

УДК 621.311.153

ENSURING ENERGY-EFFICIENT WORK MODES IN ELECTRICAL SUPPLY SYSTEMS OF INDUSTRIAL AND CIVIL FACILITIES BY VOLTAGE REGULATION

S. Baliuta, L. Kopilova, Iu. Kuievda, V. Jovbak,
M. Kondrashevsky, P. Kandybka, V. Kuievda
National University of Food Technologies

Key words:

*Power supply systems
Rational voltage levels
Shop electrical network
Static characteristics of
load according to voltage
Shop power supply system
Optimization of electricity
consumption
Transformer voltage
regulation
Optimization of work
modes*

Article history:

Received 03.03.2023
Received in revised form
17.03.2023
Accepted 33.04.2023

Corresponding author:

S. Baliuta
E-mail:
epp11@ukr.net

ABSTRACT

The development of voltage regulation methods in the energy supply system of industrial and civil facilities using continuous and discrete sources of reactive power, tap-changer of GPP transformers and PBZ of shop transformers is an urgent task. It allows maintaining energy-efficient modes of power-consuming equipment, elements of power supply and power consumption systems and reduce financial expenses for payment for electric energy.

The article presents approaches to solving the task of determining energy-efficient voltage levels at different hierarchical levels of the power supply system and ensuring them by using voltage regulators (TAPs) of GPP transformers, PBZ switches of workshop transformers, as well as power regulation of reactive power sources. For the calculation of energy-efficient voltages, an appropriate algorithm has been developed, which provides the separate execution of operations for calculating the parameters of the current mode of the power supply system and its optimization. This allows to monitor the state of the power supply system and ensure the maximum efficiency of the use of voltage regulation devices. A method of determining the static load characteristics of asynchronous motors by voltage is proposed, taking into account their design features, mechanical load characteristics and magnetizing currents. A method of determining the static characteristics of the load by voltage at the levels of the shop transformer, RP and GPP has been developed. With the use of the MATLAB/SIMULINK package, calculation studies of static characteristics by voltage at different levels of the hierarchical power supply system were carried out. The selection of the method for calculating the modes of shop and distribution electric networks of an industrial enterprise was reasoned. The static characteristics of the load according to the voltage, the action of the voltage regulators of the GPP transformers, the position of the PBZ of the shop transformers, the power of the reactive power sources were taken into account. Algorithm for controlling discrete and continuous sources of reactive power and voltage regulators of GPP transformers was proposed taking into account static load characteristics to ensure energy-efficient operation modes of shop and distribution electrical networks of an industrial enterprise.

DOI: 10.24263/2225-2924-2023-29-2-7

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРОМИСЛОВИХ І ЦИВІЛЬНИХ ОБ'ЄКТІВ ШЛЯХОМ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

С. М. Балюта, Л. О. Копилова, Ю. В. Куєвда, В. Д. Йовбак,
М. С. Кондрашевський, П. М. Кандибка, В. П. Куєвда

Національний університет харчових технологій

Розробка методів регулювання напруги в системах енергозабезпечення (СЕЗ) промислових і цивільних об'єктів з використанням джерел РП, РПН трансформаторів ГПП та ПБЗ трансформаторів є актуальним завданням, оскільки дає змогу підтримувати енергоефективні режими електроспоживача обладнання, елементів СЕЗ, забезпечити нормові значення показників якості електричної енергії (ЕЕ) та зменшити фінансові видатки на її оплату.

У статті представлено підходи до вирішення завдання визначення енергоефективних рівнів напруги на ієрархічних рівнях СЕЗ. Питання техніко-економічної ефективності вирішуються шляхом формулювання цільової функції оптимізації рівня напруги за критерієм мінімуму втрат активної потужності. Для розрахунку енергоефективних значень напруги розроблено алгоритм, який передбачає роздільне виконання операцій розрахунку параметрів поточного режиму СЕ та його оптимізації. Це дає змогу здійснювати моніторинг стану СЕЗ і забезпечувати максимальну ефективність використання пристроїв регулювання напруги.

Запропоновано метод визначення статичних характеристик навантаження (СХН) за напругою АД з урахуванням їх конструктивних особливостей, характеристик механічного навантаження і струмів намагнічування. Розроблено метод визначення СХН на рівнях цехового трансформатора та ГПП. З використанням пакета MATLAB/SIMULINK проведено розрахункові дослідження СХН на різних рівнях ієрархії СЕЗ. Обґрунтовано вибір методу розрахунку режимів СЕЗ з урахуванням СХН, дії регуляторів напруги трансформаторів ГПП (РПН ГПП), положення ПБЗ цехових трансформаторів, потужності джерел РП. Запропоновано алгоритм керування джерелами РП та РПН ГПП з урахуванням статичних характеристик навантаження для забезпечення енергоефективних режимів роботи цехових і розподільних електричних мереж СЕЗ.

Ключові слова: *системи електрозабезпечення, раціональні рівні напруги, цехова електрична мережа, статичні характеристики навантаження за напругою, система електропостачання цеху, оптимізація електроспоживання, регулювання напруги трансформатора, оптимізація режимів роботи.*

Постановка проблеми. Розвиток сучасних технологій електрозабезпечення промислових і цивільних об'єктів з використанням сучасних методів керування дає змогу забезпечити енергозберігаючі режими передавання та споживання електричної енергії на промислових і цивільних об'єктах. Реалізація енергозберігаючих режимів електрозабезпечення та електроспоживання потребує формування цільової функції оптимізації режиму, розробки методів визначення статичних

характеристик споживачів електричної енергії за напругою, вибору методів розрахунку режимів системи електропостачання та електрозабезпечення, розробки алгоритмів керування РПН трансформаторів і джерелами РП. Водночас більша частина існуючих підходів до оптимізації режимів систем електрозабезпечення не враховує СХН, вплив РПН та ПБЗ, регулювання дискретних і безперервних джерел РП. Актуальним завданням є удосконалення методів керування системами електрозабезпечення промислових і цивільних об'єктів з урахуванням статичних характеристик навантаження за напругою, регулювання РПН та реактивної потужності.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Вирішенню проблем, пов'язаних з регулюванням напруги в системоутворюючій мережі, присвячені праці А. К. Шидловського, Ю. І. Тугая, П. Д. Лежнюка, П. О. Черненко, Г. Г. Півняка, А. В. Праховника та інших. Проте проблема регулювання напруги в системах електрозабезпечення промислових і комунальних об'єктів (СЕПКОКО) виникла відносно недавно. Пов'язано це з тим, що розподільні мережі 6...10 кВ (у тому числі СЕПКОКО) технічно оснащені гірше, ніж системоутворюючі мережі.

У (Baliuta, Korylova, & Mashchenko, 2018) запропоновано загальну структуру інтелектуальної системи керування електрозабезпеченням та електроспоживанням промислових об'єктів.

Питання оптимізації рівня напруги за критерієм забезпечення нормативного рівня напруги у максимально можливого числа споживачів висвітлені у (Плешков, Сіріков, & Безкровна, 2011), де запропоновано систему активно-адаптивного регулювання напруги. Однак така схема регулювання може бути застосована тільки в класичних розподільчих мережах, коли напрям перетікань потужності є однозначним, і не використовуються засоби компенсації реактивної потужності (РП).

У праці (Яндульський, Труніна, & Нестерко, 2021) запропоновано метод оптимального розподілу активної та РП між генераторами власних станцій промислових підприємств, також розроблено метод оптимального регулювання напруги шляхом зміни положення РПН силових трансформаторів, однак не враховуються статичні характеристики навантаження за напругою (СХН).

У науковому дослідженні (Добровольська, Кулик, & Лежнюк, 2018) запропоновано вирішення питання регулювання напруги в електроенергетичних системах на основі нечіткої логіки, а також обґрунтовано доцільність застосування методів нечітких обчислень у завданнях регулювання напруги електроенергетичних систем. Однак завдання регулювання напруги вирішується лише за критерієм забезпечення нормативного рівня напруги.

У (Левицький, & Колмачов, 2015) розроблено алгоритм та структуру комплексу технічних засобів управління коефіцієнтом трансформації силового трансформатора з використанням РПН при груповому управлінні напругою в центрі живлення (ЦП) з урахуванням параметрів ЕП та розподільчих ліній, що дає змогу здійснити мінімізацію втрат активної та РП у реальному часі. Проте запропонований алгоритм забезпечує регулювання лише коефіцієнта трансформації трансформаторів ГПП. Інші пристрої регулювання напруги не використовуються.

У праці (Baliuta, Kopylova, Kuievda, & Kovalchuk, 2020) розглядаються питання застосування нечіткої логіки до роботи блоків автоматичного регулювання РПН (БАР РПН). З використанням фази логічної системи управління здійснюється групове управління режимом напруги відповідно до раціонального рівня напруги шляхом зміни коефіцієнта трансформації силового трансформатора.

У вищезгаданих дослідженнях не враховується наявність дискретних і недискретних джерел РП (наприклад, синхронних машин (СМ)).

У науковому дослідженні (Canard, 2000) показано, що в разі малої генерації регулювання напруги з використанням пристроїв АРНТ за принципами «стабілізація напруги» і «зустрічне регулювання» не може застосовуватися і вимагає суттєвого доопрацювання.

У праці (Rami, 2006) запропоновано використовувати малу генерацію для нормалізації рівня напруги в мережі. Для цього пропонується поєднання двох алгоритмів: детермінованого та евристичного (генетичні алгоритми). Однак використання цих алгоритмів у реальному часі ускладнене у зв'язку з їхньою низькою збіжністю.

У (Richardot, 2006) запропоновано оснастити об'єкти малої генерації активно-адаптивним регулятором, принцип якого передбачає перемикання з режиму регулювання P/Q у нормальному режимі до регулювання P/U у режимі, близькому до граничного. Однак запропонований метод не ставить за мету виконання оптимізації режиму роботи мережі за критерієм мінімуму втрат (споживання) електроенергії в СЕПКО, що суттєво знижує його ефективність.

У праці (Richardot, 2006) запропоновано схему координованого регулювання напруги з використанням децентралізованої генерації (D-RCT).

Розглянуті в зарубіжних дослідженнях системи регулювання відповідають концепції VVC (Volt VAr Control — Контроль напруги і реактивної потужності), що передбачає використання існуючих у мережі засобів регулювання напруги та РП для зниження втрат електроенергії та забезпечення нормативного рівня напруги. Натепер ця концепція є найбільш ефективною для реалізації оптимального регулювання напруги у СЕПКО (Rahimi, Marinelli, & Silvestro, 2012).

Аналіз літературних джерел показав, що в розглянутих працях не запропоновано систему регулювання, яка б враховувала наявність недискретних джерел РП (синхронних машин), батарей статичних конденсаторів (БСК), трансформаторів з РПН та використовувала б їх одночасно для регулювання напруги з метою зниження втрат (споживання) активної енергії.

Мета дослідження: розробка методів регулювання напруги та РП у системах електрозабезпечення промислових і комунальних об'єктів з метою оптимізації режимів їх роботи за критерієм мінімізації фінансових видатків користувачів на електричну енергію.

Матеріали і методи. Проведений аналіз нормативно-технічної літератури та принципів схем електропостачання промислових підприємств дав змогу скласти структурну схему розміщення пристроїв регулювання напруги в СЕПКО (рис. 1).

Залежність рівня споживання активної та РП споживачем від напруги визначається СХН і регулюючим ефектом навантаження за напругою. Аналіз впливу

відхилення напруги на режим споживання окремих ЕП ПП представлений у (Попов, Ткаченко, & Ярмолук, 2021).

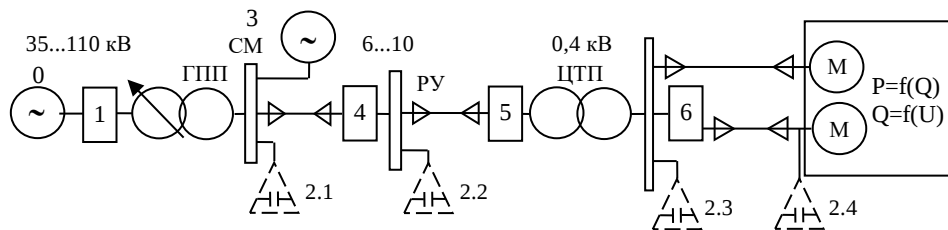


Рис. 1. Структурна схема розміщення пристроїв регулювання напруги в СЕПКО промислових і цивільних об'єктів: 1 — РПН з пристроями автоматичного регулювання напруги трансформаторів (АРНТ); 2 — пристрої компенсації РП: централізованої (2.1), групової (2.2—2.3) та індивідуальної компенсації РП (2.4); 3 — синхронні машини; 4 — вольтодобудаткові трансформатори (ВДТ); 5 — пристрої ПБЗ; 6 — установок поздовжньої компенсації (УПК) та тиристорні регулятори напруги (ТРН)

Аналіз науково-технічної літератури (Сегеда, 2015; Попов, Ткаченко, & Ярмолук, 2021) показує, що при розробці заходів щодо підвищення енергоефективності зміни опорів на пасивних елементах СЕПКО практично не враховуються.

Узагальнена статична характеристика навантаження вузла за напругою залежить від СХН окремих ЕП та пайової участі навантаження кожної групи ЕП.

У праці (Балюта, Копилова, & Корольов, 2016) для системи електрозабезпечення промислового об'єкта було отримано СХН цехових підстанцій при різних коефіцієнтах завантаження обладнання. Проведений аналіз отриманих СХН показує, що оптимальний рівень напруги на шинах підстанції живлення може відповідати будь-якому значенню в діапазоні $0,85...1,1U_{ном}$. Визначальними факторами є склад навантаження, завантаження ЕП і довжина ліній СЕПКО. Однак для підприємства в цілому подібні узагальнені СХН ще не отримані.

Для виконання завдань регулювання напруги потрібна розробка системи оптимального регулювання напруги, що виконує завдання забезпечення нормативного рівня напруги та мінімізації втрат електроенергії з урахуванням наявності СМ і батарей статичних конденсаторів (БСК).

З огляду на те, що експериментальні методи (пасивні та активні) визначення СХН активного та реактивного навантаження АД мають певні обмеження (не дають змоги отримати достатню кількість даних, загрожують пошкодженням обладнання та порушенням технологічного процесу) (надалі для визначення СХН АД використовуємо розрахунковий спосіб (Балюта, Йовбак, & Копилова, 2017). При вирішенні задачі мінімізації рівня споживання активної потужності доцільно розглядати СХН АД в діапазоні напруги $(0,9...1,1)U_{ном}$, оскільки він відповідає гранично допустимим відхиленням напруги, встановленим ГОСТ 13109-97.

Оскільки характер зміни СХН в цьому діапазоні практично лінійний (Балюта, Йовбак, & Копилова, 2017), то для їх апроксимації достатньо використовувати поліном 1-го ступеня:

$$P(U) = P_n P^*(U) = P_n \left[a_0 + a_1 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) \right]; \quad (1)$$

$$Q(U) = Q_n Q^*(U) = Q_n \left[b_0 + b_1 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) \right], \quad (2)$$

де P_n і Q_n — активна та реактивна потужності АД при номінальній напрузі; $P^*(U)$ та $Q^*(U)$ — СХН активного та реактивного навантаження за напругою у в. о. АД; $U_{ном}$ — номінальна напруга АД; a_0 , a_1 , b_0 , b_1 — коефіцієнти полінома 1-го ступеня.

Регулюючі ефекти активного (α_1) та реактивного (β_1) навантаження АД за напругою визначаються за формулами:

$$\alpha_1 = dP/dU; \quad (3)$$

$$\beta_1 = dQ/dU, \quad (4)$$

де dP , dQ — зміна активного та реактивного навантаження, dU — зміна рівня напруги в мережі.

Викладення основних результатів дослідження. Алгоритм визначення статичних характеристик навантаження асинхронних двигунів за напругою. Найбільш повні характеристики АД можна отримати лише з використанням Т-подібної схеми заміщення АМ з використанням формул розрахунку параметрів Т-подібної схеми заміщення, представлених у (Толочко, 2016) за каталожними даними.

Запропонований алгоритм включає такі етапи:

1. Введення вихідних даних. Вихідними даними для розрахунку параметрів машини є: f — частота мережі, Гц; P_n — номінальна потужність, Вт; U_n — номінальна лінійна напруга, В; n_n — номінальна кутова частота обертання валу, про/хв; p — число пар полюсів; $\eta_{ном}$ — коефіцієнт корисної дії, в. о.; $\cos\phi_n$ — коефіцієнт потужності, в. о.; I_n — номінальний струм статора, А; k_t — кратність пускового струму, в. о.; m_{max} — кратність максимального моменту, в. о.; m_n — кратність пускового моменту, в. о.; J — момент інерції, кг м².

За наявності вихідних даних у рамках програми можливе врахування насичення сталі АД. Параметри кривої намагнічування АД вводяться у блоці параметрів АД «[i; v] (pu)» середовища MATLAB Simulink. Криві намагнічування $U = f(I_p)$ задаються з використанням вольтамперної характеристики двигуна чи довідкових даних.

Вихідні дані для розрахунку параметрів механічної підсистеми (моменту опору механізму навантаження): M_{mp} — початковий момент тертя ($s = 1$), Н·м, k_s — коефіцієнт завантаження двигуна, в. о.; α — показник ступеня, що характеризує механізм, в. о.

2. Розрахунок параметрів схеми заміщення АД виконується з використанням формул, поданих у (Андрієнко, & Куєвда, 2010).

3. Завдання механічної характеристики моменту навантаження. Механічна характеристика моменту опору навантаження задається з використанням формули:

$$M_c = k_z M_{ном} \left[M_{тр} + (1 - M_{тр}) \left(\frac{1-s}{1-s_{ном}} \right)^\alpha \right]. \quad (5)$$

Показник ступеня α , що враховує зміну M_c при зміні швидкості обертання двигуна, визначається типом механізму.

4. Створення моделі АД в середовищі MATLAB Simulink.

5. Визначення значень активної та РП, що споживаються АД при різних рівнях напруги.

Для кожного досліджуваного АД виконується розрахунок електричного режиму до настання встановленого режиму. Розрахунок виконується для діапазону напруги $0,9 \dots 1,1 U_{ном}$. Отримані дані про зміну споживання активної та реактивної потужності зберігаються у робочому середовищі MATLAB. Для кожного модельованого АД також формуються матриці $[U_i, P_i, Q_i]$.

6. Апроксимація отриманих матриць $[U_i, P_i, Q_i]$ поліномом першої ступеня. Для апроксимації отриманих статичних характеристик за напругою використовується вбудована функція `polyfit` MATLAB. У результаті для кожного АД формується поліном 1-го ступеня.

7. Оцінка кореляційного зв'язку. Для оцінки достовірності отриманих поліномів визначається коефіцієнт детермінації (Коваль, 2018).

8. Отримання остаточних значень коефіцієнта полінома 1-го ступеня.

Задання кривих намагнічування асинхронних двигунів. У зв'язку з відсутністю даних про конструктивні параметри більшості АД доцільно прийняти до розгляду універсальну криву намагнічування (Толочко, 2016) та використати струм холостого ходу двигуна при номінальній напрузі 1.0:

$$I_0 = I_n \left[\sin \varphi_{ном} - \frac{\eta_{ном} \cos \varphi_{ном}}{2m_{тах}} \right]. \quad (6)$$

На основі запропонованого алгоритму було розроблено програму в середовищі MATLAB, що дає змогу виконувати розрахунок параметрів статичних характеристик навантаження АД за напругою. З використанням програми визначені СХН для АД серії ВАО2 ($U_{ном} = 11400$ В), які використовуються на насосних станціях при різних коефіцієнтах завантаження (k_z).

Отримані СХН для двигунів серії ВАО2 були апроксимовані поліномами 1-го ступеня. Коефіцієнти поліномів наведені у табл. 1.

Проведений аналіз отриманих СХН і регулюючих ефектів навантаження (РЕН) шахтних АД за напругою показав, що зміна напруги на 1% від номінального практично не призводить до зміни споживання активної потужності шахтними електродвигунами, отже, вона може прийматися постійною. При цьому регулюючий ефект реактивного навантаження шахтних АД за напругою знаходиться в межах $0,95 \dots 2,60\%$, а його значення є обернено пропорційними коефіцієнту завантаження, номінальній потужності та кількості пар полюсів двигуна.

Алгоритм визначення еквівалентних СХН у вузлах СЕПКО. При визначенні еквівалентних СХН СЕПКО необхідно враховувати ієрархічну побудову СЕПКО у вигляді ряду підсистем та їх подальшим поданням у вигляді еквівалентних СХН.

Таблиця 1. Значення коефіцієнтів полінома 1-го ступеня для двигунів насосної станції серії ВАО2, $U_{ном} = 11400$ В

Марка АД	P_n , кВт	k_3	Коефіцієнти полінома 1-го ступеня			
			за активною потужністю		за реактивною	
			ai	do	bi	bo
BAO2-280S4	132	1,0	-0,023	1,023	1,390	-0,366
		0,8	-0,009	0,809	1,784	-0,859
		0,6	0,003	0,597	2,042	-1,212
		0,4	0,005	0,395	2,221	-1,456
		0,2	0,007	0,193	2,330	-1,601
BAO2-280M4	160	1,0	-0,022	1,023	1,376	-0,353
		0,8	-0,011	0,811	1,767	-0,846
		0,6	0,000	0,600	2,022	-1,198
		0,4	0,006	0,394	2,199	-1,440
		0,2	0,009	0,191	2,310	-1,586
BAO2-15M4	250	1,0	-0,018	1,018	1,277	-0,254
		0,8	-0,011	0,811	1,650	-0,766
		0,6	-0,004	0,603	1,950	-1,135
		0,4	0,003	0,397	2,132	-1,388
		0,2	0,008	0,192	2,243	-1,538
BAO2-315L4	315	1,0	-0,015	1,015	1,167	-0,144
		0,8	-0,011	0,811	1,614	-0,687
		0,6	-0,001	0,601	1,877	-1,074
		0,4	0,004	0,396	2,065	-1,336
		0,2	0,005	0,195	2,180	-1,493

Як підсистему в СЕПКО розглядаємо ділянку СЕПКО, що включає ЦТП, радіальну низьковольтну розподільну мережу і споживачів (приймачі) електричної енергії, приєднані до цієї мережі (Попов, Ткаченко, & Ярмолюк, 2021). Для формування еквівалентних СХН використовуємо схеми заміщення підсистем мережі відповідного рівня (Балюта, Йовбак, Копилова, & Литвин, 2017).

Потужності (активна і реактивна), що споживаються від джерела живлення, на рівні ЦТП визначаються за формулами:

$$P_{ЦТП} = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m p_{EP\ j\ i}(U_{EP\ j\ i}^*) + \sum_{j=1}^n \Delta P_{л\ j}(U_{ЦТП}^*) + \Delta P_{ЦТП}(U_{жив}^*, k_3); \quad (7)$$

$$Q_{ЦТП} = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m q_{EP\ j\ i}(U_{EP\ j\ i}^*) + \sum_{j=1}^n \Delta Q_{л\ j}(U_{ЦТП}^*) + \Delta Q_{ЦТП}(U_{жив}^*, k_3), \quad (8)$$

де p_{EP} , q_{EP} — АП і РП, споживана i -м ЕП, підключеним до j -ої лінії, $\Delta P_{л\ j}$, $\Delta Q_{л\ j}$ — втрати АП та РП в j -й лінії; $\Delta P_{ЦТП}$, $\Delta Q_{ЦТП}$ — втрати АП та РП в ЦТП; k_3 — коефіцієнт завантаження трансформатора ЦТП; n — кількість низьковольтних ліній, що відходять від ЦТП; m — кількість ЕП, підключених до однієї

лінії; $U_{жив*}$ — напруга джерела живлення; $U_{ЦТП*}$ — напруга на шинах ЦТП; $U_{ЕП j j*}$ — напруга на клеммах i -го ЕП, підключеного до k -ої лінії.

При використанні поліномів 1-го ступеня апроксимації СХН (1)...(2) величина АП та РП, що споживається від ЦТП, визначається за формулами:

$$P_{ЦТП} = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m p_{mex.enj j} (a_0 + a_1 U_{ЕП j j*}) + \sum_{j=1}^n \frac{DR_{lj}}{U_{ном}^2 U_{ЦТП}^2} + \frac{ER_{ЦТП}}{U_{ном}^2 U_{жив}^2} + \Delta P_{XX} (U_{жив*})^2; \quad (9)$$

$$D = \sum_{i=1}^m [p_{mex.enj j} (a_0 + a_1 U_{ЕП j j*})]^2 + \sum_{i=1}^m [q_{mex.enj j} (b_0 + b_1 U_{ЕП j j*})]^2;$$

$$E = \sum_{j=1}^n [P_{mex.enj j} (A_0 + A_1 U_{ЦТП*})]^2 + \sum_{j=1}^n [Q_{mex.enj j} (B_0 + B_1 U_{ЕП j j*})]^2;$$

$$Q_{ЦТП} = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m q_{mex.enj j} (b_0 + b_1 U_{ЕП j j*}) + \sum_{j=1}^n \frac{FX_{lj}}{U_{ном}^2 U_{ЦТП}^2} + \frac{GX_{ЦТП}}{U_{ном}^2 U_{жив}^2} + \Delta Q_{XX} (U_{жив*})^2; \quad (10)$$

$$F = \sum_{i=1}^m [p_{mex.enj j} (a_0 + a_1 U_{ЕП j j*})]^2 + \sum_{i=1}^m [q_{mex.enj j} (b_0 + b_1 U_{ЕП j j*})]^2;$$

$$G = \sum_{j=1}^n [P_{mex.enj j} (A_0 + A_1 U_{ЦТП*})]^2 + \sum_{j=1}^n [Q_{mex.enj j} (B_0 + B_1 U_{ЕП j j*})]^2;$$

де $p_{mex.eni}$, $q_{mex.eni}$ — АП та РП споживана i -м ЕП, що визначається технологічним процесом та відповідає номінальному рівню напруги; $a_{j,i}$, $a_{1j,i}$, $b_{0j,i}$, $b_{1j,i}$ — коефіцієнти СХН i -го ЕП; $P_{mex.enj}$, $Q_{mex.enj}$ — сумарна АП та РП ЕП, підключених до j -ї КЛ при U_n ; A_{0j} , A_{1j} , B_{0j} , B_{1j} — коефіцієнти еквівалентних СХН споживачів ЕЕ, підключених до ЦТП; R_{lj} , X_{lj} — активний та індуктивний опір j -ої лінії; $R_{ЦТП}$, $X_{ЦТП}$ — активний та індуктивний опір ЦТП; ΔP_{XX} , ΔQ_{XX} — активні та реактивні втрати холостого ходу в ЦТП.

Для визначення еквівалентних СХН підсистем з використанням рівнянь (9)—(10) визначають рівень напруги у вузлах електричної мережі з використанням різних методів: за даними початку лінії, за даними кінця лінії, методом Зейделя, методом Ньютона та готового програмного забезпечення (Сегеда, 2015), в якому є можливість урахування СХН.

Моделювання режиму електричної мережі проводиться в такому порядку: спочатку виконується моделювання схеми мережі, підключеної до цехової трансформаторної підстанції (ЦТП): визначаються параметри елементів схеми заміщення, СХН, розраховується електричний режим при послідовній зміні рівня напруги на стороні ВН ЦТП в діапазоні $0,85 \div 1,2 U_{ном}$. Діапазон варіюється залежно від фактичного номера ступеня регулювання пристрою ПБЗ трансформатора ЦТП. Отримані СХН активної потужності (АП) та реактивної потужності (РП) апроксимуються поліномом 2-го ступеня і можуть бути використані як еквівалент навантаження ЦТП та прилеглої низьковольтної мережі.

Вплив навантаження трансформаторів ЦТП на рівень втрат активної та РП. Для оцінки впливу ЦТП на рівень споживання АП та РП необхідно проаналізувати характер зміни втрат АП та РП з урахуванням наявності на ЦТП пристроїв перемикачання без збудження (ПБЗ), використовуючи формули (Сегеда, 2015):

$$\Delta P_{\text{ЦТП}}(U) = \frac{(k_3 S_{\text{ном}})^2}{U^2} \cdot \frac{\Delta P_K (U_{\text{ном}} (1 + n \Delta U_{\text{СТ}^*}))^2}{S_{\text{ном}}^2 10^3} + \Delta P_{\text{XX}} \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2; \quad (11)$$

$$\Delta Q_{\text{ЦТП}}(U) = \frac{(k_3 S_{\text{ном}})^2}{U^2} \cdot \frac{(U_{\text{ном}} (1 + n \Delta U_{\text{СТ}^*}))^2}{S_{\text{ном}}^2} \sqrt{\frac{u_{k\% \text{в} \text{і} \text{д} \text{з}}^2}{10000} - \frac{\Delta P_K^2}{S_{\text{ном}}^2}} + \Delta Q_{\text{XX}} \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2; \quad (12)$$

де ΔP_{XX} ΔQ_{XX} — активні та реактивні втрати XX, кВАр; k_3 — коефіцієнт завантаження силового трансформатора.

За виразами (11) та (12) для трансформатора КТПВ-1000/6 розраховано СХН втрат АП та РП. Аналіз отриманих характеристик дає змогу зробити висновок, що при $k_3 = 0,6 \dots 0,7$ втрати потужності в трансформаторах практично не залежать від рівня напруги, а при цьому ККД трансформатора має максимальне значення (Попов, Ткаченко, & Ярмолюк, 2021). Отже, величина втрат АП у трансформаторах є неоднозначною і залежить від k_3 та співвідношення ΔP_K і ΔP_{XO} .

Визначення узагальнених статичних характеристик СЕЛКО. На ГПП промислових об'єктів і на районних підстанціях встановлюються трансформатори з вищою напругою 35 та 110 кВ із номінальною потужністю від 1600 до 40000 кВА. Усі трансформатори оснащені пристроями РПН.

Лінійна напруга відгалуження обмотки трансформатора ГПП з урахуванням положення перемикача РПН може бути визначена за формулою:

$$U_{\text{відз}} = U_{\text{ном}} (1 + n \Delta U_{\text{СТ}^*}); \quad (13)$$

де n — номер анцапфи РПН, що змінюється в межах визначених типом пристрою РПН; $\Delta U_{\text{СТ}^*}$ — крок регулювання РПН, %;

Рівень втрат АП та РП у трансформаторі з урахуванням регулювання напруги з використанням РПН можна оцінити за формулами:

$$\Delta P_T(n) = \frac{k_3^2 \Delta P_K (U_{\text{ном}} (1 + |n| \Delta U_{\text{СТ}^*}))^2}{U^2} + \Delta P_{\text{XX}} \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2; \quad (14)$$

$$\Delta Q_T(n) = \frac{10 k_3^2 S_{\text{ном}} U_{\text{ном}}^2}{U^2} \sqrt{u_{k\% \text{в} \text{і} \text{д} \text{з}}^2 (1 + n \Delta U_{\text{СТ}^*}) - \frac{\Delta P_K^2 (1 + n \Delta U_{\text{СТ}^*})^4}{100 S_{\text{ном}}^2}} + \Delta Q_{\text{XX}} \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2; \quad (15)$$

З формул (14), (15) випливає, що рівень втрат АП та РП у трансформаторі залежить від коефіцієнта завантаження трансформатора k_3 , номера анцапфи РПН n та рівня напруги в мережі живлення U .

За формулами (14) та (15) розраховані характеристики втрат потужності в трансформаторах ГПП при різних значеннях напруги, положення перемикача РПН та коефіцієнта завантаження. Аналіз цих характеристик дав змогу зробити такі висновки:

- при $k_3 > k_{3\text{зр}}$ мінімальний рівень втрат активної потужності трансформатора

відповідає нейтральному положенню анцапфи РПН. Значення $k_{зр}$ визначається співвідношенням втрат холостого ходу та навантажувальних втрат;

- при $k_3 < k_{зр}$ втрати активної потужності, головним чином, визначаються втратами ХХ. У зв'язку з цим мінімум ΔP не спостерігається в нейтральному положенні. Мінімум функції $\Delta P^* = f(n)$ зміщується в негативному напрямку;

- при зменшенні k_3 (перемикання РПН на «-») втрати АП збільшуються пропорційно до квадрата коефіцієнта завантаження трансформатора, положення анцапфи РПН і обернено пропорційно квадрату рівня напруги на вводах трансформатора. При цьому зі збільшенням k_3 втрати АП збільшуються значніше;

- при збільшенні k_3 (перемикання РПН на «+») навантажувальні втрати трансформатора залишаються практично незмінними, але збільшуються втрати ХХ. Приріст втрат АП зростає при зменшенні k_3 ;

- при виконанні оптимізації рівня напруги за критерієм мінімуму втрат АП необхідно враховувати залежність втрат АП трансформатора від номера ступеня регулювання РПН.

Визначення узагальнених СХН СЕПКО. Для отримання еквівалентних СХН необхідно виконати моделювання СЕПКО до шин ВН ЦТП. При цьому доцільно розглянути такі типові режими роботи СЕПКО у межах робочої зміни: піковий максимум, напівпіковий максимум, піковий мінімум, напівпіковий мінімум. Отримані еквівалентні СХН враховують при розробці системи оптимального регулювання напруги.

Розробка алгоритму оптимального регулювання напруги системи електропостачання ПП. Для розробки алгоритму оптимального регулювання напруги в СЕПКО необхідно визначити залежні змінні, граничні умови та цільову функцію.

Незалежними змінними є: асинхронні ЕП, які мають відповідні СХН; синхронні машини. При цьому кожна синхронна машина має свою RQ-діаграму, що визначає межі генерації (споживання) РП.

Трансформатори ГПП оснащені РПН, що дають змогу змінювати коефіцієнт трансформації K_m у заданих межах.

У разі оптимізації режиму СЕПКО за напругою дискретними змінними є номер ступеня регулювання РПН трансформаторів ГПП n_m , номер ступеня регулювання батарей статичних конденсаторів (БСК) $n_{БСК}$. Недискретними змінними є значення генерації (споживання) РП синхронними машинами Q_{CM} .

Отже, регулювання напруги в СЕПКО ПП може здійснюватися плавно (автоматичними регуляторами збудження синхронних машин) та ступінчасто (автоматичними регуляторами трансформаторів ГПП, а також включенням і відключенням БСК).

Цільова функція та граничні умови оптимізації рівня напруги в СЕПКО за критерієм мінімуму втрат активної потужності представлені у (16):

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P \rightarrow \min; \\ \Delta P = f(U_{EПm}, U_{ЦППn}, U_{CMj}, U_{БСКl}, P_{EПm}, Q_{EПm}, P_{ЦППn}, Q_{ЦППn}, P_{CMj}, Q_{CMj}, Q_{БСКl}, K_T); \\ P_{EПm} = f(U_{EПm}), Q_{EПm} = f(U_{EПm}), P_{ЦППn} = f(U_{ЦППn}), Q_{ЦППn} = f(U_{ЦППn}); \\ K_T = f(n_T), Q_l = f(U_{БСКl}, n_{БСКl}); m \in \overline{1, M}; n \in \overline{1, N}; j \in \overline{1, J}; l \in \overline{1, L}; \\ K_{Tmin} \leq K_T \leq K_{Tmax}; Q_{CMminj} \leq Q_{CMj} \leq Q_{CMmaxj}; \\ U_{EПminm} \leq U_{EПm} \leq U_{EПmaxm}; U_{ЦППminn} \leq U_{ЦППn} \leq U_{ЦППmaxn}; \\ U_{CMminj} \leq U_{CMj} \leq U_{CMmaxj}; U_{БСКminl} \leq U_{БСКl} \leq U_{БСКmaxl}, \end{array} \right. \quad (16)$$

де ΔP — втрати АП в СЕПКО; L — кількість БСК; $U_{EПm}$, $U_{ЦППn}$, U_{CMj} , $U_{БСКl}$ — рівень напруги у вузлах СЕПКО; $U_{ЦППmaxn}$, $U_{ЦППminn}$, $U_{EПmaxm}$, $U_{EПminm}$, U_{CMmaxj} , U_{CMminj} , $U_{БСКmaxl}$, $U_{БСКminl}$ — максимальні та мінімальні обмеження за рівнем напруги, що визначаються вимогами ГОСТ, паспортними даними електрообладнання; Q_{CMmaxj} , Q_{CMminj} — максимальні та мінімальні обмеження за рівнем споживання (генерації) РП, що визначаються паспортними даними СМ та Р-Q діаграмою; $P_{EПm} = f(U_{EПm})$; $Q_{EПm} = f(U_{EПm})$ — СХН n -го електроприймача ПП, $P_{ЦППn} = f(U_{ЦППn})$; $Q_{ЦППn} = f(U_{ЦППn})$ — СХН n -ої групи ЕП; $Q_{БСКl}$ — РП, що генерується l -ю БСК, $K_{m,max}$, $K_{m,min}$ — мінімальний та максимальний коефіцієнти трансформації трансформаторів ГПП.

Алгоритм визначення оптимального рівня напруги. З урахуванням отриманої цільової функції (16) розроблено алгоритм визначення оптимального рівня напруги в СЕПКО за критерієм мінімуму втрат активної потужності (рис. 2). Алгоритм передбачає роздільне виконання операцій розрахунку параметрів поточного режиму та його оптимізації. Це дає змогу здійснювати моніторинг стану СЕПКО та забезпечувати максимальну ефективність використання пристроїв регулювання напруги.

Запропонований алгоритм включає такі блоки:

- блок 1 — підготовки вихідних даних. У ньому виконується збір даних про топологію електричної мережі (матриці вузлів, гілок) та формується матриця СХН;

- блок 2 — оновлення вихідних даних і розрахунку поточного режиму СЕПКО. Виконується збір даних телевимірювань і коригування вихідних даних. За отриманими даними виконується визначення навантажень для номінального рівня напруги та оновлення матриці вузлів та гілок. Далі виконується розрахунок поточного режиму функціонування СЕПКО;

- блок 3 — суміщеної оптимізації. У ньому з певною періодичністю здійснюється визначення значень залежних змінних для отримання мінімуму цільової функції (16). Принцип запропонованого алгоритму оптимізації полягає у спільному розгляді дискретних та недискретних змінних. На першому етапі оптимізації виконується формування матриці станів СЕПКО. Матриця станів відображає су-

купність всіх можливих станів СЕПКО системи. Другий етап полягає у розпізнаванні матриці станів та виконанні оптимізації не дискретних параметрів. На кожному етапі пошуку цільової функції виконується звернення до матриці станів СЕПКО. Після виконання оптимізації не дискретних змінних вибирається стан СЕПКО з найменшим значенням втрат активної потужності та виконується коригування матриць вузлів і гілок;

блок 4 — формування управляючих сигналів зміну значень залежних змінних. У ньому формуються керуючі сигнали зміну значень залежних змінних, оптимальні рівні напруги у вузлах мережі, оптимальне значення напруги на шинах ГПП. Операція оптимізації залежних змінних повторюється із заданою періодичністю. Періодичність виконання оптимізації залежних параметрів визначається комутаційним ресурсом та алгоритмом роботи пристрою РПН на ГПП.

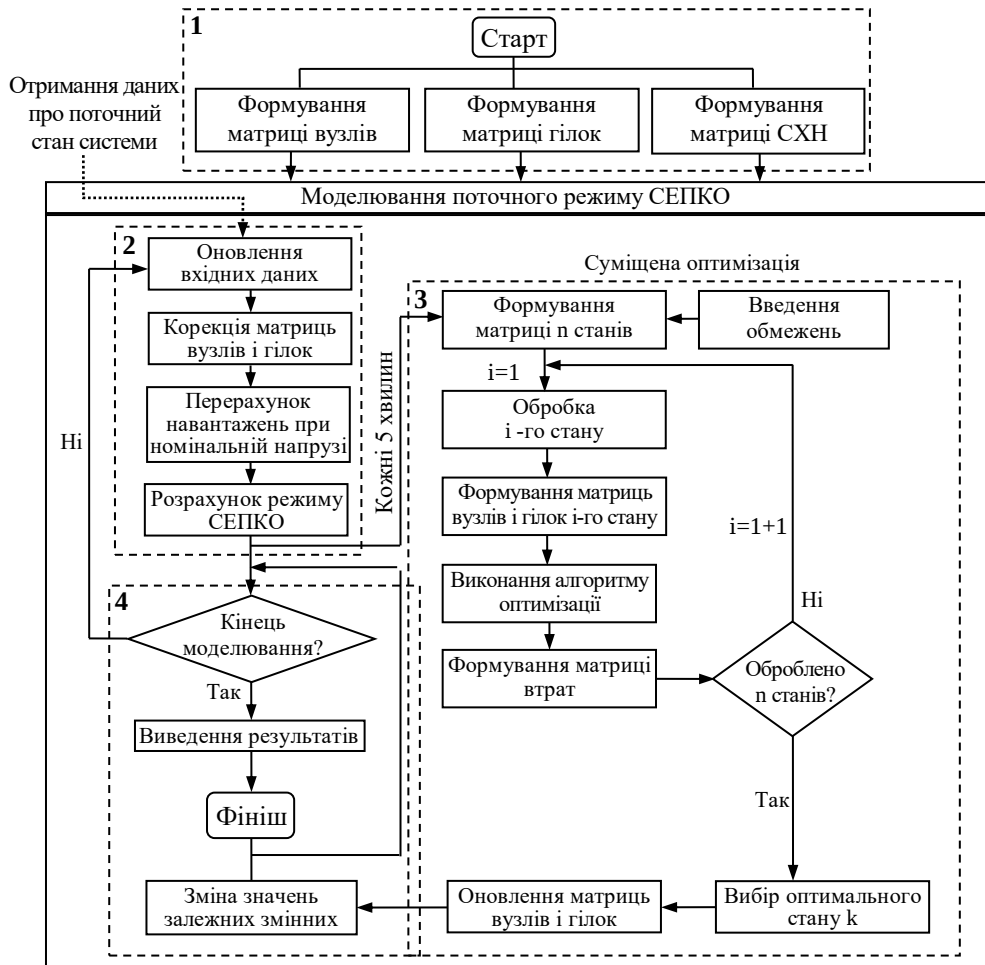


Рис. 2. Алгоритм оптимізації рівня напруги у СЕПКО ПП

Для розрахунку електричних режимів проводиться підготовка вихідних даних. У рамках алгоритму оптимального регулювання напруги використовується метод Ньютона (Сегеда, 2015).

Після виконання симуляції поточного режиму виконується оптимізація режиму роботи СЕПКО. Для прискорення процесу оптимізації пропонується окремо розглядати дискретні та недискретні залежні змінні. Види залежних змінних, які можуть бути змінені для отримання оптимального режиму, представлені в табл. 2.

Оптимізація значень недискретних змінних. Для вирішення завдання нелінійної умовної оптимізації доцільно використати метод послідовного квадратичного програмування (SQP) і метод внутрішньої точки. Ці методи найбільше відповідають завданням оптимізації режимів електричних мереж (Баженов, 2022).

Таблиця 2. Види залежних змінних, регульованих у процесі оптимізації режиму роботи СЕПКО

Найменування змінної	Позначення	Тип	Примітка
РП, що видається або споживається синхронними машинами	$Q_{смj}$	Недискретна	Для кожної синхронної машини в СЕПКО ПП визначено величину $Q_{смj}$, що входить в інтервал $[Q_{см,мінj}, Q_{см,максj}]$. Верхня та нижня межа визначається особливостями кожної синхронної машини.
Номер ступеня РПН	n_m	Дискретна	Для кожного трансформатора визначено дискретне значення змінної n_i , що знаходиться в межах $n_m = [n_{m,мін}, n_{m,макс}]$.
Номер ступеня БСК	«БСК»	Дискретна	Кожна БСК має певну кількість ступенів. При цьому потужність БСК дорівнює дискретній величині з ряду $n_{БСК} = [n_{БСК,мін}, n_{БСК,макс}]$.

Примітка: для кожного трансформатора визначено дискретне значення змінної n_i , що знаходиться в межах $n_m = [n_{m,хв}, n_{m,макс}]$.

Принцип запропонованого алгоритму поєднаної оптимізації полягає в окремому розгляді дискретних і недискретних змінних.

Реалізація оптимального регулювання напруги в СЕПКО ПП з використанням SCADA-систем (Карпалюк, 2018). Ця система дає змогу реалізувати розроблений алгоритм оптимального регулювання напруги та включає представлені нижче підсистеми.

Підсистема нижнього рівня включає вимірювальний комплекс (вимірювальні ТС та ТН, датчики струму та напруги, вбудовані в технологічне обладнання, мікропроцесорні лічильники), який здійснює обробку параметрів режиму реального часу. Для реалізації зв'язку з мікропроцесорними лічильниками використовується модемний інтерфейс RS 232 або RS-485. Якщо на ЦТП встановлений контролер з інтерфейсом RS-485, сигнал передається на дискретний вхід програмованого контролера системи SCADA. До підсистеми нижнього рівня також відносяться блоки керування засобами регулювання напруги. БАР РПН, блок управління БСК, блок АРВ СМ. Вони можуть бути підключені до системи SCADA за допомогою інтерфейсів RS-485 та Ethernet.

Підсистема середнього рівня включає проміжні контролери, що приймають дані від контролерів та датчиків нижнього рівня. Їх основне завдання — збір даних і передача сигналів управління від технологічного обладнання.

Підсистема верхнього рівня. На цьому рівні одержувані дані від підсистем нижнього та середнього рівня класифікуються та візуалізуються. На підставі отриманих даних за заданими алгоритмами формуються управляючі сигнали.

Отже, у рамках ПК SCADA можна реалізувати алгоритм оптимального регулювання напруги в СЕПКО. Реалізація запропонованого алгоритму роботи системи регулювання напруги в середовищі SCADA дасть змогу знизити втрати електроенергії та підвищити її якість за показником «відхилення напруги» в умовах зміни режиму роботи системоутворюючої мережі.

Висновки

Енергоефективні режими систем електрозабезпечення промислових і комунальних об'єктів можуть забезпечуватися підтриманням раціональних рівнів напруги з використанням РПН трансформаторів ГПП (районних підстанцій), врахуванням положення ПБЗ трансформаторів цехових і міських ТП, регулюванням реактивної потужності БСК та синхронних машин.

При визначенні раціональних рівнів напруги необхідно враховувати статичні характеристики навантаження за напругою, що дасть змогу мінімізувати споживання активної та реактивної потужності.

Для реалізації регулювання напруги в системах електрозабезпечення необхідно використовувати SCADA системи.

Для підвищення ефективності алгоритму оптимального регулювання напруги доцільним є виконання досліджень у галузі розвитку методів оперативного прогнозування електричних навантажень у СЕПКО.

Література

- Андрієнко, В.М., & Куєвда, В. П. (2010). *Електричні машини*. Київ. НУХТ.
- Баженов, В. А. (2022). *Моделі оптимального розвитку енергосистем: методи оптимізації розвитку електричних мереж енергосистем*. Київ. НТУУ «КПІ».
- Балюта, С. М., Копилова, Л. О., Корольов, Є. О. (2016). Управління напругою в системі електропостачання промислового підприємства. *Цукор України*, 3, 20—24.
- Балюта, С. М., Йовбак, В. Д., Копилова, Л. О., Литвин, І. Ю. (2017). Математична модель електроспоживачів для керування напругою цехового трансформатора. *Наукові праці НУХТ*, 23(3), 126—140.
- Балюта, С. М., Йовбак, В. Д., Копилова, Л. О. (2017). Алгоритм визначення оптимальних рівнів напруги цехового трансформатора. *Цукор України* 3(135), 29—36.
- Добровольська, Л. Н., Кулик, В. В., & Лежнюк, П. Д. (2018). *Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем*. Луцьк. Луцький НТУ.
- Карпалюк, І. Т. (2018). *Комп'ютерні інформаційні технології в енергетиці*. Харків. ХНУМГ ім. О. М. Бекетова.
- Коваль, А. В. (2018). *Ідентифікація та моделювання технологічних об'єктів*. Житомир, ЖДТУ.
- Левицький, С. М., & Колмачов, К. І. (2015). *Система автоматичного керування трансформатором з інтелектуальним регулятором напруги*. Вінниця. ВНТУ.

Плешков, П. Г., Сіріков, О. І., & Безкровна, Г. В. (2011). Оптимізація рівня напруги в цехових мережах промислових підприємств. *Техніка в сільськогосподарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація*, 24(1), 237—242.

Попов, В. А., Ткаченко, В. В., & Ярмолюк, О. С. (2021). *Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією*. Київ. НТУУ «КПІ».

Сегеда, М. С. (2015). *Електричні мережі та системи*. Львів. НУ «Львівська політехніка».

Толочко, О. І. (2016). *Моделювання електромеханічних систем. Математичне моделювання систем асинхронного електроприводу*. Київ. НТУУ «КПІ».

Яндульський, О. С., Труніна, Г. О., & Нестерко, А. Б. (2021). *Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії*. Київ. НТУУ «КПІ».

Baliuta, S. M., Kopylova, L. O., Mashchenko, O. A. (2018). System analysis and approaches to the development of the automated electrical energy consumption and supply system of the food industry enterprise. *Ukrainian Journal of Food Science*, 1(6), 114—127.

Baliuta, S., Kopylova, L., Kuievda, Iu., Kuevda, V., Kovalchuk, O. (2020). Fuzzy logic energy management system of food manufacturing processes. *Ukrainian Food Journal*, 9(1), 221—239.

Canard, J.-F. (2000). *Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution*. (Ph. D. dissertation). Institut National Polytechnique de Grenoble. Grenoble.

Caire, R. (2004). *Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution*. (Ph. D. dissertation). Institut National Polytechnique de Grenoble. Grenoble.

Rami, G. (2006). *Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions d'énergies décentralisées connectées au réseau de distribution*. (Ph. D. dissertation). Institut National Polytechnique de Grenoble. Grenoble.

Richardot, O. (2006). *Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée*. (Ph. D. dissertation). Institut National Polytechnique de Grenoble. Grenoble.

Rahimi, S., Marinelli, M., Silvestro, F. (2012). *Evaluation of Requirements for Volt/Var Control and Optimization Function in Distribution Management Systems*. In *Proceedings of 2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition*. IEEE, 331—336.