УДК 621.316.1.016

Ю. Ю. Півнюк, асп., П. Д. Лежнюк, д. т. н, проф. (ВНТУ)

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЛОКАЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ СИСТЕМІ В УМОВАХ БАЛАНСУЮЧОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Yu. Yu. Pivniuk, postgraduate student, P. D. Lezhniuk, dr. tech. sc., prof., (VNTU)

REACTIVE POWER COMPENSATION IN LOCAL ELECTRIC SYSTEM IN CONDITIONS OF THE BALANCING MARKET OF ELECTRIC POWER

Розглянуто можливості та особливості компенсації реактивної потужності в локальних електричних системах із запровадженням балансуючого ринку електроенергії.

Ключові слова: *відновлювальні джерела енергії, локальна електрична система, компенсація реактивної потужності, коефіцієнт реактивної потужності, балансуючий ринок електроенергії.*

Рассмотрены возможности и особенности компенсации реактивной мощности в локальных электрических системах с введением балансирующего рынка электроэнергии.

Ключевые слова: *возобновляемые источники энергии, локальная электрическая система, компенсация реактивной мощности, коэффициент реактивной мощности, балансирующий рынок электроэнергии.*

Opportunities and features of reactive power compensation in local electric systems with introduction of the balancing market of the electric power are considered.

Keywords: *renewable sources of energy, local electric system, reactive power compensation, reactive power factor, the balancing market of electric power.*

Вступ. В Україні заплановано поступове скорочення вироблення електроенергії на теплових електростанціях за рахунок розбудови відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ). Відновлюються малі гідравлічні електростанції (МГЕС), споруджуються сонячні електростанції (СЕС) та вітрові електростанції (ВЕС). Це дозволить вирішити існуючі проблеми вітчизняної енергетики щодо дефіциту паливних ресурсів, енергетичної безпеки та зниження рівня шкідливого впливу на навколишнє середовище, викликане функціонуванням традиційних джерел електроенергії. Спостерігається тенденція переходу від чисто централізованого електропостачання до комбінованого, коли зростає кількість місцевих розосереджених джерел електроенергії (РДЕ) безпосередньо в розподільних електричних мережах (РЕМ). Таким чином РЕМ поступово перетворюється в мережу з ознаками, характерними для локальної електричної системи (ЛЕС), яка отримує живлення як від власних РДЕ, так і від централізованого джерела – електроенергетичної системи (ЕЕС) (рис.1).

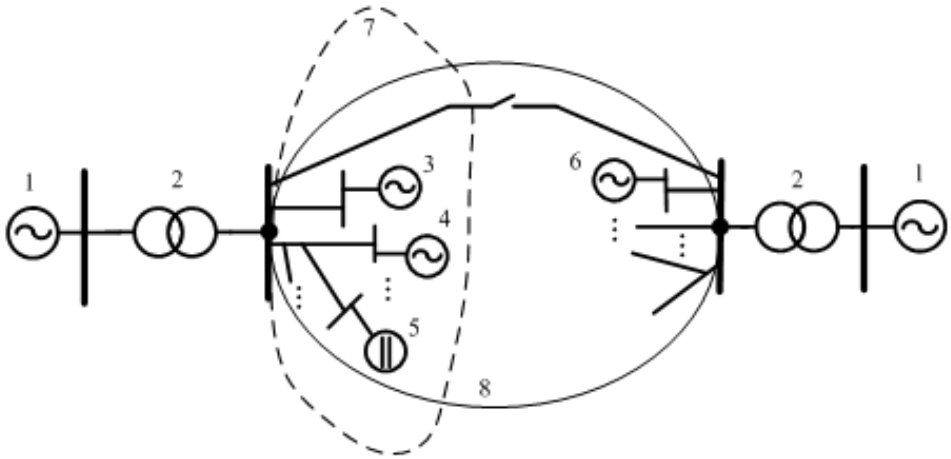

Рис. 1. Заступна схема електричної мережі із змішаним електропостачанням: 1 – ЕЕС; 2 – трансформатор 110/10 кВ; 3 – МГЕС; 4 – СЕС; 5 – конденсаторні установки; 6 – ВЕС; 7 – локальна електрична система; 8 – районна електрична мережа.

Відновлювальна енергетика має ряд переваг, порівняно з традиційною, однак є і недоліки. Серед них слід виділити ускладнення функціонування електричних мереж у разі зростання в них встановлених потужностей ВДЕ та нестабільність генерування через природну їх залежність від метеорологічних умов. Звідси слідує необхідність узгодженого електропостачання від ВДЕ і підстанцій ЕЕС. Одночасно здійснюється поступовий перехід від оптового ринку електроенергії єдиного покупця до балансуючого ринку електроенергії та електропостачання за двосторонніми угодами, а також впровадження ринкових методів керування [1]. Природно, що в нових техніко-економічних умовах виникають нові задачі, не розв’язання яких стримує впровадження ВДЕ і не дозволяє отримати можливий техніко-економічний ефект, зокрема зменшити тиск на навколишнє середовище. Однією з таких задач є компенсація реактивної потужності в ЛЕС, розв’язання якої може дозволити покращити якість електропостачання та зменшити втрати електроенергії в РЕМ, що, в свою чергу, сприятиме зацікавленості власників електричних мереж до більш активної розбудови і використання ВДЕ.

Метою даної статті є дослідження можливостей компенсації реактивної потужності в локальній електричній системі з врахуванням нових технічних і економічних умов.

Виклад основного матеріалу дослідження. Планування режимів роботи ЕЕС повинне враховувати як технічні (підтримання балансу активної та реактивної потужностей в РЕМ і оптимізація розосередженого генерування активної і реактивної потужностей), так і економічні (отримання максимального прибутку від продажу електроенергії) особливості функціонування суб’єктів енергосистеми.

Основним нормативним показником підтримки балансу активної потужності в кожен момент часу є частота змінного струму, яка служить

загальносистемним критерієм. А основним нормативним показником підтримки балансу реактивної потужності – рівень напруги – місцевий критерій, який для кожного вузла навантаження і кожного ступеня номінальної напруги істотно відрізняється. Тому на відміну від балансу активної потужності необхідно забезпечити баланс реактивної потужності не тільки в цілому в енергосистемі, але і у вузлах навантаження. І тому, де і як протікає реактивна потужність по мережі, залежить режим її роботи.

Реактивна потужність додатково завантажує високовольтні лінії і трансформатори, приводить до збільшення втрат активної і реактивної потужності, впливає на рівень напруги у споживача. Тому виникає задача компенсації реактивного струму, щоб зменшити негативний його вплив на роботу елементів мережі і на мережу в цілому.

Для зниження втрат активної потужності від передачі реактивної потужності до споживача і їх компенсації в грошовому вигляді (економічна задача) була впроваджена «Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами» [2]. Обґрунтовувалась методика з метою стимулювання компенсації реактивної потужності (КРП) на місці її споживання, встановленням джерел реактивної потужності (найбільш поширеними є конденсаторні установки). За недокомпенсовану реактивну потужність споживачі платять значні кошти, створюючи інвестиційний фонд для фінансування проектів з компенсації реактивної потужності в мережах електропостачальної організації (ЕО). На жаль, як показує практика, рівень компенсації не змінився.

Однією з можливостей КРП в ЛЕС є залучення до процесу регулювання режимів роботи мережі по реактивній потужності МГЕС, які оснащенні синхронними генераторами (регульовані джерела реактивної потужності), що мають технологічну можливість генерування її в мережу. На балансі мереж споживачів, а також МГЕС, оснащеними асинхронними генераторами, можуть бути незадіяні потужності конденсаторних батарей, які також можна використати для додаткового генерування реактивної потужності в мережу та підтримання балансу реактивної потужності в ЛЕС.

Відповідно діючої методики [2] відносини власників електричних мереж та ВДЕ регламентуються, якщо останні працюють у режимі споживання реактивної електроенергії. При цьому можливість використання їх генерування, наприклад, для компенсації реактивного споживання, не розглядається. Потрібно створити економічні умови, зацікавити споживача, власників ВДЕ, щоб вони приймали участь в оптимізації режимів роботи мережі так, як це відбувається в інших країнах (відповідно до положень балансуючого ринку це є платною послугою).

Споживання реактивної потужності в електричній мережі на протязі доби змінюється разом з активною потужністю. Відповідно повинні змінюватися і потужності джерел реактивної потужності (ДРП). Очевидно, що для

ефективного використання ДРП і для досягнення максимального ефекту в РЕМ цей процес повинен бути автоматизований. Для цього повинні бути розраховані і задані оптимальні налагоджувальні параметри автоматичних регуляторів ДРП, зокрема зони нечутливості.

Як відомо, зсув по фазі між напругою і струмом визначається за допомогою коефіцієнта потужності cosφ. Він дає можливість визначити потрібну пропускну спроможність за умовою нагріву елементів мережі при заданому значенні активної потужності – визначається значення повної потужності, яка в розподільній мережі достатньо добре відповідає значенню струму, оскільки напруга мало відрізняється від номінальної. З цієї точки зору, значення коефіцієнта потужності вимагається з достатньо малою точністю. Так, значення 0,9–0,95–1 розрізняються всього лиш на 5%. Стандартні перерізи проводів, значення номінальної потужності трансформаторів мають значно більшу ступінь зміни. Навіть допустимі значення струмів в більшій мірі залежать від інших умов (температури навколишнього середовища, режиму роботи тощо). Тому на практиці прийнято рахувати, що значення cosφ=0,95 і вище вже достатньо близькі до одиниці.

Однак коефіцієнт потужності не завжди є достатньо показовим у випадку, коли проводиться оцінка споживання реактивної потужності. Так при cosφ=0,95 значення коефіцієнта реактивної потужності tgφ=0,33. Таким чином, виявляється, що, хоч коефіцієнт потужності достатньо близький до одиниці, реактивна потужність, що споживається складає майже 1/3 від активної (достатньо велика).

Не дивлячись на можливість визначення реактивної потужності за допомогою коефіцієнта потужності оцінка її при цьому, по-перше, зустрічає психологічний фактор нехтування (у зв’язку з близькістю коефіцієнта потужності до одиниці, відповідно, передбачається незначне значення реактивної потужності), а по-друге, потребує достатньо високої точності визначення коефіцієнта потужності.

Таблиця 1. Порівняльні числові характеристики

cosφ	tgφ	cscφ	Q'^{*}
1,00	0	∞	∞
0,99	0,14	**7,1**	**50,7**
0,98	0,20	**4,9**	**24,5**
0,97	0,25	**3,9**	**15,6**
0,96	0,29	**3,3**	**11,4**
0,95	0,33	2,9	8,8
0,94	0,36	2,6	7,2
0,93	0,40	2,3	5,7
0,92	0,43	2,1	4,9
0,91	0,45	2,0	4,4
0,90	0,48	1,9	3,9

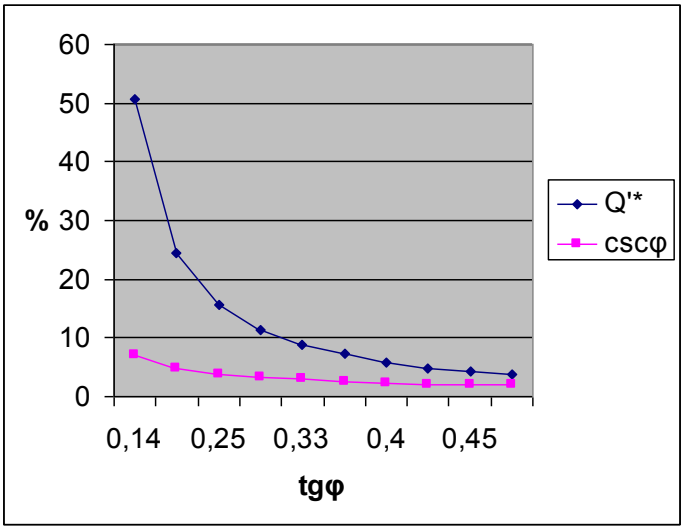

Рис. 2. Графік порівняльних числових характеристик

В табл. 1 та на рис.2 приведені значення tgφ, що відповідають значенням cosφ, які відрізняються на 1%. Чим ближче значення cosφ до одиниці, тим більш різко виявляється залежність від нього значення tgφ. Також приведені значення

$$\frac{d(tg\varphi)}{d(\cos\varphi)} = \csc\varphi, \tag{1}$$

які показують, в скільки разів більше змінюються значення tgφ по відношенню до значень cosφ .

Більш показові являються приведені там же значення

$$Q'^{*} = \frac{dQ_{*}}{d(\cos\varphi)} = \frac{\csc\varphi}{tg\varphi}. \tag{2}$$

Звідси видно, наприклад, що зміна cosφ в зоні біля 0,95 на 1% призводить до зміни Q'^{*} більш ніж на 10% [3].

Таким чином, найбільш обгрунтованішим з точки зору споживання реактивної потужності є значення tgφ. Розуміючи це, в Росії запровадили Методику нормування значень коефіцієнтів реактивної потужності tgφ для споживачів [4], перейшовши таким чином від економічних задач до технічних (зменшення втрат потужності та напруги, забезпечення статичної стійкості вузлів навантаження, підвищення надійності електропостачання).

Особливістю КРП в ЛЕС є те, що РДЕ можуть бути з синхронними і асинхронними генераторами. Відповідно вони можуть генерувати або споживати реактивну потужність. Постає задача координування режимів роботи РДЕ з метою забезпечити на границі балансової приналежності, в точках приєднання ЛЕС і ЕЕС, розрахункового значення $tg\varphi_e$, яке визначається розрахунковим шляхом з умов оптимальності режимів ЛЕС з врахуванням технічних і економічних обмежень [5].

Як відомо, електроенергія – це товар, який має свою якість. Якість електроенергії повинна відповідати вимогам ГОСТ 13109-97 [6]. Сьогодні

споживача цікавлять питання якості електроенергії і надійності електропостачання. Одним із заходів у цьому напрямі є контроль і управління реактивною потужністю з боку ЕО.

Електропостачальна організація, не маючи деколи повної інформації про режими роботи електроустановок споживачів, і не маючи можливості впливати на них, не можуть добитися повного контролю над процесом управління реактивною потужністю. Це приводить до абсолютно негативних наслідків, як для енергосистеми, так і для споживачів. По-перше, недотримання споживачами встановлених норм по коефіцієнту реактивної потужності створює додаткові втрати для енергосистеми, а по-друге, зниження пропускної спроможності мереж погіршує технічні показники роботи мережевої компанії і створює ризик припинення електропостачання для споживачів. Щоб зрозуміти суть процесів, що протікають в конкретній електромережі, потрібна достовірна технічна інформація. Для цього необхідно проводити моніторинг параметрів електромережі, знімаючи і фіксуючи спеціальними приладами одночасно декілька десятків характеристик електромережі з інтервалом в долі секунди (струми, напруга, активні, реактивні і повні потужності по кожній фазі, tgφ, гармонійний склад мережі і так далі). Отриману інформацію необхідно обробляти, аналізувати, і лише після цього можна буде з упевненістю сказати, що за процеси протікають в електромережі, найголовніше, де, яким чином і скільки потрібно компенсувати реактивної потужності, щоб електроенергія, що отримується від постачальника, мала необхідні показники якості, і витрачалася найекономічнішим чином на потреби споживача.

Це можливо реалізувати за допомогою системи автоматичного керування, побудованої з використанням *Smart Grid* технологій. Автоматизація керування із застосуванням *Smart Grid* технологій, дозволить вдосконалити процес електропостачання і керування енергосистемою. Наявність оптимізованих двосторонніх комунікаційних зв’язків в електричних мережах дозволить енергопостачальним компаніям знизити втрати електроенергії в мережах і підвищити ефективність генерування, транспортування та споживання електроенергії [7].

Висновки

1. Застосування пристроїв керованої компенсації реактивної потужності та дотримання доцільних значень tgφ у точках примикання ЛЕС до ЕЕС дозволить підвищити пропускну спроможність діючих ліній електропередач і трансформаторів в ЛЕС та покращити техніко-економічну ефективність сумісної експлуатації РЕМ і ВДЕ, що, в свою чергу, зменшить об’єми використання органічного та ядерного палива традиційними електростанціями на вироблення електроенергії, а це забезпечить зниження рівня забрудненості навколишнього середовища.

2. Суб’єктам енергетичного ринку доцільно почати підготовку до переходу на новий рівень взаємовідносин як між собою, так і з споживачами та

нову організацію робіт щодо керування реактивною потужністю на основі *Smart Grid* технологій. Оскільки для оцінки споживання реактивної потужності (при достатньо високих значеннях cosφ) користуватися значенням коефіцієнта потужності cosφ є не ефективним, то більш обґрунтованим з точки зору споживання і компенсації реактивної потужності є використовування значення коефіцієнта реактивної потужності tgφ, зокрема в точках примикання ЛЕС і ЕЕС.

Список використаних джерел

1. Lezhniuk P. D. Optymalne keruvannia rozoseredzhenymy dzherelamy enerhii v lokalni elektrychni systemi / P. D. Lezhniuk, V. V. Kulyk, O. A. Kovalchuk // Pratsi Instytutu elektrodynamiky NAN Ukrainy. Zbirnyk naukovykh prats. Spetsialnyy vypusk. CH. 1. – 2011.– S. 48–55. – ISSN 1727-9895.
2. Metodyka obchyslennia platy za peretikannia reaktyvnoi elektroenerhii mizh elektroperedavalnoiu orhanizatsiieiu ta ii spozhyvachamy. Zatverdzheno nakazom Ministerstva palyva ta enerhetyky Ukrainy vid 17.01.2002 r. № 19. – 30 s.
3. Melnikov N.A. Reaktyvnaia moshchnost v elektrycheskykh setiakh / N.A. Melnikov // - M.: Enerhiia, 1975. – 128 s.
4. Zhelezko Yu. S. Novye normatyvnye dokumenty, opredeliayiushchye vzaymootnoshenyia setevykh orhanyzatsyy y pokupateley elektroenerhyy v chasty uslovyy potreblenyia reaktyvnoy moshchnosty / Yu. S. Zhelezko // Novyny enerhetyky Ukrainy. – 2008. – №8. – S. 45–49.
5. Lezhniuk P. D. Kompensatsiia reaktyvnoi potuzhnosti v lokalnii elektrychnii systemi / P. D. Lezhniuk, V. V. Kulyk, I. V. Hrytsiuk // Visnyk Kharkivskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu silskoho hospodarstva im. Petra Vasylenka. – 2011. – №3. – S. 32–33.
6. HOST 13109-97. Normy iakosti elektrychnoi enerhii v systemakh elektropostachannia zahalnoho pryznachennia.
7. Kobets B.B. Ynnovatsyonnoe razvytye elektroenerhetyky na baze kontseptsyy Smart Grid / B.B. Kobets, Y.O. Volkova // – M.: YATS Enerhyia, 2012. – 208 s.

Стаття надійшла до редакції 23.05.2014 р.