

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

Кваліфікаційна наукова праця  
на правах рукопису

**КОШЕЛЕНКО ЄВГЕНІЙ ВАЛЕРІЙОВИЧ**

УДК 621.314.213:621.3.051.025

**ДИСЕРТАЦІЯ**  
**ЕНЕРГЕТИЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ РЕЖИМІВ**  
**ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ ПІДПРИЄМСТВ ТА МІСТ**

Спеціальність:

05.09.03 – Електротехнічні комплекси та системи

05 ТЕХНІЧНІ НАУКИ

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

 Є.В. Кошеленко

Науковий керівник – Луценко Іван Миколайович, кандидат технічних наук,  
доцент

Дніпро – 2021

## АНОТАЦІЯ

Кошеленко Є.В. Енергетична ефективність режимів електротехнічних комплексів підприємств та міст. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.09.03 – електротехнічні комплекси та системи – Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», Міністерство освіти і науки України, Дніпро, 2021.

У дисертаційній роботі вирішено важливу наукову задачу, що полягає у підвищенні енергетичної ефективності режимів роботи електротехнічних комплексів підприємств та міст (ЕКПМ) зі складним характером несиметричного й нелінійного навантаження шляхом встановлення закономірностей протікання в них електромагнітних процесів з урахуванням впливу профілів споживання енергії, електромагнітних завад, теплової інерційності обладнання на вибір раціональних параметрів його типорозмірної структури.

Необхідність забезпечення «ефективної» реконструкції та переоснащення ЕКПМ викликана змінами у структурі споживачів електричної енергії, зростанням кількості струмоприймачів із нелінійним навантаженням, доступністю більш прогресивного електрообладнання за різними показниками. Існуючі методологічні підходи вибору обладнання СЕП вимагають удосконалення для підвищення їх точності, а в подальшому – забезпечення енергетичної ефективності режимів роботи ЕКПМ. Це досягається шляхом врахування закономірностей впливу визначеного переліку факторів на параметри реальних режимів роботи споживачів.

Удосконалена методика й алгоритм вибору номінальної потужності силових трансформаторів в ЕКПМ враховує параметри режимів роботи обладнання, типи споживачів, теплову інерційність індивідуальних елементів

систем, вплив факторів оточуючого електромагнітного середовища на різних рівнях ієрархії системи розподілу електричної енергії та дозволяє адекватно визначати раціональну потужність силових трансформаторів в унікальних умовах експлуатації.

Запропоновані у роботі залежності зміни втрат електричної енергії при типорозмірній оптимізації трансформаторного парку дозволяють експрес-методом визначити зону економічної ефективності переходу на раціональну номінальну потужність трансформатора у характерному діапазоні варіації фактичного коефіцієнта завантаження з урахуванням нестационарності унікального графіка електричних навантажень за показником часу використання максимуму навантаження на розрахунковому періоді експлуатації.

Обґрунтовано методологічні підходи щодо забезпечення раціонального вибору й ефективної експлуатації ліній електропередачі в ЕКПМ з урахуванням значущих факторів.

Проаналізовано вплив показників якості електричної енергії на зниження індексу надійності та скорочення терміну експлуатації основного обладнання ЕКПМ. Встановлено закономірності впливу типорозмірної оптимізації елементів ЕКПМ на покращення електромагнітної обстановки на ієрархічних рівнях, що дозволяє комплексно покращити енергетичну ефективність режимів їх роботи.

Доведено економічну доцільність використання раціональної структури обладнання ЕКПМ у відповідності до регламентованого строку за показниками капітальних та експлуатаційних витрат з одночасним зниженням електромагнітного збитку.

*Ключові слова:* енергетична ефективність, електротехнічний комплекс, трансформаторна підстанція, раціональна потужність, система електропостачання, ресурсозбереження, електромагнітна сумісність.

## SUMMARY

Koshelenko Ie.V. Energy efficiency of modes of electrotechnical complexes of enterprises and cities. – Qualifying scientific work on the rights of the manuscript.

The thesis for getting a scientific degree of the candidate of technical sciences on specialty 05.09.03 – electrotechnical complexes and systems. – Dnipro University of Technology, Ministry of Education and Science of Ukraine, Dnipro, 2021.

The dissertation is devoted to the research an important scientific challenge which consists in increasing the energy efficiency of operating modes of electrical complexes of enterprises and cities (ECEC) with a complex influence of asymmetric and nonlinear load by establishing the regularity of the flow of electromagnetic processes, influence of profiles of electrical energy consumption, electromagnetic interference, thermal inertia of equipment on the choice of rational parameters of its typical size structure.

An improved method and algorithm for the selection of the rated power of power transformers in the ECEC is proposed, which takes into account the parameters of the operating modes of the equipment, the type of consumers, the thermal inertia of individual elements of the systems, the influence of factors of the surrounding electromagnetic environment at different levels of the hierarchy of the electrical energy distribution system and allows to adequately determine the rational value of transformer's rated power in real operating conditions.

The influence of the parameters of the quality of electrical energy on the decrease in the reliability index and the reduction in the service life of the main equipment of the ECEC is analyzed. The regularities of the influence of standard-size optimization of ECEC elements on the improvement of the electromagnetic environment at hierarchical levels have been established, which makes it possible to comprehensively improve the energy efficiency of their operating modes.

The economic feasibility of using the rational structure of the EKPG equipment in accordance with the regulated period in terms of capital and operating costs with a simultaneous decrease in electromagnetic damage has been proved.

**Keywords:** energy efficiency, electrical complex, transformer substation, rational power, power supply system, resource saving, electromagnetic compatibility.

## СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ,

в яких опубліковані основні наукові результати дисертації

*Статті у фахових виданнях:*

1. Mathematical modeling of power supply reliability at low voltage quality / Yu.A. Papaika, O.H. Lysenko, Ye.V. Koshelenko I.H. Olishevskiyi. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu, Scientific and technical journal.* – 2021. - № 2. – Р. 97-103 (входить до міжнародної наукометричної бази «Scopus»).

2. Методика вибору номінальної потужності силових трансформаторів в умовах розподільчих мереж населених пунктів / Ю.А. Папаїка, І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган // *Електротехніка та електроенергетика* – 2021. – №2.

3. Метод форсування первинного двигуна дизельного генератора малої потужності для збереження його синхронної роботи із мережевою фотоелектричною станцією. / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган. // *Гірнична електромеханіка та автоматика* – 2019. – № 102. – С.

4. Проблеми ефективності роботи розподільчих електричних мереж. / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган., Кузнєцов Д.О. // *Гірнична електромеханіка та автоматика.* – 2018. – № 100. – С. 3-9.

5. Впровадження комбінованих систем релейного захисту в розподільчих електричних мережах 6-10 кВ / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган. // *Вісник КрНУ. – Кременчук: 2018. – Вип. 5/2018 (112). – С.39-44.* (входить до наукометричної бази «Index Copernicus»)

6. Підвищення точності вибору та ефективності використання силових трансформаторів розподільчих мереж / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган. // *Вісник КрНУ. – Кременчук: 2017. – Вип. 5/2017 (106) . – С. 14-20.* (входить до наукометричної бази «Index Copernicus»)

*Тези доповідей:*

7. Estimation of the potential impact of electric vehicles on the distribution network's operation modes. / Lutsenko I.M., Fedoriachenko S.O., Beshta O.O., Vesela M.A., Koshelenko I.V. // *Mechanics, Materials Science & Engineering*. – 2017. – Vol.8.

8. Increase of the energy efficiency of the huge industrial power-consuming equipment / I. Lutsenko, I. Koshelenko, P. Tsyhan, N. Rukhlova // *Фізико-хімічні геотехнології – 2018: тез. доп. міжнар. наук.-практ. конф.*, - Д. НТУ «ДП», 2018. – С. 103.

9. Аналіз впливу характеристик захисних апаратів на вибір перерізу кабельних ліній електропередачі / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган // *Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах: тез. доп. міжнар. наук.-тех. конф.*, - Луцьк. ЛНТУ, 2020. – С.

10. Дослідження зниження втрат електричної енергії в розподільчих мережах зі споживачами-регуляторами на базі електромобілів / Є.В. Кошеленко // *85-та науково-технічна та науково-методична конференція*, - Харків. ХНАДУ, 2021 р.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	10
ВСТУП	11
1 АНАЛІЗ І ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ	21
1.1 Проблеми функціонування ЕКПМ 0,4-150 кВ	21
1.2 Показники фактичних режимів роботи силових трансформаторів	28
1.3 Шляхи підвищення ефективності та надійності роботи	34
1.4 Висновки і постановка задач дослідження	37
2 ОСОБЛИВОСТІ ВИБОРУ ОБЛАДНАННЯ В ЕКПМ 0,4-150 кВ	39
2.1. Загальні положення вибору обладнання	39
2.2. Методологічні підходи розрахунку навантажень та вибору потужності силових трансформаторів	43
2.3. Загальні аспекти вибору ліній електропередачі	54
2.4. Висновки по розділу	59
3 ЕЛЕКТРОМАГНІТНА СУМІСНІСТЬ В ЕКПМ 0,4-150 кВ	61
3.1 Методика оцінки впливу якості електричної енергії на надійність роботи елементів	61
3.2 Вплив на надійність роботи силових трансформаторів	68
3.3 Вплив на надійність кабельних ліній електропередачі	75
3.4 Аналіз фактичної електромагнітної обстановки	80
3.5 Висновки	87
4 УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДОЛОГІЧНИХ ПІДХОДІВ ЩОДО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТА ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ	89
4.1. Оцінка фактичного відпрацювання ресурсу силових трансформаторів	89
4.2. Заходи щодо уникнення завищення потужності силових трансформаторів	97

4.3.	Удосконалення методики розрахунку електричних навантажень для вибору силових трансформаторів	111
4.4	Обґрунтування методології ефективного вибору ліній електропередачі	118
4.4.1	Фактори впливу при виборі перерізу кабельних ліній	119
4.4.2	Аналіз впливу ГЕН споживачів та конфігурації мережі на ефективність вибору КЛ	123
4.4.3	Визначення доцільного рівня навантаження ліній електропередачі	130
4.4.4	Аналіз факторів впливу на надійність роботи КЛ	132
4.4.5	Аналіз впливу параметрів комутаційної і захисної апаратури на ефективність роботи СЕП	143
4.5	Висновки по розділу	150
5	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБґРУНТУВАННЯ ЗАХОДІВ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ЕКПМ	153
5.1.	Економічна оцінка потенціалу типорозмірної оптимізації силових трансформаторів	153
5.2.	Оцінка вартості електромагнітних збитків	160
5.3.	Висновки по розділу	171
	ВИСНОВКИ	173
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	177
	ДОДАТОК А – ДОВІДКИ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ	

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВГС – вищі гармонічні складові

ГЗП - головна знижувальна підстанція

ЕКПМ – електротехнічні комплекси підприємств та міст

ЕП - електроприймач

КЛ – кабельна лінія

КТП – комплектна трансформаторна підстанція

ЛЕП – лінія електропередачі

ОСР – оператор системи розподілу

ПЛ – повітряна лінія

ПС – електрична підстанція

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ПЯЕ – показники якості електричної енергії

РП - розподільчий пристрій

СЕП – система електропостачання

## ВСТУП

### **Актуальність теми.**

Сучасні тенденції становлення ринкової економіки в Україні та прагнення до євроінтеграції диктують необхідність зміни принципів і підходів господарювання в усіх галузях національної економіки. Найважливішою складовою у вирішенні даної проблеми є тотальне технічне переозброєння промисловості, удосконалення технологічних процесів, підвищення їх ефективності та конкурентоспроможності, вихід на відповідний рівень європейських країн. В іншому випадку наша держава буде лише аграрно-сировинним додатком, як це складалося протягом багатьох років. Ми маємо практично всю ресурсну базу, необхідний розумовий і кадровий потенціал для переходу з країни, що розвивається в число розвинених.

Однією з найважливіших галузей національної економіки України, що вимагає підвищення ефективності функціонування задля забезпечення сталого розвитку, є електроенергетична сфера. Структура і режими споживання електричної енергії протягом останніх десятирічь суттєво змінилися внаслідок, перш за все, спаду промислового виробництва та низки інших чинників, а оновлення електроустаткування СЕП практично не відбувалося. Це зумовило невідповідність технічних параметрів обладнання ЕКПМ фактичним показникам електроспоживання, що додатково призводить до низької енергетичної ефективності режимів їх роботи за показниками завантаження, зниження надійності, збільшення кількості відмов та тривалості перерв в електропостачанні, підвищених технологічних втрат в елементах СЕП. Під поняттям ЕКПМ розуміється взаємопов'язана структура основних елементів ієрархічної декомпозиції типової системи електропостачання напругою 0,4-150 кВ, яка складається з основних капіталоємних елементів: розподільних та середньої потужності силових трансформаторів, ліній електропередачі, комутаційного обладнання, параметри та ефективність режимів експлуатації яких є взаємопов'язаними, а встановлення

закономірностей відповідного взаємовпливу представляє суттєвий науковий та практичний інтерес.

Проблема низької ефективності роботи електричних мереж енергосистеми України є відомою. Проте, з різних причин впровадження заходів щодо її вирішення майже не відбувається. Наукові розробки і здобутки дослідників, що займаються задачами підвищення енергетичної ефективності функціонування електричних систем та мереж, досить часто, в силу різних причин, залишаються лише в теорії. Така ситуація пояснюється в деяких випадках складністю впровадження певних наукових результатів і рішень, необхідністю здійснення значних капіталовкладень на реконструкцію та модернізацію обладнання, строком окупності прогресивних рішень. Дуже часто це суперечить інтересам вітчизняного бізнесу у прагненні отримання практично миттєвого прибутку.

В умовах сьогодення досить важливо запропонувати високотехнологічному бізнесу зрозумілі для цільового кола спеціалістів алгоритми й методики аналізу ефективності поточних режимів роботи основного електрообладнання комплексів та систем, що перебуває в експлуатації. В основу науково-технічних рішень мають бути покладені доступні вихідні дані, співвідношення, допущення і обмеження. Дана вимога ставиться внаслідок того, що досить часто отримувані наукові результати в змозі впровадити лише їх розробники, а для інженера-експлуатаційника вони є надто складними або потребують важкодоступних даних. Існує необхідність визначити загальні критерії та розробити конкретні заходи щодо підвищення енергетичної ефективності режимів роботи ЕКПМ.

Зазначені фактори та існуючий стан електроенергетичної галузі вказують на необхідність тотальної модернізації парку діючого обладнання ЕКПМ, виконання якої вимагає перегляду та удосконалення методологічних підходів щодо вибору устаткування з урахуванням комплексного впливу нових параметрів режимів електроспоживання й унікальної електромагнітної обстановки.

Основною задачею, яку необхідно вирішити у роботі, є забезпечення ефективного використання електрообладнання ЕКПМ 0,4-150 кВ у відповідності до номінальних параметрів та регламентованого строку служби, що сприятиме покращенню техніко-економічних показників експлуатаційних режимів роботи, своєчасному оновленню парку устаткування з покращеними характеристиками та функціоналом. Це дозволить стабільно забезпечувати впровадження інноваційних технологій та суттєво розвинути електроенергетичну, спеціалізовану машинобудівну та суміжні галузі, сприяючи зростанню національної економіки, створенню нових робочих місць та подоланню кризових явищ, які характерні в умовах сьогодення в Україні.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.**

Дослідження за темою дисертації виконано відповідно до планів науково-дослідних робіт НТУ «Дніпровська політехніка»: «Оцінка електромагнітної сумісності систем електропостачання шахт в умовах потужних нелінійних навантажень та діагностика технічного стану і підвищення ефективності шахтних вентиляторних та підйомних установок» (науковий керівник - академік НАН України, д.т.н, проф., Півняк Г.Г., госпдоговір № 984-ПУ-ШУГК/030101-19 від 02.05.2019р.); «Компенсація реактивної потужності в шахтних електричних мережах» (науковий керівник - академік НАН України, д.т.н, проф., Півняк Г.Г., госпдоговір № 808-ПУ-ШУП/030102-19 від 01.07.2019р.), ГП-508 «Методи та засоби енергоефективного розподілу та споживання електроенергії на основі концепції «Smart grid» (2021-2022 рр.) (№ держреєстрації 0115U002296), у яких автор брав участь як виконавець.

**Наукова задача** дисертаційної роботи полягає у встановленні закономірностей протікання електромагнітних процесів в системах електропостачання підприємств та міст зі складним характером несиметричного та нелінійного навантаження з урахуванням комплексного впливу профілів споживання енергії, електромагнітних завад, теплової інерційності обладнання на вибір раціональних параметрів типорозмірної структури ЕКПМ, що дозволяє підвищити їх енергетичну ефективність.

**Мета і задачі дослідження.**

Основна мета дослідження полягає у забезпеченні ресурсо-, енергозбереження та підвищенні ефективності використання обладнання електротехнічних комплексів промислових підприємств і міст у відповідності до номінальних параметрів та фактичних режимів роботи з урахуванням електромагнітної обстановки.

Для досягнення мети поставлено та вирішено наступні задачі:

- оцінити відповідність параметрів обладнання діючих ЕКПМ за показниками фактичних режимів роботи з позицій забезпечення їх енергетичної ефективності;
- проаналізувати існуючі методологічні підходи щодо вибору номінальних параметрів обладнання ЕКПМ та визначити потенційні фактори й резерви підвищення їх енергоефективності;
- встановити закономірності впливу факторів електромагнітної обстановки різних ієрархічних рівнів ЕКПМ на надійність та строки експлуатації основного електрообладнання;
- обґрунтувати заходи щодо удосконалення методики й алгоритму вибору силових трансформаторів в ЕКПМ з урахуванням комплексу факторів впливу та параметрів режимів їх експлуатації;
- удосконалити методологічні підходи щодо забезпечення раціонального вибору й ефективної експлуатації ліній електропередачі в ЕКПМ з урахуванням значущих факторів;
- визначити закономірності взаємного впливу раціоналізації структури ЕКПМ на показники якості електричної енергії та електромагнітну сумісність в СЕП;
- оцінити потенційний економічний ефект від впровадження розроблених заходів в ЕКПМ щодо підвищення енергетичної ефективності їх режимів.

**Об'єктом дослідження** виступають режими роботи електротехнічного обладнання в системах електропостачання підприємств та міст.

**Предметом дослідження** є закономірності впливу параметрів фактичних режимів роботи, електромагнітної обстановки й технічних характеристик електрообладнання систем електропостачання підприємств та міст на ефективність їх експлуатації за номінальними параметрами із забезпеченням зниження непродуктивних технічних й економічних витрат і підвищення точності проектування.

**Методи дослідження.** Для вирішення наукових задач використано: елементи теорії ймовірності та математичної статистики – при аналізі графіків електричних навантажень й фактичних режимів роботи обладнання ЕКПМ; однофакторний дисперсійний та регресійний аналіз – для дослідження ступеня впливу експлуатаційних факторів на показник інтенсивності відмов кабельних ліній в ЕКПМ та знаходження статистичного рівняння нелінійної регресії функції питомих відмов; теорії надійності – при розрахунках впливу електромагнітної обстановки на показники надійності ЕКПМ; методи розрахунку електричних навантажень – для порівняльної оцінки їх впливу на похибку і завищення розрахункових значень при виборі потужності трансформаторів, синтезу та розробки удосконаленої методики розрахунку електричних навантажень; математичне моделювання – при удосконаленні математичних моделей щодо оптимізації вибору ефективної номінальної потужності силових трансформаторів в системах електропостачання.

**Ідея роботи** полягає у визначенні передумов та обґрунтуванні можливих заходів щодо забезпечення ефективного використання номінальних параметрів електрообладнання в системах електропостачання підприємств та міст у відповідності до фактичних режимів навантаження споживачів, технічних вимог, обмежень та характерної електромагнітної обстановки.

**Наукові положення, що виносяться на захист.**

1. Рациональне значення розрахункової потужності навантаження промислового та муніципального електротехнічного комплексу з урахуванням особливостей конфігурації електричної схеми знаходиться на інтервалі,

обмеженому коефіцієнтами теплової інерції та електромагнітної обстановки в діапазоні 0,63...1,2 від нормативного значення.

2. Амплітуди та фази несиметричних та несинусоїдальних електромагнітних завад у вузлах розгалужених систем електропостачання для оцінки електромагнітної сумісності визначаються принципом суперпозиції з урахуванням зон одночасної тривалості максимального викривлення синусоїдальності та змінюються обернено пропорційно відношенню сумарних імпедансів рекомендованих та існуючих елементів електротехнічного комплексу при раціональному виборі їх типорозмірів.

### **Наукові результати та їх новизна**

1. Встановлено залежності, що дозволили вдосконалити методикку вибору номінальної потужності силових трансформаторів в ЕКПМ, яка, на відміну від існуючих, враховує фактичні параметри режимів роботи обладнання, типи споживачів, теплову інерційність індивідуальних елементів систем, вплив факторів оточуючого електромагнітного середовища.

2. Комплексне врахування впливу теплової інерційності трансформаторів за фактичним або типовим графіком електричних навантажень (ГЕН) споживачів та унікальної електромагнітної обстановки дозволяє варіювати їх номінальну потужність у межах 0,63-1,2 порівняно зі значеннями, розрахованими за класичними методиками.

3. Вплив несинусоїдальності та несиметрії напруги на раціональне значення номінальної потужності трансформатора знижується з підвищенням ієрархічного рівня системи розподілу електричної енергії пропорційно відношенню опорів існуючих та рекомендованих типорозмірів елементів при їх оптимізації. Для рівня одиничних споживачів вплив показників якості електричної енергії сягає 4%, у той час як на рівні вузлових підстанцій він обмежується 1%.

4. Для граничного значення коефіцієнта несинусоїдальності зниження показника індекса надійності трансформаторів сягає 6,76%, що еквівалентно

1,2 року загального скорочення терміну експлуатації. У той же час, граничні значення вищих гармонік на 1-2 рівнях ієрархії ЕКПМ викликають скорочення терміну експлуатації кабельних ліній до 30% від регламентованого, що зумовлює необхідність врахування фактичних показників електромагнітної обстановки в конкретних умовах експлуатації.

5. Встановлено, що найгірші випадки зниження індексу надійності від впливу граничних показників електромагнітної обстановки знаходяться в діапазоні від 52,44% до 57,44% на 1-2 рівнях розподілу електричної енергії, для 3-го – в межах від 4,72% до 5,56%, а для 4-го рівня – від 0,13% до 0,36%.

6. Доведено наявність синергетичного ефекту типорозмірної оптимізації елементів ЕКПМ, який полягає в покращенні експлуатаційних показників роботи обладнання, зниження технологічних втрат електричної енергії, раціоналізації капіталовкладень в устаткування з одночасним зменшенням негативного впливу параметрів електромагнітної обстановки.

#### **Обґрунтованість та достовірність наукових положень і результатів.**

Наукові положення, висновки і рекомендації, запропоновані у роботі, підтверджуються: коректністю допущень і початкових умов, прийнятих у математичних моделях, їх відповідністю завданням моделювання та умовам експлуатації електрообладнання СЕП, використанням даних репрезентативної вибірки щодо фактичних режимів роботи обладнання СЕП; результатами зіставлення теоретичних і експериментальних досліджень, проведених в реальних умовах із застосуванням сучасного вимірювального комплексу; позитивним досвідом впровадження результатів роботи.

#### **Практичне значення одержаних результатів полягає в наступному:**

1. Існуючі методи розрахунку електричних навантажень на етапі проектування суттєво впливають на похибку і завищення номінальної потужності трансформаторів при їх виборі. Для зниження цієї похибки рекомендовано ввести в розрахунок коригуючі коефіцієнти, які комплексно враховують узгодження теплового режиму роботи трансформаторів з характерним ГЕН споживачів в умовах унікальної електромагнітної

обстановки, рівень компенсації реактивної потужності, що в результаті дозволяє прийняти раціональний типорозмір силового трансформатора.

2. Розроблено алгоритм і методологічні підходи вибору потужності силових трансформаторів та ліній електропередачі, які дозволяють раціонально визначити номінальні параметри обладнання й мінімізувати загальні витрати упродовж регламентованого періоду експлуатації, а також додатково знизити вплив електромагнітних завад на надійність устаткування.

3. Доведено, що експлуатація обладнання електротехнічних комплексів понад регламентований термін служби внаслідок суттєвого недовантаження є недоцільною і збитковою через збільшення непродуктивних втрат електричної енергії. Зниження капітальних та експлуатаційних витрат упродовж одного понаднормового строку експлуатації, яке досягається за рахунок раціонального вибору обладнання із застосуванням розроблених підходів, є співставним з вартістю нового обладнання, що створює додаткову можливість своєчасного оновлення парку ЕКПМ та підвищення показників надійності електропостачання.

4. Результати проведених досліджень придатні до використання операторами системи розподілу, службами головного енергетика підприємств, для аналізу фактичного функціонування обладнання ЕКПМ і розробки заходів з підвищення ефективності та надійності роботи їх елементів, а також – для переходу обслуговування обладнання за фактичним станом за умови інформатизації процесів електроспоживання, накопичення необхідного переліку даних від систем енергомоніторингу.

Результати дисертаційної роботи у вигляді удосконаленої методики вибору потужності силових трансформаторів та ліній електропередачі в системах електропостачання 6-150 кВ з урахуванням алгоритму застосування уточнюючих коефіцієнтів впроваджено у ТОВ «ЕДС-Проект» і ПрАТ ПЕЕМ «Центральна енергетична компанія».

Результати досліджень, розроблені заходи та підходи впроваджені на кафедрі електроенергетики Національного технічного університету

«Дніпровська політехніка» в рамках дисциплін «Моделювання об'єктів електроенергетики», «Електропостачання промислових підприємств та міст», «Інтелектуальне електропостачання SmartGrid в системах розподіленої генерації» при підготовці бакалаврів та магістрів за спеціальністю 141. Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

**Апробація результатів дисертації.** Основні матеріали і результати, отримані в дисертаційній роботі, доповідались і були схвалені на науково-технічних конференціях: «Estimation of the potential impact of electric vehicles on the distribution network's operation modes», Mechanics, Materials Science & Engineering, 2017 р., «Increase of the energy efficiency of the huge industrial power-consuming equipment», міжнародна науково-практична конференція «Фізико-хімічні геотехнології - 2018», Дніпро, 2018 р., «Аналіз впливу характеристик захисних апаратів на вибір перерізу кабельних ліній електропередачі», VIII міжнародна науково-технічна інтернет-конференція «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах», Луцьк, 2020 р., «Дослідження зниження втрат електричної енергії в розподільчих мережах зі споживачами-регуляторами на базі електромобілів», 85-та науково-технічна та науково-методична конференція ХНАДУ, Харків, 2021 р.

**Публікації.** Основні положення і результати роботи опубліковані у 10 друкованих працях, з них 6 – статті у фахових виданнях (у тому числі 1 – у виданнях, які включено до наукометричної бази Scopus, 2 – до наукометричної бази Index Copernicus), 4 – матеріали наукових конференцій.

**Особистий внесок здобувача** полягає у формулюванні мети та основних завдань досліджень, зборі, обробці та аналізі інформації щодо режимів роботи обладнання електротехнічних комплексів підприємств та міст. Автором розроблено алгоритм реалізації вибору раціональної потужності силових трансформаторів з урахуванням узгодження профілів навантажень споживачів, факторів електромагнітної обстановки, теплового стану обладнання, рівня доцільної компенсації реактивної потужності для

забезпечення енергетичної ефективності режимів та надійності функціонування структури електротехнічних комплексів підприємств та міст. Проведено експериментальні дослідження та оцінку впливу параметрів електромагнітної обстановки на різних рівнях ієрархії системи електропостачання, що, в цілому, дозволило вирішити наукову задачу підвищення ефективності експлуатації та проектування електротехнічних комплексів підприємств та міст.

**Структура і обсяг дисертаційної роботи.** Дисертація складається зі вступу, п'яти розділів і висновків, викладених на 188 сторінок машинописного тексту, ілюстрованого 36 рисунками. Робота містить 41 таблицю, перелік посилань із 95 найменувань на 12 сторінках і 1 додатку.

## 1 АНАЛІЗ І ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

### 1.1 Проблеми функціонування ЕКПМ 0,4-150 кВ

Технологічні втрати електроенергії в електричних мережах – обсяг електроенергії, що витрачається на фізичний процес її передачі та розподілу, і складається із суми втрат електроенергії в елементах електричних мереж, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій та витрат електроенергії на плавлення ожеледі.

Значення втрат електроенергії в електричних мережах є одним із найважливіших показників ефективності їх роботи та ефективності діяльності енергопостачальних організацій, відповідальних служб підприємств. Даний показник чітко свідчить про існуючі проблеми, які потребують комплексного вирішення шляхом реконструкції, модернізації та технічного переоснащення обладнання систем електропостачання, удосконалення методів і засобів їх експлуатації та управління, підвищення точності обліку спожитої електроенергії тощо. На думку міжнародних експертів, відносні втрати електроенергії при її передачі і розподілі в електричних мережах більшості країн можна вважати задовільними, якщо вони не перевищують 4-5%. Тим не менше, у даний час в Україні спостерігається істотне перевищення зазначених вище показників. Так, на сьогоднішній день цей рівень у середньому перевищується у 1,5-3 рази, що свідчить про актуальність даної проблеми, а також ставить її вирішення в одну із найважливіших задач щодо забезпечення фінансової стабільності й конкурентоспроможності підприємств і організацій.

У порівнянні з системоутворюючими магістральними електричними мережами оператора системи передачі електротехнічні комплекси 0,4-150 кВ більшою мірою потребують реконструкції, модернізації та оптимізації у зв'язку зі значним фізичним і моральним зносом. До інноваційних заходів підвищення енергетичної ефективності в розподільних електричних мережах 0,4-150 кВ слід віднести впровадження нового, більш економічного,

електрообладнання, зокрема, силових трансформаторів зі зменшеними активними і реактивними втратами холостого ходу, заміну перевантажених і недовантажених силових трансформаторів, відключення трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях в режимі малих навантажень [1-3].

Проблема низької ефективності роботи електричних мереж енергосистеми України є відомою. Проте, з різних причин впровадження заходів щодо її вирішення відбувається низькими темпами.

У загальному комплексі проблем електроенергетики України вирішення задач підвищення ефективності експлуатації комплексу обладнання електричних мереж (промислових підприємств, технологічних комплексів та міст) є досить важливими та є однією зі складових глобального вирішення питання сталого розвитку електроенергетичної та суміжних галузей національної економіки. Так, у дослідженнях за даним напрямом раніше було проаналізовано ефективність експлуатації трансформаторів районних підстанцій високовольтних електричних мереж напругою 110-220 кВ [4], розподільчих трансформаторів 6(10)/0,4 кВ [5]. Було доведено, що за навантажувальною здатністю трансформатори розподільчих мереж використовуються неефективно та є суттєво недовантаженими, що негативно впливає на ефективність використання капіталовкладень у відповідне устаткування [6, 7]. Фактично встановлена потужність трансформаторів у кілька разів перевищує потужність споживачів, переважна більшість силових трансформаторів працюють з навантаженням на рівні 20-30 % від номінального, лінії електропередачі вибираються неефективно, комутаційна апаратура не відповідає вимогам швидкодії, екологічності та економічності експлуатації тощо.

Разом із тим упродовж років незалежності істотно змінилися рівні навантаження, що зумовлено загальним зниженням енергоспоживання і одночасним перерозподілом між промисловим та непромисловим секторами. Окремо слід зазначити збільшення частки електроприймачів з нелінійними навантаженнями та їх істотний вплив на параметри режимів електротехнічних

комплексів, як у промисловості, так і в побутовому секторі, що відображено і систематизовано у сучасних дослідженнях, зокрема Ю.А. Папаїкою [8] та А.С. Бондарчуком [9]. Класичні методи розрахунку електричних навантажень не враховують певних змін параметрів і характеристик сучасного обладнання електротехнічних комплексів, особливостей режимів електроспоживання та електромагнітної обстановки, що викликає низьку точність за умови їх простого використання.

Тому доцільною є розробка зрозумілого для широкого кола спеціалістів порядку аналізу ефективності роботи елементів електротехнічних комплексів та систем електропостачання, що знаходяться в експлуатації, в основу якого мають бути покладені доступні вихідні дані, співвідношення, допущення і обмеження. Дана вимога ставиться внаслідок того, що досить часто отримувані наукові результати в змозі впровадити лише їх розробники, а для інженера-експлуатаційника вони є надто складними або потребують важкодоступних даних.

Визначення загальних факторів впливу, оцінка їх значущості та розробка конкретних заходів щодо підвищення ефективності використання трансформаторів у відповідності до паспортних параметрів і регламентованого строку служби [10] є актуальною науковою задачею, яка потребує вирішення та є важливою як для підприємств електроенергетики, так і для високотехнологічних виробництв та їх електротехнічних комплексів і систем.

Забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів, контроль за електроспоживанням, забезпечення експлуатації енергетичного обладнання, проведення своєчасного і якісного його ремонту, технічне переозброєння і реконструкція енергетичних об'єктів, забезпечення працездатності електричних мереж, задоволення інтересів споживачів, економічних і соціальних потреб за рахунок розподілу електроенергії між споживачами міст та підприємств є основними пріоритетами для операторів системи розподілу та профільних відділів на промислових підприємствах.

Характерними загальними проблемами ЕКПМ, (ієрархічна структура яких наведена на рис. 1.1) є наступні:

- обладнання силових підстанцій є застарілим і має незадовільні функціональні показники:

- об'єкти мереж мають підвищені експлуатаційні витрати;

- низька надійність та функціонал комутаційної апаратури (рубильники, вимикачі навантаження, запобіжники);

- необґрунтовано завищені номінальні параметри захисного і комутаційного обладнання приєднань 0,4 кВ;

- встановлені трансформатори мають завищені значення втрат потужності;

- широка номенклатура кабельно-провідникової продукції різних марок та типорозмірів, що часто виходять з ладу та потребують значних витрат на відновлення роботи;

- зростання кількості населених пунктів та районів міст з електроопаленням і підвищення навантаження приєднаних споживачів;

- низька надійність електропостачання споживачів і підвищена ймовірність відмов обладнання;

- обладнання, зокрема силові трансформатори, перебувають в експлуатації декілька регламентованих строків, що негативно впливає на надійність та ефективність їх використання.

Це викликано, перш за все, похибками при проектуванні відповідних енергооб'єктів через неврахування низки технічних та технологічних факторів, пов'язаних з фактичними режимами роботи в умовах конкретних споживачів та виробничих комплексів.

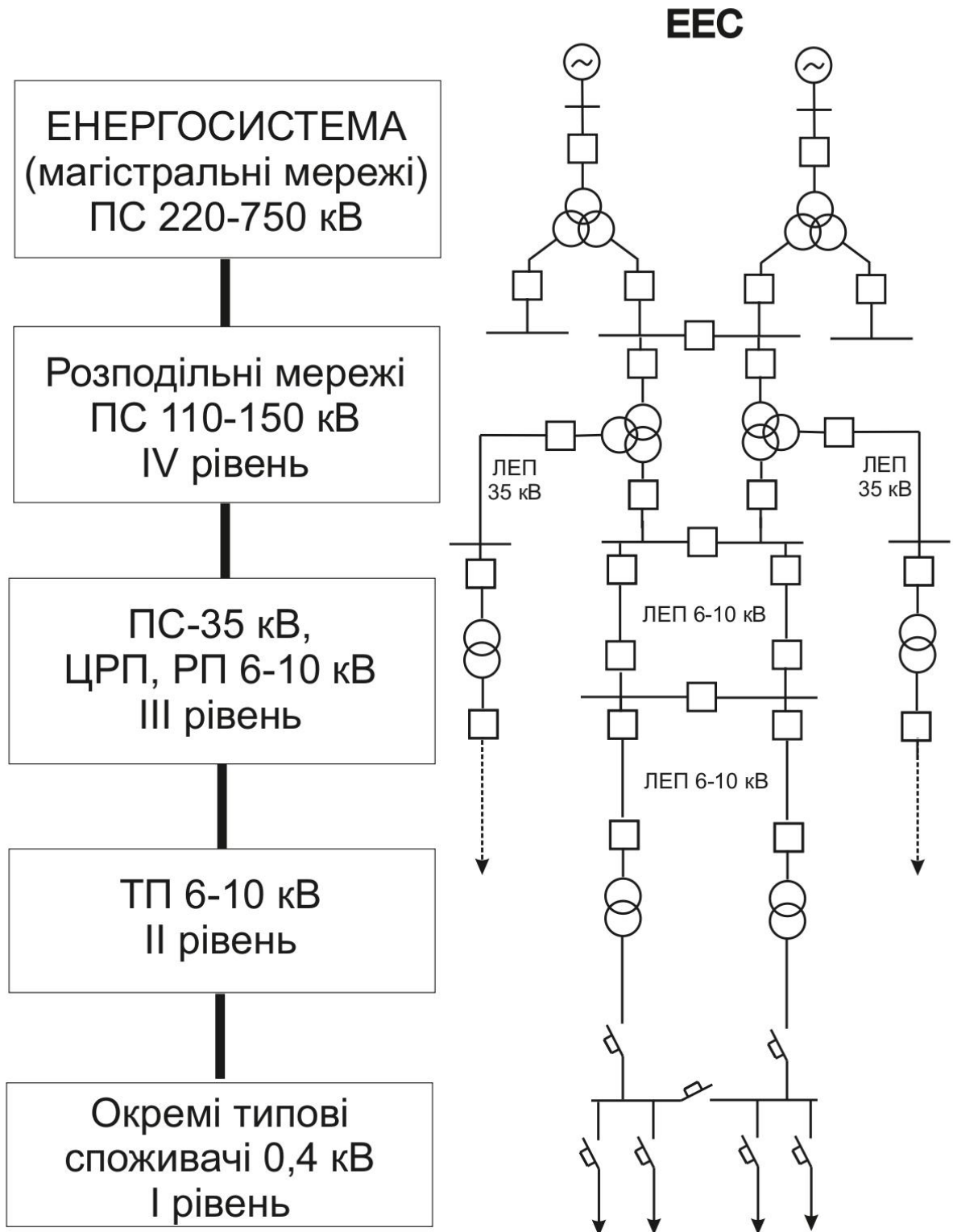


Рисунок 1.1 – Ієрархічна структура електротехнічних комплексів підприємств та міст

У зв'язку з переліченими вище обставинами існує гостра необхідність у розробці зрозумілої методики вибору трансформаторів, яка враховуватиме зазначені фактори та буде доступною для використання інженерним персоналом та проєктувальниками, оскільки від номінальної потужності прийнятих трансформаторів залежать і параметри головних та найбільш капіталоемних елементів системи електропостачання, що може суттєво оптимізувати основні статті капітальних та експлуатаційних витрат, а також – знизити технологічні втрати електричної енергії в мережах.

*Силові трансформатори та підстанції 150 кВ.* Актуальність підвищення ефективності використання силових трансформаторів електричних мереж підтверджується на прикладі оператора системи розподілу АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» (далі ДнЕМ), яка є найбільшим ОСР в Україні. З 71 розглянутих підстанцій з вищою напругою 150 кВ відповідно до даних ДнЕМ (інвестиційна програма на 2016 рік) капітальному ремонту підлягають 66 підстанцій [11]. Деякі силові трансформатори з вищою напругою 150 кВ вимагають заміни з метою зниження технологічних втрат електричної енергії (близько 20% з вищою напругою 150 кВ). Також більшість трансформаторів 150 кВ за термінами експлуатації перевищують регламентовані, що підлягає аналізу та виявлення причин такого перевищення та відповідно вимагає розробки заходів щодо підвищення ефективності використання даного виду обладнання. Більше 82% трансформаторів працюють понад регламентований термін експлуатації (25 років).

*Силові трансформатори та підстанції 35 кВ.* В цілому, по підприємству ДнЕМ 70,4% силових трансформаторів з вищою напругою 35 кВ відпрацювали нормативний термін служби (25 років), але і далі продовжують перебувати в експлуатації [11]. З 263 підстанцій 35 кВ у доброму стані перебувають лише 6 (2 %), 5 (близько 2 %) – підлягають реконструкції, а 252 (близько 95 %) – потребують капітального ремонту [11]. Тенденції стану електрообладнання по підприємству правомірно вважати справедливими для всіх аналогічних структурних підрозділів ОСР. Так як силові трансформатори

відпрацювали більше 25 років, їх початкова вартість амортизована, слід також розглянути питання заміни устаткування, враховуючи нові розробки з меншими втратами потужності в сталі і обмотках. Додатковий аргумент полягає в тому, що вартість проведення капітального ремонту трансформатора становить 20-40% від вартості аналогічного нового устаткування.

*Силові трансформатори та підстанції 6-10 кВ.* З-поміж 13634 трансформаторів близько 2500 шт. вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту, близько 4000 підстанцій 6-10 кВ – підлягають капітальному ремонту, понад 25 років працюють близько 64 % обладнання від загальної кількості [11].

*Високовольтні вимикачі 6-150 кВ.* Одним з основного, і в той же час найбільш важливого електроустаткуванням, яке забезпечує надійну і безаварійну роботу електричних мереж, є комутаційні апарати (високовольтні вимикачі), які в силу різних причин працюють істотно довше, ніж передбачено заводами-виробниками і оновлюються низькими темпами. На сьогоднішній день, кількість відмов вимикачів постійно зростає, що тягне за собою зниження надійності електрозабезпечення, підвищення експлуатаційних витрат і збільшення перерв в електропостачанні.

Так, на об'єктах ОСР, що прийнятий до розгляду, близько 35 % вимикачів напругою 150 кВ складають повітряні, які потребують підвищених експлуатаційних витрат у зв'язку з необхідністю утримання компресорної станції тощо. З-поміж 1314 високовольтних вимикачів напругою 35 кВ, 1210 шт. – масляні, тобто близько 95 %. Що стосується рівня напруги 6-10 кВ, то маломасляними вимикачами представлено близько 25 % комутаційної апаратури розподільчих пристроїв підстанцій та мереж [11].

Проблематика експлуатації застарілих високовольтних вимикачів та низькі темпи впровадження сучасних, які володіють більшою швидкістю, викликає неефективність використання та завищення в певних випадках перерізів ліній електропередачі, які залежать від функціональності спрацьовування релейного захисту і характеристик комутаційного обладнання.

Основним завданням, що завжди стоїть перед підприємством-експлуатаційником, є підвищення надійності електропостачання шляхом проведення реконструкції із заміною фізично, морально і технічно застарілого обладнання.

*Лінії електропередачі.* Найбільш розгалуженими з позицій частки ліній електропередачі є системи електропостачання 6-10 кВ промислових підприємств та міст, для яких особливо важливо, щоб обладнання вибиралося та працювало максимально ефективно і надійно. Так, для кабельних ліній в умовах ДнЕМ характерні наступні показники: понаднормово (більше 30 років) працюють КЛ-10 кВ – 36 %, КЛ-6 кВ – 58 %, КЛ-0,4 кВ – 49,2 % [11]. Для підвищення ефективності експлуатації ЛЕП в межах регламентованих строків служби необхідно проаналізувати фактори впливу на вибір їх параметрів та запропонувати заходи щодо оптимізації та/або уніфікації застосовуваних перерізів провідників.

Для мереж 6-10 кВ міст сучасні високовольтні вимикачі знаходяться в експлуатації переважно на розподільчих пунктах РП, і здебільшого відсутні на стороні високої напруги трансформаторних підстанцій 6-10 кВ, а замість них використовуються вимикачі навантаження із запобіжниками. Це, як буде показано далі, спричиняє додатковий фактор неефективного вибору ліній електропередачі та завищення їх типорозмірів при перевірці за умовами термічної дії струмів короткого замикання.

## 1.2 Показники фактичних режимів роботи силових трансформаторів

*Силові трансформатори 150 (110) кВ.* Вихідними даними для обґрунтованої рекомендації заміни трансформаторів в процесі експлуатації служать графіки електричних навантажень, які отримують за даними літніх і зимових режимних вимірів навантаження по вводах, які проводяться абсолютно для всіх підстанцій.

У таблиці 1.2 наведені дані за встановленою потужністю і реальним «режимним» завантаженням силових трансформаторів 150 кВ на 71-й підстанції АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі».

Таблиця 1.1 - Аналіз завантаження силових трансформаторів 110(150) кВ [11]

Найменування підстанції	Встановлена фактична потужність трансформаторів				Максимальне фактичне навантаження в режимну добу	Максимальний коефіцієнт завантаження в режимну добу
	S <sub>T1.існ</sub> , кВА	S <sub>T2.існ</sub> , кВА	S <sub>T3.існ</sub> , кВА	S <sub>T4.існ</sub> , кВА	P <sub>max</sub> , кВт	K <sub>з.мах</sub>
Перещепине-150	63000	63000			13062	0,13
Новомосковська-150	60000	63000			36960	0,38
Промбаза-150	25000	25000			33098	0,83
Михайлівка-150	63000	63000			7790,5	0,08
Покрівка-150	25000	25000			14213	0,36
Жданівка-150	25000	25000			12549,8	0,31
Сергіївка-150	25000				4279,4	0,21
Призова-150	63000	63000			4957,5	0,05
Зірка-150	32000	32000			8400	0,16
Ленінська-110	16000				1346,5	0,11
Петропавлівка-110	40000	40000			25623,6	0,40
Межова-110	10000	16000			6805,5	0,33
Птахофабрика-110	6300	6300			9496,8	0,94
Електрон-150	63000	63000			16627,8	0,16
Північна-150	63000	63000			49246,5	0,49
Гвардійська-150	60000	63000			54951	0,56
Артем ЦРП-150	63000	63000			16937	0,17
Пролетарська-150	63000	63000			28889,98	0,29
Правда-150	40000	63000			34563	0,42
Праця-150	63000	63000			14041,5	0,14
КРУ-150	63000	63000			19626,6	0,19
ПГОК-1	31500	31500	63000	63000	57847,2	0,38
Газопровід-150	40000	40000			4297	0,07
Шовкопрядильна фабрика-150	63000	63000	63000		46893	0,31
Жовтнева-150	10000	16000	40000		10485	0,20
Східна-150	32000	32000			25905	0,51
Нафтопровід-150	25000	25000			5253,6	0,13
Жовтень-150	40000				6330	0,20
Лихівка-150	15000	16000			5752,2	0,23
Нікопольська-150	40000	40000	40000		103902	0,96
Богданівська-150	63000	63000	63000		22050	0,15
Грушівська-150	63000	63000	63000		47140	0,31

Найменування підстанції	Встановлена фактична потужність трансформаторів				Максимальне фактичне навантаження в режимну добу	Максимальний коефіцієнт завантаження в режимну добу
	$S_{T1.існ},$ кВА	$S_{T2.існ},$ кВА	$S_{T3.існ},$ кВА	$S_{T4.існ},$ кВА	$P_{max},$ кВт	$K_{з. max}$
Апостолове-150	40000	40000			18110	0,28
Мар'їнська-150	25000	32000	40000		22570	0,29
Прядильна-150	40000	40000			10920	0,17
Стрюківка-150	10000	25000			3790	0,14
Зеленодольська-150	6300	16000			3070	0,17
Будмаш-150	40000	40000			7000	0,11
ВДГ-2-150	25000				940	0,05
ДЗУ-150	32000	32000	32000		10380	0,14
ДГ-1	25000	40000			17400	0,33
ДЛБ-150	25000	25000			15160	0,38
ДПБ-150	15000				3600	0,30
ДСК-150	40000	40000			14390	0,22
Цементна-150	32000	32000			12500	0,24
Газопровід(ГП)-150	40000	40000			12090	0,19
Петрівська-150	32000	32000			13500	0,26
Заводська-150	63000	63000			36590	0,36
Привокзальна-150	63000	63000			27090	0,27
Міська-1-150	40000	40000			33480	0,52
Міська-2-150	40000	40000			23680	0,37
Прядівка-150	25000	25000			6540	0,16
Діївка-150	32000	32000			21830	0,43
Комбайнова-150	32000	32000			5000	0,10
Карла Лібкнехта-150	40000	40000	40000	63000	69000	0,47
Комінтерну-150	32000	32000			19970	0,39
Придніпровська-150	40000	40000			18450	0,29
Маївка-150	25000	25000			14950	0,37
Лівобережна-1	63000	63000			58710	0,58
Вузлова-150	40000	40000	15000	63000	61070	0,48
Тополя-150	32000	32000			27250	0,53
ОС-150	25000				16930	0,85
Міська-5-150	32000	32000			22450	0,44
ДШЗ-1-150	25000				7040	0,35
Солонянська-150	25000	25000			18190	0,45
Схід-150	25000				1180	0,06
Кіровська-150	32000	32000			31500	0,62
Олімпія-150	40000	40000			12410	0,19
Фрунзенська-150	40000	40000			20580	0,32
Славута-150	40000	40000			10590	0,17
Киснева-150	40000	40000			15310	0,24

Загальний висновок, згідно даних таблиці, полягає в тому, що фактичне (максимальне) завантаження трансформаторів багатотрансформаторних підстанцій переважно не перевищує 20-30%, що свідчить про необхідність дослідження причин такого недовикористання обладнання та розробки рекомендацій щодо поліпшення режиму його роботи за навантажувальною здатністю як на етапі проектування СЕП, так і в процесі експлуатації, шляхом обґрунтованого вилучення наявних резервів трансформаторної потужності.

*Силові трансформатори 35 кВ.* СЕП напругою 35 кВ характерні для районів електричних мереж (РЕМ) населених пунктів та промислових підприємств.

Підтвердження наведеного вище стану щодо суттєвого недовантаження силових трансформаторів повного спектру рівнів напруги покажемо аналогічним чином для підстанцій 35 кВ на прикладі кількох РЕМ оператора системи розподілу. Розглянуто три типові РЕМ АТ «Дніпровські електромережі» - Царичанський, Новомосковський, Томаківський та Скадовський РЕМ АТ «Херсонобленерго» для отримання реперезентативної вибірки даних щодо режимів роботи трансформаторного устаткування СЕП. Трансформатори підстанцій 35 кВ мають наступні номінальні і режимні параметри:

Таблиця 1.2 - Аналіз завантаження силових трансформаторів 35 кВ

РЕМ	Найменування підстанції	Встановлена фактична потужність трансформаторів			Максимальне фактичне навантаження в режимну добу	Максимальний коефіцієнт завантаження в режимну добу
		$S_{T1.існ},$ кВА	$S_{T2.існ},$ кВА	$S_{T3.існ},$ кВА	$P_{max},$ кВт	$K_{з,max}$
ЦРЕМ	Царичанка	4000	4000		3300	0,485
	Рудька	1800	1600		510	0,176
	Могильов	4000	4000		1860	0,274
	Бабайківка	2500	4000		850	0,154
	Кирилівка	4000			370	0,109
	Зарічна	2500			300	0,141
	Зернова	4000	4000		320	0,047
	Петриківка	4000	4000	6300	4500	0,37

РЕМ	Найменування підстанції	Встановлена фактична потужність трансформаторів			Максимальне фактичне навантаження в режимну добу	Максимальний коефіцієнт завантаження в режимну добу
		$S_{T1.існ,}$ кВА	$S_{T2.існ,}$ кВА	$S_{T3.існ,}$ кВА	$P_{max,}$ кВт	$K_{z,max}$
РЕМ	Чаплинка	10000	4000		1030	0,087
	Шульгівка	1800	2500		810	0,222
	Іскра	2500	2500		550	0,129
	ОПТФ	6300	6300		40	0,004
	Елизаветівка	4000	4000		2730	0,401
	НМРЕМ	Знаменівка	4000	4000		3682
Голубівка		3200	4000		1271	0,18
Губиниха		4000	4000		3882	0,49
Мар'янівка		1800	2500		1329	0,31
Піщанка		6300	6300		4929	0,39
Левенцівка		1800	2500		1200	0,28
Перещепине		2500	2500		1565	0,31
Кіровська		2500	2500		1729	0,35
Попасна		4000			647	0,16
Комплекс		6300	6300		1012	0,08
Гвардійська		6300	6300		3918	0,31
ДКС		6300	6300		1647	0,13
Горького		2500			2706	1,08
Новомосковська -міська		16000	16000		14800	0,46
Зооветтехнікум		4000	10000		5412	0,39
Орлівщина		2500	4000		1741	0,27
Джерела	6300	6300		4024	0,32	
ТРЕМ	Томаківка	6300	6300		3134	0,25
	Вишетарасівка	2500*	2500		863,3	0,34
	Зірка	4000*	2500		563,8	0,24
	Топила	4000*	4000		1418	0,35
	Чумаки	4000*	2500		864,1	0,35
	МПТФ	2500	1600*		747,6	0,3
СкРЕМ	Скадовська	10000	10000		7046	0,35
	Берегова	2500*	2500		330	0,13
	Грушівка	2500	1600		551	0,13
	Красне	4000*	4000		732	0,18
	Михайлівка	2500			643	0,26
	Молодіжна	6300	2500		3204	0,36
	Морська	4000*	4000		363	0,09
	Новомиколаївка	2500*	4000		530	0,13
	Новоросійська	2500*	2500		266	0,1
	Приморська	2500*	4000		512	0,128
	Таврія	2500*	4000		295	0,07
	Широке	2500			970	0,39
Птахівка	2500			505	0,2	

\* – позначено відключені трансформатори

Аналіз даних, представлених в табл. 1.2 і отриманих в РЕМ, дозволяє зробити наступні висновки:

1) більшість підстанцій працюють за схемою нормального режиму, що вимагає обґрунтування щодо доцільності такого режиму з позицій рівня втрат електричної енергії в них, оскільки більшість трансформаторів мають низьке завантаження;

2) частина підстанцій працюють з одним відключеним трансформатором за схемою післяаварійного режиму (ввідний вимикач зі сторони вищої напруги вимкнений, секційний вимикач зі сторони нижчої напруги увімкнений). При цьому трансформатор, який залишається в роботі, всеодно має низьке завантаження;

3) низьке завантаження свідчить про неефективність використання трансформаторів за номінальними параметрами, що викликає необхідність оцінити доцільність встановлення трансформаторів меншої потужності.

4) трансформатори на деяких підстанціях мають різну потужність, що ускладнює уніфікацію встановленого обладнання.

*Трансформаторні ПС 6-10 кВ.* Що стосується розподільних КТП 6 (10) / 0,4 кВ, які обслуговують цивільні будівлі і споруди, побутових споживачів, дрібні виробництва, цехи промислових підприємств, завантаження трансформаторів може навіть перевищувати їх номінальну потужність, враховуючи той факт, що проектування даних мереж проводилося без урахування збільшення енергоозброєності побутових споживачів та інших установ, тотального використання кондиціонування, збільшення частки електроопалення та інших заходів, які в останній час створюють істотне навантаження на мережу, що викликає необхідність перегляду електричних навантажень і прийняття адекватних типорозмірів трансформаторів в СЕП 6 (10)/0,4 кВ (всього на балансі ДнЕМ таких КТП утримується більше 13000 од.).

### 1.3 Шляхи підвищення ефективності та надійності роботи

Питання підвищення ефективності експлуатації обладнання ЕКПМ є досить важливим. Наведені факти щодо тотального перевищення обладнанням регламентованих термінів експлуатації, необхідність заміни трансформаторного устаткування з позицій зниження технічних втрат електроенергії, значної кількості обладнання, що не підлягає капітальним ремонтам, застарілість комутаційних апаратів свідчать про неефективні режими експлуатації ЕКПМ. Основною причиною такої ситуації є, як правило, завищення номінальних параметрів обладнання при проектуванні через використання методів розрахунку, які недостатньо адекватно відображають фактичний режим роботи устаткування, або взагалі не враховують його, а також суттєві зміни у структурі споживачів електроенергії, рівнів відповідного електроспоживання та створюваної електромагнітної обстановки. Так, у попередніх дослідженнях за даним напрямом було проаналізовано ефективність експлуатації трансформаторів районних підстанцій високовольтних електричних мереж напругою 110-220 кВ [12], розподільчих трансформаторів 6(10)/0,4 кВ [13]. В них встановлено та доведено, що проблема неадекватно завищеної потужності існує, а вирішувати її необхідно, перш за все, на етапі проектування шляхом максимально можливого врахування поправкових коефіцієнтів та параметрів режимів роботи електричних мереж, технічних заходів і рішень щодо зниження розрахункового максимуму з одночасним задоволенням параметрів мережі за пропускнуою здатністю та електромагнітною сумісністю [14].

Безперечно, впровадження моніторингу режимів роботи трансформаторів, як це запропоновано у роботах [12-13, 15-16], сприятиме інформатизації режимів експлуатації силових трансформаторів та оцінці відпрацювання їх ресурсу. Проте доцільно визначити загальні критерії та розробити конкретні заходи щодо підвищення ефективності використання трансформаторів, що дозволить отримати уточнену методику розрахунку

вибору їх потужності, а не обмежуватися загальними висновками про наявний ресурс за навантажувальною здатністю. Головна задача – це ефективне використання номінальних параметрів устаткування та перехід до експлуатації електрообладнання у відповідності до регламентованого строку служби.

*Лінії електропередачі 6-10 кВ.* Центральне місце в структурі електротехнічних комплексів промислових підприємств та міст, займають підстанції 10/0,4 кВ та 6/0,4 кВ та повітряні і кабельні лінії напругою 6(10) кВ зв'язку між ними.

Характерними проблемами функціонування ЛЕП та їх обслуговування операторами системи розподілу визначено наступні:

- недостатня уніфікація обладнання і необхідність утримання значного складського резерву;
- застарілість, низька надійність і підвищена ймовірність відмов обладнання.

В електричних мережах промислових підприємств та міст переважно використовуються кабельні лінії електропередачі напругою 0,4-150 кВ, натомість в невеликих населених пунктах та приміських районах електричних мереж – повітряні ЛЕП 6-35 кВ. Із загальної довжини мереж 6-10 кВ кабельні лінії становлять близько 80% [17].

Відповідно до світових тенденцій та досвіду передових країн, розвиток кабельних розподільчих мереж спрямовується на тотальне застосування кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену (ЗПІ) з метою заміни існуючих КЛ з паперовою просоченою або поліетиленовою і полівінілхлоридною ізоляцією.

При реалізації проєктів заміни КЛ, їх модернізації та реконструкції у технічних умовах, як правило, рекомендується застосування на всіх рівнях розподілу електричної енергії КЛ з ізоляцією зі зшитого поліетилену, зокрема для мереж 6-10 кВ з допустимою максимальною напругою – 24 кВ. Це враховує можливий перехід систем електропостачання 6-10 кВ, зокрема і в містах, на рівень напруги 20 кВ. До того ж, для кабелів з ЗПІ ПУЕ дозволяє

врахувати режим роботи споживача, який отримує живлення за допомогою відповідного кабелю, шляхом внесення в розрахунок додаткового поправочного коефіцієнту  $K_{(m)}$  на режим навантаження КЛ напругою до 35 кВ та вище 110 кВ.

Таблиця 1.3 – Порівняння експлуатаційних характеристик кабелів з різними видами ізоляції [18]

Найменування показника	Значення показника для кабелів		
	З ізоляцію зі зшитого поліетилену	З ізоляцію із поліетилену та ПВХ пластику	З паперовою просоченою ізоляцією
Тривало допустима температура нагріву жил, (°C)	90	90	70
Тривало допустимі струмові навантаження (%), при прокладці в повітрі	173	100	116
	125	100	108
Допустимий нагрів жил в аварійному режимі (не більше 8 годин на добу і 1000 годин за термін служби), (°C)	130	80	100
Максимально допустима температура при струмах короткого замикання, (°C)	250	130 (ПЕ) 160 (ПВХ)	200
Мінімальна температура при прокладці без попереднього підігріву, (°C)	-15	-15	0
Різниця рівнів на трасі прокладки, (м)	Не обмежено	Не обмежено	15

Врахування режимів роботи споживачів дозволяє додатково уникати завищення типорозмірів КЛ. Доцільною також є оцінка електромагнітної обстановки щодо роботи КЛ при живленні типових споживачів на характерних рівнях ЕКПМ, оскільки неврахування даного фактору може призвести до виходу з ладу або прискореного старіння ізоляції кабельної лінії внаслідок дії вищих гармонічних складових (для всіх рівнів напруги) [19-21].

Врахування факторів впливу та параметрів режимів роботи ліній електропередачі в ЕКПМ дозволить забезпечити підвищення точності вибору їх характеристик та ефективності експлуатації.

#### 1.4 Висновки і постановка задач дослідження

1. Проведений аналіз фактичних показників експлуатації основного обладнання ЕКПМ за репрезентативною вибіркою в умовах найбільшого ОСР України дозволив встановити наступне: понад 70% силових трансформаторів підстанцій 6-150 кВ перевищують регламентований термін служби; ступінь завантаження трансформаторів 35-150 кВ змінюється переважно в діапазоні 10-40 %; більше 30 % обладнання трансформаторних підстанцій 6-10 кВ потребує капітального ремонту, і ще близько 20 % вимагає заміни як таке, що не підлягає ремонту; близько 50 % кабельних ліній електропередачі 0,4-10 кВ працюють понаднормово; комутаційні апарати оновлюються низькими темпами та мають значні експлуатаційні витрати. Внаслідок цього функціонування ЕКПМ 0,4-150 кВ супроводжується збільшенням технологічних втрат енергії, а зношеність основного устаткування призводить до низької надійності електрозабезпечення.

2. Зміна структури споживачів електричної енергії та обсягів електроспоживання упродовж останніх десятиріч, зростання кількості споживачів із нелінійним та несиметричним навантаженням, науково-технічні розробки більш прогресивного електрообладнання і водночас суттєва застарілість існуючого устаткування ЕКПМ зумовлюють гостру необхідність їх реконструкції, модернізації й технічного переоснащення. При цьому необхідно розуміти, що існуючі підходи до вибору основного обладнання ЕКПМ вимагають удосконалення з метою підвищення точності результатів їх застосування шляхом врахування впливу широкого переліку параметрів реальних режимів роботи окремих споживачів або їх сукупностей в специфічних умовах. Це дозволить уникнути збільшення капітальних і експлуатаційних витрат підприємств, підвищити енергетичну ефективність режимів та надійність функціонування обладнання ЕКПМ в умовах унікальної електромагнітної обстановки на різних рівнях ієрархії системи електропостачання 0,4-150 кВ.

3. З урахуванням наведеної проблематики, для підвищення

енергоефективності режимів ЕКПМ 0,4-150 кВ у даній роботі визначено та вирішено наступні задачі:

- виконати оцінку ефективності існуючих режимів роботи обладнання ЕКПМ;
- проаналізувати фактичні показники режимів електроспоживання типових споживачів;
- встановити закономірності взаємного впливу параметрів режиму ЕКПМ, характеристик основного обладнання та електромагнітної обстановки;
- розробити алгоритм та обґрунтувати параметри і критерії аналізу режимів експлуатації силових трансформаторів 6-150 кВ щодо забезпечення можливості підвищення ефективності їх використання шляхом типорозмірної оптимізації;
- удосконалити методику вибору номінальної потужності силових трансформаторів для підвищення ефективності їх використання в системах електропостачання з урахуванням режимів роботи споживачів та електромагнітної обстановки;
- запропонувати методи аналізу режимів роботи та структури електричної мережі для вибору параметрів кабельних ліній з позицій підвищення їх ефективності та надійності використання в умовах характерної електромагнітної обстановки;
- надати техніко-економічне обґрунтування енергоефективних підходів до побудови та експлуатації ЕКПМ з оцінкою потенціалу їх впровадження.

4. Вирішення поставлених локальних задач дослідження дозволить забезпечити вирішення комплексної *наукової задачі дисертаційної роботи*, яка полягає у встановленні закономірностей протікання електромагнітних процесів в системах електропостачання підприємств та міст зі складним характером несиметричного та нелінійного навантаження з урахуванням комплексного впливу профілів споживання енергії, електромагнітних завад, теплової інерційності обладнання на вибір раціональних параметрів типорозмірної структури ЕКПМ для підвищення показників енергетичної ефективності їх режимів.

## 2 ОСОБЛИВОСТІ ВИБОРУ ОБЛАДНАННЯ В ЕКПМ 0,4-150 кВ

### 2.1 Загальні положення вибору обладнання

Показником ефективності роботи трансформаторного обладнання є фактичний режим роботи силових трансформаторів за навантаженням, при якому досягається найвищий коефіцієнт корисної дії. Такий режим встановлюється при завантаженні трансформатора вище 60% від номінального. Згідно даних, наведених у попередньому розділі, реальне використання силових трансформаторів за номінальною потужністю складає в середньому 30 %.

У порівнянні з системоутворюючими магістральними електричними мережами розподільні мережі більшою мірою потребують реконструкції, модернізації та оптимізації застосованого обладнання у зв'язку зі значним його фізичним і моральним зносом. До одного з інноваційних заходів підвищення енергетичної ефективності в розподільних електричних мережах 0,4-220 кВ слід віднести впровадження нового, більш економічного, електрообладнання, зокрема, силових трансформаторів зі зменшеними активними і реактивними втратами холостого ходу, заміну перевантажених і недовантажених силових трансформаторів, відключення трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях в режимі малих навантажень [4,5,10].

При виборі і встановленні нових трансформаторів відповідно до Норм технологічного проектування підстанцій 6-750 кВ та ДСТУ 3463-96 [22], для масляних трансформаторів необхідно враховувати їх перевантажувальну здатність, що дозволить підвищити ефективність використання даного обладнання.

З технічної точки зору обґрунтування прийняття адекватних реальним навантаженням трансформаторів є важливим завданням, тому заміна обладнання на аналогічне, із завищеними параметрами не вирішує задачу раціонального використання потужності силових трансформаторів.

Обмежуючими факторами при вирішенні задачі та впровадженні відповідних заходів на кожній підстанції може стати забезпечення договірної потужності споживачів, які отримують живлення від ПС, оскільки номінальна потужність трансформаторів має забезпечувати договірну потужність приєданого навантаження споживачів. Таким чином, обґрунтоване встановлення трансформаторів меншої потужності є можливим при перегляді та узгодженні зі споживачем договірної потужності, або з урахуванням реальних факторів сьогодення, коли потужні виробництва зупиняються або суттєво скорочують відповідні потужності, тобто задеклароване у договорі на користування електричною енергією значення потужності спостерігатися не буде.

Врахування фактичного ГЕН споживачів дозволить більш ефективно виконувати вибір номінальної потужності силових трансформаторів. Причому такий вибір доцільно виконувати не лише при реконструкції підстанції із заміною трансформаторів, коли відомі фактичні електричні навантаження та режим роботи, але і при проектуванні – за типовими ГЕН споживачів, для яких призначається підстанція. На сьогодні ж переважно вибір потужності трансформаторів виконується за розрахунковим 30-хвилинним максимумом навантаження, хоча постійна часу нагріву трансформаторів  $\tau_{mp}$  складає більше 10 хвилин, тому доцільний інтервал осереднення повинен бути більшим 30 хвилин. Переважно, постійна часу нагріву трансформаторів  $\tau_{mp}$  коливається в діапазоні 30-180 хв залежно від типу та параметрів ізоляційної системи. Врахування фактичного ГЕН споживачів при виборі силових трансформаторів також матиме відповідний економічний ефект, який доцільно встановити.

Ще одним фактором неефективного використання номінальної потужності трансформаторів є неврахування можливості уникнення завищення їх типорозмірів шляхом визначення доцільного рівня компенсації реактивної потужності на етапі проектування електричної мережі, або в експлуатації для підвищення пропускної спроможності (в певних випадках). Такий підхід реалізується для цехових електричних мереж, де вибір трансформаторів може виконуватися за розрахунковою активною, а не повною

потужністю, з передбаченням покриття реактивного навантаження засобами його компенсації [23, 24].

*Визначення доцільного коефіцієнту завантаження трансформаторів на багатотрансформаторних ПС.* Номінальна потужність силових трансформаторів може бути знайдена за розрахунковою (методи розрахунку електричних навантажень [25]), або, виходячи з максимальної за ГЕН за наступною відомою формулою:

$$S_{нт} \geq S_{розр} = \frac{S_M}{(n-1)k_{2ав}}; \quad (2.1)$$

де  $n$  – кількість трансформаторів на підстанції; шт,  $k_{2ав}$  – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження, який приймається для силових масляних трансформаторів, як правило, на рівні 1,4.

З приведеної формули можна зробити висновок, що для багатотрансформаторних підстанцій ( $n > 2$ ) можна збільшити їх завантаження у вихідному режимі, оскільки навантаження післяаварійного режиму будуть забезпечувати два і більше трансформатори.

Тоді доцільні коефіцієнти завантаження трансформаторів для багатотрансформаторних підстанцій за умови збереження живлення споживачів всіх категорій надійності в післяаварійному режимі можна знайти з наступного виразу [25]:

$$K_{з.доц} \leq \frac{(n-1)k_{2ав}}{n} \quad (2.2)$$

$$n = 2: \quad K_{з.доц,2} \leq \frac{(n-1)k_{2ав}}{n} = \frac{(2-1) \cdot 1,4}{2} = 0,7; \quad (2.3)$$

$$n = 3: \quad K_{з.доц,3} \leq \frac{(n-1)k_{2ав}}{n} = \frac{(3-1) \cdot 1,4}{3} = 0,93; \quad (2.4)$$

$$n = 4: \quad K_{з.доц,4} \leq \frac{(n-1)k_{2ав}}{n} = \frac{(4-1) \cdot 1,4}{4} = 1. \quad (2.5)$$

Це важливо враховувати при проектуванні об'єктів з багатотрансформаторними підстанціями для їх ефективного використання.

## 2.2. Методологічні підходи розрахунку навантажень та вибору потужності силових трансформаторів

Розрахунок електричних навантажень – це основний інструмент при проектуванні системи електропостачання будь-якого об'єкта. Вони визначають обсяги капіталовкладень, технічні, економічні і експлуатаційні показники роботи СЕП. Визначення електричних навантажень є першим етапом проектування будь-якої системи електропостачання і виконується з метою вибору та перевірки струмоведучих елементів, трансформаторів за нагрівом, розрахунку параметрів основних характерних режимів, характеристик захисних пристроїв тощо. Від точності та адекватності оцінки очікуваних електричних навантажень залежить раціональність вибору схеми і всіх елементів системи електропостачання та її техніко-економічні показники (капітальні вкладення, експлуатаційні витрати, втрати електроенергії) [26].

В проектуванні використовують декілька методів визначення розрахункових електричних навантажень:

### а) емпіричні та графоаналітичні

- метод коефіцієнта попиту;
- метод технологічного графіку;
- метод питомих витрат електроенергії;
- метод питомої щільності навантажень (питомих навантажень);

### б) теоретико-ймовірнісні

- метод упорядкованих діаграм (коефіцієнта максимуму);
- метод розрахункових коефіцієнтів (статистичний модифікований метод);
- метод моделювання ГЕН та ін.

Метою проведеного нижче аналізу основних існуючих методологічних підходів є оцінка причин завищення електричних навантажень, визначення

можливих напрямків та заходів, врахування факторів впливу щодо вдосконалення методів їх розрахунку, або запропонування альтернативного вирішення проблеми надмірного завищення розрахункових навантажень.

*Метод коефіцієнта попиту.* Для розрахунку електричних навантажень гірничо-видобувних, металургійних підприємств, високовольтних електричних мереж на рівні 6-10 кВ до теперішнього часу використовується метод коефіцієнта попиту.

Переваги методу полягають у простоті і наочності. Основний його недолік – у тому, що він не містить розрахункових формул для визначення середніх навантажень і значною є похибка визначення 30-хвилинного максимуму. На стадії проектування СЕП останній виходить, як правило, завищеним для більшості об'єктів на всіх ступенях розподілу електроенергії.

Істотна розбіжність (від десятків до ста і більше відсотків) між розрахованими за методом і фактичними максимальними навантаженнями – це наслідок декількох основних причин:

- до нормативно-довідкової літератури включені верхні з отриманих у дослідках значення коефіцієнта попиту незалежно від кількості технологічно пов'язаних струмоприймачів;

- групові коефіцієнти попиту та потужності задані однаковими для всього різноманіття умов роботи устаткування, які можуть значно відрізнятися.

Спроби усунути недоліки методу коефіцієнту попиту ведуться з середини 60-х років рядом інститутів і вчених шляхом створення нових та вдосконалення існуючих методів розрахунку електричних навантажень.

Розбіжність між розрахунковими і фактичними навантаженнями пояснюється низькою достовірністю вихідних даних і розрахункових коефіцієнтів. Додатково до названих недоліків, в числі причин завищення розрахункового максимуму електричного навантаження вказуються наступні:

- застосування в розрахунках максимальної моделі графіка навантаження – за розрахункове навантаження приймається можливий максимум, який може бути перевищений з відносно малою ймовірністю;

- виключення з розгляду кореляційних зв'язків і тих же зв'язків між окремими групами струмоприймачів.

*Метод упорядкованих діаграм.* За розрахункове активне навантаження приймають його 30-хвилинний максимум, який на всіх рівнях розподільних і живильних мереж визначається за коефіцієнтами використання  $K_{\epsilon}$  і максимуму  $K_m$  номінальної активної потужності робочих ЕП.

Коефіцієнт використання характеризує середнє навантаження за найбільш завантажену зміну. Він встановлюється в залежності від режиму роботи електроприймачів як середнє статистичне значення коефіцієнта використання сукупності ЕП [25] даної категорії.

$$K_{в.сз} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{зм.i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном.i}}; \quad (2.6)$$

Коефіцієнт максимуму характеризує перевищення півгодинного максимуму навантаження над середнім навантаженням.

Розрахунок навантажень виконується в залежності від нерівномірності режиму роботи ЕП.

Всі ЕП умовно поділяються на дві категорії:

- а) зі змінним режимом роботи (коефіцієнт використання  $K_{в,i} < 0,6$ )
- б) з постійним режимом роботи (коефіцієнт використання  $K_{в,i} \geq 0,6$ ).

Далі в межах кожної категорії – на групи з більш-менш однаковим режимом роботи за значеннями коефіцієнтів використання  $K_{\epsilon}$  і потужності  $\cos\phi$  (однорідні струмоприймачі), які визначаються за довідниковими даними [27-30].

1. Спочатку визначається сумарна середня потужність  $P_{зм}$  для кожної групи однорідних за режимом роботи ЕП [25]:

$$P_{зм.i} = \sum (K_{в.i} \cdot p_{ном.i}); \quad (2.7)$$

$$Q_{зм.i} = \sum (K_{в.i} \cdot p_{ном.i}) \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2.8)$$

де  $\sum p_{ном.i}$  – сумарна номінальна потужність групи ЕП.

Паспортна потужність ЕП повторно-короткочасного режиму (ПКР) приводиться до номінального довготривалого значення потужності при  $TВ = 100\%$ .

Коефіцієнт максимуму  $K_m$  визначається в залежності від середньозваженого значення коефіцієнта використання  $K_{в.сз}$  і ефективного числа ЕП –  $n_e$ .

Середньозважене значення коефіцієнта використання  $K_{в.сз}$  для вузла визначається за формулою [25]:

$$K_{в.сз} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{в.i} \cdot p_{ном.i}}{\sum_{i=1}^n p_{ном.i}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{зм.i}}{\sum_{i=1}^n p_{ном.i}}. \quad (2.9)$$

Ефективним числом струмоприймачів називається таке число однакових за потужністю і режимом роботи струмоприймачів, які формують такий же розрахунковий максимум навантаження, як і дійсне число приймачів різного режиму роботи.

Точне визначення  $n_e$  виконується за формулою [25]:

$$n_e = \frac{\left( \sum_{i=1}^n p_{ном.i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n (p_{ном.i})^2}, \quad (2.10)$$

де  $n$  – кількість ЕП у даному випадку.

Коефіцієнт максимуму визначається за відповідними кривими або таблицями [27].

Визначення коефіцієнта максимуму  $K_M$  за аналітичним виразом, що рекомендується до використання для будь-яких значень  $n_e$  і  $K_{в.сз} = 0,15 \dots 0,8$ :

$$K_M = 1 + \frac{1,4}{\sqrt{(n_e - 1)^{1,1}}} \cdot \sqrt{\frac{1 - 1,2 \cdot K_{в.сз.}}{K_{в.сз.} - 0,01}}. \quad (2.11)$$

При  $K_{в.сз} < 0,15$  воно дає занижені значення  $K_M$ , але в припустимих межах (10%).

Для груп ЕП тривалого режиму роботи з практично постійним графіком навантаження ( $K_{в} \geq 0,6$  та коефіцієнті вмикання близьким до одиниці) коефіцієнт максимуму може бути прийнятий рівним  $K_M = 1$ , а розрахункове навантаження групи таких ЕП прирівнюється відповідно середньому за найбільш завантажену зміну:

$$P_M = P_{зм.i}; \quad (2.12)$$

$$Q_M = Q_{зм.i}. \quad (2.13)$$

Якщо у вузлі є групи із змінним і постійним графіками навантаження, то розрахункові навантаження вузла (активне і реактивне) визначаються алгебраїчним додаванням розрахункових навантажень ЕП з змінним графіком навантаження і відповідних середніх (вони ж розрахункові) навантажень за найбільш завантажену зміну ЕП із практично постійним графіком навантаження [25], тобто:

$$P_M = K_M \cdot \sum_{i=1}^n P_{зм.i} + \sum_{j=1}^m P_{зм.j}; \quad (2.14)$$

$$Q_m = 1.1 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{zm.i} + \sum_{j=1}^m Q_{zm.j} \quad \text{при } n_e \leq 10; \quad (2.15)$$

$$Q_m = \sum_{i=1}^n Q_{zm.i} + \sum_{j=1}^m Q_{zm.j} \quad \text{при } n_e > 10, \quad (2.16)$$

де  $m$  – число груп ЕП з умовно постійним графіком навантаження.

Повне розрахункове навантаження визначається за формулою

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2}. \quad (2.17)$$

Встановлено, що розрахункові навантаження, визначені даним методом, завищуються на 50–200 %. Є дані про завищення навантажень на 300–350 % і подвоєння похибки за останні 20 років.

*Метод розрахункових коефіцієнтів (статистичний модифікований метод).* Розрахунок навантажень потужних вузлів (цехів, ГЗП, РП та інші) доцільно виконувати за методом розрахункових коефіцієнтів, який для даних випадків надає найбільш достовірні результати. Модифікований статистичний метод придатний для визначення розрахункових електричних навантажень для різних структурних рівнів СЕП (об'єкт, трансформаторна підстанція, шинопровід, лінія, розподільна шафа, щиток тощо).

Алгоритм визначення розрахункових електричних навантажень методом розрахункових коефіцієнтів розроблено на підставі настановних технічних матеріалів РТМ 36.18.32.4-92 та знайшов своє відображення в ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 [31]. Розрахунок електричних навантажень за даним методом виконується за наступним алгоритмом:

1. Визначається груповий коефіцієнт використання

$$k_{\theta} = \frac{\sum_{i=1}^m (k_{\theta i} \cdot n_i \cdot p_{ni})}{\sum_{i=1}^m (n_i \cdot p_{ni})}, \quad (2.18)$$

де  $m$  - кількість груп струмоприймачів однакової номінальної потужності;  $n$  - кількість одиничних струмоприймачів у групі з однаковими номінальними параметрами.

2. Визначається зведена (ефективна) кількість струмоприймачів

$$N_e = \frac{\left( \sum_{i=1}^m n_i p_{ni} \right)^2}{\sum_{i=1}^m \left( n_i p_{ni}^2 \right)} \quad (2.19)$$

3. Визначається коефіцієнт розрахункової активної потужності

$$K_p = f(N_e, K_e): \quad (2.20)$$

- для кабелів і проводів напругою до 1000 В;
- для шин ТП і магістральних шинопроводів до 1 кВ.

Таблиця 3.1 – Постійні часу нагрівання елементів СЕП [31]

$T = 10$ хв	Для мережі напругою до 1 кВ, що живить розподільні шинопроводи, пункти, щити (значення $K_p$ для цих мереж можна прийняти з табл. 3.2)
$T = 30$ хв	Для мережі напругою понад 1 кВ, для кабелів напругою 6 кВ і вище, що живлять цехові ТП та РП (розрахункова потужність для цих елементів визначається для $K_p=1$ )
$T = 150$ хв	Для цехових трансформаторів і магістральних шинопроводів (значення $K_p$ можна прийняти з табл. 3.3)

Таблиця 3.2 – Значення коефіцієнтів  $K_p$  для кабелів і проводів напругою до 1000 В [31]

$N_e$	Груповий коефіцієнт використання $K_e$ (T=10 хв)								
	0.1	0.15	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
1	8.00	5.33	4.00	2.67	2.00	1.60	1.33	1.14	1.0
2	6.22	4.33	3.39	2.45	1.98	1.60	1.33	1.14	1.0
3	4.05	2.89	2.31	1.74	1.45	1.34	1.22	1.14	1.0
4	3.24	2.35	1.91	1.47	1.25	1.21	1.12	1.06	1.0
5	2.84	2.09	1.72	1.35	1.16	1.16	1.08	1.03	1.0
6	2.64	1.96	1.62	1.28	1.14	1.13	1.06	1.01	1.0
7	2.49	1.86	1.54	1.23	1.12	1.10	1.04	1.0	1.0
8	2.37	1.78	1.48	1.19	1.10	1.08	1.02	1.0	1.0
9	2.27	1.71	1.43	1.16	1.09	1.07	1.01	1.0	1.0
10	2.18	1.65	1.39	1.13	1.07	1.05	1.0	1.0	1.0
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
90	1.13	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
100	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

Таблиця 3.3 - Значення коефіцієнтів розрахункового навантаження  $K_p$  на шинях НН цехових ТП і для магістральних шинопроводів напругою до 1 кВ

$N$	Груповий коефіцієнт використання $K_e$ (T=150 хв)							
	0.1	0.15	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	$\geq 0.7$
1	8.0	5.33	4.0	2.67	2.00	1.60	1.33	1.14
2	5.01	3.44	2.69	1.9	1.52	1.24	1.11	1.0
3	2.94	2.17	1.8	1.42	1.23	1.14	1.08	1.0
4	2.28	1.73	1.46	1.19	1.06	1.04	1.0	0.97
5	1.31	1.12	1.02	1.0	0.98	0.96	0.94	0.93
(6.. 8)	1.2	1.0	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91
(9 .. 10)	1.1	0.97	0.91	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
(11..25)	0.8	0.8	0.8	0.85	0.85	0.85	0.9	0.9
(26.. 50)	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.8	0.85	0.85
Більше 50	0.65	0.65	0.65	0.7	0.7	0.75	0.8	0.8

#### 4. Визначається розрахункова активна потужність струмоприймачів

$$P_m = K_p P_{зм} = K_p \sum_{i=1}^m (k_{ei} n_i P_{ni}) \quad (2.21)$$

#### 5. Визначається розрахункова реактивна потужність:

а) для мереж напругою до 1кВ ( $T < 30$  хв)

$$Q_m = \begin{cases} 1,1 Q_{зм}, & \text{якщо } N_e \leq 10; \\ Q_{зм}, & \text{якщо } N_e > 10, \end{cases} \quad (2.22)$$

де  $Q_c = \sum_{i=1}^m (k_i n_i p_{ni} \operatorname{tg} \varphi_i)$  – середня реактивна потужність групи струмоприймачів;

б) для магістральних шинопроводів, цехових ТП, а також для визначення реактивної потужності для цеху, корпусу, підприємства в цілому ( $T = 150$  хв)

$$Q_m = K_p Q_c. \quad (2.23)$$

6. Визначається розрахункова повна потужність струмоприймачів

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (2.24)$$

За наявності в довідкових матеріалах інтервалів значень  $k_g$  під час розрахунку необхідно прийняти їх найбільші значення. Перелік навантаження, необхідний для початку розрахунку, визначають залежно від вхідного інформаційного потоку. Здебільшого джерелом таких даних є таблиця технологічних агрегатів (найпростіше джерело даних). Цю таблицю можна створити на підставі поданого іншими підрозділами переліку устаткування, чи одним з автоматизованих методів (наприклад, формування цього переліку з технологічної схеми та схем підсистем інженерного забезпечення об'єкта).

Значною перевагою даного методу є врахування постійних часу нагрівання елементів систем електропостачання при визначенні розрахункового навантаження мереж, причому для вибору трансформаторного обладнання, магістральних шинопроводів, головних розподільчих щитів постійна часу  $T$  становить 150 хв або 2,5 год, що дозволяє отримати значення розрахункового коефіцієнта  $K_p$  менше 1, а це в свою чергу понижує значення розрахункового максимуму і відповідно дозволяє зменшити номінальні параметри основного електрообладнання та капіталовкладення в СЕП. Обмежуючим фактором методу є його використання у більшості

випадків для проектування систем електропостачання промислових підприємств, а також лише одне значення постійної часу 2,5 год, яка є характерною для розподільних масляних трансформаторів, що унеможливорює універсального застосування методики для значень, відмінних від запропонованого.

*Розрахунок електричних навантажень в міських системах електропостачання 0,4-10 кВ (об'єкти цивільного призначення).* Розрахунок електричних навантажень виконується відповідно до нормативного документа ДБН В 2.5-23-2010 [32] за питомими показниками електричних навантажень типових струмоприймачів міських електричних мереж.

*Навантаження на шинах 0,4 кВ ТП.* Для розрахунків житлових будинків і споруд використовують такий показник як питома навантаження, який визначений для споживача конкретного типу в залежності від його характеристики.

Розрахункове активне навантаження  $P_p$  об'єкта при цьому визначається з виразу:

$$P_p = P_{nut} \cdot N, \quad (2.25)$$

де  $P_{nut}$  – питома навантаження, кВт/показник;

$N$  – кількісне значення характерного показника.

У якості характерних показників можуть виступати наступні: тип житла, кількість місць, площа, кількість працівників тощо.

Наприклад, розрахункове навантаження силових електроприймачів житлового будинку, приведене до вводу, лінії або шин напругою 0,4 кВ ТП,  $P_{сил}$  визначається за формулою [32]:

$$P_{сил} = \sum_1^n P_l K_{ноп.л} + \sum_{i=1}^m P_{сан} \cdot K_{ноп.сан} \quad (2.26)$$

де  $P_{л1}...P_{лn}$  – встановлена потужність електродвигуна кожного з ліфтів за паспортом, кВт;

$K_{ноп_з}$  – коефіцієнт попиту для будинків з ліфтами, що визначається за таблицею 3.5 [32] залежно від кількості ліфтових установок та кількості поверхів будинку;

$P_{сан1}... P_{санn}$  – встановлена потужність кожного електродвигуна сантехнічних установок за їх паспортами, кВт;

$K_{ноп_сан}$  – коефіцієнт попиту для електродвигунів сантехнічних установок, що визначається за таблицею 3.11 [32].

Розрахункове навантаження житлового будинку в цілому (від жител, силових електроприймачів та вбудованих чи прибудованих приміщень) за умови, коли найбільшою складовою є навантаження від жител,  $P_{буд.ж}$  визначають за формулою [32]:

$$P_{буд.ж} = P_{ж} + 0,9P_{сил} + \sum_{i=1}^n P_{сп} \cdot K_{уч} \quad (2.27)$$

де  $P_{ж}$  – розрахункове навантаження електроприймачів жител (квартир), кВт;

$P_{сил}$  – розрахункове навантаження силових електроприймачів житлового будинку, кВт;

$P_{сп1}...P_{спn}$  – розрахункові навантаження вбудованих чи прибудованих громадських приміщень, кВт, що живляться від електрощитової житлового будинку (визначаються за методикою, викладеною в підрозділі "Навантаження громадських будинків (приміщень) та споруд, адміністративних і побутових будинків (приміщень) промислових підприємств" [32]);

$K_{уч1}...K_{учn}$  – коефіцієнти участі в максимумі навантаження квартир і силових електроприймачів житлового будинку, навантажень вбудованих і прибудованих приміщень, що визначаються за таблицею 3.14 [32].

Розрахункове навантаження житлового будинку, коли найбільшою складовою є навантаження вбудованої чи прибудованої громадської установи, визначається згідно з 3.37 [32].

При проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30 %.

Недоліком методу є недостатнє врахування реального режиму роботи струмоприймачів (ГЕН) і вибір устаткування ТП (силових трансформаторів) за розрахунковим максимумом без урахування постійних часу нагрівання елементів.

*Метод технологічного графіка.* Суть методу полягає у побудові графіку електричних навантажень по графіку (режимним картам і т.п.) технологічного процесу установки і потужностям на кожній фазі процесу. Далі з ГЕН визначають усі потрібні величини, у тому числі максимальне навантаження  $P_{M(T)}$  за будь-який інтервал осереднення, рівний трьом постійним часу нагріву конкретного типу обладнання  $T = 3T_0$ .

Метод застосовується для установок й поточних виробництв з циклічним режимом роботи (такий режим умовно можна вважати справедливим і для ЕКПМ), а також прокатних станів, дугових електропечей, печей термообробки з періодичною циклічністю, зварювальних машин тощо.

Метод є найбільш точним, але трудомістким й тому застосовується в основному при проектування (за аналогами) або модернізації електропостачання унікальних установок й процесів.

Оцінюючи методи в цілому, необхідно зробити наступні висновки:

1. При розрахунку електричних навантажень використовується два підходи: емпіричний, реалізований в одних розглянутих методах, і статистичний в поєднанні з елементами моделювання – в інших.

2. Емпіричні, графоаналітичні та статистичні моделі, крім випадків використання достовірних, попередньо визначених з експерименту або

технологічного процесу, вихідних даних, не забезпечують отримання результатів з нормативною ( $\delta = \pm 10\%$ ) похибкою.

3. Статистичні моделі для визначення розрахункових електричних навантажень доцільно застосовувати в тих умовах, які послужили базою для їх розробки.

4. Основними причинами, що призводять до значних похибок у розрахунках електричних навантажень, слід вважати порушення області застосування розроблених моделей, низьку достовірність, а в ряді випадків і невизначеність вихідних даних, у тому числі внаслідок їх «старіння», відсутність врахування зв'язку параметрів моделей і розрахункових коефіцієнтів з організаційними експлуатаційними факторами, типовими характеристиками об'єктів.

Викладене вказує на те, що необхідні більш глибокі дослідження, щоб зрозуміти явище тотального завищення розрахункового максимуму в ЕКПМ, а також розробка, на основі цих знань, напрямків і заходів з вдосконалення методів їх розрахунку і механізму підвищення енергоефективності СЕП на різних етапах їх створення та функціонування.

### 2.3 Загальні аспекти вибору ліній електропередачі

При проектуванні та експлуатації електричних мереж, вони повинні максимально задовольняти технічним та економічним вимогам. Це досягається різними шляхами, серед яких найважливішими є раціональна побудова електричної мережі, максимальна уніфікація обладнання для забезпечення утримання мінімального складського резерву основного електротехнічного устаткування [33].

Стосовно розподільчих електричних мереж підприємств та міст, вибір параметрів основних елементів слід виконувати з урахуванням забезпечення економічності і надійності роботи мережі в нормальному та післяаварійному режимі. Важливим аспектом при цьому є обґрунтований вибір перерізів

провідників з максимальним урахуванням низки технічних й економічних факторів, а саме:

- вибір за економічною густиною струму ( $j_e$ );
- вибір (перевірка) за нагрівом струмом тривалого форсованого режиму;
- перевірка за термічною дією струмів КЗ;
- перевірка за втратами напруги у характерних режимах;
- перевірка за механічною міцністю (переважно для проводів ПЛ).

Вплив і врахування цих факторів при проектуванні повітряних і кабельних ліній на сьогодні не є аналогічними. Відповідно до ПУЕ (редакції до 2017 року) [34] вибір економічно доцільного перерізу рекомендовано було виконувати за так званою економічною густиною струму з подальшою перевіркою за нагрівом струмами форсованого і аварійного режимів. Для ПУЕ 2017 року [18], затвердженого Міненерговугілля України, вибір провідників виконується відразу за нагрівом, що в певних випадках може викликати протиріччя і надання обґрунтування все ж враховувати економічну щільність струму. Як вказується у статті [35], оскільки за останні десятиліття суттєво змінилася структура тарифів та вартісні показники кабельно-провідникової продукції, зазначені в ПУЕ-1986 [36] норми густин струму для КЛ не відповідали дійсності й не ввійшли до нової редакції ПУЕ. Проте, можна зазначити, що у відносних одиницях переважно всі показники, зокрема в електроенергетичній сфері, можна вважати умовно сталими по співвідношенню грошових одиниць до доллару США, тому показники  $j_e$  є справедливими і на сьогодні, якщо це дійсно не стосується специфічних об'єктів (наприклад ВДЕ, які отримують прибуток за «нетто» виробництво електроенергії з підвищеним гарантованим рівнем тарифу).

В країнах СНД та пострадянського простору скрізь продовжує використовуватися для вибору провідників в мережах вище 1 кВ економічна густина струму. В діючому ПУЕ вибору за економічною густиною струму підлягають неізолювані проводи 6-220 кВ (табл. 1.3.50), тому відмова від урахування  $j_e$  для КЛ викликає певні питання стосовно прийнятих рішень.

Проведені дослідження щодо потенціалу підвищення ефективності функціонування систем електропостачання з урахуванням певних рекомендацій попередніх редакцій ПУЕ 1986 (2006, 2007) дозволили отримати певні науково-практичні результати щодо забезпечення можливості уніфікації перерізів КЛ в унікальних умовах електротехнічних комплексів промислових підприємств та міст.

Слід розуміти, що вибір ліній за технічними та економічними умовами в результаті може давати різні значення перерізів.

Виконаємо аналіз аспектів вибору перерізів ЛЕП напругою вище 1 кВ за наступними умовами:

- а) нагріванням максимальним струмом у форсованому режиму;
- б) економічною густиною струму  $j_e$  для обґрунтування доцільності врахування показника в специфічних умовах експлуатації.

Вибраний переріз провідника перевіряється за умовами захисту від дії струмів коротких замикань та втратами напруги в елементах мережі:

При виборі ЛЕП за максимальним струмом післяаварійного режиму виконуються дії за наступним алгоритмом.

1. Визначення розрахункового значення струму навантаження на провідник у максимальному (післяаварійному) режимі.

2. За умовами та способом прокладки ЛЕП знаходяться певні поправочні коефіцієнти, які впливають на значення допустимого струму провідника  $k_1, k_2, k_3$  ( $k_1$  – поправка на значення температури оточуючого середовища;  $k_2$  – поправка на кількість прокладених поруч КЛ;  $k_3$  – поправка на максимальний рівень перевантаження в післяаварійному режимі, яка залежить від попереднього завантаження КЛ при визначеному способі прокладання). Для кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену можуть бути враховані додаткові коефіцієнти на спосіб прокладання, схему з'єднання екранів, глибину прокладання у землі та фактор навантаження.

3. За технічними інструкціями на конкретний тип ЛЕП або ПУЕ виконується вибір мінімального допустимого перерізу лінії та відповідного значення номінального, тривало допустимого струму.

4. Виконується розрахунок фактичного допустимого струму провідника, враховуючи визначений перелік поправочних коефіцієнтів та умови прокладання  $I'_{\text{доп}}$ :

$$I'_{\text{доп}} = \kappa_1 \kappa_2 \kappa_3 I_{\text{доп.табл}} \quad (2.28)$$

$$I_{\text{м}} \leq I'_{\text{доп}}$$

5. Перевірки за умовами термічної дії струмів короткого замикання, втратами напруги.

*Вибір провідників за економічними умовами.* При виборі ЛЕП за економічними умовами, окрім безпосередньо капітальних витрат, слід неодмінно враховувати і показники в процесі експлуатації об'єкту, такі як: амортизаційні відрахування, поточне обслуговування, ремонти, вартість втрат електричної енергії. Відомо, що загальний мінімум відповідних витрат буде спостерігатися за умови застосування економічно доцільного перерізу лінії  $F_{\text{ек}}$ , що розраховується за показником економічної густини струму ( $j_{\text{е}}$ ), яка, в свою чергу, залежить від матеріалу провідника, конструктивного виконання ЛЕП (КЛ або ПЛ), значення річного числа годин використання максимуму навантаження  $T_{\text{м}}$ .

За значенням розрахункового струму нормального режиму роботи лінії  $I_{\text{р.н}}$  та значенням  $j_{\text{е}}$  знаходять ефективний переріз  $F_{\text{ек}}$  за виразом:

$$F_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{р.н}}}{j_{\text{ек}}} \quad (2.29)$$

де  $I_{р.н}$  – значення струму навантаження, розрахованого для нормального режиму роботи, А;  $j_e$  – економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup> (табл. 1.3.36 в редакції ПУЕ 1986 року [36]).

В результаті розрахунку економічно доцільний переріз за (2.29), слід округлити до ближчого стандартного значення.

Таблиця 2.7 – Економічна густина струму [36]

Провідники	Економічна густина струму, А/мм <sup>2</sup> , при числі годин використання максимуму навантаження в год		
	більше 1000 до 3000	більше 3000 до 5000	більше 5000
Кабелі з паперовою і проводи з гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією з жилами:			
Мідними	3,0	2,5	2,0
Алюмінієвими	1,6	1,4	1,2
Кабелі з гумовою і пластмасовою ізоляцією з жилами:			
Мідними	3,5	3,1	2,7
Алюмінієвими	1,9	1,7	1,6

Для уникнення збільшення кількості ліній або ланцюгів допускається двократне перевищення нормованих значень, наведених у таблиці 1.3.36 [36] (табл. 2.7).

Недоліками існуючих методів вибору ліній електропередачі є також неврахування фактичного режиму навантаження споживачів (цей фактор враховано лише для кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену), специфіки конфігурації систем електропостачання споживачів, електромагнітної обстановки роботи ліній тощо.

Зміна режимів завантаження ліній електропередачі (збільшення або зменшення) диктує необхідність розробки раціонального підходу у виборі та рекомендації доцільного перерізу в конкретних умовах експлуатації елементів СЕП, що розглядаються з урахуванням параметрів взаємовпливу іншого електроустаткування електротехнічного комплексу (трансформатори, комутаційне обладнання).

## 2.4 Висновки по розділу

1. Раціональність вибору номінальних параметрів елементів ЕКПМ та техніко-економічні показники їх роботи суттєво залежать від точності методологічних підходів розрахунку електричних навантажень, що застосовуються при проектуванні СЕП. Методи коефіцієнта попиту та упорядкованих діаграм викликають завищення розрахункових значень електричних навантажень на 50–200 %, що є однією з вагомих причин існуючого стану проблеми стосовно суттєвого недовантаження силових трансформаторів, зокрема 35-150 кВ, які знаходяться в експлуатації. Основними причинами, що призводять до значних похибок у розрахунках електричних навантажень, слід вважати порушення області застосування розроблених методів, низьку достовірність і невизначеність вихідних даних, у тому числі внаслідок їх «старіння», відсутність врахування зв'язку параметрів моделей і розрахункових коефіцієнтів з організаційними експлуатаційними факторами, типовими характеристиками об'єктів.

2. Розрахунок електричних навантажень промислових підприємств за методом розрахункових коефіцієнтів згідно [31] частково враховує постійні часу нагрівання елементів для систем електропостачання при визначенні навантаження. Це дозволяє застосовувати в певних випадках понижувальні коефіцієнти до розрахункового максимуму та підвищити точність отриманих результатів. Проте, відсутня можливість врахування варіантів застосування обладнання з тепловими постійними часу, відмінними від наданих в рекомендаціях, що суттєво обмежує використання цього методу.

3. Для споживачів міст, представлених будівлями цивільного призначення, застосовується метод, який базується на питомих нормах навантаження типових об'єктів, проте основним його недоліком є неврахування реального режиму роботи струмоприймачів і вибір основного електрообладнання за розрахунковим максимумом без урахування постійних часу нагрівання елементів.

4. Недоліками існуючих методів вибору ЛЕП є неврахування параметрів фактичного режиму навантаження споживачів, специфіки конфігурації їх систем електропостачання та показників електромагнітної обстановки, що створюється на різних рівнях ієрархії ЕКПМ. Зміна режимів завантаження ліній електропередачі диктує необхідність розробки раціонального підходу щодо вибору доцільного перерізу з урахуванням параметрів взаємовпливу іншого електроустаткування електротехнічного комплексу.

5. Наведена аргументація вказує на необхідність проведення більш глибокого дослідження, щоб зрозуміти явище тотального завищення розрахункового максимуму навантажень в ЕКПМ та неефективного використання електрообладнання за номінальними параметрами, а також розробці на основі цих знань обґрунтованих заходів з удосконалення методів розрахунку і механізму підвищення ефективності систем електропостачання.

### 3 ЕЛЕКТРОМАГНІТНА СУМІСНІСТЬ В ЕКПМ 0,4-150 кВ

#### 3.1 Методика оцінки впливу якості електричної енергії на надійність роботи елементів

В теперішній час режими роботи окремих струмоприймачів та їх сукупностей, що характеризуються нелінійним й несиметричним навантаженням в системах електропосатчання, створюють унікальну електромагнітну обстановку та відповідний негативний вплив електромагнітних завад на основні елементи ЕКПМ, їх надійність та енергетичну ефективність режимів [37, 38].

Якість електричної енергії – це комплекс властивостей, які визначають її вплив на електроприймачі та можуть бути виражені значеннями конкретних показників. До основних ПЯЕЕ відносяться відхилення частоти, відхилення діючого значення напруги, викривлення форми синусоїдального сигналу, несиметрію сигналу у трифазній системі, наявність імпульсів високої частоти та інші. Електрообладнання мереж та підстанцій може впливати та реагувати на певні електромагнітні завади у разі перевищення ними визначених граничних значень. Так, наприклад, при відхиленні частоти напруги застосовуються системи автоматичного частотного розвантаження, при усталеному відхиленні рівня напруги – засоби регулювання ПБЗ та РПН силових трансформаторів, компенсацію реактивної потужності тощо [39-41].

На сьогодні, одним з перспективних шляхів розвитку енергосистеми України є її інтеграція з енергосистемою країн ЄС, де забезпеченню показників якості електричної енергії приділяється значна увага [42].

Однією з найважливіших проблем та задач на шляху інтеграції до енергосистеми країн ENTSO-E є підвищення показників надійності живлення споживачів. Надійність електропостачання – це здатність системи забезпечувати споживачів електроенергією в необхідному обсязі відповідно до спеціальних умов роботи енергосистеми. При цьому під надійністю

електропостачання необхідно розуміти не тільки неперервність в часі і кількісні показники відпущеної чи недовідпущеної енергії, але і якісні – такі як несиметрія чи несинусоїдальність, відхилення напруги в електричній мережі та інші [41, 42]. Значення цих параметрів не відразу стає причиною відмов, недовідпуску електроенергії або інших помітних процесів. Відхилення цих показників від нормативних рівнів тривалий час може залишатися непоміченим. Довготривале відхилення таких ПЯЕЕ, як несиметрія та несинусоїдальність, призводить до нерівномірного перегрівання провідників та прискореного старіння ізоляції, що, з одного боку, викликає надмірний знос обладнання та передчасний вихід його з ладу, а з іншого – складність прогнозування доступного залишкового ресурсу елементів СЕП після відновлення його працездатності. Зрештою, ці параметри безумовно впливають на надійність роботи системи електропостачання в цілому [43-46].

Однією з задач, яка постає при оцінці впливу електромагнітних завад, є встановлення характеристик зниження надійності електротехнічних комплексів підприємств та міст залежно від рівня несинусоїдальності напруги.

Аналіз напрацювань дослідників у цьому напрямку дозволив встановити наступне: в літературі [44, 46-51] виконується моделювання показників надійності силових трансформаторів, для дослідження впливу несинусоїдальності на надійність їх роботи; в матеріалах [52, 53] наведено опис розвитку індустріальних регіонів, обґрунтовано необхідність забезпечення відповідної якості електроенергії для промислових та побутових споживачів; у [45, 54-57] зазначаються основні шляхи досягнення значного рівня енергоефективності та енергозбереження; в [43, 58-59] розкрито поняття «економічний еквівалент реактивної потужності», наголошено на необхідності врахування впливу змін напруги в електричній мережі на зміну активних втрат від перетоків реактивної енергії; в [60] проведено моделювання електромагнітної сумісності на прикладі техніко-математичних моделей водовідливних установок. Відповідно до положень, наведених в матеріалах досліджень [61-65] серед 985 компаній у США припадає до 45,7

мільярдів доларів щорічних фінансових втрат через перерви в електропостачанні: 29,2 мільярда доларів пов'язані з виробничим сектором, основними послугами, 13,5 мільярдів доларів – організаціями з цифровими технологіями. Щорічні фінансові втрати цифрового сектора від незадовільної якості електропостачання в США становлять близько 6,7 мільярдів доларів.

Важливо проаналізувати та отримати закономірності зміни коефіцієнта надійності в допустимому діапазоні варіації ПЯЕЕ, а також встановити фактичні значення відповідних показників [66-70] для різних рівнів розподілу в ЕКПМ з метою врахування поправкових коефіцієнтів щодо впливу унікальної електромагнітної обстановки при проектуванні СЕП та виборі основних елементів. Враховуючи це, можна забезпечувати певний рівень надійності електропостачання споживачів з мінімальним електромагнітним збитком.

На етапі проектування ЕКПМ слід вирішити наступні типи задач на надійність.

1. Визначення оптимального рівня надійності передачі та розподілу електричної енергії що розраховується окремо для:

- магістральних мереж;
- ЕКПМ напругою 0,4-150 кВ.

2. Визначення оптимального рівня надійності схем електропостачання споживачів в ЕКПМ, наприклад, промислових підприємств, об'єктів соціальної та комунальної сфер, населення.

Для правильного вирішення таких задач дуже важливою є адекватна оцінка параметрів надійності основного обладнання в СЕП.

З точки зору теорії надійності, можна виділити чотири основні стани електротехнічного обладнання протягом періоду його експлуатації.

1. Робочий стан. Коли електрообладнання завантажене або працює в «гарячому» резерві.

2. «Холодний» резерв. Коли електрообладнання не завантажене і зазвичай відключене. Перед включенням ввімкненням електрообладнання знаходиться в режимі очікування і, як правило, не може бути несправним.

3. Плановий ремонт. Під час цього стану електрообладнання знаходиться в плановому ремонті або в режимі обслуговування і повністю відключене.

4. Аварійний стан. Коли електрообладнання через вихід з ладу не здатне виконувати задані функції (або його можливості обмежені). Відбувається ремонт обладнання або заміна новим. Процес ремонту або заміни займає певний час.

Надійність електроенергетичного комплексу описується за допомогою таких параметрів:

- параметр потоку відмов  $\lambda^{em}$ ;
- середній час відновлення  $\bar{\tau}^{em}$ ,
- можливість перебування в певному стані  $q$ ,
- коефіцієнт доступності  $k_g$ ,
- середня частота планових відключень  $\lambda^{sch}$ ,
- середня тривалість одного планового відключення  $\bar{\tau}^{sch}$ ,
- коефіцієнт технічного використання.

Для оцінки рівня надійності необхідно знайти функції розподілу цих параметрів.

Параметр потоку відмов – це щільність імовірності відмови відновленого елемента. У даний момент часу цей параметр залежить від довговічності експлуатації. З теорії надійності відомо, що розподіл Вейбула – це найпростіша функція розподілу зі змінним значенням параметра потоку відмови [71]. Функція параметра відмови від часу  $\lambda^{em}(t)$  може бути описана таким виразом:

$$\lambda^{em}(t) = \alpha \cdot \lambda_0^{em} t^{\alpha-1} \quad (3.1)$$

де  $\alpha$  - параметр форми розподілу;

$\lambda_0^{em}$  - параметр відмови потоку в початковий час.

Під час експлуатаційного періоду, близького до фізичного зносу, можна очікувати зростання частоти відмов досліджуваного елемента. Цього можна уникнути за рахунок збільшення частоти планових ремонтів та обслуговувань, але в цьому випадку зростатимуть експлуатаційні витрати.

Тривалість відновлення та тип пошкодження не можна передбачити до виходу з ладу певного елемента. Через це тривалість часу відновлення  $\tau^{em}$  - це випадкове значення з щільністю розподілу  $f(\tau^{em})$  та математичним очікуванням:

$$M[\tau^{em}] = \bar{\tau}^{em} = \frac{\int_0^{\tau_{\max}^{em}} \tau^{em} f(\tau^{em}) d\tau^{em}}{\int_0^{\tau_{\max}^{em}} f(\tau^{em}) d\tau^{em}} \quad (3.2)$$

де  $\tau_{\max}^{em}$  - максимальний час відновлення елемента.

Основним джерелом для адекватної оцінки надійності елементів енергосистеми є статистичні дані про аварійні умови та заплановані відключення цих елементів. Використовуючи математичні алгоритми обробки зібраних даних, можна визначити показники надійності на основі спостережень.

Основним завданням математичної обробки зібраних даних є пошук та доведення гіпотез про закони розподілу відмов, час відновлення блоків енергосистеми та пошук характеристик їх зміни в часі.

Відповідно до цього, весь процес збору та обробки статистичних даних можна розділити на такі етапи:

- збирання, систематизація даних та групування за впливом факторів;
- статистична оцінка основних показників надійності;

- обґрунтування математичних гіпотез, що описують закони розподілу.

Така методика статистичної обробки даних дозволяє знайти параметри, необхідні для оцінки надійності роботи системи електропостачання, з відносно високою точністю для практичних розрахунків.

Для проведення таких розрахунків статистичні дані повинні включати:

- загальну кількість досліджуваного обладнання певного типу;
- групування за роками початку та тривалості експлуатації;
- технічні параметри обладнання;
- тривалості відновлення обладнання, планові відключення на всьому періоді спостереження;
- коротку характеристику робочого середовища до моментів відмов;
- загальну кількість відмов обладнання та загальну тривалість простою, згруповані за роками спостереження;
- загальну заплановану кількість відключень та їх загальну тривалість.

Для встановлення закономірностей впливу ПЯЕЕ на параметри надійності, потрібно обчислити останні в нормальних умовах роботи СЕП.

Використовуючи принципову схему електропостачання ЕКПМ, обчислюємо показники надійності в 3 різних точках.

Побудуємо схему заміщення системи, що представлена на рисунку 3.1. Необхідна схема заміщення наведена на рисунку 3.2. Для спрощення обчислень виконуємо перетворення схеми за допомогою стандартних формул. У таблиці 3.1 представлені вхідні дані для схеми живлення. Для розрахунку показників надійності в будь-якій точці схеми, знаходимо наступні статистичні дані: середню частоту відмов, яка показує кількість відмов певного елемента упродовж року, та середній час відновлення, який відповідає тривалості проведення ремонтних робіт або заміни на еквівалентний для даного елемента.

Індекси надійності для певних точок схеми знаходяться послідовно. Для виконання першого спрощення схеми підсумовуємо всі елементи, з'єднані послідовно. Після виконання цих обчислень знаходимо показники надійності

в трьох досліджуваних точках схеми. При цьому потрібно зауважити, що всі результати базуються на статистичних даних і можуть відрізнятися від реальних. Для того, щоб оцінити вплив вищих гармонік на показники надійності енергосистеми, потрібно зробити припущення, що розрахунок виконується для системи з чистим синусоїдальним сигналом на будь-якому рівні.

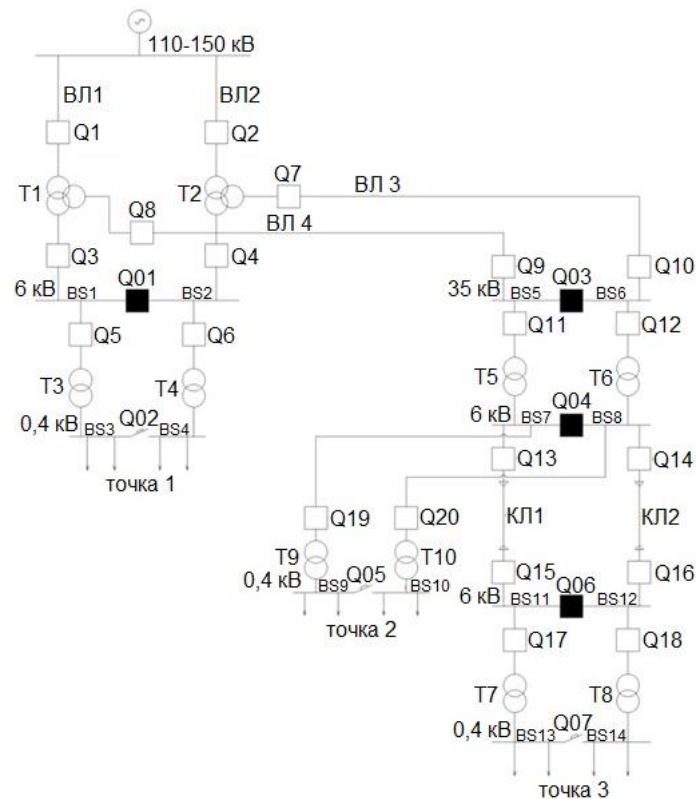


Рисунок 3.1 – Принципова схема системи електропостачання ЕКПМ

Наступним допущенням є те, що всі вищі гармоніки генеруються від сторони низької напруги СЕП 0,4 кВ і надходять через трансформатори 6(10)/0,4 кВ на сторону вищої напруги енергосистеми. Дослідження проводимо для гармонік № 3, 5, 7 і 11, оскільки ці гармоніки є найпоширенішими в енергетичних системах України і мають, як правило, найбільші значення.

### 3.2. Вплив на надійність роботи силових трансформаторів

Для оцінки впливу вищих гармонік на показники режимів роботи розподільних силових трансформаторів 6(10)/0,4 кВ та кабельних ліній 6-10 кВ виконаємо відповідне дослідження, оскільки відповідне обладнання знаходиться найближче до джерел електромагнітних завад. При цьому розглянуто три різні конфігурації схеми енергосистеми та максимальний/мінімальний режими.

Виконаємо приведення заданого коефіцієнта несинусоїдальності на стороні 0,4 кВ до вищої сторони та обчислимо його вплив на інші елементи ЕКПМ, а також знайдемо зниження надійності тих елементів, на які впливають вищі гармоніки.

Перш за все, побудуємо схему заміщення (рис. 3.2) системи електропостачання на основі схеми, представленої на рис. 3.1.

Крім того, для виконання розрахунків приймаємо наступні допущення:

- усі трансформатори двотрансформаторних підстанцій в ЕКПМ завантажені на 70% від номінальної потужності
- усі лінії завантажуються до максимально допустимого рівня навантаження відповідно до паспортних даних та з урахуванням умов прокладання.

Таблиця 3.1 - Вихідні дані для проведення розрахунків індексу надійності

№	Назва елемента	Середня частота відмов, $\omega$ (рік <sup>-1</sup> )	Середній час відновлення $\tau$ (годин)
1	Високовольтний вимикач 110 (150) кВ	0,02	20
2	Роз'єднувач 110 (150) кВ	0,01	10
3	3-обмотковий трансформатор 110 (150)/35/6 кВ	0,03	30
4	Високовольтний вимикач 6 кВ	0,022	11
5	Секційний вимикач 6 кВ	0,022	11
6	Трансформатор 6/0,4 кВ	0,05	8
7	Секційний вимикач 0,4 кВ	0,05	4



Визначивши імпеданс для всієї схеми СЕП, знаходимо коефіцієнт несинусоїдальності у точці КЗ шляхом його перерахунку на стороні 0,4 кВ через імпеданси елементів. Щоб зрозуміти, як вищі гармоніки впливають на надійність СЕП, всі розрахунки та аналітику проведено для 10 найпоширеніших типорозмірів розподільних трансформаторів: ТМ-40; ТМ-63; ТМ-100; ТМ-160; ТМ-250; ТМ-400; ТМ-630; ТМ-1000; ТМ-1600; ТМ-2500. Коефіцієнт несинусоїдальності на стороні 0,4 кВ змінюється в діапазоні від 1% до 12%, що є максимально дозволеним рівнем відповідно до стандартів.

Для отримання коефіцієнту несинусоїдальності на рівні 12%, деякі значення для окремих вищих гармонік повинні бути прийняті вище допустимого рівня. Наприклад, гранично допустимі межі, згідно ДСТУ [72] для 3-ї гармоніки – 5%, 5-ї – 6%, 7-ї – 5%, 11-ї – 3,5%. Очевидно, що для отримання загального значення коефіцієнта несинусоїдальності 12%, рівні вищих гармонік мають значно перевищувати зазначені межі.

Коефіцієнт несинусоїдальності у точці КЗ можна знайти шляхом перерахунку визначених даних у таблиці 3.1 за допомогою імпедансів елементів СЕП за допомогою формули 3.3.

$$K_{U3} = \frac{\left( \frac{X_{*S} \cdot X_{*T6(2)}}{X_{*S} + X_{*T6(2)}} \right)}{X_{*T6(1)} + \left( \frac{X_{*S} \cdot X_{*T6(2)}}{X_{*S} + X_{*T6(2)}} \right)} \cdot K_{U1}. \quad (3.3)$$

Вищенаведена формула дає значення коефіцієнта несинусоїдальності на стороні вищої напруги. Використовуючи цю формулу, можна отримати як загальне значення коефіцієнта несинусоїдальності на стороні вищої напруги, так і коефіцієнт несинусоїдальності окремих гармонік.

Після знаходження коефіцієнта несинусоїдальності на стороні вищої напруги можна обчислити додаткове нагрівання, викликане ВГС в СЕП.

Для визначення додаткового нагрівання, спричиненого ВГС, використовуються наступні дані:

- нормальна робоча температура елементів СЕП;
- номінальні втрати в системі електропостачання, викликані чистим синусоїдальним сигналом;
- додаткові втрати в системі електропостачання, викликані вищими гармоніками.

Нормальна температура роботи силового трансформатора становить близько 45°C. Номінальні втрати в трансформаторі знаходяться за довідниками або паспортними даними. Так, для трансформатора ТМ-40 втрати активної потужності становлять близько 1,28 кВт. Додаткові втрати від дії ВГС слід обчислювати для кожного випадку за виразом [47]:

$$\Delta P_n = \Delta P_{ном} \cdot \rho \cdot \sum_{n=2}^n \Lambda_n U_{nx}^2, \quad (3.4)$$

де  $\Delta P_{ном}$  - номінальні втрати, викликані чистим синусоїдальним сигналом;

$\rho$  - індекс втрат, який для трансформаторів обчислюється за співвідношенням:

$$\rho_T^{HH} = \frac{0,6}{U_{SC}^2},$$

де  $U_{SC}$  - напруга короткого замикання трансформатора;

$\Lambda_n$  - коефіцієнт гармонічних втрат, його значення залежать від номерів вищих

гармонік вищих гармонік,  $\Lambda_n = \frac{1}{n\sqrt{n}}$ ;

$U_{nx}$  - значення n-ї вищої гармонічної складової напруги.

Як відомо, додаткові втрати в СЕП можуть спричинити додаткове нагрівання елементів, що досить негативно впливає на відпрацювання ресурсу ізоляційної системи обладнання, оскільки його надійність може швидко знижуватися за рахунок пришвидшеного старіння ізоляції.

Знос ізоляції можна обчислити, використовуючи формулу (3.5):

$$\Delta T = 0,086 \cdot \Delta \tau + \left( \frac{0,086 \cdot \Delta \tau}{2} \right)^2 \quad (3.5)$$

де 0,086 – параметр Монтзінгера, який ґрунтується на закономірності, що кожні 8 градусів Цельсія перегріву ізоляції вище номінального значення її класу нагрівостійкості зменшують строк служби у 2 рази внаслідок впливу термічної деструкції [71];

$\Delta \tau$  – перегрів ізоляції, викликаний дією вищих гармонік.

Після знаходження значення перегріву ізоляції його правомірно перетворити на показник надійності, що наочно надає можливість продемонструвати вплив вищих гармонік на надійність СЕП. Значення індексу надійності можна знайти за допомогою наведеної нижче функції:

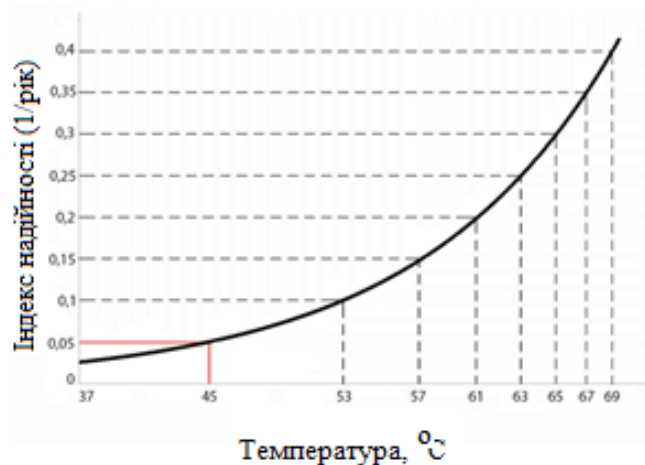


Рисунок 3.3 – Функція залежності показника надійності від температури трансформаторного обладнання

Фактично функція індексу надійності перетворена з функції Арреніуса. Вона показує термічну стійкість ізоляції залежно від її температури, використовуючи восьмиградусне правило. У функції, представлений на рисунку 3.3, строк служби ізоляції (вертикальна вісь) замінений показниками

надійності. Відповідно до статистичних даних, майже 80% випадків виходу з ладу трансформаторів відбувається через пробій ізоляції. Це спричиняється відсутністю даних про фактичний відпрацьований ресурс ізоляційної системи, а також дією неврахованих факторів, пов'язаних з електромагнітною обстановкою в точці підключення електрообладнання. Проте така функція показників надійності працює не для всіх видів обладнання, а лише для такого обладнання ЕКПМ як трансформатори, кабельні лінії, електроприводи.

На рисунках 3.2-3.6 наведено закономірності зменшення часу роботи трансформаторів від параметрів якості електричної енергії за рівнем гармонічних складових, а на рисунках 3.7-3.8 – закономірності зміни ймовірності відмов обладнання спричиненого рівнями вищих гармонік та відповідно – надійності роботи системи електропостачання.

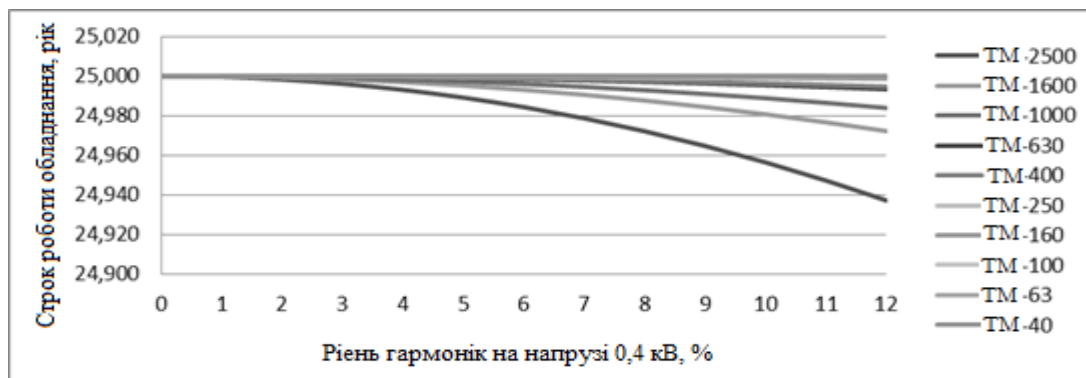


Рисунок 3.4 – Скорочення терміну роботи трансформаторів 6(10)/0,4 залежно від рівня гармонік. Варіант 1 - Точка 1.

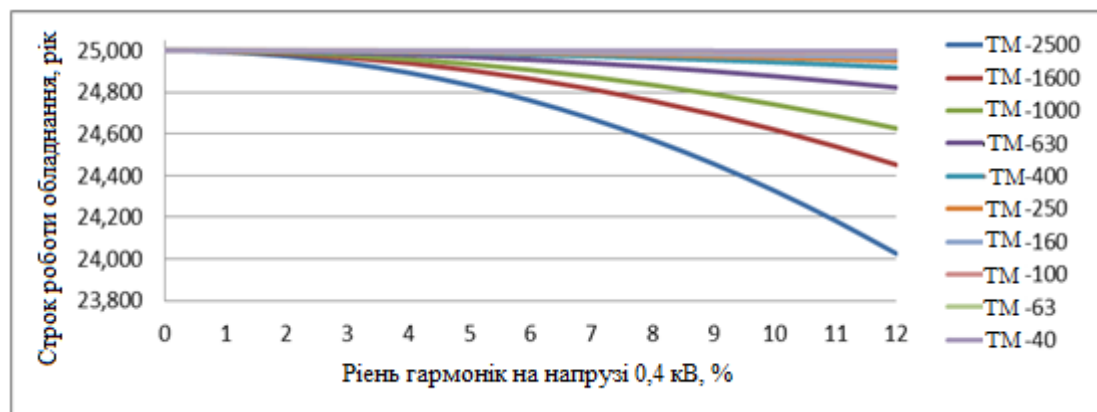


Рисунок 3.5 – Скорочення терміну служби трансформаторів 6(10)/0,4 залежно від рівня гармонік. Варіант 1 – Точка 2.

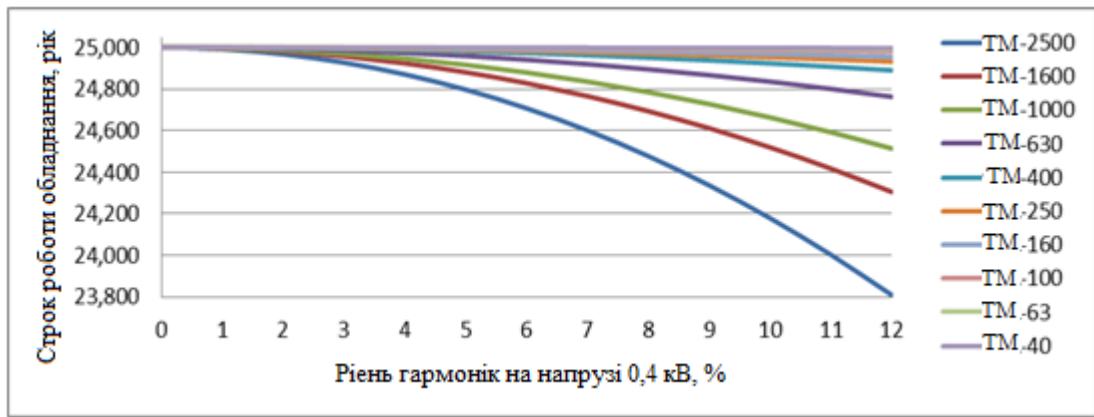


Рисунок 3.6 – Скорочення терміну служби трансформаторів 6/0,4 залежно від рівня гармонік. Варіант 1 – Точка 3.

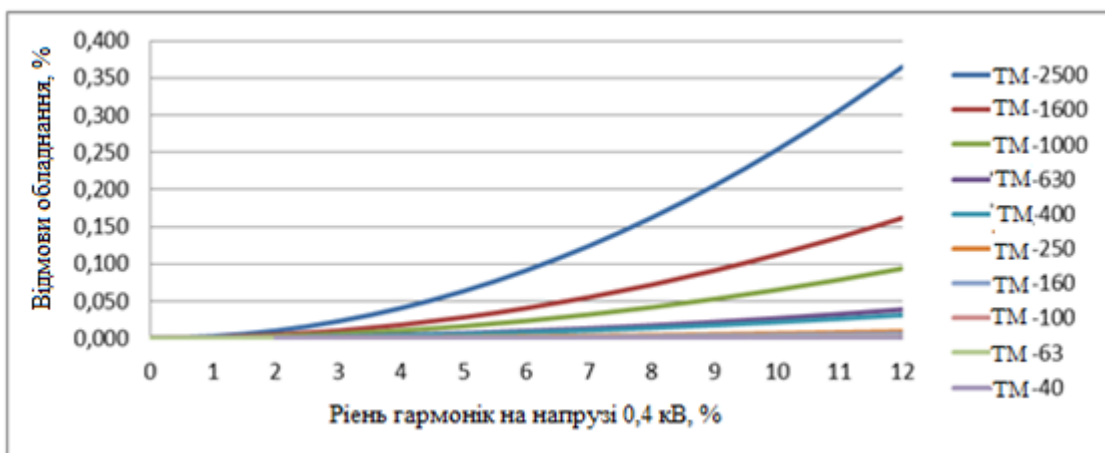


Рисунок 3.7 – Загальне зниження надійності живлення в точці 1 залежно від рівня гармонік. Варіант 1.

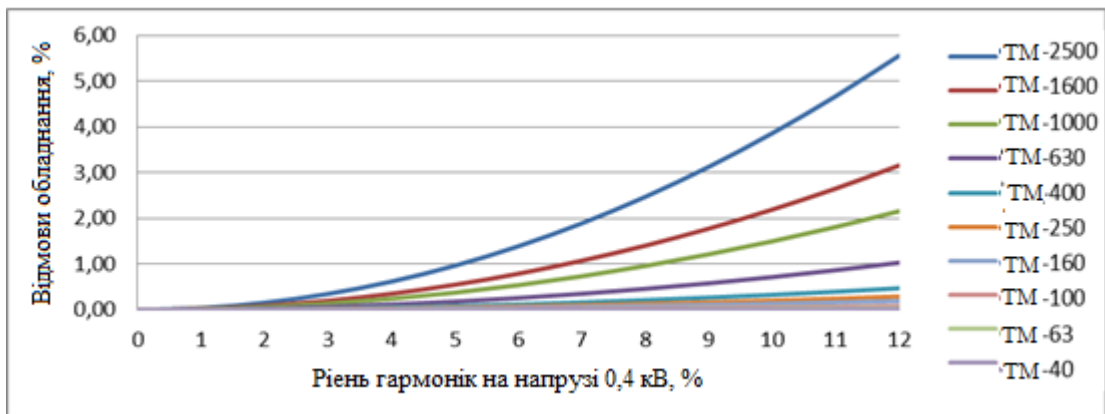


Рисунок 3.8 – Загальне зниження надійності живлення в точці 2 залежно від рівня гармонік. Варіант 1.

Для коефіцієнта несинусоїдальності, що дорівнює 12% на стороні низької напруги, зниження показника надійності трансформатора ТМ-2500 становить 6,76%. Це приблизно 1,2 року загального скорочення строку служби трансформатора, що варто враховувати при експлуатації.

Зниження показника надійності відрізняється від однієї розрахункової точки до іншої. Наприклад, для трансформатора ТМ-2500 зменшення загального показника надійності в точці 2 менше, ніж результати зниження показника надійності в точці 3, і відрізняються на 18%. Результати в точці 1 значно менші, ніж результати зниження показника надійності в точці 2, і в цьому випадку вони відрізняються на 93,5% [73].

### 3.3 Вплив на надійність кабельних ліній електропередачі

Вищі гармоніки мають значний вплив на скорочення терміну експлуатації кабельних ліній. Високий рівень вищих гармонік призводить до пришвидшеної термічної деструкції ізоляції кабельних ліній, що спричиняється за рахунок додаткового їх нагрівання.

Для розрахунку перегріву ізоляції кабельної лінії, викликаної ВГС, використовуємо теплову схему заміщення [74], зображену на рисунку 3.9.

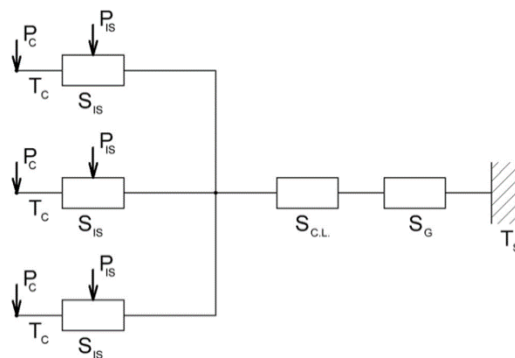


Рисунок 3.9 – Теплова схема заміщення трижильної кабельної лінії середньої напруги, прокладеної в землі

де  $T_c$  - температура провідників кабельної лінії;  $T_s$  - температура навколишнього середовища;  $P_c$  - втрати активної потужності в провідниках

кабельної лінії;  $P_{IS}$  - втрати активної потужності в ізоляції жил кабелю;  $S_{IS}$ ,  $S_{C.L.}$ ,  $S_G$  - термічні опори ізоляції кабелю, оболонки кабелю та землі.

Ізоляційні втрати потрібно враховувати лише для кабельних ліній з номінальною напругою 6 кВ і вище. Втратами в металевих оболонках кабельної лінії нехтуємо, оскільки вони становлять 1-2% від загальних активних втрат потужності в провідниках.

Додатковий нагрів кабельних ліній від ВГС можна розрахувати за формулою [8]:

$$\Delta\tau = \theta_{кл.р} \cdot \sum_{v=2}^n I_v^2 \cdot (0,187 + 0,532 \cdot \sqrt{v}) \quad (3.6)$$

де  $\theta_{кл.р}$  - перегрів кабельних ліній, викликаний втратами активної потужності;

$$\theta_{cv} = 3P_{с.ном} \cdot (S_{IS} + S_{C.L.} + S_G) = 3I_{ном}^2 \cdot R_c \cdot (S_{IS} + S_{C.L.} + S_G) \quad (3.7)$$

$P_{с.ном}$  – втрати активної потужності у провідниках для номінального режиму роботи або з номінальним значенням струму навантаження  $I_{ном}$ , Вт.

$$P_{с.ном} = I_{ном}^2 \cdot R_c \quad (3.8)$$

де  $I_{ном}$  – номінальний струм навантаження кабельної лінії, А;  $R_c$  – опір провідників для максимально дозволеної температури провідників  $T_{с.мах}$ , Ом / м.

$$R_c = R_{c(20)} [1 + \alpha_1 \cdot (T_{с.мах} - 20)] \quad (3.9)$$

де  $R_{c(20)}$  – опір провідників для 20 ° С, Ом;

$\alpha_1 = 0,004 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$  - коефіцієнт зміни теплового опору.

Таблиця 3.2 - Параметри трижильної кабельної лінії з ПВХ-ізоляцією перерізом 120 мм<sup>2</sup>

$I_{\max}$ , А	$\sigma_{IS}$ , °С·м/Вт	$\sigma_{CL}$ , °С·м/Вт	$\sigma_G$ , °С·м/Вт	$\rho_{c(20)}$ , Ом/км
242	3,5	5,25	1,2	0,25
$\Delta$ , м	$\Delta_1$ , м	$\Delta_{CL}$ , м	$D$ , м	$L$ , км
0,0034	0,0012	0,0024	0,0318	0,8

Для отримання значення перегріву кабельної лінії, необхідно виконати розрахунок за наведеним вище формульним алгоритмом, використовуючи дані з табл. 3.2. Для виконання розрахунку прийнято гранично допустиме значення тривалого струму для кабельної лінії. Значення вищих гармонік, що надходять зі сторони 0,4 кВ прийнято незмінними.

Після знаходження значення перегріву кабельної лінії, спричиненого вищими гармоніками, виконуємо перетворення цього значення в індекс надійності, використовуючи наведену вище методологію. Функція перетворення значення перегріву в індекс надійності представлена на рисунку 3.10.

Високовольтні кабельні лінії в розглянутій енергосистемі розміщені поблизу точки 3.

Встановимо наступні допущення:

- 1) усі вищі гармоніки генеруються зі сторони низької напруги 0,4 кВ, та проходять через трансформатор на сторону вищої напруги 6 кВ;
- 2) дослідження виконуємо для кабельної лінії АВВГ 3х120, а для співставності результатів її пропускну здатність вважаємо постійною під час усіх розрахунків.

Мінімальний режим роботи системи електропостачання означає суттєве зниження електроспоживання упродовж певного періоду. Так, електроспоживання зменшується в літній період, порівняно з зимовим, оскільки у зимовий період для забезпечення опалення обсяги електричної енергії зростають.

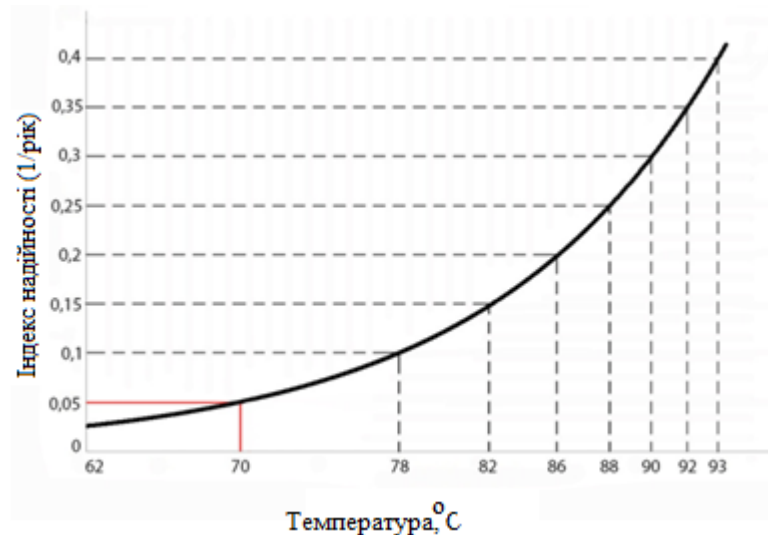


Рисунок 3.10 – Функціональна залежність індексу надійності від температури обладнання для ізоляції класу нагрівостійкості А

За середніми оцінками можна прийняти, що для мінімального режиму системи енергопотреба в три рази менша від максимальної. Таким чином, потужність короткого замикання на шинах високої напруги зменшується з 10000 МВА до 3000 МВА, всі трансформатори працюють із завантаженням у 25% від номінального, а кабельні лінії та високовольтні повітряні лінії завантажені на 30% їх загальної потужності. Є ще три варіанти конфігурацій системи електропостачання та три пункти дослідження, 12 значень несинусоїдального коефіцієнта на стороні низької напруги 0,4 кВ, який коливається від 1 до 12%, 10 типорозмірів масляних трансформаторів з номінальною потужністю від 40 кВА до 2500 кВА та 2 високовольтні кабельні лінії, які забезпечують живлення точки 3.

Оскільки загальний імпеданс живлячої системи зменшився через зміни конфігурації ЕКПМ, вплив вищих гармонік також зменшується. Для варіанту 2 показник надійності джерела живлення точки 3 збільшується до 5,98% у разі послідовного підключення кабельної лінії 1 та понижуючого трансформатора ТМ-2500 та сягає 8,12% для кабельної лінії 2.

Для варіанту 3 загальний опір системи електропостачання було також зменшено через зміну конфігурації ЕКПМ, тому вплив вищих гармонік також

знизився. Індекс надійності електропостачання в точці 3 збільшується до 5,68 % у разі послідовного підключення кабельної лінії 1 та понижуючого трансформатора ТМ-2500 та 7,73 % для кабельної лінії 2.

Таким чином, визначено кількісний та якісний вплив вищих гармонік на надійність системи електроживлення. Усі розрахунки базувались на двох видах основних елементів ЕКПМ, таких як трансформатори та кабельні лінії. Враховано два режими роботи енергосистеми - максимальний і мінімальний, і для кожного з них розглянуто 3 типи конфігурацій. Основна відмінність між варіантами конфігурацій - повний опір системи електропостачання.

З наведеної аналітики, моделювання режимів роботи ЕКПМ та результатів проведених розрахунків можна зробити висновки, що для несинусоїдального коефіцієнта рівного 12% на стороні низької напруги, що є максимально дозволеним значенням за ДСТУ, зниження показника надійності трансформатора ТМ-2500 становить 6,76%. Це приблизно 1,2 року загального скорочення часу експлуатації трансформатора та є важливим для врахування експлуатаційною організацією.

Окрім впливу імпедансу трансформаторів на проникнення вищих гармонік, більш значний вплив має загальний (еквівалентний) імпеданс системи електропостачання. Наприклад, для трансформатора ТМ-2500 зменшення загального показника надійності в точці 2 менше, ніж результати зниження показника надійності в точці 3 (див. рис. 3.1, 3.2), і відрізняються на 18%. Результати в точці 1 значно менші, ніж результати зниження показника надійності в точці 2, і в цьому випадку вони відрізняються на 93,5%. Це свідчить, що імпеданс системи електропостачання впливає на проникнення гармонік значно більше, ніж імпеданси трансформаторів. Зі зниженням імпедансу системи пропорційно знижується вплив вищих гармонік на режим роботи енергосистеми, що доведено шляхом розміщення одних і тих же типів знижувальних трансформаторів в різні точки енергосистеми. Оскільки точка 1 має найменший опір системи електропостачання, найгірші випадки зниження надійності знаходяться в діапазоні від 0,13% до 0,36%. Для точки 2 найгірші

випадки знаходяться в межах від 4,72% до 5,56%. Але найбільшого впливу вищих гармонік зазнає точка 3, в якій найгірші випадки зниження надійності електропостачання знаходяться в діапазоні від 52,44% до 57,44%.

Переважно, більш висока чутливість до впливу вищих гармонік пов'язана з опором обладнання. На знижувальний трансформатор ТМ-40 взагалі не впливають більш високі гармоніки, оскільки значення його імпедансу надзвичайно високе і блокує всі вищі гармоніки, що надходять на сторону високої напруги. Зовсім інша ситуація стосується понижуючого трансформатора ТМ-2500, який має порівняно невелике значення імпедансу. Так, у випадку ПГС 12% на стороні низької напруги, ПГС на стороні високої напруги зазвичай доходить до 2,77%. Таке значення ПГС дозволено на рівні напруги 6-10 кВ, але, оскільки розглянута система електропостачання максимально завантажена в першій частині, навіть таке значення може призвести до значного зниження надійності роботи елементів енергосистеми. При послідовному з'єднанні трансформатора ТМ-2500 та кабельної лінії вплив вищих гармонік зростає, а загальне зниження надійності такої системи становить 50,68% у разі коефіцієнта несинусоїдальності на стороні низької напруги рівного 12%. Тобто у перерахунку на термін служби обладнання кабельна лінія втрачає близько 10 років свого терміну експлуатації. Згідно отриманих результатів, зі збільшенням напруги для ПГС фінансові втрати стають все більшими.

### 3.4 Аналіз фактичної електромагнітної обстановки

Експериментальні дослідження фактичних даних режимів електроспоживання на чотирьох рівнях ієрархії (рис. 3.11) в ЕКПМ 0,4-150 кВ (окремі споживачі, їх сукупності, енергорайони) виконано в реальних умовах діючого ОСР з використанням реєстратора параметрів якості електричної енергії FLUKE-1738. Оцінка відповідності параметрів якості електричної енергії здійснюється у відповідності до ДСТУ EN 15160 [72].

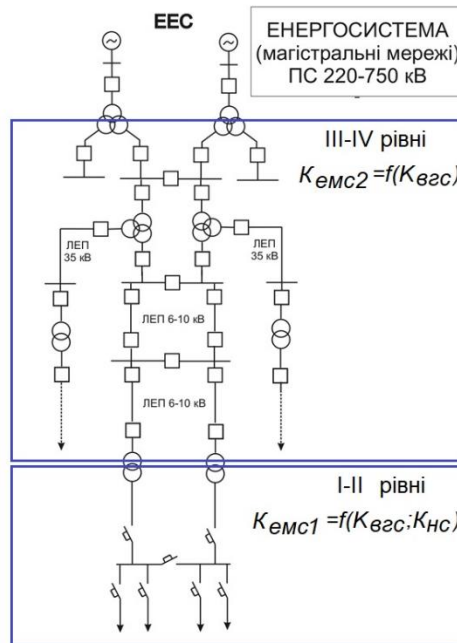


Рисунок 3.11 – Ієрархічні рівні розподілу електричної енергії

Основними споживачами електричної енергії на різних рівнях ЕКПМ, є багатоквартирні будинки, квартали багатоповерхової забудови, райони малоповерхової забудови з дрібними підприємствами та великі підприємства. Типові споживачі ЕКПМ які характеризуються однотипністю графіків електроспоживання. Для багатоквартирних будинків характерною особливістю є значна кількість дрібних споживачів, насичених сучасною побутовою технікою з перетворювачами. Оскільки потужності кожного приймача незрівнянно малі відносно потужності групи споживачів, яка представляє собою багатоквартирний будинок, то одиничний електроприлад з вбудованими перетворювачами виступає джерелом електромагнітних завад на мікрорівні. Дослідженню впливу мікроджерел ЕМЗ на параметри якості електричної енергії на рівні споживачів присвячено ряд робіт українських вчених, зокрема комплексний аналіз впливу різних мікроджерел виконано у [9]. Проведемо аналіз впливу значної кількості мікроджерел на утворення стійких у часі ЕМЗ на рівні приєднань окремих житлових буднків, районів з малоповерховою забудовою та їх об'єднань в єдину КТП, РП, ГЗП.



Рисунок 3.12 – Амплітуди вищих гармонік напруги для багатоквартирного житлового будинку з газовими плитами

Діаграма рівнів вищих гармонічних складових напруги (рис. 3.12) свідчить про наявність стійких непарних гармонік: 3, 5, 7, 9 тощо. Рівень цих ВГС відносно першої знижується зі зростанням порядкового номера гармоніки, при цьому усі рівні не перевищують гранично допустимі значення, встановлені ДСТУ EN 50160:2014 [72].



Рисунок 3.13 – Амплітуди вищих гармонік струму для багатоквартирного житлового будинку з газовими плитами

При цьому дещо інша ситуація спостерігається з гармонічними складовими струму (рис. 3.13): рівні гармонік струму є вищими, ніж напруги,

проте чинна нормативна документація не регламентує допустимі рівні струмових гармонік. За даними спектрального складу ВГС кривої струму можемо відзначити суттєве підвищення рівнів 3, 5, 7 гармонік струму порівняно зі значеннями цих же гармонічних складових за напругою.

Виконаємо аналогічний аналіз для багатоквартирного будинку з електроплитами. (рис. 3.14). Сучасні електроплити поділяються на працюючі за принципом активного нагрівання та індуктивного нагрівання. Відповідно, плити з індуктивним нагріванням можуть слугувати додатковим достатньо потужним, порівняно з іншими побутовими електроприймачами, джерелом ЕМЗ.



Рисунок 3.14 – Амплітуди вищих гармонік напруги для багатоквартирного житлового будинку з електроплитами

У будинку з електроплитами також виражені непарні гармоніки. Рівні 3, 5 та 9 гармонік, як найбільш виражених, знаходяться в межах допустимих значень, сумарний коефіцієнт спотворення гармонічними складовими для будинку з електроплитами за різними фазами змінюється в межах 3,3...4,4%, що також не перевищує граничні значення в 12%, визначене як максимально допустиме для мереж 0,4 кВ. По будинку з газовими плитами аналогічне значення сумарного впливу гармонічних складових змінюється в межах 2,6...3,6%. Таким чином, сумарний коефіцієнт викривлення напруги менший

для будинка з газовими плитами, що може пояснюватися значним впливом потужних індукційних плит. Наведемо аналіз і для вищих гармонік струму (рис. 3.15) для порівняння його з аналогічним графіком для багатоповерхової будівлі з газовими плитами (рис. 3.12).

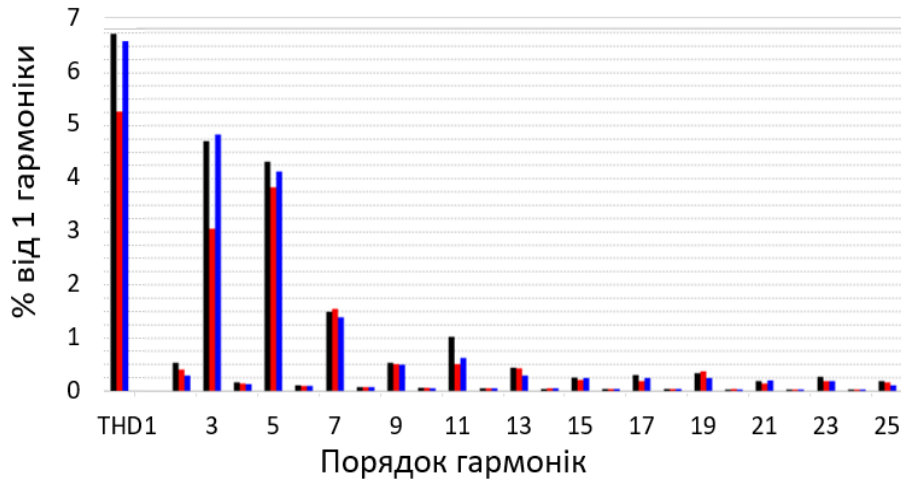


Рисунок 3.15 – Амплітуди вищих гармонік струму для багатоквартирного житлового будинку з електроплитами

Аналогічна закономірність чисельного перевищення рівня складових вищих гармонік струму над рівнями вищих гармонік напруги спостерігається і в багатоквартирному житловому будинку з електроплитами. При цьому амплітуди 3-ї гармоніки напруги і струму мають практично однакові значення. А амплітуда 5-ї та гармонік вищих порядків при аналізі струму більші, ніж при аналізі напруги, що в цілому призводить до перевищення середнього коефіцієнта впливу гармонічних складових при аналізі струму практично у 1,5 рази порівняно з коефіцієнтом впливу ВГС по нарузі.

Ще однією типовою групою споживачів, характерних для електротехнічних комплексів міст, є малоповерхова забудова та невеликі виробничі і невиробничі підприємства, які не мають власних підстанцій, відокремлених від побутового сектора. Графіки гармонійного складу кривих напруги та струму для такого типу приєднань наведено на рис. 3.16 та 3.17.



Рисунок 3.16 – Амплітуди вищих гармонік напруги для району з дрібними підприємствами та житловою малоповерховою забудовою

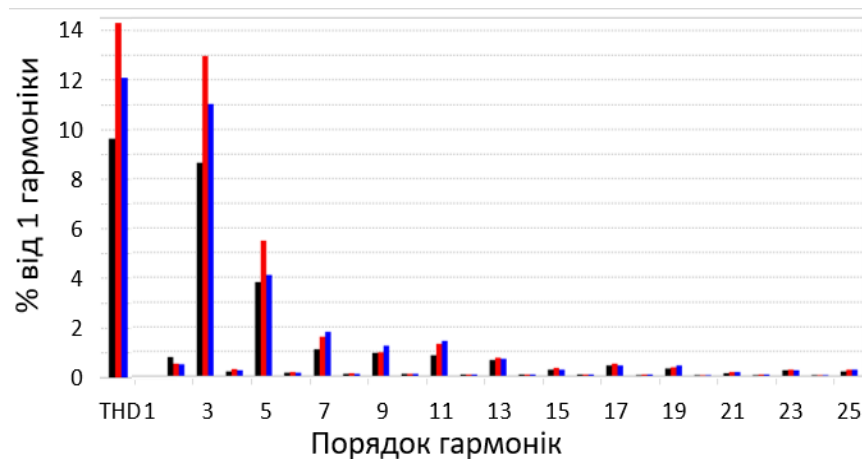


Рисунок 3.17 – Амплітуди вищих гармонік струму для району з дрібними підприємствами та житловою малоповерховою забудовою

Гармонійні складові за напругою, як і в попередніх випадках, не перевищують граничних значень згідно ДСТУ, найбільш вираженою є 3-тя гармоніка. Варто звернути увагу на рівні вищих гармонік струму в цій групі споживачів. Так, максимальне значення амплітуди 3-ї гармоніки струму досягає 13% відносно гармоніки базової частоти, для 5-ї гармоніки – 5,5%, сумарний коефіцієнт впливу гармонічних складових перевищує 14%. Такий рівень викривлення синусоїдального сигналу призводить до збільшення втрат електричної енергії в провідниках, старіння ізоляції, хоча оцінка значень

гармонічних складових струму не регламентується діючою нормативною документацією і потребує додаткового дослідження.

*Аналіз ПЯЕ в мережах 6-10 кВ ЕКПМ.* Наступний рівень ієрархії ЕКПМ утворюють мережі 6-10 кВ. ТП з рівнем напруги 6(10)/0,4 кВ характеризуються безпосередньою близькістю до переважно однофазних приймачів побутових споживачів. При цьому поєднання різнорідних навантажень відбувається в основному на стороні нижчої напруги 0,4 кВ, а понижувальний трансформатор 6(10)/0,4 кВ виступає своєрідним «фільтром» вищих гармонік. Рівні гармонічних складових на стороні вищої напруги 6 кВ (рис. 3.18) суттєво нижчі, порівняно зі значеннями для сторони 0,4 кВ.

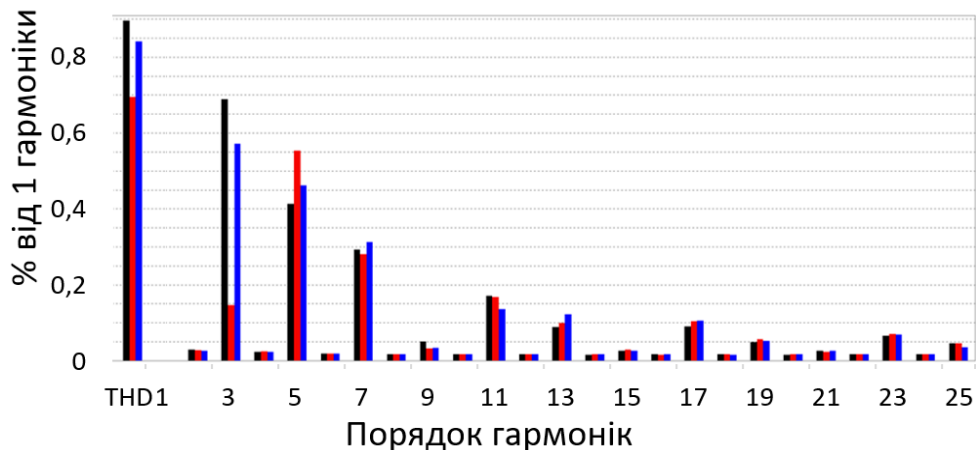


Рисунок 3.18 – Амплітуди вищих гармонік напруги району міста з побутовими та дрібними промисловими споживачами

Так, максимальні рівні для третьої гармоніки на стороні 0,4 кВ становлять 3,3...4,6% для приєднань споживачів різних типів. Рівень амплітуди 3-ї гармоніки напруги для сторони 6 кВ змінюється в межах 0,15...0,7%, тобто спостерігаємо істотне зниження рівнів вищих гармонік при переході на наступний ієрархічний рівень системи електропостачання. Сумарний коефіцієнт впливу ВГС на форму кривої напруги для першого ієрархічного рівня 0,4 кВ змінюється в межах 2,6...4,6%, у той час як для другого ієрархічного рівня – в межах 0,7...0,9%. Таким чином, можемо дійти висновку

та підтвердити виконані раніше аналітичні дослідження, що вплив вищих гармонічних складових знижується при переході на вищий ієрархічний рівень ЕКПМ.

### 3.5 Висновки по розділу

1. За результатами проведених аналітичних досліджень, моделювання та розрахунків впливу електромагнітної обстановки на надійність роботи ЕКПМ, можна зробити висновок, що для граничного значення коефіцієнта несинусоїдальності, зниження показника надійності максимального типорозміру розподільного трансформатора становить 6,76%. Це близько 1,2 року загального скорочення строку служби трансформатора та є важливим для врахування експлуатаційною організацією. Встановлено, що граничні значення вищих гармонік на 1-2 рівнях ієрархії системи електропостачання викликають скорочення терміну експлуатації кабельних ліній до 30 % від регламентованого, що є суттєвим показником, який слід неодмінно враховувати шляхом оцінки фактичних даних електромагнітної обстановки в конкретних умовах експлуатації.

2. Електрична віддаленість від джерела живлення, яка характеризується повним імпедансом схеми електропостачання ЕКПМ, суттєво впливає на рівень вищих гармонік на кожному рівні ієрархії системи розподілу. Значення показників електромагнітної сумісності змінюються обернено пропорційно сумарним імпедансам схеми: збільшення повного еквівалентного опору сприяє зниженню значень коефіцієнтів несинусоїдальності, що додатково підкреслює важливість запропонованих заходів відносно підвищення енергетичної ефективності роботи електрообладнання ЕКПМ, оскільки переважно це дозволяє обґрунтувати зниження номінальних параметрів мінімум на 1 типорозмір, і, відповідно, підвищити імпеданс системи пропорційно відношенню опорів існуючого та рекомендованого до встановлення обладнання. Це дозволяє зменшити вплив електромагнітних

завад на найбільш капіталоемне устаткування верхніх рівнів ієрархії в системі розподілу електричної енергії.

3. Моделювання режимів роботи ЕКПМ за впливом електромагнітної обстановки на надійність роботи електрообладнання дозволило встановити, що найгірші значення зниження надійності знаходяться в діапазоні від 0,13% до 0,36% для 4 ієрархічного рівня, для 3-го – в межах від 4,72% до 5,56%, а найбільш незадовільні показники зниження надійності електропостачання знаходяться в діапазоні від 52,44% до 57,44% на 1-2 рівнях розподілу електричної енергії.

4. Проведені експериментальні дослідження фактичних показників якості електричної енергії для типових споживачів та їх сукупностей на всіх рівнях ієрархії в ЕКПМ 0,4-150 кВ дозволили встановити фактичні рівні електромагнітних завад в унікальних умовах, які є значно нижчими від граничних, проте мають кумулятивний ефект у прискореному відпрацюванні ресурсу ізоляційних систем обладнання та створюють додатковий електромагнітний збиток у вигляді втрат електроенергії та зниження строку експлуатації обладнання.

## РОЗДІЛ 4

### УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДОЛОГІЧНИХ ПІДХОДІВ ЩОДО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТА ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

#### 4.1 Оцінка фактичного відпрацювання ресурсу силових трансформаторів

Для підтвердження неефективного відпрацювання регламентованого строку експлуатації та використання номінальної потужності, виконаємо розрахунки щодо оцінки фактичного температурного режиму та зносу ізоляції їх обмоток, оскільки термін служби головної ізоляції є основним індикатором відпрацьованого ресурсу трансформатора в цілому [10, 75-77]. Для цього скористаємося методикою, представленою в ДСТУ 3463-96. Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів [12] та алгоритмом, наведеним у [13].

Всі силові трансформатори, встановлені на підстанціях в ЕКПМ 6-150 кВ, за номінальною потужністю відносяться до розподільних і середньої потужності з системами охолодженням типу ON, OD, OF.

У якості прикладу виконаємо розрахунок зносу ізоляції обмоток для трансформаторів, встановлених на типовій підстанції 35 кВ.

За даними фактичних коефіцієнтів завантаження  $K_i$  трансформаторів (табл. 4.1, 6 стовпець) виконаємо розрахунок температури найбільш нагрітої точки обмотки і визначимо знос ізоляції.

З таблиці 2 [12] приймаємо такі вихідні дані:

- система охолодження трансформатора: ONAN;
- теплова постійна часу  $\tau = 3$  год;
- відношення втрат потужності в обмотках і сталі магнітопроводу при номінальному навантаженні:

$$b = P_m / P_c = 5;$$

- перевищення температури масла над температурою ННТ обмотки при номінальному навантаженні –  $\theta_{M_n} = 55^\circ C$ ;
- перевищення температури обмотки в найбільш нагрітій точці над температурою масла в верхніх шарах при номінальному навантаженні  $\Delta\theta_{об(н)} = 23^\circ C$ .
- $n = 1,6$  – коефіцієнт пропорційності перевищення температури обмотки над температурою масла (на виході з обмотки);
- $m = 0,8$  – коефіцієнт пропорційності перевищення температури масла (на виході з обмотки) над температурою охолоджуючого середовища.

Еквівалентна температура охолоджуючого середовища (табл. G1, [12]):  
 зима  $-2,1^\circ C$ ; літо  $+21,8^\circ C$ , середньорічна  $+14,2^\circ C$ .

Наведемо приклад розрахунку температури ННТ для 1Т 10000 кВА діючої ПС 35 кВ для зимового періоду у порядку, наведеному у [13].

а) виконується число розрахунків  $i$ , що відповідає кількості ступенів добового (або іншого) графіка зміни навантаження трансформатора:

- для даного випадку кількість ступенів дорівнює 24, відповідно число розрахунків  $i = 0 \dots 24$ ,  $i$  - порядковий номер ступеня;

б) визначається тривалість кожного ступеня  $\Delta t_i$  за часом у відповідності до порядкового номера, і шляхом підсумовування даної тривалості з інтервалом часу від початку відліку отримуємо інтервал часу  $t_i$  для конкретного ступеня.

- початком відліку приймаємо початок доби – 00:00, що відповідає порядковому номеру  $i = 0$  та  $t_0 = 0$ .

Далі для  $i = 0 \dots 24$  знаходяться інші значення  $t_i$  підсумовуванням з попереднім значенням, тобто  $t_i = t_{i-1} + \Delta t$ , де  $\Delta t$  – тривалість ступеня за часом, рівна інтервалу осереднення навантаження

$$t_1 = t_0 + \Delta t_1 = 0 + 1 = 1 \text{ ГОД};$$

$$t_2 = t_1 + \Delta t = 1 + 1 = 2 \text{ ГОД};$$

...

$$t_{24} = t_{23} + \Delta t = 23 + 1 = 24 \text{ ГОД}$$

в) визначається відношення кожного інтервалу часу  $t_i$  від початку відліку до постійної часу теплового процесу  $\tau$ , тобто  $t_i/\tau$ :

$$t_1/\tau = 1/3 = 0,33;$$

$$t_2/\tau = 2/3 = 0,67;$$

...

$$t_{24}/\tau = 24/3 = 8.$$

г) визначаються експоненціальні коефіцієнти для кожного ступеня зміни навантаження:

$$A_i = e^{t_i/\tau}$$

$$A_1 = e^{t_1/\tau} = e^{0,33} = 1,4;$$

$$A_2 = e^{t_2/\tau} = e^{0,66} = 1,9;$$

...

$$A_{24} = e^{t_{24}/\tau} = e^8 = 2981;$$

д) перевищення температури масла над температурою навколишнього середовища (повітря) в усталеному режимі визначається наступним чином:

$$\theta_{M_{iy}} = \theta_{M_n} \left( \frac{1 + bK_{3.i}^2}{1 + b} \right)^m, \quad (4.1)$$

де  $K_{3.i}$   $K_{3.i} = \frac{S_i}{S_{ном.т}}$  — коефіцієнт завантаження трансформатора.

$$\theta_{M_{1y}} = \theta_{M_H} \left( \frac{1 + bK_{3.1}^2}{1 + b} \right)^m = 53 \cdot \left( \frac{1 + 5 \cdot 0,22^2}{1 + 5} \right)^{0,8} = 13,1^\circ\text{C};$$

$$\theta_{M_{2y}} = \theta_{M_H} \left( \frac{1 + bK_{3.2}^2}{1 + b} \right)^m = 53 \cdot \left( \frac{1 + 5 \cdot 0,21^2}{1 + 5} \right)^{0,8} = 15,6^\circ\text{C};$$

...

$$\theta_{M_{24y}} = \theta_{M_H} \left( \frac{1 + bK_{3.24}^2}{1 + b} \right)^m = 53 \cdot \left( \frac{1 + 5 \cdot 0,24^2}{1 + 5} \right)^{0,8} = 18,3^\circ\text{C};$$

е) початкове перевищення температури масла (за умови повторюваності добового графіка) визначається:

$$\theta_0 = \frac{1}{A_n - 1} \sum_{i=1}^n \theta_{M_{iy}} (A_i - A_{i-1}) = \frac{1}{A_{24} - 1} \sum_{i=1}^{24} \theta_{M_{iy}} (A_i - A_{i-1}) = \frac{1}{2981 - 1} \cdot 30260,3 = 20,2^\circ\text{C}.$$

ж) перевищення температури масла над температурою повітря в кінці кожного ступеня з порядковим номером  $i$  визначається з виразу:

$$\theta'_{M_x} = \frac{1}{A_x} \left( \theta_0 + \sum_{i=1}^x \theta_{M_{iy}} (A_i - A_{i-1}) \right). \quad (4.2)$$

$$\theta'_{M_1} = \frac{1}{A_1} (\theta_0 + \theta_{M_{1y}} (A_1 - A_0)) = \frac{1}{1,4} (20,2 + 13,1 \cdot (1,4 - 1)) = 18,2^\circ\text{C};$$

$$\theta'_{M_2} = \frac{1}{A_2} \left( \theta_0 + \sum_{i=1}^2 \theta_{M_{iy}} (A_i - A_{i-1}) \right) = \frac{1}{1,9} (18,5 + 13,8) = 17,5^\circ\text{C};$$

...

$$\theta'_{M_{24}} = \frac{1}{A_2} \left( \theta_0 + \sum_{i=1}^{24} \theta_{M_{iy}} (A_i - A_{i-1}) \right) = \frac{1}{2981} (18,5 + 60260) = 20,2^\circ\text{C}.$$

з) перевищення температури обмотки над температурою масла пропорційно втраті потужності в обмотках в степені  $n$ :

$$\Delta\theta_{обі} = \Delta\theta_{об(н)} K_{зі}^n, \quad (4.3)$$

$$\Delta\theta_{об1} = \Delta\theta_{об(н)} K_{з1}^{1,6} = 23 \cdot 0,22^{1,6} = 2,0^\circ\text{C};$$

$$\Delta\theta_{об2} = \Delta\theta_{об(н)} K_{з2}^{1,6} = 23 \cdot 0,21^{1,6} = 1,9^\circ\text{C};$$

...

$$\Delta\theta_{об24} = \Delta\theta_{об(н)} K_{з24}^{1,6} = 23 \cdot 0,24^{1,6} = 3,7^\circ\text{C}.$$

и) перевищення температури обмотки в найбільш нагрітій точці над температурою охолоджуючого середовища при відносному завантаженні  $K_{зі}$  дорівнює:

$$\theta_{обі} = \theta'_{м_x} + \Delta\theta_{обі}. \quad (4.4)$$

$$\theta_{об1} = \theta'_{м_1} + \Delta\theta_{об1} = 18,2 + 2 = 20,2^\circ\text{C};$$

$$\theta_{об2} = \theta'_{м_2} + \Delta\theta_{об2} = 17,2 + 1,9 = 19,1^\circ\text{C};$$

...

$$\theta_{об24} = \theta'_{м_{24}} + \Delta\theta_{об24} = 20,5 + 3,7 = 24,2^\circ\text{C}.$$

к) температура ННТ обмотки в процесі роботи трансформатора визначається як сума перевищення температури найбільш нагрітої точки обмотки над температурою охолоджуючого середовища і температури оточуючого повітря:

$$\mathcal{G}_{обі} = \theta_{обі} + \mathcal{G}_{возд}. \quad (4.5)$$

$$\mathcal{G}_{об1} = \theta_{об1} + \mathcal{G}_{нов} = 20,2 + 21,8 = 42^\circ\text{C};$$

$$\mathcal{G}_{об2} = \theta_{об2} + \mathcal{G}_{нов} = 19,1 + 21,8 = 40,9^\circ\text{C};$$

...

$$\mathcal{G}_{об24} = \theta_{об24} + \mathcal{G}_{нов} = 24,2 + 21,8 = 46^\circ\text{C}.$$

л) визначення відносного зносу ізоляції обмоток трансформатора за температурним режимом його роботи:

$$L_i = 2^{(g_i - g_n)/\Delta}, \quad (4.6)$$

де  $\Delta$  - постійна, рівна для ізоляції класу нагрівостійкості «А»  $6^\circ\text{C}$ ;

$g_n = 98^\circ\text{C}$  - температура найбільш нагрітої точки обмотки в номінальному режимі. При температурі найбільш нагрітої точки обмотки  $+98^\circ\text{C}$  відносний знос дорівнює одиниці, тобто номінальному зносу.

$$\begin{aligned} L_1 &= 2^{(g_{об1} - g_n)/\Delta} = 2^{(42 - 98)/6} = 0,0017; \\ L_2 &= 2^{(g_{об2} - g_n)/\Delta} = 2^{(40,9 - 98)/6} = 0,015; \\ &\dots \\ L_{24} &= 2^{(g_{об24} - g_n)/\Delta} = 2^{(46 - 98)/6} = 0,024. \end{aligned}$$

Добуток відносного зносу на час дає величину зносу у відпрацьованих годинах або добах:

$$H = \sum_{i=1}^n L_i t_i. \quad (4.7)$$

$$H' = \sum_{i=1}^{24} L_i \Delta t = (0,0017 + 0,0015 + \dots + 0,0024) \cdot 1 = 0,051 \text{ год};$$

$$H' = H / 24 = 0,0021 \text{ діб.}$$

Розрахунок для зимового періоду проводиться аналогічно з урахуванням еквівалентної температури навколишнього середовища. Результати представляємо у вигляді таблиці (для встановлених трансформаторів потужністю 10000 кВА діючої підстанції ПС 35/10 РЕМ) і графіків, після чого виконаємо аналіз отриманих результатів.

Таблиця 4.1 - Розрахунок зносу ізоляції трансформатора 1Т-10000 кВА ПС  
35/10 кВ

РОЗРАХУНОК ТЕМПЕРАТУРИ МАСЛА І ОБМОТКИ ТРАНСФОРМАТОРА													
$i$	$t_i$	$t_i/\tau$	$A_i$	$A_i-A_{i-1}$	$K_i$	$\theta_{Miy}$	$\theta_{Miy}(A_i-A_{i-1})$	$\Sigma\theta_{Miy}(A_i-A_{i-1})$	$\theta'_{Mx}$	$\Delta\theta_{o6i}$	$\theta'_{Mx}+\Delta\theta_{o6i}$	$v_{o6i}$	$L_i$
1	2	3,0	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
0	0	0,0	1,0	-	0,22	-	-	-	-	-	-	-	-
1	1	0,33	1,4	0,40	0,22	15,6	6,2	6,2	18,9	2,0	21,0	42,8	0,0017
2	2	0,67	1,9	0,55	0,21	15,6	8,6	14,8	18,0	2,0	20,0	41,8	0,0015
3	3	1,00	2,7	0,77	0,2	15,4	11,9	26,6	17,2	1,9	19,1	40,9	0,0014
4	4	1,33	3,8	1,08	0,22	15,2	16,3	43,0	16,7	1,8	18,4	40,2	0,0013
5	5	1,67	5,3	1,50	0,24	15,6	23,4	66,4	16,4	2,0	18,4	40,2	0,0013
6	6	2,00	7,4	2,09	0,27	16,1	33,6	100,0	16,3	2,3	18,6	40,4	0,0013
7	7	2,33	10,3	2,92	0,3	16,8	49,2	149,2	16,4	2,8	19,3	41,1	0,0014
8	8	2,67	14,4	4,08	0,33	17,7	72,0	221,2	16,8	3,4	20,1	41,9	0,0015
9	9	3,00	20,1	5,69	0,35	18,6	105,7	327,0	17,3	3,9	21,2	43,0	0,0017
10	10	3,33	28,0	7,95	0,37	19,2	152,8	479,7	17,8	4,3	22,1	43,9	0,0019
11	11	3,67	39,1	11,09	0,39	19,9	220,8	700,5	18,4	4,7	23,1	44,9	0,0022
12	12	4,00	54,6	15,48	0,41	20,6	319,2	1019,7	19,0	5,1	24,1	45,9	0,0024
13	13	4,33	76,2	21,60	0,4	21,4	461,6	1481,2	19,7	5,5	25,2	47,0	0,0028
14	14	4,67	106,3	30,14	0,38	21,0	632,8	2114,0	20,1	5,3	25,4	47,2	0,0028
15	15	5,00	148,4	42,07	0,36	20,3	852,4	2966,5	20,1	4,9	25,0	46,8	0,0027
16	16	5,33	207,1	58,71	0,34	19,6	1148,5	4115,0	20,0	4,5	24,5	46,3	0,0025
17	17	5,67	289,1	81,94	0,33	18,9	1548,2	5663,2	19,7	4,1	23,8	45,6	0,0023
18	18	6,00	403,4	114,36	0,35	18,6	2123,9	7787,2	19,4	3,9	23,3	45,1	0,0022
19	19	6,33	563,0	159,60	0,37	19,2	3068,2	10855,3	19,3	4,3	23,6	45,4	0,0023
20	20	6,67	785,8	222,74	0,4	19,9	4434,2	15289,6	19,5	4,7	24,2	46,0	0,0025
21	21	7,00	1096,6	310,86	0,43	21,0	6525,7	21815,3	19,9	5,3	25,2	47,0	0,0028
22	22	7,33	1530,5	433,84	0,43	22,1	9607,9	31423,1	20,5	6,0	26,5	48,3	0,0032
23	23	7,67	2135,9	605,47	0,32	22,1	13408,9	44832,0	21,0	6,0	27,0	48,8	0,0034
24	24	8,00	2981,0	845,01	0,24	18,3	15429,2	60261,2	20,2	3,7	23,9	45,7	0,0024

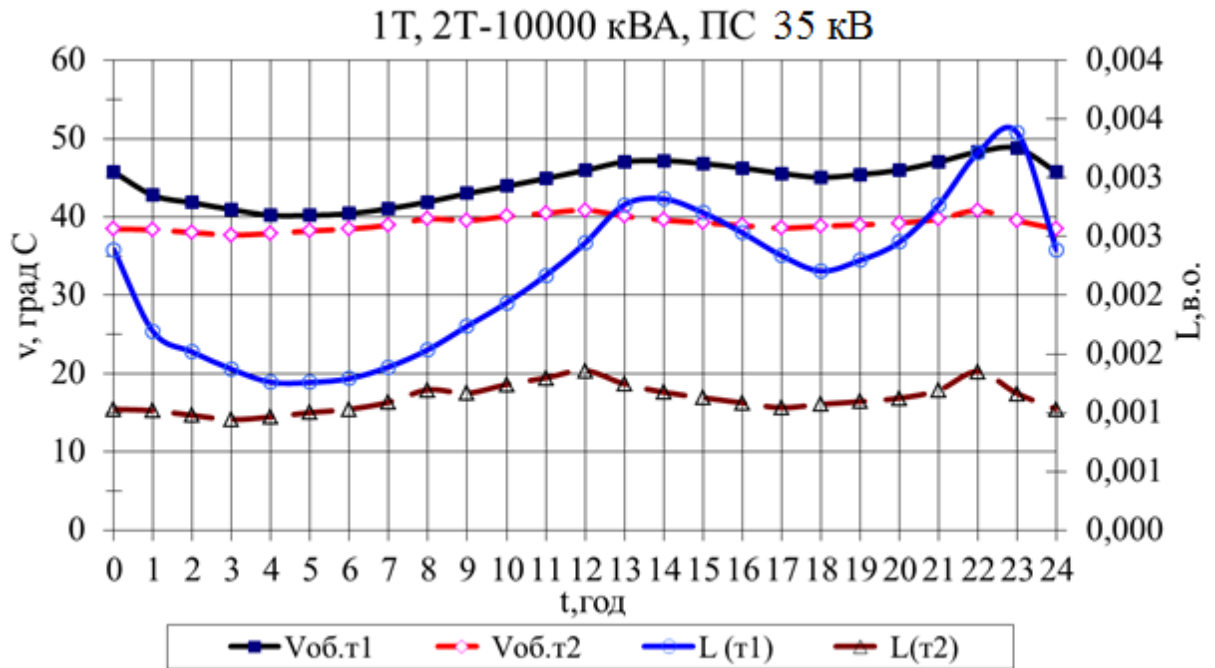


Рисунок 4.1 – Температура ННТ обмоток і добовий знос ізоляції трансформаторів діючої підстанції ПС 35/10 кВ за ГЕН

З наведених вище розрахунків і графічних залежностей обґрунтовано можна зробити висновок про те, що в процесі експлуатації силові трансформатори в умовах фактичного заниженого навантаження не піддаються термічному зносу ізоляції обмоток, оскільки вони суттєво недовантажені, а деякі - взагалі відключені і працюють по черзі. Це свідчить про неефективне використання наявної трансформаторної потужності і необхідність впровадження заходів щодо поліпшення існуючої ситуації. Заходом, який дозволяє більш ефективно використовувати навантажувальну здатність трансформаторів, є заміна недовантаженого обладнання на відповідне за номінальною потужністю, виходячи з реального графіка навантаження, але даний захід повинен бути обґрунтованим з урахуванням впливу комплексу обмежуючих факторів щодо можливості вилучення резервів потужності, що неефективно використовується.

## 4.2 Заходи щодо уникнення завищення потужності силових трансформаторів

Слід зауважити, що вибір трансформаторів за максимальним розрахунковим навантаженням, навіть реальним (за ГЕН), вносить деяке завищення потужності, яке доцільно додатково враховувати коефіцієнтом запасу  $K_{зап}$ , який можна представити як відношення «гріючої» потужності до максимальної. Під «гріючою» потужністю розуміється середньоквадратичне значення повної потужності [78]:

$$K_{зап.S} \leq \frac{K_{\phi.S}}{K_{м.S}} = \frac{S_{ср.кв}}{S_{макс.ГЕН}} < 1, \quad (4.8)$$

де  $K_{\phi.S}$ ,  $K_{м.S}$  – відповідно коефіцієнти форми та максимуму графіка електричних навантажень за повною потужністю;  $S_{ср.кв}$ ,  $S_{макс.ГЕН}$  – відповідно середньоквадратичне та максимальне значення графіка електричних навантажень за повною потужністю.

Аналогічним чином можна відповідний коефіцієнт розглядати для активної потужності:

$$K_{зап.P} \leq \frac{K_{\phi.P}}{K_{м.P}} = \frac{P_{ср.кв}}{P_{макс.ГЕН}} < 1, \quad (4.9)$$

де  $K_{\phi.P}$ ,  $K_{м.P}$  – відповідно коефіцієнти форми та максимуму графіка електричних навантажень за повною потужністю;  $P_{ср.кв}$ ,  $P_{макс.ГЕН}$  – відповідно середньоквадратичне та максимальне значення графіка електричних навантажень за активною потужністю.

Коефіцієнти запасу знаходяться за показниками фактичних графіків електричних навантажень, які є типовими або доступними для аналізу на

підприємствах та в умовах ОСР за даними режимних замірів або систем моніторингу електроспоживання.

*Уникнення завищення типорозміру та підвищення завантаження трансформаторів шляхом компенсації реактивної потужності.* Додатково уникнути завищення потужності трансформаторів і одночасно підвищити їх завантаження до  $K_{з.доц}$  можливо шляхом компенсації реактивних навантажень споживачів на шинах 6-10 кВ підстанцій. Це є особливо важливим фактором у випадках деякого перевищення розрахункової або фактично визначеної за ГЕН максимальної потужності над номінальною потужністю стандартного номенклатурного ряду трансформаторів.

Для цього повинна виконуватись умова [79]:

$$\frac{P_{м.факт} K_{зан.Р}}{n} \leq S'_{рек} K_{з.доц}, \quad (4.10)$$

$$S'_{рек} \geq \frac{P_{м.факт} K_{зан.Р}}{n K_{з.доц}}. \quad (4.11)$$

Останній вираз характерний для повної компенсації реактивних навантажень і є граничною умовою. Якщо він виконується, то мінімальний рівень компенсації реактивних навантажень (кВАр) знайдеться за формулою [79]:

$$Q_{БК.мин} = Q_{max} - \sqrt{(K_{з.доц} n S'_{нт.рек})^2 - (P_{max} K_{зан.Р})^2}. \quad (4.12)$$

У таблиці 4.2 представлено результати розрахунку потужності силових трансформаторів на діючих підстанціях за фактичним максимумом потужності згідно співвідношення (2.9) з метою порівняння існуючих встановлених типорозмірів з можливими доцільними варіантами.

Таблиця 4.2 - Порівняння потужності існуючих типорозмірів трансформаторів 110 (150) кВ та рекомендованих до встановлення

Найменування підстанції	Існуюча потужність трансформаторів на ПС				Існуюче завантаження Кз, ієн	Типорозміри трансформаторів згідно розрахункової потужності (класична методика)				Нове завантаження Кз, клас
	St1, ієн, кВА	St2, ієн, кВА	St3, ієн, кВА	St4, ієн, кВА		St1, кВА	St2, кВА	St3, кВА	St4, кВА	
Перещепине-150	63000	63000			0,13	16000	16000			0,51
Новомосковська-150	60000	63000			0,38	40000	40000			0,58
Промбаза-150	25000	25000			0,83	32000	32000			0,65
Михайлівка-150	63000	63000			0,08	10000	10000			0,49
Покрівка-150	25000	25000			0,36	16000	16000			0,56
Жданівка-150	25000	25000			0,31	16000	16000			0,49
Сергіївка-150	25000				0,21	6300				0,85
Призова-150	63000	63000			0,05	6300	6300			0,49
Зірка-150	32000	32000			0,16	10000	10000			0,53
Ленінська-110	16000				0,11	2500				0,67
Петропавлівка-110	40000	40000			0,40	25000	25000			0,64
Межова-110	10000	16000			0,33	6300	6300			0,68
Птахофабрика-110	6300	6300			0,94	10000	10000			0,59
Електрон-150	63000	63000			0,16	16000	16000			0,65
Північна-150	63000	63000			0,49	63000	63000			0,49
Гвардійська-150	60000	63000			0,56	63000	63000			0,55
Артем ЦРП-150	63000	63000			0,17	16000	16000			0,66
Пролетарська-150	63000	63000			0,29	32000	32000			0,56
Правда-150	40000	63000			0,42	32000	32000			0,68
Труд-150	63000	63000			0,14	16000	16000			0,55
КРУ-150	63000	63000			0,19	25000	25000			0,49
ПГОК-1	31500	31500	63000	63000	0,38	25000	25000	25000	25000	0,72
Газопровід-150	40000	40000			0,07	4000	4000			0,67
Шовкопрядильна фабрика-150	63000	63000	63000		0,31	25000	25000	25000		0,78
Жовтнева-150	10000	16000	40000		0,20	6300	6300	6300		0,69
Східна-150	32000	32000			0,51	25000	25000			0,65
Нафтопровід-150	25000	25000			0,13	6300	6300			0,52
Жовтень-150	40000				0,20	10000				0,79
Лихівка-150	15000	16000			0,23	6300				1,14
Нікопольська-150	40000	40000	40000		0,96	63000	63000	63000		0,61
Богданівська-150	63000	63000	63000		0,15	10000	10000	10000		0,92
Грушівська-150	63000	63000	63000		0,31	25000	25000	25000		0,79
Апостолове-150	40000	40000			0,28	25000	25000			0,45
Мар'їнська-150	25000	32000	40000		0,29	16000	16000	16000		0,59
Прядильна-150	40000	40000			0,17	10000	10000			0,68

Найменування підстанції	Існуюча потужність трансформаторів на ПС				Існуюче завантаження Кз.існ	Типорозміри трансформаторів згідно розрахункової потужності (класична методика)				Нове завантаження Кз.клас
	St1.існ, кВА	St2.існ, кВА	St3.існ, кВА	St4.існ, кВА		St1, кВА	St2, кВА	St3, кВА	St4, кВА	
Стрюківка-150	10000	25000			0,14	4000	4000			0,59
Зеленодольська-150	6300	16000			0,17	4000	4000			0,48
Будмаш-150	40000	40000			0,11	6300	6300			0,69
ВДГ-2-150	25000				0,05	1600				0,73
ДЗУ-150	32000	32000	32000		0,14	6300	6300	6300		0,69
ДГ-1	25000	40000			0,33	16000	16000			0,68
ДЛБ-150	25000	25000			0,38	16000	16000			0,59
ДПБ-150	15000				0,30	6300				0,71
ДСК-150	40000	40000			0,22	16000	16000			0,56
Цементна-150	32000	32000			0,24	16000	16000			0,49
Газопровід(ГП)-150	40000	40000			0,19	16000	16000			0,47
Петрівська-150	32000	32000			0,26	16000	16000			0,53
Заводська-150	63000	63000			0,36	40000	40000			0,57
Привокзальна-150	63000	63000			0,27	25000	25000			0,68
Міська-1-150	40000	40000			0,52	32000	32000			0,65
Міська-2-150	40000	40000			0,37	25000	25000			0,59
Прядівка-150	25000	25000			0,16	6300	6300			0,65
Діївка-150	32000	32000			0,43	25000	25000			0,55
Комбайнова-150	32000	32000			0,10	6300	6300			0,50
Карла Лібкнехта-150	40000	40000	40000	63000	0,47	25000	25000	25000	25000	0,86
Комінтерна-150	32000	32000			0,39	25000	25000			0,50
Придніпровська-150	40000	40000			0,29	25000	25000			0,46
Маївка-150	25000	25000			0,37	16000	16000			0,58
Лівобережна-1	63000	63000			0,58	63000	63000			0,58
Вузлова-150	40000	40000	15000	63000	0,48	25000	25000	25000	25000	0,76
Тополя-150	32000	32000			0,53	25000	25000			0,68
ОС-150	25000				0,85	25000				0,85
Міська-5-150	32000	32000			0,44	25000	25000			0,56
ДШЗ-1-150	25000				0,35	10000				0,88
Солонянська-150	25000	25000			0,45	25000	25000			0,45
Схід-150	25000				0,06	2500				0,59
Кірівська-150	32000	32000			0,62	32000	32000			0,62
Олімпія-150	40000	40000			0,19	16000	16000			0,48
Фрунзенська-150	40000	40000			0,32	25000	25000			0,51
Славути-150	40000	40000			0,17	10000	10000			0,66
Киснева-150	40000	40000			0,24	16000	16000			0,60

Зважаючи на фактичне навантаження, доцільна потужність переважно має бути знижена на 1-3 типорозміри, що дозволить наблизити коефіцієнт завантаження до більш оптимального значення та забезпечити підвищення ефективності використання номінальної потужності трансформаторів.

У таблиці 4.3 представлено результати розрахунку та вибору потужності силових трансформаторів на діючих підстанціях з урахуванням доцільного рівня компенсації реактивної потужності за (4.12), що, в певних випадках, дозволяє застосування на ступінь меншого типорозміру обладнання з метою його оптимального завантаження за активною потужністю (для оціночного розрахунку  $K_{\text{зап}}$  прийнято рівним 1, тобто нерівномірність ГЕН не враховано). Такий підхід є доцільним, оскільки питома мартість 1 кВА трансформаторної потужності є, як правило, в кілька разів вищою, ніж питома вартість 1 кВАр реактивної потужності для рівнів напруги 0,4-10 кВ, де знаходяться основні споживачі як активної так і реактивної енергії.

Таблиця 4.3 – Підвищення рівня завантаження трансформаторів шляхом доцільного рівня компенсації реактивної потужності для прийняття раціонального типорозміру трансформаторів

Найменування підстанції	Доцільний рівень компенсації реактивної потужності для зменшення типорозміру тр-рів, кВАр			Типорозміри трансформаторів згідно розрахункової потужності				Кз.факт
	Q <sub>бк.min</sub> , кВАр	Q <sub>'max</sub> , кВАр	Q <sub>бк.факт</sub> , кВАр	S <sub>т1</sub> , кВА	S <sub>т2</sub> , кВА	S <sub>т3</sub> , кВА	S <sub>т4</sub> , кВА	
Перещепине-150	4758,2	5038,3	4750	10000	10000			0,70
Новомосковська-150	2402,1	25317,9		32000	32000			0,72
Промбаза-150	13442,7	11380,8	13400	25000	25000			0,70
Михайлівка-150	1707,6	4135,3	1700	6300	6300			0,70
Покрівка-150				16000	16000			0,56
Жданівка-150	3207,3	6205,0	3200	10000	10000			0,70
Сергіївка-150				6300				0,85
Призова-150	1113,7	2604,5	2600	4000	4000			0,64
Зірка-150	3610,7	2689,3	2700	6300	6300			0,73
Ленінська-110	304,7	705,2	300	1600	1600			0,48
Петропавлівка-110				25000	25000			0,64
Межова-110				6300	6300			0,68

Найменування підстанції	Доцільний рівень компенсації реактивної потужності для зменшення типорозміру тр-рів, кВАр			Типорозміри трансформаторів згідно розрахункової потужності				Кз.факт
	Q <sub>бк.min</sub> , кВАр	Q <sub>'max</sub> , кВАр	Q <sub>бк.факт</sub> , кВАр	St1, кВА	St2, кВА	St3, кВА	St4, кВА	
Птахофабрика-110	3743,7	3378,9	3700	6300	6300			0,80
Електрон-150				16000	16000			0,65
Північна-150	10274,4	26660,5	10300	40000	40000			0,70
Гвардійська-150	30424,9	10788,3	10800	40000	40000			0,79
Артем ЦРП-150				16000	16000			0,66
Пролетарська-150	1909,7	19757,8	2000	25000	25000			0,70
Правда-150	20408,7	5513,5	20000	25000	25000			0,70
Труд-150				16000	16000			0,55
КРУ-150	3923,8	10796,1	4000	16000	16000			0,70
ПГОК-1	24668,0	18717,4	24500	16000	16000	16000	16000	0,95
Газопровід-150				4000	4000			0,67
Шовкопрядильна фабрика-150				25000	25000	25000		0,78
Жовтнева-150	4041,4	3822,4	4000	4000	4000	4000		0,93
Східна-150				25000	25000			0,65
Нафтопровід-150	2001,2	1939,0	2000	4000	4000			0,70
Жовтень-150				10000				0,79
Лихівка-150				6300	6300			0,57
Нікопольська-150	9592,0	40730,0	9600	40000	40000	40000		0,93
Богданівська-150				10000	10000	10000		0,92
Грушівська-150				25000	25000	25000		0,79
Апостолове-150	399,6	13182,9	13200	16000	16000			0,57
Мар'їнська-150	526,1	16401,4	600	10000	10000	10000		0,93
Прядильна-150				10000	10000			0,68
Стрюківка-150				4000	4000			0,59
Зеленодольська-150	621,7	1680,8	1700	2500	2500			0,63
Будмаш-150				6300	6300			0,69
ВДГ-2-150				1600				0,73
ДЗУ-150	3686,1	4098,9	3700	4000	4000	4000		0,93
ДГ-1				16000	16000			0,68
ДЛБ-150				16000	16000			0,59
ДПБ-150	2700,0	0,0	2700	4000				0,90
ДСК-150				16000	16000			0,56
Цементна-150	3070,2	6304,8	3000	10000	10000			0,70
Газопровід(ГП)-150	2008,3	7059,2	2000	10000	10000			0,70
Петрівська-150	6416,9	3708,1	6400	10000	10000			0,70
Заводська-150	1592,7	25849,8	1600	32000	32000			0,70
Привокзальна-150				25000	25000			0,68
Міська-1-150	14907,6	10202,4	14900	25000	25000			0,70
Міська-2-150				25000	25000			0,59
Прядівка-150				6300	6300			0,65

Найменування підстанції	Доцільний рівень компенсації реактивної потужності для зменшення типорозміру тр-рів, кВАр			Типорозміри трансформаторів згідно розрахункової потужності				Кз.факт
	Q <sub>бк.min</sub> , кВАр	Q' <sub>тах</sub> , кВАр	Q <sub>бк.факт</sub> , кВАр	St1, кВА	St2, кВА	St3, кВА	St4, кВА	
Діївка-150	11351,4	5021,1	11000	16000	16000			0,70
Комбайнова-150	1228,1	2521,9	1200	4000	4000			0,70
Карла Лібкнехта-150				25000	25000	25000	25000	0,86
Комінтерна-150	4830,6	10146,9	4800	16000	16000			0,70
Придніпровська-150	1134,8	12702,7	1100	16000	16000			0,70
Маївка-150				16000	16000			0,58
Лівобережна-1				63000	63000			0,58
Вузлова-150				25000	25000	25000	25000	0,76
Тополя-150				25000	25000			0,68
ОС-150				25000				0,85
Миська-5-150				25000	25000			0,56
ДШЗ-1-150				10000				0,88
Солонянська-150	570,2	13072,3	600	16000	16000			0,70
Схід-150	59,7	825,3		1600				0,92
Кірівська-150	8368,9	15256,1	8400	25000	25000			0,70
Олімпія-150	2827,4	6480,1	2800	10000	10000			0,70
Фрунзенська-150	6590,6	8844,4	6600	16000	16000			0,70
Славута-150				10000	10000			0,66
Киснева-150				16000	16000			0,60

Таким чином, за рахунок доцільного рівня компенсації реактивної потужності можливо додатково знизити типорозмір трансформатора з досягненням доцільного коефіцієнта завантаження на багатотрансформаторних підстанціях, що продемонстровано для відповідних підстанцій 110(150) кВ найбільшого в Україні ОСР.

Порівняння типорозмірної структури вихідного (існуючого) варіанту і оптимізованих шляхом простого врахування фактичного навантаження та мінімального рівня компенсації реактивної потужності для досягнення доцільного коефіцієнта завантаження і переходу на менший типорозмір наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Порівняння рівнів завантаження трансформаторів 110 (150) кВ за рахунок прийняття оптимальних типорозмірів та компенсації реактивної потужності

Найменування підстанції	Коефіцієнти завантаження та встановлена потужність трансформаторів при впровадженні заходів щодо підвищення їх рівня завантаження					
	Вихідні дані		Розрахункові дані за фактичною максимальною потужністю		Розрахункові дані за фактичною максимальною потужністю з урахуванням доцільних коефіцієнтів завантаження та компенсації реактивної потужності	
	Кз.існ	Снт.сум1, кВА	Кз.клас	Снт.сум2, кВА	Кз.факт	Снт.сум3, кВА
Перещепине-150	0,13	126000	0,51	32000	0,70	20000
Новомосковська-150	0,38	123000	0,58	80000	0,72	64000
Промбаза-150	0,83	50000	0,65	64000	0,70	50000
Михайлівка-150	0,08	126000	0,49	20000	0,70	12600
Покровка-150	0,36	50000	0,56	32000	0,56	32000
Жданівка-150	0,31	50000	0,49	32000	0,70	20000
Сергіївка-150	0,21	25000	0,85	6300	0,85	6300
Призова-150	0,05	126000	0,49	12600	0,64	8000
Зірка-150	0,16	64000	0,53	20000	0,73	12600
Ленінська-110	0,11	16000	0,67	2500	0,48	3200
Петропавлівка-110	0,40	80000	0,64	50000	0,64	50000
Межова-110	0,33	26000	0,68	12600	0,68	12600
Птахофабрика-110	0,94	12600	0,59	20000	0,80	12600
Електрон-150	0,16	126000	0,65	32000	0,65	32000
Північна-150	0,49	126000	0,49	126000	0,70	80000
Гвардійська-150	0,56	123000	0,55	126000	0,79	80000
Артем ЦРП-150	0,17	126000	0,66	32000	0,66	32000
Пролетарська-150	0,29	126000	0,56	64000	0,70	50000
Правда-150	0,42	103000	0,68	64000	0,70	50000
Труд-150	0,14	126000	0,55	32000	0,55	32000
КРУ-150	0,19	126000	0,49	50000	0,70	32000
ПГОК-1	0,38	189000	0,72	100000	0,95	32000
Газопровід-150	0,07	80000	0,67	8000	0,67	8000
Шовкопрядильна фабрика-150	0,31	189000	0,78	75000	0,78	50000
Жовтнева-150	0,20	66000	0,69	18900	0,93	8000
Східна-150	0,51	64000	0,65	50000	0,65	50000
Нафтопровід-150	0,13	50000	0,52	12600	0,70	8000
Жовтень-150	0,20	40000	0,79	10000	0,79	10000
Лихівка-150	0,23	31000	1,14	6300	0,57	12600

Найменування підстанції	Коефіцієнти завантаження та встановлена потужність трансформаторів при впровадженні заходів щодо підвищення їх рівня завантаження					
	Вихідні дані		Розрахункові дані за фактичною максимальною потужністю		Розрахункові дані за фактичною максимальною потужністю з урахуванням доцільних коефіцієнтів завантаження та компенсації реактивної потужності	
	Кз.існ	Снт.сум1, кВА	Кз.клас	Снт.сум2, кВА	Кз.факт	Снт.сум3, кВА
Нікопольська-150	0,96	120000	0,61	189000	0,93	120000
Богданівська-150	0,15	189000	0,92	30000	0,92	20000
Грушівська-150	0,31	189000	0,79	75000	0,79	50000
Апостолове-150	0,28	80000	0,45	50000	0,57	32000
Мар'їнська-150	0,29	97000	0,59	48000	0,93	20000
Прядильна-150	0,17	80000	0,68	20000	0,68	20000
Стрюківка-150	0,14	35000	0,59	8000	0,59	8000
Зеленодольська-150	0,17	22300	0,48	8000	0,63	5000
Будмаш-150	0,11	80000	0,69	12600	0,69	12600
ВДГ-2-150	0,05	25000	0,73	1600	0,73	1600
ДЗУ-150	0,14	96000	0,69	18900	0,93	8000
ДГ-1	0,33	65000	0,68	32000	0,68	32000
ДЛБ-150	0,38	50000	0,59	32000	0,59	32000
ДПБ-150	0,30	15000	0,71	6300	0,90	4000
ДСК-150	0,22	80000	0,56	32000	0,56	32000
Цементна-150	0,24	64000	0,49	32000	0,70	20000
Газопровід(ГП)-150	0,19	80000	0,47	32000	0,70	20000
Петрівська-150	0,26	64000	0,53	32000	0,70	20000
Заводська-150	0,36	126000	0,57	80000	0,70	64000
Привокзальна-150	0,27	126000	0,68	50000	0,68	50000
Міська-1-150	0,52	80000	0,65	64000	0,70	50000
Міська-2-150	0,37	80000	0,59	50000	0,59	50000
Прядівка-150	0,16	50000	0,65	12600	0,65	12600
Діївка-150	0,43	64000	0,55	50000	0,70	32000
Комбайнова-150	0,10	64000	0,50	12600	0,70	8000
Карла Лібкнехта-150	0,47	183000	0,86	100000	0,86	50000
Комінтерна-150	0,39	64000	0,50	50000	0,70	32000
Придніпровська-150	0,29	80000	0,46	50000	0,70	32000
Маївка-150	0,37	50000	0,58	32000	0,58	32000
Лівобережна-1	0,58	126000	0,58	126000	0,58	126000
Вузлова-150	0,48	158000	0,76	100000	0,76	50000
Тополя-150	0,53	64000	0,68	50000	0,68	50000
ОС-150	0,85	25000	0,85	25000	0,85	25000
Міська-5-150	0,44	64000	0,56	50000	0,56	50000

Найменування підстанції	Коефіцієнти завантаження та встановлена потужність трансформаторів при впровадженні заходів щодо підвищення їх рівня завантаження					
	Вихідні дані		Розрахункові дані за фактичною максимальною потужністю		Розрахункові дані за фактичною максимальною потужністю з урахуванням доцільних коефіцієнтів завантаження та компенсації реактивної потужності	
	Кз.існ	Снт.сум1, кВА	Кз.клас	Снт.сум2, кВА	Кз.факт	Снт.сум3, кВА
ДШЗ-1-150	0,35	25000	0,88	10000	0,88	10000
Солонянська-150	0,45	50000	0,45	50000	0,70	32000
Схід-150	0,06	25000	0,59	2500	0,92	1600
Кірівська-150	0,62	64000	0,62	64000	0,70	50000
Олімпія-150	0,19	80000	0,48	32000	0,70	20000
Фрунзенська-150	0,32	80000	0,51	50000	0,70	32000
Славута-150	0,17	80000	0,66	20000	0,66	20000
Киснева-150	0,24	80000	0,60	32000	0,60	32000

*Дослідження впливу показників ГЕН на ефективність використання навантажувальної здатності силових трансформаторів.* При обґрунтуванні встановлення трансформаторів на ступінь меншого типорозміру, ніж існуючий, економічний ефект може бути отриманий шляхом зіставлення вартості втрат електричної енергії в конструктивних елементах трансформаторів суміжних типорозмірів, а також різниці вартості самих трансформаторів [79, 80].

Ефективність використання навантажувальної здатності доцільно аналізувати в залежності від коефіцієнту завантаження трансформатора та враховувати вимоги щодо забезпечення живлення споживачів у післяаварійному режимі.

Для прикладу виконано розрахунки для типорозмірів масляних трансформаторів з вищою напругою 35 кВ. У табл. 4.6 приведено необхідні технічні характеристики відповідних трансформаторів.

Таблиця 4.6 – Технічні характеристики трансформаторів типу ТМН

Серія	Позначення типорозміру	Номинальна потужність трансформатора $S_{ном.т}$ , кВ·А	Втрати, Вт	
			$\Delta P_{xx}$	$\Delta P_{кз}$
ТМН 35 кВ	T1	630	1300	7600
	T2	1000	2100	11600
	T3	1600	2900	16500
	T4	2500	3900	23500
	T5	4000	5600	33500
	T6	6300	8000	46500
	T7	10000	12000	60000

Різниця втрат потужності для суміжних типорозмірів за умови  $S_{ном.Т2} > S_{ном.Т1}$  становитиме:

- холостого ходу

$$\Delta P_{xx.2-1} = \Delta P_{xx.Т2} - \Delta P_{xx.Т1}, \text{ Вт} \quad (4.14)$$

- короткого замикання

$$\Delta P_{кз.2-1} = (\Delta P_{кз.2} \cdot K_{з2}^2 - \Delta P_{кз.1} \cdot K_{з1}^2), \text{ Вт.} \quad (4.15)$$

Зниження річного споживання електричної енергії за рахунок зменшення втрат потужності в конструктивних елементах трансформатора:

$$\Delta W_{p.2-1} = (\Delta P_{xx.2-1} T_p + \Delta P_{кз.2-1} \tau_{нб}) \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (4.16)$$

Слід додатково враховувати, що «навантажувальні» втрати електричної енергії залежать від двох параметрів –  $K_3$  і  $T_m$  ( $\tau_{нб}$ ). Розглянемо діапазон значень  $T_m = 2000 \dots 6500$  год з кроком 500 год та визначимо граничний коефіцієнт

завантаження для існуючого трансформатора  $K_{з.гр.}$ , при якому різниця втрат електричної енергії в трансформаторах суміжних типорозмірів буде додатною.

Відомо також, що упродовж експлуатації силових трансформаторів поступово зростають втрати в магнітопроводі. Зміна цих втрат для двообмоткових трансформаторів з вищою напругою 35 кВ має вид [80]:

$$\Delta P_{xx} = \Delta P_{xx \text{ насп.}} \cdot \left( 1 + 0,66 \cdot \frac{T_{екс}^{1,12}}{100} \right). \quad (4.17)$$

З урахуванням наведеного виразу можемо уточнити вираз (4.14) і визначати різницю втрат холостого ходу з урахуванням тривалості експлуатації трансформатора:

$$\Delta P_{xx, T_{екс}} = (\Delta P_{xx \text{ насп. } T_2} - \Delta P_{xx \text{ насп. } T_1}) \cdot \left( 1 + 0,66 \cdot \frac{T_{екс}^{1,12}}{100} \right). \quad (4.18)$$

Застосування даного виразу дає змогу більш точно оцінити економічний ефект типорозмірної оптимізації упродовж терміну експлуатації (рис. 4.2, е), проте не змінює характеру отриманих залежностей при порівнянні двох нових трансформаторів відповідного типорозміру за паспортними характеристиками (рис. 4.2 а-д).

З наведених графіків для суміжних типорозмірів трансформаторів можна попередньо визначити доцільність їх заміни та відповідну ефективність такого заходу за річними втратами електричної енергії.

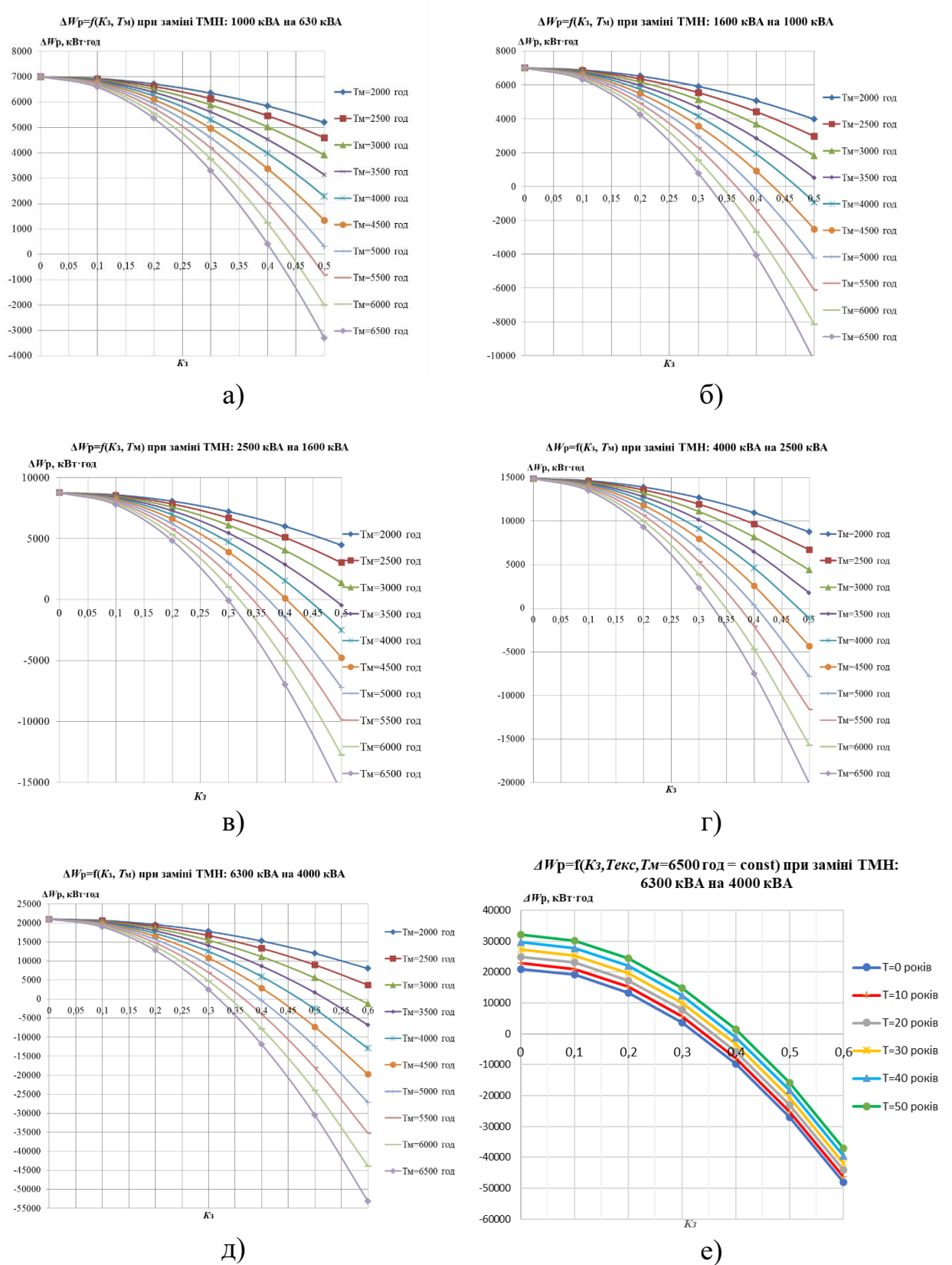


Рисунок 4.2 – Криві залежностей різниці втрат електричної енергії в трансформаторах ТМ суміжних типорозмірів від початкового коефіцієнту завантаження та показників ГЕН в діапазоні 630-6300 кВА

Від'ємні значення втрат електричної енергії свідчать про недоцільність такого заходу, але розглядати їх слід, порівнюючи з різницею у вартості трансформаторів суміжних типорозмірів та подальші експлуатаційні витрати. Різниця втрат електричної енергії спадає зі зростанням числа годин використання максимального навантаження, тобто при вирівнюванні графіка електричних навантажень. Для об'єктивної оцінки слід враховувати тариф на електроенергію (поточний і перспективний прогноз), вартість трансформаторів, що розглядаються при оптимізації, а також регламентований строк служби обладнання.

Враховуючи тенденції постійного зростання тарифів, зменшення плати за електроенергію доцільно оцінювати з урахуванням зміни тарифу за відповідний період. Аналіз тарифів на електроенергію за останні 10 років дозволив встановити, що в середньому за рік вартість електричної енергії зростала приблизно на 10%. Тобто зміну тарифу можна розглядати як геометричну прогресію з першим членом  $b_1$ , що дорівнює значенню поточного тарифу на електроенергію  $C_0$ , і знаменником  $q = 1,1$  (враховує щорічне збільшення тарифу на 10 %). У такому випадку тариф у поточному році ( $n$ ) розрахункового періоду можна записати наступним чином [12]:

$$C_n = (C_0 \cdot q^n - C_0) / (q - 1), \text{ грн} \quad (4.19)$$

Враховуючи вище викладене, відповідний критерій оптимізації можна записати наступним чином:

$$\Delta W_t C_n + \Delta K_{1-2} > 0, \text{ грн} \quad (4.20)$$

де  $\Delta W_t$  – сумарна різниця втрат електричної енергії в трансформаторах за період, що розглядається, кВт·год.

### 4.3 Удосконалення методики розрахунку електричних навантажень для вибору силових трансформаторів

*Методика вибору ефективної потужності силових трансформаторів в ЕКПМ.* Основою для вибору і побудови системи електропостачання служать розрахункові електричні навантаження струмоприймачів. Саме вони визначають рівень капітальних і експлуатаційних витрат і ефективність проєктованих та споруджуваних електроустановок. Недоцільним є як завищення, так і заниження розрахункових величин. При завищенні – збільшуються витрати в СЕП, заниження – може призвести до виходу з ладу елементів СЕП, аварійних перерв у електропостачанні і збитків.

На основі числених досліджень і багаторічної практичної апробації, для вибору елементів систем електропостачання (проводів, кабелів, трансформаторів, захисної і комутаційної апаратури, компенсуючих пристроїв, тощо) за нагрівом і з економічних міркувань, а також для розрахунку відхилень напруги, в якості розрахункової величини рекомендовано, з метою забезпечення єдності підходу, приймати максимальне з осереднених за 30 хвилин (звідси термін 30–хвилинний максимум) значення активної ( $P_m$ ), реактивної ( $Q_m$ ) і повної ( $S_m$ ) потужності або струму ( $I_m$ ) з ймовірністю його перевищення не більше 0,05. При цьому загальноприйнято, що гранична похибка визначення 30–хвилинного максимуму навантаження не повинна перевищувати  $\pm 10\%$ . На практиці ця вимога часто порушується.

Розробка нової методики, яка б забезпечила економічно доцільні границі по точності визначення розрахункових електричних навантажень, – досить ризиківана і складна наукова задача. Проте вже сьогодні в рамках відомих підходів і нових знань про режими роботи ЕКПМ, можна сформулювати вимоги до більш досконалої методики, її змісту і можливостей, в тому числі щодо похибки. У даній роботі виконується аналіз факторів впливу на розрахункове значення потужності, доцільної для вибору трансформаторів ЕКПМ 6-150 кВ

Основних вимог декілька:

1. Методика повинна забезпечити визначення розрахункових електричних навантажень для вибору та перевірки трансформаторів з урахуванням теплової інерційності, електромагнітної обстановки, профілів навантаження споживачів на різних рівнях ієрархії СЕП та економічних критеріїв за капіталовкладеннями, експлуатаційними витратами, вартістю втрат електричної енергії тощо.

2. Моделі для визначення електричних навантажень повинні розроблятися, виходячи з можливості отримання достовірної вхідної інформації стосовно проєктованих об'єктів, а також необхідної точності кінцевих результатів.

3. З метою досягнення найбільшої точності кінцевих результатів необхідно, щоб розрахунок електричних навантажень ґрунтувався на тих вихідних параметрах електроустановок і процесів, які відповідають шуканому ієрархічному ступеню розподілу електроенергії.

4. Врахування особливостей характеристик типових споживачів міських електричних мереж повинно виконуватися на рівні отримання коефіцієнтів моделей. При цьому коефіцієнти моделей повинні відносно легко уточнюватися в міру зміни режиму роботи, складу або характеру навантаження споживачів.

5. Розрахунки за методикою повинні ґрунтуватися на єдиній із завданнями ресурсозбереження та ефективного використання елементів СЕП базі даних. Вихідні дані, що забезпечують надійність роботи системи електропостачання, повинні систематично уточнюватися.

Аналіз методів розрахунку електричних навантажень, досвід їх розробки і застосування переконує, що для вдосконалення методики вибору потужності трансформаторів в умовах типових споживачів міст, найбільш прийнятним є поєднання методу, який ґрунтується на питомій нормі навантаження у поєднанні з моделюванням та урахуванням технічних характеристик і номінальних характеристик обладнання, що вибирається для конкретних

параметрів індивідуальних характеристик споживачів. Для промислових підприємств аналогічним чином доцільним є використання методу технологічного графіка з урахуванням певних поправкових коефіцієнтів, оскільки метод розрахункових коефіцієнтів є обмеженим у використанні через можливість врахування лише одного типу трансформаторів.

При цьому передбачається, що такий підхід забезпечить не тільки більшу точність, а й багатоцільове використання цих даних для вирішення різних електроенергетичних завдань, як, наприклад, підвищення ефективності використання трансформаторів та суміжного комплексу за номінальною потужністю.

На основі зазначених вище аргументів методика, що пропонується до використання, реалізується за наступним алгоритмом:

- а) для типових споживачів електротехнічних комплексів міст;
- б) для електротехнічних комплексів підприємств.

*1а. Визначення розрахункової активної, реактивної та повної потужності на шинах 0,4 кВ ТП згідно ДБН В 2.5-23:2010 [32].*

*1б. Визначення розрахункової активної, реактивної та повної потужності на шинах 0,4-150 кВ ПС підприємства за методом технологічного графіка.*

## *2. Моделювання ГЕН типового споживача або їх сукупності.*

За даними типових ГЕН [81] споживачів ЕКПМ (табл. 4.4) виконується моделювання ГЕН, адекватного до відтворення в умовах, що розглядаються.

Для побудови ГЕН промислових підприємств може бути застосований метод технологічного графіка.

Таблиця 4.4 - Добові показники ГЕН типових споживачів міських електричних мереж [81]

Об'єкт	Години доби / Електричне навантаження відносно максимального, %											
	0-1:00	1:00-2:00	2:00-3:00	3:00-4:00	4:00-5:00	5:00-6:00	6:00-7:00	7:00-8:00	8:00-9:00	9:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00
Житловий будинок із газовими плитами	30	20	18	15	15	15	32	50	35	20	25	30
Житловий будинок з електроплитами	22	15	15	15	15	15	42	60	55	50	50	50
Універсам	60	60	60	60	60	60	60	60	75	90	95	100
Їдальня	50	50	50	50	50	50	55	60	70	80	85	90
Поліклініка	20	20	20	20	20	20	25	30	55	80	85	90
Школа	10	10	10	10	10	10	15	20	40	80	100	75
Побуткомбінат	25	20	20	20	20	20	25	30	60	90	95	100
Теплопункт	95	95	92	90	90	90	95	100	98	95	92	90
ТП-10/0,4, (живить житлові будинки з газовими плитами)	46	30	28	25	25	25	32	40	35	30	32	35
ТП-10/0,4, (живить житлові будинки з електроплитами)	24	15	15	15	18	20	40	60	55	50	50	50

Продовження табл. 4.4

Об'єкт	Години доби / Електричне навантаження відносно максимального, %													
	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00		
Житловий будинок із газовими плитами	28	25	28	30	35	40	55	70	85	100	70	40		
Житловий будинок з електроплитами	50	50	45	40	45	50	75	100	100	95	60	30		
Універсам	95	85	85	90	90	90	90	90	85	80	70	60		
Їдальня	95	100	100	100	95	90	80	70	65	60	55	50		
Поліклініка	85	80	75	70	75	80	90	100	75	70	45	20		
Школа	55	40	40	40	40	35	20	17	12	10	10	10		
Побуткомбінат	98	95	92	90	92	95	92	90	80	70	50	30		
Теплопункт	92	95	95	95	95	95	98	100	100	100	98	95		
ТП-10/0,4, (живить житлові будинки з газовими плитами)	32	30	30	30	39	48	69	90	95	100	81	62		
ТП-10/0,4, (живить житлові будинки з електроплитами)	50	50	45	40	50	60	80	100	90	80	56	32		

Графіки електричних навантажень типових споживачів ЕКПМ наведено на рис. 4.1.

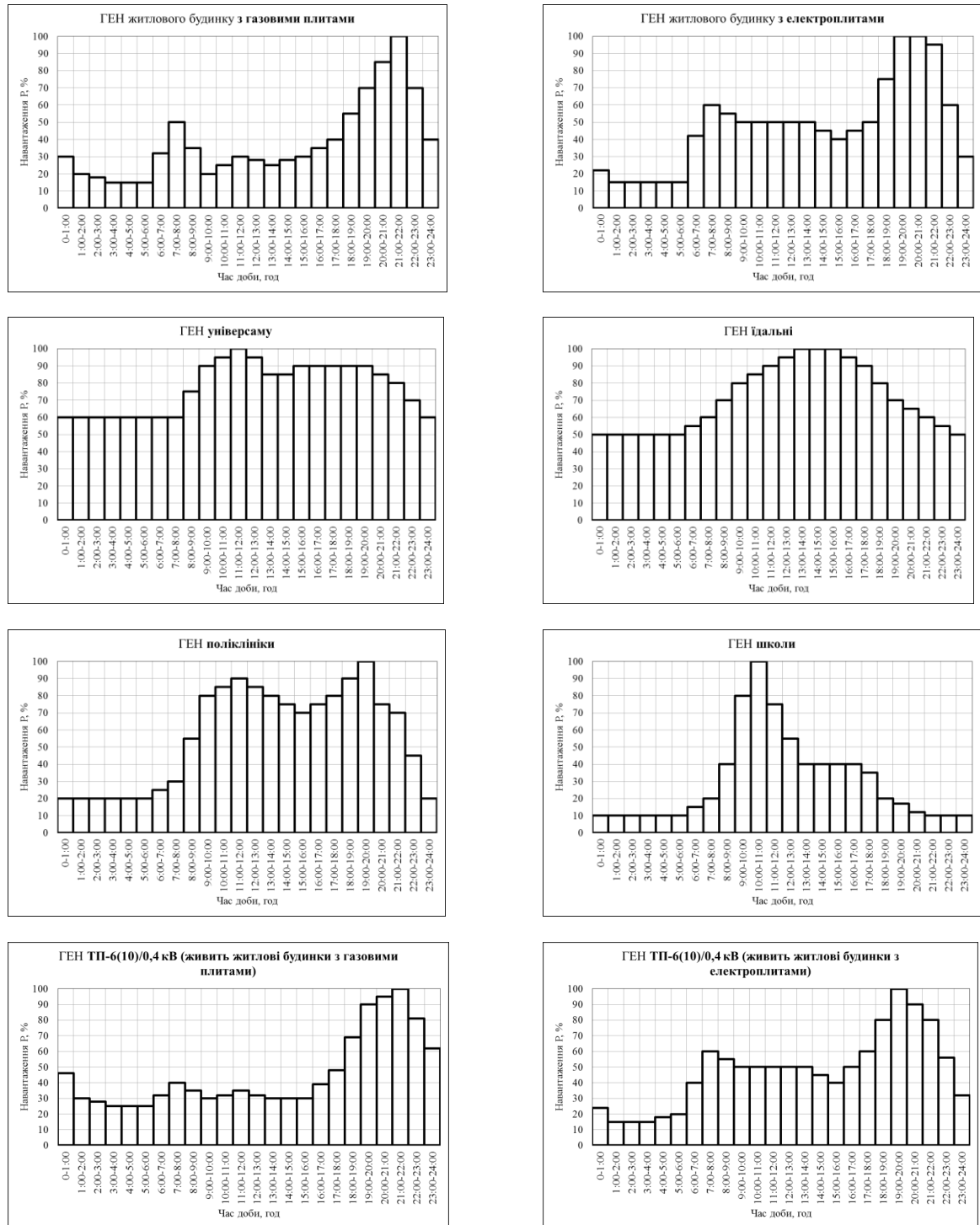


Рисунок 4.4 – ГЕН типових споживачів електротехнічних комплексів міст [81]

3. Знаходження коефіцієнта запасу  $K_{зан.іТ}$  - може бути прийнятий за таблицю 4.6 залежно від типу споживача та системи охолодження

трансформатора або розрахований для конкретного графіка навантажень та характеристик трансформатора.

Таблиця 4.6 – Значення коефіцієнта запасу в залежності від тривалості інтервала осереднення навантаження та типу трансформатора

Тип трансформатора	Масляний трансформатор			Сухий трансформатор	
	9 год	7,5 год	4,5 год	3 год	1,5 год
Тривалість інтервалу осереднення					
Споживачі	<i>K<sub>зап.мт</sub></i>			<i>K<sub>зап.ст</sub></i>	
Житловий будинок із газовими плитами	0,627	0,669	0,817	0,859	1,072
Житловий будинок з електроплитами	0,718	0,759	0,922	0,984	1,155
Універсам	0,912	0,944	0,982	0,967	1,126
Їдальня	0,930	0,976	1,033	1,000	1,155
Поліклініка	0,832	0,851	0,882	0,904	1,098
Школа	0,606	0,648	0,770	0,857	1,046
Побуткомбінат	0,944	0,947	1,012	0,977	1,143
Теплопункт	0,974	1,009	1,046	1,000	1,155
ТП-10/0,4, (живить житлові будинки з газовими плитами)	0,723	0,784	0,924	0,951	1,126
ТП-10/0,4, (живить житлові будинки з електроплитами)	0,697	0,746	0,876	0,904	1,098
Міська ПС-110/10(6) кВ, (живить житловий сектор і промзону)	0,909	0,952	1,023	-	-

4. Визначення кількості трансформаторів підстанції з урахуванням резервування живлення споживачів:

- однотрансформаторна  $n = 1$ ;
- багатотрансформаторна  $n \geq 2$ .

4.1. Для багатотрансформаторних підстанцій виконується розподіл споживачів за секціями шин і повторюється розрахунок за пунктами 1, 2, 3 з отриманням ГЕН індивідуального трансформатора.

4.2. Прийняття доцільного рівня коефіцієнта завантаження трансформаторів на багатотрансформаторних підстанціях.

Значення доцільного коефіцієнта завантаження трансформаторів знаходимо зі співвідношення:

$$K_{з.доц} \leq \frac{(n-1)k_{2ав}}{n}, \quad (4.21)$$

де  $n$  – кількість трансформаторів на підстанції;

$k_{2ав}$  – допустимий коефіцієнт перевантаження трансформаторів, приймається залежно від типу трансформатора, для масляного трансформатора  $k_{2ав\ ТМ}$  (ДСТУ 3463-96) [22]; для сухого трансформатора  $k_{2ав\ ТС}$  (ДСТУ 2767-94) [82].

5. Визначення коефіцієнту допустимого тривалого навантаження з урахуванням температури оточуючого середовища  $K_{24}$  для введення поправки на неї відповідно до ДСТУ 3463-96, ДСТУ 2767-94 [22, 82].

6. Визначення коефіцієнту урахування впливу електромагнітної обстановки.

Коефіцієнт впливу показників електромагнітної сумісності  $K_{EMC}$  визначається за співвідношенням:

$$K_{EMC\ i} = \sqrt{1 + \sum_2^n \frac{k_{vn}^2}{n\sqrt{n}} + \frac{k_{2u}^2}{u_k^2}}, \quad (4.23)$$

де  $\sum_2^n \frac{k_{vn}^2}{n\sqrt{n}}$  – фактор впливу рівнів вищих гармонічних складових кривих

напруги (за даними фактичних вимірювань);

$\frac{k_{2u}^2}{u_k^2}$  – фактор впливу несиметрії напруги (за даними фактичних вимірювань).

7. Попередньо приймається мінімальний типорозмір трансформатора за розрахунковою потужністю з урахуванням поправочних коефіцієнтів.

$$S'_{нт.рек} \geq \frac{P_{м.факт} K_{зан.і.Т} K_{EMC}}{n K_{з.доц} K_{24}}. \quad (4.24)$$

8. Визначається доцільний рівень компенсації реактивної потужності:

$$Q_{БК.min} = Q_{max} - \sqrt{(K_{з.доц} n S'_{нт.рек})^2 - (P_{max} K_{зан.і.Т})^2}. \quad (4.25)$$

Розрахунок проводиться до моменту задоволення прийнятого типорозміру перевіркам роботи обладнання у нормальному (для однострансформаторних ТП) та післяаварійному режимах роботи (для багатотрансформаторних ТП).

*Перевірка. Режим тривалих аварійних перевантажень* (для багатотрансформаторних ТП). Виконується моделювання двоступінчатого ГЕН післяаварійного режиму з визначенням коефіцієнту допустимого перевантаження у післяаварійному режимі роботи  $K_{2ав}$ , оцінюється температура найбільш нагрітої точки обмотки трансформатора та фізичний знос.

9. *Техніко-економічне обґрунтування доцільного типорозміру трансформатора з певною системою охолодження шляхом порівняння капіталовкладень на реалізацію проекту. Перехід до вибору характеристик суміжного обладнання ЕКПМ.*

Графічна схема алгоритму вибору раціональної потужності трансформаторів для ЕКПМ наведена на рис. 4.5.

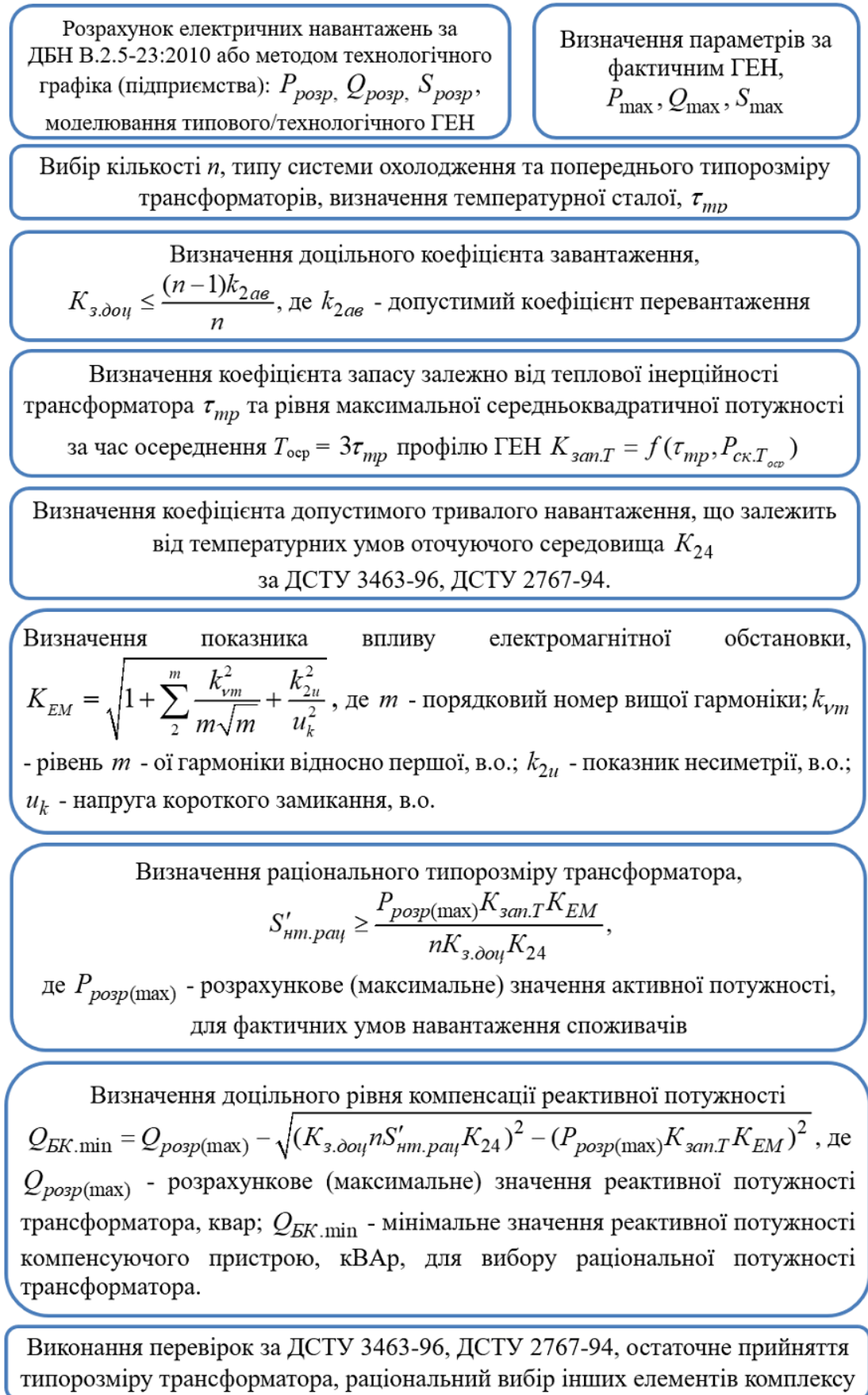


Рисунок 4.5 – Алгоритм вибору раціональної потужності силових трансформаторів в ЕКПМ

#### 4.4. Обґрунтування методології ефективного вибору ліній електропередачі

Тип застосованої лінії електропередачі залежить від таких основних параметрів як:

- відстань від фідерів РП підстанцій до трансформаторних підстанцій споживачів, цехів, технологічних комплексів тощо;
- режими роботи за фактичним навантаженням;
- умови термічної стійкості у аварійних режимах;
- умови за втратами напруги в системах електропостачання у нормальних та післяаварійних режимах роботи мережі.

У районах багатоповерхової забудови мережі виконані, як правило, кабелями, по магістральним (рис. 4.6 а) петльовим та кільцевим схемам (рис. 4.6 б, в, г).

Максимальне врахування наведених факторів при виборі КЛ дозволить встановити можливість підвищення ефективності експлуатації КЛ 6-10 кВ в умовах операторів системи розподілу та промислових підприємств.

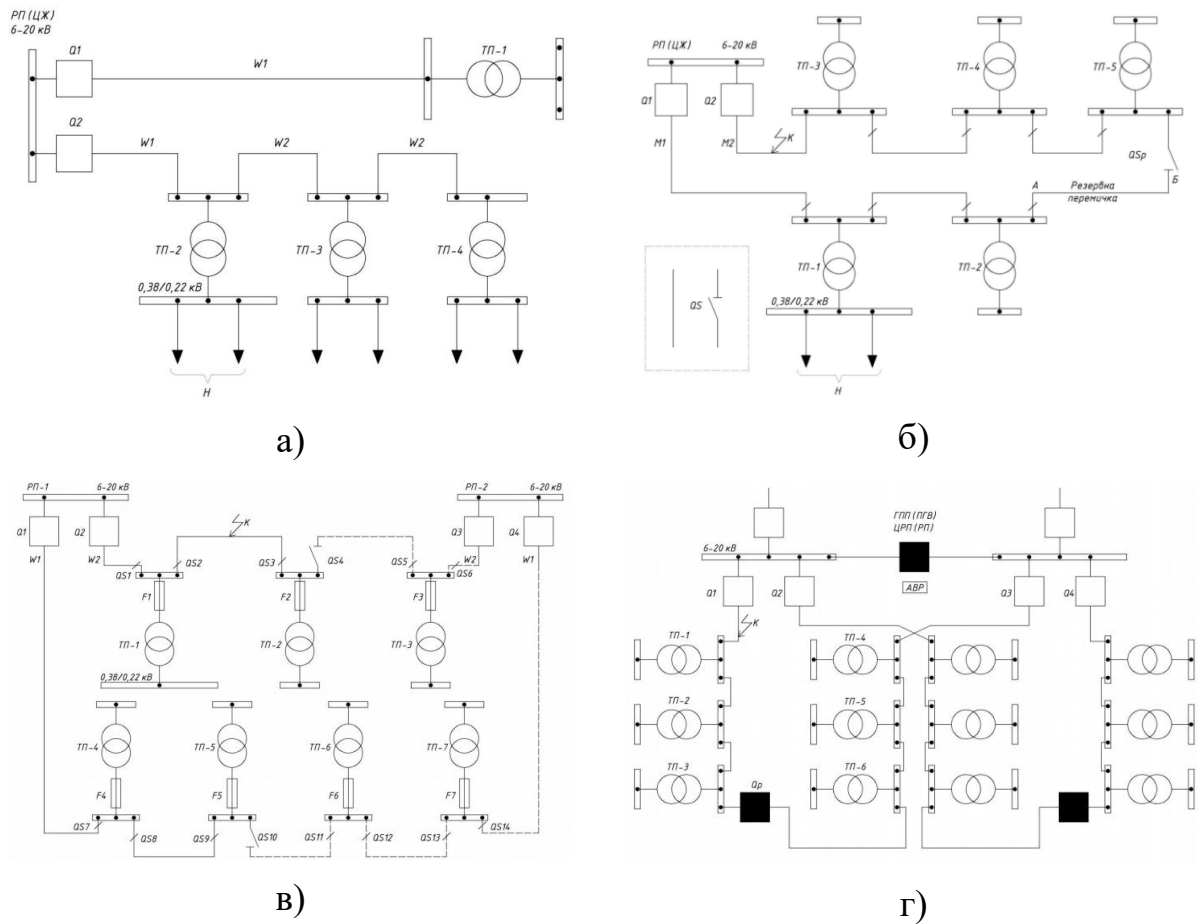


Рисунок 4.6 – Типові системи електропостачання ЕКПМ

- а) схема нерезервованої розподільної мережі напругою 6-20 кВ;  
 б) схема петльової мережі напругою 6-20 кВ із живленням від одного РП;  
 в) схема петльової мережі напругою 6-20 кВ із живленням від двох РП;  
 г) схема кільцевих магістралей напругою 6-20 кВ

#### 4.4.1 Фактори впливу при виборі перерізу кабельних ліній

Кабелі 6-10 кВ, по яких відбувається живлення міських трансформаторних підстанцій, як правило, підключаються до різних шин ГЗП або РП для забезпечення резервування при роботі за схемою післяаварійного режиму і переважно прокладаються в траншеях (в землі) [83].

Економічно доцільний перетин  $F_{ек}$  ліній може вибиратися за параметром економічної густини струму і перевірятися за нагріванням струмом форсованого режиму:

$$F_{ек} = I_{н.р} / j_e, \quad (4.26)$$

де  $I_{н.р}$  – струм у нормальному режимі роботи, А;  $j_e$  – значення економічної густини струму, А/мм<sup>2</sup>.

*Фактор 1.* Значення густини струму  $j_e$  знаходиться залежно від кількості годин використання максимального навантаження  $T_m$ . Для ЕКПМ  $T_m$  може бути в таких діапазонах: 3000-5000 год і більше 5000 год. Це вказує на те, що характер графіка навантажень споживача або групи споживачів має вплив на вибір перерізу КЛ.

Так, якщо значення  $T_m$  перебуває у проміжку 3000-5000 год,  $j_e$  складає 1,4 А / мм<sup>2</sup>, а при  $T_m > 5000$  год  $j_e = 1,2$  А / мм<sup>2</sup> для кабельних ліній з просоченою паперовою ізоляцією.

*Фактор 2.* На вибір перерізу кабелю у нормальному режимі роботи і його перевірку у форсованому режимі впливає початковий (попередній) режим роботи, який, згідно ПУЕ, диференціюється завантаженням до  $0,6I_{ном}$  та до  $0,8I_{ном}$ . Визначення та прийняття доцільного попереднього завантаження також має бути обґрунтованим.

*Фактор 3.* На вибір типорозміру КЛ впливає перевірка на термічну дію струму КЗ. Окрім значень потужності КЗ на шинах 6-10 кВ та відповідних розрахункових струмів суттєве значення має характеристика часу спрацювання застосованого комутаційного та захисного обладнання, його вимикаюча здатність.

Перевірка кабелів на термічну стійкість при протіканні струмів короткого замикання. Умова перевірки:

$$F_{\min} \leq F,$$

де  $F_{\min}$  – мінімальний переріз провідника, що відповідає вимозі його термічної стійкості при короткому замиканні, мм<sup>2</sup>.

$$F_{\min} \leq \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{\text{відк}} + T_a}}{C}, \quad (4.27)$$

де  $I_{\infty}$  – струм КЗ, А;  $t_{\text{відк}}$  – час протікання струму КЗ, с;  $T_a$  – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ, рівна для розподільчих мереж напругою 6-10 кВ 0,01 с;  $C$  – стала, що визначається в залежності від заданої ПУЕ кінцевої температури нагріву жил і напруги (для кабелів з паперовою просоченою ізоляцією при напрузі 6 (10) кВ  $C = 98(100) \text{ А}\cdot\text{с}^{-1/2}/\text{мм}^2$ ).

Значення струму КЗ можливо визначати за потужністю  $S_{\text{КЗ}}$  на шинах джерела живлення:

$$I_{\infty} = \frac{S_{\text{КЗ}}}{\sqrt{3} U_n}. \quad (4.28)$$

Згідно ПУЕ час дії струму КЗ складається з часу дії основного релейного захисту даного ланцюга  $t_{\text{рз}}$  і повного часу відключення вимикача  $t_{\text{відк.в}}$ :

$$t_{\text{відк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{відк.в}}. \quad (4.29)$$

*Фактор 4.* Перевірка мережі за втратою напруги в її елементах також є важливою в плані прийняття доцільного типорозміру КЛ.

*Фактор 5.* Для кабелів з ізоляцією з ЗПІ в якості поправочного коефіцієнту на допустимий струм може бути використане значення фактора навантаження  $K(m)$ , що дозволяє врахувати реальний режим роботи КЛ в конкретних умовах експлуатації та неодмінно підвищує ефективність проектування і експлуатації ЛЕП без надмірного перевищення типорозмірних параметрів.

4.4.2 Аналіз впливу ГЕН споживачів та конфігурації мережі на ефективність вибору КЛ

*Вплив ГЕН споживачів.* Для обґрунтування прийняття потрібного значення економічної щільності струму для вибору КЛ в муніципальних електричних мережах слід виконати аналіз графіків електричного навантаження (ГЕН) РП, або окремої характерної ТП, до якої підключено декілька різних за характером споживачів, у яких враховано прив'язку до найпотужнішого об'єкту.



Рисунок 4.7 – ГЕН ТП-6(10)/0,4, що живить житлові будинки з газовими плитами [81]



Рисунок 4.8 – ГЕН ТП-6(10)/0,4, що живить житлові будинки з електроплитами [81]

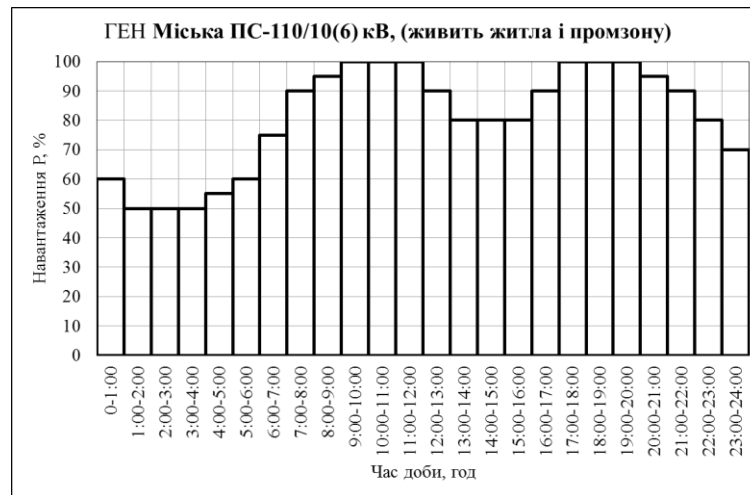


Рисунок 4.9 – ГЕН силової підстанції-110/10(6) кВ [81]

Таблиця 4.7 – Число годин використання максимального навантаження типових графіків електричного навантаження споживачів

Об'єкт	$T_m$ , год
ТП-10/0,4, (живить житлові будинки з газовими плитами)	3976
ТП-10/0,4, (живить житлові будинки з електроплитами)	4180
РП-10(6) кВ міської мережі	5991
Міська ПС-110/10(6) кВ, (живить житла і промзону)	7082

Згідно даних щодо типових графіків електричних навантажень об'єктів ЕКПМ та розрахованих значень  $T_m$ , можна зробити висновок, що КЛ початку петльової схеми (приєднання до РП або ГЗП) необхідно вибирати за економічною густиною струму  $j_e = 1,2 \text{ А/мм}^2$  ( $T_m > 5000$  год), а ближче до кінців напівпетлі схеми –  $j_e = 1,4 \text{ А/мм}^2$  ( $3000 \text{ год} < T_m < 5000$  год). Неврахування таких умов може призвести до завищення або заниження перерізу ввідних КЛ від міської ПС до РП та від РП на початку петльової схеми, залежно від прийнятого значення  $j_e$ .

*Вплив конфігурації мережі.* Визначення допустимого діапазону зміни перетинів КЛ в залежності від конфігурації схеми мережі є доцільним для

аналізу в специфічних умовах магістральних схем живлення цехів чи окремих потужних споживачів в умовах промислових підприємств, невеликих населених пунктів та районів, а також для електротехнічного комплексу споживачів міст, які отримують живлення по кільцевим (петльовим) схемам, які мають кілька ступенів відбору потужності по довжині лінії.

Для КЛ з паперовою просоченою, полівінілхлоридною, гумовою ізоляцією під час перевірки на нагрів приймається півгодинний максимум струму, найбільший із середніх півгодинних струмів цього елемента мережі.

Для КЛ з ізоляцією зі зшитого поліетилену додатково є можливість врахування реального ГЕН та відповідного фактору навантаження,  $m$ .

Так, для ліній однакового перерізу з  $n$  навантаженнями, що відгалужуються, економічна щільність струму на початку лінії може бути збільшена в  $K_y$  раз, причому  $K_y$  визначається з виразу

$$k_y = \sqrt{\frac{J_1^2 L}{I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + \dots + I_n^2 l_n}}, \quad (4.30)$$

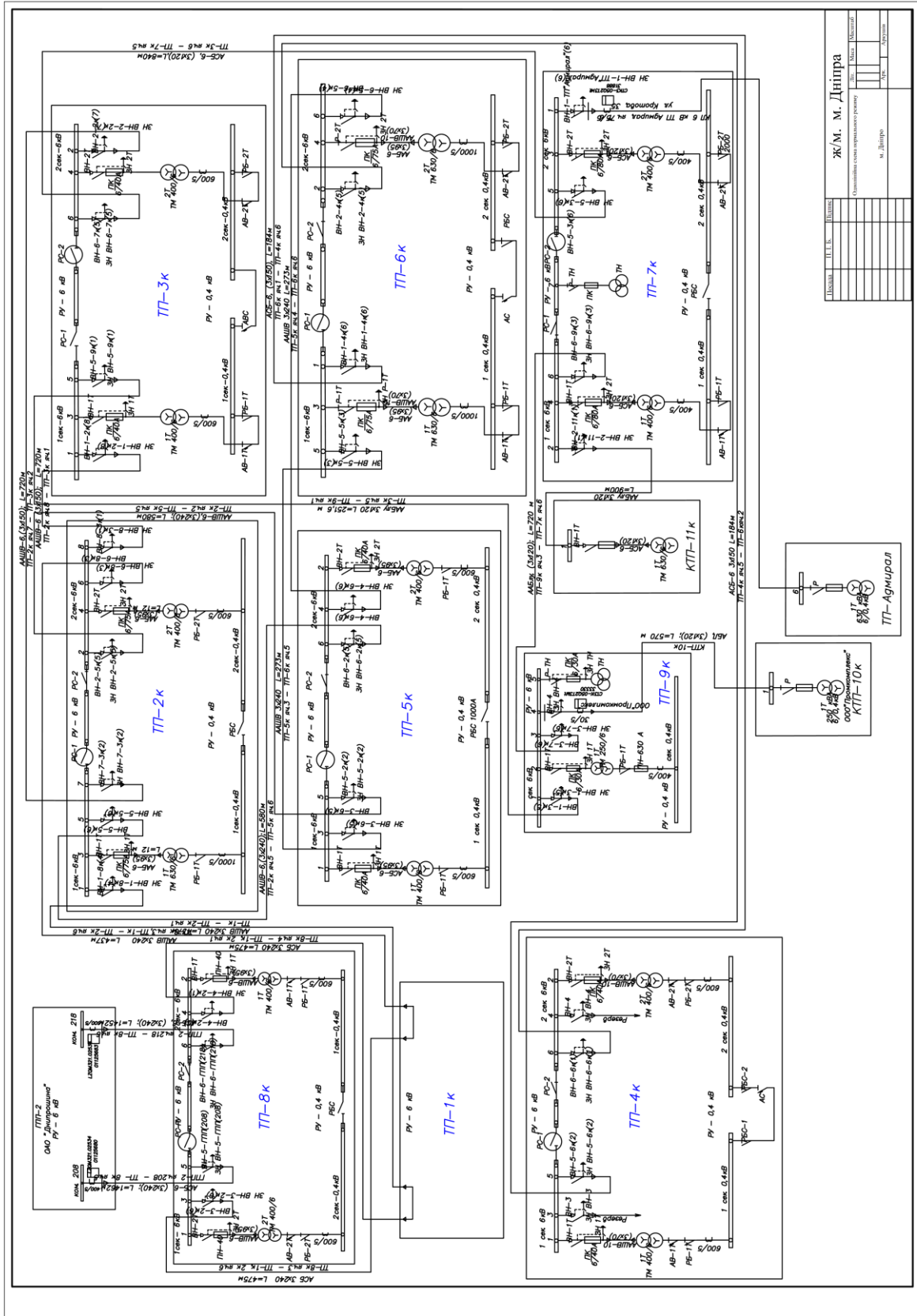
де  $I_1, I_2, I_n$  - навантаження окремих ділянок лінії;  $l_1, l_2, l_n$  - довжини окремих ділянок лінії;  $L$  - повна довжина лінії.

Вибір економічних перерізів проводів повітряних і жил кабельних ліній, що мають проміжні відбори потужності, слід виконувати для кожної з ділянок, виходячи з їх відповідних розрахункових струмів. При цьому для сусідніх ділянок допускається приймати однаковий переріз проводу, відповідний економічному для найбільш протяжної ділянки, якщо різниця між значеннями економічного перерізу для цих ділянок знаходиться в межах одного ступеня за шкалою стандартних перерізів. Перерізи проводів на відгалуженнях довжиною до 1 км приймаються такими ж, як на ПЛ, від якої проводиться відгалуження. При більшій довжині відгалуження економічний переріз визначається по розрахунковому навантаженню цього відгалуження.

Вище наведені умови характерні для петльових схем міських кабельних електричних мереж, у яких спостерігаються ступінчасті відбори потужності, однак дана модель може працювати некоректно через різну довжину кабельних ліній у петльовій схемі. Виконаємо відповідні розрахунки для реальної схеми електричних мереж на прикладі житлового масиву м. Дніпра з урахуванням фактичних параметрів елементів електротехнічного комплексу з моделюванням нормального і післяаварійного режиму роботи. Це дозволить встановити рівень відповідності параметрів обладнання, що знаходиться в експлуатації, зокрема кабельних ліній електропередачі, технічно та економічно обґрунтованому рівню з позицій їх ефективного використання.

Таблиця 4.8 – Характеристика схеми системи електропостачання житлового масиву міста та параметри електрообладнання

Напівкільце №1	Схема нормального режиму роботи міської електричної мережі фідеру № 218 ГЗП-2, ж/м				Трансформатор (тип)
	Кабель (тип)	Довжина (м)	Приєднання (початок)	Приєднання (кінець)	
	АСБ 3х120-6	1452	ГЗП-2, Ком.218	ТП-8к	ТМ-400/6
	АСБ 3х240-6	475	ТП-8к	ТП-1к	
	ААШВ 3х240-6	437	ТП-1к	ТП-2к	ТМ-400/6
	ААШВ 3х150-6	720	ТП-2к	ТП-3к	ТМ-400/6
	АСБ 3х120-6	840	ТП-3к	ТП-7к	ТМ-400/6
	ААБлу 3х120-6	720	ТП-7к	ТП-9к	ТМ-250/6
Напівкільце №2	Схема нормального режиму роботи міської електричної мережі фідеру № 208 ГЗП-2, ж/м				Трансформатор (тип)
	Кабель (тип)	Довжина (м)	Приєднання (початок)	Приєднання (кінець)	
	АСБ 3х240-6	1462	ГЗП-2, Ком.218	ТП-8к	ТМ-400/6
	АСБ 3х240-6	475	ТП-8к	ТП-1к	
	ААШВ 3х150-6	720	ТП-1к	ТП-3к	ТМ-400/6
	ААБлу 3х120-6	251,6	ТП-3к	ТП-9к	ТМ-250/6
	ААБлу 3х120-6	840	ТП-3к	ТП-7к	ТМ-400/6
	ААБлу 3х120-6	720	ТП-7к	КТП-11к	ТМ-630/6



І.І.І.	І.І.І.	І.І.І.	І.І.І.
І.І.І.	І.І.І.	І.І.І.	І.І.І.
І.І.І.	І.І.І.	І.І.І.	І.І.І.
І.І.І.	І.І.І.	І.І.І.	І.І.І.

Ж/М. М. Дніпра  
 Освітальний центр управління району  
 м. Дніпро

Рисунок 4.10 – Фактична конфігурація схеми системи електропостачання 6 кВ міського житлового масиву

Таблиця 4.9 – Визначення доцільного складу КЛ для фактичної мережі

Напівкільце №1.1	Трансформатор	Sнт,	Навантаження лінії, РН-режим	$J_{ei}$	$Ky$	$F_{ск}$	$F_{станд}$	$I_{доп}$	$I'_{доп1}$	Навантаження лінії, ПА-режим
	(тип)	кВА	А	А/мм <sup>2</sup>		мм <sup>2</sup>	мм <sup>2</sup>	А	А	А
	ТМ-400/6	400	124,6	1,2	1,402	74,0	95	225	281,3	264,7
	ТМ-400/6	400	97,7	1,2	1	81,4	70	190	<b>237,5</b>	<b>237,8</b>
	ТМ-400/6	400	70,7	1,2	1	58,9	70	190	237,5	210,8
	ТМ-400/6	400	43,8	1,2	1	36,5	35	125	<b>156,3</b>	<b>183,9</b>
	ТМ-250/6	250	16,8	1,4	1	12,0	35	125	<b>156,3</b>	<b>156,9</b>
Напівкільце №1.2	Трансформатор	Sнт,	Навантаження лінії, РН-режим	$J_{ei}$	$Ky$	$F_{ск}$	$F_{станд}$	$I_{доп}$	$I'_{доп1}$	Навантаження лінії, ПА-режим
	(тип)	кВА	А	А/мм <sup>2</sup>		мм <sup>2</sup>	мм <sup>2</sup>	А	А	А
	ТМ-400/6	400	140,1	1,2	1,31	89,1	95	225	281,25	264,7
	ТМ-400/6	400	113,2	1,2	1	94,3	95	190	<b>237,5</b>	<b>237,8</b>
	ТМ-250/6	250	86,2	1,2	1	71,8	70	210	262,5	210,8
	ТМ-400/6	400	69,4	1,2	1	57,8	50	155	194	194,0
	ТМ-630/6	630	42,4	1,4	1	30,3	50	155	194	167,0

Продовження табл. 4.9

Напівкільце №1.1	Трансформатор	Sнт, кВА	Навантаження лінії, РН-режим	Навантаження лінії, РФ-режим	$F_{ост}$	$I'_{доп2}$	$F_{факт}$
	(тип)	кВА	А	А	мм2	А	мм <sup>2</sup>
	ТМ-400/6	400	124,6	264,7	95	281,3	120
	ТМ-400/6	400	97,7	237,8	95	281,3	240
	ТМ-400/6	400	70,7	210,8	70	237,5	150
	ТМ-400/6	400	43,8	183,9	50	193,8	120
	ТМ-250/6	250	16,8	156,9	50	193,8	120
Напівкільце №1.2	Трансформатор		Навантаження лінії, РН-режим	Навантаження лінії, РФ-режим	$F_{ост}$	$I'_{доп2}$	$S_{факт}$
	(тип)		А	А	мм2	А	мм <sup>2</sup>
	ТМ-400/6	400	140,1	264,7	95	281,3	240
	ТМ-400/6	400	113,2	237,8	95	281,3	150
	ТМ-250/6	250	86,2	210,8	70	237,5	120
	ТМ-400/6	400	69,4	194,0	50	194	120
	ТМ-630/6	630	42,4	167,0	50	194	120

Як можемо прослідкувати із таблиці 4.9 остаточно прийняті перерізи ( $F_{ост}$ ) є на 1-3 типорозміри меншими за фактично існуючі ( $F_{факт}$ ), що призводить до завищених капіталовкладень в мережу та відповідного збільшення експлуатаційних витрат.

Врахування параметрів конфігурації схеми міських розподільчих мереж дозволяє вибрати оптимальні значення перерізів кабельних ліній електропередачі, особливо для умов головних ділянок мережі – від РП (ГЗП) до першої точки відбору потужності. Врахування коефіцієнта  $K_y$  призводить до збільшення економічної щільності струму для головних ділянок КЛ та відповідного недопущення завищення перерізів, що сприяє зниженню капіталовкладень в мережу. Вибрані з урахуванням поправок на параметри схеми перерізи ліній переважно задовольняють умовам подальшої перевірки за нагріванням у форсованому режимі роботи. Остаточні прийняті перерізи суттєво відрізняються від фактично встановлених та є меншими на 1-3 типорозміри. Отже, існуюча мережа побудована неефективно і нераціонально.

Втрати електричної енергії при заміні КЛ необхідно враховувати при виконанні реконструкції ліній і застосуванні меншого перетину відповідно до реальних навантажень. Заміна провідників ПЛ на менший перетин буде доцільною за умови, що сумарна вартість втрат електроенергії на розрахунковому періоді (термін служби лінії) буде меншою, ніж різниця сумарних витрат на спорудження лінії базового перетину і на 1-2 ступені меншого.

$$(Z_{\Sigma.A} - Z_{\Sigma.B}) \geq \sum_{t=1}^{T_{cl}} (\Delta P_B - \Delta P_A) \tau_{нб} \cdot C_{0.П} \cdot t. \quad (4.31)$$

Порядок проведення аналізу, отримані результати, висновки, і заходи щодо вирішення можливих проблем правомірно розповсюдити на аналогічні об'єкти КЛ і ПЛ.

#### 4.4.3 Визначення доцільного рівня навантаження ліній електропередачі

Врахування фактору навантаження для КЛ з ізоляцією ЗП дозволяє в умовах конкретних споживачів збільшити допустимий струм КЛ в наступному характерному діапазоні значень, наведеному в табл. 4.10.

Фактор навантаження  $m$ , який враховує теплову інерцію землі в разі підземного прокладання кабелю, розраховують за формулою [18]:

$$m = \frac{\sum_{i=1}^{24} S_i}{24S_{\max}} \quad (4.32)$$

де  $S_{\max}$  – максимальна потужність найбільш завантаженої доби, кВ·А;

$S_i$  – потужність, споживана в  $i$ -ту годину найбільш завантаженої доби, кВ·А.

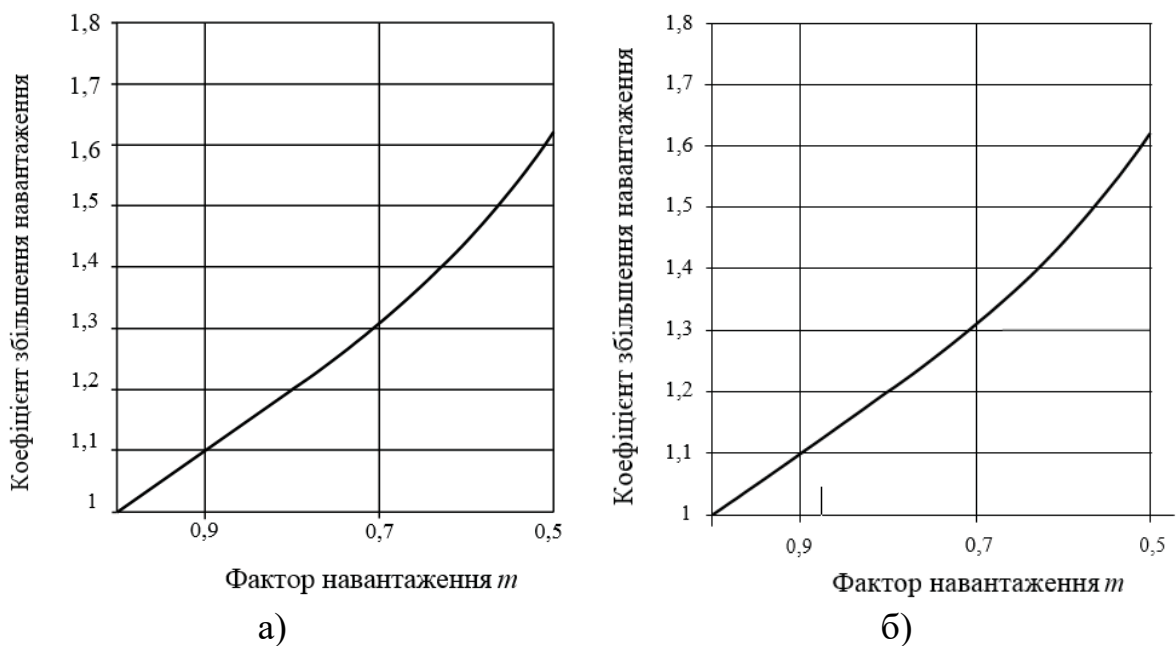


Рисунок 4.11 – Коригувальний коефіцієнт до фактора навантаження  $m$  кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою до 35 кВ включно (а), 110 кВ і більше (б) [18]

Таблиця 4.10 - Значення поправкових коефіцієнтів для типових споживачів в залежності від фактора навантаження

Об'єкт	Фактор навантаження	Попр. коеф. на Ідоп, 6-35 кВ	Попр. коеф. на Ідоп, >35 кВ
	М	$K_m$	
Житловий будинок із газовими плитами	0,380	1,65	
Житловий будинок з електроплитами	0,477	1,62	
Універсам	0,771	1,22	
Їдальня	0,708	1,31	
Поліклініка	0,563	1,5	
Школа	0,300	1,7	
Побуткомбінат	0,625	1,4	
Теплопункт	0,950	1,05	
ТП-10/0,4, (живить житлові будинки з газовими плитами)	0,454	1,63	
ТП-10/0,4, (живить житлові будинки з електроплитами)	0,477	1,62	
РП-10(6) кВ міської мережі	0,684	1,32	
Міська ПС-110/10(6) кВ, (живить житла і промзону)	0,808	1,2	1,2

#### 4.4.4 Аналіз факторів впливу на надійність роботи КЛ

Основними причинами відмов кабельних ліній електропередачі прийнято вважати механічні пошкодження кабелю або його ізоляції та перегрів ізоляції. На прикладі кабельних ліній ЦРП 6 кВ оператора системи розподілу у м. Дніпро проведемо аналіз причин відмов кабельних ліній.

У якості вихідних даних для аналізу причин відмов кабельних даних узято:

- паспортні дані;
- дані щодо кількості відмов упродовж експлуатації та встановлених причини за офіційними висновками.

Вихідні дані для перших п'яти досліджуваних ліній наведено у таблиці. Усього проаналізовано 188 кабельних ліній загальною довжиною 140921,3 м.

Загальна кількість відмов для 188 досліджуваних кабельних ліній становить 954 відмови, тобто в середньому 6,8 відмов на кожний км кабельної

лінії. Якщо врахувати напрацювання кожної кабельної лінії, то середній показник кількості відмов становить 0,225 відмов/(км·рік). Таким чином у середньому одна відмова припадає на кожні 4 км кабельних ліній щороку.

Аналіз причин відмов кабельних ліній, що вказані у протоколах ремонтів, вказує на те, що основними причинами виходу кабельних ліній з ладу є пошкодження у кабельних муфтах, пошкодження ізоляції внаслідок коротких замикань, корозія та механічні пошкодження. Доля браку заводів-виробників незначна. На рис. 4.6 показаний кількісний та відсотковий розподіл кількостей відмов кабельних ліній на досліджуваному об'єкті.

Таблиця 4.11 - Вихідні дані реальної системи електропостачання для виконання дослідження

№ п/п	Найменування кабельної лінії 6 кВ. Диспетчерське позначення	Марка кабелю, кількість жил, довжина КЛ	Загальна довжина КЛ, м	Кількість відмов КЛ, шт	Кількість кабельних муфт та з'єднань	Термін експлуатації, років	Середній коеф. завант. (Кзв)	Основні причини виходу з ладу даної КЛ / разів					Спосіб прокладання КЛ, м / глибина прокладання, м				
								КЗ у з'єднувальній муфті	КЗ пробій ізоляції, КЗ	пошкодження корозією	механічні пошкодження	брак заводського виробника	у тунелі (1.2 м)	У каналі (0.7 м)	у трубах (1 м)	у землі (0.8 м)	інше
1	ф-10А ПС 154 №2 6кВ→ЦРП-1 ком.№5	2(ААБ-6 3*240) L=2x1700м	3400	16	24	65	0,86	6	5	1	2	2	80	50	280	1280	0
2	ф-18Б ПС 154 №2 6кВ→ЦРП-1 ком.№15	2(ААБ-6 3*240) L=2x1700м	3400	18	26	65	0,84	2	6	3	2	5	80	50	280	1280	0
3	ПС "Проспект" ком.№18 → ТП-116 ком.№3	СБ-3*120 L=1271; ААБ 3*120 L=1280м	2551	15	17	13	0,42	6	6	1	2		140	20	70,2	1189,8	0
4	КП-28 ком.№3 → ПС-37 ДТТУ ком.№1-ТП-123 ком.№4	ААБл 3*240 L=755; ААШВ 3*120 L=80; АСБ 3*120 L=67,7 ААШЖУ 3*120 L=223,3	1126	7	10	39	0,58	1	6		3		100	8	30	717	0
5	ф-34Б ПС 154 №1→ПС- 37ДТТУ ком.№10	АСБ-6 3*150 L=2313,7м	2313,7	9	14	39	0,90	3	1	2	3		262,7	40	28	1883	0
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	<b>Усього</b>		140921,3	954	1065			287	286	183	177	17	1373,7	5329,4	4816,2	105399,3	431,7

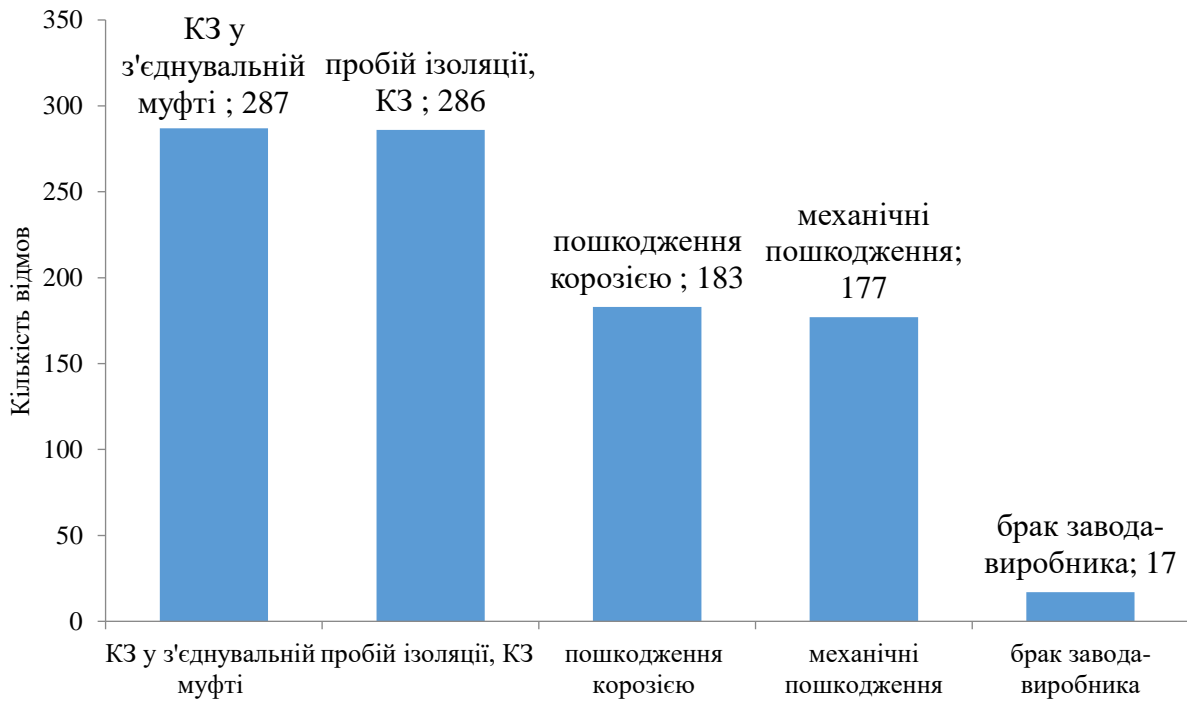


Рисунок 4.12 – Діаграма розподілу відмов кабельних ліній залежно від їх причин

З метою розробки алгоритму мінімізації кількості відмов кабельних ліній було виконано аналіз впливу таких факторів як кількість кабельних муфт та з'єднань, термін експлуатації кабельної лінії та середній коефіцієнт завантаження на показник питомих відмов на кожний кілометр довжини кабелю протягом року.

Для дослідження ступеня впливу кожного з цих факторів на результуючу функцію питомих відмов було використано пакет однофакторного дисперсійного аналізу MS Excel. Даний метод дослідження дозволяє виявити ступінь впливу досліджуваної випадкової величини на результуючу функцію питомих відмов за відношенням дисперсій двох величин. При виконанні однофакторного дисперсійного аналізу висувається початкова (нульова) гіпотеза про рівність математичних очікувань досліджуваної функції та фактора впливу. У разі, якщо випадкова величина не справляє істотного впливу на досліджувану функцію, відношення дисперсій не перевищує критичного значення для заданого рівня довірчої імовірності і можна стверджувати про незалежність або незначну залежність функції від даної випадкової величини або фактора впливу. При цьому початкова гіпотеза  $H_0$  про рівність математичних очікувань підтверджується. Якщо відношення дисперсій (критерій Фішера) перевищує критичне значення, то

гіпотеза  $H_0$  відкидається і можна стверджувати про залежність досліджуваної функції кількості відмов від випадкової величини або про істотний вплив досліджуваного фактора на функцію питомих відмов.

При виконанні дослідження із реальними конструктивними параметрами прокладання кабельних ліній та характеристиками режиму роботи кількість впливових факторів на функцію питомих відмов є досить великою і їх перелік не вичерпується переліченими трьома факторами. Так, на потік відмов кабельних ліній електропередачі впливають не тільки кількість з'єднань окремих кабелів, термін експлуатації, завантаженість, але і такі фактори як матеріал ізоляції, глибина закладання кабельної лінії, спосіб прокладання: у каналі, лотку, відкрито, у землі тощо; режим вологості ґрунту, перепад температур упродовж доби та року, показники якості електричної енергії, що транспортується кабельною лінією, зокрема несиметрія струмів, гармонічний склад, тощо [84, 85]. Кожний із цих факторів, можна сказати напевно, робить свій внесок у старіння ізоляційних матеріалів кабелю, тому виявити один або два фактори, які б здійснювали визначальний вплив на функцію питомих відмов кабельних ліній, по-перше, складно, а по-друге, наявність одного такого визначального фактора свідчить про порушення умов прокладання або режиму експлуатації кабельних ліній.

Тому при виконанні дослідження ступеня впливу різних чинників на потік відмов кабельних ліній методом однофакторного дисперсійного аналізу отримуємо докритичні значення критерію Фішера, що свідчать про неістотний вплив кожного з досліджуваних факторів. Проте оскільки кількість даних за рівнями кожного впливового фактора є однаковою і також однаковою є довірча імовірність, з якою проводиться визначення критичного значення критерію Фішера, то отримані значення критерію Фішера є співставними для різних вибірок, сформованих для різних впливових факторів. Таким чином, порівнюючи значення критерію Фішера для різних вибірок, можемо дійти висновку про більшу або меншу ступінь впливу кожного досліджуваного фактора на результуючу функцію питомих відмов кабельних ліній, і при подальшому аналізі частину факторів відкинути як впливові у меншій мірі.

Результати виконання однофакторного дисперсійного аналізу ступеня впливу досліджуваних факторів кількості кабельних муфт та з'єднань, терміну експлуатації та середнього коефіцієнта завантаження кабельних ліній на функцію питомої кількості відмов, що припадає на кожний кілометр лінії протягом одного року експлуатації наведено у таблицях.

Таблиця 4.12 - Результати однофакторного дисперсійного аналізу ступеня впливу кількості кабельних муфт та з'єднань на функцію потоку відмов КЛ

Дисперсійний аналіз						
<i>Джерело варіації</i>	<i>SS</i>	<i>df</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>P-Значення</i>	<i>F критичне</i>
Між групами	4587,222	187	24,5306	0,633443	0,999035	1,273222
Всередині груп	7202,998	186	38,7258			
Разом	11790,22	373				

Таблиця 4.13 - Результати однофакторного дисперсійного аналізу ступеня впливу терміну експлуатації на функцію потоку відмов КЛ

Дисперсійний аналіз						
<i>Джерело варіації</i>	<i>SS</i>	<i>df</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>P-Значення</i>	<i>F критичне</i>
Між групами	40048,72	187	214,164	0,264319	1	1,272282585
Всередині груп	152326,8	188	810,249			
Разом	192375,5	375				

Таблиця 4.14 - Результати однофакторного дисперсійного аналізу ступеня впливу середнього коефіцієнта завантаження на функцію потоку відмов КЛ

Дисперсійний аналіз						
<i>Джерело варіації</i>	<i>SS</i>	<i>df</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>P-Значення</i>	<i>F критичне</i>
Між групами	17,1103	187	0,0915	0,936218	0,673806	1,272283
Всередині груп	18,3737	188	0,0977			
Разом	35,4841	375				

Проаналізувавши отримані результати, можемо дійти висновку, що серед трьох досліджуваних факторів на функцію питомих відмов кабельних ліній найбільший вплив чинить середній коефіцієнт завантаження кабельної лінії. Це пояснюється перш за все тим, що чим більше завантажена лінія, тим більшою є температура струмопровідних частин кабелю і, відповідно, ізоляції, що вкриває

струмопровідні жили. Надмірне нагрівання, особливо під час перевантажень, спричиняє прискорення старіння ізоляційних матеріалів і, з рештою призводить, до електричного пробоя або механічного пошкодження захисної оболонки кабелю швидше, ніж у аналогічному кабелі з меншим показником завантаженості і тривалістю режимів перевантажень. Тому отриманий результат є очікуваним.

Найменший вплив серед трьох досліджуваних факторів чинить термін експлуатації кабельних ліній. Такий результат можна пояснити, по-перше, тим, що термін експлуатації кабельної лінії вже один раз врахований при знаходженні функції питомої кількості відмов кабельних ліній на кожний кілометр за рік експлуатації, тому осереднення результуючої функції за цим фактором вже відбулося на етапі побудови математичної моделі. По-друге, з теорії надійності відомо, що найбільші значення потоків відмов обладнання взагалі і кабельних ліній зокрема досягаються у перші роки експлуатації й у роки, що відповідають вичерпанню технічного ресурсу роботи. Проміжні роки після того, як заводські браки вже було виявлено, і до того, як вичерпається ресурс кабелів, характеризуються надійною роботою і зниженим потоком відмов, тому значний вплив саме терміну експлуатації кабельних ліній на потік відмов не був би закономірним. Зниженню впливу цього фактора сприяє також і низька завантаженість, що характерна для усіх електричних мереж України і для досліджуваного району електричних мереж зокрема. Проте збільшення електроспоживання в умовах муніципальних мереж, де відбувається запланований чи стохастичний перехід споживачів на електроопалення, що, за оціночними даними викликає зростання навантажень в 2,5-3 рази не тільки в мережі 0,4 кВ, а і для живлячих ліній 6-10 кВ є критичним фактором для ЛЕП, що використовуються понаднормово. Тому, навіть завищена при проектуванні 30-50 років тому типорозмірна структура КЛ не витримує поточних навантажень специфічних енергоємних споживачів, що і призводить до відмов. Відмова ліквідується, як правило, встановленням муфт у місцях пошкодження, що призводить до збільшення їх кількості і підвищення значущості попередньо встановленого фактора впливу на надійність роботи даного обладнання. Це підкреслює

необхідність ефективного використання параметрів провідникового устаткування та доцільність своєчасної заміни на нові зразки, наприклад КЛ з ізоляцією з ЗПІ, які мають значно кращі характеристики, ніж кабельні лінії, які переважно знаходяться в експлуатації в умовах ОСР та підприємств.

При підвищенні завантаженості кабельних ліній вплив терміну експлуатації на кількість відмов кабельних ліній зростатиме, оскільки погіршуватиметься тепловий режим роботи кабелю і прискорюватимуться процеси старіння як провідних жил, так і ізоляційних матеріалів. Тому при перспективному розвитку, спрямованому на збільшення кількості приєднань, переході побутового сектора на автономне або централізоване електричне опалення цей фактор обов'язково повинен враховуватися. При запровадженні електроопалення вплив цього фактора зросте більшою мірою, ніж при збільшенні кількості промислових або різномірних споживачів, оскільки системи електроопалення працюють у тривалому режимі протягом 160-170 діб на рік. Тобто зростає імовірність тривалих режимів перевантаження кабельних ліній.

Наступним етапом аналізу ступеня впливу досліджуваних факторів на функцію потоку відмов кабельних ліній є знаходження рівняння нелінійної регресії за методом найменших квадратів.

Метод найменших квадратів є одним із методів чисельного пошуку рівняння регресії досліджуваної функції. Зручність цього методу пояснюється легкістю його реалізації зокрема у системі MS Excel. Підбір параметрів рівняння нелінійної регресії здійснюється за допомогою вбудованого пакету «Пошук рішення». Слід зауважити, що отримане при виконанні дослідження рівняння нелінійної регресії носить статистичний характер для досліджуваного району електричних мереж і не є функціональною залежністю, що може бути застосованою для інших мереж та районів, оскільки вони можуть характеризуватися іншими параметрами прокладання кабельних ліній, типів та механічного складу ґрунтів, характеристик приймачів тощо. Проте аналогічний алгоритм знаходження статистичних закономірностей у вигляді рівнянь регресії може бути застосований і для інших районів електричних мереж.

Рівняння нелінійної регресії функції потоку відмов кабельних ліній досліджуваного району електричних мереж від трьох чинників шукатимемо у вигляді:

$$f(x, y, z) = Ax^2 + Bx + Cy^2 + Dy + Ez^2 + Fz + Gxy + Hxz + Jyz + Kxyz$$

$f(x, y, z)$  – функція потоку відмов кабельних ліній, од./км·рік;

$x, y, z$  – фактори впливу на досліджувану функцію:

$x$  – кількість кабельних муфт та з'єднань, од.;

$y$  – кількість років експлуатації кабельних ліній, років;

$z$  – середнє значення коефіцієнту завантаження для кабельних ліній;

$A, B, C, \dots, K$  – параметри рівняння регресії:

$A, B$  - параметри, що характеризують вплив фактора  $x$  ;

$C, D$  - параметри, що характеризують вплив фактора  $y$  ;

$E, F$  - параметри, що характеризують вплив фактора  $z$  ;

$G, H, J$  - параметри, що характеризують вплив попарної взаємодії досліджуваних факторів;

$K$  - параметр, що характеризує вплив взаємодії трьох досліджуваних факторів  $x, y, z$  .

Для знаходження параметрів рівняння нелінійної регресії у системі MS Excel задаються значення цільової функції  $f(x, y, z)$  у залежності від рівнів факторів  $x, y, z$  і за допомогою вбудованої функції «Пошук рішення» мінімізується сума квадратів відхилень заданої цільової функції від розрахованого значення питомої величини відмов кабельних ліній, що припадають на одиницю довжини лінії за рік експлуатації.

Отримані значення параметрів рівняння нелінійної регресії наведено у таблиці:

Таблиця 4.15 – Значення параметрів рівняння нелінійної регресії функції потоку відмов кабельних ліній отримані методом найменших квадратів

A	B	C	D	E	F	G	H	J	K
0	3,46E-06	0	0	1,32E-05	1,50E-05	0,00096	0,00031	0,0062	0

Аналіз отриманих коефіцієнтів рівняння нелінійної регресії функції потоку відмов кабельних ліній, що припадають на одиницю довжини лінії протягом одного року експлуатації підтверджує результати однофакторного дисперсійного аналізу. Найбільший прямий вплив на кількість відмов чинить коефіцієнт завантаження, менший вплив здійснює кількість кабельних муфт та з'єднань і мінімальний вплив чинить кількість років експлуатації лінії. Значення параметрів менші за 1/1 000 000 прийнято рівними нулю. Таким чином, рівняння регресії набуде вигляду:

$$f(x, y, z) = 3,46 \cdot 10^{-6} x + 1,32 \cdot 10^{-5} z^2 + 1,5 \cdot 10^{-5} z + 9,6 \cdot 10^{-4} xy + 3,1 \cdot 10^{-4} xz + 6,2 \cdot 10^{-3} yz$$

За отриманим рівнянням регресії можемо побудувати тривимірну поверхню, що відображає функцію питомих відмов кабельних ліній у залежності від кількості кабельних муфт та від коефіцієнта завантаження кабельних ліній, тобто  $f(x, y = const, z)$ . Значення  $y = 34,84 = const$ , оскільки термін експлуатації кабельної лінії здійснює найменший прямий вплив (без взаємодії із іншими факторами), прийнято рівним середньому значенню терміну експлуатації для всіх кабельних ліній досліджуваного району електричних мереж.

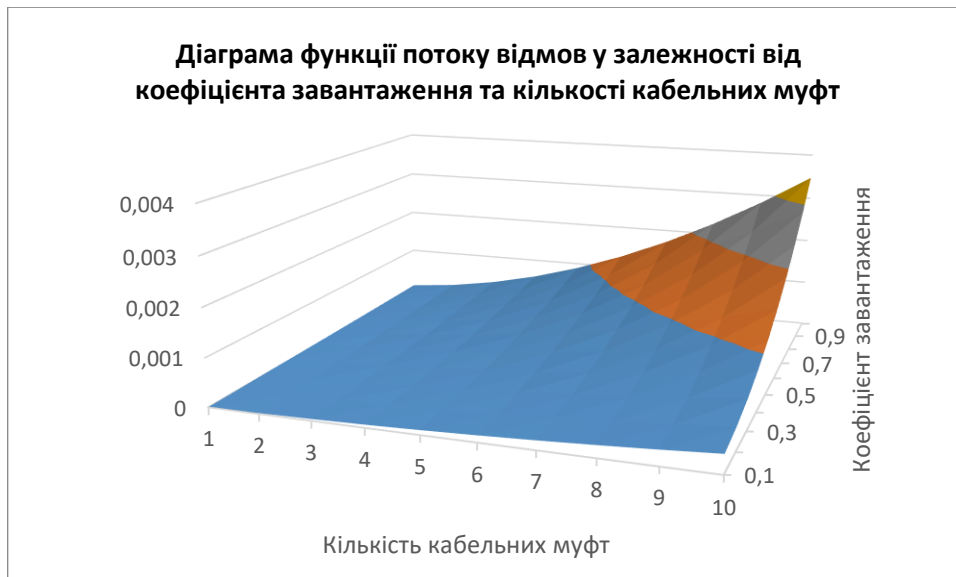


Рисунок 4.13 - Діаграма функції потоку відмов у залежності від коефіцієнта завантаження та кількості кабельних муфт

За діаграмою бачимо, що зі зростанням коефіцієнта завантаження та кількості кабельних муфт зростає і кількість відмов, що припадають на одиницю довжини кабельних ліній.

Таким чином, на основі даних про конструктивне виконання кабельних ліній району електричних мереж діючого ОСР м. Дніпра та про режими їх роботи здійснено аналіз факторів, що впливають на інтенсивність відмов кабельних ліній.

За допомогою однофакторного дисперсійного аналізу було встановлено, що найбільший вплив на інтенсивність відмов кабельних ліній здійснює завантаженість кабельних ліній, меншою мірою впливає кількість з'єднань кабелів і мінімальний вплив здійснює термін роботи кабельних ліній. Останнє можна пояснити тим, що найбільша кількість відмов спостерігається на початку експлуатації кабельних ліній – на етапі «пристосування» та виявлення заводських дефектів. Оскільки кабельні лінії більшою мірою є недовантажені, то вони не вичерпують свій технічний ресурс протягом тривалого часу і тому зі збільшенням терміну експлуатації кількість відмов зростає непропорційно.

Для досліджуваного району електричних мереж методом найменших квадратів знайдено статистичне рівняння нелінійної регресії функції питомих відмов, що припадають на одиницю довжини кабельної лінії упродовж одного року

експлуатації. Пошук параметрів рівняння нелінійної регресії здійснено за допомогою вбудованої функції «Пошуку рішення» методом узагальненого зведеного градієнта. Отримані параметри підтвердили результати оцінки ступеня впливу досліджуваних факторів за допомогою однофакторного дисперсійного аналізу. Найбільший вплив на досліджувану функцію чинить завантаженість кабельних ліній і найменший – термін експлуатації (якщо він не перевищує номінальний з одночасною різкою зміною навантажень споживачів).

За отриманою залежністю побудовано тривимірну поверхню, що зображує статистичну функцію питомої кількості відмов кабельних ліній досліджуваного району електричних мереж від коефіцієнта завантаження та кількості кабельних муфт і з'єднань при заданому середньому терміні експлуатації кабельних ліній. При зміні середнього терміну експлуатації кабельних ліній аналітично може бути отримана сукупність поверхонь, що характеризують кількість відмов при різних термінах експлуатації кабельних ліній. Удосконалення цієї моделі можливе шляхом додаткового аналізу топології прокладання кабельних ліній, відстані від інженерних споруд та комунікацій, механічної стійкості ґрунтів, по яких здійснено прокладання кабельних ліній, режиму вологості та можливих підтоплень кабельних трас тощо. Додатковим інструментом виявлення взаємного впливу кількох факторів окрім ускладнення рівняння нелінійної регресії може бути використання двофакторного дисперсійного аналізу, проте це потребуватиме додаткового збору вихідних даних.

#### 4.4.5 Аналіз впливу параметрів комутаційної і захисної апаратури на ефективність роботи СЕП

Час проходження струму КЗ визначається дією захисних пристроїв вимикаючої апаратури. Для того, щоб пошкодження від термічного впливу струму КЗ були найменшими, необхідно максимально швидко відключити КЗ. Незважаючи на відносно невелику тривалість процесу при КЗ, можливим є значний перегрів провідників через те, що струм КЗ у багато разів перевищує нормальний

струм навантаження. Перегрів понад допустиму температуру може викликати пошкодження ізоляції: термічний пробій, вигорання, втрату еластичності, електричної міцності, термічну деструкцію. Для того, щоб кабелі були термічно стійкі до струмів КЗ, розрахункова температура повинна бути не вище допустимої температури, для даного матеріалу (°C).

Визначення температури провідника  $t_p$  при КЗ є досить складним, тому що струм КЗ, що формується з періодичної і аперіодичної складових, змінюється в часі.

Температура нагріву провідників при КЗ повинна бути не вище гранично допустимих значень, наведених у табл. 4.16.

Електрообладнання, яке застосовується на даний момент в ЕКПМ 6-35 кВ є переважно застарілим та малофункціональним. Так, на розподільчих пунктах встановлені переважно маломасляні вимикачі, які незначними темпами замінюються вакуумними. Що стосується високовольтного розподільчого пристрою 6 або 10 кВ міських ТП, то для них характерним є застосування вимикачів навантаження у поєднанні із запобіжниками.

Таблиця 4.16 - Допустима температура тривалого нагріву для кабелів [18]

Найменування показника	Значення показника для кабелів		
	З ізоляцію зі зшитого поліетилену	З ізоляцію із поліетилену та полівінілхлоридного пластику	З паперовою просоченою ізоляцією
Тривало допустима температура нагріву жил, (°C)	90	90	70
Максимально допустима температура при струмах короткого замикання, (°C)	250	130 160	200

Вимикаюча здатність найбільш розповсюджених високовольтних вимикачів, як правило обмежується значенням 20 кА, що характерно для переважних рівнів потужності КЗ і відповідно струмів КЗ в умовах електричних мереж міст.

Таблиця 4.17 – Характеристики варіантів часу спрацювання комутаційного апарата та релейного захисту приєднання

Тип вимикача та релейного захисту	Власний час спрацювання, с	Час спрацювання релейного захисту, с	Загальний час спрацювання, с
Маломасляні вимикачі (пружинний привод) з реле типу РТМ	0,1-0,09	0,1	0,19-0,2
Вакуумні вимикачі мікропроцесорним терміналом <sup>3</sup>	0,065	0,01	0,075

Таблиця 4.18 – Вплив характеристик комутаційної та захисної апаратури на прийняття перерізу КЛ 6 кВ за термічною стійкістю

$S_{кз}$ , МВА	ВР-1			ВМП-1		ВР-1		ВМП-1	
	$t_{рз}=0,01$ с, $t_{пв} = 0,055$ с, $T_a = 0,01$ с			$t_{рз}=0,01$ с, $t_{пв} = 0,1$ с, $T_a = 0,01$ с		$t_{рз}=0,1$ с, $t_{пв} = 0,055$ с, $T_a = 0,01$ с		$t_{рз}=0,1$ с, $t_{пв} = 0,1$ с, $T_a = 0,01$ с	
	$I_{кз}$	$F_{min}$	$F_{ст}$	$F_{min}$	$F_{ст}$	$F_{min}$	$F_{ст}$	$F_{min}$	$F_{ст}$
10	0,92	2,56	35	3,24	35	3,80	35	4,29	35
20	1,83	5,12		6,48		7,60		8,57	
30	2,75	7,68		9,72		11,40		12,86	
40	3,67	10,24		12,96		15,19		17,14	
50	4,58	12,80		16,20		18,99		21,43	
60	5,50	15,37		19,44		22,79		25,71	
70	6,42	17,93		22,68		26,59		30,00	
80	7,33	20,49		25,92		30,39		34,28	
90	8,25	23,05		29,15		34,19		38,57	
100	9,16	25,61		32,39		37,99		42,85	
110	10,08	28,17	35,63	41,78	47,14				
120	11,00	30,73	38,87	50	45,58	50	51,42	70	
130	11,91	33,29	42,11		49,38		55,71		
140	12,83	35,85	45,35	50	53,18	70	59,99	70	
150	13,75	38,41	48,59		56,98		64,28		
160	14,66	40,98	51,83	70	60,78	70	68,56	95	
170	15,58	43,54	55,07		64,57		72,85		
180	16,50	46,10	58,31	70	68,37	95	77,14	95	
190	17,41	48,66	61,55		72,17		81,42		
200	18,33	51,22	64,79	70	75,97	95	85,71	95	
210	19,25	53,78	68,03		79,77		89,99		
<b>220</b>	<b>20,16</b>	<b>56,34</b>	<b>71,27</b>	<b>95</b>	<b>83,57</b>	<b>95</b>	<b>94,28</b>	<b>95</b>	

Таблиця 4.19 – Вплив характеристик комутаційної та захисної апаратури на прийняття перерізу КЛ 10 кВ за термічною стійкістю

$S_{КЗ}$ , МВА	ВР-1			ВМП-1		ВР-1		ВМП-1	
	$t_{пз}=0,01$ с, $t_{пв} = 0,055$ с, $T_a = 0,01$ с			$t_{пз}=0,01$ с, $t_{пв} = 0,1$ с, $T_a = 0,01$ с		$t_{пз}=0,1$ с, $t_{пв} = 0,055$ с, $T_a = 0,01$ с		$t_{пз}=0,1$ с, $t_{пв} = 0,1$ с, $T_a = 0,01$ с	
	$I_{КЗ}$	$F_{min}$	$F_{ст}$	$F_{min}$	$F_{ст}$	$F_{min}$	$F_{ст}$	$F_{min}$	$F_{ст}$
50	2,75	7,68	35	9,52	35	11,17	35	12,60	35
60	3,30	9,22		11,43		13,40		15,12	
70	3,85	10,76		13,33		15,63		17,64	
80	4,40	12,29		15,24		17,87		20,16	
90	4,95	13,83		17,14		20,10		22,68	
100	5,50	15,37		19,05		22,34		25,20	
110	6,05	16,90		20,95		24,57		27,72	
120	6,60	18,44		22,86		26,80		30,24	
130	7,15	19,98		24,76		29,04		32,76	
140	7,70	21,51		26,67		31,27		35,28	
150	8,25	23,05		28,57		33,50		37,80	
160	8,80	24,59		30,48		35,74		40,32	
170	9,35	26,12		32,38		37,97		42,84	
180	9,90	27,66		34,29		40,20		45,36	
190	10,45	29,19	36,19	42,44	47,88				
200	11,00	30,73	38,10	44,67	50,40				
210	11,55	32,27	40,00	46,90	52,92				
<b>220</b>	12,10	<b>33,80</b>	41,90	49,14	55,43				
230	12,65	35,34	43,81	51,37	57,95				
240	13,20	36,88	45,71	53,60	60,47				
250	13,75	38,41	47,62	55,84	62,99				
260	14,30	39,95	49,52	58,07	65,51				
270	14,85	41,49	51,43	60,31	68,03				
280	15,40	43,02	53,33	62,54	70,55				
290	15,95	44,56	55,24	64,77	73,07				
300	16,50	46,10	57,14	67,01	75,59				
310	17,05	47,63	59,05	69,24	78,11				
320	17,60	49,17	60,95	71,47	80,63				
330	18,15	50,71	62,86	73,71	83,15				
340	18,70	52,24	64,76	75,94	85,67				
350	19,25	53,78	66,67	78,17	88,19				
360	19,79	55,32	68,57	80,41	90,71				
<b>370</b>	<b>20,34</b>	<b>56,85</b>	<b>70,48</b>	95	<b>82,64</b>	<b>93,23</b>	<b>120</b>		

З наведених розрахунків видно, що на прийняття відповідного перерізу кабелю суттєвий вплив має сучасність та функціональність застосованого устаткування. Низькі темпи модернізації розподільчих мереж вимагають в деяких

випадках окрім підвищених експлуатаційних витрат на ремонти застарілого обладнання додаткових коштів на модернізацію мережі із застосуванням завищених типорозмірів.

Тобто, ефективність капіталовкладень в КЛ залежить від стану мережі і функціональності комутаційно-захисного обладнання [86, 87]. Найкращим варіантом є застосування сучасного комутаційного обладнання, наприклад вакуумних вимикачів з мікропроцесорними терміналами релейного захисту і автоматики. Додатковим фактором для застосування, наприклад, вимикачів з мінімальною вимикаючою здатністю (20 кА) є потужність КЗ на шинах РП (ГЗП), яка для мереж 6 кВ не повинна перевищувати 220 МВА, при якій мінімальний переріз буде 70 мм<sup>2</sup> (найкраща швидкодія захисту) або 95 мм<sup>2</sup> (всі інші випадки). Для мережі 10 кВ допустима потужність КЗ становить 370 кВА, а відповідні перерізи становлять від 70 мм<sup>2</sup> до 120 мм<sup>2</sup>.

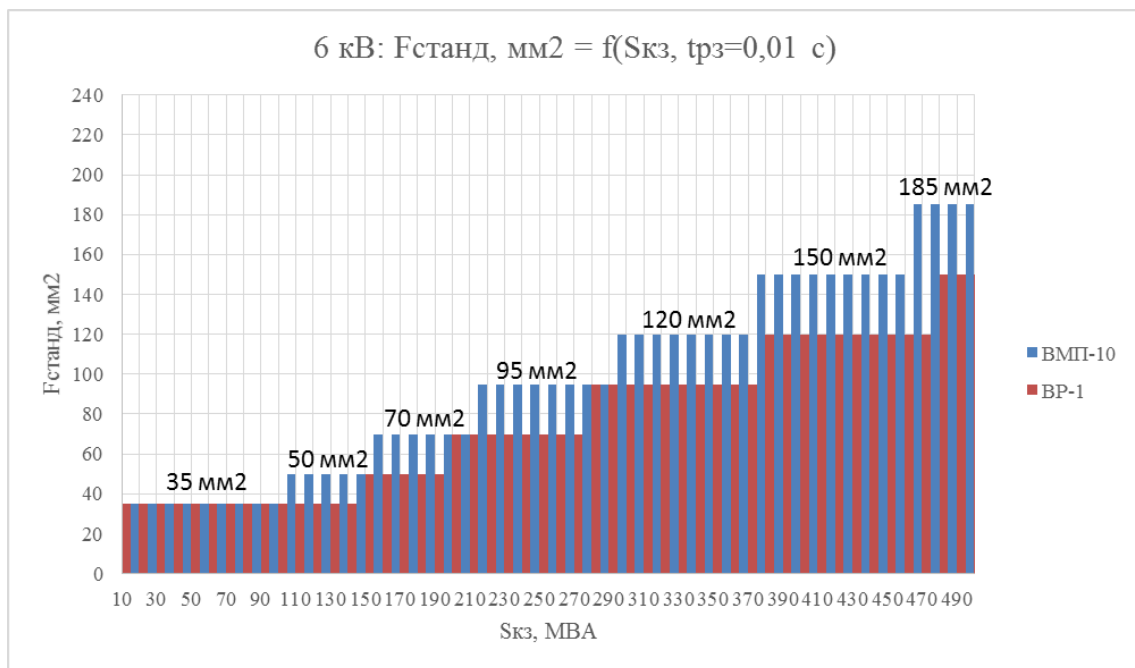


Рисунок 4.14 – Вплив типу комутаційного обладнання на застосування перерізу кабельної лінії електропередачі ( $t_{\text{рз}}=0,01 \text{ с}$ )

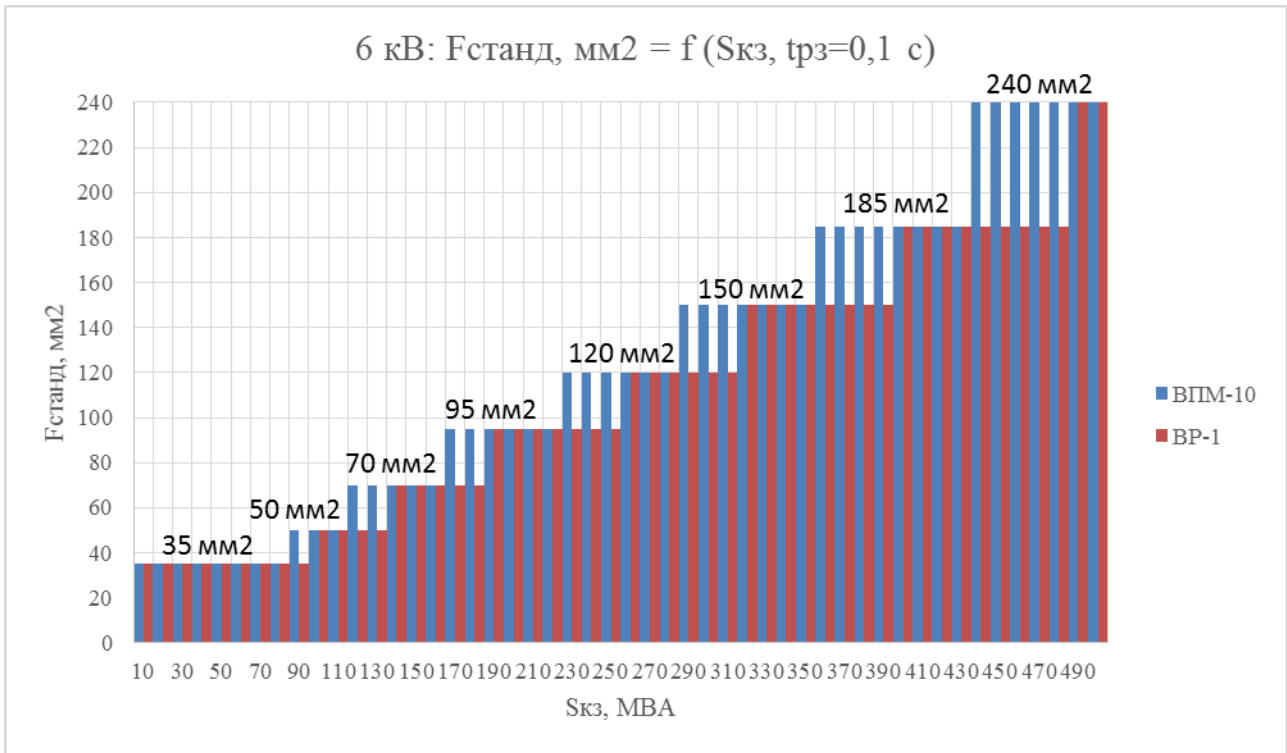


Рисунок 4.15 – Вплив типу комутаційного обладнання на застосування перерізу кабельної лінії електропередачі ( $t_{рз} = 0,1 с$ )

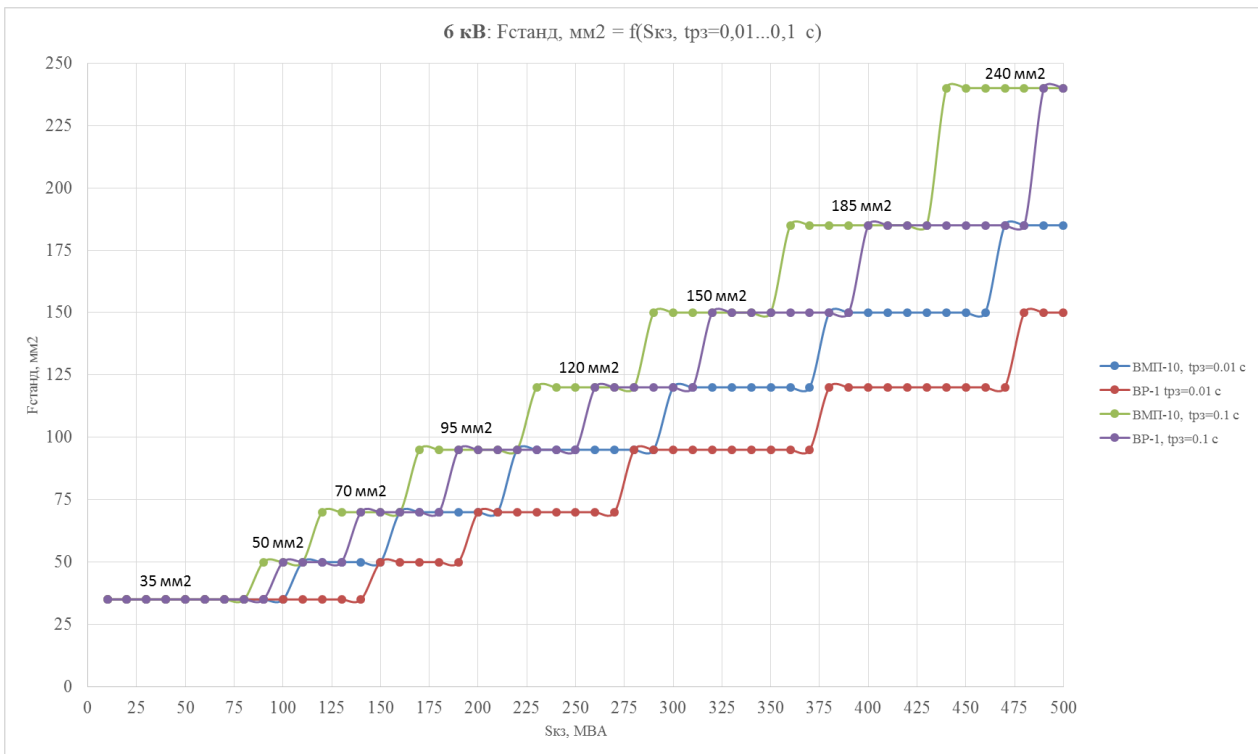


Рисунок 4.16 – Закономірність впливу параметрів комутаційного обладнання, швидкодії спрацьовування захисту та параметрів режиму системи при КЗ на доцільний переріз кабельної лінії електропередачі

*Математична модель вибору комутаційних апаратів за експлуатаційними характеристиками.* Для обґрунтованого вибору того чи іншого типу вимикача в конкретних умовах експлуатації, де можуть виникнути протиріччя, який комутаційний апарат вибрати, розроблено та запропоновано для експлуатаційних служб підприємств та ОСР застосовувати наступну математичну модель, яка одночасно враховує всі значущі техніко-економічні показники та фактори впливу на ефективність вибору вимикача:

$$Z_{t,i} = n_{вим} \left( K_i + \left[ \sum_{t=1}^{T_{ам}} H_A K_i + \sum_{t=1}^{T_{сл}} (Z_{екс.i} + (\omega_{ni} \cdot \tau_{в.i} \cdot P_{спож.} \cdot C_{Вт} \cdot 10^{-3})) \right] t \right), \quad (4.33)$$

де  $Z_{t,i}$  – витрати на певний тип вимикачів, тис.грн на кінець розрахункового періоду;  $t$  – розрахунковий період, рік;  $K_i$  - капітальні витрати  $i$ -го вимикача;  $H_A$  - норма амортизації обладнання, в.о.;  $T_{ам}$  – амортизаційний період, рік;  $Z_{екс.i}$  - експлуатаційні витрати  $i$ -го вимикача за поточний рік, тис. грн;  $T_{сл}$  – регламентований термін служби обладнання, рік;  $n_{выкл}$  - кількість вимикачів,  $\omega_{ni}$  - параметр потоку відмов  $i$ -го вимикача, 1/рік;  $\tau_{в.i}$  - середній час відновлення  $i$ -го вимикача,  $P_{потр.}$  - потужність споживача, для якого розраховується недвідпуск ЕЕ, кВт;  $C_{Вт}$  - поточний тариф на електроенергію для другого класу напруги, грн/кВт·год.

Підставляючи в запропонований вираз відповідні значення параметрів, можна визначити найбільш вигідний проект з установки комутаційного обладнання за критерієм найменших витрат ( $Z \rightarrow \min$ ).

З досвіду проведення відповідних розрахунків за розробленою моделлю, найбільш надійним, екологічним і одночасно найменш витратним комутаційним обладнанням є вакуумні вимикачі, які слід приймати для установки на напругу 6-35 кВ, а елегазові – на більш високу напругу з облаштуванням КРУЕ, яке є

найбільш надійним з можливих варіантів та матиме найменші показники недовідпуску електроенергії важливим споживачам.

#### 4.5 Висновки по розділу

1. Проведений аналіз ефективності використання силових трансформаторів 6-150 кВ в умовах діючих ЕКПМ за фактичними показниками їх режимів роботи дозволив встановити, що переважна більшість трансформаторів 6-150 кВ працюють неефективно з коефіцієнтами звантаження на рівні 20-30 %, а найбільш гостро ця проблема простежується для рівнів напруг місцевого та районного значення 35-150 кВ та диктує необхідність зменшення існуючих типорозмірів обладнання на 1-3 ступені.

2. Перехід на менший типорозмір трансформатора супроводжується зниженням втрат в магнітопроводі та збільшенням втрат в обмотках за рахунок збільшення коефіцієнта завантаження. Економічний ефект від застосування раціонального типорозміру залежить від числа годин використання максимального навантаження типових споживачів або їх сукупностей. Так, для випадків застосування суміжних типорозмірів зростання значення  $T_m$  призводить до зниження економічного ефекту від заміни трансформатора меншим типорозміром, що пояснюється збільшенням коефіцієнту завантаження трансформаторів пропорційно кроку дискретизації їх потужностей та відповідною від'ємною різницею втрат потужності в їх обмотках. Залежності зміни втрат електричної енергії при типорозмірній оптимізації трансформаторного парку дозволяють експрес-методом визначити зону економічної ефективності переходу на раціональну номінальну потужність трансформатора у характерному діапазоні варіації фактичного коефіцієнта завантаження з урахуванням нестаціонарності унікального ГЕН за показником часу використання максимуму навантаження.

3. На основі аналізу існуючих підходів та методів розрахунку електричних навантажень промислових підприємств та міст, фактичних параметрів режимів роботи обладнання ЕКПМ запропоновано удосконалену методику вибору

раціональної потужності трансформаторів, особливістю якої є врахування комплексу взаємовпливу параметрів обладнання та режиму роботи системи шляхом введення в розрахунок визначеного переліку поправочних коефіцієнтів на режим роботи, теплову інерційність, унікальну електромагнітну обстановку на різних рівнях ієрархії системи електропостачання.

4. Визначення доцільного мінімального рівня компенсації реактивної потужності на етапі вибору трансформаторного обладнання у певних випадках надає змогу перейти до меншого типорозміру і за рахунок цього мінімізувати капітальні та експлуатаційні витрати на регламентованому терміні експлуатації.

5. Запропонований алгоритм реалізації ефективного вибору обладнання в ЕКПМ дозволяє не тільки підвищити точність вибору трансформаторів відповідно до фактичних умов експлуатації, але також сприяє прийняттю раціональних перерізів ліній електропередачі за критерієм мінімуму капітальних та експлуатаційних витрат на регламентованому терміні експлуатації. Модернізацію обладнання ЕКПМ за даним алгоритмом доцільно проводити у напрямі зростання ієрархічного рівня системи, що сприятиме комплексному підвищенню енергетичної ефективності усіх задіяних елементів.

6. Врахування індивідуальних характеристик застосованого трансформаторного обладнання та електромагнітної обстановки в одних випадках дозволяє знизити його номінальну потужність, а в інших призводить до необхідності їх завищення. Так, застосування сухих розподільних трансформаторів, врахування теплової інерційності яких у поєднанні з типовими графіками навантаження споживачів, які працюють з високими значеннями показника  $T_m$ , викликає необхідність введення завищуючого коефіцієнту запасу за потужністю, який в окремих випадках сягає 1,15, у той же час застосування великогабаритних масляних трансформаторів у поєднанні з низьким значенням  $T_m$ , дозволяє застосувати понижувальний коефіцієнт до 0,6 від розрахованого за класичними методиками значення.

7. Однофакторний дисперсійний аналіз показників експлуатації кабельних мереж ОСР м. Дніпра дозволив встановити, що факторами, які значною мірою

впливають на інтенсивність відмов КЛЕП, є їх завантаження та кількість муфт по довжині лінії. Тривалість експлуатації кабельних ліній меншою мірою впливає на показник інтенсивності відмов в умовах недовантаження ліній на регламентованому періоді експлуатації. Проте при підвищенні завантаження КЛ вплив терміну експлуатації на кількість відмов кабельних ліній зростатиме, оскільки погіршуватиметься тепловий режим роботи кабелю і прискорюватимуться процеси старіння як провідних жил, так і ізоляційних матеріалів. Тому при перспективному розвитку, спрямованому на збільшення кількості приєднань, переході побутового сектора на автономне або централізоване електричне опалення цей фактор обов'язково повинен враховуватися.

8. На прийняття раціонального перерізу кабелю суттєвий вплив має сучасність та функціональність застосованого комутаційного та захисного електроустаткування і параметри режиму роботи системи при КЗ. Найкращим варіантом в діапазоні можливого струму КЗ є застосування сучасного комутаційного обладнання, наприклад вакуумних вимикачів з мікропроцесорними терміналами релейного захисту і автоматики. Це дозволить в певних умовах приймати на 1 ступінь менші типорозміри КЛ порівняно з варіантом застосування менш швидкодіючого комутаційного обладнання.

## 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ЗАХОДІВ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

### 5.1 Економічна оцінка потенціалу типорозмірної оптимізації силових трансформаторів на прикладі підстанцій 150 кВ

Зважаючи на те, що потужності трансформаторів завищені, то вартість експлуатації та проведення капітального ремонту ( $C_{кр}$ ) встановленого застарілого обладнання є в деяких випадках співрозмірною з вартістю нового обладнання ( $K_{об}$ ), що є доцільним до врахування, тобто:

$$\Delta C_{кр} = (0,25 - 0,4)K_{об}.$$

Для подальшого аналізу в роботі прийнято вартість трансформаторів відповідно до СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2015 «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми» [88] та [89]. Враховуючи це, можна оцінити економічний ефект, що може бути досягнуто при встановленні раціональної потужності трансформаторного парку [90].

Для ПС 110(150) кВ виконаємо аналітичну оцінку вартості рекомендованих трансформаторів у порівнянні з проведенням капітальних ремонтів та обслуговування існуючого, неефективно працюючого обладнання.

Таблиця 5.1 – Капітальні витрати на придбання трансформаторів 150 кВ

Найменування підстанції	Початковий варіант	Результат оптимізації	Вартість придбання рекомендованих трансформаторів (капітальні витрати рекомендованого варіанта)
	Снт.сум1, кВА	Снт.сум2, кВА	$K_{об.рек}$ , млн.грн
Перещепино-150	126000	20000	22
Новомосковська-150	123000	64000	44
Промбаза-150	50000	50000	37
Михайлівка-150	126000	12600	19
Покровка-150	50000	32000	28
Жданівка-150	50000	20000	22
Сергіївка-150	25000	6300	9
Призова-150	126000	8000	17
Зірка-150	64000	12600	19
Ленінська-110	16000	5000	12
Петропавлівка-110	80000	50000	29
Межова-110	26000	12600	14
Птахофабрика-110	12600	12600	14
Електрон-150	126000	32000	28
Північна-150	126000	80000	52
Гвардійська-150	123000	80000	52
Артем ЦРП-150	126000	32000	28
Пролетарська-150	126000	50000	37
Правда-150	103000	50000	37
Труд-150	126000	32000	28
КРУ-150	126000	32000	28
ЮГОК-1	189000	32000	57
Газопровід-150	80000	8000	17
Шовкопрядильна фабрика-150	189000	50000	56
Жовтнева-150	66000	8000	25
Східна-150	64000	50000	37
Нафтопровід-150	50000	8000	17
Жовтень-150	40000	10000	11
Лиховка-150	31000	12600	19
Нікопольська-150	120000	120000	78
Богданівська-150	189000	20000	34
Грушівська-150	189000	50000	56
Апостолово-150	80000	32000	28
Мар'їнська-150	97000	20000	34
Прядильна-150	80000	20000	22
Стрюківка-150	35000	8000	17
Зеленодольська-150	22300	5000	15
Будмаш-150	80000	12600	19

ВДГ-2-150	25000	2500	8
ДЗУ-150	96000	8000	25
ДГ-1	65000	32000	28
ДЛБ-150	50000	32000	28
ДПБ-150	15000	4000	8
ДСК-150	80000	32000	28
Цементна-150	64000	20000	22
Газопровід(ГП)-150	80000	20000	22
Петровська-150	64000	20000	22
Заводська-150	126000	64000	44
Привокзальна-150	126000	50000	37
Міська-1-150	80000	50000	37
Міська-2-150	80000	50000	37
Прядівка-150	50000	12600	19
Діївка-150	64000	32000	28
Комбайнова-150	64000	8000	17
Карла Лібкнехта-150	183000	50000	74
Комінтерна-150	64000	32000	28
Придніпровська-150	80000	32000	28
Маївка-150	50000	32000	28
Лівобережна-1	126000	126000	74
Вузлова-150	158000	50000	74
Тополь-150	64000	50000	37
ОС-150	25000	25000	19
Міська-5-150	64000	50000	37
ДШЗ-1-150	25000	10000	11
Солонянська-150	50000	32000	28
Схід-150	25000	2500	8
Кіровська-150	64000	50000	37
Олімпія-150	80000	20000	22
Фрунзенська-150	80000	32000	28
Славута-150	80000	20000	22
Киснева-150	80000	32000	28
			2115

Для комплексного аналізу доцільно враховувати різницю у вартості експлуатаційних витрат, яких зазнає підприємство при експлуатації існуючого обладнання та рекомендованого до встановлення. Результати оцінки варіантів наведено у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Порівняльна таблиця експлуатаційних витрат на трансформаторне обладнання при типорозмірній оптимізації

Найменування підстанції	Існуючий варіант		Рекомендований варіант	
	Вартість капремонтів існуючих трансформаторів	Обслуговування і поточний ремонт існуючого обладнання	Амортизаційні відрахування на рекомендоване обладнання	Обслуговування і поточний ремонт рекомендованого обладнання,
	$Z_{кр.існ}$ млн.грн	$Z_{обс.існ,}$ млн.грн	$A_{в,}$ млн.грн	$Z_{обс.рек,}$ млн.грн
Перещепине-150	18,56	2,32	1,87	0,22
Новомосковська-150	18,12	2,26	3,66	0,44
Михайлівка-150	9,27	1,16	3,09	0,37
Покровка-150	18,56	2,32	1,57	0,19
Жданівка-150	9,27	1,16	2,36	0,28
Сергіївка-150	9,27	1,16	1,87	0,22
Призова-150	4,64	0,58	0,78	0,09
Зірка-150	18,56	2,32	1,38	0,17
Ленінська-110	10,98	1,37	1,57	0,19
Петропавлівка-110	3,54	0,44	0,97	0,12
Межова-110	12,94	1,62	2,38	0,29
Електрон-150	10,15	1,27	1,21	0,14
Північна-150	4,70	0,59	1,21	0,14
Гвардійська-150	18,56	2,32	2,36	0,28
Артем ЦРП-150	18,56	2,32	4,31	0,52
Пролетарська-150	18,12	2,26	4,31	0,52
Правда-150	18,56	2,32	2,36	0,28
Праця-150	18,56	2,32	3,09	0,37
КРП-150	25,20	3,15	3,09	0,37
ПГОК-1	18,56	2,32	2,36	0,28
Газопровід-150	18,56	2,32	2,36	0,28
Шовкопрядильна фабрика-150	47,00	5,87	4,71	0,57
Жовтнева-150	12,94	1,62	1,38	0,17
Східна-150	27,84	3,48	4,64	0,56
Нафтопровід-150	20,50	2,56	2,07	0,25
Жовтень-150	10,98	1,37	3,09	0,37
Лихівка-150	9,27	1,16	1,38	0,17
Нікопольська-150	6,47	0,81	0,93	0,11
Богданівська-150	6,85	0,86	1,57	0,19
Грушівська-150	19,41	2,43	6,47	0,78
Апостолове-150	27,84	3,48	2,80	0,34
Мар'їнська-150	27,84	3,48	4,64	0,56

Прядильна-150	12,94	1,62	2,36	0,28
Стрюківка-150	26,56	3,32	2,80	0,34
Зеленодольська-150	12,94	1,62	1,87	0,22
Будмаш-150	11,91	1,49	1,38	0,17
ВДГ-2-150	9,42	1,18	1,26	0,15
ДЗУ-150	12,94	1,62	1,57	0,19
ДГ-1	4,64	0,58	0,63	0,08
ДЛБ-150	16,48	2,06	2,07	0,25
ДПБ-150	17,77	2,22	2,36	0,28
ДСК-150	9,27	1,16	2,36	0,28
Цементна-150	3,32	0,41	0,69	0,08
Газопровід(ГП)-150	12,94	1,62	2,36	0,28
Петрівська-150	10,98	1,37	1,87	0,22
Заводська-150	12,94	1,62	1,87	0,22
Привокзальна-150	10,98	1,37	1,87	0,22
Міська-1-150	18,56	2,32	3,66	0,44
Міська-2-150	18,56	2,32	3,09	0,37
Прядівка-150	12,94	1,62	3,09	0,37
Діївка-150	12,94	1,62	3,09	0,37
Комбайнова-150	9,27	1,16	1,57	0,19
Карла Лібкнехта-150	10,98	1,37	2,36	0,28
Комінтерна-150	10,98	1,37	1,38	0,17
Придніпровська-150	29,60	3,70	6,18	0,74
Маївка-150	10,98	1,37	2,36	0,28
Лівобережна-1	12,94	1,62	2,36	0,28
Вузлова-150	9,27	1,16	2,36	0,28
Тополя-150	18,56	2,32	6,18	0,74
ОС-150	25,56	3,19	6,18	0,74
Міська-5-150	10,98	1,37	3,09	0,37
ДШЗ-1-150	4,64	0,58	1,55	0,19
Солонянська-150	10,98	1,37	3,09	0,37
Схід-150	4,64	0,58	0,93	0,11
Кіровська-150	9,27	1,16	2,36	0,28
Олімпія-150	4,64	0,58	0,63	0,08
Фрунзенська-150	10,98	1,37	3,09	0,37
Славута-150	12,94	1,62	1,87	0,22
Киснева-150	12,94	1,62	2,36	0,28
	1015,3	126,92	176,15	21,15
<u>Зекс, млн.грн</u>	1142,2		197,3	

Оціночний річний економічний ефект становитиме (в рік проведенні капремонту трансформаторів):

$$\Delta E = Z_{\text{екс.існ}} - Z_{\text{екс.рек}} = 1142,2 - 197,3 = 944,9 \text{ млн. грн.} \quad (5.1)$$

З наведених даних можна зробити висновок, що для поточного стану завантаження трансформаторів підстанцій 150 кВ у більшості випадків недоцільно проводити капітальні ремонти недовантажених трансформаторів, а краще придбати адекватні фактичним навантаженням нові типорозміри, оскільки вартість експлуатаційних витрат на утримання застарілого парку протягом понаднормового строку є співрозмірною із капіталовкладеннями у нове, з покращеними характеристиками трансформаторне устаткування. Це свідчить про недоцільність понаднормової за терміном експлуатації використання трансформаторів, спричиненої суттєвим недовантаженням і доцільність впровадження та застосування розроблених заходів.

Проведений аналіз і отримані результати є справедливими для будь-якого ієрархічного рівня електротехнічних комплексів підприємств та міст з трансформаторними зв'язками, і можуть бути аналогічним чином застосовані для підстанцій 6-35 кВ тощо.

*Оцінка різниці капіталовкладень для ПС 6-10 кВ.* З урахуванням положень, отриманих в розділі 2, розглянемо більш детально залежність (2.15) за показником різниці в капіталовкладеннях для трансформаторів суміжних типорозмірів:

$$\Delta W_t C_n + \Delta K_{1-2} > 0, \text{ грн} \quad (5.2)$$

де  $\Delta W_t$  – сумарна різниця втрат електричної енергії в трансформаторах за період, що розглядається, кВт·год;

$\Delta K_{1-2}$  – різниця у капіталовкладеннях у трансформаторне обладнання

Аналітику виконаємо для найбільш чисельно представленої категорії трансформаторного обладнання – підстанцій 6-10/0,4 кВ. Для інших типів методика аналізу є аналогічною.

Вартість встановлення 1 кВА трансформаторної потужності на сьогодні складає орієнтовно 1 тис. грн. (масляні трансформатори), 1,25 тис. грн (сухі

трансформатори). Враховуючи це, можна оцінити економічний ефект, що може бути досягнуто при впровадженні відповідної розробленої методики, враховуючи, що її використання дозволить уникнути завищення потужності трансформаторів на 1 ступінь.

Виконаємо розрахунки вартості придбання трансформаторів суміжних типорозмірів при застосуванні методики для розподільних трансформаторів одно- та двотрансформаторних підстанцій типів ТМ та ТС.

Таблиця 5.3 – Різниця у капіталовкладеннях для однострансформаторних ТП

Серія	Позначення типорозміру	Номинальна потужність трансформатора $S_{ном.т}$ , кВ·А	Капіталовкладення в трансформатори, тис. грн (1-трансформаторна ТП/2-трансформаторна ТП)				Різниця, тис. Грн	
			Варіант 1		Варіант 2		$\Delta K_{1-2}$	
ТМ	ТМ-100	100	100	200	63	126	14,43	58,86
	ТМ-160	160	160	320	100	200	42,05	114,10
	ТМ-250	250	250	500	160	320	78,07	186,14
	ТМ-400	400	400	800	250	500	150,12	330,24
	ТМ-630	630	630	1260	400	800	246,18	522,37
	ТМ-1000	1000	1000	2000	630	1260	414,30	858,59
	ТМ-1600	1600	1600	3200	1000	2000	690,48	1410,96
	ТМ-2500	2500	2500	5000	1600	3200	1050,72	2131,44
ТС	ТС-100	100	100	200	63	126	18,04	73,57
	ТС-160	160	160	320	100	200	52,56	142,62
	ТС-250	250	250	500	160	320	97,59	232,68
	ТС-400	400	400	800	250	500	187,65	412,80
	ТС-630	630	630	1260	400	800	307,73	652,96
	ТС-1000	1000	1000	2000	630	1260	517,87	1073,24
	ТС-1600	1600	1600	3200	1000	2000	863,10	1763,70
	ТС-2500	2500	2500	5000	1600	3200	1313,40	2664,30

Таким чином, застосування уточнюючої методики переважно дозволяє знизити капіталовкладення в устаткування за рахунок типорозмірної оптимізації та застосування трансформаторів на ступінь меншої потужності.

## 5.2 Оцінка вартості електромагнітних збитків

Щорічні електромагнітні збитки в ЕКПМ на різних рівнях ієрархії, згідно проведених досліджень і встановлених значень обумовлені додатковими втратами потужності і скороченням терміну служби ізоляції електрообладнання від впливу вищих гармонічних складових (ВГС) і несиметрії (дисбалансу) напруг. Ці складові в такій постановці задачі раніше не були проаналізовані саме для 4-х рівневого ієрархічного комплексу в системах електропостачання промислових підприємств та міст. Встановлені в результаті проведеного експерименту значення коефіцієнтів викривлення синусоїдальності кривої напруги та несиметрії дозволяють за відомими співвідношеннями встановити вплив електромагнітних завад на техніко-економічні показники роботи системи для різних елементів устаткування (силові трансформатори 6-150 кВ, лінії електропередачі, електротехнологічні комплекси підприємств) [91-95].

Розрахункові співвідношення по визначенню щорічного збитку для наведених вище видів обладнання мають наступний вигляд [47]:

а) силові трансформатори (3-4 ієрархічні рівні) напругою 35-150 кВ:

$$Y_{TC} = (695 \cdot T_T \cdot \Delta P_{m.n.}^{(TC)} \cdot C_0 \cdot K_\beta + 7,3K_T) \cdot \sum_{v=2}^n \frac{K_{v.U^*}^2}{v \cdot \sqrt{v}}; \quad (5.3)$$

б) розподільні (міські, цехові) трансформатори  $U_H = (6-20)/0,4$  кВ,  $S_H > 630$  кВ·А:

$$Y_{TC} = (610 \cdot T_{T1} \cdot \Delta P_{m.n.}^{(T)} \cdot C_0 \cdot K_\beta + 1,2K_T) \cdot \sum_{v=2}^n \frac{K_{v.U^*}^2}{v \cdot \sqrt{v}}; \quad (5.4)$$

в) розподільні (міські, цехові) трансформатори  $U_H = (6-20)/0,4$  кВ,  $S_H \leq 630$  кВ·А:

$$Y_{ТП} = (640 \cdot T_{T2} \cdot \Delta P_{м.н.}^{(T)} \cdot C_0 \cdot K_{\beta} + 1,3K_T) \cdot \sum_{v=2}^n \frac{K_{v,U^*}^2}{v \cdot \sqrt{v}}; \quad (5.5)$$

г) кабельні лінії

$$Y_{кл} = 0,1 \cdot L_{к} \cdot K_0 \cdot \sum_{v=2}^n v U_{v^*}^2 \quad (5.6)$$

де  $T_T, T_{АД}$  – час використання максимального навантаження трансформатора (час роботи двигуна) протягом року, тис. год;

$C_0 = 1,8$  – орієнтовна вартість втрат електричної енергії, грн./кВт·год;

$K_0 (K_T)$  – капітальні витрати на конкретний вид обладнання, грн;

$v$  – номер гармонічної складової спектра;

$K_{v,U^*}$  - коефіцієнт  $v$ -тої гармонійної складової за напругою, відн. од.;

$K_{\beta} = 360$  - коефіцієнт перерахунку вартості втрат електроенергії.

Згідно з проведеними експериментальними вимірюваннями показників якості електричної енергії для ЕКПМ зафіксовані наступні значення коефіцієнтів несинусоїдальності напруги (табл. 5.4) для різних характерних типів споживачів ЕКПМ першого рівня та для більш високих ієрархічних рівнів. Під рівнями ієрархії ЕКПМ (рис. 4.11) розуміємо приєднання одиничних споживачів до КТП за напруги 0,4 кВ – перший рівень; системи передачі та розподілу електричної енергії за напруги 6-10 кВ – другий рівень; об'єднання кількох трансформаторних підстанцій на рівні РЕМ або ЦРП – третій рівень, для цього рівня характерними є об'єднання у кільцеві та напівкільцеві схеми задля забезпечення надійності живлення споживачів; система передачі та розподілу електричної енергії за напруги 35-150 кВ – 4 рівень. При цьому на всіх рівнях напруг 6-150 кВ можуть бути включені окремі приєднання у вигляді промислових підприємств або інших потужних споживачів, що не вплине на зміну ієрархічного рівня.

Таблиця 5.4 – Значення коефіцієнтів викривлення синусоїдальності кривої напруги для різних ієрархічних рівнів

Номер гармоніки	1 рівень багатоквартирний будинок з газовими плитами	1 рівень багатоквартирний будинок з електроплитами	1 рівень, група споживачів житлової забудови, дрібні виробництва, 0,4 кВ	3 рівень, ЦРП, 6кВ
Y	$K_{v.U1*}, \%$	$K_{v.U1*}, \%$	$K_{v.U1*}, \%$	$K_{v.U3*}, \%$
THD	3,5	4,5	4,7	0,9
3	3,29	4,34	4,58	0,69
5	0,78	1,00	0,74	0,55
7	0,38	0,25	0,37	0,31
9	0,78	0,63	0,51	0,05
11	0,37	0,42	0,38	0,17
13	0,40	0,28	0,24	0,12
15	0,18	0,093	0,074	0,029
17	0,13	0,075	0,13	0,11
19	0,19	0,11	0,11	0,056
21	0,12	0,10	0,058	0,026
23	0,088	0,086	0,079	0,070
25	0,057	0,049	0,076	0,046
Коеф. несим. сер. кв.	0,596%	0,436%	0,454%	0,353%
Коеф. несим. макс.зн.	5,625%	1,094%	0,810%	0,231%
$K_{Г.Σ}$	$2,18 \cdot 10^{-4}$	$3,74 \cdot 10^{-4}$	$4,11 \cdot 10^{-4}$	$1,25 \cdot 10^{-5}$

Розрахунок коефіцієнта збитку від гармонічних складових визначаємо за даними рівнів вищих гармонік напруги на шинах багатоквартирного будинку з газовими плитами для першого ієрархічного рівня (табл. 5.6).

Гармонійний коефіцієнт збитку визначається зі співвідношення:

$$K_{Г.Σ} = \sum_{v=3}^{25} \frac{K_{v.U*}^2}{v\sqrt{v}} = \frac{(0,0329)^2}{3\sqrt{3}} + \frac{(0,0078)^2}{5\sqrt{5}} + \frac{(0,0038)^2}{7\sqrt{7}} + \dots + \frac{(0,0006)^2}{25\sqrt{25}} = 2,18 \cdot 10^{-4}$$

Розрахунки для інших споживачів та інших ієрархічних рівнів проводимо аналогічно. Результати заносимо у таблицю 5.5.

Перелік обладнання, що розглядається, його сумарна потужність, річний час роботи і питомі капітальні витрати за кожним видом наведено в таблиці 5.5:

Таблиця 5.5 – Параметри встановленого обладнання для розрахунку річного збитку

Найменування устаткування	Встановлена потужність	Питомі капітальні витрати грн./кВт(кВ·А)	$\Delta P_{м.н.}^{(i)}$ , кВт	$T_m$ , год/рік
Силові трансформатори 150 кВ	40000 кВ·А	1000	170,0	5000...8000
	25000 кВ·А		120,0	
	16000 кВ·А		85,0	
	10000 кВ·А		58,0	
	6300 кВ·А		44,0	
	2500 кВ·А		22,0	
Силові трансформатори 35 кВ	10000 кВ·А		60,0	5000...8000
	6300 кВ·А		46,5	
	4000 кВ·А		33,5	
	2500 кВ·А		23,5	
	1600 кВ·А		16,5	
	1000 кВ·А		11,6	
Розподільні трансформатори 6 кВ	630 кВ·А		7,6	2000...5000
	2500 кВ·А		23,5	
	1600 кВ·А		16,5	
	1000 кВ·А		11,6	
	630 кВ·А		7,6	
	400 кВ·А		5,5	

Річний збиток за видами обладнання складе (для одиничного елемента):

- для трансформатора з  $U_{вн} = 6$  кВ на 2 рівні ієрархії при  $T_m = 2000$  год (до 5000 год),  $S_{ном} = 400$  кВА (до 630 кВА включно),  $P_{кз} = 5,5$  кВт,  $K_{Г\Sigma} = 1,25 \cdot 10^{-5}$ :

$$U_{ТП1} = (640 \cdot T_m \cdot P_{кз} \cdot 1,8 \cdot 360 + 1,3 \cdot (1000 \cdot S_{ном} \cdot T)) \cdot K_{Г\Sigma} =$$

$$(640 \cdot 2000 \cdot 5,5 \cdot 1,8 \cdot 360 + 1,3 \cdot 1000 \cdot 400) \cdot 1,25 \cdot 10^{-5} = 57000 \text{ грн/рік.}$$

- для трансформатора з  $U_{вн} = 6$  кВ на 2 рівні ієрархії при  $T_m = 2000$  год,  $S_{ном} = 1000$  кВА (більше 630 кВА),  $P_{кз} = 11,6$  кВт,  $K_{Г\Sigma} = 1,25 \cdot 10^{-5}$ :

$$U_{ТП1} = (610 \cdot T_m \cdot P_{кз} \cdot 1,8 \cdot 360 + 1,2 \cdot (1000 \cdot S_{ном} \cdot T)) \cdot K_{Г\Sigma} =$$

$$(610 \cdot 2000 \cdot 11,6 \cdot 1,8 \cdot 360 + 1,2 \cdot 1000 \cdot 400) \cdot 1,25 \cdot 10^{-5} = 115000 \text{ грн/рік.}$$

- для трансформаторів з  $U_{\text{ВН}} = 35 \text{ кВ}$  (і більше) на 4 рівні ієрархії при  $T_{\text{М}} = 5000 \text{ год}$  (і більше),  $S_{\text{НОМ}} = 630 \text{ кВА}$ ,  $P_{\text{КЗ}} = 7,6 \text{ кВт}$ ,  $K_{\Gamma\Sigma} = 2,5 \cdot 10^{-6}$ :

$$Y_{\text{ТП1}} = (695 \cdot T_{\text{М}} \cdot P_{\text{КЗ}} \cdot 1,8 \cdot 360 + 7,3 \cdot (1000 \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot T)) \cdot K_{\Gamma\Sigma} =$$

$$(695 \cdot 5000 \cdot 7,6 \cdot 1,8 \cdot 360 + 7,3 \cdot 1000 \cdot 630) \cdot 2,5 \cdot 10^{-6} = 43000 \text{ грн/рік.}$$

Знайдені таким чином збитки для решти типів трансформаторів і для різних рівнів напруг зведено у табл. 5.6-5.8.

Таблиця 5.6 – Річні експлуатаційні збитки від несинусоїдальності напруги для трансформаторів з  $U_{\text{ВН}} = 6 \text{ кВ}$ .

		Значення річного збитку для трансформаторів з $U_{\text{ВН}} = 6 \text{ кВ}$ при $1,25 \cdot 10^{-5}$							
		$T_{\text{М}}$ , год	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
Номинальна потужність трансформатора	$S_{\text{НОМ}}$ , кВА	2500	232	290	348	406	464	523	581
		1600	163	204	245	285	326	367	408
		1000	115	143	172	201	229	258	287
		630	79	99	118	138	158	177	197
		400	57	71	86	100	114	128	143

Таблиця 5.7 – Річні експлуатаційні збитки від несинусоїдальності напруги для трансформаторів з  $U_{\text{ВН}} = 35 \text{ кВ}$ .

		Значення річного збитку для трансформаторів з $U_{\text{ВН}} = 35 \text{ кВ}$ при $2,5 \cdot 10^{-6}$							
		$T_{\text{М}}$ , год	5000	5500	6000	6500	7000	7500	8000
Номинальна потужність трансформатора	$S_{\text{НОМ}}$ , кВА	10000	338	372	406	439	473	507	541
		6300	262	288	314	340	367	393	419
		4000	189	208	226	245	264	283	302
		2500	132	146	159	172	185	198	212
		1600	93	102	111	121	130	139	149
		1000	65	72	78	85	91	98	105
		630	43	47	51	56	60	64	68

Таблиця 5.8 – Річні експлуатаційні збитки від несинусоїдальності напруги для трансформаторів з  $U_{\text{вн}} = 150$  кВ.

		Значення річного збитку для трансформаторів з $U_{\text{вн}} = 150$ кВ при $2,5 \cdot 10^{-6}$							
		$T_m$ , год	5000	5500	6000	6500	7000	7500	8000
Номінальна потужність трансформатора	$S_{\text{ном}}$ , кВА	40000	958	1053	1149	1245	1341	1436	1532
		25000	676	744	811	879	946	1014	1081
		16000	479	527	575	622	670	718	766
		10000	327	359	392	425	457	490	523
		6300	248	273	297	322	347	372	396
		2500	124	136	149	161	173	186	198

Отримані значення збитків у вигляді графічних залежностей рис. 5.1-5.3 дають наочно зрозуміти, що чим більшою є потужність трансформатора, рівень робочої напруги та час використання максимуму навантаження – тим більшими є втрати, причому зростання цих втрат прямо пропорційне зростанню часу використання максимуму навантаження.

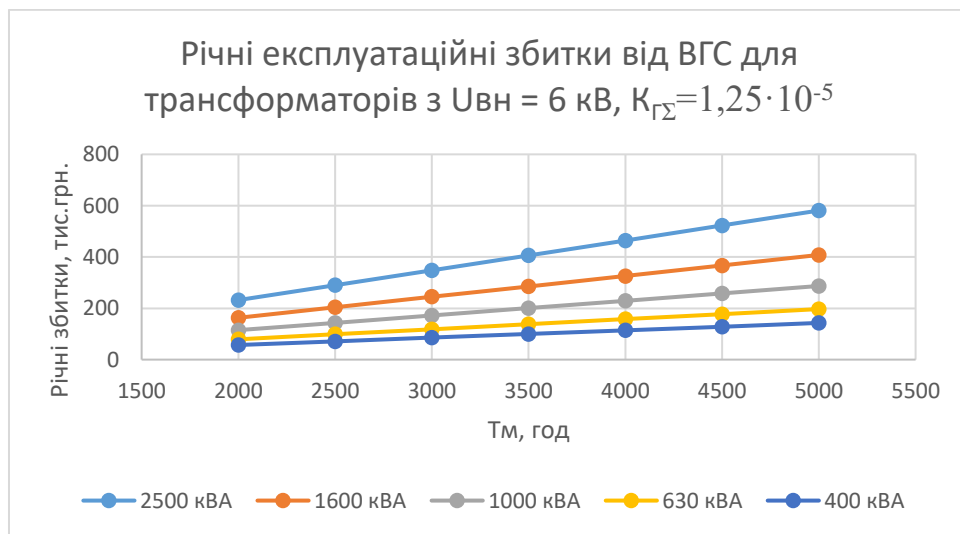


Рисунок 5.1 – Річні збитки від ВГС для силових трансформаторів  $U_{\text{вн}} = 6$  кВ в залежності від часу використання максимуму навантаження

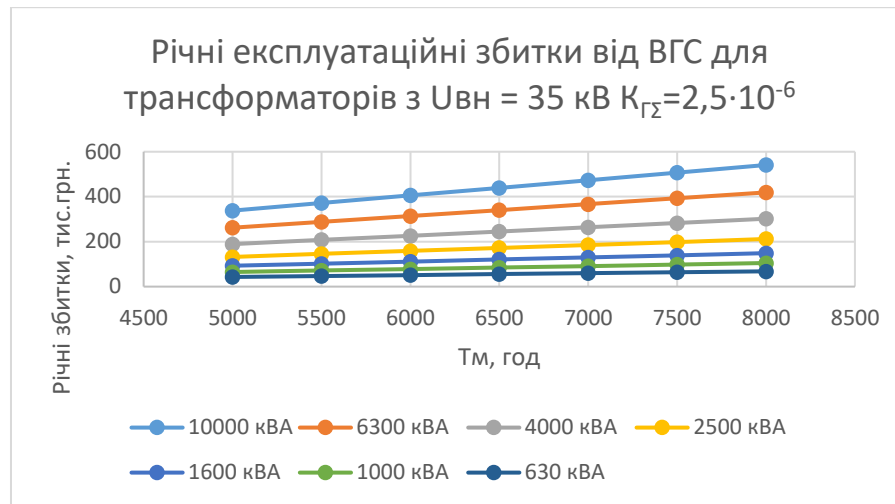


Рисунок 5.2 – Річних збитки від ВГС для силових трансформаторів  $U_{вн} = 35 \text{ кВ}$  в залежності від часу використання максимуму навантаження

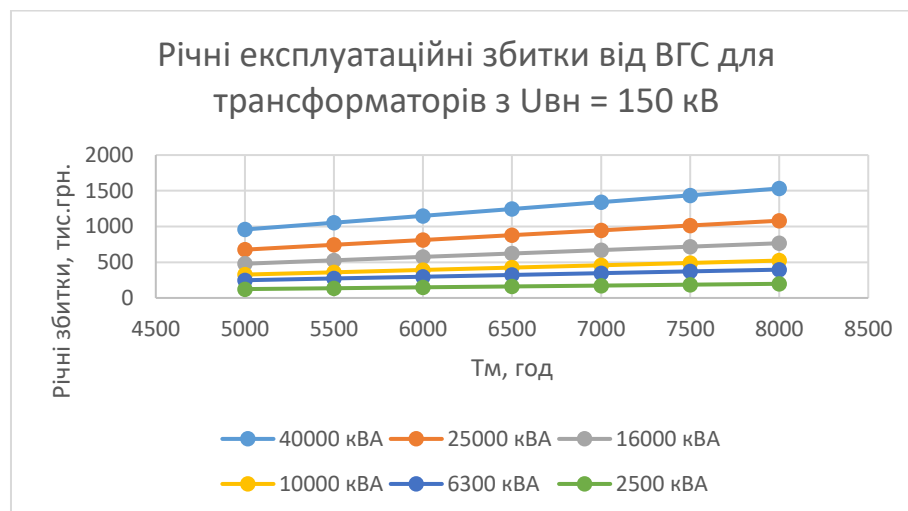


Рисунок 5.3 – Річних збитки від ВГС для силових трансформаторів  $U_{вн} = 150 \text{ кВ}$  в залежності від часу використання максимуму навантаження

**Несиметрія напруг.** Електромагнітна складова збитку при несиметрії напруги характеризується збільшенням втрат активної потужності, збільшенням споживання активної та реактивної потужностей, прискоренням процесу старіння ізоляції електрообладнання, недовиробітком конденсаторами і синхронними машинами реактивної потужності, необхідністю завищення номінальних потужностей електродвигунів і трансформаторів, перетинів кабелів і проводів, зниженням освітленості робочих поверхонь і скороченням терміну служби світильників.

Додаткові втрати потужності  $\Delta P_2$ , обумовлені несиметрією напруг, при стабільному режимі роботи елементів системи електропостачання [47]

$$\Delta P_2 = \frac{U_n^2 r_2}{z_2^2} \alpha_{U^*}^2, \quad (5.7)$$

де  $r_2$  і  $z_2$  – активний і повний опір елемента системи електропостачання струму зворотної послідовності.

Тоді щорічний збиток (грн / рік), обумовлений протіканням струму зворотної послідовності в s-му виді електрообладнання [47]:

$$Y_{нс}^{(\Delta P)} = \beta T^{(s)} \Delta P_2^{(s)} 10^3 + \Delta I_{p^*}^{(s)} I_{p^*}^{(s)} K^{(s)} \quad (5.8)$$

Цей показник характеризується:

- коефіцієнтом несиметрії напруг зворотної послідовності  $K_{2U}$ , %;
- коефіцієнтом несиметрії напруг нульової послідовності  $K_{0U}$ , %, які

визначаються наступним чином:

$$K_{2U} = 100 \cdot \frac{U_{2(1)}}{U_{ном}}; \quad (5.9)$$

$$K_{0U} = 100 \cdot \frac{U_{0(1)}}{U_{ном}}, \quad (5.10)$$

де  $U_{2(1)}$  – діюче значення напруги зворотної послідовності основної частоти трифазної системи напруг, В(кВ);  $U_{0(1)}$  – те саме нульової послідовності основної частоти, В(кВ);  $U_{ном}$  – номінальне значення лінійної напруги, В(кВ).

Нормально і гранично допустимі значення коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю в точках загального приєднання складають відповідно 2,0 і 4,0 %.

Нормально і гранично допустимі значення коефіцієнт несиметрії нульової послідовності в чотирьох провідних електричних мережах з номінальною напругою 0,38 кВ складають відповідно 2,0 і 4,0 %.

Несиметрія напруг в СЕП обумовлена наявністю потужних однофазних навантажень (індукційних плавильних і нагрівальних печей, зварювальних агрегатів, печей електрошлакового переплаву), а також трифазних, які тривалий час працюють в несиметричному режимі (наприклад, дугових сталеплавильних печей). Трифазна система напруг може бути несиметричною при живленні мережі підприємства від тягової підстанції змінного струму.

При несиметрії напруг в трифазних мережах з'являються додаткові втрати в елементах електромереж, скорочується термін служби ламп і електроустаткування і знижуються економічні показники його роботи.

При несиметрії напруги в мережі електромагнітні втрати знаходяться за виразом [47]:

$$\Delta P_{нс} = \Delta P_{ном} \rho_{нс} K_{2u}^2, \quad (5.11)$$

де  $K_{2u}$  – коефіцієнт несиметрії, в. о.;

$\rho$  – індекс втрат, який для трансформаторів і несиметричного режиму складе:

$$\rho_{ТР}^{(нс)} = \frac{1}{u_k^2}. \quad (5.12)$$

Визначаємо додаткові втрати потужності в розподільчих трансформаторах типу ТМ-400/6 від впливу несиметрії. За даними випробувань коефіцієнт несиметрії на шинах ТП 6/0,4 кВ становить  $K_{2u} = 0,353\%$ . У нормальному режимі роботи трансформатор завантажений на 80%.

Тоді втрати потужності в трансформаторі при нормальному режимі роботи на частоті основної гармоніки

$$\Delta P_{ном} = k_3^2 \Delta P_{кз} = 0,8^2 \cdot 5,5 = 3,52 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{ном} = k_3^2 \Delta P_{кз} = 0,8^2 \cdot 16,5 = 10,56 \text{ кВт};$$

- несиметрії напруги

$$\Delta P_{нс} = \Delta P_{ном} \rho_{нс} K_{2u}^2 = 3,52 \cdot \frac{1}{0,045^2} \cdot 0,00353^2 = 0,022 \text{ кВт}.$$

Аналогічно розраховуємо потужність втрат від несиметрії для трансформаторів потужністю 630-2500 кВА, дані розрахунків наведено у таблиці 5.9.

Таблиця 5.9 – Потужності втрат від несиметрії напруги для ТМ з  $U_{вн} = 6 \text{ кВ}$

Номінальна потужність	Втрати короткого замикання	Напруга короткого замикання	Коефіцієнт завантаження	Потужність додаткових втрат від несиметрії, $\Delta P_{нс}$ , кВт			
				Коефіцієнт несиметрії $K_{2U}$			
$S_{ном}$ , кВА	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$U_K$ , %	$K_3$	0,00353	0,01	0,02	0,04
2500	23,5	6	0,8	0,052	0,418	1,671	6,684
1600	16,5	6	0,8	0,036	0,293	1,173	4,693
1000	11,6	5,5	0,8	0,031	0,245	0,982	3,927
630	7,6	5,5	0,8	0,020	0,161	0,643	2,573
400	5,5	4,5	0,8	0,022	0,174	0,695	2,782

Проаналізувавши отримані значення потужностей втрат від несиметрії при різних значеннях показника несиметрії в діапазоні від фактично виміряного значення  $K_{2U} = 0,353\%$  до гранично допустимого  $K_{2U} = 4\%$ , бачимо, що вже навіть при  $K_{2U} = 2\%$  додаткові втрати від несиметрії досягають величини 10% від базових втрат в обмотках трансформатора, при збільшенні коефіцієнта несиметрії до гранично допустимого значення  $K_{2U} = 4\%$ , додаткові втрати становлять вже 25-50% від базових втрат в обмотках в залежності від типорозміру трансформатора.

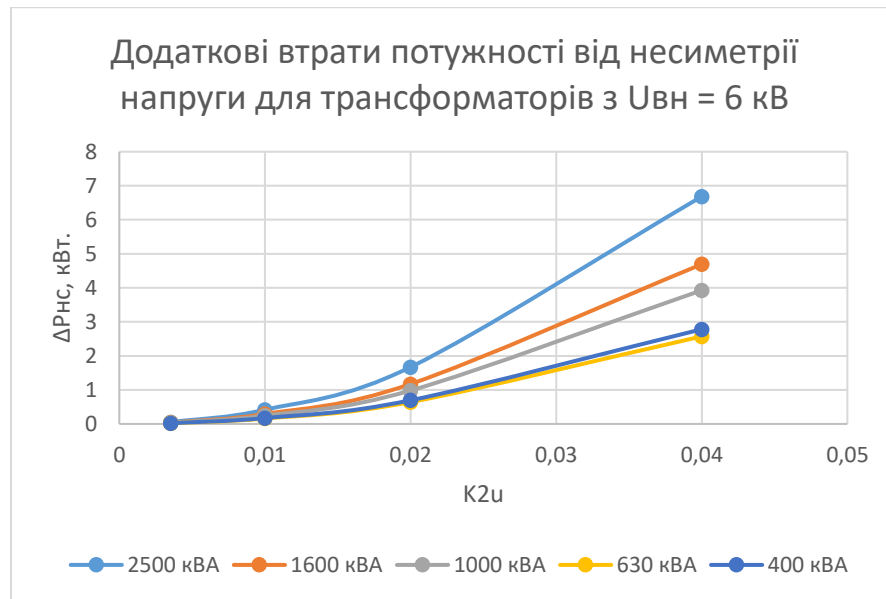


Рисунок 5.4 – Додаткові втрати потужності в трансформаторах з  $U_{вн} = 6$  кВ, зумовлені несиметрією напруги.

Проаналізувавши діаграму додаткових втрат потужності в трансформаторах розподільчих трансформаторних підстанцій 6/0,4 кВ, які є найбільш характерними і розповсюдженими в електротехнічних комплексах підприємств та міст, можна дійти висновку, що втрати в трансформаторах, зумовлені несиметрією напруги, змінюються нелінійно відносно збільшення показника несиметрії. Визначаємо також величину збитків від несиметрії напруги (табл. 5.10).

Таблиця 5.10 – Розрахункові значення річних збитків від несиметрії

$S_{ном},$ кВА	Значення річних збитків, тис грн., при $K_{2U}=0,02$						
$T_M$	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
2500	1,356	2,648	4,575	7,266	10,845	15,442	21,182
1600	0,462	0,902	1,559	2,475	3,694	5,260	7,216
1000	0,278	0,544	0,940	1,492	2,227	3,171	4,350
630	0,077	0,151	0,261	0,414	0,618	0,880	1,207
400	0,099	0,194	0,335	0,532	0,794	1,131	1,552
$S_{ном},$ кВА	Значення річних збитків, тис грн., при $K_{2U}=0,04$						
$T_M$	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
2500	32,621	79,640	165,142	305,946	521,930	836,031	1274,244
1600	7,802	19,048	39,499	73,176	124,836	199,963	304,775
1000	3,936	9,608	19,923	36,911	62,968	100,863	153,731
630	0,716	1,748	3,624	6,714	11,453	18,346	27,962
400	0,995	2,428	5,035	9,328	15,912	25,489	38,848

Збитки від несиметрії напруги при експлуатації трансформаторів зростають по мірі збільшення типорозміру трансформатора, тому ще одним аргументом на користь оптимізації типорозміру трансформатора виступають величини збитків від несиметрії та несинусоїдальності. Так, за одного й того ж значення показників несиметрії та несинусоїдальності, що зумовлені передусім параметрами навантаження, величини сумарних збитків між суміжними типорозмірами трансформаторів відрізняються у 2-2,5 рази. Таким чином, завищення типорозміру трансформатора не тільки призводить до збільшення капітальних витрат на закупівлю і транспортування самого трансформатора, але й призводить до завищення типорозмірів ліній, вимикачів, а також збільшення витрат в елементах ЕКПМ і збитків від електромагнітних завад упродовж усього терміну експлуатації.

### 5.3 Висновки

1. Для поточного стану завантаження трансформаторів підстанцій 6-150 кВ у більшості випадків недоцільно проводити капітальні ремонти недовантажених трансформаторів, а слід розглядати варіант придбання адекватних фактичним навантаженням типорозмірів нового устаткування. Це зумовлено тим, що вартість експлуатаційних витрат на утримання застарілого парку, навіть протягом року, за умови проведення капремонтів обладнання є співрозмірною із капіталовкладеннями у нове трансформаторне устаткування з покращеними характеристиками. Це свідчить про недоцільність понаднормової за терміном експлуатації використання трансформаторів, спричиненої суттєвим недовантаженням, і обґрунтованість впровадження та застосування розроблених заходів.

2. Згідно проведених розрахунків та аналітичної оцінки, значення електромагнітного збитку від несиметрії та несинусоїдальності напруги, а також завищення типорозмірної структури трансформаторного парку призводить до зростання експлуатаційних витрат, пов'язаних з підвищенням імовірності неочікуваної відмови та збільшеними втратами електричної енергії. Причому, завищення потужності парку обладнання на 1 типорозмір, що пропорційно кроку

дискретизації стандартного ряду, призводить до збільшення сумарних втрат від електромагнітних завад у 2-2,5 рази.

3. Доведено, що завищення типорозміру трансформатора на етапі проектування або збереження в експлуатації обладнання із низьким коефіцієнтом завантаження на будь-якому рівні ієрархії системи електропостачання призводить не тільки до збільшення капітальних і експлуатаційних витрат на закупівлю і обслуговування самого трансформатора, але й призводить до завищення типорозмірів ліній, комутаційного обладнання, а також збільшення втрат в елементах ЕКПМ. Проведення раціонального вибору номінальних даних елементів сприяє у багатьох випадках підвищенню загального імпедансу системи електропостачання і зниженню впливу ВГС, збитки від яких нелінійно зростають зі зростанням рівня ієрархії ЕКПМ та зі збільшенням типорозмірів застосовуваного обладнання.

## ВИСНОВКИ

У дисертації, яка є завершеною науковою роботою, вирішена наукова задача, яка полягає у встановленні закономірностей протікання електромагнітних процесів в системах електропостачання підприємств та міст зі складним характером несиметричного та нелінійного навантаження з урахуванням комплексного впливу профілів споживання енергії, електромагнітних завад, теплової інерційності обладнання на вибір раціональних параметрів типорозмірної структури ЕКПМ для підвищення показників енергетичної ефективності їх режимів.

1. Проведений аналіз фактичних показників експлуатації основного обладнання ЕКПМ за репрезентативною вибіркою в умовах найбільшого ОСР України виявив, що понад 70% силових трансформаторів підстанцій 6-150 кВ перевищують регламентований термін експлуатації; ступінь завантаження трансформаторів 35-150 кВ змінюється переважно в діапазоні 10-40 %; більше 30 % обладнання трансформаторних підстанцій 6-10 кВ потребує капітального ремонту, і ще близько 20 % вимагає заміни як таке, що не підлягає ремонту; близько 50 % кабельних ліній електропередачі 0,4-10 кВ працюють понаднормово; комутаційні апарати оновлюються низькими темпами та мають значні експлуатаційні витрати. Внаслідок цього функціонування ЕКПМ 0,4-150 кВ супроводжується збільшенням технологічних втрат енергії, підвищеними експлуатаційними витратами, а застарілість основного устаткування призводить до низької надійності електрозабезпечення.

2. Раціональність вибору номінальних параметрів елементів ЕКПМ та техніко-економічні показники їх роботи суттєво залежать від точності методологічних підходів розрахунку електричних навантажень, що застосовуються при проектуванні систем електропостачання. Існуючі методи викликають завищення розрахункових значень електричних навантажень на 50–200 %, що є однією з вагомих причин існуючого стану проблеми стосовно суттєвого недовантаження силових трансформаторів, зокрема 35-150 кВ, які знаходяться в експлуатації. Основними причинами, що призводять до значних похибок у

розрахунках електричних навантажень, слід вважати порушення області застосування розроблених методів, низьку достовірність, а в ряді випадків і невизначеність вихідних даних. Тому розробка та обґрунтування заходів щодо удосконалення існуючих підходів для підвищення точності вибору номінальних параметрів обладнання ЕКПМ та забезпечення енергетичної ефективності режимів їх експлуатації є актуальною задачею.

3. Для граничного значення коефіцієнта несинусоїдальності, зниження показника індекса надійності максимального типорозміру розподільного трансформатора становить 6,76%, що еквівалентно 1,2 року загального скорочення строку служби. Граничні значення вищих гармонік на 1-2 рівнях ієрархії системи електропостачання викликають скорочення терміну експлуатації кабельних ліній до 30 % від регламентованого. Встановлено, що найгірші випадки зниження індексу надійності від впливу граничних показників електромагнітної обстановки знаходяться в діапазоні від 52,44% до 57,44% на 1-2 рівнях розподілу електричної енергії, для 3-го – в межах від 4,72% до 5,56%, а для 4 ієрархічного рівня – від 0,13% до 0,36%.

4. Вплив показників якості електричної енергії на раціональне значення номінальної потужності трансформатора знижується з підвищенням ієрархічного рівня ЕКПМ пропорційно відношенню опорів існуючих та рекомендованих типорозмірів елементів при їх оптимізації. Для рівня одиничних споживачів вплив показників якості електричної енергії досягає 4%, у той час як на рівні вузлових підстанцій він обмежується 1%.

5. Удосконалена методика вибору ефективної потужності силових трансформаторів, на відміну від існуючих, враховує комплекс взаємовпливу параметрів обладнання та режиму роботи системи шляхом введення в розрахунок визначеного переліку поправочних коефіцієнтів на режим роботи, теплову інерційність, електромагнітну обстановку на різних рівнях ієрархії системи електропостачання. Застосування запропонованих підходів в умовах ЕКПМ дозволяє варіювати їх раціональну номінальну потужність у діапазоні 0,63-1,2 порівняно зі значеннями, розрахованими за класичними методиками.

6. Залежності зміни втрат електричної енергії при типорозмірній оптимізації трансформаторного парку дозволяють експрес-методом визначити зону економічної ефективності переходу на раціональну номінальну потужність трансформатора у характерному діапазоні варіації фактичного коефіцієнта завантаження з урахуванням нестационарності унікального ГЕН за показником часу використання максимуму навантаження

7. Встановлено, що значення показників електромагнітної сумісності змінюються обернено пропорційно сумарним імпедансам схеми: збільшення повного еквівалентного опору сприяє зниженню значень коефіцієнтів несинусоїдальності, що додатково підкреслює важливість запропонованих заходів відносно підвищення енергетичної ефективності роботи електрообладнання ЕКПМ, оскільки переважно це дозволяє обґрунтувати зниження номінальних параметрів мінімум на 1 типорозмір, і, відповідно, підвищити імпеданс системи пропорційно відношенню опорів існуючого та рекомендованого до встановлення обладнання. Це дозволяє зменшити вплив електромагнітних завад на найбільш капіталоемне устаткування верхніх рівнів ієрархії в системі розподілу електричної енергії.

8. Синергетичний ефект від впровадження підходів комплексного врахування параметрів режимів СЕП та доступних властивостей взаємопов'язаних елементів електротехнічних комплексів підприємств і міст, полягає у покращенні технічних показників ефективності роботи комплексу, зокрема надійності електропостачання, зниження впливу ЕМЗ, зниження рівня втрат і одночасному підвищенні показників економічної ефективності обладнання упродовж регламентованого терміну служби.

9. Експлуатація обладнання електротехнічних комплексів понад регламентований термін служби внаслідок суттєвого недовантаження є недоцільною і збитковою через збільшення непродуктивних втрат електричної енергії. Зниження капітальних та експлуатаційних витрат упродовж одного понаднормового строку експлуатації, що досягається за рахунок ефективного вибору і використання обладнання із застосуванням розроблених підходів, є

співставним з вартістю нового обладнання, що вказує на доцільність своєчасного оновлення парку ЕКПМ.

Результати дисертаційної роботи у вигляді методики вибору потужності силових трансформаторів у ЕКПМ 6-150 кВ впроваджено у ТОВ «ЕДС-Проект» та ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» для використання при виборі потужності трансформаторів при проектуванні та реконструкції СЕП підприємств та міст, розробці рекомендацій з ефективної експлуатації обладнання у фактичних умовах їх роботи за параметрами режимів навантаження та оточуючого середовища.

Результати досліджень, розроблені заходи та підходи впроваджені на кафедрі електроенергетики Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» в навчальний процес у рамках дисциплін «Моделювання об'єктів електроенергетики», «Електропостачання промислових підприємств та міст», «Інтелектуальне електропостачання SmartGrid в системах розподіленої генерації» при підготовці бакалаврів та магістрів за спеціальністю 141. Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Зорин В.В. Мероприятия по повышению эффективности режимов действующих распределительных электрических сетей / В.В.Зорин, Р.А. Буйный, Д.О.Иванько // Энергетика: економіка, технології, екологія. Наук. журнал. – 2011.— №2 — С.70–77.

2. Хомутов, С.О., Повышение эффективности мероприятий по энергосбережению в электрических сетях / С. О. Хомутов, В. А. Рыбаков, В. Д. Горшенина // Ползуновский Вестник. — 2013.— №4 — С.187–193.

3. Воротницкий, В. Э. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций [Электронный ресурс] / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина, В. Н. Апрыткин // Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». – 2003. – № 7 (19). – Режим доступа: [http://esco-ecosys.narod.ru/2003\\_7/art52.htm](http://esco-ecosys.narod.ru/2003_7/art52.htm). – Загл. с экрана.

4. Луценко І.М., Калінніков В.Б. Обґрунтування доцільності переходу до системи обслуговування силових трансформаторів за поточним технічним станом // Матеріали міжнародної конференції «Форум гірників - 2011» – 2011. – Т. 4. – С. 75–79.

5. Навантажувальна здатність трансформаторів розподільних мереж селищ міського типу / В.Т. Заїка, С.С. Котенко, І.М. Луценко // Науковий вісник Національного гірничого університету – 2010. – Вип. №6. – С. 86–91.

6. І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган. Підвищення точності вибору та ефективності використання силових трансформаторів розподільчих мереж // Вісник КрНУ. – Кременчук: 2017. – Вип. 5/2017 (106).

7. Луценко І.М., Калінніков В.Б. Обґрунтування доцільності переходу до системи обслуговування силових трансформаторів за поточним технічним станом

// Матеріали міжнародної конференції «Форум гірників - 2011» – 2011. – Т. 4. – С. 75–79.

8. Папаїка Ю. А. Енергетична ефективність систем електропостачання гірничих підприємств з нелінійними навантаженнями : дис. докт. техн. наук : 05.09.03 / Папаїка Юрій Анатолійович – Дніпро, 2019. – 320 с.

9. Бондарчук А. С. Методи і моделі визначення електричного навантаження цивільних об'єктів з використанням графічного і макромодельовання та фрактальних властивостей : дис. докт. техн. наук : 05.14.02 / Бондарчук Анатолій Сергійович – Львів, 2020. – 430 с.

10. Русов В.А. Системы диагностического мониторинга силовых трансформаторов // Электро. – 2008. – Вып.6. – С. 35-37.

11. Інвестиційна програма ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго» на 2016 рік. Дніпропетровськ.— 2015.— 373с.

12. Луценко І.М. Обґрунтування доцільності переходу до системи обслуговування силових трансформаторів за поточним технічним станом/ І.М. Луценко, В.Б. Калінніков // Матеріали міжнародної конференції «Форум гірників - 2011» – 2011. – Т. 4. – С. 75–79.

13. Заїка В. Т. Навантажувальна здатність трансформаторів розподільних мереж селищ міського типу / В.Т. Заїка, С.С. Котенко, І.М. Луценко // Науковий вісник Національного гірничого університету – 2010. – Вип. №6. – С. 86–91.

14. Повышение эффективности мероприятий по энергосбережению в электрических сетях / С.О. Хомутов, В.А. Рыбаков, В.Д. Горшенина // Ползуновский Вестник. – 2013.— №4 – С.187–193.

15. Русов В.А. Системы диагностического мониторинга силовых трансформаторов // Электро. – 2008. – Вып.6. – С. 35-37.

16. Луценко І.М. Ефективне використання вибухобезпечних підстанцій вугільних шахт. Монографія. – Д.: НГУ, 2015. – 97 с.
17. Розрахунки електричних мереж систем електропостачання: Навч. посібник / Г.Г. Півняк, Г.А. Кігель, Н.С. Волотковська; За ред. акад. Г.Г. Півняка. – 3-тє вид., перероб. і доп.- Д.: Національний гірничий університет, 2006. – 216 с.
18. Правила улаштування електроустановок. – Київ. Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
19. Особливі режими електричних мереж: Навчальний посібник / Г.Г. Півняк, А.К. Шидловський, Г.А. Кігель, А.Я. Рибалко, О.І. Хованська. – Д.: Національний гірничий університет, 2009. – 376 с.
20. O. Unsar, O. Salor, I. Cadirci, and M. Ermis, “Identification of harmonic current contributions of iron and steel plants based on time-synchronized field 283 measurements—Part II: Inside plants,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 50, no. 6, pp. 4348–4355, Nov./Dec. 2014.
21. G. W.Chang, C.I. Chen,Y. J. Liu, and M.C.Wu, “Measuring power system harmonics and interharmonics by an improved fast Fourier transform-based algorithm,” *IET Gener., Transmiss. Distrib.*, vol. 2, no. 2, pp. 192– 201, 2008.
22. ДСТУ 3463-96. Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів. – Введ. 1999-01-01. – 101 с.
23. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет / А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.М. Мозырский, Д.И. Розинский. – К.: Техніка, 1985. – 279 с.
24. Соколовская Г.А. Ресурсосбережение на предприятиях / Г.А. Соколовская, Т.С. Сигарева. – М.: Экономика, 1990. – 156 с.

25. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: в 2 Т. / Под общей редакцией А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1973. [Разд. 24].
26. Навантажувальна здатність трансформаторів розподільних мереж селищ міського типу / В.Т. Заїка, С.С. Котенко, І.М. Луценко // Науковий вісник Національного гірничого університету – 2010. – Вип. №6. – С. 86–91.
27. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для вузов. – М.: Энергия, 1973. – 584 с.
28. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Самовера. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1980. – 456 с.
29. Гольстром В.А., Кузнецов Ю.Л. Энергетический справочник инженера. – К.: Техніка, 1983. – 488 с.
30. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: В 2-х кн. / Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1973. – 1200 с.
31. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. – Введ. 2016-01-07. – 79 с.
32. Державні будівельні норми України, Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. ДБН В.2.5-23:2010 Київ, Міністерство регіонального розвитку та будівництва України 2010. – 169 с.
33. Сборник трудов Международной научно-технической конференции «Современное состояние и перспективы развития энергетики», в 2 томах. - Ташкент, ТашГТУ им. Беруни, 2011. Т1 - 246 с., Т2 - 241 с. Анализ унификации параметров распределительных электрических сетей. Режим доступа:

<http://www.alobuild.ru/sovremennoye-sostoyaniye-i-perspektivi-razvitiya-energetiki/analiz-unificacii.php>

34. Правила устройства электроустановок. – Харьков: Изд-во «Форт», 2009. – 704 с.

35. Економічно обґрунтована густина струму для кабелів напругою 10-35 кВ, що з'єднують потужні вітроенергетичні установки / Безручко В.М., Буйний Р.О., Зорін В.В., Квицинський А.О. // Праці ІЕД НАН України. – 2020. – Вип. №57. – С. 5-9.

36. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.

37. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушения электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 188 с.

38. Михайлов В.В. Надежность электроснабжения промышленных предприятий / В.В. Михайлов. – М.: Энергия, 1973. – 168 с.

39. Paraika Y., Lysenko O., Kosobudzki G. Power Quality and Resonances in Power Supply Systems with non-sinusoidal Loads. Advanced engineering forum, Trans Tech Publication, Switzerland. 2017. P. 143-150.

40. Paraika Y., Kosobudzki G., Rogoza M., Lysenko O. Frequency and Parametric Characteristics of Direct Current Pulse Conversion Filter of a Contactless Locomotive. 14th Selected Issues of Electrical Engineering and Electronics (WZEE), (Szczecin, Poland, November 19th-21th 2018).

41. Жежеленко И.В. Оценка факторов, влияющих на энергетическую эффективность систем электроснабжения / И.В. Жежеленко, Г.Г. Трофимов // Энергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку. Збірник наукових праць

IV Міжнародної науково-технічної та навчально-методичної конференції у місті Києві 25-27 квітня 2017 р. – Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. – с. 57.

42. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT). Національний стандарт України. Київ. – Мінекономрозвитку України. – 2014. – 32 с.

43. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. – М.: «Интермет Инжиниринг», 2005. – 140 с.

44. Липский А.М. Качество электроснабжения промышленных предприятий / А.М. Липский. – К.: Вища школа, 1985. – 160 с.

45. Правила приєднання електроустановок до електричних мереж. Затверджено Постановою НКРЕ України від 14.12.2005, N 1137.

46. Епифанцев С.Н. Качество электроэнергии: современные требования и их обеспечение в электрических сетях железных дорог / С.Н. Епифанцев, И.В. Жежеленко, В.А. Овсейчук, Г.Г. Трофимов, С.В. Шимко; ред. Г.П. Кутовой; Рос. академ. естест. наук. – М.: Эко-Пресс, 2014. – 264 с. 271

47. Папаїка Ю.А., Півняк Г.Г., Жежеленко І.В. Енергетична ефективність систем електропостачання. – Д.: НТУ «ДП», 2018. – 149 с.

48. Кузнецов В.Г. Снижение несимметрии и несинусоидальности напряжения в электрических сетях / В.Г. Кузнецов, А.С. Григорьев, В.Б. Данилюк. – Киев, Наукова думка, 1992. – 240 с.

49. Кузнецов В.Г. Электромагнитная совместимость. Несимметрия и несинусоидальность / В.Г. Кузнецов, Э.Г. Куренный, А.П. Лютый. – Донецк: Изд-во Норд-Пресс, 2005.

50. Papaika Y. Power Quality and Resonances in Power Supply Systems with non-sinusoidal Loads / Y. Papaika, O. Lysenko, G. Kosobudzki // Advanced engineering forum, Trans Tech Publication, Switzerland. – 2017. – P. 143-150.

51. Дрехслер Р. Измерение и оценка качества электроэнергии при несимметричной и нелинейной нагрузке / Р. Дрехслер; [пер. с чешск]. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 112 с.

52. Sobolev, V., Bilan, N., Dychkovskiy, R., Caseres Cabana, E., & Smolinski, A. (2020). Reasons for breaking of chemical bonds of gas molecules during movement of explosion products in cracks formed in rock mass. *International Journal of Mining Science and Technology*, 30(2), 265-269.

53. Электромагнитная совместимость электроприемников промышленных предприятий / Под ред. Академика АН Украины А.К. Шидловского. – Киев: Наукова думка, 1992. – 236 с.

54. Pivnyak G., Dychkovskiy R. Energy Saving and Efficiency: Technological, Economical and Social Challenges /Advanced Engineering Forum. Monograph // Trans Tech Publication Ltd: Zurich, Switzerland, 2017. – #25. – 198 p.

55. Кузнецов В.Г., Олянишин В.О. Влияние показателей качества электроэнергии на потери мощности в сети / В.Г. Кузнецов, В.О. Олянишин // *Техническая электродинамика*. – 1987. – №3. – С. 97-100.

56. Папаика Ю.А. Анализ экспериментальных исследований показателей качества электроэнергии на ПСП «шахта Степная» / Ю.А. Папаика, Ю.А. Мишанський, А.В. Рухлов // *Вісті Донецького гірничого інституту, Донецьк* – 2011. – №2. – С. 170-177.

57. Семичевский П.И. Расчет дополнительных потерь активной мощности и электрической энергии в элементах системы внутризаводского электроснабжения при несинусоидальности в сети / П.И. Семичевский // *Тр. МЭИ*. – 1987. – Вып. 363. – С. 44-48.

58. Papaika Yu., Pivnyak G., Zhezhelenko I. Estimating economic equivalent of reactive power in the systems of enterprise power supply. Науковий вісник НГУ. 2016. № 5. С. 62-66.

59. Маевский О.А., Гончаров Ю.П. Приведенная реактивная мощность электрических цепей с нелинейными элементами / О.А. Маевский, Ю.П. Гончаров // Электричество. – 1967. – №3. – С. 46-58.

60. Папаїка Ю.А., Рогоза М.В., Лисенко О.Г., Родна К.С., Якимець С.М. Оцінка вірогідності техніко-математичної моделі водовідливної установки в задачах електромагнітної сумісності. Вісник Кременчуцького Національного Університету імені Михайла Остроградського. 2019. Випуск 4/2019(117). С. 131-137.

61. Gennadiy Pivnyak, Roman Dichkovskiy, Edgar Cáceres Cabana, Adam Smoliński. Non-Traditional Technologies in the Mining Industry. Solid State Phenomena. Trans Tech Publication Ltd: Zurich, Switzerland (277), 2018. – 280 p.

62. Gennadiy Pivnyak, Roman Dichkovskiy, Edgar Cáceres Cabana, Oleksandr Bobyliov, Adam Smoliński. (2018). Mathematical and Geomechanical Model in Physical and Chemical Processes of Underground Coal Gasification. Non-Traditional Technologies in the Mining Industry/ Solid State Phenomena. Trans Tech Publication Ltd: Zurich, Switzerland (277), 2018. – p. 1-16.

63. G. Kosobudzki, A. Florek: (2017). EMC Requirements for Power Drive Systems, Power Electronics and Drives, 2(2), 127-135. doi: <https://doi.org/10.5277/ped170207>.

64. V. Lenoč, Z. Masek, D. Cermak, V. Schejbal. Electromagnetic Compatibility of Pulse Rectifier with Pulse-width Modulation., 2018, 28th International Conference Radioelektronika, doi: <https://doi.org/10.1109/RADIOELEK.2018.8376352>

65. Dychkovskiy, R., Vladyko, O., Maltsev, D., & Caseres Cabana, E. (2018). Some aspects of the compatibility of mineral mining technologies. Neki vidovi slicnosti u tehnologijama rudarenja mineralnih sirovina. Rudarsko Geolosko Naftni Zbornik, 33(4), 73-82.
66. Праховник А. В. / Автоматизована система обліку електричної енергії з контролем показників якості [Електронний ресурс] : реферат / А. В. Праховник, Ю. Ф. Тесик, В. О. Новський, О. Г. Гриб, В. П. Калінчик, О. Л. Карасінський, О. М. Довгалюк, А. М. Хадаківський, В. І. Васильченко, О. Д. Светелік ; Інститут електродинаміки ; Національна академії наук України. – Київ. – 2012. – Ресурс доступу : <https://refdb.ru/look/2805705.html>.
67. Gryb O. G. Monitoring of electrical energy on the traction substation input / O. G. Gryb, D. A. Gapon, D. V. Borodin, A. V. Diachenko, T. S. Ierusalimova // Електротехніка і електромеханіка. – Харків : НТУ «ХП», 2015. – № 5. – С. 61–65.
68. Железко Ю.С., Стан В.В. Построение системы контроля и учета качества электроэнергии / Ю.С. Железко, В.В. Стан // Электричество. – 1993. – №11. – С.32 – 37.
69. Карташов И.И. Требования к средствам измерения показателей качества электроэнергии / И.И. Карташов, И.С. Пономаренко, В.Н. Ярославский // Электричество, 2000, №4, с. 11-17
70. Сендерович Г.А. Методика распределения ответственности за искажение синусоидальности в точке общего присоединения / Г.А. Сендерович // Восточно – европейский журнал передовых технологий. – 2005. – № 6/2 (18). – С. 139-143.
71. Непомнящий В.А. Надежность оборудования энергосистем / В.А. Непомнящий. – М.: журнал «Электроэнергия. Передача и распределение», 2013. – 196 с., ил.

72. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT). Національний стандарт України. Київ. – Мінекономрозвитку України. – 2014. – 32 с.

73. Моделювання показників надійності елементів систем електропостачання при несинусоїдальності напруги. / Жежеленко І.В., Папаїка Ю.А., Лисенко О.Г., Рогоза М.В., Якимець С.М. // Електромеханічні і енергозберігаючі системи – 2020. – Вип. №1 (49). – С. 56-67.

74. Жежеленко И.В., Шидловский А.К., Пивняк Г.Г., Саенко Ю.Л., Нойбергер Н.А. Электромагнитная совместимость потребителей. Монография. – М.: Машиностроение, 2012. – 350 с.

75. Godina R., Rodrigues E., Matias, J., Catalão, J. Effect of Loads and Other Key Factors on Oil-Transformer Ageing: Sustainability Benefits and Challenges // Energies – 2013. – no. 8 – pp. 12147-12186, available at: <http://www.mdpi.com/1996-1073/8/10/12147/pdf/>.

76. Nordman H., Rafsback N., Susa D. Temperature responses to step changes in the load // IEEE Trans. Power Deliv. – 2003. – no. 18 – pp. 1110–1117.

77. Fedirchuk D., Rebizant C. Managing transformer overload – Smart relays // IEEE Can. Rev. – 2000. – no. 35 – pp. 25–28.

78. Методика вибору номінальної потужності силових трансформаторів в умовах розподільчих мереж населених пунктів / Ю.А. Папаїка, І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган // Електротехніка та електроенергетика – 2021. – No2.

79. Підвищення точності вибору та ефективності використання силових трансформаторів розподільчих мереж / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган. // Вісник КрНУ. – Кременчук: 2017. – Вип. 5/2017 (106) . – С. 14-20.

80. Красовський Д.Ю. Експлуатаційна динаміка втрат електричної енергії в елементах систем електропостачання : дис. канд. техн. наук: 05.09.03 / Красовський Дмитро Юрійович – Дніпро, 2014. – 180 с.
81. Бондарчук А. С. Внутрішньобудинкове електропостачання / А.С. Бондарчук. – К.: Освіта України, 2015. – 480 с.
82. ДСТУ 2767-94 Керівництво з навантаження силових сухих трансформаторів. – Введ. 1999-01-01. – 163 с.
83. Проблеми ефективності роботи розподільчих електричних мереж. / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган., Кузнецов Д.О. // Гірничі електромеханіка та автоматика. – 2018. – № 100. – С. 3-9.
84. Фокин Ю.А. Вероятностно-статические методы в расчетах систем электроснабжения / Ю.А. Фокин. – М.: Энергопромиздат, 1985. – 409 с.
85. Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях в условиях неопределенности / Н.В. Савина. – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.
86. Шидловский А.К. Эффективные режимы работы электротехнологических комплексов / А.К. Шидловский, Г.Г. Пивняк, С.И. Выпанасенко, В.В. Слесарев. – Д.: НГА Украины, 2000.
87. Эффективные режимы работы электротехнологических установок / И.В. Жежеленко, В.М. Божко, Г.Н. Вагин, М.Л. Рабинович – К.: Техніка, 1987. – 183 с.
88. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011 Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0.38 кВ до 150 кВ. – К.: НТЦ електроенергетики НЕК «Укренерго», 2011 – 27с.

89. Буйний Р.О., Перепечений В.О., Зорін В.В. Регресійні залежності вартісних показників елементів електричних мереж напругою 10-35 кВ. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Нові рішення у сучасних технологіях, - 2017, - Вип. 7(1229), С. 18–23. <https://doi.org/10.20998/2413-4295.2017.07.03>

90. Овчаренко А.С. Техничко-экономическая эффективность систем электроснабжения промышленных предприятий / А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович. – Киев: Техника, 1977. – 171 с.

91. Папаїка Ю.А. Застосування індивідуальних графіків вищих гармонік в задачах електромагнітної сумісності та енергоефективності гірничих підприємств / І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, О.Г. Лисенко, К.С. Родна// Гірнична електромеханіка та автоматика. – 2019. – № 101. – С. 3-7.

92. Pivnyak G. G. Transients in Electric Power Supply Systems. Textbook for institutions of higher education/ G. G. Pivnyak, I.V. Zhezhelenko, Y.A. Papaika; under the editorship of G.G. Pivnyak; Ministry of Education and Science of Ukraine, National Mining University – 5th edition, revised and expanded: Translation from Ukrainian. – Dnipropetrovsk: NMU – 2015. – 419 pp.

93. Melhorn, C.J.; Hofmann, P.; Samotyj, M.; "Characterization of power quality problems associated with large commercial customers served from large underground distribution network systems," Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, 1994. Conference Record, Papers Presented at the 1994 Annual Meeting, 1994 IEEE, vol., no., pp.117-125, 1-5 May 1994.

94. Smolenski R. Conducted electromagnetic interference (EMI) in Smart Grids / R. Smolenski. London, Springer, 2017, 198 pp.

95. Xue Hui, Yang Rengang, "A novel algorithm for Harmonic Measurement in Power system" IEEE 2002.

## ДОВІДКИ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ



ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО  
 «ПІДПРИЄМСТВО З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ  
 «ЦЕНТРАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ»

Адреса: вул. Дмитра Кедріна, 28. м. Дніпро, Україна, 49008. Офіційний сайт: cek.dp.ua;  
 e-mail: kanc@cek.dp.ua. Call-центр тел. 0-800-3000-15, e-mail: call\_center@cek.dp.ua  
 IBAN UA623223130000026007000030100 в АТ «Укресімбанк», МФО 322313, ЄДРПОУ 31793056,  
 ІПН 317930504629

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор сервісного центру

*[Signature]* О.К. Тяжемов  
 12.05.2024

АКТ

про впровадження результатів дисертаційної роботи

Цей акт складений про те, що наукові та практичні результати дисертаційної роботи Кошеленка Євгенія Валерійовича на тему «ЕНЕРГЕТИЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ ПІДПРИЄМСТВ ТА МІСТ» представляють суттєвий інтерес для ПрАТ «Підприємство з експлуатації електричних мереж «Центральна енергетична компанія», що є оператором системи розподілу з діяльністю на території Дніпропетровської області та м. Дніпра.

Даним актом ми підтверджуємо, що питання обґрунтованого підвищення енергетичної ефективності режимів роботи електротехнічних комплексів підприємств та міст є вкрай актуальними, а наукові роботи та зрозумілі для експлуатаційних організацій розроблені заходи є важливими.

Результати вирішення задач щодо удосконалення методики вибору ефективної потужності трансформаторів, можливостей застосування раціональних перерізів ліній електропередачі, методологія та отримані висновки щодо дослідження основних причин їх відмов в реальних умовах експлуатації, показники електромагнітної обстановки та особливості взаємовпливу електрообладнання у відповідних електротехнічних комплексах будуть враховані нашим підприємством при формуванні технічних завдань з реконструкцій, технічного переоснащення та модернізацій підстанцій 6-150 кВ та кабельної мережі 6-10 кВ у взаємодії з проектними організаціями для забезпечення максимально ефективної структури систем електропостачання підприємств та міст.

Відзначаємо адекватність даних, використаних для виконання дисертаційної роботи, що свідчить про обґрунтованість її результатів для застосування в реальних умовах експлуатації.

Начальник служби підстанцій 35 кВ і вище

Начальник СРМ

*[Signature]* Р.М. Ползіков

*[Signature]* О.М. Вишняков



Товариство з обмеженою відповідальністю  
«ЕДС-ПРОЕКТ»  
49094, м. Дніпро, вул. Набережна Перемоги, 36А  
E-mail: project@eds-ltd.com.ua

UA51 320984 00000 2600 4210411364  
АТ «ПРОКРЕДИТ БАНК» МФО 320984  
Код ЄДРПОУ 38835170, ІПН 388351704630

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Директор ТОВ «ЕДС-ПРОЕКТ»

Богдан МАКАРЧУК

«19» 05 2021 р.

## АКТ

### про впровадження результатів дисертаційної роботи

Цей акт складений про те, що наукові результати дисертаційної роботи Кошеленка Євгенія Валерійовича на тему «**Енергетична ефективність режимів електротехнічних комплексів підприємств та міст**» у вигляді удосконаленої методики вибору потужності силових трансформаторів та ліній електропередачі в системах електропостачання 6-150 кВ впроваджено у ТОВ «ЕДС-Проект» для використання при розробці проектів нових СЕП, реконструкції чи технічного переоснащення існуючих з урахуванням алгоритму застосування уточнюючих коефіцієнтів, що враховують фактичні режими навантаження типових або специфічних споживачів та взаємозв'язки з характеристиками теплової інерційності обладнання в умовах унікальної електромагнітної обстановки, що дозволить обґрунтувати ефективну структуру електротехнічного комплексу та оптимізувати капіталовкладення на реалізацію проектів.

Директор технічний

Ганна ЗОТЄЄВА

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з навчальної  
роботи, професор

*Ю.Т. Хоменко*

«23» березня 2021 р.

**АКТ**

впровадження в навчальний процес результатів кандидатської  
дисертаційної роботи асистента Кошеленка Євгенія Валерійовича

Цей акт складений про те, що запропоновані у дисертаційній роботі  
**Кошеленка Євгенія Валерійовича** заходи щодо:

- удосконалення методики вибору силових трансформаторів електротехнічних комплексів підприємств та міст;
- використання методології оцінки надійності експлуатації кабельних ліній електропередачі;
- математичного моделювання та оцінки надійності обладнання ЕКПМ в умовах унікальної електромагнітної обстановки

прийняті до використання на кафедрі електроенергетики Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» в рамках викладання лекційних та практичних занять з дисциплін «Моделювання об'єктів електроенергетики», «Електропостачання промислових підприємств та міст», «Інтелектуальне електропостачання SmartGrid в системах розподіленої генерації», «Електромагнітна сумісність в системах електропостачання» при підготовці бакалаврів та магістрів за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

Зав. каф. електроенергетики  
д.т.н., доц.

Ю.А. Папаїка