

УДК 621.311

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.70.035>

ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ КОЕФІЦІЄНТА НЕЧУТЛИВОСТІ ПРИСТРОЮ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ РПН НА НАПРУГУ В РОЗПОДІЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

О.Г. Шполянський^{1*}, канд. техн. наук, Є.В. Слюсар^{2**}

1 – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

2 – Національний технічний університет України «Київський політехнічний Інститут імені Ігоря Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна

e-mail: shpolyanskyi@ied.org.ua, sliusar.yehor@iitl.kpi.ua

Проведено моделювання режиму розподільної електричної мережі, трансформатор центру живлення (ЦЖ) якого обладнано пристроєм автоматичного регулювання напруги. Було визначено закон регулювання напруги трансформатора ЦЖ для забезпечення припустимих рівнів напруги на шинах трансформаторних пунктів (ТП) розподільної електричної мережі (РЕМ) за умови зміни навантаження споживачів упродовж доби. Було досліджено вплив величини коефіцієнта зони нечутливості автоматичного регулятора напруги на кількість перемикачів регулятора під навантаженням (РПН) трансформатора ЦЖ та напруги на шинах ТП. Бібл. 11, рис. 5, табл. 3.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, центр живлення, регулювання напруги, коефіцієнт зони нечутливості.

Вступ. Значні коливання напруги у споживачів можуть призвести до зниження ефективності роботи електрообладнання, порушення технологічних процесів, пришвидшеного старіння ізоляції або навіть пошкодження чутливого обладнання.

Підтримка належного рівня напруги є одним із завдань операторів розподілу електроенергії [1]. У відповідності до державного стандарту ДСТУ EN 50160:2023 для забезпечення ефективної та надійної роботи обладнання відхилення напруги від декларованої в нормальному режимі не має перевищувати $\pm 10\%$ [2].

Існує декілька засобів для регулювання напруги в розподільній електричній мережі (РЕМ). До них відносяться такі джерела реактивної потужності, як синхронні компенсатори, реактори, синхронні статичні компенсатори, батареї статичних конденсаторів [3]. За допомогою зміни потоків реактивної потужності в РЕМ вони впливають на рівні напруги у її вузлах. Забезпечення допустимих значень напруги також здійснюється за допомогою пристроїв перемикання без збудження (ПБЗ), які встановлюються на силових трансформаторах 6, 10, 20 та 35 кВ. ПБЗ застосовується для компенсації падіння напруги від центру живлення (ЦЖ) до певного трансформаторного пункту (ТП). Зміна відгалуження ПБЗ здійснюється лише при відключеному від мережі трансформаторі ТП. Тому таку процедуру здійснюють, зазвичай, лише два рази на рік – перед літнім і перед зимовим сезонами.

Ще одним засобом підтримки напруги в РЕМ у припустимих межах є автоматичні регулятори під навантаженням (РПН) силових трансформаторів ЦЖ. У сучасних РЕМ трансформатори з РПН оснащуються автоматичними регуляторами, які видають команди на перемикач відгалуження РПН при виході напруги за верхню або нижню межу зони нечутливості регулятора. Існує два основних закони регулювання напруги: стабілізація напруги і зустрічне регулювання напруги, яке ще називають струмовою компенсацією. При стабілізації напруги верхня і нижня межа зони нечутливості залишаються незмінними. При зустрічному регулюванні величина верхньої і нижньої межі нечутливості змінюється пропорційно струму навантаження. Тому збільшення струму, що протікає через трансформатор ЦЖ, призводить до збільшення напруги і навпаки.

Контакти пристрою РПН силового трансформатора мають обмежений ресурс. Ремонт пристрою РПН є трудомістким процесом, а його тривалість і вартість – доволі значною [4].



Зменшення кількості перемикачів РПН може бути досягнуто розширенням зони нечутливості і/або збільшенням витримки часу перед виконанням перемикачів відгалуження. Витримка часу в регуляторах служить для запобігання непотрібним перемикачів при короточасних виходах напруги за межі зони нечутливості. При зменшенні витримки часу якість регулювання підвищується, але збільшується кількість перемикачів, що погіршує умови роботи РПН [5, 6]. Затримка часу може також використовуватися для координації РПН в радіальних розподільних мережах різних класів напруги. Так, для РПН РЕМ більш високого класу напруги встановлюється менша часова затримка, а для РЕМ меншого класу напруги – більша [7, 8].

Структура РЕМ, кількість, потужність і однорідність навантажень буде впливати на рівні напруги РЕМ і вибір закону регулювання напруги. Після визначення закону регулювання напруги на точність регулювання напруги, кількість перемикачів РПН буде впливати ширина зони нечутливості або ж коефіцієнт зони нечутливості, які можуть обиратися з певного діапазону при налаштуванні пристрою автоматичного керування перемикачів відгалуження РПН. Протиріччя між точністю регулювання напруги і збереженням ресурсу РПН вимагає від диспетчерського персоналу прийняття компромісного рішення, обґрунтування якого потребує виконання відповідних досліджень [1].

Метою роботи є дослідження впливу величини коефіцієнта зони нечутливості пристрою автоматичного керування перемикачів відгалуження РПН трансформатора центру живлення на його роботу і напругу в розподільній електричній мережі.

Моделювання режиму роботи РЕМ. Моделювання режиму роботи РЕМ здійснювалося в середовищі Matlab/Simulink. На рис. 1 показано модель фрагмента спрощеної РЕМ номінальною напругою 10 кВ, на якій проводилися дослідження. До складу моделі РЕМ входили:

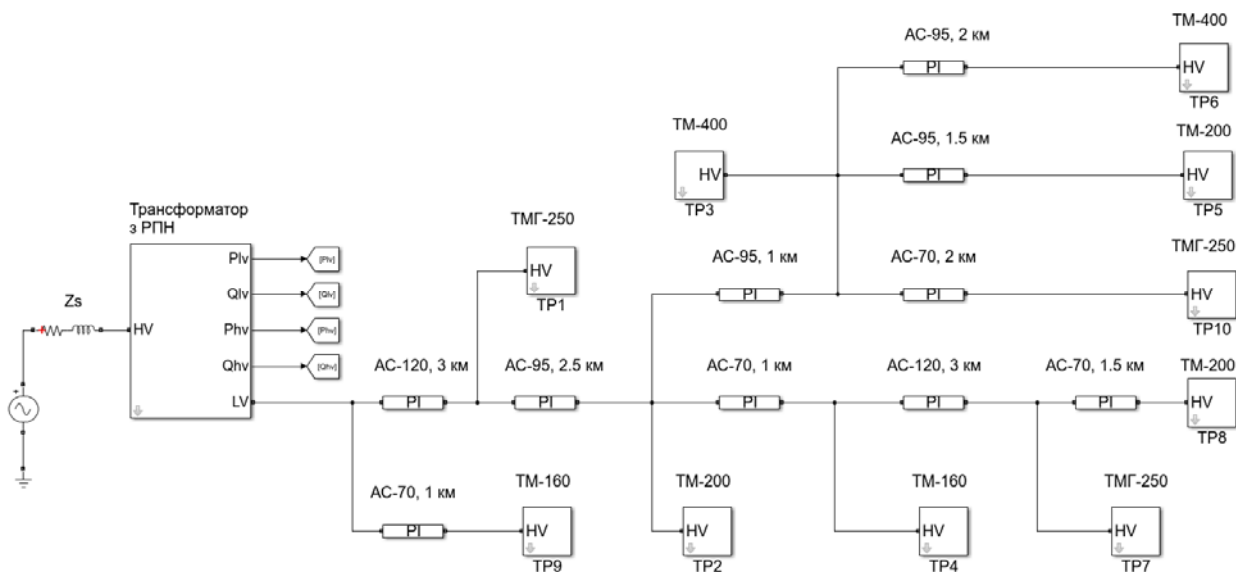


Рис. 1. Модель розподільної електричної мережі в програмному комплексі Matlab/Simulink

- еквівалентне джерело синусоїдальної напруги з еквівалентним опором системи;
- силовий трансформатор ЦЖ типу ТМН-2500/110 напругою 110/11 кВ з діапазоном регулювання РПН $\pm 8 \times 1,5\%$ та пристроєм автоматичного керування РПН;
- десять трансформаторних підстанцій, у яких були встановлені трансформатори типу ТМГ-250, ТМ-200, ТМ-400 і ТМ-160 напругою 10/0,4 кВ з діапазоном регулювання ПБЗ $\pm 2 \times 2,5\%$;
- ділянки лінії електропередачі довжиною від 1 до 3 км і марками проводів AC-70, AC-95, AC-120, які характерні для РЕМ напругою 10 кВ з повітряними лініями.

Навантаження ТП моделювалось керованим активним опором і індуктивністю у відповідності до їхніх добових графіків. Джерела розподіленої генерації в мережі відсутні.

Добові графіки імітували зміну навантаження в ТП упродовж 24 годин доби, характер навантаження резистивний та індуктивний.

Пристрій автоматичного керування перемиканням змінював відгалуження РПН при виході напруги ЦЖ $U_{ЦЖ}$ за верхню $U_{взн}$ або нижню $U_{нзн}$ межу зони нечутливості. Якщо $U_{ЦЖ} > U_{взн}$, необхідно здійснити перемикання РПН для зниження $U_{ЦЖ}$. Якщо ж $U_{ЦЖ} < U_{нзн}$, необхідно здійснити перемикання РПН для підвищення $U_{ЦЖ}$. При виконанні нерівності $U_{нзн} \leq U_{ЦЖ} \leq U_{взн}$ перемикання відгалуження РПН не відбувається. Верхня $U_{взн}$ і нижня $U_{нзн}$ межа зони нечутливості визначаються наступним чином [4]:

$$U_{взн} = U_y + 0.5U_z + U_{кор}, \quad (1)$$

$$U_{нзн} = U_y - 0.5U_z + U_{кор}, \quad (2)$$

де U_y – уставка напруги спрацювання, U_z – уставка по зоні нечутливості, $U_{кор}$ – напруга корекції. У свою чергу можемо записати:

$$U_y = U_{ном} + U_0, \quad (3)$$

$$U_z = K_z U_{ст}, \quad (4)$$

$$U_{кор} = K_i I_{ЦЖ}, \quad (5)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга РЕМ, $I_{ЦЖ}$ – струм ЦЖ в поточному режимі, $U_{ст}$ – величина ступені регулювання РПН, K_i – коефіцієнт компенсації за струмом, U_0 – базова добавка напруги, K_z – коефіцієнт зони нечутливості. З урахуванням (3)...(5) вирази (1) і (2) набувають вигляду:

$$U_{взн} = U_{ном} + K_i I_{ЦЖ} + U_0 + 0.5K_z U_{ст}, \quad (6)$$

$$U_{нзн} = U_{ном} + K_i I_{ЦЖ} + U_0 - 0.5K_z U_{ст}. \quad (7)$$

Для пристрою автоматичного керування перемиканням відгалуження РПН задавалися коефіцієнт компенсації за струмом K_i [%/А], базова добавка напруги U_0 [%] і коефіцієнт зони нечутливості K_z [9]. За результатами моделювання вихідного режиму для пристрою автоматичного керування були визначені $K_i = 0.052414$ [%/А], $U_0 = -11.517$ [%], які у подальшому використовувались у моделюванні.

У [11] рекомендується обирати $K_z \geq 1.2$. При $K_z = 1.5$ зона нечутливості певного відгалуження РПН буде перекривати половину зони нечутливості суміжного відгалуження і точність регулювання напруги суттєво погіршиться. Тому дослідження проводилося для $K_z = 1.2, 1.3$ і 1.4 . Під час моделювання було визначено, що падіння напруги від ЦЖ до ТП9 є найменшим, а до ТП8 – найбільшим. Тобто ці ТП є електрично найближчим і електрично найдальшим від ЦЖ. З цього можна зробити висновок, якщо у певному режимі напруга в цих ТП відповідає вимогам, то у випадку відсутності значної неоднорідності навантажень і для інших ТП це твердження буде справедливим.

Результати моделювання для $K_z = 1.2, 1.3$ і 1.4 відображені в таблицях 1–3. У них зазначено: порядковий номер перемикання РПН упродовж доби; номер відгалуження РПН – Ts, момент часу, у який відбулось перемикання, поточна напруга ЦЖ, поточний струм ЦЖ, напруга на стороні ВН ТП8 і ТП9, напруга на стороні НН ТП8 і ТП9. З табл. 1 і 2 бачимо, що, незважаючи на збільшення коефіцієнта нечутливості з 1.2 до 1.3 кількість перемикань РПН за добу залишається однаковою – 13. Але перемикання РПН відбуваються пізніше (табл. 1 і 2, рис. 2). Це пов'язано з більш широкою зоною нечутливості при $K_z = 1.3$ і більш пізнім досягненням напругою ЦЖ відповідної межі. При $K_z = 1.4$ кількість перемикань РПН за добу зменшується до 9 (табл. 3). Так, у діапазоні часу приблизно від 1,7 до 4,9 та від 17,8 до 20,3 години перемикання РПН не відбуваються. На першому відтинку часу напруга ЦЖ більша, а для другого – менша, ніж при $K_z = 1.2$ і 1.3 (рис. 3). Аналогічним чином змінюються напруги на стороні НН ТП8 і ТП9 (рис. 4, 5). Для електрично найдальшого ТП8 при розглянутих величинах K_z напруга на стороні НН знаходиться в діапазоні 388...398 В і не відхиляється від номінальної 400 В більше, ніж на 3%. Для ТП8 кількість максимальних за модулем відхилень напруги (3%) складає:

- при $K_z = 1,2$ і $1,3$ - 3;
- при $K_z = 1,4$ - 4.

Таблиця 1

№ переми- кання	№ Відга- лування РПН	Момент переми- кання, год	U _{цж} , В	I _{цж} , А	U ВН, В		U НН, В	
					ТП8	ТП9	ТП8	ТП9
1	-2	0	10017	35,2	9930	10014	396	398
2	-3	1,7	9880	34,6	9948	10031	397	399
3	-2	4,7	9839	35,6	9750	9836	389	391
4	-1	7,3	9868	40,7	9765	9865	388	392
5	0	8,6	9902	46,1	9783	9897	388	393
6	-1	11,3	10093	44,9	9983	10094	396	401
7	-2	13,7	10052	39,8	9963	10059	397	399
8	-1	14,6	9873	41,2	9763	9863	388	391
9	0	17,8	10048	45,9	9785	9894	389	392
10	-1	20,1	10097	45,6	9989	10091	398	400
11	-2	21,8	10064	39,7	9977	10068	397	399
12	-1	22,7	9863	41,1	9764	9860	389	391
13	-2	23,7	10061	39,9	9972	10064	398	399

Таблиця 2

№ переми- кання	№ Відга- лування РПН	Момент переми- кання, год	U _{цж} , В	I _{цж} , А	U ВН, В		U ВН, В	
					ТП8	ТП9	ТП8	ТП9
1	-2	0	10038	35,2	9930	10014	396	398
2	-3	1,9	9829	34,3	9955	10037	397	399
3	-2	4,9	9855	36	9741	9828	389	390
4	-1	7,4	9888	41,3	9752	9853	388	391
5	0	8,8	10036	46,6	9772	9886	388	392
6	-1	11,4	10105	44,6	9991	10101	397	401
7	-2	13,9	10073	39,4	9977	10070	398	400
8	-1	14,7	9856	41,4	9752	9854	388	391
9	0	17,9	9891	46,1	9779	9889	389	392
10	-1	20,3	10102	44,8	9997	10099	398	401
11	-2	21,8	10071	39,3	9977	10069	397	399
12	-1	22,8	9852	41,2	9753	9850	389	391
13	-2	23,8	10079	39,1	9985	10077	398	400

Для електрично найближчого ТП9 напруга на стороні НН знаходиться в діапазоні 391...401 В для розглянутих K_z , а її відхилення також не перевищує 3%.

Висновки. У результаті проведеного моделювання фрагмента розподільної електричної мережі з коефіцієнтами зони нечутливості пристрою автоматичного керування РПН $K_z = 1.2-1.4$, було встановлено, що:

- збільшення коефіцієнта зони нечутливості може не призводити до зменшення кількості перемикачів РПН упродовж доби;
- збільшення коефіцієнта зони нечутливості не обов'язково призводить до погіршення режиму напруги на шинах НН ТП та виходу за припустимі межі;

- досягнення ефективного управління напругою в РЕМ можливе лише за умови вибору параметрів пристрою автоматичного керування РПН на основі результатів моделювання її режимів з різними параметрами налаштувань.

Таблиця 3

№ переми- кання	№ Відга- луження РПН	Момент переми- кання, год	U _{цж} , В	I _{цж} , А	U ВН, В		U ВН, В	
					ТП8	ТП9	ТП8	ТП9
1	-2	0	10016	35,2	9930	10014	396	398
2	-1	7,4	9855	41,25	9750	9853	388	391
3	0	8,9	9884	46,8	9767	9881	388	392
4	-1	11,5	10112	44,25	9999	10109	397	401
5	-2	14	10079	39,16	9984	10076	398	400
6	-1	14,7	9856	41,4	9752	9854	388	391
7	-2	21,9	10082	38,85	9989	10080	398	400
8	-1	22,8	9852	41,22	9753	9850	388	391
9	-2	23,8	10080	39,07	9985	10077	398	400

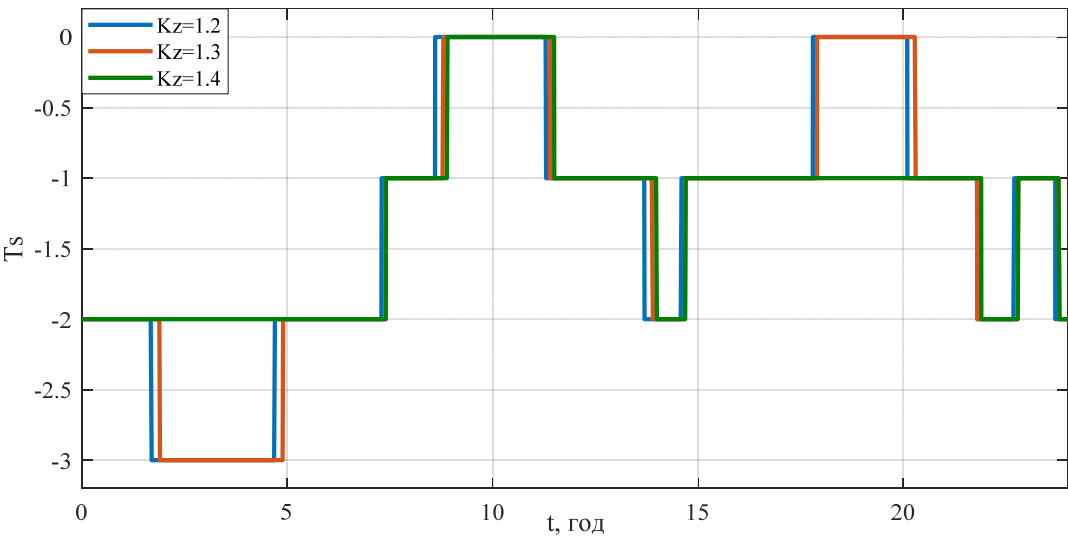


Рис. 2. Зміна відгалуження РПН упродовж доби залежно від K_z

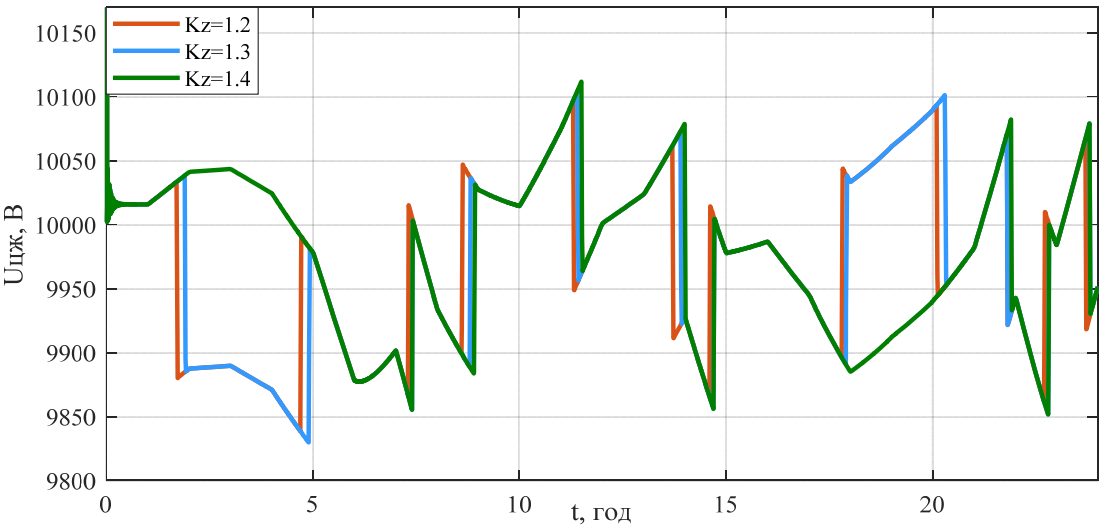


Рис. 3. Напруга на шинах НН ЦЖ упродовж доби залежно від K_z

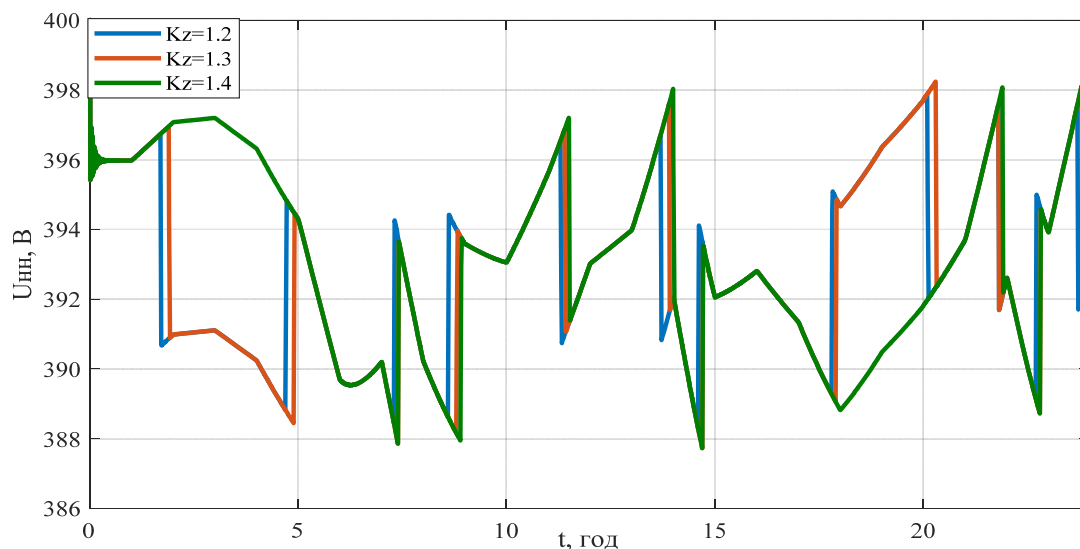


Рис. 4. Напруга на стороні НН ТП8 упродовж доби залежно від K_z

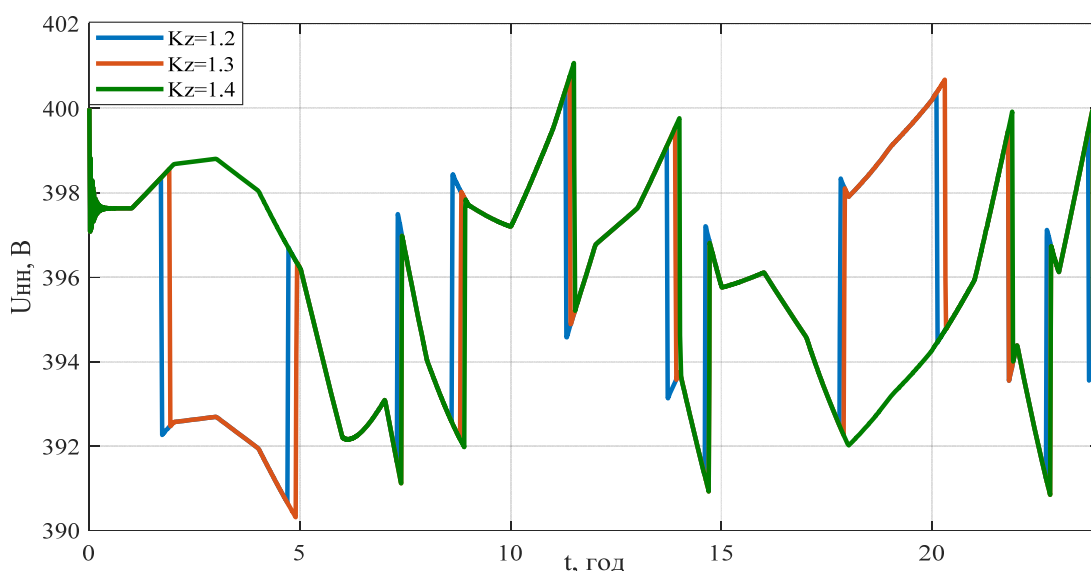


Рис. 5. Напруга на стороні НН ТП9 упродовж доби залежно від K_z

1. Кодекс систем розподілу. Затверджено Постановою НКРЕКП 14.03.2018 № 310. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18> (дата звернення 12.03.2025).
2. ДСТУ EN 50160:2023 (EN 50160:2022, IDT). Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. [Чинний з 8.12.2023]. К.: Держстандарт України, 2023. 27 с.
3. ДСТУ 3122-95. Установки для компенсації реактивної потужності конденсаторні. Терміни та визначення. [Чинний від 01.07.1996]. НУВО «Енергокомплекс», 1996. 10 с.
4. Грабко В.В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН: Монографія. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. 109 с.
5. Методичні вказівки до виконання дослідницької лабораторної роботи ЕПП-3 «Регулювання напруги в промислових електричних мережах». Дніпропетровськ. 2011. 19 с. <https://se.nmu.org.ua/ua/studentam/metod/files/EPP/EPP-3.pdf> (дата доступу 25.02.2025).
6. Salih S. N., Chen P. On coordinated control of OLTC and reactive power compensation for voltage regulation in distribution systems with wind power. IEEE Transactions on Power Systems, Sep. 2016. Vol. 31, No 5. Pp. 4026-4035.
7. Soe, N. N., Lwin, K. S. (2014). Advance OLTC control for improving power system voltage stability. Int. J. Sci. Eng. Technol. Res, 3(11), Jun 2014. Pp. 2487-2493.
8. Larsson M., Popović D. H., Hill D. J. (1998). Limit cycles in power systems due to OLTC deadbands and load-voltage dynamics. Electric Power Systems Research, 47(3), Pp. 181-188.
9. Шполянський О.Г., Слюсар Є.В. Моделювання режиму РЕМ з пристроєм автоматичного керування РПН в середовищі Manlab/Simulink. Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенергетики та автоматики". 2024. С. 43-48. URL: <http://jour.fea.kpi.ua/article/view/323042/313347> (дата звернення 13.03.2025).

10. Блок автоматичного керування РПН трансформаторів РС83–В4. Технічний опис та інструкція з експлуатації ЕАБР.656112.003ТО (РЕДАКЦІЯ 4.0). Технічна Бібліотека РЗА. 65 с.
11. Voltage Regulator TAPCON® 230 expert. Operating Instructions. Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, 2019. 176 p.

DETERMINATION OF THE AUTOMATIC OLTP DEVICE DEADBAND FACTOR IMPACT ON THE VOLTAGE IN THE ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORK

O.G. Shpolianskyi¹, Y.V. Sliusar²

1 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

2 – National technical university of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Beresteyskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine

e-mail: shpolianskyi@ied.org.ua, sliusar.yehor@iit.kpi.ua

The state of the electrical distribution network, that was equipped with the transformer automatic OLTC device, was simulated. The voltage regulation law of the transformer was determined to ensure permissible voltage levels on the buses of transformer stations (TS) of the electrical distribution network when the load of consumers changes during the day. The impact of the value of the deadband factor of the automatic voltage regulator on the number of tap changes of the OLTC of the transformer and the voltage on the TS buses was analyzed. Ref. 11, fig. 5, tables 3.

Keywords: electrical distribution network, power center, voltage regulation, coefficient of insensitivity zone.

1. Distribution Systems Code. Approved by the Resolution of the National Commission for State Regulation in the Energy and Utilities Sectors. 14.03.2018 № 310. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18> (Accessed at 12.03.2025).
2. State Standard of Ukraine EN 50160:2023 (EN 50160:2022, IDT). Characteristics of power supply voltage in general-purpose electrical networks [Valid from 8.12.2023]. K.: State Standard of Ukraine, 2023. 27 p.
3. State Standard of Ukraine 3122-95. Shunt capacitors. Terms and definitions. [Valid from 01.07.1996]. NSPA «EnergoComplex», 1996. 10 p.
4. Hrabko V. V. Models and means of voltage regulation using transformers with OLTC devices: Manuscript. Vinnytsia: UNIVERSUM-Vinnytsia, 2005. 109 p.
5. Methodological guidelines for research laboratory work EPP-3 «Voltage regulation in industrial electrical networks». Dnipropetrovsk. 2011. 19 p. <https://se.nmu.org.ua/ua/studentam/metod/files/EPP/EPP-3.pdf> (Accessed at 25.02.2025).
6. Salih S. N., Chen P. On coordinated control of OLTC and reactive power compensation for voltage regulation in distribution systems with wind power. IEEE Transactions on Power Systems, Sep. 2016. Vol. 31, No 5. Pp. 4026–4035.
7. Soe, N. N., Lwin, K. S. (2014). Advance OLTC control for improving power system voltage stability. Int. J. Sci. Eng. Technol. Res, 3(11), Jun 2014. Pp. 2487–2493.
8. Larsson M., Popović D. H., Hill D. J. (1998). Limit cycles in power systems due to OLTC deadbands and load-voltage dynamics. Electric Power Systems Research, 47(3). Pp. 181–188.
9. Shpolianskyi O.H., Sliusar Y.V. Simulation of the EDN state with an automatic tap-changer control device in the environment of Manlab/Simulink. *International scientific and technical journal. Modern problems of electrical engineering and automation*. 2024. Pp. 43–48. URL: <http://jour.fea.kpi.ua/article/view/323042/313347> (Accessed at 13.03.2025).
10. Automatic tap changer control unit for transformers RS83-V4. Technical description and operating instructions EABR.656112.003TO (Revision 4.0). RPA Technical Library - 65 p.
11. Voltage Regulator TAPCON® 230 expert. Operating Instructions. Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, 2019. 176 p.

Надійшла: 20.03.2025
Прийнята: 28.04.2025

Submitted: 20.03.2025
Accepted: 28.04.2025