

ОПТИМАЛЬНЕ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ З ДЖЕРЕЛОМ РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ З УРАХУВАННЯМ ЇХ НАЛЕЖНОСТІ ОДНОМУ ВЛАСНИКУ ПРИ ВИКОРИСТАННІ РЕЗЕРВУ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

О. С. Яндульський, Г. О. Труніна, А. Б. Нестерко

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»
просп. Перемоги, 37, м. Київ, 03056, Україна. E-mail: A_Trunina@ukr.net

Встановлено, що для максимізації активної потужності джерела розосередженого генерування та збільшення потужності його резерву необхідно знизити споживання/генерування реактивної потужності станції для регулювання напруги. Розглянуто та проаналізовано критерії оптимального регулювання напруги у випадку належності джерела розосередженого генерування та розподільної електричної мережі різним власникам. Сформувано цільову функцію оптимального регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелом розосередженого генерування з урахуванням їх належності одному власнику при використанні резерву активної потужності. Визначено, що у випадку одного власника необхідно знати, яким саме трансформатором з РПН в мережі потрібно здійснювати регулювання. Для цього розроблено та наведено послідовність вибору трансформатора з РПН в мережі, що базується на розрахунку та аналізі коефіцієнтів чутливості. Розглянутий підхід до оптимального регулювання напруги дозволяє при максимальному генеруванні активної потужності станції (як робочої, так і з резерву джерела) підвищити ефективність регулювання напруги та досягти економічної вигідності.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, джерело розосередженого генерування, РПН трансформатора, оптимальне регулювання напруги, резерв активної потужності.

ОПТИМАЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ИСТОЧНИКОМ РАССРЕДОТОЧЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ С УЧЕТОМ ИХ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ ОДНОМУ СОБСТВЕННИКУ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РЕЗЕРВА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

А. С. Яндульский, А. А. Трунина, А. Б. Нестерко

Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт»
пр. Победы, 37, г. Киев, 03056, Украина. E-mail: A_Trunina@ukr.net

Установлено, что для максимизации активной мощности источника рассредоточенной генерации и увеличения его резерва необходимо снизить потребление/генерацию реактивной мощности станции для регулирования напряжения. Рассмотрены и проанализированы критерии оптимального регулирования напряжения в случае принадлежности источника рассредоточенной генерации и распределительной электрической сети разным владельцам. Сформулирована целевая функция оптимального регулирования напряжения в распределительной электрической сети с источником рассредоточенной генерации с учетом их принадлежности одному собственнику при использовании резерва активной мощности. Определено, что в случае одного собственника необходимо знать, каким именно трансформатором с РПН в сети нужно осуществлять регулирование. Для этого разработана и приведена последовательность выбора трансформатора с РПН в сети, которая основывается на расчете и анализе коэффициентов чувствительности. Рассмотренный подход к оптимальному регулированию напряжения позволяет при максимальной генерации активной мощности станции (как рабочей, так и из резерва источника) повысить эффективность регулирования напряжения и достичь экономической выгоды.

Ключевые слова: распределительная электрическая сеть, источник рассредоточенной генерации, РПН трансформатора, оптимальное регулирование напряжения, резерв активной мощности.

АКТУАЛЬНІСТЬ РОБОТИ. За останні роки частка джерел розосередженого генерування (ДРГ) на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в ОЕС України значно збільшилась [1]. У той же час, інтеграція ДРГ суттєво впливає на роботу розподільної електричної мережі (РЕМ): вплив на роботу релейного захисту, перетоки потужності, частоту, напругу і т.п. Таким чином, ДРГ, що підключається до мережі через інвертор може призвести до перевищення допустимого діапазону напруг у вузлах мережі [2]. Ця проблема може бути ускладнена при залученні ДРГ до процесів регулювання частоти та активної потужності, коли станція переходить від режиму обмеження генерування до видачі резерву активної потужності в мережу.

Найчастіше регулювання напруги в РЕМ здійснюється компенсуючими пристроями або перемиканням системи РПН трансформаторів. У той же час, вимоги [3] регламентують випадки, в яких ДРГ з інверторним приєднанням можуть приймати

участь в регулюванні напруги за рахунок зміни реактивної потужності. Цьому питанню присвячено ряд вітчизняних та зарубіжних робіт [4–7]. Поєднання традиційних підходів до регулювання напруги та регулюючих властивостей джерел РГ дає можливість підвищити ефективність регулювання напруги в РЕМ із ДРГ.

Враховуючи той факт, що електрична мережа та ДРГ можуть належати одному або різним власникам, виникає проблема формування критеріїв оптимального регулювання напруги.

Тому мета даної статті – сформулювати цільову функцію оптимального регулювання напруги в РЕМ із ДРГ у випадку одного власника із використанням засобів регулювання напруги та регулюючих властивостей ДРГ при застосуванні резерву активної потужності джерела.

МАТЕРІАЛ І РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ. Як вже зазначалося, генерування активної потужності ДРГ (робочої або з резерву), приєднаного через ін-

вертор, може спричинити перевищення допустимих меж напруги у вузлах РЕМ [2]. Для її утримання в допустимому діапазоні ДРГ може споживати реактивну потужність з електричної мережі [4–7], але перехід ДРГ до часткового споживання або генерування реактивної потужності призводить до зменшення його можливого резерву потужності та до зниження генерування активної потужності станції (рис. 1) у відповідності до співвідношення:

$$P_{DG} = \sqrt{S_{DG}^2 - Q_{DG}^2} \quad (1)$$

де S_{DG} – повна потужність ДРГ, P_{DG} – активна потужність, яку генерує станція, Q_{DG} – реактивна потужність, яку споживає або генерує ДРГ.

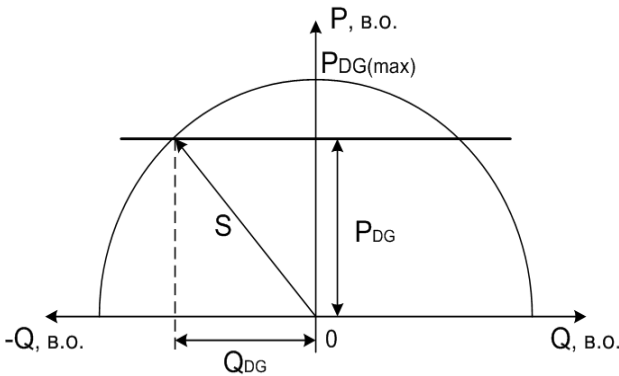


Рисунок 1 – Характеристика потужності ДРГ

де $-Q$ та Q – діапазон споживання та генерування реактивної потужності; P_{DG} – максимальна активна потужність ДРГ при споживанні або генеруванні реактивної потужності.

З рис. 1 і співвідношення (1) випливає, що для збільшення генерування активної потужності ДРГ слід мінімізувати споживання реактивної потужності з мережі.

Щодо формування критеріїв оптимального регулювання напруги в РЕМ із ДРГ, слід розглянути варіанти, коли ДРГ та РЕМ належать різним власникам.

1. ДРГ належить окремому власнику.

Для власника ДРГ важливою умовою є максимальний прибуток від реалізації активної потужності станції, а також прибуток від надання послуг власнику електричної мережі у вигляді постачання резерву активної потужності. У той же час від нього вимагають підтримувати напругу в допустимих межах у вузлі підключення [3], інакше станцію буде відключено. Для цього у власника ДРГ є два варіанти:

1) Знизити активну потужність ДРГ відповідно до (1) для того, щоб перейти до часткового споживання/генерування реактивної потужності;

2) Встановити додаткові засоби регулювання напруги в вузлі підключення станції.

Таким чином, цільова функція оптимального регулювання напруги для власника ДРГ може бути наступною:

$$C_{DG} \cdot (P_{DG} - \Delta P(Q)_{DG} - \Delta P_{DG}) + C_{R(DG)} \cdot P_{R(DG)} - C_D \rightarrow \max \quad (2)$$

з обмеженнями:

$$U_{\min} \leq U_{DG} \leq U_{\max}$$

$$0 \leq P_{DG} \leq \sqrt{S_{DG}^2 - Q_{DG(\min)}^2}$$

$$0 \leq Q_{DG} \leq \sqrt{S_{DG}^2 - P_{DG(\min)}^2} \quad (3)$$

$$|S_{DG-DN}^{\text{line}}| \leq S_{DG-DN(\max)}^{\text{line}}$$

де $\Delta P(Q)_{DG}$ – величина активної потужності, на яку слід зменшити генерування ДРГ для часткового регулювання його реактивної потужності (відповідно до (1)); ΔP_{DG} – втрати активної потужності ДРГ в елементах станції: в трансформаторі приєднання, в лінії підключення і т.п.; C_{DG} – вартість 1кВт-год потужності ДРГ, згідно документації про «Зелений тариф»; $C_{R(DG)}$ – вартість 1кВт-год потужності, яку ДРГ може надати з резерву у вигляді додаткової послуги для підтримки мережі; C_D – додаткові витрати власника ДРГ на засоби регулювання напруги; P_{DG} – активна потужність ДРГ; $P_{R(DG)}$ – активна потужність резерву ДРГ; U_{DG} – напруга в вузлі підключення ДРГ; $Q_{DG(\min)}$ – мінімально можлива величина реактивної потужності (споживання або генерування) ДРГ; $P_{DG(\min)}$ – мінімально можлива величина активної потужності ДРГ; S_{DG-DN}^{line} – повна потужність ДРГ, яка протікає по лінії від джерела в РЕМ; $S_{DG-DN(\max)}^{\text{line}}$ – максимально можлива повна потужність ДРГ, яка може протікати по лінії від джерела в РЕМ.

2. РЕМ належить окремому власнику.

Приймемо, що власник РЕМ має можливість регулювати напругу змінюючи положення РПН трансформаторів. При цьому порушення межі допустимих значень напруги, тобто порушення якості електроенергії, власник РЕМ повинен відшкодувати споживачам.

Таким чином, цільова функція регулювання напруги для власника РЕМ може бути наступною:

$$C_{TR} \cdot N_{TR} + \frac{dC_Z}{dU} \cdot \Delta U_n \rightarrow \min \quad (4)$$

з обмеженнями:

$$U_{\min} \leq U_n \leq U_{\max}$$

$$N_{TR}^{\min} \leq N_{TR} \leq N_{TR}^{\max} \quad (5)$$

$$\sum N_{TR}(T) \leq \sum N_{TR}^{\max}$$

де C_{TR} – вартість одного перемикачання РПН трансформатора, яка базується на вартості системи РПН та максимальній допустимій гарантійній кількості перемикачів положення РПН трансформатора; N_{TR} – кількість перемикачів положення РПН трансформатора, яку слід здійснити для повернення напруги в допустимі межі; dC_Z/dU – грошовий еквівалент відхилення напруги від допустимого значення dU ; ΔU_n – відхилення напруги від допустимого значення у вузлі n ; N_{TR}^{\min} , N_{TR}^{\max} – мінімальна та максимальна кі-

лькість перемикачів РПН трансформатора, яку можливо здійснити для повернення напруги в допустимі межі; $\sum N_{TR}(T)$ – загальна кількість перемикачів РПН трансформатора, яку було здійснено за весь період експлуатації системи РПН – Т; $\sum N_{TR}^{max}$ – загальна допустима (гарантійна) кількість перемикачів РПН трансформатора.

У випадку, коли РЕМ і ДРГ належать одному власнику слід визначити, яким саме трансформатором у мережі потрібно здійснювати регулювання. Вибір пропонується проводити за наступною послідовністю:

1. Провести розрахунок чутливості напруги в електричній мережі відносно зміни потужності ДРГ dU_i/dQ_{DG} та встановити вузли з найбільшою чутливістю:

$$dU_i / dQ_{DG} = [dU_1 / dQ_{DG} \quad dU_2 / dQ_{DG} \quad \dots \quad dU_{DG} / dQ_{DG} \quad \dots \quad dU_n / dQ_{DG}] \quad (6)$$

$$\dots \quad dU_{DG} / dQ_{DG} \quad \dots \quad dU_n / dQ_{DG}]$$

де i – номер вузла РЕМ, $i = 1 \dots n$.

2. Розрахувати чутливість напруги в вузлах РЕМ відносно зміни положення РПН t -го трансформатора $dU_i/dtap_t$ (t –номер трансформатора в мережі), який знаходиться поблизу ДРГ:

$$dU_i / d tap_t = [dU_1 / dtap_t \quad dU_2 / dtap_t \quad \dots \quad dU_n / dtap_t] \quad (7)$$

де t – номер трансформатора, $t = 1, \dots, m$; i – номер вузла РЕМ, $i = 1 \dots n$.

3. На основі аналізу отриманих розрахунків чутливості визначити трансформатори з РПН в мережі, які мають вплив на найбільшу кількість вузлів серед чутливих вузлів відносно зміни потужності ДРГ;

4. Для цих трансформаторів слід визначити коефіцієнти якості функціонування [8, 9] і на основі цього обрати один трансформатор, регулювання якого сприятиме підвищенню ефективності регулювання напруги в РЕМ з ДРГ.

У [8, 9] пропонують обирати трансформатор з РПН в мережі для регулювання напруги, базуючись на визначенні його коефіцієнта якості функціонування, який враховує надійнісні характеристики трансформатора (зокрема залишковий ресурс), навантаження трансформатора та чутливість зміни втрат потужності в електричній мережі до перемикачів РПН саме цього трансформатора. Тобто перемикачів потрібно здійснювати таким трансформатором, у якого коефіцієнт якості функціонування найвищий.

Таким чином, для мінімізації кількості споживання або генерування реактивної потужності ДРГ перемикачів положення РПН слід здійснювати на трансформаторі, обраному в п. 4. Це дозволить максимізувати генерування активної потужності ДРГ та його резерв потужності відповідно до (2) за співвідношенням (1) при утриманні напруги в допустимих межах.

Коли РЕМ і ДРГ належать одному власнику критерій оптимального регулювання напруги полягає в пошуку такої робочої точки в процесі регулювання, в якій буде досягатися максимальне генерування

активної потужності ДРГ та мінімальна кількість перемикачів системи РПН трансформатора (табл. 1).

Таблиця 1 – Критерії оптимального регулювання напруги за умов належності РЕМ та ДРГ одному власнику

Критерії	Для цього потрібно
Максимізація активної потужності ДРГ (максимізація прибутку від реалізації активної потужності ДРГ)	Мінімізувати споживання або генерування реактивної потужності ДРГ Збільшити кількість перемикачів положення системи РПН трансформатора
Мінімізація кількості перемикачів положення системи РПН трансформатора	Знизити активну потужність ДРГ у відповідності з (1) для того, щоб частково регулювати реактивну потужність
Мінімізація втрат активної потужності в елементах ДРГ: в лінії підключення, трансформаторі приєднання	Встановлення більш якісних ліній та трансформаторів, їх вчасний ремонт або заміна
Мінімізація економічних витрат на встановлення додаткових регулюючих пристроїв	Координація роботи ДРГ з системою РПН трансформатора з метою ефективного регулювання напруги в мережі
Мінімізація економічних затрат на відшкодування збитків споживачів від неякісної електроенергії, зумовленої відхиленням напруги від допустимих меж	Реалізація вчасного та якісного регулювання напруги в мережі

На основі, наведених у табл.1, критеріїв оптимального регулювання, цільову функцію можна сформулювати наступним чином:

$$C_{DG} \cdot (P_{DG} - \Delta P(Q)_{DG} - \Delta P_{DG}) + C_{R(DG)} \cdot P_{R(DG)} - C_D - C_{TR} \cdot N_{TR} - \frac{dC_Z}{dU} \cdot \Delta U_n \longrightarrow \max \quad (8)$$

з обмеженнями:

$$\begin{aligned} U_{min} &\leq U_{DG} \leq U_{max} \\ 0 &\leq P_{DG} \leq \sqrt{S_{DG}^2 - Q_{DG(min)}^2} \\ 0 &\leq Q_{DG} \leq \sqrt{S_{DG}^2 - P_{DG(min)}^2} \\ N_{TR}^{min} &\leq N_{TR} \leq N_{TR}^{max} \\ \sum N_{TR}(T) &\leq \sum N_{TR}^{max} \\ |S_{DG-DN}^{line}| &\leq S_{DG-DN(max)}^{line} \end{aligned} \quad (9)$$

На рис. 2 представлено структуру оптимального регулювання напруги в РЕМ із ДРГ з урахуванням їх належності одному власнику при використанні резерву активної потужності.

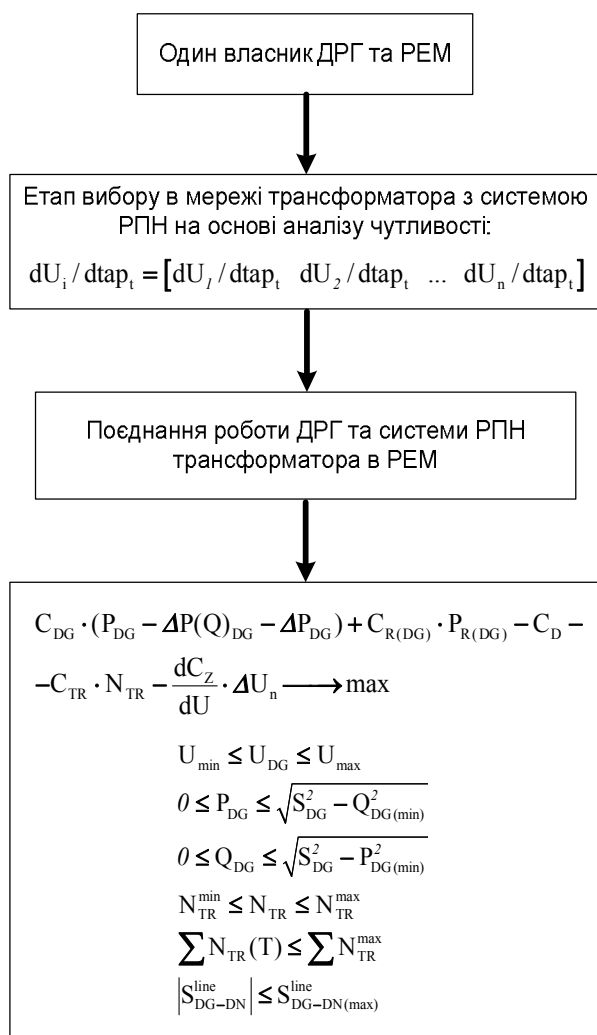


Рисунок 2 – Критерії оптимального регулювання напруги у випадках одного власника РЕМ та ДРГ

ВИСНОВКИ. Встановлено, що для максимізації генерування активної потужності ДРГ і збільшення потужності його резерву необхідно знизити споживання/генерування реактивної потужності станції для регулювання напруги.

Розглянуто випадки належності ДРГ і РЕМ різним власникам. Визначено, що у випадку одного власника ДРГ і РЕМ необхідно знати, яким саме трансформатором із РПН у мережі потрібно здійснювати регулювання. Тому було розроблено та приведено послідовність вибору трансформатора з РПН в мережі, що базується на розрахунку та аналізі коефіцієнтів чутливості.

Сформовано цільову функцію оптимального регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелом розосередженого генерування з урахуванням їх належності одному власнику при використанні резерву активної потужності.

Такий підхід дозволить при максимальному ге-

неруванні активної потужності ДРГ (як робочої, так і із резерву станції) підвищити ефективність регулювання напруги та досягти економічної вигідності.

ЛІТЕРАТУРА

1. Зміни встановленої потужності ОЕС України. – 2014 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/uk/publish/article?art_id=149524&cat_id=35061.
2. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 13109-97 [Введен с 1999-01-01]. – Межгосударственный стандарт, 1999. – 31 с.
3. Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж. – 2011. – 43 с.
4. Гаевский А.Ю., Голентус И.Э. Стабилизация напряжения в сети путем компенсации реактивной мощности инверторами ФЭС // Збірник тез доповідей XIV Міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика XXI століття», 16–20 вересня 2013 р. – АР Крим, 2013. – С. 243–247.
5. Masoud Farivar. Inverter VAR Control for Distribution Systems with Renewables: Smart Grid Communications: IEEE International Conference, 17–20 Oct., 2011. – PP. 457–462.
6. Sansawatt, T., Ochoa, L.F. and Harrison, G.P. Integrating distributed generation using decentralised voltage regulation: IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010. – PP. 1–6.
7. Turitsyn, K., Sulc, P., Backhaus, S. and Chertkov, M. Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators: Smart Grid Communications: First IEEE International Conference, 2010. – PP. 79–84.
8. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Рубаненко О.О. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС з врахуванням нормативного значення технічних втрат електроенергії та технічного стану трансформаторів з РПН // Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика». – Донецьк: ДонНТУ, 2013. – № 1(14). – С. 168–172.
9. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Казьмірук О.І. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС з урахуванням технічного стану трансформаторів із РПН // Наукові праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка. – Вінниця: ВНТУ, 2012. – № 4. – С. 1–9.
10. Kim, T.E. and Kim, J.E. Voltage Regulation Coordination of Distributed Generation System in Distribution System: Power Engineering Society Summer Meeting, 15–19 July, 2001. – PP. 480–484.
11. Roberto Caldon, Silvano Spelta, Valter Prandoni and Roberto Turri. Co-ordinated Voltage Regulation In Distribution Networks With Embedded Generation: Electricity Distribution: 18th International Conference, 6–9 June, 2005.

THE OPTIMAL VOLTAGE REGULATION OF DISTRIBUTION POWER NETWORK WITH SOURCE OF DISTRIBUTED GENERATION IN VIEW OF THEIR AFFILIATION TO ONE OWNER WITH USING OF ACTIVE POWER RESERVE

O. Yandulskyy, G. Trunina, A. Nesterko

National Technical University of Ukraine «Kyiv Polytechnic Institute»,
prosp. Peremohy, 37, Kiev, 03056, Ukraine, E-mail: A_Trunina@ukr.net

It was established that in order to maximize the active power of distributed generation source and its reserves it is necessary to reduce the consumption / generation of stations reactive power for voltage regulation. It was reviewed and analyzed the criteria for optimal voltage regulation in the case of different owners of dispersed generation and electricity distribution network. Authors have formulated the objective function for optimum voltage regulation in the electricity distribution network with a source of distributed generation in view of their appliances to one owner using active power reserve. It was determined that in the case of one owner controller needs to know exactly by what transformer tap changer in the network the regulation should be done. Optimal voltage regulation allows increasing the effectiveness of maximum stations active power generation while improving voltage control and achieving cost-effective solution.

Key words: electrical distribution network, source of distributed generation, transformer with OLTC, voltage control, active power reserve.

REFERENCES

1. Changes in installed capacity of the ECO of Ukraine, available at: http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/uk/publish/article?art_id=149524&cat_id=35061 (accessed June 15, 2014).
2. "Electrical energy. Compatibility of technical equipment. Quality standards for electrical energy in power systems of general purpose", (1999), Guidance Document (GOST 13109-97), interstate standard.
3. *Vimogi do vitrovih ta sonyachnih fotoelektrichnih elektrostancij potuzhnisty bil'she 150 kVt shchodo priednannya do zovnishnih elektrichnih mrezh* [Requirements for wind and solar photovoltaic power plants over 150 kW for interconnection to external electric networks], (2011), Guidance Document, Kiev, Ukraine.
4. Gaevskyy, A. and Golentus, I. (2013), "Stabilization of voltage by compensating the reactive power by inverters of photovoltaic power plants", *Renewable Energy of 21 Century: XVth Anniversary International Scientific and Practical Conference*, Crimea, Ukraine, September 16–20, 2013, pp. 243–247.
5. Farivar, M. (2011), "Inverter VAR Control for Distribution Systems with Renewables", *Smart Grid Communications: IEEE International Conference*, 17–20 Oct., 2011, pp. 457–462.
6. Sansawatt, T., Ochoa, L.F., Harrison, G.P. (2010), "Integrating distributed generation using decentralized voltage regulation", *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp.1–6.
7. Turitsyn, K., Sulc, P., Backhaus, S., Chertkov, M. (2010), "Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators", *Smart Grid Communications: First IEEE International Conference*, pp. 79–84.
8. Lezhnyuk, P.D., Rubanenko, A.E., Rubanenko, O.A. (2013), "Optimal control of normal modes of EES taking into account the standard value technical losses and technical condition of transformers with OLTC", *Naykovi praci DonNTU, Seriya: Electrotekhnika i energetika*, vol. 1, no. 14, pp. 168–172.
9. Lezhnyuk, P.D., Rubanenko, A.E., Kazmiruk, A.I. (2012) "Optimal control of normal modes of EES based on technical condition of transformers with OLTC", *Naykovi praci VNTU. Energetika ta electrotekhnika*, no. 4, pp. 1–9.
10. Kim, T.E. and Kim, J.E. (2001), "Voltage Regulation Coordination of Distributed Generation System in Distribution System", *Power Engineering Society Summer Meeting*, 15–19 July, 2001, pp. 480–484.
11. Caldon, R., Spelta, S., Prandoni, V., Turri, R. (2005), "Coordinated Voltage Regulation In Distribution Networks With Embedded Generation: Electricity Distribution", *18th International Conference*, 6–9 June, 2005.

Стаття надійшла 29.04.2015.