

$$t_{np} = \frac{k_n Q_{общ}}{A_{год}} = \frac{0,85 \cdot 209,5}{4,0 \dots 10} = 17 \dots 44.$$

Висновки та напрямок подальших досліджень. Річна продуктивність пускового комплексу за гірськими можливостями та за умови розкриття тільки покладу Західний становить близько 2,0 млн т. За умовою можливої інтенсивності відпрацювання обсяг підземного видобутку на родовищі може бути збільшений до 4,0 ... 10,0 млн т / рік. У цьому випадку термін служби періоду відпрацювання розвіданих до глибини 800 м запасів складе 17 ... 44 років. В подальшому необхідно розглянути можливості відпрацювання частини покладу Центральний в межах охоронного цілика системами із закладкою та при цьому нарощувати інтенсивність відпрацювання Васіновського родовища.

Список літератури

1. **Тонких А.И.** Технично-экономические расчеты при подземной разработке рудных месторождений: учеб. пособие / **А.И. Тонких, В.Н. Макишин, И.Г. Ивановский** – Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2007. – 137 с.
2. **Агошков М.И.** Конструирование и расчеты систем и технологии разработки рудных месторождений. – М.: Наука, 1965 г.
3. **Агошков М.И., Малахов Г.М.** Подземная разработка рудных месторождений. – М.: Недра, 1966 г.
4. **Симаков В.А.** Горная производительность рудника. – М.: 1978 г.
5. **Шестаков В.А.** Проектирование рудников. – М.: Недра, 1987 г.
6. Отчет о детальной разведке Васиновского месторождения железистых кварцитов, проведенной в 1983-1989 гг., с подсчетом запасов по состоянию на 01.08.89.: Книга 1. Текст отчета/ ГКГУ Укргеология. ПГО Южукргеология. Приазовская геологоразведочная экспедиция; № ГР 39-83-119/21; Инв. № 52079. – Волноваха, 1989. – 434 с.
7. Конъюнктура железной руды. – Горный мир №1, 2006. – С.4.
8. Early investments in technology pay dividends for LKAB. Foscor S. – Engineering & Mining Journal, 2005, №9. – P. 38-40.
9. **Андреев Б.Н., Сергеева А.А., Андреев Н.Б.** Строительство и эксплуатация шахт вблизи рудных карьеров: современный мировой опыт, тенденции развития геотехнологий // Вісник Криворізького технічного університету: Збірник наукових праць. – Кривий Ріг: КТУ. – 2007. – Вип. 17. – С. 37 – 40.
10. Нормы технологического проектирования горнодобывающих предприятий черной металлургии с подземным способом разработки ВНТП 13-2-85. – Л.: Гипроруда, 1986. – 130 с.
11. Справочник по горнорудному делу / Под ред. **В.А. Гребенюка, Я.С. Пыжьянова, И.Е. Ерофеевна.** – М.: Недра, 1983. – 816 с.
12. Подземная разработка железистых кварцитов / **Бабаянц Г.М., Вертлейб Л. К., Журин Н. Я.** и др. – М.: Недра, 1988. – 168 с.
13. Инструкция «Нормативы потерь и засорения руды при подземной разработке магнетитовых кварцитов на рудниках Кривбасса». – Кривой Рог: НИГРИ, 1989.
14. **Кравченко В.П., Куликов В.В.** Применение твердеющей закладки при разработке рудных месторождений. – М.: Недра, 1974. – 200 с.

Рукопис подано до редакції 30.03.2021

УДК 681.5:621.311.243

С.О. РОМАНОВ, О.О. ГРАММ, асистенти, О.І. САВИЦЬКИЙ, канд. тех. наук., доц.
Криворізький національний університет

МОДЕЛЬ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСАМИ ГЕНЕРАЦІЇ АКТИВНОЇ ТА КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ

Мета. Метою статті є розробка моделі системи керування сонячною електростанцією за умов роботи її у відповідності до вимог мережі та з врахування потреб споживача, яким постає оператор систем передачі електроенергії.

Методи дослідження. Методи дослідження в даній роботі включають аналітичне дослідження систем генерування електроенергії від сонячного випромінювання та математичне моделювання генерування електроенергії.

Наукова новизна. Вперше запропоновано систему керування, що дозволяє працювати сонячній електростанції за різних режимів роботи. Такі режими роботи включають в себе як стандартний режим на генерування максимальної активної потужності за будь-яких умов, так і роботу у неоптимальному режимі за умов отримання замовлення на електроенергію від оператора систем передачі. Такими неоптимальними режимами є резервування активної енергії для компенсації коливання частоти, внаслідок динамічної зміни погодних умов, а також за підтримки неадекватного значення активної потужності при отриманні замовлення від споживача. Також система здатна працювати у

випадку отримання замовлення на реактивну потужність, що може спричинити зменшення генерування активної потужності за рахунок встановлення пріоритету компенсації електростанцією реактивної потужності.

Практична значимість. В статті приводиться модель системи керування сонячною електростанцією, яка виступає основою для подальшого моделювання її роботи. Встановлено залежності активної та реактивної енергії в залежності від умов навколишнього середовища та при різних режимах роботи електростанції, що виражається у зонах можливості генерування потужностей СЕС.

Результати. В результаті проведеної роботи встановлено можливість роботи електростанції не тільки за її стандартного режиму, а й у неоптимальних точках потужності за рахунок впровадження системи керування, що є базою для подальшої розробки більш складних систем керування з урахуванням більшої кількості факторів, а не лише вимог мережі та еталонного значення потужностей.

Ключові слова: система керування, сонячна електростанція, активна потужність, реактивна потужність, генерування, компенсація, електроенергія.

doi: 10.31721/2306-5451-2021-1-52-124-131

Проблема та її зв'язок з науковими і практичними задачами. Фотоелектричні інвертори використовувались у невеликих фотоелектричних системах, де додаткові послуги не потребували вирішення. Однак, з розвитком СЕС, контроль активної та реактивної потужності протягом дня став проблемою. Таким чином, управління PV-генератором повинно бути вдосконалено з урахуванням вимог мережі та кривих потужностей.

Аналіз досліджень та публікацій. Зазвичай у невеликих фотоелектричних системах управління активною потужністю було розроблено шляхом відстеження точки максимальної потужності (MPPT), і майже всі методи MPPT використовуються за різних умов експлуатації. Однак у СЕС цей підхід вже не діє через їх нові експлуатаційні вимоги. Одним із рішень для регулювання активної потужності є використання накопичувача енергії, але це впливає на збільшення вартості установок. У цьому напрямку було проведено багато досліджень, де основною проблемою є обмеження коливань активної потужності [1,2]. Альтернативним рішенням є вдосконалення управління шляхом врахування характеристик фотоелектричного генератора. Поки що в цій галузі досліджень обмежено, і мало робіт було розроблено. Наприклад, [3] пояснює, як можна досягти постійного виробництва електроенергії без використання накопичувача енергії протягом обмеженої частини доби. Управління розроблено для двоступеневого інвертора DC-DC, а інші вимоги до мережі не вивчаються. Крім того, дослідження, представлене в [4], пояснює управління активною потужністю для регулювання частоти за допомогою двоступеневого PV-інвертора (DC-DC напруги). Запропоноване управління змінює робочий цикл на перетворювачі постійного струму, коли відбувається відхилення частоти. Той самий підхід був представлений різними авторами, такими як [5] та [6]. Однак жоден з них не включає зміни сонячного опромінення або криві потужності використовуваного фотоелектричного генератора. Для одного етапу інверсії, було представлено дослідження [7], де управління активною та реактивною потужністю розробляється шляхом зміни опорної напруги ланцюга постійного струму, а також показника модуляції. Однак цей метод не застосовувався при змінному сонячному опроміненні.

З іншого боку, для регулювання реактивної потужності фотоелектричних систем в СЕС було розроблено декілька робіт. Наприклад, [8] пояснює управління реактивною потужністю та те, як крива можливостей може вплинути на реакцію. Однак зміна умов навколишнього середовища при цьому підході не враховується. Крім того, у [9] є опис керування інверторами у якості статичного синхронного компенсатора для підтримки мережі, коли відбувається коливання потужності. Однак у цій роботі враховується залишкова потужність інвертора і залежить від поведінки сонячного опромінення. З загальної точки зору, без будь-якого конкретного джерела енергії, нові типи регулювання реактивної потужності для мережевих інверторів були представлені в [10,11]. Ці дослідження не враховують зміни сонячного опромінення протягом дня або відповідні криві потужності фотоелектричного генератора.

Варто зазначити, що контроль активної та реактивної потужності в СЕС не розглядався, беручи до уваги криві потужності PV-генератора або комбіновані обмеження продуктивності між PV-інвертором та PV-масивом. Ці криві характеризуються чотирма основними параметрами: сонячне опромінення, температура, напруга постійного струму та індекс модуляції. У тому випадку, коли напруга постійного струму дорівнює одному значенню, активна потужність та реактивна потужність залежатимуть головним чином від сонячного опромінення, температури

та індексу модуляції. Але у випадку, коли напруга постійного струму є змінною, повну криву можна отримати для певного значення сонячного опромінення та температури. Таким чином, можна розробити вдосконалений контроль активної та реактивної потужності для відповідності вимогам мережі та замовленню.

Постановка задачі. Задачею є запропонувати новий контроль активної та реактивної потужності для фотоелектричного генератора з урахуванням відповідних кривих потужності та вимог мережі. Що стосується активної потужності, досягаються дві основні цілі: скорочення потужності та запаси потужності, використовуючи адаптацію MPPT. Для управління реактивною потужністю розглядаються два міркування: перевагу активної перед реактивною потужністю та перевагу реактивної над активною потужністю

Викладення матеріалу та результати. Контроль СЕС дозволяє його інтеграцію в електричну систему з урахуванням вимог кожної окремої мережі, отже, електростанції такого типу можуть брати участь у допоміжних послугах. Основними цілями контролю СЕС є контроль активної та реактивної потужності для управління напругою та рівнями активної та реактивної потужності СЕС у роботі на мережу.

Для вирішення цих цілей розглядається ієрархічна архітектура управління, як це проілюстровано на рис. 1, де першим етапом є оператор електричної системи, який надсилає вимоги, потім другим етапом є управління електростанцією, а третім ступінь – PV-генератор.

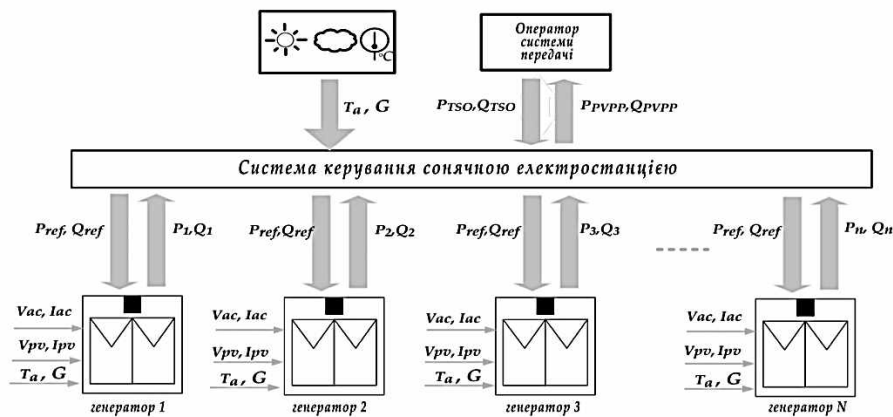


Рис. 1. Запропонована архітектура керування для СЕС

Контроль СЕС зосереджений на розрахунку активної та реактивної потужності за значеннями, що надані оператором системи передачі. Він також відповідальний за застосування заходів підтримки мережі, наприклад у випадку порушень. У цьому елементі управління можна застосувати PI-регулятор, щоб зменшити похибку між еталоном та потужністю, доступною в мережі фотоелектричного масиву. Загальна активна або реактивна потужність, розрахована контролером, ділиться на загальну кількість генераторів СЕС (рис. 2).

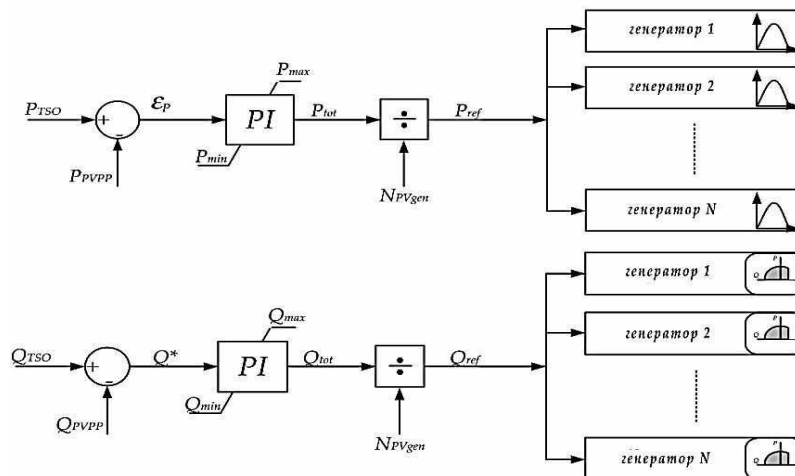


Рис. 2. Управління активною або реактивною енергією

Після обчислення необхідних величин енергії, система керування розробляє контролюючий вплив відповідно до вимог мережі та поведінки внутрішньої мережі, щоб підтримувати постійну напругу та частоту змінного струму. Загальна структура управління PV-генератором проілюстрована на рис. 3, де можна побачити три основні блоки: система керування, система MPPT та управління інвертором. Під керуванням активної та реактивної потужності розуміється забезпечення потужності, що вимагається системою керування. Цей регулятор повинен враховувати зміну умов навколишнього середовища та криві потужності PQ для фотоелектричного генератора. Тим часом управління інвертором відповідає за синхронізацію мережі, модуляцію напруги, регулювання напруги постійного струму та контур струму.

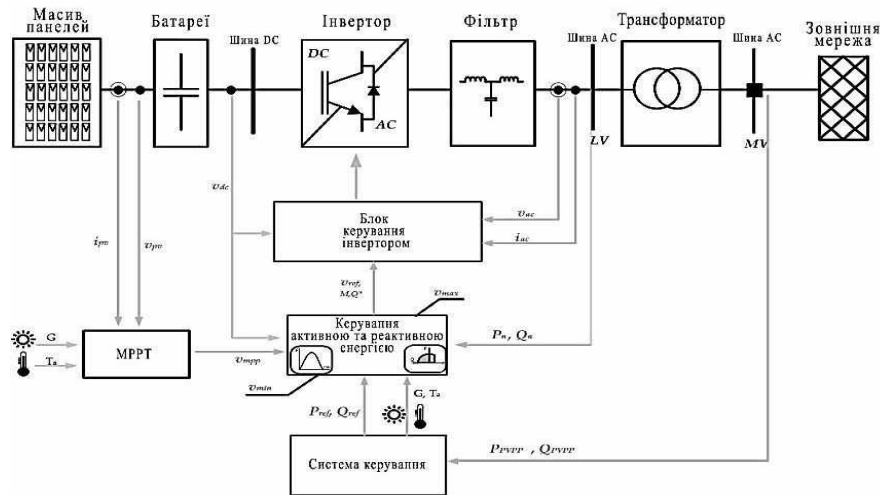


Рис. 3. Загальна структура управління PV-генератором, підключеного до мережі

При управлінні активною потужністю СЕС слід враховувати: скорочення потужності та резерви активної потужності. У звичайному способі керування передбачається, що фотоелектричний генератор працює на досягнення максимально можливого значення активної потужності. Регулювання активної потужності залежить від сонячного опромінення, температури та постійної напруги. Однак, щоб активне управління енергією мало залежало від умов навколишнього середовища та відповідало кодам мережі, цей контроль слід змінити.

Для вирішення цього обмеження потужності PV-генератор не може працювати за алгоритмом MPPT. Натомість регулятор повинен працювати близько до еталону активної потужності (P_{ref}), встановленого оператором систем передачі. Таким чином, використовується метод підтримки еталонного значення потужності (RPPT), метою якого є пошук P_{ref} в кожен момент. З цією метою будь-який алгоритм, що використовується для MPPT, може також використовуватися в RPPT, але цільова точка – це те, що змінюється. У цьому випадку, коли використовується метод збурення та спостереження, напруга постійного струму змінюється з кроками (Δv), поки активна потужність, що подається від PV-масиву, не збігається з еталонною. Кожного разу, коли змінюється сонячне опромінення, алгоритм повинен вирішувати лише те, чи має значення опорної напруги постійного струму збільшувати чи зменшувати своє значення (рис. 4). Однак, коли сонячне опромінення змінюється, посилення на активну потужність може бути вищим, ніж максимально можлива потужність, яку може подавати фотоелектричний генератор. У цьому випадку алгоритм починає працювати як звичайний MPPT.

Враховуючи цей підхід та криву активної потужності при сонячному випромінюванні (крива PG), можна виділити дві зони роботи: управління MPPT (I), управління RPPT (II) (рис. 5). Коли значення сонячного опромінення занадто низьке (менше 50 Вт/м^2), фотоелектричний генератор не може працювати належним чином, оскільки напруга постійного струму може бути нижчою за v_{min} . По мірі збільшення сонячного опромінення, фотоелектричний генератор починає працювати за алгоритмом MPPT для отримання номінального значення. За умов отримання замовлення від оператора систем передачі електроенергії, використовується алгоритм RPPT, для підтримки роботи СЕС на еталонному рівні потужності.

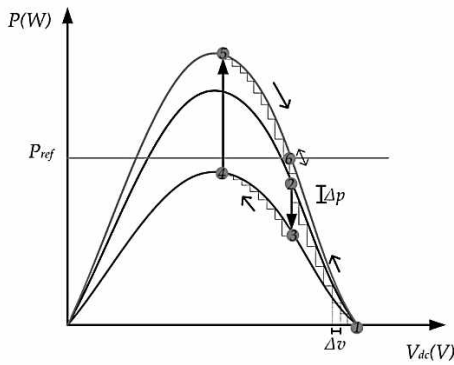


Рис. 4. Контроль зменшення потужності: робота RPPT у фотоелектричному генераторі

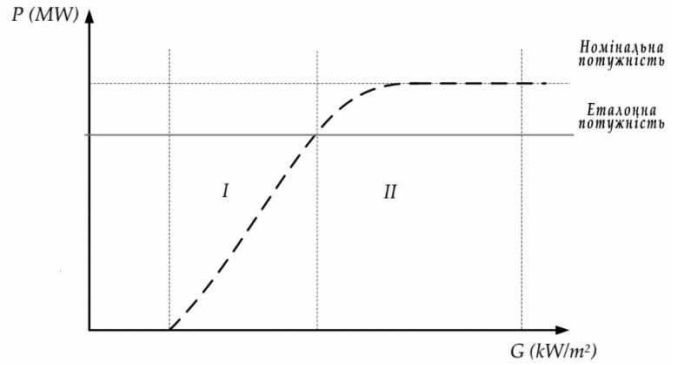


Рис. 5. Контрольні зони фотоелектричного генератора на кривій PG

Коливання сонячного опромінення протягом доби разом із хмарним перекриттям можуть спричинити коливання частоти внаслідок коливання генерованої активної потужності. Така ситуація може статися за сценарію, коли більша частина енергії походить від відновлюваних джерел енергії. Тому обмеження певних мереж вимагають, щоб електростанції мали запаси потужності, щоб надати свого роду компенсацію активної потужності для регулювання первинної та вторинної частоти.

Щоб мати такий тип відгуку, необхідно, щоб фотоелектричний генератор не подавав максимальну потужність, і натомість він повинен працювати в неоптимальній робочій точці відповідно до характеристик мережі. Запас потужності може становити від 10% до 20% від потужності електростанції (рис. 6).

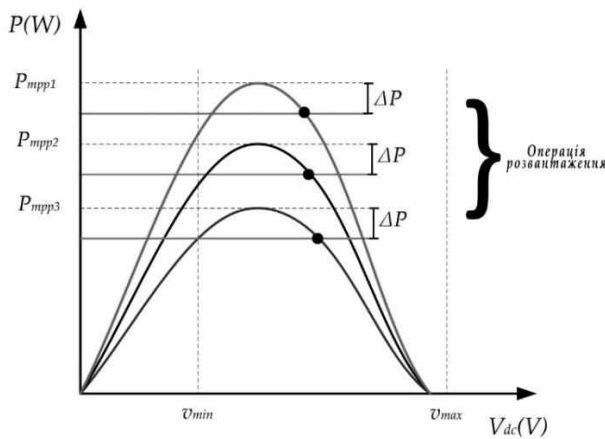


Рис. 6. Операція розвантаження в фотоелектричних генераторах

Для управління PV-генератором з запасами активної потужності необхідно розраховувати на кожному часовому кроці можливу максимальну активну потужність, яку PV-генератор може подавати. Потім еталонну потужність слід задавати у відсотках, що вимагається оператором, від максимально можливої активної потужності

$$P_{res} = \Delta P_{tso} * P_{DC_{mpp}}(G, T_a),$$

$$P_{ref} = P_{DC_{mpp}}(G, T_a) - P_{res},$$

де P_{res} – потужність резерву, P_{ref} – еталонне значення активної потужності, ΔP_{tso} – різниця значень замовлення потужності від оператора, задається оператором у відсотках від номінального значення потужності СЕС, $P_{DC_{mpp}}$ – активна потужність, генерована в даний момент часу, G – сонячне випромінювання, T_a – температура навколишнього середовища.

Беручи до уваги вимоги мережі, необхідно, щоб СЕС могли подавати або поглинати реактивну потужність через порушення напруги або вимоги мережі.

Однак через обмеження та криві можливостей, неможливо забезпечити або поглинути реактивну потужність за заданого еталону. Отже, можлива реактивна потужність, яку може подавати або поглинати СЕС, в основному залежить від активної потужності, яка змінюється залежно від сонячного опромінення, температури, напруги постійного струму та індексу модуляції. Якщо показник реактивної потужності Q_{ref} невеликий, фотоелектричний генератор може досягти цього значення майже для будь-якого сонячного опромінення або температури, за винятком більшого сонячного опромінення (рис. 7а). Тим часом для вищих значень тоді неможливо забезпечити реактивну потужність при будь-якому сонячному опроміненні (рис. 7б).

Таким чином, для вирішення цієї проблеми з метою забезпечення певної реактивної потужності, незважаючи на умови навколишнього середовища, система керування встановлює реактивну потужність як пріоритет своєї роботи. Система керування отримує замовлення на реак-

тивну потужність, надане оператором установки, тоді, якщо регулювання реактивної потужності не є пріоритетним, управління розробляється зі звичайним регулюванням активної потужності. Але якщо реактивна потужність встановлена в якості пріоритету, то PV-генератор повинен розрахувати максимальну реактивну потужність (Q_{mpp}), яку PV-генератор може забезпечити в цей момент. Якщо еталон нижче цього значення, система намагається витримувати максимально можливе значення реактивної потужності.

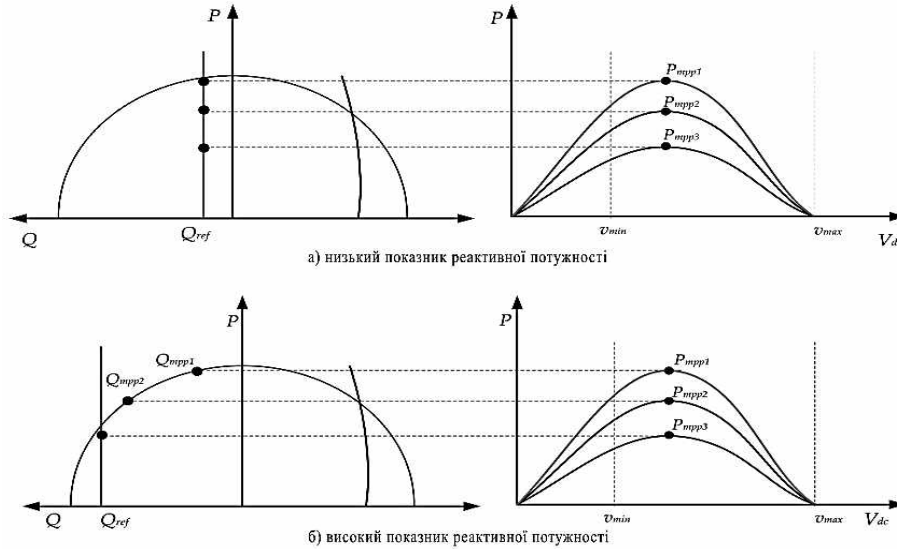


Рис. 7. Показники Q_{ref} реактивної потужності

Однак, якщо показник реактивної потужності вищий, ніж Q_{mpp} , тоді активну потужність слід зменшувати, у залежності від поглинання або генерування реактивної потужності, відповідно з

$$P_{ref} = \sqrt{S^2 - Q_{ref}^2},$$

$$P_{ref}^2 + (Q_{ref} + \frac{3V_{grid}^2}{X})^2 = (3 \frac{V_{grid} * V_{conv}}{X})^2,$$

де S – повна потужність, Q_{ref} – еталонне значення реактивної потужності, V_{grid} – напруга мережі, V_{conv} – напруга перетворювача, X – реактивний опір.

Важливо зауважити, що при кожному зміні сонячного опромінення генерована активна потужність змінюється в залежності від величини постійної напруги. Елемент управління RPPT повинен знову відстежувати еталон активної потужності, розрахований завдяки еталону реактивної потужності. Ця поведінка проілюстрована на рис. 8, де перша точка стосується даного сонячного опромінення.

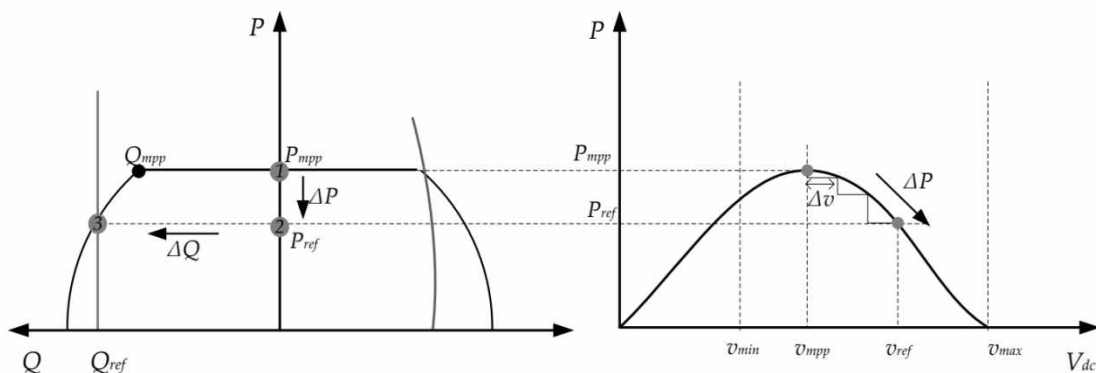


Рис. 8. Регулювання реактивної потужності для кожного значення сонячного опромінення

На даний момент активною потужністю, яку може подавати фотоелектричний генератор, є P_{MPPT} (точка 1) у випадку активації будь-якого скорочення або резерву потужності. У цей момент отримується замовлення на реактивну потужність та передається системі керування. Однак при цій еталонній потужності, реальна Q_{MPPT} нижча за еталон. Тому обчислюється новий показник активної потужності (P_{ref1}). Для цього точка напруги постійного струму повинна змінитися з v_{mpp} на v_{ref} , і фотоелектричний генератор починає працювати в точці 2. Тоді генератор може подавати значення реактивної потужності, рівне еталонному (точка 3). У разі зміни сонячного опромінення створюється нова крива PV, через значення напруги постійного струму новою активною потужністю є P2, і генератор PV матиме нові криві PV та зону можливостей PQ, що призводить до нових перерахунків можливих P та Q і відповідності їх еталонам замовлення. Оскільки управління RPPT має слідувати еталону реактивної потужності, тоді напруга постійного струму зменшується, щоб досягти еталону.

Висновки та напрям подальших досліджень. Після аналізу багатьох досліджень, було виявлено, що проблема керування активною та реактивною енергією на СЕС є не до кінця вивченою, та в цьому полі ще є нерозглянуті питання. Одним із таких є комплексне керування активною та реактивною енергією у відповідності до вимог мережі та з урахуванням можливого споживача у вигляді оператора систем передачі.

Керування сонячною електростанцією, за таких умов та при максимізації одного лише показника активної енергії не є можливим, тому пропонується система керування, що має різні режими роботи відповідно до закладених в неї алгоритмів, а саме: звичайна робота на максимум активної енергії, або отримання замовлення та розрахунок деякого еталонного значення активної та реактивної потужності з дотриманням цього еталону за допомогою системи керування СЕС.

Напрямом подальшого дослідження спрямовані є комп'ютерне моделювання такої системи керування для встановлення адекватності її функціонування, коригування та перевірка роботи системи у відповідності до вимог конкретної мережі у якості споживача зі своїм оператором систем передачі електроенергії.

Список літератури

1. M. Alam, K. Muttaqi, and D. Sutanto, "A Novel Approach for Ramp-Rate Control of Solar PV Using Energy Storage to Mitigate Output Fluctuations Caused by Cloud Passing," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 29, no. 2, pp. 507–518, jun 2014.
2. M. Datta, T. Senjyu, A. Yona, and T. Funabashi, "A Coordinated Control Method for Leveling PV Output Power Fluctuations of PVDiesel Hybrid Systems Connected to Isolated Power Utility," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, no. 1, pp. 153–162, mar 2009.
3. Y. Yang, F. Blaabjerg, and H. Wang, "Constant power generation of photovoltaic systems considering the distributed grid capacity," in 2014 IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo. - APEC 2014. IEEE, mar 2014, pp. 379–385.
4. A. Okou, O. Akhrif, R. Beguenane, and M. Tarbouchi, "Nonlinear control strategy insuring contribution of PV generator to voltage and frequency regulation," in 6th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2012). IET, 2012, pp. D42–D42.
5. A. Hoke and D. Maksimovic, "Active power control of photovoltaic power systems," in 2013 1st IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech). IEEE, aug 2013, pp. 70–77.
6. F. He, Z. Zhao, L. Yuan, and S. Lu, "A DC-link voltage control scheme for single-phase grid-connected PV inverters," in 2011 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. IEEE, sep 2011, pp. 3941–3945.
7. A. Moghadasi, A. Sargolzaei, M. Moghaddami, A. I. Sarwat, and K. Yen, "Active and reactive power control method for three-phase PV module-integrated converter based on a singlestage inverter," in 2017 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC). IEEE, mar 2017, pp. 1357–1362.
8. R. Shah, N. Mithulananthan, R. Bansal, and V. Ramachandaramurthy, "A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 1423–1436, jan 2015.
9. H. Maleki and R. K. Varma, "Coordinated control of PV solar system as STATCOM (PV-STATCOM) and Power System Stabilizers for power oscillation damping," in 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). IEEE, jul 2016, pp. 1–5. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7741813/>
10. R. Sadnan and M. Z. R. Khan, "Fast real and reactive power flow control of grid-tie Photovoltaic inverter," in 2016 9th International Conference on Electrical and Computer Engineering (ICECE). IEEE, dec 2016, pp. 570–573.
11. S. Weckx, C. Gonzalez, and J. Driesen, "Combined Central and Local Active and Reactive Power Control of PV Inverters," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 776–784, jul 2014.

Рукопис подано до редакції 29.03.2021