьовувати.

Мікромережа, що працює в острівковому режимі, передбачає баланс між генерацією та споживанням, з погляду як активної, так і реактивної потужності. Якщо фотоелектричні установки не мають регулювання реактивної потужності, такий баланс не завжди забезпечується. Однак, як показують деякі польові випробування [12], приблизного балансу за активною потужністю досягають за рахунок регулювання споживання. Потужність споживання в імпедансній моделі пропорційна квадрату напруги й обернено пропорційна опорі навантаження. Тому у випадках надлишкової генерації, змінюючи напругу через зміщення робочої точки на ВАХ фотомодулів,

можна досягти збігання генерації та споживання. Острівковий стан при незначному перевищенні граничної напруги може тривати тривалий час завдяки тому, що система інвертор – навантаження має тенденцію знаходити стабільну точку при варіації напруги [13]. І навпаки, якщо генерація явно нижча за споживання, напруга в таких випадках зменшується, але видача потужності у навантаження залишається. У випадках, коли генерація явно вища, ніж споживання, регулювання робочою точкою неможливе, і тому генерація відключається (щоб запобігти пошкодженням інвертора внаслідок високої напруги). Щодо реактивної потужності, то польові випробування показують, що інвертори не можуть підтримувати стабільний коефіцієнт потужності під час острівної поведінки. Ця проблема посилюється, і баланс стає зовсім неможливим, якщо паралельно працюють інвертори різних виробників.

Причини підвищення вихідної напруги інвертора. У цій роботі враховується основний критерій, за яким відбувається відключення інверторів ФЕС від розподільної мережі, – вихід значення напруги змінного струму за допустимі значення для інверторного обладнання. Можуть бути декілька причин цього явища. По-перше, це недостатня пропускна спроможність електромережі та з'єднувальних ліній на стороні ФЕС, а також завищені електричні втрати в трансформаторах. Ці причини можна об'єднати в єдиний фактор як завищені електричні втрати, внаслідок чого зростає падіння напруги на елементах мережевого обладнання, а при зворотному напрямку потужності в розподільній мережі (від ФЕС до ПС) це призводить до перевищення напруги у точці інверторного підключення. По-друге, причиною перенапруги в СТІП може бути високий рівень генерації відносно споживання в певній розподільній мережі. Через випадковий характер споживання і фотогенерації цей фактор може діяти лише протягом обмеженого часу, але цього достатньо для спрацювання системи захисту інвертора і відключення його від мережі. Розглянемо ці фактори більш досконало.

Вплив електричних втрат. Фактор електричних втрат у розподільній мережі, яка має два джерела живлення, ПС і ФЕС, був проаналізований у попередній роботі авторів [11]. В рамках розглянутої схеми заміщення з послідовними імпедансами, яка у відносних одиницях зводиться до двовузлової моделі, були отримані кількісні оцінки впливу параметрів мережевого обладнання на зростання напруги в СТІП. Були розглянуті ситуації роботи в радіальній мережі ФЕС установчою потужністю 30 кВт – звичайних малих приватних станцій в Україні, які постачають енергію в мережу за «зеленим» тарифом. Розрахунки показали, що при правильному підборі пе-

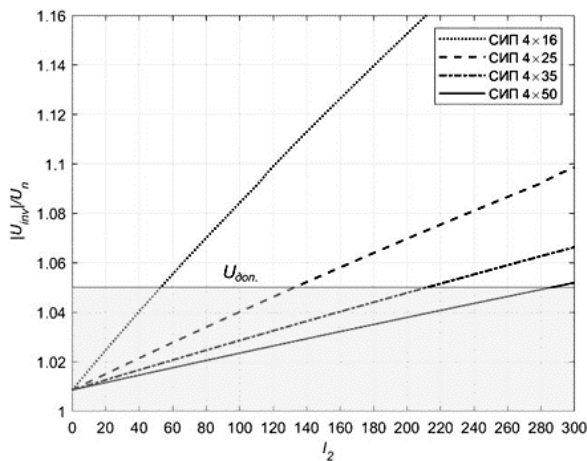


Рис. 1. Залежність відносної вихідної напруги U_{inv}/U_n від довжини (в метрах) з'єднувального кабелю між інвертором і трансформатором при різних типах кабелю

ретинів проводів розподільної мережі й потужності підвищувального трансформатора, до якого підключений інвертор, тобто при виборі мережевого обладнання відповідно до стандартів ДСТУ, перевищення гранично допустимого значення напруги в СТІП (номінальне +10 %) не відбувається.

3. Підвищення електричних втрат і відповідно напруги на виході інвертора може відбуватися в разі відхилення параметрів обладнання від паспортних значень в процесі експлуатації, наприклад, внаслідок неналежного обслуговування трансформатора, пошкоджень проводів у лінії. Але найбільший вплив на напругу СТІП справляє опір з'єднувального кабелю між інвертором і трансформатором. На рис. 1 наведено залежності відносної вихідної напруги інвертора U_{inv}/U_n максимальної генерації $P_{inv} = P_n$ від довжини з'єднувального кабелю при виборі різних типів з'єднувальних проводів. З графіків видно, що при заданих параметрах ліній і трансформатора (провід АС-25, довжина лінії 15 км, трансформатор

40 кВА, 0,4/10 кВ) перевищення вихідної напруги інвертора над номінальним може складати до 7 %, якщо для з'єднувальної лінії вибраний провід СИП 4x25 (з перетином жил 25 мм²) і 15 % – якщо провід СИП 4x16 (перетин 16 мм²).

Високий рівень генерації відносно споживання у лінії. Для аналізу цього фактора підвищення напруги в точці інверторного підключення була застосована послідовна еквівалентна схема з елементами: інвертор – з'єднувальний відрізок кабелю – підвищувальний трансформатор – розподільна лінія з еквівалентним навантаженням – трансформаторна підстанція (ПС) – високовольтна мережа (рис.2а). Ця система має подвійне живлення: від ПС і ФЕС. Відмінність від системи в роботі [11] – наявність додаткового вузла, який описує споживання в розподільній лінії. Це еквівалентне локалізоване навантаження S_{1L} у вузлі, який ділить усю лінію на відрізки Line1 і Line2. У цій роботі проаналізовано вплив зміни величини навантаження S_{1L} , а також місця його розташування в розподільній лінії на напругу U_3 на виході інвертора, яка є визначальною при переході в острівковий режим.

В рамках прийнятої моделі відключення інвертора від електромережі відбувається при певних співвідношеннях потоків потужності від генераторів Inv і $Grid$ та споживання S_{1L} в лінії. Будемо припускати, що трансформатор ПС має можливість регулювання напруги на низьковольтній стороні. Як відомо, процес перемикання за допомогою системи РПН пов'язаний з перериванням електропостачання споживачів, тому він виконується досить рідко, тобто на великих масштабах часу. Але флуктуації споживання S_{1L} на розподільних лініях з невеликою кількістю споживачів можуть відбуватися на менших інтервалах часу. Ці флуктуації S_{1L} приводять до відносно швидких змін профілю напруги в лінії. До цих змін

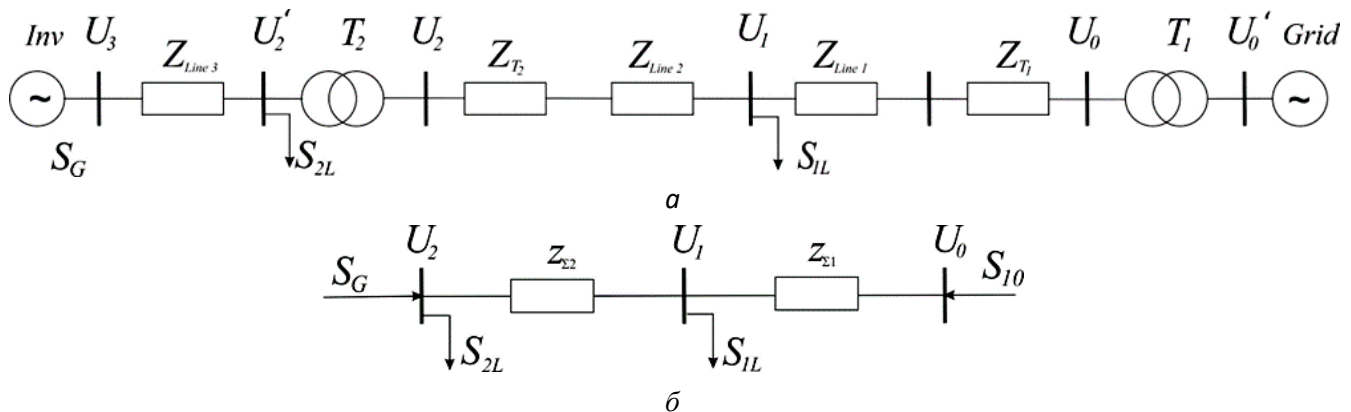


Рис. 2. Схема заміщення енергосистеми: інвертор ФЕС (генерація S_G) – з'єднувальний відрізок кабелю (імпеданс Z_{line3}) – локальне низьковольтне навантаження S_{2L} – підвищувальний трансформатор T_2 (послідовний імпеданс Z_{T2}) – розподільна лінія з еквівалентним навантаженням S_{1L} (відрізки Z_{line2} , Z_{line1}) – трансформаторна підстанція T_1 (послідовний імпеданс Z_{T1}):
а – вихідна схема; б – еквівалентна тривузлова схема заміщення

можуть додаватися флуктуації потоку S_G від ФЕС, які мають ще менший масштаб часу внаслідок швидких змін інтенсивності сонячної радіації. Таким чином, на малих інтервалах часу ми маємо не врегульовану (засобами РПН) систему зі змінним у часі профілем напруги у вузлах. Тому можливі такі ситуації, які призводять до стрімкого зростання напруги на стороні інвертора:

- падіння споживання в електромережі при незмінному рівні генерації ФЕС;
- зростання генерації ФЕС при незмінному рівні споживання;
- одночасне зростання генерації ФЕС і падіння споживання в електромережі.

Моделювання цих трьох ситуацій було здійснено нами шляхом розрахунку статичного режиму схеми на рис. 2 (передбачалося, що встановлення статичного режиму відбувається на менших масштабах часу, ніж зміни рівнів споживання і фотогенерації). Система рівнянь для тривузлової схеми (рис. 2б) у методі вузлових потенціалів записується у матричному вигляді як:

$$\mathbf{YU} = \mathbf{J} \quad (1)$$

де $\mathbf{Y}$ – матриця провідностей, $\mathbf{U}$ – вектор вузлових напруг, $\mathbf{J}$ – вектор задавальних струмів з компонентами $J_k = (S_k/U_k)^*$, S_k – потужність генератора або навантаження (з відповідним знаком), яка видається або поглинається у k -ому вузлі. Позначення

$Z_{\Sigma 1}, Z_{\Sigma 2}$ на схемі рис. 2б відповідають сумі імпедансів $Z_{\Sigma 1} = Z_{T1} + Z_{Line1}$, $Z_{\Sigma 2} = Z_{T2} + Z_{Line2}$.

Локальне навантаження S_{2L} на низьковольтній стороні трансформатора T_2 приймалося рівним нулю.

Врахування випадків $S_{1L} \neq 0$ здійснюється простою заміною S_G на $S_G - S_{1L}$ в рівняннях (1).

Компоненти моделі мають такі параметри: трансформатори T_1 – 1,6 МВА, 10/35 кВ, T_2 – 40 кВА, 0,4/10 кВ; загальна довжина розподільної лінії 20 км, складається з відрізків $Line1$, $Line2$ довжиною L_1 , L_2 , які прокладені проводом АС-35; з'єднувальна лінія довжиною L_3 прокладена кабелем СІП 4х25. При моделюванні вважалося, що РПН трансформатора ПС налаштований для умов відсутності генерації ФЕС і забезпечує напругу в останньому вузлі радіальної лінії (вузол ФЕС) на необхідному рівні – не нижче 95 % від номінальної 380 В. Зміну напруги U_3 в точці інверторного підключення при зростанні навантаження в цьому разі показано на рис. 3 (ефективне лока-

льне навантаження розташовувалося точно посередині радіальної лінії).

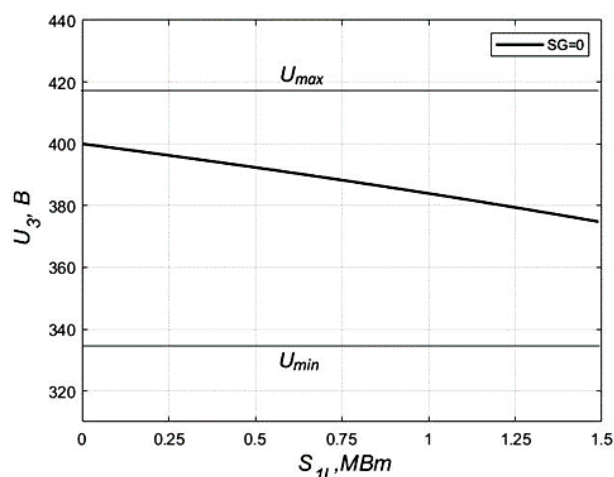


Рис. 3. Залежність вихідної напруги інвертора від навантаження радіальної лінії при $L_1 = L_2 = 10$ км

Результати розрахунків при наявності генерації ФЕС ($S_G = P_G = 30$ кВт) і різних варіантах розміщення навантаження вздовж лінії представлені на рис. 4 у вигляді графіків залежності вихідної напруги інвертора U_3 (S_{1L}) від потужності навантаження. Для визначення діапазону значень U_3 при зміні рівня генерації на графіки нанесені також криві $U_3(S_{1L})$ при $S_G = 0$. Рисунки зліва (а, в) відображають розташування вузла навантаження S_{1L} при співвідношенні $L_1/L_2 = 4$, рисунки справа (б, г) – при $L_1/L_2 = 1/4$. Верхні рисунки (а, б) відповідають довгій з'єднувальній лінії з $L_3 = 200$ м, нижні (в, г) – короткій лінії довжиною $L_3 = 20$ м. Результати розрахунків, які наведені десь, не зміняться, якщо для з'єднувальної лінії вибрати кабель СІП 4х16 і вважати, що довга лінія має довжину $L_3 = 80$ м, а коротка – $L_3 = 8$ м.

На графіках простежується кілька закономірностей. Порівняння кривих на рисунках зліва і справа показує, що чим ближче вузол мережевого навантаження до ФЕС, тим більше зміни потужності S_{1L} впливають на зміни напруги в СІП U_3 . Зафарбований сірим кольором проміжок між кривими $U_3(S_{1L})$ для $P_G = 30$ кВт і $P_G = 0$ відповідає робочій області інвертора, яка обмежена гранично допустимими напругами U_{min} , U_{max} . Порівняння рисунків у верхньому і нижньому рядках показує, що чим більше довжина з'єднувальної лінії, тим в більших межах змінюється U_3 зі зміною потужності генерації P_G (більше ширина робочої області за вертикаллю). Тобто при незмінному навантаженні S_{1L} зростання генерації більш суттєво впливає на U_3 у випадку $Line3$ з більшим імпедансом.

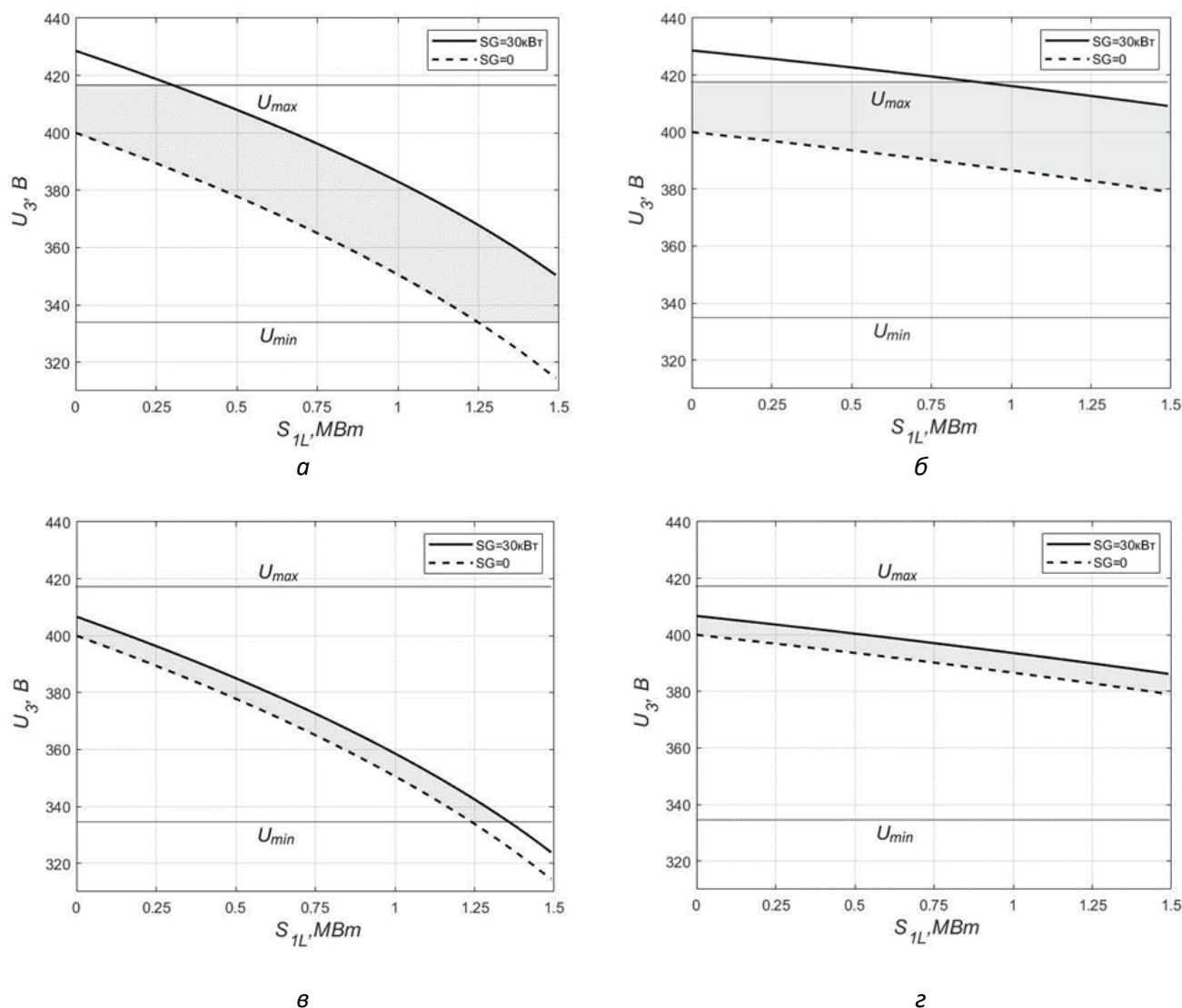


Рис. 4. Графіки залежності вихідної напруги інвертора U_3 від величини навантаження S_{1L} в розподільній мережі за наявності та відсутності генерації ($S_G=30$ кВт та $S_G=0$):

$a - L_1/L_2 = 4, L_3 = 200$ м; $б - L_1/L_2 = 0.25, L_3 = 200$ м;

$в - L_1/L_2 = 4, L_3 = 20$ м; $г - L_1/L_2 = 0.25, L_3 = 20$ м.

Висновки

Моделювання ФЕС, підключеної до радіальної розподільної мережі, за наявності змінного споживання віддалік від вузла станції показало:

Для кількісних оцінок напруги у точці інверторного підключення необхідно враховувати співвідношення рівнів генерації ФЕС і споживання в електромережі. Тимчасове падіння потужності навантаження радіальної мережі може призвести при максимальній генерації ФЕС до суттєвого зростання напруги в СТІП і перевищення її гранично допустимого значення.

Падіння потужності навантаження тим більше впливає на ріст напруги в СТІП, чим більше загальний імпеданс мережевого обладнання (розподільної лінії й підвищувального трансформатора) та з'єднувального кабелю між інвертором і трансформатором.

Вплив тимчасового падіння навантаження в розподільній лінії на прирощення напруги в СТІП тим більше, чим ближче до ФЕС розташований вузол з переважним падінням потужності навантаження. Стосовно реальних ситуацій розподіленого розташування навантаження це означає, що при розподілі навантаження мережі переважно до вузла підключення ФЕС будемо мати більший вплив зміни потужності навантаження на коливання напруги в СТІП.

Амплітуда коливань напруги в СТІП при зміні навантаження тим більше, чим більше імпеданс з'єднувального кабелю на низьковольтній стороні трансформатора.

ПОСИЛАННЯ

1. A. Hirsch, Y. Parag, J. Guerrero. "Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 90, P. 402–

- 411, 2018
2. M. Rezkallah, A. Chandra, B. Singh and S. Singh, "Microgrid: Configurations, Control and Applications", *IEEE Transactions on Smart Grid*, V. 10, No. 2, P. 1290–1302, 2019.
 3. A. G. Abokhalil, A. B. Awan, & A.-R. Al-Qawasmi, "Comparative study of passive and active islanding detection methods for PV grid-connected systems", *Sustainability*, V. 10, No. 6, 1798, 2018, <https://doi.org/10.3390/su10061798>.
 4. S. Dutta, P. K. Sadhu, M. J. B. Reddy, D. K. Mohanta, "Shifting of research trends in islanding detection method - A comprehensive survey", *Springer Open, Protection and Control of Modern Power Systems*. 2018, doi: [10.1186/s41601-017-0075-8](https://doi.org/10.1186/s41601-017-0075-8).
 5. M.-S. Kim, R. Haider, G.-J. Cho *et al.* "Comprehensive Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation Systems", *Energies*, 12, 837, 2019. doi:[10.3390/en12050837](https://doi.org/10.3390/en12050837).
 6. Y. A. Elshrief, D. H. Helmi, S. Abd-Elhaleem *et al.* "Fast and accurate islanding detection technique for microgrid connected to photovoltaic system", *Journal of Radiation Research and Applied Sciences*, V. 14, No. 1, P. 210–221, 2021, doi: [10.1080/16878507.2021.1923913](https://doi.org/10.1080/16878507.2021.1923913).
 7. M. Y. Worku, M. A. Hassan, L. S. Maraaba *et al.* "Islanding Detection Methods for Microgrids: A Comprehensive Review". *Mathematics*, V. 9, Article 3174, P.1–2, 2021.
 8. IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, USA, IEEE Std 929-2000. <https://standards.ieee.org/standard/929-2000.html>
 9. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated
 10. Electric Power Systems Interfaces, USA, IEEE Std 1547–2018.
 11. А. Ю. Гаевский, В. В. Бодняк, А. Н. Гаевская, "Анализ мониторинговых данных о работе PV-инверторов, подключенных к распределительной сети", *Альтернативная энергетика и экология (ISIAEE)*. 2018, № 31–36, с. 279–284. 2018.
 12. О. Ю. Гаевський, Г. М. Гаєвська, В. В. Бодняк, М. О. Коновалов, "Причини підвищення напруги у вузлі підключення ФЕС до розподільної мережі та інверторне регулювання напруги", *Відновлювана енергетика* №1, 2022, DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1\(68\)828](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68)828)
 13. F. J. Pazos, "Operational experience and field tests on islanding events caused by large photovoltaic plants" at *Proc. 21st International Conference on Electricity Distribution*, Frankfurt, 6–9 June 2011, Paper 0184 [Online] Available: http://www.cired.net/publications/cired2011/part1/papers/CIRED2011_0184_final.pdf
 14. A. Hoke, A. Nelson, B. Miller, and S. Chakraborty, "Experimental Evaluation of PV Inverter Anti-Islanding with Grid Support Functions in Multi-Inverter Island Scenarios", *NREL Technical Report*, NREL/TP-5D00-66732, July 2016, 69 p.
- ## REFERENCES
1. A. Hirsch, Y. Parag, J. Guerrero. "Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 90, P. 402–411, 2018
 2. M. Rezkallah, A. Chandra, B. Singh and S. Singh. "Microgrid: Configurations, Control and Applications", *IEEE Transactions on Smart Grid*, V. 10, No. 2, P. 1290–1302, 2019.
 3. A. G. Abokhalil, A. B. Awan, & A.-R. Al-Qawasmi, "Comparative study of passive and active islanding detection methods for PV grid-connected systems", *Sustainability*, V. 10, No. 6, 1798, 2018, <https://doi.org/10.3390/su10061798>.
 4. S. Dutta, P. K. Sadhu, M. J. B. Reddy, D. K. Mohanta, "Shifting of research trends in islanding detection method - A comprehensive survey", *Springer Open, Protection and Control of Modern Power Systems*. 2018, doi: [10.1186/s41601-017-0075-8](https://doi.org/10.1186/s41601-017-0075-8).
 5. M.-S. Kim, R. Haider, G.-J. Cho *et al.* "Comprehensive Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation Systems", *Energies*, 12, 837, 2019. doi:[10.3390/en12050837](https://doi.org/10.3390/en12050837).
 6. Y. A. Elshrief, D. H. Helmi, S. Abd-Elhaleem *et al.* "Fast and accurate islanding detection technique for microgrid connected to photovoltaic system", *Journal of Radiation Research and Applied Sciences*, V. 14, No. 1, P. 210–221, 2021, doi: [10.1080/16878507.2021.1923913](https://doi.org/10.1080/16878507.2021.1923913).
 7. M. Y. Worku, M. A. Hassan, L. S. Maraaba *et al.* "Islanding Detection Methods for Microgrids: A Comprehensive Review", *Mathematics*, V. 9, Article 3174, P.1–2, 2021.
 8. IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, USA, IEEE Std 929-2000. <https://standards.ieee.org/standard/929-2000.html>
 9. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated
 10. Electric Power Systems Interfaces, USA, IEEE Std 1547–2018.
 11. A. Gayevskii, V. Bodnyak, and A. Gayevskaya, "Analiz monitoringovykh dannykh o rabote PV-invertorov, podklyuchennykh k raspredelitel'noy seti", *Alternativnaya energetika i ekologiya* (in Russian). 2018, № 31–36, с. 279–284.
 12. О. Гаєвський, Г. Гаєвська, В. Бодняк, and М. Коновалов, "Prychyny pidvyshchennya napruhy u vuzli pidklyuchennya FES do rozpodil'noyi merezhi ta invertorne rehulyuvannya napruhy", *Vidnovlyuvana enerhetyka*. (in Ukrainian), №1, 2022, DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1\(68\)828](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68)828)
 13. F.J. Pazos. Operational experience and field tests on islanding events caused by large photovoltaic plants. *21st International Conference on Electricity Distribu-*

- tion. Frankfurt, 6–9 June 2011, Paper 0184. http://www.cired.net/publications/cired2011/part1/papers/CIRE2011_0184_final.pdf
14. A. Hoke, A. Nelson, B. Miller, S. Chakraborty, “Experimental Evaluation of PV Inverter Anti-Islanding with Grid Support Functions in Multi-Inverter Island Scenarios”, *NREL Technical Report*, NREL/TP-5D00-66732, July 2016, 69 p.