

ЗМЕНШЕННЯ КІЛЬКОСТІ ПЕРЕМИКАНЬ СИСТЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ ПІД НАПРУГОЮ ТРАНСФОРМАТОРА В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ

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

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

Досліджено роботу системи регулювання під напругою (РПН) трансформатора в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування (ДРГ). Змінний характер генерування ДРГ призводить до збільшення коливань напруги в мережі, що, у свою чергу, веде до збільшення кількості спрацювань системи РПН і, як наслідок, до скорочення її експлуатаційного терміну роботи. Розроблено систему координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги з залученням ДРГ, які мають здатність регулювати напругу в вузлі підключення. Координування базується на визначенні коефіцієнтів чутливості напруги у вузлах мережі відносно зміни реактивної потужності засобів регулювання, що входять до складу системи координованого керування. Такий підхід дозволяє знизити кількість перемикачів положення системи РПН трансформатора при регулюванні напруги в розподільній електричній мережі.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, джерело розосередженого генерування, синхронний компенсатор, РПН трансформатора, регулювання напруги.

УМЕНЬШЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ ТРАНСФОРМАТОРА В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С ИСТОЧНИКАМИ РАССРЕДОТОЧЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

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

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

Исследована работа системы регулирования под напряжением (РПН) трансформатора в распределительной электрической сети с источниками рассредоточенной генерации (ИРГ). Переменный характер генерирования ИРГ приводит к увеличению количества срабатываний системы РПН и к быстрому сокращению ее эксплуатационного срока работы. Разработана система координированного управления різнотипными средствами регулирования напряжения в сочетании с ИРГ, которые способны регулировать напряжение в узле подключения. Координирование базируется на определении коэффициентов чувствительности напряжения в узлах сети относительно изменения реактивной мощности синхронных компенсаторов, входящих в состав системы координированного регулирования. Такой подход позволяет уменьшить количество переключений положения системы РПН трансформатора при регулировании напряжения в распределительной электрической сети.

Ключевые слова: распределительная электрическая сеть, источник рассредоточенной генерации, синхронный компенсатор, РПН трансформатора, регулирование напряжения.

АКТУАЛЬНІСТЬ РОБОТИ. З ростом частки джерел розосередженого генерування (ДРГ) на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) збільшується їх вплив на режими роботи розподільних електричних мереж (РЕМ), зокрема на регулювання напруги у вузлах мережі. У зв'язку з тим, що конфігурація та навантаження мережі можуть змінюватися (наприклад, відключення підприємства) при наявності вже встановленого ДРГ, що підключається зі сторони споживача, в РЕМ можуть змінюватись перетоки активної потужності (зменшуються або змінюють свій напрямок), що викликає підвищення рівнів напруги у вузлах мережі [1], яке, у свою чергу, призводить до необхідності зниження потужності генерування ДРГ. У той же час, регулювання напруги в РЕМ ускладнюється змінністю генерування ДРГ на основі ВДЕ.

Для зменшення рівнів напруги у вузлах мережі з метою підвищення потужності генерування ДРГ, застосовують системи регулювання положення РПН трансформаторів [2–3], але при змінному характері генерування ДРГ збільшується кількість перемикачів положення системи РПН, що призводить до зменшення її терміну служби [4]. Для зменшення рівнів напруги у вузлах РЕМ також використовують засоби компенсації реактивної потужності [5–7], що мо-

же супроводжуватись збільшенням втрат активної потужності в мережі, високою вартістю обладнання, та не вирішує питання зменшення кількості перемикачів положення системи РПН, але при цьому забезпечує утримання напруги в допустимих межах.

Слід зазначити, що ДРГ має здатність самостійно регулювати напругу в вузлі підключення до мережі. Для цього ДРГ може знижувати свою активну потужність або регулювати коефіцієнт потужності, що передбачає споживання реактивної потужності та призводить до збільшення втрат активної потужності в мережі, але при цьому сприяє зменшенню кількості перемикачів системи РПН.

Для уникнення ряду недоліків роботи окремо взятих засобів регулювання напруги, у тому числі, зменшення кількості перемикачів положення системи РПН трансформаторів, пропонується виконувати координування роботи засобів регулювання напруги на основі теорії чутливості, що передбачає визначення коефіцієнтів чутливості по напрузі відносно зміни реактивної потужності пристроїв компенсації, і таким чином, дозволяє встановити яким саме пристроєм слід регулювати напругу у конкретному вузлі мережі [8–9].

Мета роботи – розробити підхід до регулювання напруги в РЕМ з ДРГ, який передбачає координоване керування різнотипними засобами регулювання на основі теорії чутливості, а також враховує здатність ДРГ регулювати напругу у вузлі підключення та дозволяє зменшити кількість перемикачів положення системи РПН трансформатора.

МАТЕРІАЛ І РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ. Як зазначалося раніше, ДРГ може регулювати напругу у вузлі підключення в РЕМ [10]. Існує декілька режимів роботи ДРГ:

- з фіксованим коефіцієнтом потужності $\cos\phi$;

В даному випадку ДРГ у вузлі підключення утримує співвідношення P/Q постійним (1): реактивна потужність ДРГ змінюється таким чином, щоб при зміні активної потужності станції $\cos\phi$ залишався незмінним. Якщо $\cos\phi$ має активно-ємнісний характер, то ДРГ генерує реактивну потужність в мережу, а якщо активно-індуктивний – споживає.

$$\frac{P_{ДРГ}}{Q_{ДРГ}} = const \quad (1)$$

Таким чином значення реактивної потужності ДРГ при зміні його активної потужності визначається:

$$Q_{ДРГ} = P_{ДРГ} \sqrt{\frac{1}{(\cos\phi)^2} - 1} \quad (2)$$

де $P_{ДРГ}$ – активна потужність ДРГ; $Q_{ДРГ}$ – реактивна потужність ДРГ; $\cos\phi$ – коефіцієнт потужності у вузлі підключення ДРГ.

Недолік такого підходу: зниження активної потужності та споживання реактивної потужності ДРГ з мережі, що може призводити до збільшення втрат потужності в РЕМ.

- регулювання реактивної потужності ДРГ;

ДРГ має можливість генерувати або споживати реактивну потужність при зниженій активній потужності у відповідності до співвідношення (3):

$$P_{ДРГ} = \sqrt{S_{ДРГ}^2 - Q_{ДРГ}^2} \quad (3)$$

де P – активна потужність ДРГ; S – повна потужність ДРГ; Q – реактивна потужність ДРГ.

Недолік такого підходу: зниження вихідної активної потужності ДРГ.

- робота з фіксованим значенням реактивної потужності;

Даний підхід полягає в тому, що при зміні активної потужності станції, значення реактивної потужності ДРГ залишається незмінним.

Недолік такого підходу: при зменшенні повної потужності ДРГ більша її частина буде виділена на генерування/споживання реактивної потужності.

- зниження значення вихідної активної потужності ДРГ;

З метою зменшення впливу на роботу мережі ДРГ знижує свою активну потужність. Такий підхід використовується при неможливості зменшення впливу ДРГ іншими засобами.

Недолік такого підходу: зменшення генерування активної потужності ДРГ.

В даній роботі пропонується підхід до регулювання напруги в РЕМ з ДРГ, що передбачає координоване керування синхронних компенсаторів (СК), РПН трансформаторів та ДРГ.

Система керування (рис.1) побудована таким чином, щоб врахувати коефіцієнти чутливості зміни напруги у вузлах РЕМ відносно зміни реактивної потужності СК (4). Таким чином, для регулювання напруги у конкретному вузлі мережі обирається той СК, який має найбільший вплив на напругу

$$dU_i / dQ_{СКn} = [dU_1 / dQ_{СКn} \quad \dots \quad dU_m / dQ_{СКn}] \quad (4)$$

де i – номер вузла мережі; m – кількість вузлів, що відслідковуються системою координованого регулювання; n – номер СК.

Розроблена модель регулятора координованої роботи засобами регулювання наведена на рис. 1.

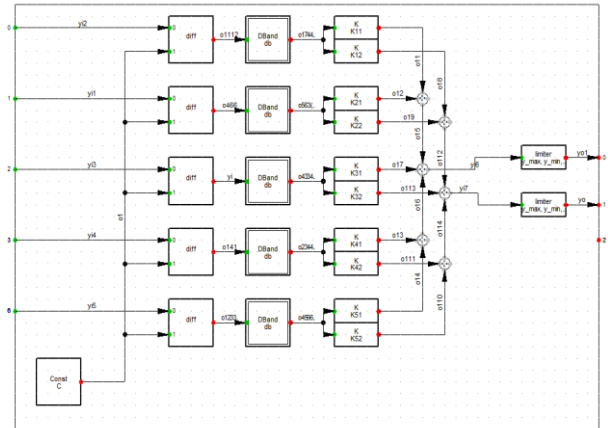


Рисунок 1 – Модель регулятора координованої роботи засобів регулювання

Також було розроблено модель регулятора положення системи РПН трансформатора, яку показано на рис. 2.

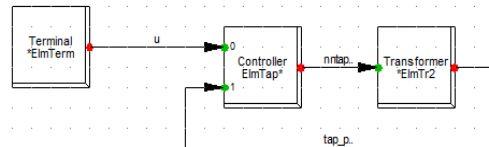


Рисунок 2 – Модель регулятора положення системи РПН трансформатора

Діапазон регулювання двох систем РПН ± 6 , третього ± 12 положень.

Дослідження проводилися в типовій моделі розподільної електричної мережі 150/35/10 кВ (на прикладі Молочанської РЕМ - рис. 3) в програмному забезпеченні PowerFactory. Координована система регулювання напруги складається з двох СК типу КСВБ-50-11 потужністю 50 МВА, систем РПН на трьох трансформаторах, та двох, залучених до регулювання, ДРГ (потужністю по 15 МВА).

Проведено дослідження координованої роботи ДРГ з різнотипними засобами регулювання напруги, а саме:

- 1) Робота ДРГ з максимальною активною потужністю у поєднанні з регулюванням положення систем РПН;
- 2) Робота ДРГ з максимальною активною потужністю у поєднанні з координованою роботою СК та регулюванням положення систем РПН;

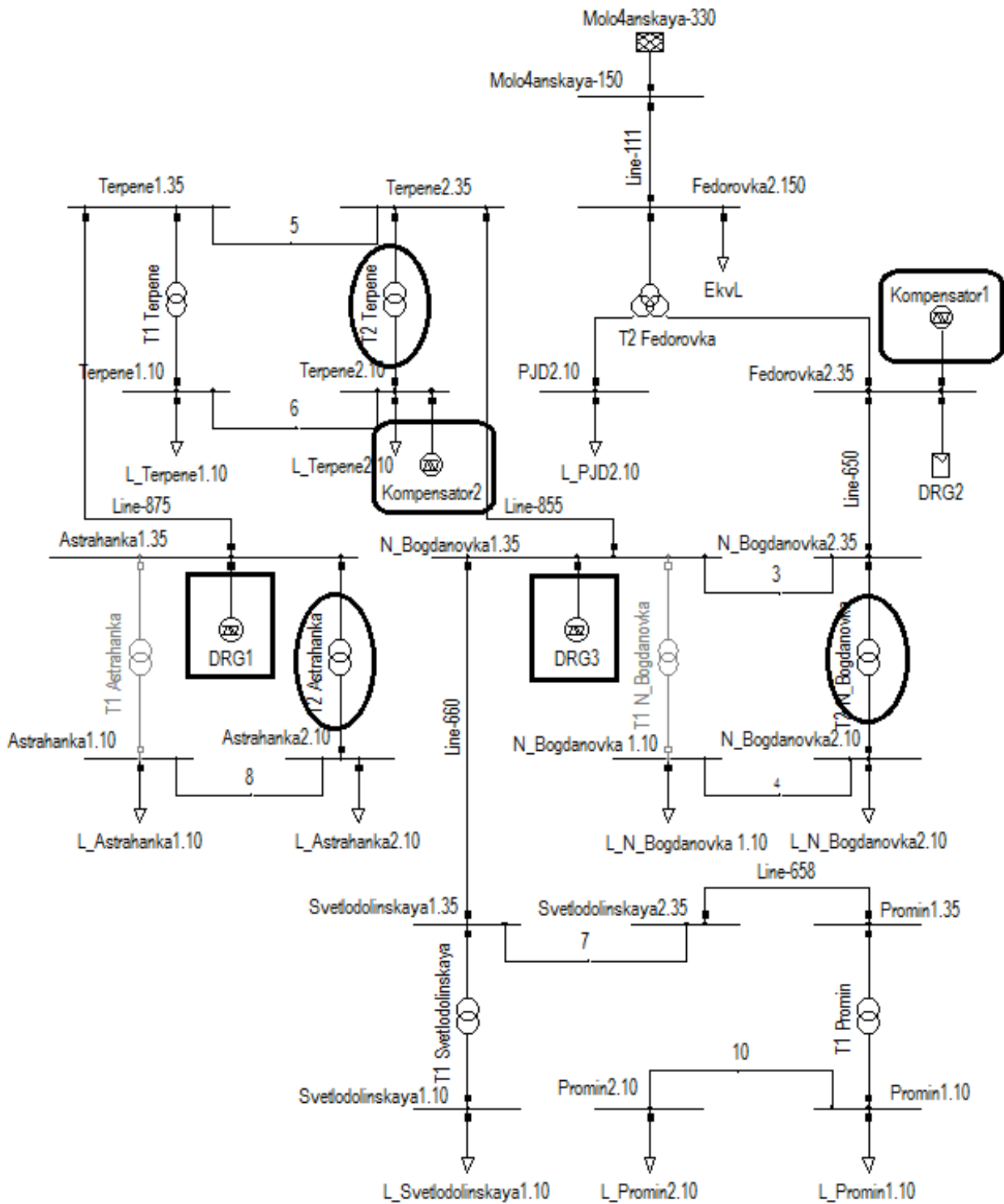
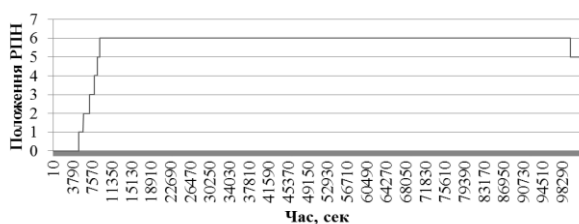


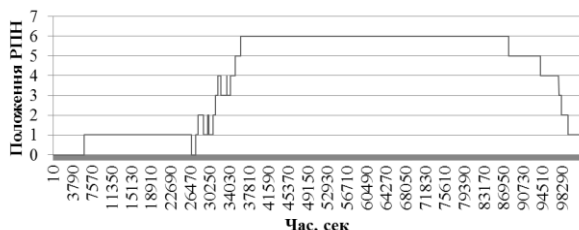
Рисунок 3 – Модель типової розподільної електричної мережі 150/35/10 кВ (на прикладі Молочанської РЕМ) в програмному забезпеченні PowerFactory

3) Робота ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності у вузлі підключення у поєднанні з роботою СК та РПН трансформаторів.

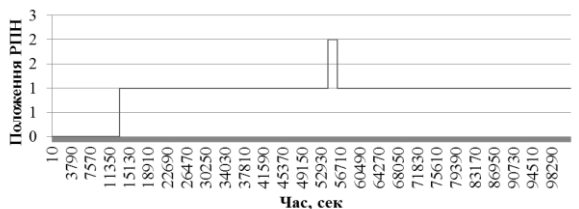
Зміну положення системи РПН трансформатора Т2 на підстанції Астраханка показано на рис. 4, а.



а)



б)



в)

Рисунок 4 – Зміна положення системи РПН трансформатора Т2 на підстанції Астраханка:

- а) при регулюванні систем РПН;
- б) при регулюванні систем РПН у поєднанні з СК;
- в) при регулюванні систем РПН та СК у поєднанні з роботою ДРГ в режимі $\cos\phi = \text{const}$

Як показано на рис. 4, б, при застосуванні СК кількість спрацювань системи РПН збільшилась більш ніж в 2 рази. Це пояснюється тим, що при застосуванні СК напруга в вузлах мережі повертається в діапазон регулювання РПН, що веде до збільшення кількості перемикачів положення системи РПН трансформатора. При цьому напруга у вузлах мережі наближається до допустимих границь.

Коли до системи координованого регулювання долучається ДРГ в режимі $\cos\phi = \text{const}$ (рис. 4, в), кількість спрацювань системи РПН зменшується в 9 разів (рис. 5), у порівнянні з попереднім випадком (рис. 4, б), а напруга повертається та утримується в допустимих межах (рис. 6).

Слід зазначити, що при роботі ДРГ в режимі $\cos\phi = \text{const}$ його реактивна потужність змінюється таким чином, щоб при зміні активної потужності станції $\cos\phi$ залишався незмінним. Це призводить до незначного зменшення активної потужності генерування ДРГ, але дає значний ефект з огляду на утримання напруги в допустимих межах та зменшення кількості перемикачів положення систем РПН трансформаторів.

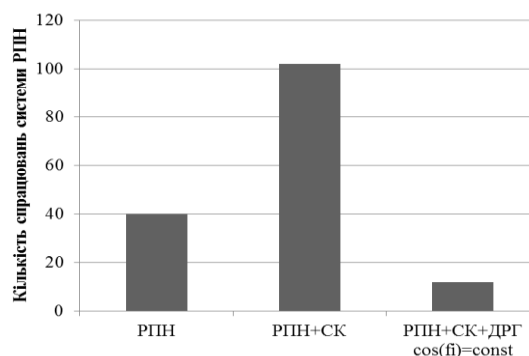
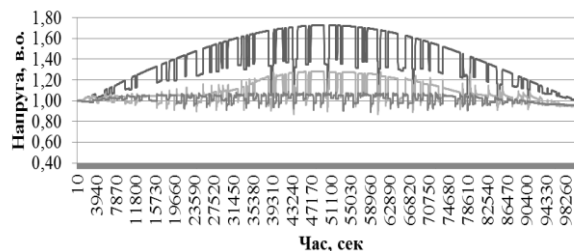


Рисунок 5 – Сумарна кількість спрацювань систем РПН



— РПН — РПН+СК — СК+РПН+ДРГ в режимі $\cos(\phi)=\text{const}$

Рисунок 6 – Зміна напруги в одному з вузлів мережі

Кількість виробленої енергії ДРГ у перших двох випадках була максимальною та становила 400 МВт*год, а при залученні ДРГ до контуру системи керування напругою вироблена енергія ДРГ становила 382,9 МВт*год (рис. 7).

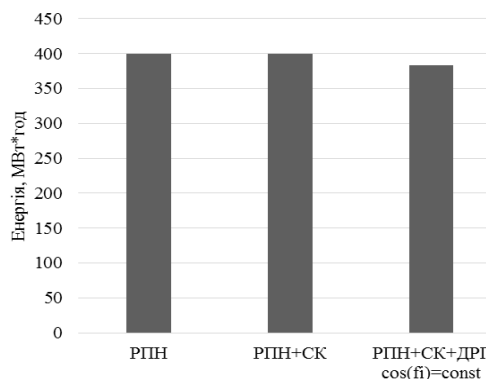


Рисунок 7 – Енергія, вироблена ДРГ

Зниження активної потужності ДРГ в останньому випадку (коли ДРГ залучається до регулювання напруги) пояснюється його роботою в режимі $\cos\phi = \text{const}$. Активна потужність ДРГ знижується з метою споживання/генерування реактивної потужності ДРГ.

При цьому потужність ДРГ змінюється у відповідності до рис. 8.

Втрати активної потужності в першому випадку при регулюванні лише систем РПН трансформаторів становили 46,02 МВт*год, а при поєднанні їх роботи з СК збільшилися до 122,4 МВт*год, що пов'язано зі споживанням реактивної потужності СК.

Після залучення до регулювання ДРГ в режимі $\cos\phi = \text{const}$ втрати активної потужності зменшилися до 101,8 МВт*год (рис. 9), що дозволяє зробити висновок про доцільність залучення ДРГ до регулювання напруги в РЕМ.



Рисунок 8 – Зміна потужності ДРГ в режимі $\cos\varphi = \text{const}$

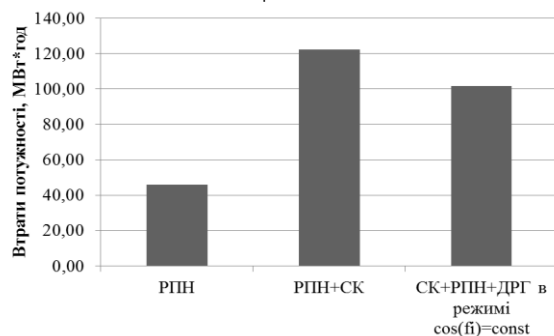


Рисунок 9 – Втрати активної потужності ДРГ

ВИСНОВКИ. Аналіз результатів попередніх досліджень вітчизняних та закордонних авторів показав, що при змінному генеруванні ДРГ, приєданого до РЕМ, застосування лише одного типу засобів регулювання напруги має ряд недоліків та не вирішує проблеми порушення допустимих границь по напрузі. Так, кількість спрацювань систем РПН може збільшуватись в 3-4 рази, та при цьому регулювання обмежується діапазоном регулювання системи РПН, що не дає можливості утримувати напругу в допустимих межах.

Таким чином, в даній роботі було розроблено підхід до регулювання напруги в РЕМ з ДРГ, який передбачає координоване керування різнотипними засобами регулювання на основі теорії чутливості, а також враховує здатність ДРГ регулювати напругу у вузлі підключення та дозволяє зменшити кількість перемикачів положення системи РПН. Для цього було розроблено модель регулятора координованої роботи СК, систем РПН та залучено в систему регулювання ДРГ в режимі $\cos\varphi = \text{const}$.

Координоване керування СК здійснювалось на основі запропонованого підходу з використанням теорії чутливості, що передбачає визначення коефіцієнтів чутливості напруги у вузлах розподільної електричної мережі відносно зміни реактивної потужності СК. Такий підхід дає можливість визначити, яким саме СК слід здійснювати регулювання.

Аналіз результатів дослідження показав, що при регулюванні напруги в мережі лише системами РПН трансформаторів з обмеженою (їх регулюючими діапазонами) кількістю перемикачів обумовлює порушення допустимих меж регулювання напруги у вузлах мережі та збільшення сумарної кількості перемикачів положення систем РПН, що в даному випадку становить близько 40 перемикачів. Потужність генерування ДРГ при цьому максимальна, а втрати активної потужності становлять 46,02 МВт*год.

При поєднанні роботи системи РПН з СК, напруга в вузлах РЕМ повертається в діапазон регулювання систем РПН, що веде до збільшення їх кількості спрацювань. Сумарна кількість перемикачів положення систем РПН збільшується більш, ніж в 2 рази, а напруга в вузлах мережі наближується до допустимих меж. При цьому потужність генерування ДРГ максимальна, а втрати активної потужності в мережі збільшилися до 122,4 МВт*год, що пояснюється споживанням реактивної потужності СК.

При переведенні ДРГ в режим $\cos\varphi = \text{const}$ кількість спрацювань систем РПН зменшується в 9 разів, у порівнянні з попереднім випадком, а напруга повертається в допустимі межі. При цьому вироблена енергія ДРГ зменшується лише на 17 МВт*год. Це пов'язано зі споживанням/генеруванням реактивної потужності ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності. Втрати активної потужності зменшилися, у порівнянні з попереднім випадком, та становлять 101,8 МВт*год.

Отже, залучаючи ДРГ до системи координованого регулювання напруги спостерігається зменшення виробленої активної потужності на 4,25%, але при цьому втрати активної потужності в мережі зменшуються на 20,6 МВт*год, сумарна кількість перемикачів положення систем РПН знижується у 9 разів, а напруга в вузлах мережі знаходиться в допустимих межах. Таким чином, застосування запропонованого підходу, що передбачає координоване регулювання різнотипних засобів та ДРГ, дозволяє підвищити ефективність регулювання напруги в РЕМ при змінному характері генерування ДРГ.

ЛІТЕРАТУРА

1. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах / О.В. Кириленко, В.В. Павловський, Л.М. Лук'яненко // Технічна електродинаміка – 2011 – Вип. 1. – С. 46–53.
2. Agalgaonkar Y.P., Pal B.C. and Jabr R.A. Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators // IEEE Transactions on Power Systems – 2014 – Vol. 29, Issue 1 – pp.182–192.
3. Kojovic L.A. Coordination of Distributed Generation and Step Voltage Regulator Operations for Improved Distribution System Voltage Regulation: IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 18-22 June, 2006. – pp. 122–127.
4. Shanghai Huaming Power Equipment Co., Ltd. On-Load Tap Changer Operation Instructions, – НМ 0.460.1101.
5. Viawan F.A. and Karlsson D. Coordinated Voltage and Reactive Power Control in the Presence of Distributed Generation: IEEE Power Engineering Society Summer Meeting «Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century», 20-24 July, 2008. – pp. 231–236.
6. Nagendra Rao P.S. and Deekshit R.S. Radial Load Flow for Systems Having Distributed Generation and Controlled Q Sources // Electric Power Components and Systems – 2005 – Vol.33, Issue 6 – pp. 641–655.
7. Senjyu T., Miyazato Y., Yona A., Urasaki N. and Funabashi T. Optimal Distribution Voltage Control and

Coordination With Distributed Generation // IEEE Transactions on Power Delivery – 2008 – Vol.23, Issue 2 – pp. 1236–1242

8. Яндулський О.С., Труніна Г.О. Визначення зон ефективного регулювання напруги джерелами розосередженої генерації з інверторним приєднанням у розподільній електричній мережі: Наукові праці Вінницького національного технічного університету – 2014. – №4. – Режим доступу: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/422/420>.

9. Труніна Г.О. Зони ефективного регулювання напруги джерелами розосередженої генерації з інверторним приєднанням в розподільній електричній мережі // Технічна електродинаміка. – 2014. – № 5. – С. 54–56.

10. Лежнюк П.Д., Ковальчук О.А., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с.

REDUCTION OF OLTC OPERATING COSTS IN ELECTRICAL MAINS WITH DISTRIBUTED GENERATION SOURCE

O. Yandulskyy, A. Nesterko, G. Trunina

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

Purpose. To develop an approach for regulating voltage in electrical distribution network with distributed generation sources, which provides coordinated management of heterogeneous regulation means based on the sensitivity theory and allows for distributed generation sources ability to regulate voltage at connection node and reduces the number of OLTC switches. **Methodology.** We have applied the sensitivity theory for determining the voltage sensitivity coefficients of network nodes changes relatively reactive power changes. **Results.** An approach for regulating voltage in electrical distribution network with distributed generation sources has been developed. It provides coordinated management of heterogeneous regulation means based on the sensitivity theory and allows for distributed generation sources ability to regulate voltage at connection node and reduces the number of OLTC switches. It has been developed the model of coordinated controller for synchronous compensators and OLTC systems involved in regulation of distributed generation sources in the $\cos\varphi=\text{const}$ mode. **Originality.** For the first time the sensitivity theory has been used for coordinated operation of voltage control means, which allows it to determine which means and in which node of distribution power grid should regulate voltage. **Practical value.** The proposed approach can be used to reduce the number of OLTC switches, reduce active power losses in the electrical network with distributed generation sources and increase their power generation. Thus, the use of the proposed approach improves the efficiency of voltage regulation in the electrical network with distributed generation sources, which have variable generating character. References 10, figures 9

Key words: electrical distribution network, source of distributed generation, synchronous compensator, OLTC, voltage control.

REFERENCES

1. Kirilenko, A.V., Pavlovskiy, V.V. and Lukyanenko, L.N. (2011), “Technical aspects of implementation of the sources of distribution generation in electrical networks”, *Tekhnichna Elektrodynamika*, vol. 1, pp. 46-53.

2. Agalgaonkar, Y.P., Pal, B.C. and Jabr, R.A. Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators, IEEE Transactions on Power Systems – 2014 – Vol. 29, Issue 1 - pp. 182-192.

3. Kojovic, L.A. Coordination of Distributed Generation and Step Voltage Regulator Operations for Improved Distribution System Voltage Regulation: IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 18-22 June, 2006. - pp. 122-127.

4. Shanghai Huaming Power Equipment Co., Ltd. On-Load Tap Changer Operation Instructions, - HM 0.460.1101.

5. Viawan, F.A. and Karlsson, D. Coordinated Voltage and Reactive Power Control in the Presence of Distributed Generation: IEEE Power Engineering Society Summer Meeting «Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century», 20-24 July, 2008. - pp. 231-236.

6. Nagendra Rao, P.S. and Deekshit, R.S. Radial Load Flow for Systems Having Distributed Generation

and Controlled Q Sources // Electric Power Components and Systems – 2005 – Vol.33, Issue 6 – pp. 641-655.

7. Senjyu, T., Miyazato, Y., Yona, A., Urasaki, N. and Funabashi, T. Optimal Distribution Voltage Control and Coordination With Distributed Generation // IEEE Transactions on Power Delivery – 2008 – Vol.23, Issue 2 – pp. 1236-1242.

8. Yandulskyy, A.S. and Trunina, A.A. (2014), “Identifying areas of effective regulation voltage source inverter of distributed generation from joining in the electrical distribution network”, *Collected works of Vinnytsia National Technical University*, no. 4, available at: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/422/420> (accessed May 25, 2017).

9. Trunina, A.A. (2014), “Areas of effective voltage control of distributed generation sources with inverter connecting to the electrical distribution network”, *Tekhnichna Elektrodynamika*, vol. 5, pp. 54-56.

10. Lezhnyuk, P.D., Kovalchuk, A.A., Nikitorovich, O.V. and Kulyk, V.V. (2014), *Vidnovlyuvani dzerela energii v rozpodilnih elektrichnih merezhah* [Renewable sources of energy in electric distribution networks], Vinnytsia National Technical University, Vinnitsa, Ukraine.

Стаття надійшла 18.05.2017.