

ХОМЕНКО ІГОР ВАСИЛЬОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, доцент, професор кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5141-5391>; e-mail: igor.v.khomenko@gmail.com.

ШКРЕБЕЛА АНДРІЙ ВЯЧЕСЛАВОВИЧ – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-9321-3361>; e-mail: andrii.shkrebela@ieec.khpi.edu.ua.

ОРЛОВ ВІКТОР СЕРГІЙОВИЧ – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-9809-0466>; e-mail: viktor.orlov@ieec.khpi.edu.ua.

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМУ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ ПО НАПРУЗІ В СУЧАСНИХ УМОВАХ

У статті розглянуто фрагмент реальної розподільчої електричної мережі напругою 35–110 кВ, яка складається з замкненої конфігурації мережі 110 кВ із відгалуженнями напругою 35 кВ. Використано реальні технічні параметри трансформаторів, встановлених у вузлах навантаження, а також характеристики провідів ліній електропередач. Для аналізу було враховано актуальні значення навантажень з врахуванням роботи альтернативних джерел енергії, під'єднаних до кожного з вузлів. Під впливом цих факторів деякі вузли навантаження перетворюються на генераторні. Отримана розрахункова схема заміщення цієї мережі з урахуванням як поздовжніх, так і поперечних параметрів. Розглянуто алгоритми розрахунків, який використовується для аналізу режимів роботи електричної мережі. Проведено числові розрахунки нормальних режимів роботи мережі за допомогою розрахункової програми, що дозволило дослідити вплив регулювання напруги на втрати електричної енергії. Зокрема, було досліджено, як впливає зміна рівня напруги в базисному та балансуєчому вузлі мережі напругою 110 кВ на усталений нормальний режим роботи всієї мережі. Дослідження включає порівняльний аналіз втрат електричної енергії для різних компонент: активної та реактивної складових потужності. Такий підхід дозволяє зробити висновки щодо впливу заходів регулювання напруги на втрати електричної енергії. На основі виконаних розрахунків визначено кількісний та якісний вплив підвищення рівнів напруги у базисному вузлі на зменшення втрат електроенергії у всій мережі в цілому. Таким чином, було зроблено висновок про можливість оптимізації режиму роботи електричної мережі за напругою.

Ключові слова: розподільна електрична мережа; схема заміщення мережі; альтернативні джерела енергії; нормальний режим; регулювання напруги; втрати електроенергії; оптимізація режиму за напругою.

Постановка проблеми. В реальних умовах експлуатації розподільчих електричних мереж їх режими роботи можуть суттєво змінюватися. Це обумовлено зміною величини та характеру навантаження, підключенням пристроїв компенсації реактивної потужності, підключенням нетрадиційних джерел енергії та зміною схем електропостачання. Зміни режимів обумовлюють зміну рівнів напруги в вузлах електричної мережі різного класу напруги від 150 до 1 кВ. Тому питання якості електричної енергії для таких мереж є актуальною та однією з пріоритетних задач облenergo та всіх організацій, які експлуатують розподільчі електричні мережі. Рівні напруги повинні забезпечувати надійність, якість та ефективність їх роботи в сучасних умовах. В статті розглядається питання впливу підвищення рівнів напруги на втрати електричної в фрагменті розподільчої електричної мережі 35–110кВ.

Огляд літератури. Розвиток електроенергетичної галузі України є одним зі стратегічних напрямків розвитку нашої держави [1]. Електроенергетика України це потужний механізм, що складається з генераторних потужностей, структур НЕК «Укренерго» та облenergo, споживачів електроенергії. Загальне керівництво галуззю забезпечується Міністерством енергетики та Енергоринком України [1, 2]. Запорукою успішної роботи є збалансованість генеруючого сектору та споживачів електричної енергії [3]. Не менш важливим фактором є надійна

робота системо утворюючих та розподільних мереж [4]. Незважаючи на всі труднощі та виклики, насамперед це фінансування галузі та кадрова політика, електроенергетика повинна динамічно розвиватися [5]. Одним з головних напрямків розвитку електроенергетичної галузі є оптимальне впровадження відновлюваних джерел енергії, оновлення та кваліфікована експлуатація всього електроенергетичного обладнання [6]. Ці питання активно розробляються та вирішуються фахівцями багатьох країн світу [7, 8]. Однак треба добре розуміти, що питання стратегічного розвитку та управління електроенергетичної галузі залишаються пріоритетними. Одним з таких питань є керування режимом роботи за напругою та потоками реактивної потужності [9, 6]. Вирішення цього питання неможливе без серйозного математичного моделювання цих пристроїв [10]. В той же час, на думку багатьох фахівців найбільше вірогідним шляхом вирішення цієї проблеми є системне використання пристроїв РПН силових трансформаторів [11, 12]. Звісно, це питання треба вирішувати з урахуванням впливу від впровадження альтернативних джерел енергії для отримання оптимального позитивного результату [13, 14]. Практичний інтерес мають перспективні розробки нових пристроїв РПН на базі двигунів з ротором, що котиться [15]. Розвиток цього науково-практичного напрямку повинно забезпечити надійну та ефективну роботу з керування режимами розподільчих

© І. В. Хоменко, А. В. Шкробела, В. С. Орлов, 2024



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

мереж в сучасних умовах, умовах впровадження альтернативних джерел енергії. В той же час, з'являються нові проблеми, вирішення яких неможливе без подальшого поступового розвитку сучасної електроенергетичної галузі [16, 17].

Мета статті дослідити вплив регулювання напруги на втрати електричної енергії у розподільчих мережах напругою 35–110 кВ та можливості оптимізації їх режимів роботи.

Виклад основного матеріалу. Розглянемо питання регулювання напруги більш детально. На рис. 1 представлено фрагмент реальної електричної мережі 110–35 кВ. Мережа 110 кВ замкнена, мережа 35 кВ – розімкнена. На схемі представлено типи трансформаторів на підстанціях та типи і довжина проводів ліній електропередавання. Вузол 1 – базовий по нарузі та балансує по потужності. До всіх вузлів навантаження підключені та працюють нетрадиційні джерела енергії, переважно це сонячні батареї та вітрові електричні станції. Їх навантаження приведено з урахуванням їх роботи. Під впливом цих факторів вузли 2 та 12 перетворюються на генераторні. Мережу було спроектовано більше 30 років тому і сьогодні важливо проаналізувати характер сучасних можливих режимів електропередавання та можливість оптимізації режиму по нарузі. Як правило, питання керування режимом електричної мережі по нарузі можливо вирішувати за допомогою наступних технічних засобів: пристроїв РПН, синхронних компенсаторів, батарей статичних компенсаторів та інші. Використання того чи іншого засобу регулювання має комплексний характер і вирішується структурою, яка здійснює керування режимами та експлуатацію розподільчою мережею.

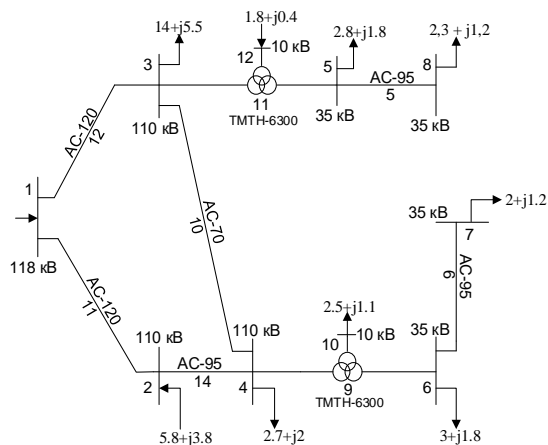


Рисунок 1 – Схема мережі

Розглянемо вплив рівнів напруги в базовому та балансуєчому вузлі 110 кВ на режими роботи цієї схеми. В основу оптимізаційних розрахунків покладена послідовність розрахунків ustalених нормальних режимів електричної мережі. Підготовка даних до розрахунків нормальних режимів електричної мережі включає:

- складання схеми заміщення електричної мережі в нормальному режимі, нумерацію вузлів схеми;

- розрахунок електричних параметрів елементів мережі;
- підготовку файлів вихідних даних.

Схема заміщення електричної мережі, відповідна прийнятій розрахунковій схемі, представлена на рис. 2. Для забезпечення необхідної точності результатів розрахунку всі елементи вихідної схеми представлені повними схемами заміщення (з урахуванням як поздовжніх R, L, так і поперечних G, C параметрів). Для розрахунку застосовувалась програма "Режим". На рис. 1 прийнята нумерація вузлів мережі для подальших розрахунків.

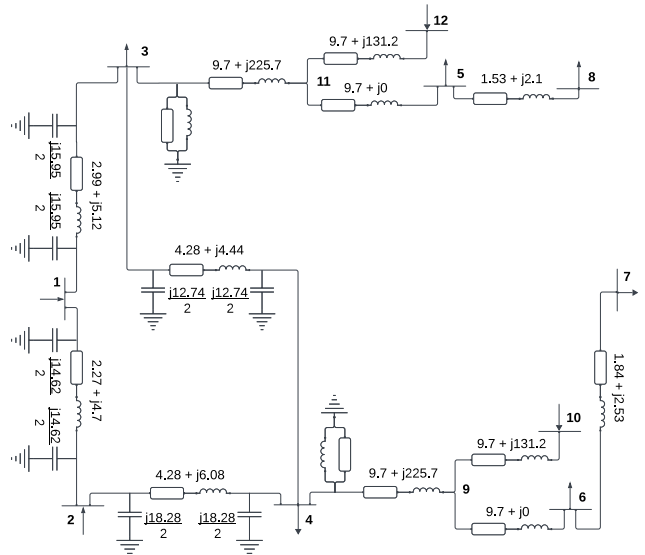


Рисунок 2 – Схема заміщення електричної мережі

У табл. 1 наведено вузлові навантаження для кожного з досліджуваних вузлів мережі. Вона демонструє значення активної (P, МВт) і реактивної (Q, МВАр) потужностей у вузлах розподільчої електричної мережі. Дані вказують на нерівномірний розподіл навантажень між вузлами, що впливає на розрахунок струмів і потенційні втрати енергії в мережі.

Таблиця 1 – Вузлові навантаження

Вузол	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P, МВт	5,8	14,0	2,7	2,8	3	2	2,3	0	2,5	0	1,8
Q, МВАр	3,8	5,5	2	1,8	1,8	1,2	1,2	0	1,1	0	0,4

Параметри проводів та трансформаторів, що формують основні ділянки мережі наведені у табл. 2 і 3. Зокрема, для кожної ділянки представлені марка дроту, його довжина, а також поздовжні й поперечні параметри (r, x, b). Для трансформаторів представлені тип, номінальна напруга обмоток, а також активний та індуктивний опір (R, X). Ці дані слугували основою для побудови схем заміщення мережі та визначення величин втрат потужності. Зокрема, було встановлено, що параметри проводів і трансформаторів мають суттєвий вплив на загальні енергетичні характеристики мережі.

Таблиця 2 – Параметри мережі

Ділянка	Марка дроту	l, км	g ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	b ₀ , мкСм/км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1–2	АС-120	11	0,249	0,427	2,658	2,74	4,7	29,24
1–3	АС-120	12	0,249	0,427	2,658	2,99	5,12	31,90
2–4	АС-95	14	0,306	0,421	2,611	4,28	6,08	36,55
3–4	АС-70	10	0,428	0,432	2,547	4,28	4,44	25,47
5–8	АС-95	5	0,306	0,421	—	1,53	2,10	—
6–7	АС-95	6	0,306	0,421	—	1,84	2,53	—
Ділянка	Тип трансформатора		U _н обмоток, кВ		R, Ом	X, Ом		
3–11	ТМТН-6300/110		ВН	115	9,70	225,7		
11–5			СН	38,5	9,70	0		
11–12			НН	11	9,70	131,2		
4–9	ТМТН-6300/110		ВН	115	9,70	225,7		
9–6			СН	38,5	9,70	0		
9–10			НН	11	9,70	131,2		

Розглянемо один з заходів, щодо підвищення ефективності роботи електричної мережі. Мова йде про підвищення рівнів напруги в базисному та балансуєчому вузлі 110 кВ.

Матеріали та методика дослідження наступна. Кожна ділянка електричної мережі (лінії електропередачі, трансформатори та автотрансформатори) характеризується поздовжніми параметрами – активним R і реактивним X опорамми, в яких перетоки активної і реактивної потужностей в умовах експлуатації супроводжуються загальними технологічними втратами:

$$\Delta P_{ij} + j\Delta Q_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2} (R_{ij} + jX_{ij}), \quad (1)$$

де P_{ij} , Q_{ij} , U_i – відповідно активна та реактивна потужність перетікання початку ділянки $i-j$ і модуль напруги вузла початку ділянки.

Відповідно технологічні витрати активної потужності на ділянці $i-j$ визначаються, як:

$$\Delta P_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2} R_{ij}. \quad (2)$$

Для електричної мережі, яка має n ділянок, технологічні витрати активної потужності розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2} R_{ij}. \quad (3)$$

Дослідимо вплив зміни напруги на оптимізацію режимів розподільних електричних мереж. Результати розрахунків наведено в табл. 3.

Аналіз проведених розрахунків показує, що активні втрати пропорційні рівням струмів і тому в мережах 35 кВ вони збільшуються. В той же час, реактивні втрати пропорційні рівням напруги і тому в мережах 35 кВ вони значно зменшуються. При збільшенні рівнів напруги на 5 % активні втрати в мережі 110 кВ зменшуються приблизно на 9 %, в мережі 35 кВ – на 6 %. В той же час реактивні втрати в мережі 110 кВ зменшуються приблизно на 10 %, а в мережі 35 кВ – на 5 %. Таким чином, підвищення

напруги впливає на активні та реактивні втрати електроенергії, причому у мережі 110 кВ це має більш суттєвий характер. Цей факт може сприяти достатньо високій ефективності використання пристроїв компенсації реактивної потужності у мережах 35-110 кВ.

Таблиця 3 – Активні та реактивні втрати в електричній мережі при дослідженні зміни напруги

U, кВ	ΔP, МВт			ΔQ, МВАр		
	110	35	загальні	110	35	загальні
114	0,136	0,158	0,294	0,221	0,018	0,239
115	0,135	0,161	0,296	0,217	0,017	0,234
116	0,132	0,159	0,291	0,213	0,017	0,230
117	0,130	0,156	0,286	0,209	0,017	0,226
118	0,127	0,154	0,281	0,204	0,017	0,221
119	0,125	0,151	0,276	0,202	0,017	0,219
120	0,124	0,148	0,272	0,198	0,017	0,215

Висновки. Таким чином, у статті розглянута оптимізація режиму електричної мережі за напругою. Ця наукова проблема вирішується за рахунок дослідження впливу регулювання напруги на втрати електричної енергії. У статті розглядається фрагмент розподільчої електричної мережі 35–110 кВ та її розрахункова схема заміщення. Розрахункова схема заміщення побудована з урахуванням роботи альтернативних джерел енергії. Детально розглянутий розрахунковий алгоритм. За допомогою розрахункової програми проведені розрахунки нормальних режимів електричної мережі. Досліджено, вплив регулювання напруги на активну та реактивну складову потужності. Встановлено, що підвищення напруги суттєво впливає на активні втрати електроенергії, причому у мережі 110 кВ це має більш суттєвий характер. Цей факт можна використовувати для достатньо високої ефективності використання пристроїв компенсації реактивної потужності у мережах 35–110 кВ.

Список літератури

1. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність”:

- Розпорядж. Каб. Міністрів України від 18.08.2017 № 605-р : станом на 21 квіт. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-p#Text>.
2. Про утворення державного підприємства «Енергоринок» : Постанова Кабінету Міністрів України від 05.05.2000 № 755 : станом на 14 берез. 2001 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/755-2000-p#Text>.
 3. Применение генетического алгоритма для оптимального распределения источников генерации с целью уменьшения потерь и улучшения уровня напряжения / А. Раштчизде та ін. *Energetikann problemlori*. 2008. № 4. С. 24–31.
 4. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС з урахуванням нормативного значення технічних втрат електроенергії та технічного стану трансформаторів з РПН. *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Електротехніка і енергетика*. 2013. № 1 (14). С. 168–172.
 5. Черненко П. А., Прихно В. Л., Трубицин В. В. Определение эффективных управляющих воздействий в процессе оперативной оптимизации режима электроэнергетической системы по напряжению и реактивной мощности. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2012. № 31. С. 12–21.
 6. Яндудський О. С., Труніна Г. О., Нестерко А. Б. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії : монографія. Київ : КПП ім.Ігоря Сікорського, 2021. 191 с.
 7. Відділ інформаційно-аналітичного забезпечення НТЦЕ НЕК «Укренерго». Системи режимно-технологічного управління електромережами та практика регулювання навантажень у енергосистемах зарубіжних країн з урахуванням розвитку поновлюваної енергетики. 2011. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Systemy-rezhymno-tehnologichnogo-upravlinnya.pdf>.
 8. Eastland Network. Connection and Operation of Distributed Generation. Gisborne, 2011. URL: <https://www.eastland.nz/wp-content/uploads/2015/10/Connection-Operation-of-Distributed-Generation-15-October-2013.pdf>.
 9. A Dynamic Master/Slave Reactive Power-Management Scheme for Smart Grids With Distributed Generation / M. S. El Moursi et al. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2014. Vol. 29, no. 3. P. 1157–1167. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2013.2294793>.
 10. Марченко А. А., Труніна Г. О., Тимохіна А. О. Модель регулятора напруги розподільної електричної мережі. *Вісник Чернігівського державного технологічного університету. Серія: Технічні науки*. 2013. № 2 (65). С. 209–215.
 11. Experimental testing and model validation of a decoupled-phase on-load tap-changer transformer in an active network / A. Zecchino et al. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2016. Vol. 10, no. 15. P. 3834–3843. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.0352>.
 12. Грабко В. В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН. Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. 109 с.
 13. Agalgaonkar Y. P., Pal B. C., 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, no. 1. P. 182–192. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2013.2279721>.
 14. Зменшення кількості спрацювань системи РПН трансформатора в електричній мережі з джерелами розосередженого генерування / О. С. Яндудський та ін. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2017. № 5 (135). С. 69–73.
 15. Хоменко І. В., Федосеєнко О. М., Стасюк І. В. Підвищення надійності пристроїв РПН силових трансформаторів. *Збірник наукових праць Українського державного університету залізничного транспорту*. 2017. № 170. С. 60–71.
 16. Гаєвський О. Ю., Магада В. В., Ужейко С. О. Методи гармонічного аналізу вихідної напруги інвертора в реальному часі. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2014. № 3. С. 72–77.
 17. Шелест Д. А. Підвищення якості електричної енергії в мережі з сонячними електростанціями в режимі зниження генерованої потужності : дис. ... д-ра філософії в галузі техн. наук : 141. Харків, 2024. 181 с. URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/items/7d2f0837-f7a0-436a-99cc-c4e8a4a6f3af> (дата звернення: 08.12.2024).

References

1. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2017, Aug. 18). Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine no. 605-r, Pro skhvalennia Enerhetychnoi stratehii Ukrainy na period do 2035 roku "Bezpeka, enerhoefektyvnist, konkurentospromozhnist" [On approval of the Energy Strategy of Ukraine for the period up to 2035 'Security, Energy Efficiency, Competitiveness']. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-p#Text> (in Ukrainian)
2. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2000, May 5). *Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine no. 755, Pro utvorennia derzhavnoho pidpriemstva "Enerhorynok"* [On the establishment of the state enterprise Energorynok]. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/755-2000-p#Text> (in Ukrainian)
3. A. Rashtchizadeh, A. M. Hashimov, N. R. Rahmanov, and S. T. Ahmedova, "Genetic algorithm for optimal distributed generation siting and sizing to reduce power losses and improve voltage profile", *Energetikann problemlori*, no. 4, pp. 24–31, 2008. (in Russian)
4. P. D. Lezhniuk, O. Ye. Rubanenko, and O. O. Rubanenko, "Optymalne keruvannia normalnymy rezhymamy EES z urakhuvanniam normatyvnoho znachennia tekhnichnykh vtrat elektroenerhii ta tekhnichnoho stanu transformatoriv z RPN [Optimal management of normal operating modes of EPS considering normative energy losses and technical state of transformers with OLTC]", *Scientific Papers of Donetsk National Technical University. Series: Electrical and Power Engineering*, no. 1 (14), pp. 168–172, 2013. (in Ukrainian)
5. P. O. Chernenko, V. L. Pryhno, and V. V. Trubitsyn, "Determination of effective managing influences in the process of operative optimization of mode of electroenergy system on voltage and reactive-power", *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*, no. 31, pp. 12–21, 2012. (in Russian)
6. O. S. Yandulskiy, H. O. Trunina, and A. B. Nesterko, *Rehuliuвання napruhy v rozpodilnykh elektrychnykh merezhakh z vidnovliuvanymy dzherelamy enerhii [Voltage regulation in distribution electrical networks with renewable energy sources]*. Kyiv: Nat. Tech. Univ. Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytech. Inst.", 2021. (in Ukrainian)
7. Department of Information and Analytical Support of the Scientific and Technical Centre of NPC Ukrenergo, "Systemy rezhymno-tehnologichnoho upravlinnia elektromerezhamy ta praktyka rehuliuвання navantazhen u enerhosystemakh zarubizhnykh krain z urakhuvanniam rozvytku ponovliuvanoi enerhetyky [Regime-technological management systems of electrical networks and load regulation practices in energy systems of foreign countries considering renewable energy development]", Jun. 2011. [Online]. Available: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Systemy-rezhymno-tehnologichnogo-upravlinnya.pdf> (in Ukrainian)
8. Eastland Network, "Connection and Operation of Distributed Generation", Gisborne, Mar. 2011. [Online]. Available: <https://www.eastland.nz/wp-content/uploads/2015/10/Connection-Operation-of-Distributed-Generation-15-October-2013.pdf>
9. M. S. El Moursi, H. H. Zeineldin, J. L. Kirtley, and K. Alobeidli, "A dynamic master/slave reactive power-management scheme for smart grids with distributed generation", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 3, pp. 1157–1167, Jun. 2014, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2013.2294793>
10. A. A. Marchenko, H. O. Trunina, and A. O. Tymokhina, "Model of voltage regulator of electrical distribution network", *Visnyk of Chernihiv State Technological University. Series "Technical Sciences"*, no. 2 (65), pp. 209–215, 2013. (in Ukrainian)
11. A. Zecchino, J. Hu, M. Coppo, and M. Marinelli, "Experimental testing and model validation of a decoupled-phase on-load tap-changer transformer in an active network", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 15, pp. 3834–3843, Nov. 2016, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.0352>
12. V. V. Hrabko, *Modeli i zasoby rehuliuвання napruhy za dopomohoiu transformatoriv z prystroiamy RPN [Models and tools for voltage regulation using transformers with OLTC]*. Vinnytsia: UNIVERSUM-Vinnytsia, 2005. (in Ukrainian)

13. Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal, and R. A. Jabr, "Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 182–192, Jan. 2014, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2013.2279721>
14. O. S. Yandulskyi, A. B. Nesterko, H. O. Trunina, and O. V. Tymokhin, "Reduction of OLTC operating in electrical distribution network with distributed generation source", *Visnyk of Vinnytsia Polytechnical Institute*, no. 5 (135), pp. 69–73, 2017. (in Ukrainian)
15. I. V. Khomenko, O. M. Fedoseienko, and I. V. Stasiuk, "Improving the reliability of power transformers OLTC devices", *Collected Scientific Works of Ukrainian State University of Railway Transport*, no. 170, pp. 60–71, 2017. (in Ukrainian)
16. O. Yu. Haievskiy, V. V. Mahada, and S. O. Uzheiko, "Inverter output voltage harmonic analysis methods in real time", *POWER ENGINEERING: Economics, Technique, Ecology*, no. 3, pp. 72–77, 2014. (in Ukrainian)
17. D. A. Shelest, "Improving the quality of electric energy in a network with solar power plants in the mode of reducing the generated power", dissertation of PhD in Technical Sciences, Nat. Tech. Univ. "Kharkiv Polytech. Inst.," Kharkiv, 2024. Accessed: Dec. 8, 2024. [Online]. Available: <https://repository.kpi.kharkov.ua/items/7d2f0837-f7a0-436a-99cc-c4e8a4a6f3af> (in Ukrainian)

Надійшла (received) 09.12.2024

UDC 621.316

IGOR KHOMENKO ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Professor of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5141-5391>; e-mail: igor.v.khomenko@gmail.com.

ANDRII SHKREBELA – PhD Student at the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-9321-3361>; e-mail: andrii.shkrebel@iee.khpi.edu.ua.

VIKTOR ORLOV – PhD student at the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-9809-0466>; e-mail: viktor.orlov@iee.khpi.edu.ua.

OPTIMIZATION OF DISTRIBUTION NETWORK MODE BY VOLTAGE UNDER MODERN CONDITIONS

The article examines a fragment of a real distribution electrical network with a voltage level of 35–110 kV, consisting of a closed-loop 110 kV network with 35 kV branches. Real technical parameters of transformers installed at load nodes and the characteristics of power line conductors were used. The analysis took into account the actual load values, considering the operation of alternative energy sources connected to each node. Under the influence of these factors, some load nodes transform into generator nodes. A calculated equivalent circuit of this network was obtained, considering both longitudinal and transverse parameters. The calculation algorithm used for analyzing the operating modes of the electrical network is described. Numerical calculations of the normal operating modes of the network were performed using a simulation program, enabling the study of the impact of voltage regulation on electrical energy losses. Specifically, the study examined how changes in the voltage level at the base and balancing nodes of the 110 kV network affect the steady-state normal operation of the entire network. The research includes a comparative analysis of energy losses for different components: active and reactive power. This approach allows conclusions to be drawn regarding the influence of voltage regulation measures on energy losses. Based on the performed calculations, the quantitative and qualitative impact of increasing voltage levels at the base node on reducing energy losses across the entire network was determined. Thus, a conclusion was made about the potential for optimizing the operating mode of the electrical network through voltage regulation.

Keywords: distribution electrical network; network equivalent circuit; alternative energy sources; normal mode; voltage regulation; energy losses; voltage optimization.