

П. Д. Лежнюк д. т. н., проф; О. В. Нікіторович;

Жан-П'єр Нгома к. т. н.

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ АСИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ НА МАЛИХ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАЦІЯХ

Розглядаються умови компенсації реактивної потужності, яку споживають асинхронні генератори малих ГЕС з електричної мережі. Показано, що як джерело реактивної потужності на малих ГЕС можуть використовуватися нерегульовані батареї конденсаторів. Оптимальна їх потужність визначається з умов сумісної роботи малої ГЕС і електричної мережі.

Ключові слова: гідроелектростанція, асинхронний генератор, реактивна потужність, компенсація.

Вступ

Малі ГЕС посідають певне місце в енергобалансі регіонів країни. Малі ГЕС дозволяють покращити водопостачання населених пунктів, вони є важливим елементом системи створення безпечної і сприятливої екології, а також дають позитивний соціальний ефект. Проте темпи розвитку малої гідроенергетики на сьогодні стримуються цілою низкою факторів. Одним із них є тип генераторів, з якими повинні працювати малі ГЕС. Це можуть бути синхронні або асинхронні машини.

У ряді країн для перетворення енергії в галузі відновлюваної енергетики (особливо вітроенергетики) знайшли широке застосування асинхронні генератори (АГ). Досвід показує, що для ГЕС з малими встановленими потужностями вони мають істотні переваги порівняно з синхронними генераторами. Це зумовлено насамперед низькою вартістю, простотою конструкції та експлуатації в нормальних режимах, стійкістю до зовнішніх аварій, значним ресурсом. Але ці генератори мають ряд недоліків: неможливість регулювання напруги та споживання реактивної потужності, виникнення коливань активної потужності при певних ковзаннях ротора, накиди реактивної потужності під час пуску агрегата, негативний вплив яких на розподільні електричні мережі істотно підвищується зі збільшенням одиничної потужності агрегата.

Це стаття присвячена дослідженню режимів роботи малих ГЕС з АГ по реактивній потужності в розподільних мережах.

Умови роботи малих ГЕС з АГ в розподільних мережах

При застосуванні АГ на електростанціях можливі два режими його роботи – автономний режим, коли генератор працює безпосередньо на навантаження, та режим паралельної роботи, коли АГ віддає потужність в енергосистему.

Для АГ, що працює на ізолюваній від системи електростанції, характерним є ряд недоліків. Так, наявність джерел реактивної потужності (батареї статичних конденсаторів (БСК) або синхронних машин), що необхідні для самозбудження АГ, піднімає вартість електричної частини ГЕС. Напруга на затискачах генератора з конденсаторним збудженням залежить від навантаження та швидкості обертання ротора, що вимагає застосування систем автоматичного регулювання потужності БСК. У випадку істотної індуктивної складової навантаження ємність БСК, що необхідна для самозбудження АГ збільшується. При роботі на навантаження з високим коефіцієнтом потужності ($\cos\varphi = 0,9 - 0,98$) межа ефективної потужності АГ в автономному режимі не вище 15 – 20 кВА [1 – 3]. Проте в сучасних умовах у зв'язку з підвищенням якості та відносним зменшенням вартості БСК та засобів керування ними вказана межа може бути суттєво розширена.

У випадку роботи АГ паралельно з енергосистемою його недоліки пов'язані із застосуванням конденсаторного збудження, виявляються неістотними, оскільки

забезпечення та підтримання умов самозбудження генератора не є обов'язковим, а потрібна для формування обертового поля реактивна потужність може бути отримана безпосередньо з електричної мережі. При цьому споживання реактивної потужності з електричної мережі для АГ відповідає її споживанню в режимі двигуна.

До переваг застосування АГ також можна віднести відсутність потреби в засобах регулювання швидкості обертання гідротурбіни. У цьому випадку, на відміну від автономної роботи АГ, швидкість обертання його ротора практично не впливає на швидкість обертання магнітного поля статора, а отже, і на частоту струму та напруги на затискачах генератора. З іншого боку, відсутність автоматичних засобів регулювання швидкості на малих ГЕС з АГ зумовлена тим, що зміни навантаження енергосистеми фактично не впливають на режим роботи АГ. Керування роботою малої ГЕС спрощується й за рахунок відсутності потреби в регулюванні напруги на затискачах АГ, оскільки остання, враховуючи велику потужність енергосистеми, задається електричною мережею.

АГ у випадку паралельної роботи з енергосистемою не потребують синхронізації, що підвищує їх маневреність. У момент увімкнення АГ в систему з приведеною швидкістю обертання ротора у межах $\pm 10\%$ відносно синхронної вплив АГ на режим роботи системи по активній потужності є неістотним. Після увімкнення в більшості випадків аперіодично встановлюється нове значення швидкості обертання ротора, що визначається співвідношенням моментів гідротурбіни та електричної машини. Отже, коливання активної потужності в енергосистемі практично не виникають.

Малі ГЕС з АГ, які працюють паралельно з енергосистемою, є значно менш витратними порівняно з ГЕС із синхронними генераторами [1], навіть у випадку повної автоматизації [4], оскільки на них не використовуються такі системи, як регулятор швидкості гідротурбіни, регулятор збудження генератора, збуджувач постійного струму, пристрій гасіння поля, синхронізаційні пристрої та ряд захисних засобів, необхідних для нормальної роботи синхронного генератора. Експлуатація малих ГЕС спрощується, і стає можливою повна автоматизація технологічного процесу.

Забезпечення збудження автономних асинхронних генераторів. Як відомо [2, 6], для забезпечення генераторного режиму роботи асинхронної машини її необхідно приєднати до електричної мережі змінного струму і обертати за допомогою відповідного первинного двигуна (наприклад, гідротурбіни) зі швидкістю n , що перевищує синхронну n_1 . При цьому машина набуде від'ємного ковзання s , тобто швидкість обертання поля ротора перевищить швидкість обертання поля статора. Активна складова I'_{2a} приведенного струму ротора I'_2 (рис. 1), пропорційна ковзанню, стане від'ємною, що призведе до зміни напрямку активної складової струму статорної обмотки I'_1 і відповідатиме генерації активної потужності в систему [6]:

$$I'_2 = \frac{s E_2 r_2}{r_2^2 + s^2 x_{\sigma 2}^2} - j \frac{s^2 E_2 x_{\sigma 2}}{r_2^2 + s^2 x_{\sigma 2}^2} = I_{2a} - j I_{2p} \quad (1)$$

де s – ковзання ротора асинхронної машини; E_2 – модуль вторинної е.р.с. машини; r_2 , $x_{\sigma 2}$ – активна та реактивна складові опору кола ротора в заступній схемі; I_{2a} , I_{2p} – активна та реактивна складові еквівалентного струму кола ротора.

Напрямок реактивної складової I_{2p} при цьому не зміниться, отже, машина, як і в режимі двигуна, споживатиме реактивну потужність з електричної мережі. Цей аспект є істотним недоліком асинхронних генераторів, порівняно із синхронними. Слід врахувати також той факт, що якщо для синхронного генератора потужність збудження не перевищує 1% від номінальної потужності генератора, то для АГ ця величина сягає 70 – 100%. Разом з тим, у випадку асинхронного генератора мова йде про реактивну потужність, що може бути частково або повністю вироблена конденсаторною установкою чи синхронним генератором,

що працює паралельно з АГ на малій ГЕС.

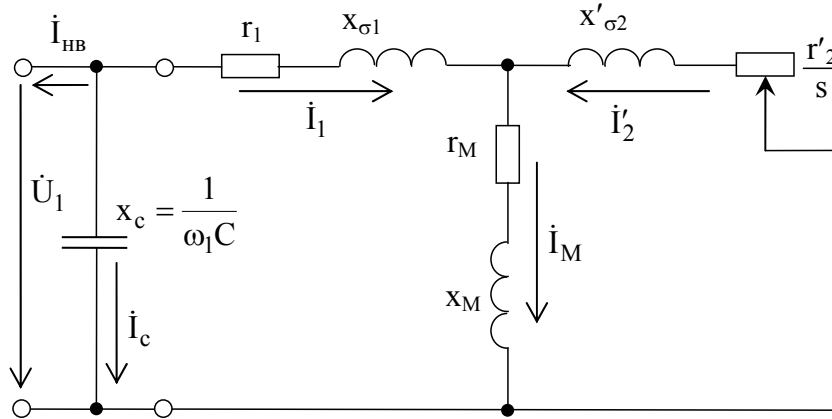


Рис.1. Заступна схема асинхронного генератора з конденсаторним збудженням

Розглядаючи компенсацію споживання реактивної потужності асинхронними генераторами, слід окремо розглядати дві задачі: забезпечення умов самозбудження для АГ, що працюють автономно, та компенсацію реактивного споживання АГ, що працює паралельно з енергосистемою з метою підвищення ефективності його експлуатації за рахунок зменшення споживання реактивної потужності з мережі.

У першому випадку необхідна ємність C (а отже, і встановлена потужність Q_c) батареї статичних конденсаторів є більшою. Так, для забезпечення умов самозбудження АГ необхідно, щоб залишкова е. р. с. машини, що наводиться струмом $\dot{I}_1 = \dot{I}_M$ за рахунок залишкового намагнічування ротора, була достатньою для створення ємнісного струму \dot{I}_C , який призвів би до підвищення е. р. с. статорної обмотки машини, тобто

$$\begin{aligned} \dot{I}_M(x_{\sigma 1} + x_{M.H}) &> \dot{I}_C x_c, \\ \dot{I}_M &= \dot{I}_C, \end{aligned} \quad (2)$$

де $x_{M.H}$ – індуктивний опір ненасиченої магнітної системи АГ.

Перехідний процес самозбудження закінчується, коли за рахунок насичення магнітної системи опір x_M зменшується порівняно з $x_{M.H}$ настільки, що

$$\dot{I}_C(x_{\sigma 1} + x_M) = \dot{I}_C x_c. \quad (3)$$

Отже, ємність БСК, необхідна для забезпечення збудження АГ, що працює на навантаження автономно:

$$C = \frac{1}{\omega_1(x_{\sigma 1} + x_M)}. \quad (4)$$

Іншою важливою проблемою, що пов'язана із забезпеченням збудження автономних АГ, є забезпечення номінальної напруги на їх затискачах у випадку активно-індуктивного навантаження. Загалом потужність БСК, необхідна для регулювання напруги, може бути визначена:

$$Q_c = \frac{U_c^2}{X_c} = Q_e + Q_H = P_e \operatorname{tg} \varphi_e + P_H \operatorname{tg} \varphi_H, \quad (5)$$

де U_c – модуль лінійної напруги на затискачах конденсаторної установки, що визначається напругою на затискачах АГ ($U_c = U_2$); P_e, P_H – номінальні активні потужності генератора та

його навантаження, які, нехтуючи втратами в конденсаторній установці, можна вважати рівними: $P_{\Sigma} = P_H = P_{ном}$.

Виходячи з (5), ємність конденсаторної установки визначається таким чином:

$$C = \frac{P_{ном} (tg \varphi_{\Sigma} + tg \varphi_H)}{\omega_1 U_{\Sigma, ном}^2}. \quad (6)$$

Отже, для визначення потужності конденсаторної установки, яка забезпечить збудження АГ, що працює автономно, необхідно використовувати більшу з ємностей, визначених за (4) та (6).

Компенсація реактивної потужності асинхронних генераторів. На сучасних малих ГЕС асинхронні генератори найчастіше застосовуються в режимі паралельної роботи з енергосистемою. Виходячи з цього, відпадає необхідність у забезпеченні їх самозбудження, а також у регулюванні напруги шляхом коригування потужності БСК, оскільки напруга генератора задається системою.

Разом з тим залишається проблема компенсації реактивної потужності АГ, оскільки отримання реактивної потужності з електричної мережі призводить до підвищення експлуатаційних витрат. Для вирішення цієї проблеми, як вказувалося вище, найчастіше використовують БСК, або синхронні генератори, встановлені на станції. На споживання реактивної потужності асинхронним генератором впливають його конструктивні параметри та режими роботи.

Структура споживання реактивної потужності асинхронним генератором така. Найбільша потужність витрачається на створення основного магнітного поля машини $Q_M = 3I_M^2 x_M$. На створення полів розсіяння первинного кола машини витрачається потужність $q_1 = 3I_1^2 x_{\sigma 1}$, а на створення вторинних полів розсіяння – потужність $q_2 = 3I_2^2 x'_{\sigma 2}$ [6]. Сумарна реактивна потужність споживання АГ визначається

$$Q_1 = Q_M + q_1 + q_2 = P_G tg \varphi_G. \quad (7)$$

Встановлена потужність БСК має підбиратися так, щоб компенсувати споживання АГ Q_1 , якщо не планується використання надлишкової реактивної потужності для забезпечення зовнішніх споживачів на комерційній основі. Отже, необхідна ємність БСК є меншою порівняно з (6).

Найчастіше малі ГЕС працюють у режимі видачі постійної потужності протягом тривалого періоду часу або в режимі періодичних вмикань на постійну потужність у періоди часу, що відповідають максимальному навантаженню енергосистеми. Виходячи з цього, АГ, що входять до їх складу, мають відносно стабільне споживання реактивної потужності. Отже, встановлення нерегульованої БСК потрібної потужності забезпечує їх роботу протягом усього терміну експлуатації. Економічна потужність БСК для випадку експлуатації АГ у режимах, близьких до номінального, може бути визначена доволі просто

$$Q_{KV} = Q_{Г, ном} = P_{Г, ном} tg \varphi_{Г, ном}. \quad (8)$$

У разі використання в якості генераторів серійних асинхронних двигунів вона становить 30÷90% від номінальної потужності генератора в залежності від його конструктивних параметрів.

Разом з тим часто під час проектування електричної частини малої ГЕС через відсутність точної інформації про механічні параметри відновлених гідротурбін, або для створення запасу по активній потужності генераторів з метою недопущення їх перегрівання і подовження терміну експлуатації вибирають генератори із завищеною (до 30 – 50%) номінальною потужністю. При цьому генератори працюють у режимах, які відрізняються від номінального. Це проявляється у підвищенні споживання реактивної потужності і призводить, з одного боку, до підвищення необхідної встановленої потужності БСК, а з

іншого – до надлишкового завантаження АГ реактивним струмом.

Підвищення реактивної потужності пояснюється тим, що робота АГ з пониженою потужністю пов'язана зі зменшеною, по відношенню до номінальної, швидкістю обертання ротора $n_2 < n_{2,ном}$ та ковзанням ротора $s < s_{ном}$. Зменшення ковзання, виходячи з (1), призводить до зменшення вторинного струму I_2 , переважно за рахунок реактивної складової:

$$I_{2p} = \frac{E_2 x_{\sigma 2}}{\frac{r_2^2}{s^2} + x_{\sigma 2}^2} < I_{2p,ном}$$

При цьому, враховуючи співвідношення між вторинним струмом I_2 та моментом на валу генератора M [6]

$$M \cong \Phi I_2, \quad (9)$$

зменшення струму ротора I_2 при незмінному моменті призводить до підвищення магнітного потоку генератора Φ , що за рахунок насичення магнітного кола машини призводить до істотного зростання намагнічувального струму I_M , і, як наслідок, підвищення споживання реактивної потужності, згідно (7).

Очевидно, що недовантажений АГ характеризується моментом на валу ротора меншим за номінальний, але, враховуючи, що вторинний струм I_2 зменшується швидше за M , висновок про збільшення Q_I для недовантажених генераторів є справедливим.

Для підтвердження наведеного вище було проведено натурний експеримент на асинхронному двигуні серії 4А, що експлуатується в генераторному режимі на Звенигородській ГЕС. Номінальна потужність машини $P_{Г,ном} = 132$ кВт, номінальна швидкість у генераторному режимі $n_{2н} = 770$ об/хв, номінальне ковзання $s_{ном} = 2.66\%$, кількість пар полюсів статорної обмотки – 4, коефіцієнт корисної дії $\eta_{ном} = 0,932$, коефіцієнт потужності $\cos \varphi_{ном} = 0,86$. Для вказаного агрегату, змінюючи кут відкриття направляючого апарата привідної гідротурбіни, змінювалася активна потужність і фіксувалося реактивне споживання. Результати вимірювань подано у табл. 1.

Таблиця 1

Результати експерименту з визначення реактивного споживання АГ

| P_G , кВт | Q_G , кВАр | $\cos \varphi$, в.о. | $P_G/P_{Г,ном}$ в.о. | $Q_G/Q_{Г,ном}$ в.о. |
|----------------|-----------------|--------------------------|----------------------|----------------------|
| 2,12 | 60 | 0,04 | 0,02 | 0,77 |
| 9,3 | 61,4 | 0,15 | 0,07 | 0,79 |
| 16,5 | 62,4 | 0,26 | 0,13 | 0,80 |
| 24 | 63,9 | 0,35 | 0,18 | 0,82 |
| 39 | 66,3 | 0,51 | 0,30 | 0,85 |
| 46 | 68 | 0,56 | 0,35 | 0,87 |
| 52,1 | 69 | 0,60 | 0,39 | 0,88 |
| 63,2 | 71,7 | 0,66 | 0,48 | 0,92 |
| 69,9 | 72,6 | 0,69 | 0,53 | 0,93 |
| 71,5 | 73,5 | 0,70 | 0,54 | 0,94 |
| 73,5 | 73,9 | 0,71 | 0,56 | 0,95 |
| 73,6 | 74 | 0,71 | 0,56 | 0,95 |

З результатів, поданих у табл. 1, видно, що за завантаження генератора у межах 56% від номінальної потужності, його реактивне споживання становить 95% від номінального. Отже, в випадку експлуатації постійно недовантаженого генератора потужність БСК є істотно завищеною. При цьому встановлення замість представленого генератора АГ з аналогічним $\cos \varphi_{ном}$ та меншою номінальною потужністю дозволило б зменшити необхідну встановлену потужність БСК на 10 – 25%.

Крім рівня завантаження суттєвий вплив на споживання реактивної потужності АГ, що Наукові праці ВНТУ, 2008, № 2

видає потужність до енергосистеми, має рівень напруги на затискачах статорної обмотки. Враховуючи, що значення основного магнітного потоку Φ є пропорційним модулю первинної напруги U_1 [6], підвищення останньої над номінальним значенням призводить до збільшення Φ . При цьому, як зазначалося вище, нелінійно зростає I_M і, як наслідок, збільшується Q_G , а статорна обмотка АГ перевантажується реактивним струмом. Разом з тим, зменшення напруги U_1 нижче номінальної у випадку завантаження асинхронного генератора, близького до номінальної потужності, зменшуючи основний потік Φ і разом з ним Q_G машини, підвищує згідно (9) вторинний струм I_2 , що може призвести до перегрівання обмотки ротора. Проте для систематично недовантажених АГ зниження напруги U_1 до рівня $0,95U_{ном}$ може розглядатися як спосіб зниження споживання реактивної потужності, але при цьому трансформатор зв'язку ГЕС із системою повинен мати засоби регулювання напруги – пристрої РПН або ПБЗ.

Додатковим способом зниження споживання реактивної потужності для істотно недовантажених АГ ($P_{Г*} = 0,3 \div 0,5$) (згідно [6]) є зміна з'єднання його статорної обмотки з «трикутника» в «зірку». Це призводить до зменшення фазної напруги U_1 у $\sqrt{3}$ раз, основного потоку Φ – у $\sqrt{3}$ раз, струму I_M – у $2 \div 2,5$ рази. Згідно (6) зменшується реактивне споживання і зростає коефіцієнт потужності генератора. У більшості випадків за рахунок зменшення I_M зменшується реактивна складова I_I і збільшується коефіцієнт корисної дії машини. Але доцільність подібного заходу для конкретного АГ слід встановлювати експериментально.

Наведені способи обмеження споживання реактивної потужності АГ дозволяють вирішувати проблему підвищення їх техніко-економічних показників під час експлуатації малих ГЕС. Разом з тим більшого ефекту можна досягти на стадії проектування електричної частини малої ГЕС, вибираючи основне обладнання та визначаючи його конструктивні параметри з урахуванням їх взаємовпливу.

Висновки

1. За умови відповідного підбору конструктивних параметрів електричної частини малих ГЕС з асинхронними генераторами, зокрема компенсувальних установок, забезпечується високий рівень ефективності їх експлуатації, а енергетичні показники асинхронних генераторів у планових режимах не поступаються синхронним.

2. Значення реактивної потужності, що споживається АГ з мережі, мало залежить від його активного завантаження, тому як джерело реактивної потужності на малих ГЕС можуть використовуватися нерегульовані батареї конденсаторів. Оптимальна їх потужність визначається з умов сумісної роботи малої ГЕС і розподільної мережі.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Златковский А.П. Электрооборудование сельских электрических установок. – М.: Государственное издательство сельскохозяйственной литературы, 1953. – 446 с.
2. Электрические машины: асинхронные машины / Радин В.И., Брускин Д.Э., Зорохович А.Е.: Под ред. И.П. Копылова. – М.: Высшая школа, 1988. – 328 с.
3. Костенко М.П. Электрические машины. Ч. 2. – М.: Высшая школа, 1965. – 704 с.
4. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Нікіторович О.В. Підвищення ефективності експлуатації малих ГЕС засобами автоматичного керування // Гідроенергетика України. – 2007. – № 3. – С. 38 – 42.
5. Петрушин В.С. Асинхронні двигуни: раціональний підхід // Електротема. – 2004. – № 24.
6. Вольдек А.И. Электрические машины. – Л.: Энергия, 1978. – 832 с.

Лежнюк Петро Дем'янович – завідувач кафедрою електричних станцій і систем, Вінницький національний технічний університет;

Нікіторович Олександр Володимирович. – президент ЗЕА „Новосвіт”;

Жан-П'єр Нгома – асистент кафедри електротехніки, університет Дуала, Камерун.