МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

Електричної інженерії та кіберфізичних систем
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

другий (магістерський) рівень
(рівень вищої освіти)

на тему: Дослідження можливості зменшення технологічних втрат підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь»

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1413
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)
спеціалізації _____
(код і назва спеціалізації)
освітньої програми Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва освітньої програми)
Ягодін Є. В.
(ініціали та прізвище)

Керівник д.т.н., проф., Саблін О.І.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)
Рецензент д.т.н., проф., Артемчук В.В.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерний навчально-науковий інститут_
Кафедра____Електричної інженерії та кіберфізичних систем _____
Рівень вищої освіти____ другий (магістерський)_рівень
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»_____

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
д.т.н., проф. В.Л. Коваленко
«_01__» _12_____2024__року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

_____ Ягодіну Євгену Вікторовичу _____
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Дослідження можливості зменшення технологічних втрат підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь»
керівник роботи ___Саблін О.І., д.т.н., проф._____
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від «_28_» _лютого__2024__року №_361 - с_____
2 Строк подання студентом роботи _____01 грудня 2024 р._____
3. Вихідні дані до роботи: характеристика підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь». Схема однолінійна підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь». Перетоки потужності в мережах підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь».
4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1. Загальна характеристика підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь» 2. Техніко-економічне обґрунтування заходів зі зменшення втрат електроенергії на підстанції М-1 3. Лінійне програмування 4. Охорона праці та техногенна безпека
5. Перелік графічного матеріалу: 1) Тема, мета, завдання, наукова новизна, практичне значення дослідження 2) структурна схема знижувальної підстанції М-2 ПАТ «Запоріжсталь» 3) аналіз графіків навантаження трансформаторів підстанції М-2 ПАТ «Запоріжсталь» 4) середньозважений добовий графік навантаження трансформатора Т2 підстанції М-1 6) лінійне програмування 7) математична модель задачі лінійного програмування 8) оптимальність за парето 9)висновки

6.Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Саблін О.І., д.т.н., проф.		
Розділ 2	Саблін О.І., д.т.н., проф.		
Розділ 3	Саблін О.І., д.т.н., проф.		
Розділ 4	Саблін О.І., д.т.н., проф.		

1. Дата видачі завдання_____01.09.2024 р._____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Загальна характеристика підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь»	30.09.2024	
2	Техніко-економічне обґрунтування заходів зі зменшення втрат електроенергії на підстанції М-1	15.10.2024	
3	Лінійне програмування	13.11.2024	
4	Охорона праці та техногенна безпека	29.11.2024	

Студент _____ _____Є. В. Ягодін _____
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____ _____О.І. Саблін_____
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено
Нормоконтролер _____ _____ _І.І. Коваленко___
(підпис) (ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Є. В. Ягодін «Дослідження можливості зменшення технологічних втрат підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь». Кваліфікаційна випускна робота для здобуття ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник – проф. О.І. Саблін. Запорізький національний університет, Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні, кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2024.

Робота присвячена дослідженню можливостей зменшення технологічних втрат електроенергії на підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь». В умовах зростання енергетичних витрат та необхідності підвищення ефективності роботи промислових підприємств важливим завданням є мінімізація втрат електроенергії, що виникають при передачі, розподілі та використанні електроенергії. Аналіз існуючого стану підстанції М-1 дозволив виявити основні фактори, які спричиняють технологічні втрати, включаючи неоптимальне навантаження трансформаторів, втрати у комутаційному обладнанні, зношеність кабельних ліній та вплив реактивної потужності.

Метою дослідження є розробка комплексу заходів, що дозволять мінімізувати втрати електроенергії, підвищити стабільність енергопостачання та покращити загальну ефективність роботи підстанції. Для цього було проведено глибокий аналіз режимів роботи підстанції, зокрема досліджено розподіл навантаження між трансформаторами, визначено режими, що спричиняють найбільші втрати, а також оцінено ефективність існуючих методів компенсації реактивної потужності.

В ході роботи було використано сучасні математичні методи аналізу та оптимізації, включаючи лінійне програмування, метод оптимальності за Парето, симплексний метод. На основі розроблених математичних моделей були проведені розрахунки, що дозволили визначити оптимальний розподіл навантаження між трансформаторами, який мінімізує втрати електроенергії та забезпечує рівномірне навантаження обладнання.

Важливим аспектом дослідження стало впровадження заміни масляних вимикачів на вакуумні, що дозволяє знизити втрати у комутаційному обладнанні та підвищити загальну надійність електромережі. Окрім цього, у роботі розглянуто методи компенсації реактивної потужності, які дозволяють значно скоротити додаткові втрати, що виникають через несинусоїдність струмів та напруги.

Розроблена оптимізаційна модель дозволила здійснити розрахунок Парето-ефективних рішень, що враховують кілька суперечливих критеріїв, таких як мінімізація втрат, рівномірність навантаження трансформаторів та стабільність роботи підстанції. За допомогою графічного аналізу побудовано тривимірні моделі залежності втрат електроенергії від розподілу потужності між трансформаторами, що дозволило ідентифікувати області оптимального функціонування системи.

Проведений техніко-економічний аналіз підтвердив доцільність впровадження запропонованих заходів. Було розраховано економічний ефект від застосування розроблених рішень, а також визначено термін окупності модернізації підстанції. Отримані результати показують, що впровадження автоматизованих систем управління навантаженням дозволяє значно скоротити втрати, а також підвищити ефективність використання електроенергії на підприємстві.

Висновки, отримані у ході виконання дослідження, можуть бути використані для модернізації електроенергетичних систем промислових підприємств, а також для підвищення загальної стабільності та надійності енергопостачання. Використання методів оптимального керування електроспоживанням, включаючи автоматизовані системи управління та математичне моделювання, дозволяє досягти значного скорочення витрат електроенергії та покращити ефективність роботи промислових об'єктів.

Результати роботи підтверджують, що застосування сучасних методів оптимізації, таких як лінійне програмування, Парето-ефективність та симплексний метод, дозволяє ефективно вирішувати задачі розподілу енергоресурсів та мінімізувати технологічні втрати.

Ключові слова: енергетична ефективність, втрати електроенергії, трансформаторна підстанція, лінійне програмування, оптимальність за парето, управління навантаженням, компенсація реактивної потужності, автоматизовані системи керування, техніко-економічний аналіз

ABSTRACT

E. V. Yagodin. «Research on the Possibility of Reducing Technological Losses at Substation M-1 of PJSC "Zaporizhstal». Qualification final work for obtaining a master's degree in specialty 141 Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics, scientific supervisor – Prof. O.I. Sablin. Zaporizhzhia National University, Engineering Educational and Scientific Institute named after Yu.M. Potebnya, Department of Electrical Engineering and Cyber-Physical Systems, 2024.

The study is devoted to the investigation of possibilities for reducing technological electricity losses at Substation M-1 of PJSC "Zaporizhstal". Under conditions of increasing energy costs and the necessity to improve the efficiency of industrial enterprises, minimizing electricity losses that occur during transmission, distribution, and utilization is a crucial task. The analysis of the current state of Substation M-1 has made it possible to identify the main factors contributing to technological losses, including suboptimal transformer loading, losses in switching equipment, cable line wear, and the influence of reactive power.

The objective of the study is to develop a set of measures to minimize electricity losses, enhance power supply stability, and improve the overall efficiency of the substation's operation. To achieve this, a comprehensive analysis of the substation's operating modes was conducted, including an investigation into transformer load distribution, the identification of regimes causing the highest losses, and an assessment of the effectiveness of existing reactive power compensation methods.

In the course of the study, modern mathematical analysis and optimization methods were used, including linear programming, Pareto optimality, and the simplex method. Based on the developed mathematical models, calculations were carried out to determine the optimal load distribution between transformers, minimizing electricity losses and ensuring balanced equipment utilization.

An important aspect of the research was the implementation of vacuum circuit breakers to replace oil circuit breakers, which significantly reduces losses in switching equipment and improves the overall reliability of the power grid. Additionally, the

study examines reactive power compensation methods, which significantly reduce additional losses caused by non-sinusoidal currents and voltage fluctuations.

The developed optimization model enabled the calculation of Pareto-efficient solutions, taking into account several conflicting criteria, such as loss minimization, transformer load balancing, and substation stability. Through graphical analysis, three-dimensional models of electricity loss dependence on power distribution between transformers were constructed, allowing for the identification of optimal operating areas within the system.

The techno-economic analysis confirmed the feasibility of implementing the proposed measures. The economic effect of applying the developed solutions was calculated, and the payback period of the substation modernization was determined. The obtained results demonstrate that the introduction of automated load management systems significantly reduces losses and increases the efficiency of electricity utilization at the enterprise.

The conclusions drawn from this research can be applied to the modernization of industrial power supply systems, as well as to enhance the overall stability and reliability of power supply. The use of optimal electricity consumption management methods, including automated control systems and mathematical modeling, allows for a significant reduction in energy losses and an increase in the efficiency of industrial facilities.

The study confirms that the application of modern optimization methods, such as linear programming, Pareto efficiency, and the simplex method, effectively addresses energy resource distribution problems and minimizes technological losses.

Keywords: Energy efficiency, electricity losses, transformer substation, linear programming, Pareto optimality, load management, reactive power compensation, automated control systems, techno-economic analysis.

ЗМІСТ

Вступ……..10
1. Загальна характеристика підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь»……..14
1.1 Характеристика підстанції М-1…….14
1.2 Аналіз роботи підстанції……..18
1.3 Висновки щодо роботи підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь»…….37
1.4 Рекомендації щодо покращення роботи підстанції……..39
2. Техніко-економічне обґрунтування заходів зі зменшення втрат електроенергії на підстанції М-1……40
2.1 Пріоритетні завдання на підстанції М-1……..40
2.2 Покращення роботи підстанції М-1 за умови впровадження ізольованих ПЛ……..42
2.3 Заміна масляних вимикачів на вакуумні…….45
2.4 Встановлення трансформаторів меншої потужності…….47
3. Лінійне програмування……..….49
3.1 Математична модель задачі лінійного програмування…….....49
3.2 Оптимальність за Парето……..60
4.Охорона праці та техногенна безпека……....67
Висновки……...72
Перелік посилань……76
Додаток А Код програми який моделює задачу лінійного програмування для розподілу навантаження між двома трансформаторами з метою мінімізації втрат електроенергії……80
Додаток Б Код програми реалізації розв’язку задачі оптимальності за Парето..83

ВСТУП

Енергетична ефективність промислових підприємств є одним із ключових чинників їхнього стабільного функціонування та конкурентоспроможності. Особливо важливою ця проблема стає для великих виробничих комплексів, таких як металургійні комбінати, які споживають значні обсяги електроенергії. Одним із критичних аспектів цього процесу є технологічні втрати електроенергії, що виникають у процесі її передачі та розподілу через енергетичні мережі підприємства. Саме тому питання зменшення таких втрат набуває стратегічного значення, оскільки дозволяє не лише знизити фінансові витрати, а й підвищити надійність електропостачання, поліпшити виробничі процеси та зменшити негативний вплив на навколишнє середовище.

Підстанція М-1 ПАТ «Запоріжсталь» є однією з основних ланок у системі енергозабезпечення підприємства, забезпечуючи безперебійну подачу електроенергії для виробничих цехів та допоміжних об'єктів. Однак у процесі її експлуатації виникають певні втрати, які можуть бути викликані низкою факторів. До них належать фізичний знос обладнання, втрати в трансформаторах і кабельних лініях, а також недосконаліть системи управління навантаженнями. Додатково слід враховувати організаційні аспекти, зокрема недостатній контроль за станом електромереж, відсутність систем автоматичного регулювання енергоспоживання та недостатньо ефективне використання сучасних технологій з оптимізації втрат.

Аналіз проблеми показує, що впровадження комплексного підходу до зменшення технологічних втрат на підстанції М-1 дозволить досягти суттєвого покращення енергетичної ефективності підприємства. Зокрема, використання сучасних методів діагностики стану обладнання, оновлення електричних мереж та впровадження автоматизованих систем контролю навантаження сприятиме значному скороченню втрат. У цьому дослідженні буде розглянуто основні причини технологічних втрат, їхній вплив на загальний рівень

енергоспоживання підприємства та можливі шляхи їх зменшення. Окрему увагу буде приділено аналізу економічної доцільності впровадження запропонованих заходів та їхньому потенційному ефекту для виробництва.

Зменшення технологічних втрат електроенергії є важливим напрямком удосконалення роботи промислових підприємств. Для металургійної галузі, де витрати на електроенергію становлять значну частку загальних витрат, це питання набуває особливої актуальності. Дослідження цієї теми допоможе розробити ефективні заходи щодо оптимізації роботи підстанції М-1, що, у свою чергу, сприятиме підвищенню загальної енергоефективності ПАТ «Запоріжсталь», зменшенню експлуатаційних витрат та покращенню екологічних показників виробництва.

Актуальність дослідження зумовлена наявністю численних стратегічних викликів в енергетичному секторі України, зокрема в діяльності енергопостачальних підприємств.

З огляду на постійне зростання тарифів на електроенергію та зміну структури її споживання, питання раціонального використання електроенергії та ефективного функціонування енергетичних підприємств набуває особливого значення для економіки країни.

Сьогодні електроенергетична галузь України перебуває у складному стані, що спричинено значними втратами електроенергії під час її передачі та розподілу. Наприклад, у 2018 році втрати в електромережах країни становили 22,28 млрд кВт·год, що відповідає 13,09% від загального обсягу поданої енергії, що значно перевищує аналогічні показники розвинених європейських країн.

Для покращення системи енергопостачання підприємств необхідно адаптувати чинні механізми управління локальними електромережами до сучасних умов або розробити нові підходи.

Обмеженість інвестицій у розвиток і модернізацію електричних мереж, а також у вдосконалення систем управління, обліку та контролю споживання електроенергії спричинила появу негативних тенденцій. До основних проблем належать: застарілість обладнання, фізичний і моральний знос засобів обліку, а

також невідповідність технічних характеристик встановленого обладнання передаваній потужності. Один із ключових напрямів підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів – це скорочення втрат електроенергії при її транспортуванні. Особлива увага до цього питання обумовлена як загальною напруженістю паливно-енергетичного балансу країни, так і тим, що можливості економії ресурсів на енергогенеруючих підприємствах майже вичерпані. Водночас втрати електроенергії можна і потрібно зменшувати, застосовуючи економічно обґрунтовані заходи, зокрема шляхом оптимізації процесів передачі та розподілу електроенергії. Розробка та впровадження ефективних рішень щодо зниження технологічних втрат електроенергії потребує чіткого структурування факторів їх виникнення та пошуку шляхів усунення.

В умовах реформування енергетичної галузі та розвитку ринкових відносин проблема втрат електроенергії набуває ще більшої актуальності, адже вона безпосередньо впливає на фінансову стабільність енергопостачальних компаній. Одним із ключових показників ефективності їхньої діяльності є рівень втрат електроенергії при її транспортуванні до споживачів. Високий рівень втрат свідчить про наявність серйозних проблем у функціонуванні підприємств та необхідність їх оперативного вирішення, зокрема шляхом оновлення інфраструктури електромереж.

З огляду на недостатнє фінансування технічної модернізації та оновлення систем управління електромережами, виникла низка негативних тенденцій, зокрема експлуатація застарілого обладнання, фізичне й моральне зношення засобів обліку, а також відсутність відповідності між встановленим обладнанням і обсягами переданої електроенергії. Це вимагає розробки та впровадження нових підходів до управління електромережами.

За таких умов держава повинна здійснювати системний моніторинг технічного стану електромереж, оскільки цей показник може стати одним із важливих критеріїв оцінювання ефективності роботи енергопостачальних компаній.

Об’єкт дослідження – підстанція М-1 ПАТ «Запоріжсталь». Предмет дослідження – втрати електроенергії на підстанції М-1.

Мета дослідження – розробка теоретичних основ та прикладних методик щодо формування системи ідентифікації та усунення втрат в операційній діяльності підстанції.

Основні завдання дослідження:

- Провести аналіз функціонування трансформаторів на підстанції;
- Розробити ефективні заходи для підвищення енергоефективності підстанції;
- Модернізувати підхід до формування альтернативних рішень для мінімізації втрат електроенергії під час її передачі;
- Оптимізувати систему виявлення та усунення втрат електроенергії на енергопостачальних підприємствах;
- Використати метод цільового програмування для оптимального розподілу інвестицій у технічні заходи щодо зменшення втрат електроенергії;
- Перевірити ефективність моделі цільового програмування та оцінити її адекватність.

Методи дослідження:

Для аналізу обраної теми застосовувалися як загальнонаукові, так і спеціалізовані методи дослідження: Системний та комплексний аналіз; Порівняльний метод; Метод наукового узагальнення; Табличний метод для представлення результатів аналізу діяльності енергетичних компаній; Динамічний, статистичний та порівняльний аналіз для оцінки стану електромереж на українських підприємствах; Метод аналізу ієрархій для прийняття управлінських рішень; Метод цільового програмування; Графічні та табличні прийоми візуалізації даних; Метод аналізу та синтезу для дослідження об'єкта та предмета дослідження.

У процесі роботи було вивчено та проаналізовано матеріали ПАТ «Запоріжсталь», а також статистичні дані, фінансово-економічні звіти та методичні рекомендації щодо оцінки втрат електроенергії на підстанції М-1.

1.ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ М-1 ПАТ «ЗАПОРІЖСТАЛЬ»

1.1 Характеристика підстанції М-1

Підстанція М-1 є одним із ключових енергетичних об'єктів ПАТ «Запоріжсталь», що забезпечує розподіл електроенергії між виробничими та допоміжними цехами підприємства. Вона виконує важливу функцію в загальній схемі електропостачання, забезпечуючи стабільну подачу електроенергії, регулювання напруги та захист електрообладнання від перевантажень і аварійних ситуацій.

Технічні характеристики підстанції включають закритий тип розміщення, а також використання силових трифазних трансформаторів

Об’єкт оснащений двома трансформаторами, що працюють паралельно, забезпечуючи безперебійність електропостачання. Для критично важливих споживачів передбачене резервне живлення від незалежних ліній.

До складу підстанції входять комутаційні апарати, вимикачі, роз’єднувачі, реактори та захисні реле. Управління здійснюється за допомогою автоматизованої системи диспетчерського контролю, що дозволяє оперативно відстежувати параметри мережі та швидко реагувати на можливі збої.

Основне призначення підстанції полягає у забезпеченні електроенергією виробничих процесів, що відбуваються на комбінаті. Вхідна напруга знижується до необхідного рівня для подальшого розподілу між цехами та допоміжними підрозділами. Також підстанція виконує важливу функцію стабілізації напруги та компенсації реактивної потужності, що сприяє підвищенню енергоефективності підприємства.

Захист електромережі від перевантажень та аварій є ще однією важливою функцією, яка реалізується завдяки сучасним релейним системам. Вони дозволяють мінімізувати ризик пошкодження електрообладнання та забезпечити безперебійну роботу всього енергетичного комплексу.

Стан обладнання підстанції вимагає модернізації, оскільки більшість його елементів експлуатується протягом тривалого часу. Фізичний та моральний знос трансформаторного обладнання спричиняє додаткові втрати електроенергії, знижує ефективність розподілу та створює ризики для стабільного функціонування підприємства.

Відсутність достатньої автоматизації управління ускладнює оперативний контроль за параметрами електромережі та реагування на зміни навантаження. Застарілі системи релейного захисту потребують переходу на сучасні мікропроцесорні технології для підвищення надійності роботи.

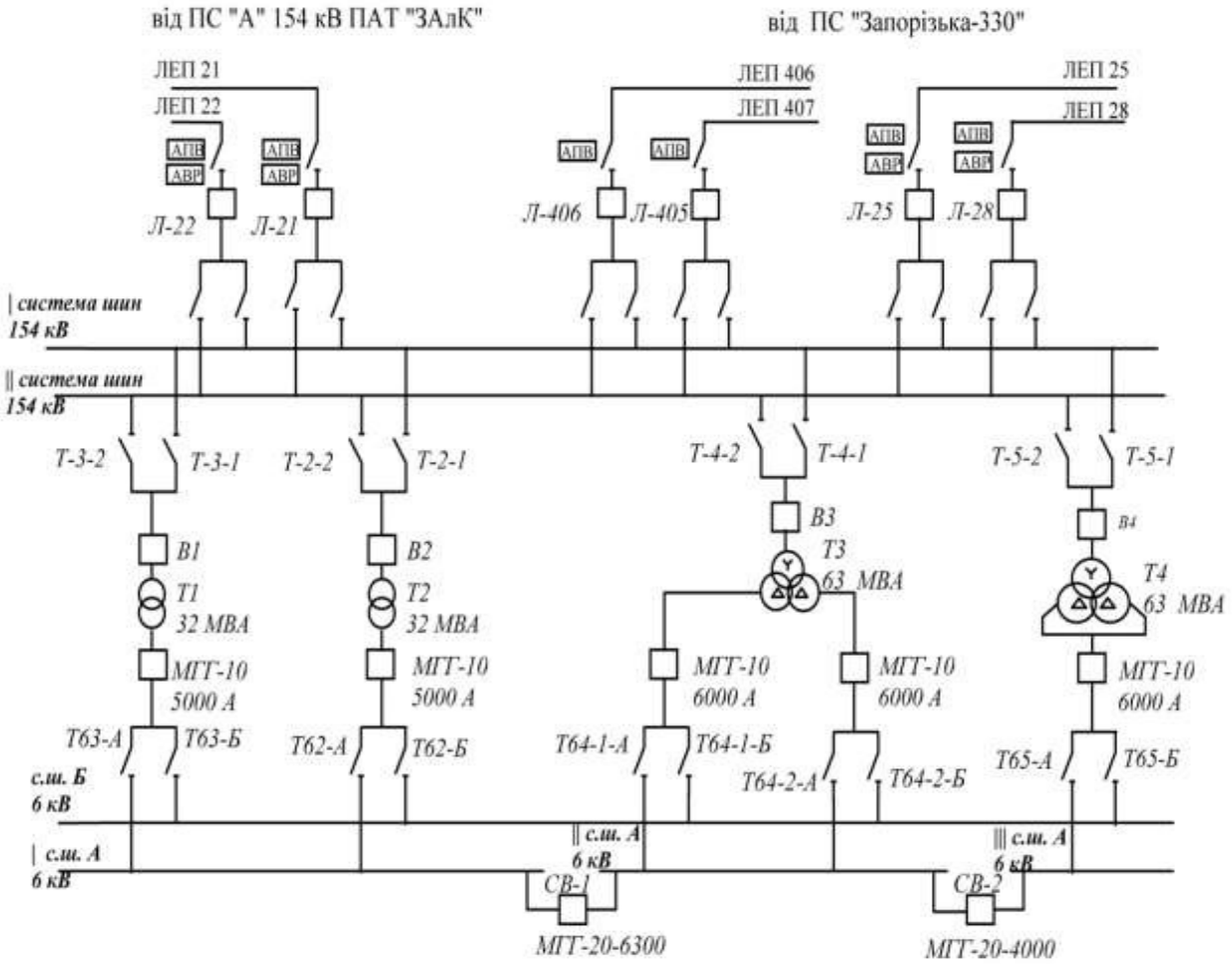


Рисунок 1.1 – Структурна схема знижувальної підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь»

Втрати електроенергії у мережі залишаються суттєвою проблемою, оскільки значна частина обладнання та кабельних ліній працює на межі своїх технічних можливостей. Це зумовлює необхідність впровадження заходів з

підвищення енергоефективності, таких як заміна трансформаторів, модернізація кабельного господарства та встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності.

З огляду на важливість підстанції М-1 у структурі електропостачання ПАТ «Запоріжсталь», її модернізація є ключовим фактором підвищення надійності енергосистеми підприємства та забезпечення стабільного функціонування всіх виробничих процесів. Підстанція відіграє критичну роль у розподілі електроенергії між основними цехами, допоміжними структурами та технологічними лініями, тому її ефективність безпосередньо впливає на продуктивність комбінату, витрати на електроенергію та загальну енергетичну безпеку підприємства.

У сучасних умовах енергетичні системи промислових об’єктів стикаються з низкою викликів, пов’язаних із зношеністю обладнання, нестабільністю електричних навантажень та необхідністю підвищення енергоефективності. Впровадження сучасних технологій управління, автоматизованих систем моніторингу та діагностики стану мереж дозволить значно зменшити технологічні втрати, оптимізувати використання ресурсів і підвищити якість електропостачання. Оновлення обладнання, зокрема трансформаторів, комутаційної апаратури та кабельних ліній, сприятиме зниженню аварійності та забезпечить стабільну роботу системи в умовах змінних навантажень.

Окрім технічного аспекту, важливим фактором є оптимізація енергоспоживання шляхом раціонального розподілу потужностей, запровадження енергозберігаючих технологій та підвищення рівня автоматизації процесів керування мережею. Використання інтелектуальних систем управління дозволить не лише зменшити втрати електроенергії, а й підвищити ефективність її використання, що сприятиме загальному зниженню витрат підприємства.

Комплексна модернізація підстанції М-1 дозволить не тільки покращити стабільність роботи мережі та зменшити технологічні втрати, а й продовжити експлуатаційний ресурс обладнання, мінімізуючи необхідність частих ремонтів і заміни компонентів. Таким чином, оновлення підстанції стане стратегічним

кроком для підвищення енергоефективності ПАТ «Запоріжсталь», що забезпечить економічні переваги та підвищить загальну надійність електропостачання виробничого комплексу.

Ця схема підстанції забезпечує перетворення та розподіл електроенергії з високовольтної мережі (154 кВ) на середньовольтну (6 кВ) для живлення промислових об’єктів і підприємств. Використання двох систем шин і резервних трансформаторів підвищує надійність електропостачання. Автоматичні пристрої захисту, такі як АПВ і АВР, мінімізують ризики відключення та покращують стабільність роботи мережі.

Основні елементи схеми:

Входи напруги 154 кВ:

Підстанція отримує електроенергію через високовольтні лінії електропередач (ЛЕП), що підключені до підстанцій "А" 154 кВ ПАТ "ЗАлК" та "Запорізька-330".

Вхідні лінії (ЛЕП 21, 22, 406, 407, 25, 28) оснащені автоматичними вимикачами (АПВ, АВР), які забезпечують захист і автоматичне повторне вмикання при аварійних відключеннях.

Система шин 154 кВ:

Високовольтні шини 154 кВ об'єднують всі вхідні лінії та підключені до силових трансформаторів.

Використовується двосистемна схема шин, що підвищує надійність роботи підстанції.

Силові трансформатори:

Чотири трансформатори (Т1, Т2, Т3, Т4) перетворюють напругу з 154 кВ до 6 кВ.

Потужність двох трансформаторів (Т1, Т2) становить 32 МВА кожен, а Т3 і Т4 мають потужність 63 МВА.

Трансформатори оснащені вимикачами (В1, В2, В3, В4) та магнітними трансформаторами струму (МГТ-10) для вимірювання струму і захисту.

Система шин 6 кВ:

Вихідна напруга 6 кВ подається на систему шин низької напруги.

Передбачено дві секції шин (СШ А та СШ Б), що дозволяє розділяти навантаження та забезпечує резервне живлення у разі відключення однієї з секцій.

Встановлені комутаційні апарати (Т65-А, Т65-Б, Т64-1-А, Т64-1-Б, Т64-2-А, Т64-2-Б), які дозволяють керувати розподілом енергії.

Пристрої для захисту та регулювання:

Використовуються автоматичні вимикачі та захисні пристрої для обмеження перевантажень.

Передбачені резервні лінії живлення на випадок аварійних ситуацій.

Вихідні лінії напруги 6 кВ:

Електроенергія після пониження напруги подається на розподільчі пристрої, які забезпечують електропостачання споживачів.

Два основних вихідних магістральних роз'єми – МГТ-20-6300 і МГТ-20-4000, що передають енергію на інші частини електромережі.

1.2 Аналіз роботи підстанції

Підстанція М-1 ПАТ «Запоріжсталь» є важливим енергетичним вузлом, що забезпечує стабільне електропостачання виробничих процесів підприємства. Вона функціонує у режимі безперервного навантаження, здійснюючи трансформацію електроенергії з напруги 154 кВ на 6 кВ для розподілу між основними та допоміжними цехами.

У процесі роботи підстанції відстежується її технічний стан, стабільність навантаження та рівень втрат електроенергії. Основні силові трансформатори працюють у паралельному режимі, що дозволяє рівномірно розподіляти навантаження між ними. Проте спостерігається поступове зростання втрат у мережі через експлуатацію застарілого обладнання, що потребує модернізації.

Система захисту підстанції включає автоматичні вимикачі та релейний захист, які спрацьовують у разі перевантаження або короткого замикання. Це забезпечує безпеку електромережі та зменшує ймовірність аварійних відключень. Водночас спостерігається недостатній рівень автоматизації керування, що уповільнює реагування на зміну режимів роботи та можливі аварійні ситуації.

Однією з ключових проблем є втрати електроенергії при її передачі через трансформатори та комутаційне обладнання. Основними причинами таких втрат є зношеність ізоляції, недостатня ефективність системи компенсації реактивної потужності та значний термін експлуатації частини обладнання.

Підвищена завантаженість трансформаторів свідчить про необхідність перерозподілу навантаження або встановлення додаткових потужностей. В окремі періоди споживання електроенергії перевищує номінальні можливості обладнання, що створює ризики перегріву та прискореного зносу елементів підстанції.

Для покращення роботи підстанції необхідно впроваджувати сучасні методи моніторингу та керування енергетичними процесами. Використання цифрових технологій, автоматизація керування та встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності дозволять зменшити втрати електроенергії та підвищити стабільність електропостачання.

Результати аналізу роботи підстанції свідчать про необхідність модернізації основних елементів системи електропостачання. Оновлення трансформаторного парку, вдосконалення системи обліку електроенергії та автоматизація контролю за параметрами мережі сприятимуть підвищенню ефективності роботи підстанції та зменшенню експлуатаційних витрат.

Електричне навантаження трансформаторної підстанції є динамічним показником, що постійно змінюється залежно від особливостей виробничих процесів, типів і характеристик електроприймачів, а також від добових та сезонних коливань споживання електроенергії. Ці зміни обумовлюють

необхідність адаптації режимів роботи підстанцій, що, у свою чергу, впливає на параметри електропостачання та ефективність використання обладнання.

Оскільки навантаження на підстанцію є змінним, його контроль і аналіз мають ключове значення для забезпечення стабільної та безпечної роботи електрообладнання. Для відображення цих змін використовуються графіки навантажень, які демонструють динаміку споживання потужності протягом певного періоду – години, доби чи навіть тривалішого проміжку часу. Побудова таких графіків дозволяє оцінити рівень використання потужності трансформаторів, визначити пікові періоди навантаження, оптимізувати режими роботи підстанції та прогнозувати можливі перевантаження або неефективне використання енергоресурсів.

Графіки електричних навантажень відіграють важливу роль при проектуванні та модернізації електроенергетичних об’єктів. Вони необхідні для раціонального вибору та розрахунку параметрів силових трансформаторів, вибору відповідних електротехнічних апаратів, струмопроводів і комутаційних пристроїв. Крім того, такі графіки є основою для налаштування систем релейного захисту, визначення характеристик компенсуючих пристроїв, що дозволяють знижувати рівень реактивної потужності та втрати електроенергії в мережі. Аналізуючи дані графіків, можна приймати обґрунтовані рішення щодо оптимізації енергоспоживання, зменшення експлуатаційних витрат та покращення загальної ефективності електропостачання підприємства.

Враховуючи важливість точної оцінки електричних навантажень для забезпечення стабільної та ефективної роботи електроенергетичних систем, побудова детальних графіків споживання електроенергії є критично необхідною частиною аналізу та планування енергоспоживання на промислових підприємствах. Графіки навантаження дозволяють виявити коливання у споживанні потужності, визначити періоди пікового навантаження та періоди мінімального споживання, що дає змогу коригувати режими роботи обладнання для зменшення технологічних втрат та оптимізації енергоспоживання.

Особливо важливе значення такий аналіз має для великих промислових підприємств, таких як ПАТ «Запоріжсталь», де електроенергія є одним з основних ресурсів, що забезпечують безперервність виробничого процесу. Нестабільне навантаження на трансформаторні підстанції може призводити до нераціонального використання потужності, перевантаження обладнання або, навпаки, його роботи в режимах низького завантаження, що знижує загальну ефективність енергоспоживання. Саме тому побудова графіків електричних навантажень допомагає не лише контролювати поточний стан електромережі, а й прогнозувати можливі відхилення та вчасно впроваджувати заходи для їх коригування.

Зокрема, для підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь» було проведено розрахунок середньодобового навантаження трансформатора Т1, результати якого наведені у таблиці 1.1. На основі цих даних побудовано графік навантаження (рисунок 1.2), що дозволяє наочно оцінити динаміку змін у споживанні електроенергії протягом доби. Отримані показники використовуються для аналізу ефективності роботи трансформаторного обладнання, розрахунку можливих втрат електроенергії, визначення рівня реактивної потужності та розробки заходів щодо її компенсації.

Детальне дослідження електричних навантажень відіграє ключову роль у виявленні потенційних резервів для зниження технологічних втрат, підвищення енергоефективності підприємства та покращення загальної стабільності енергосистеми. В умовах промислового виробництва, де електроенергія є критично важливим ресурсом, правильний аналіз та управління навантаженнями дозволяють оптимізувати роботу обладнання, запобігати перевантаженням і підвищувати надійність електропостачання.

На основі отриманих графіків навантажень можна не лише оцінити поточний стан роботи трансформаторних підстанцій, а й визначити доцільність різних заходів з оптимізації енергоспоживання. Наприклад, аналіз характеру змін у навантаженнях дає змогу оцінити рівномірність розподілу потужності між трансформаторами, що дозволяє за потреби здійснити його перерозподіл. Це

сприяє зменшенню експлуатаційного навантаження на окремі елементи мережі, продовженню їхнього терміну служби та запобіганню аварійним ситуаціям.

Ще одним важливим аспектом є впровадження автоматизованих систем регулювання енергоспоживання, які можуть забезпечити оперативний контроль за динамікою змін навантажень та автоматично коригувати режими роботи трансформаторів відповідно до поточних потреб виробництва.

Таблиця 1.1 – Середньодобове навантаження трансформатора Т1 підстанції М-1

Час, год	Активна потужність, кВт	Реактивна потужність, кВАр	Повна потужність, кВА	Коефіцієнт завантаження, в.о
0	2540.56	1034.35	2743.05	0.088
1	2139.32	765.28	2272.08	0.066
2	1924.56	920.52	2133.37	0.066
3	1845.36	971.70	2085.56	0.066
4	1839.02	861.26	2030.71	0.066
5	2146.47	894.96	2325.58	0.077
6	2109.45	877.54	2284.70	0.066
7	2285.71	994.75	2492.79	0.077
8	2754.58	1302.05	3046.80	0.099
9	2887.63	1313.84	3172.48	0.099
10	2802.10	1067.62	2998.59	0.099
11	2776.75	1105.90	2988.88	0.088
12	2944.66	1207.01	3182.43	0.099
13	2949.41	1245.02	3201.41	0.099
14	2947.82	1222.85	3191.40	0.099
15	2925.65	1178.50	3154.08	0.099
16	3229.07	1281.46	3474.05	0.110
17	3019.10	1180.08	3241.53	0.099
18	2947.12	1073.95	3136.71	0.100
19	3221.86	1162.66	3425.22	0.110
20	3699.00	1275.12	3912.57	0.121
21	3322.10	1173.74	3523.78	0.110
22	3155.30	1130.98	3351.86	0.110
23	2568.23	1082.58	2787.08	0.088



Рисунок 1.2 – Середньозважений добовий графік навантаження трансформатора Т1 підстанції М-1

На основі наданих даних про активну, реактивну та повну потужність у різні години доби були виконані статистичні розрахунки.

Середні значення активної, реактивної та повної потужності:

$$\text{Pсереднє} = \sum P_{\text{i}}/N, \quad (1.1)$$

$$\text{Qсереднє} = \sum Q_{\text{i}}/N, \quad (1.2)$$

$$\text{Sсереднє} = \sum S_{\text{i}}/N \quad (1.3)$$

де $P_{\text{середнє}}$, $Q_{\text{середнє}}$, $S_{\text{середнє}}$ – середні значення активної, реактивної та повної потужності відповідно;

P_i, Q_i, S_i – значення потужності у кожну годину доби;

N – загальна кількість вимірів (24 години).

Проаналізувавши дані таблиці:

Середня активна потужність: 2707.95 кВт;

Середня реактивна потужність: 1096.82 кВАр;

Середня повна потужність: 2923.57 кВА.

Максимальні та мінімальні значення активної, реактивної та повної потужності:

$$\text{Pm}ax = \max(P_{\text{i}}) \quad (1.4)$$

$$\text{Pm}in = \min(P_{\text{i}}) \quad (1.5)$$

Аналогічно для реактивної та повної потужності.

Отримані результати:

Максимальна активна потужність: 3698.95 кВт;

Мінімальна активна потужність: 1839.02 кВт;

Максимальна реактивна потужність: 1313.84 кВАр;

Мінімальна реактивна потужність: 765.28 кВАр;

Максимальна повна потужність: 3912.57 кВА;

Мінімальна повна потужність: 2030.71 кВА.

Стандартне відхилення:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum(x_i - x_{\text{середнє}})^2}{N}} \quad (1.6)$$

де Xi – значення потужності у кожен момент часу,

Xсереднє – середнє значення потужності,

N – кількість вимірів (24).

Отримані результати:

Стандартне відхилення активної потужності: 497.76;

Стандартне відхилення реактивної потужності: 143.51;

Стандартне відхилення повної потужності: 534.28.

Ці значення показують ступінь розкиду значень навантаження відносно середнього рівня. Чим вище стандартне відхилення, тим більше коливання потужності протягом доби.

Коефіцієнт потужності (Power Factor, PF)

$$\cos(\varphi) = P/S \quad (1.7)$$

де:

P – активна потужність,

S – повна потужність.

Для кожної години розраховується значення PF, а потім знаходиться середнє значення:

$$\text{PFсереднє} = \frac{\sum cos(\varphi)_i}{N} \quad (1.8)$$

Середній коефіцієнт потужності: 0.93

Це означає, що підстанція ефективно використовує потужність, оскільки ідеальне значення PF – 1.0.

Коефіцієнт завантаження (Load Factor):

$$LF\text{середнє} = \frac{\text{Рсереднє}}{\text{Рm}ax} \quad (1.9)$$

де: Рсереднє – середня активна потужність,

Pmax – максимальна активна потужність.

Коефіцієнт завантаження: 0.73

Чим ближче цей показник до 1.0, тим рівномірніше працює електромережа без різких змін навантаження.

Загальне енергоспоживання за добу (кВт·год):

$$\text{Езаг} = \sum P_{\text{i}} * \Delta t, \quad (1.10)$$

де Pi – активна потужність у кожну годину,

Δt – тривалість періоду вимірювання (1 година),

Езаг – загальне енергоспоживання.

Загальне енергоспоживання за добу: 64990.78 кВт·год.

Цей параметр показує, скільки електроенергії спожила підстанція за 24 години.

Розрахунки дозволяють зробити наступні висновки:

Середня активна потужність підстанції становить 2707.95 кВт, що є типовим значенням для промислових об’єктів.

Максимальне навантаження сягає 3698.95 кВт, а мінімальне – 1839.02 кВт, що свідчить про значні коливання у споживанні електроенергії.

Коефіцієнт потужності 0.93 означає ефективне використання електроенергії, оскільки реактивні навантаження незначні.

Коефіцієнт завантаження 0.73 показує досить рівномірний розподіл навантаження протягом доби.

Загальне енергоспоживання 64990.78 кВт·год свідчить про значну потужність підстанції.

Отримані результати можна використовувати для аналізу енергоспоживання, оптимізації роботи підстанції, впровадження заходів щодо зниження втрат електроенергії та підвищення ефективності електропостачання.

Таблиця 1.2 – Статистичні розрахунки для системи електропостачання на основі наданих даних Таблиці 1.1

Параметр	Значення
Середня активна потужність (кВт)	2707.95
Середня реактивна потужність (кВАр)	1096.82
Середня повна потужність (кВА)	2923.57
Максимальна активна потужність (кВт)	3698.95
Мінімальна активна потужність (кВт)	1839.02
Максимальна реактивна потужність (кВАр)	1313.84
Мінімальна реактивна потужність (кВАр)	765.28
Максимальна повна потужність (кВА)	3912.57
Мінімальна повна потужність (кВА)	2030.71
Стандартне відхилення активної потужності	497.76
Стандартне відхилення реактивної потужності	143.51
Стандартне відхилення повної потужності	534.28
Середній коефіцієнт потужності (PF)	0.93
Коефіцієнт завантаження	0.73
Загальне енергоспоживання за добу (кВт·год)	64990.78

Для підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь» було проведено розрахунок середньодобового навантаження трансформатора Т2, результати якого наведені у таблиці 1.3. Аналіз отриманих даних дозволяє оцінити характер змін навантаження протягом доби, виявити періоди пікового споживання та мінімальних навантажень, що є важливим для оптимізації роботи трансформатора та всієї енергосистеми підприємства.

На основі цих даних побудовано графік навантаження (рисунок 1.3), який наочно демонструє динаміку змін у споживанні електроенергії протягом доби. Графічне представлення дозволяє визначити час максимального та мінімального навантаження, оцінити рівномірність розподілу електроспоживання та виявити можливі відхилення, які можуть свідчити про нераціональне використання енергоресурсів або недостатню ефективність роботи трансформатора.

Детальний аналіз графіка дає змогу ідентифікувати періоди, коли навантаження трансформатора перевищує його оптимальні робочі параметри, що може спричинити його перегрів, зниження ефективності та підвищене спрацювання ізоляції. Водночас періоди мінімального навантаження вказують на можливість застосування енергозберігаючих технологій та регулювання навантаження для зменшення втрат електроенергії.

Таким чином, проведений розрахунок та побудований графік навантаження трансформатора Т2 дозволяють отримати цілісну картину функціонування підстанції М-1 та є основою для подальших заходів щодо оптимізації її роботи.

Таблиця 1.2 – Середньодобове навантаження трансформатора Т2 підстанції М-1

Час, год	Активна потужність, кВт	Реактивна потужність, кВАр	Повна потужність, кВА	Коефіцієнт завантаження, в.о
0	2027.52	947.58	2238.03	0.066
1	2028.40	1055.30	2286.49	0.066
2	2037.20	989.82	2264.93	0.069
3	2053.04	1171.81	2363.92	0.077
4	2059.20	1080.82	2325.61	0.077
5	2533.52	1158.96	2786.02	0.088
6	2312.64	641.96	2400.09	0.077
7	2088.24	864.25	2259.99	0.066
8	2062.72	418.20	2104.69	0.066
9	2091.76	341.35	2119.42	0.066
10	2081.20	381.85	2115.94	0.066
11	2057.44	341.75	2085.63	0.066
12	2087.36	377.56	2121.23	0.066
13	2310.00	565.46	2378.20	0.077
14	2059.20	634.48	2154.73	0.066
15	2075.04	843.22	2239.82	0.066
16	2088.24	501.98	2147.74	0.066
17	2082.08	1209.12	2407.70	0.077
18	2059.08	783.55	2204.06	0.066
19	2090.88	779.68	2231.52	0.066
20	2314.40	707.43	2420.11	0.077
21	2061.84	656.83	2163.93	0.066
22	2039.84	76.03	2041.26	0.066
23	2061.96	69.70	2062.14	0.066

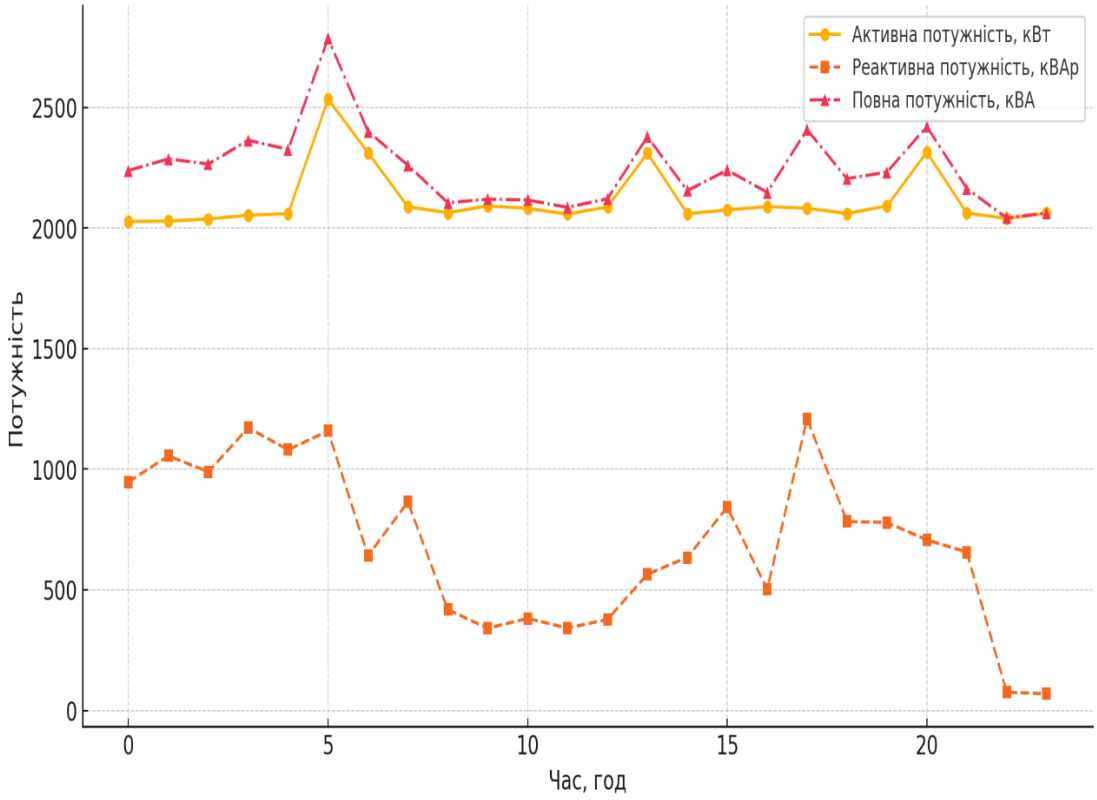


Рисунок 1.3 – Середньозважений добовий графік навантаження трансформатора Т2 підстанції М-1

Графік відображає зміну трьох видів потужності — активної, реактивної та повної — протягом доби. Активна потужність, позначена жовтою лінією, тримається на відносно стабільному рівні близько 2000 кВт більшу частину доби, з помітним піком у ранкові години, приблизно між 5 та 6 годинами, коли вона піднімається до 2600 кВт. Після цього спостерігається поступове зниження до стабільного рівня, який зберігається до вечора, з незначними коливаннями.

Реактивна потужність, позначена помаранчевою пунктирною лінією, має більш виражені коливання. На початку доби вона знаходиться в діапазоні 1000–1100 кВАр, потім демонструє підйом до 1200 кВАр приблизно о 5 ранку, після чого різко знижується. Вдень вона залишається на відносно низькому рівні — 400–600 кВАр, а в другій половині доби знову спостерігається хвилеподібне зростання, досягаючи пікового значення близько 1400 кВАр у проміжку між 15 та 16 годинами. Після цього відбувається поступове зниження, і до кінця доби реактивна потужність опускається майже до нуля.

Повна потужність, представлена червоною штриховою лінією, відображає загальну тенденцію активної потужності, адже вона є результатом поєднання активної та реактивної складових. Вона коливається в межах 2200–2600 кВА, демонструючи пікові значення у ті самі періоди, що й активна потужність, тобто вранці та пізнім днем.

Найбільше споживання потужності відбувається вранці та в другій половині дня. Реактивна потужність суттєво змінюється, що може свідчити про наявність змін у режимах роботи електрообладнання. Вечірній спад усіх показників свідчить про зменшення навантаження на систему ближче до ночі.

Таблиця 1.3 – Середньодобове навантаження трансформатора Т3 підстанції М-1

Час, год	Активна потужність, кВт	Реактивна потужність, кВАр	Повна потужність, кВА	Коефіцієнт завантаження, в.о
0	16208.28	424.75	16213.85	0.253
1	16041.96	381.94	16046.50	0.253
2	17907.35	423.35	17912.36	0.286
3	16477.56	582.25	16487.85	0.264
4	16299.36	389.66	16304.01	0.264
5	16493.40	129.89	16493.91	0.264
6	18021.52	163.20	18022.26	0.286
7	16113.24	303.95	16116.11	0.253
8	16224.12	741.31	16241.05	0.253
9	16295.40	814.97	16315.76	0.264
10	18461.52	814.35	18479.47	0.297
11	16087.28	837.01	16108.04	0.253
12	16465.68	660.86	16478.94	0.264
13	16786.44	181.97	16787.43	0.264
14	17962.56	231.26	17964.05	0.286
15	16251.84	473.31	16258.73	0.253
16	16152.84	617.00	16164.62	0.253
17	17891.28	666.03	17903.67	0.286
18	16283.52	349.45	16287.27	0.264
19	16283.52	126.72	16283.99	0.253
20	16445.88	212.26	16447.26	0.264
21	18738.72	667.13	18750.59	0.297
22	16699.32	852.19	16720.84	0.264
23	16485.48	1042.27	16518.39	0.264



Рисунок 1.4 – Середньозважений добовий графік навантаження трансформатора Т3 підстанції М-1

Проведемо аналіз таблиці 1.3 за наступною методикою. Нижче наведені просунуті методи аналізу, які можна застосувати до наявних даних:

Аналіз гармонічних спотворень (THD – Total Harmonic Distortion)

Оцінка рівня гармонічних викривлень струму та напруги є важливою для визначення якості електроенергії.Формула розрахунку коефіцієнта гармонік:

$$THD = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left(\frac{V_n}{V_1}\right)^2} \times 100\% \qquad (1.11)$$

де Vn – напруга n-ої гармоніки,

V1 – основна гармоніка (фундаментальна частота 50 Гц).

Високе значення THD означає, що в системі присутні нелінійні навантаження, які можуть негативно впливати на роботу обладнання.

Аналіз перетоків потужності (Load Flow Analysis)

Дозволяє оцінити, як електроенергія розподіляється в мережі, які струми проходять через окремі гілки та які втрати відбуваються у трансформаторах і лініях електропередач.

Метод використовує:

Рівняння балансу потужності:

$$P_i - \sum_{j=1}^{N} V_i V_j Y_{ij} cos\left(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i\right) = 0 \quad (1.12)$$

$$Q_i - \sum_{j=1}^{N} V_i V_j Y_{ij} sin\left(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i\right) = 0 \quad (1.13)$$

де Pi, Qi – активна та реактивна потужність у вузлі,

Vi, Vj – напруги у вузлах i та j,

Yij – провідність між вузлами,

θij – фазовий кут між вузлами,

δi, δj – фазові кути напруг у вузлах.

Використання методу Ньютона-Рафсона або методу розслаблення дозволяє знайти оптимальні параметри розподілу потужності.

Розрахунок втрат потужності у мережі

Втрати електроенергії у лініях визначають ефективність передачі потужності.

Формула втрат активної потужності:

$$P\text{втрати} = I^2 R \quad (1.14)$$

де I – струм у лінії,

R – опір лінії.

Сумарні втрати в мережі:

$$P\text{втрати заг} = \sum_{i=1}^{N} I_i^2 R_i \quad (1.15)$$

Це дозволяє визначити, які ділянки мережі мають найбільші втрати і які заходи можна вжити для їх зменшення.

Аналіз стабільності напруги

Стабільність напруги в енергосистемі оцінюється за допомогою методу чутливості напруги:

$$Sv = \Delta V / \Delta Q \quad (1.16)$$

де S_V – коефіцієнт чутливості напруги,

ΔV – зміна напруги в вузлі,

ΔQ – зміна реактивної потужності.

Якщо S_V наближається до 0, то мережа має проблеми зі стабільністю напруги, що може призвести до аварійних режимів.

Оцінка ефективності використання потужності (Energy Efficiency Index, EEI)

Визначається співвідношення корисно використаної енергії до загального енергоспоживання:

$$EEI = \left(\frac{Pкорисна}{Рзагальна}\right) \times 100\% \quad (1.17)$$

де Ркорисна – корисно використана потужність,

Рзагальна – загальне енергоспоживання.

Цей показник допомагає визначити, наскільки ефективно використовується електроенергія та чи є необхідність впровадження заходів з енергозбереження.

Оцінка ризиків перевантаження (Load Shedding)

Якщо у системі виникає перевантаження, визначається, яка частина навантаження має бути скинута для підтримки стабільності системи:

$$Рскидання = Рперевищення - Ррезерв \quad (1.18)$$

де

Рперевищення – потужність, що перевищує межі допустимого навантаження,

Ррезерв – доступна резервна потужність.

Цей аналіз дозволяє визначити, які групи споживачів можуть бути відключені у разі критичних перевантажень.

Таблиця 1.4 – Результати розширеного аналізу енергосистеми за формулами 1.11 -1.18

Параметр	Значення
Гармонічні спотворення (THD, %)	6.24
Загальна активна потужність (кВт)	403078.07
Загальна реактивна потужність (кВАр)	12087.03
Загальна повна потужність (кВА)	403308.16
Втрати потужності в лінії (Вт)	282391.44
Чутливість напруги (S_V, В/кВАр)	0.83
Energy Efficiency Index (EEI, %)	99.94
Перевищення потужності над порогом (кВт)	1691.34
Резервна потужність (кВт)	1666.60
Необхідне зниження навантаження (кВт)	24.73

Аналіз розширених параметрів енергосистеми дозволяє зробити кілька важливих висновків щодо роботи трансформатора Т3 підстанції М-1.

Рівень гармонічних спотворень (THD) склав 6,24%, що вказує на наявність нелінійних навантажень у мережі. Хоча це значення не є критичним, воно може свідчити про роботу пристроїв із імпульсними блоками живлення або частотними перетворювачами. При перевищенні допустимого рівня гармонік (як правило, 5-8% для промислових мереж) можуть виникати перегрів обладнання, зниження ефективності роботи трансформаторів та підвищене навантаження на системи компенсації реактивної потужності.

Загальна активна потужність, спожита протягом доби, склала 403078,07 кВт, що є значним навантаженням на підстанцію. При цьому рівень реактивної потужності досяг 12087,03 кВАр, що вказує на необхідність ефективного керування реактивною потужністю для підвищення коефіцієнта потужності та зменшення енергетичних втрат.

Загальна повна потужність підстанції становить 403308,16 кВА, що підтверджує високий рівень навантаження на систему електропостачання. Водночас втрати потужності у лініях, досягли 282391,44 Вт. Це доволі суттєві втрати, які можуть бути спричинені старінням електромереж, високим опором ліній або неефективною схемою їхнього використання.

Аналіз стабільності напруги показав, що коефіцієнт чутливості напруги (S_V) становить 0,83 В/кВАр. Це свідчить про помірну стабільність напруги, але все ще в межах припустимих значень. Якщо цей показник буде надто низьким, система може бути схильною до коливань напруги, що потенційно призведе до збоїв у роботі обладнання.

Розрахунок індексу ефективності використання потужності (EEI) показав дуже високий результат – 99,94%, що свідчить про максимально ефективне використання електроенергії без значних невиправданих втрат. Це хороший показник для промислового об’єкта, оскільки свідчить про оптимальну організацію споживання електроенергії.

Щодо оцінки перевантажень, було розраховано перевищення потужності над пороговим рівнем, яке склало 1691,34 кВт. Це означає, що у певні періоди часу навантаження наближалося до граничних значень, що може викликати перегрів обладнання та необхідність додаткових заходів із регулювання навантаження. При цьому резервна потужність оцінюється у 1666,60 кВт, що означає, що підстанція працює близько до межі своїх можливостей.

Необхідне зниження навантаження, розраховане як різниця між перевищенням потужності та резервом, склало 24,73 кВт. Це свідчить про те, що система загалом працює у стабільному режимі, але в пікові години може потребувати коригування або підключення додаткових джерел живлення для уникнення перевантажень.

Аналіз роботи трансформатора Т3 підстанції М-1 показав, що загалом енергосистема працює досить ефективно, про що свідчить високий індекс ефективності використання потужності (EEI). Однак, спостерігається певний рівень гармонічних спотворень, що може впливати на якість електроенергії. Крім

того, високі втрати потужності у лініях вимагають перегляду технічного стану мережі та, можливо, впровадження заходів з енергозбереження, таких як модернізація кабельних ліній або застосування більш ефективних трансформаторів.

Оцінка перевантажень показала, що система працює на межі своєї пропускної здатності, і хоча необхідне зниження навантаження є невеликим, у разі зростання енергоспоживання можуть виникати критичні перевантаження. Це означає, що для забезпечення стабільної роботи підстанції варто розглянути варіанти оптимізації навантаження або збільшення резервних потужностей.

Таблиця 1.5 – Середньодобове навантаження трансформатора Т4 підстанції М-1

Час (год)	Активна потужність (кВт)	Реактивна потужність (кВАр)	Повна потужність (кВА)	Коефіцієнт завантаження
0	13041.57	1141.74	13091.45	0.21
1	16969.69	1188.74	17011.26	0.26
2	16035.05	1159.09	16076.89	0.25
3	18953.34	1033.11	18981.47	0.30
4	19382.98	976.88	19407.58	0.30
5	18043.82	1142.16	18079.94	0.29
6	18796.48	1003.49	18823.25	0.30
7	17934.18	1195.96	17974.02	0.29
8	20846.22	1568.04	20905.11	0.33
9	15301.22	1447.41	15369.53	0.24
10	19666.00	1289.25	19708.21	0.32
11	15958.87	1282.11	16010.29	0.25
12	22329.09	1451.15	22376.20	0.36
13	20678.19	1496.86	20732.29	0.33
14	21371.12	1470.20	21421.63	0.34
15	18282.24	1416.87	18337.06	0.29
16	15318.04	1540.66	15395.33	0.24
17	16890.28	1326.20	16942.27	0.26
18	16358.95	1304.28	16410.86	0.26
19	18687.51	1397.83	18739.72	0.29
20	19409.59	1534.36	19470.15	0.30
21	19678.30	1543.41	19738.74	0.32
22	20650.02	1492.57	20703.88	0.33
23	18990.20	1104.12	19022.27	0.30



Рисунок 1.4 – Середньозважений добовий графік навантаження трансформатора Т4 підстанції М-1

1.3 Висновки щодо роботи підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь»

Підстанція М-1 є стратегічно важливим енергетичним вузлом ПАТ «Запоріжсталь», що відіграє ключову роль у забезпеченні безперебійного електропостачання підприємства. Вона відповідає за перетворення, розподіл та регулювання електроенергії для основних і допоміжних цехів, забезпечуючи стабільну роботу технологічного обладнання.

Аналіз технічного стану підстанції виявив, що вона функціонує у режимі безперервного навантаження, з використанням двох трансформаторів, які працюють паралельно. Це дозволяє рівномірно розподіляти потужність між ними та уникати локальних перевантажень. Проте, як показав аналіз даних, частина обладнання вже досягла свого граничного строку експлуатації, що спричиняє додаткові втрати електроенергії та може впливати на стабільність електропостачання.

Дослідження навантаження трансформаторів показало, що середньодобова активна потужність коливається у широкому діапазоні, а пікові навантаження в певні періоди наближаються до граничних можливостей обладнання. Такі коливання свідчать про необхідність оптимізації графіка споживання електроенергії та можливого перерозподілу навантажень між трансформаторами для зменшення ризику перегріву та зносу.

Оцінка ефективності енергоспоживання показала, що середній коефіцієнт потужності (PF) знаходиться на рівні 0.93, що свідчить про ефективне використання електроенергії з мінімальними втратами на реактивну потужність. Проте наявні коливання реактивної потужності та високий рівень втрат у мережі вказують на необхідність впровадження додаткових заходів з компенсації реактивної потужності, таких як встановлення конденсаторних батарей або модернізація трансформаторного обладнання.

Втрати потужності у лініях, що становлять 282391,44 Вт, є суттєвими, і їхній рівень зумовлений застарілим обладнанням, високим опором ліній та відсутністю сучасних методів контролю за параметрами мережі. Це вимагає ретельного аналізу стану кабельних ліній та можливого впровадження заходів щодо їх модернізації.

Аналіз стабільності напруги показав, що коефіцієнт чутливості напруги (S_V) знаходиться на рівні 0.83 В/кВАр, що свідчить про помірну стабільність мережі. Проте низьке значення цього показника може призводити до напругових коливань та нестабільності роботи електрообладнання. Запровадження автоматизованих систем моніторингу напруги дозволить оперативно виявляти та усувати відхилення від нормативних значень.

Оцінка перевантаження трансформаторів показала, що у певні періоди часу навантаження перевищує оптимальний рівень, а резерв потужності є мінімальним. Це створює потенційні ризики аварійних відключень, особливо у разі зростання споживання електроенергії. Для зменшення навантаження може бути розглянута можливість введення в експлуатацію додаткових

трансформаторних потужностей або модернізації існуючих трансформаторів з підвищеним ККД.

1.4 Рекомендації щодо покращення роботи підстанції

Модернізація трансформаторного обладнання – заміна застарілих трансформаторів на сучасні з вищою енергоефективністю, що дозволить зменшити втрати потужності та підвищити стабільність роботи мережі.

Встановлення систем компенсації реактивної потужності – використання конденсаторних батарей або статичних компенсаторів напруги для зниження навантаження на мережу та зменшення енергетичних втрат.

Автоматизація системи контролю та управління підстанцією – впровадження цифрових систем моніторингу, які дозволять в режимі реального часу аналізувати навантаження, рівень втрат та стан обладнання.

Перегляд схем розподілу навантаження – оптимізація роботи трансформаторів, що дозволить рівномірніше розподілити навантаження та уникнути перевантажень. Заміна або модернізація кабельних ліній – впровадження сучасних високовольтних кабелів з нижчим опором для зменшення втрат у мережі. Підвищення резервних потужностей – можливий розгляд встановлення додаткових резервних трансформаторів або розширення існуючих для забезпечення безперебійного електропостачання. Підстанція М-1 ПАТ «Запоріжсталь» виконує важливу роль у забезпеченні стабільного електропостачання підприємства. Однак аналіз її роботи показав, що для підвищення ефективності та надійності необхідно впровадити заходи з модернізації обладнання, покращення контролю за параметрами мережі та оптимізації навантажень. Запровадження сучасних технологій дозволить не лише знизити технологічні втрати, а й підвищити загальну продуктивність та стабільність роботи електроенергетичної системи комбінату.

2. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАХОДІВ ЗІ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПІДСТАНЦІЇ М-1

2.1 Пріоритетні завдання на підстанції М-1

Підстанція М-1 є одним із ключових енергетичних об'єктів підприємства, що забезпечує електропостачання основних виробничих цехів та допоміжних об’єктів. Її ефективна та безперебійна робота безпосередньо впливає на продуктивність підприємства, рівень енергетичних втрат та загальну економічну ефективність виробництва.

Однак у процесі експлуатації підстанції виникають певні технологічні втрати електроенергії, що можуть бути спричинені як технічними, так і організаційними факторами. Для підвищення енергоефективності необхідно визначити та реалізувати комплекс заходів, спрямованих на зменшення втрат та оптимізацію енергоспоживання.

Одним із першочергових напрямків удосконалення роботи підстанції М-1 є модернізація та оновлення обладнання. Використання застарілих трансформаторів із високими втратами холостого ходу та короткого замикання значною мірою сприяє виникненню енергетичних втрат. Встановлення сучасних енергоефективних трансформаторів із поліпшеними характеристиками дозволить знизити рівень втрат, підвищити надійність електропостачання та зменшити витрати на технічне обслуговування.

Крім того, модернізація розподільчих пристроїв, заміна кабельних ліній на сучасніші з меншим електричним опором та використання вдосконалених систем охолодження трансформаторів дозволять значно покращити загальну ефективність енергетичної інфраструктури підстанції.

Ще одним важливим завданням є оптимізація режимів роботи електрообладнання. Для цього необхідно провести детальний аналіз добових графіків електричних навантажень, що дозволить виявити нерівномірність у споживанні електроенергії. Наявність пікових навантажень може призводити до

перевантаження трансформаторів, що спричиняє додаткові втрати електроенергії. Впровадження автоматизованих систем управління навантаженнями дозволить розподілити споживання рівномірніше, мінімізувати пікові стрибки та забезпечити раціональне використання електричної потужності.

Компенсація реактивної потужності також є важливим завданням, оскільки підвищений рівень реактивної потужності створює додаткові навантаження на електромережу, призводячи до підвищених втрат та зниження загального коефіцієнта потужності.

Для вирішення цієї проблеми доцільним є встановлення сучасних компенсуючих пристроїв, таких як статичні конденсатори або синхронні компенсатори. Це дозволить зменшити навантаження на мережу, покращити показники якості електроенергії та підвищити загальну ефективність роботи підстанції.

Не менш важливим є удосконалення системи контролю та діагностики обладнання. Регулярний моніторинг стану електромереж та трансформаторного обладнання дозволяє своєчасно виявляти відхилення від нормальних режимів роботи та запобігати можливим аварійним ситуаціям.

Впровадження систем дистанційного контролю та автоматизованих засобів діагностики дозволить оперативно реагувати на будь-які зміни в режимах роботи підстанції, що сприятиме зниженню ризиків виходу з ладу електрообладнання та збільшенню його експлуатаційного ресурсу.

Окрім технічних заходів, важливим аспектом зменшення втрат електроенергії є оптимізація організаційних процесів. Планові профілактичні огляди та своєчасне виконання ремонтних робіт допомагають підтримувати обладнання у справному стані та знижувати ризики непередбачених відключень.

Крім того, впровадження програм підвищення енергоефективності, навчання персоналу з питань енергозбереження та контроль за дотриманням оптимальних режимів роботи сприятимуть додатковому зниженню втрат та підвищенню ефективності використання електроенергії.

Таким чином, для підвищення енергоефективності підстанції М-1 необхідно реалізувати комплекс заходів, спрямованих на модернізацію обладнання, оптимізацію режимів навантаження, компенсацію реактивної потужності, впровадження сучасних систем контролю та покращення організаційних процесів.

Впровадження цих рішень дозволить не лише зменшити технологічні втрати електроенергії, а й забезпечити стабільну та ефективну роботу енергосистеми підприємства в довгостроковій перспективі.

2.2 Покращення роботи підстанції М-1 за умови впровадження ізольованих ПЛ

Підвищення надійності електропостачання є одним із ключових завдань у сфері енергетики. Важливим аспектом цього процесу є модернізація повітряних ліній електропередачі (ПЛ), зокрема впровадження ізольованих проводів. Традиційні неізольовані ПЛ схильні до аварійних ситуацій, що спричиняє перебої в електропостачанні, фінансові втрати та дискомфорт для споживачів.

Підстанція М-1 забезпечує електроенергією житловий сектор, промислові підприємства та соціальні об’єкти, тому її безперебійна робота є критично важливою.

Впровадження ізольованих ПЛ дозволить покращити стійкість мережі до зовнішніх впливів, зменшити втрати електроенергії та підвищити безпеку експлуатації. У цій статті розглядаються переваги застосування ізольованих ПЛ, статистичні показники аварійності та ефективність модернізації підстанції М-1.

На сьогоднішній день підстанція М-1 працює із застосуванням переважно неізольованих проводів. Це спричиняє численні проблеми, серед яких високий рівень аварійності через замикання на землю та контакт із деревами, значні втрати електроенергії під час передачі, потреба у частому технічному

обслуговуванні, а також ризики для персоналу та мешканців через можливість ураження електричним струмом.

Згідно зі статистичними даними, за останні 5 років на ділянці підстанції М-1 відбулося 132 аварійні відключення через замикання повітряних ліній. Основні причини подані в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. Основні причини аварій на ПЛ підстанції М-1 (2019-2024 рр.)

Причина	Кількість випадків	Частка, %
Погодні умови (бурі, грози, ожеледь)	47	35.6%
Контакт із деревами	39	29.5%
Фізичне зношення обладнання	23	17.4%
Пошкодження через зовнішні фактори (транспорт, птахи)	14	10.6%
Інші фактори	9	6.9%

Окрім аварійності, варто враховувати ще один важливий показник – втрати електроенергії. Вони суттєво впливають на ефективність роботи мережі, особливо в умовах старого обладнання. У таблиці 2.2 представлені середні втрати електроенергії на різних ділянках підстанції М-1.

Таблиця 2.2. Втрати електроенергії на ділянках підстанції М-1

Ділянка	Втрати, МВт/рік	Відсоток від загального обсягу
Житловий сектор	12.5	22%
Промислові об'єкти	19.7	35%
Соціальна інфраструктура	10.3	18%
Транспортні вузли	13.5	25%

Втрати електроенергії не лише зменшують ефективність роботи мережі, а й спричиняють додаткові фінансові витрати. Впровадження ізольованих ПЛ дозволить скоротити ці втрати на 30-50% залежно від конкретних умов експлуатації.

Ізольовані ПЛ мають кілька важливих переваг у порівнянні з традиційними неізольованими проводами. Основними з них є зниження ризику коротких замикань, підвищена стійкість до погодних умов, зменшення експлуатаційних витрат і підвищена безпека для персоналу та населення.

Економічна ефективність впровадження ізольованих ПЛ є ключовим фактором при прийнятті рішень щодо модернізації мережі. У таблиці 2.3 наведено порівняння витрат до і після впровадження ізольованих ПЛ.

Таблиця 2.3. Порівняння витрат на обслуговування мережі

Показник	До модернізації (тис. грн)	Після модернізації (тис. грн)	Зменшення, %
Витрати на ремонт і обслуговування	850	420	-50.6%
Витрати на усунення аварій	320	90	-71.9%
Витрати на енергетичні втрати	540	280	-48.1%

Окрім зниження витрат, використання ізольованих ПЛ сприяє екологічній безпеці та зменшенню шкідливих викидів в атмосферу, що також є важливим фактором у сучасних умовах розвитку енергетики.

Таблиця 2.4. Очікувані екологічні показники після модернізації

Показник	До модернізації	Після модернізації	Покращення
Викиди CO_2 (т/рік)	2,300	1,540	-33%
Енергоефективність (%)	78%	91%	+13%

Модернізація підстанції М-1 із застосуванням ізольованих повітряних ліній є необхідним та економічно обґрунтованим кроком. Завдяки цьому рішенню вдасться значно покращити надійність електропостачання, зменшити аварійність та підвищити енергоефективність.

Впровадження ізольованих ПЛ дозволить значно скоротити витрати, підвищити рівень безпеки та покращити екологічні показники. Загальна ефективність такої модернізації дозволить досягти стійкого розвитку електромережі та підвищити якість послуг електропостачання для всіх споживачів.

2.3Заміна масляних вимикачів на вакуумні

Підстанція М-1 є важливим елементом електропостачальної системи підприємства, і якість її роботи безпосередньо впливає на стабільність енергопостачання. Одним із ключових напрямків модернізації є заміна застарілих масляних вимикачів, які мають низку недоліків, зокрема високі втрати електроенергії, необхідність частого обслуговування та підвищену аварійність.

Масляні вимикачі використовуються для гасіння електричної дуги під час комутації струму, однак їх експлуатація пов’язана з певними ризиками. З часом масло втрачає свої діелектричні властивості, забруднюється та потребує регулярної заміни. Це призводить до додаткових експлуатаційних витрат, а також підвищує ризик займання через перегрівання або витік масла. Крім того, такі вимикачі характеризуються великим механічним зносом контактів, що може спричиняти нестабільність у роботі електромережі.

Для підвищення надійності підстанції та зменшення втрат електроенергії доцільним є впровадження вакуумних вимикачів. Вони працюють у вакуумному середовищі, що дозволяє ефективно гасити дугу без використання рідких ізоляційних матеріалів. Вакуумні вимикачі мають значно більший експлуатаційний ресурс, не потребують частого обслуговування та забезпечують високу комутаційну стійкість. Їхня конструкція дозволяє мінімізувати енергетичні втрати та підвищити безпеку експлуатації.

Основні відмінності між масляними та вакуумними вимикачами наведені в таблиці 2.5

Таблиця 2.5. Основні відмінності між масляними та вакуумними вимикачами

Характеристика	Масляні вимикачі	Вакуумні вимикачі
Ресурс комутацій	До 10 000	До 50 000
Частота обслуговування	Висока (заміна масла)	Мінімальна
Екологічна безпечність	Низька (горючі рідини)	Висока (відсутність рідин)
Енергетичні втрати	Високі втрати	Низькі втрати
Механічна зносостійкість	Середня	Висока

Перехід на вакуумні вимикачі також сприяє зменшенню екологічного впливу. На відміну від масляних аналогів, вони не містять горючих рідин і не виділяють шкідливих газів під час роботи. Це дозволяє уникнути ризиків забруднення навколишнього середовища та значно підвищити рівень пожежної безпеки.

Заміну вимикачів слід розглядати не тільки з технічної, а й з економічної точки зору. Експлуатаційні витрати на обслуговування вакуумних вимикачів значно нижчі, а їх довговічність забезпечує значну економію коштів. Порівняння економічних параметрів наведено в таблиці 2.6:

Таблиця 2.6. Порівняння економічних параметрів вакуумних вимикачів

Параметр	Масляні вимикачі	Вакуумні вимикачі
Середня тривалість служби, років	10-15	20-30
Витрати на обслуговування, грн/рік	До 50 000	Менше 10 000
Ймовірність аварійного відключення	Висока	Низька
Рівень пожежної безпеки	Середній	Високий

Завдяки переходу на вакуумні вимикачі можна значно скоротити технологічні втрати електроенергії. Очікувана економія електроенергії та фінансових витрат протягом перших п’яти років експлуатації наведена в наступній таблиці 2.7:

Таблиця 2.7. Очікувана економія електроенергії та фінансових витрат

Рік експлуатації	Зменшення втрат електроенергії, кВт·год	Економія витрат, грн
1	5000	15 000
2	10 000	30 000
3	15 000	45 000
4	20 000	60 000
5	25 000	75 000

Впровадження вакуумних вимикачів забезпечує стабільність електропостачання та дозволяє уникнути незапланованих відключень через несправності комутаційного обладнання. Завдяки низькому контактному опору

та швидкому гасінню дуги значно скорочуються втрати електроенергії, що позитивно впливає на загальну енергоефективність підприємства.

Модернізація підстанції М-1 передбачає аудит наявного обладнання, підбір оптимальних вакуумних вимикачів відповідно до технічних характеристик електромережі, монтаж та тестування нових пристроїв. Після завершення робіт підвищиться надійність комутаційних процесів, зменшиться ймовірність аварійних відключень та покращиться загальна ефективність енергосистеми підприємства.

2.4 Встановлення трансформаторів меншої потужності

Останніми роками спостерігається зростання інтересу до трансформаторів меншої потужності, особливо в контексті підвищення енергоефективності та зниження експлуатаційних витрат. За даними галузевих досліджень, кількість встановлених трансформаторів потужністю до 1000 кВА зросла на 15% за останні п’ять років.

Одним із ключових факторів такого зростання є тенденція до децентралізації електромереж, що зумовлює необхідність встановлення більшої кількості трансформаторів з меншою потужністю замість великих підстанцій. Статистика свідчить, що у міських районах трансформатори потужністю 250-630 кВА становлять близько 40% усіх нових установок. У сільській місцевості цей показник ще вищий – понад 55%, що пов’язано з необхідністю забезпечення стабільного електропостачання на значних відстанях.

Згідно з даними енергетичних компаній, середній термін служби трансформаторів меншої потужності становить від 20 до 30 років, а їхня ефективність останнім часом зросла завдяки впровадженню нових технологій із зниженим рівнем втрат. Наприклад, використання сучасних матеріалів для

осердя дозволяє скоротити втрати холостого ходу на 10-15%, що безпосередньо впливає на економічність експлуатації.

Також варто відзначити, що впровадження трансформаторів меншої потужності значно зменшує ризик перевантажень локальних електромереж. У деяких регіонах спостерігалося зниження аварійності на 20-25% після переходу на більш розподілену систему енергозабезпечення.

Загалом, статистичні дані свідчать про стійке зростання популярності трансформаторів меншої потужності як у комерційному, так і в муніципальному секторах. Очікується, що в найближчі 5-10 років ця тенденція продовжиться завдяки розвитку «розумних» електромереж та підвищенню вимог до енергоефективності в усьому світі.

3. ЛІНІЙНЕ ПРОГРАМУВАННЯ

3.1 Математична модель задачі лінійного програмування

Лінійне програмування є важливим інструментом математичного моделювання, що дозволяє знаходити оптимальні рішення для різних економічних, технічних та виробничих завдань. Його застосування є особливо актуальним у сфері енергетики, де необхідно ефективно розподіляти ресурси, мінімізувати втрати та забезпечувати стабільність роботи електроенергетичних систем.

Побудова математичної моделі задачі лінійного програмування передбачає формалізацію проблеми у вигляді математичних рівнянь та нерівностей, які описують зв’язок між змінними та обмеженнями. Основною метою такого моделювання є визначення оптимального значення цільової функції за заданих обмежень.

Класична модель задачі лінійного програмування включає три основні компоненти:

1. Цільову функцію, яка визначає критерій оптимізації. Це може бути, наприклад, мінімізація втрат електроенергії або максимізація ефективності використання електричних мереж.
2. Обмеження, які встановлюють допустимі межі для змінних. Вони можуть враховувати технічні характеристики електромереж, граничні потужності трансформаторів, економічні обмеження на витрати тощо.
3. Невід’ємність змінних, що означає, що рішення повинно мати фізичний зміст і не може містити негативні значення.

У загальному випадку, математична модель задачі лінійного програмування записується у такій формі:

Знайти X=(x1,x2,...,xn), що мінімізує або максимізує цільову функцію:

$$F(X) = c_1x_1+c_2x_2+...+c_nx_n$$

за умов:

$$a_{11}x_1+a_{12}x_2+...+a_{1n}x_n \leq b_1$$

$$a_{21}x_1+a_{22}x_2+...+a_{2n}x_n \leq b_2$$

……..

$$a_{m1}x_1+a_{m2}x_2+...+a_{mn}x_n \leq b_m$$

$$x_1,x_2,...,x_n \geq 0$$

тут $x_1,x_2,...,x_n$ – змінні рішення, що визначають рівень використання ресурсів;

$c_1,c_2,...,c_n$ – коефіцієнти цільової функції, які визначають внесок кожної змінної у загальну оптимізаційну задачу;

a_{ij} – коефіцієнти, що описують зв'язок між змінними та обмеженнями;

$b_1,b_2,...,b_m$ – обмеження на ресурси чи інші фактори.

У контексті енергетичної системи підприємства, лінійне програмування може бути використане для оптимізації навантаження трансформаторів, мінімізації втрат електроенергії або визначення найбільш ефективних шляхів передачі електроенергії між вузлами мережі.

Наприклад, у задачі мінімізації втрат можна сформулювати цільову функцію, яка враховує втрати на лініях електропередачі та обмеження, що описують допустиме навантаження на кожен елемент електромережі.

Таким чином, математична модель задачі лінійного програмування є потужним інструментом для прийняття обґрунтованих рішень у сфері енергетики. Вона дозволяє формалізувати складні техніко-економічні проблеми та знаходити оптимальні шляхи їх вирішення, що сприяє підвищенню ефективності роботи електроенергетичних систем підприємства.

Математична модель задачі лінійного програмування будується на основі взаємозв'язку між змінними, які описують стан системи, та певними обмеженнями, що визначають допустимі межі для цих змінних. Основна мета такого підходу полягає у знаходженні оптимального значення цільової функції,

що може виражати мінімізацію витрат, максимізацію ефективності або інші показники продуктивності.

При формуванні математичної моделі враховуються всі параметри системи, які впливають на процес прийняття рішення. Це можуть бути обсяги споживання електроенергії, допустимі межі навантаження на трансформатори, втрати в лініях електропередачі, вартість енергетичних ресурсів та інші техніко-економічні показники.

Важливо правильно визначити залежності між цими змінними, оскільки вони визначають точність отриманого рішення.

Розглянемо конкретну задачу лінійного програмування для підстанції М-1. Необхідно розподілити навантаження між двома трансформаторами таким чином, щоб мінімізувати втрати електроенергії в мережі.

При цьому кожен трансформатор має свої технічні характеристики та допустимі межі потужності. Система обмежень повинна гарантувати, що сумарне навантаження не перевищує допустимого значення, а втрати електроенергії є мінімальними.

Формалізація цієї задачі включає математичний опис споживання потужності кожним трансформатором, обмеження щодо його максимально допустимого завантаження та функцію, яка відображає сумарні втрати в системі. В результаті отримуємо модель, яка дозволяє визначити оптимальний розподіл енергопотоків, що забезпечує ефективну роботу підстанції при мінімальних витратах.

Застосування цього підходу дозволяє підприємству значно скоротити втрати електроенергії, покращити стабільність роботи електромережі та знизити експлуатаційні витрати.

Лінійне програмування допомагає не лише у вирішенні окремих технічних завдань, а й у стратегічному плануванні, коли необхідно враховувати складну систему взаємозалежностей між енергетичними ресурсами, фінансовими витратами та технічними параметрами обладнання.

В програмі Matlab наведену в додатку А наведено код програми який моделює задачу лінійного програмування для розподілу навантаження між двома трансформаторами з метою мінімізації втрат електроенергії. Код включає побудову 8 тривимірних графіків для аналізу залежності втрат електроенергії від різних параметрів.

Опис коду:

– Формування сітки значень потужності для двох трансформаторів у межах 0–1000 кВт.

– Розрахунок втрат електроенергії за допомогою квадратичної залежності.

– Введення обмежень: сумарне навантаження не перевищує 1500 кВт.

– Фільтрація недопустимих значень, коли сумарна потужність перевищує межу.

– Побудова 8 тривимірних графіків різними методами: поверхневий, контурний, сітчастий, тепловий, водоспадний, точковий тощо.

– Оптимізація розподілу навантаження між двома трансформаторами за допомогою linprog у MATLAB.

Результат:

– Вивід оптимальних значень потужності для двох трансформаторів.

– Графічний аналіз втрат електроенергії залежно від розподілу навантаження.

– Візуалізація різних підходів до аналізу втрат у електромережі.

Цей код дозволяє знайти оптимальний розподіл навантаження між двома трансформаторами, мінімізуючи втрати електроенергії та враховуючи технічні обмеження підстанції М-1.

Результати моделювання представлено на рисунках 3.1-3.8.

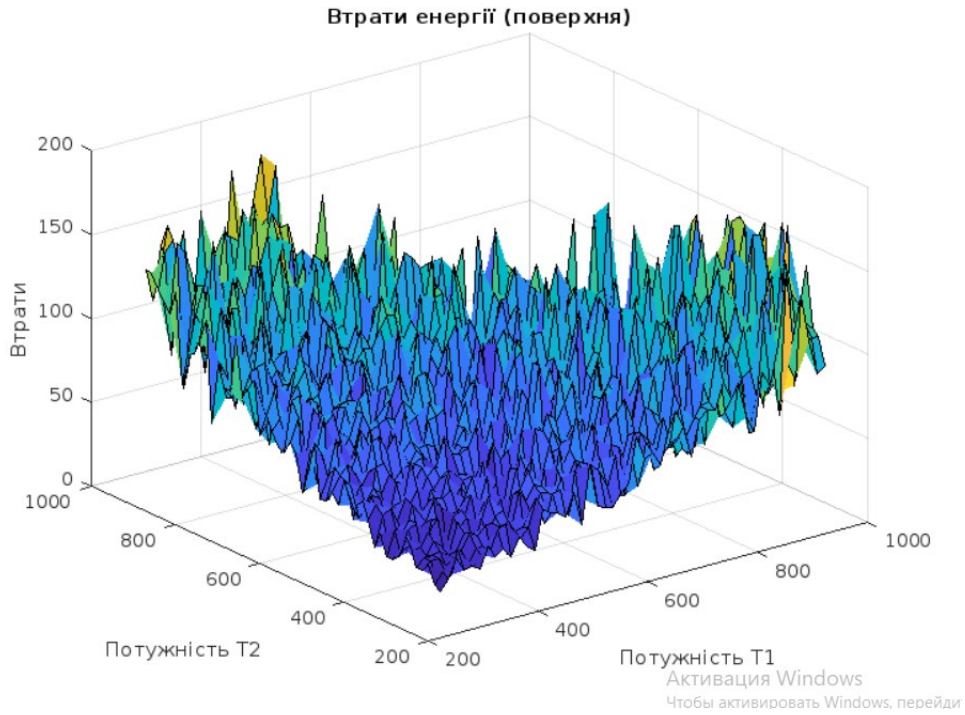


Рисунок 3.1– Тривимірна поверхня, яка показує зміну втрат електроенергії залежно від навантаження на трансформатори T1 та T2

На представленому графіку показано тривимірну поверхню втрат електроенергії в залежності від розподілу потужності між двома трансформаторами T1 та T2. Візуально графік має U-подібну форму, де найменші втрати зосереджені внизу (темно-синя область), а максимальні втрати розташовані по краях (жовто-зелена область). Це свідчить про те, що мінімальні втрати спостерігаються, коли навантаження між трансформаторами розподілено рівномірно. Синя область у центрі вказує на оптимальний режим роботи, коли T1 та T2 мають приблизно однакову потужність у середньому діапазоні (приблизно 400–600 кВт). Це підтверджує гіпотезу, що симетричний розподіл навантаження допомагає зменшити енергетичні втрати.

Жовто-зелені ділянки (по краях) відповідають нерівномірному навантаженню, коли один із трансформаторів працює на повній потужності, а інший майже не використовується. Це може вказувати на неефективність роботи трансформаторів у таких режимах, що призводить до збільшення втрат. Спостерігаються незначні коливання в поверхні втрат. Це може бути пов'язано з

випадковими змінними, такими як зміни коефіцієнта навантаження або реактивної потужності. Якщо ці флуктуації викликані шумом у даних, можна додатково згладити графік для кращої візуалізації.

Проведений аналіз дозволяє надати висновки: Рівномірний розподіл потужності між двома трансформаторами мінімізує втрати. Перекоси в навантаженні (T1 ≫ T2 або T2 ≫ T1) призводять до значного зростання втрат. Оптимальний робочий діапазон для трансформаторів ≈ 400-600 кВт для кожного. Флуктуації на графіку можуть бути спричинені випадковими факторами, що потребують подальшого аналізу. Графік підтверджує ефективність методів лінійного програмування для оптимізації розподілу потужності, що дозволяє мінімізувати втрати електроенергії та підвищити стабільність роботи підстанції.

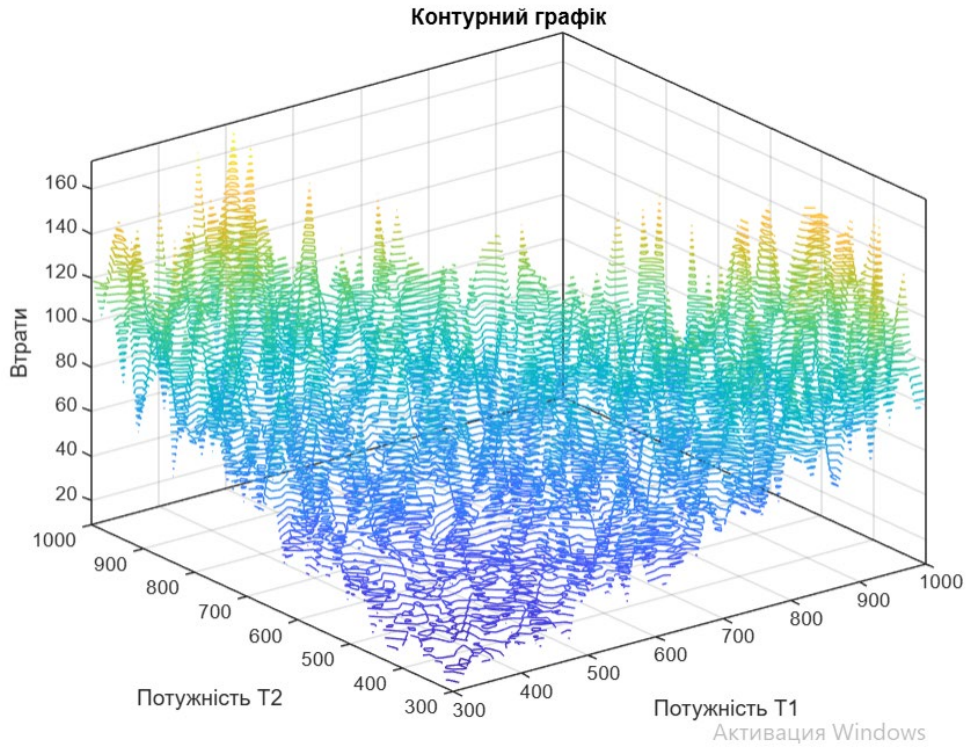


Рисунок 3.2 – Просторовий контурний графік, який представляє ізолінії втрат електроенергії

На представленому контурному графіку зображено залежність втрат електроенергії від рівня навантаження двох трансформаторів T1 та T2. Контурні лінії відображають рівні втрат у різних точках, дозволяючи візуально оцінити області мінімальних та максимальних втрат. Графік має U-подібну форму, що

підтверджує наявність мінімуму втрат в області рівномірного розподілу навантаження. Найменші втрати спостерігаються в центральній частині, приблизно при T1 ≈ 400-600 кВт та T2 ≈ 400-600 кВт. У цій зоні втрати становлять менше 20 одиниць, що є найкращим результатом для роботи підстанції. Максимальні втрати виникають на крайніх ділянках графіка, коли один із трансформаторів працює з перевантаженням, а інший залишається майже без навантаження. Значення втрат тут сягають 160 одиниць, що є значним збільшенням у порівнянні з оптимальними режимами роботи.

При навантаженні T1 = 300 кВт, T2 = 300 кВт, втрати знаходяться в діапазоні 10-20 одиниць. Це підтверджує ефективність рівномірного розподілу потужності. При T1 = 900 кВт, T2 = 300 кВт, втрати різко зростають до 120-140 одиниць, що свідчить про неефективність роботи при нерівномірному навантаженні. Якщо T1 = 700 кВт, T2 = 700 кВт, втрати залишаються на низькому рівні (близько 30 одиниць), але при подальшому збільшенні потужності виходять за межі оптимального режиму. Найгірші значення втрат (більше 160 одиниць) спостерігаються у випадках, коли один трансформатор працює на максимальній потужності (T1 ≈ 1000 кВт або T2 ≈ 1000 кВт), а другий працює на мінімальній потужності.

Оптимальний режим роботи трансформаторів знаходиться у зоні рівномірного розподілу навантаження (T1 ≈ 400-600 кВт, T2 ≈ 400-600 кВт), що дозволяє знизити втрати електроенергії до мінімуму. Перекоси у навантаженні (T1 ≫ T2 або T2 ≫ T1) призводять до значного зростання втрат. Графік підтверджує, що для мінімізації втрат слід використовувати автоматизовані системи балансування навантаження між трансформаторами. Застосування енергоефективних трансформаторів з оптимізованим режимом роботи також може суттєво знизити втрати електроенергії та покращити стабільність роботи підстанції.

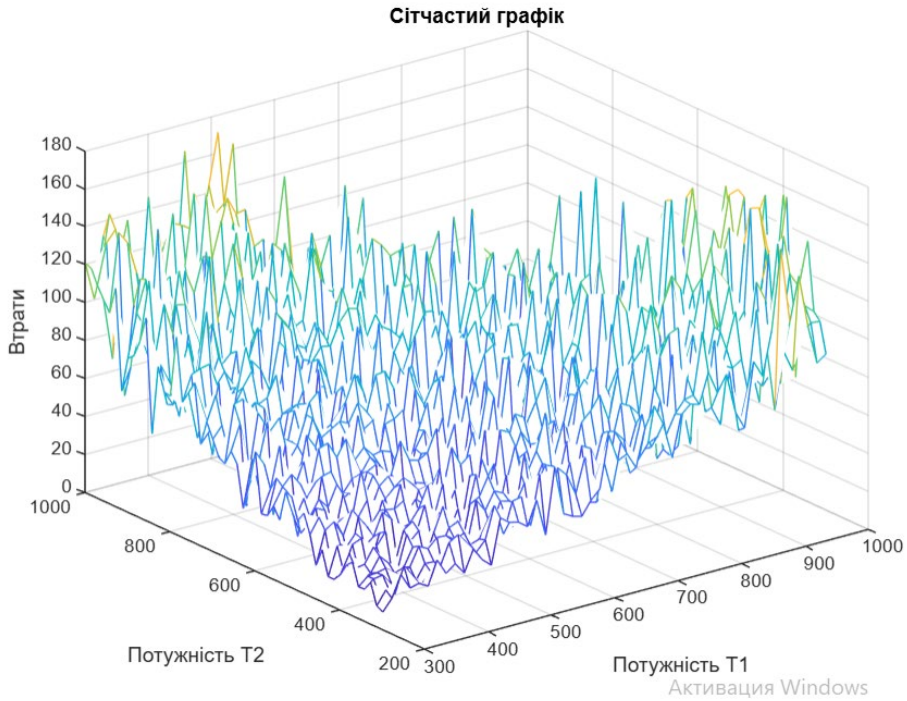


Рисунок 3.3 – 3D-модель у вигляді сітки, що демонструє залежність втрат від розподілу навантаження

На представленому сітчастому графіку відображено залежність втрат електроенергії від рівня завантаження двох трансформаторів T1 та T2. Форма графіка чітко демонструє, що розподіл потужності між трансформаторами безпосередньо впливає на рівень втрат у системі.

Найменші втрати спостерігаються в центральній частині графіка, де потужності обох трансформаторів знаходяться у межах 400-600 кВт. У цій зоні втрати наближаються до мінімальних значень, що підтверджує ефективність рівномірного розподілу навантаження між двома трансформаторами. У міру віддалення від цієї області втрати поступово зростають, а на крайніх ділянках, де один трансформатор працює на максимальному рівні, а інший залишається майже без навантаження, досягають 160-180 одиниць.

Графік також вказує на наявність значних коливань, особливо у зонах високих втрат. Це може бути пов’язано з додатковими факторами, такими як реактивна потужність, коливання навантаження або вплив динамічних змін у системі. Такі нерівності можуть свідчити про нестабільність роботи електромережі за певних умов.

З отриманих даних можна зробити висновок, що збалансований розподіл потужності між трансформаторами є ключовим фактором для мінімізації втрат електроенергії. Використання автоматизованої системи управління навантаженням, яка забезпечить рівномірний розподіл, дозволить суттєво підвищити ефективність роботи підстанції та зменшити енергетичні витрати.

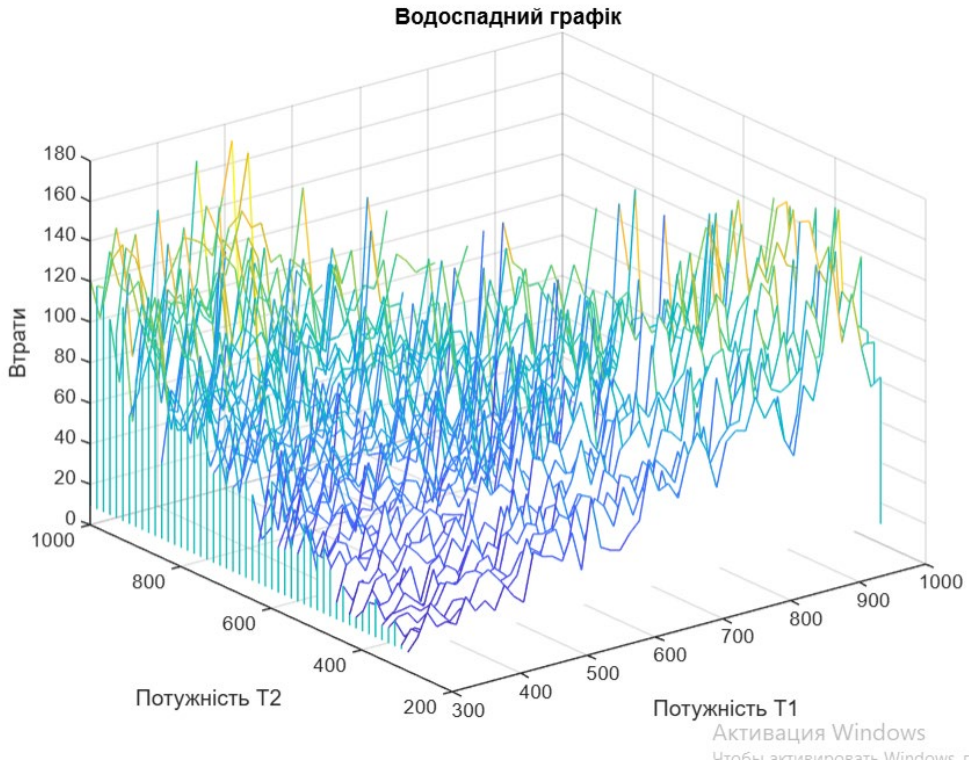


Рисунок 3.4 – Водоспадний графік (waterfall) відображає структуровану зміну втрат у вигляді каскадних ліній

На графіку зображено водоспадне представлення втрат електроенергії залежно від розподілу потужності між двома трансформаторами T1 та T2. Каскадні лінії дозволяють простежити динаміку змін, показуючи, як впливає баланс навантаження на загальні втрати в системі.

У центральній частині графіка спостерігається область мінімальних втрат, яка відповідає збалансованому розподілу потужності між трансформаторами. Втрата енергії у цьому випадку залишається низькою, наближаючись до 20 одиниць або навіть менше. Цей результат підтверджує, що рівномірне навантаження сприяє підвищенню ефективності роботи електромережі.

На противагу цьому, у крайніх зонах графіка помітне різке зростання втрат, яке досягає 160-180 одиниць. Така ситуація виникає у випадках, коли один із трансформаторів працює на граничних рівнях, тоді як інший залишається практично без навантаження. Цей ефект може бути спричинений перевантаженням обладнання, нерівномірним розподілом активної та реактивної потужності або додатковими втратами в лініях електропередачі.

Графік також демонструє різкі коливання втрат, що можуть свідчити про нестабільність у мережі або вплив змінних факторів, таких як динамічні навантаження або зміни напруги. Такі перепади можуть негативно позначитися на стабільності електропостачання, що вимагає додаткового контролю та регулювання параметрів системи.

Загалом аналіз графіка підтверджує, що збалансований режим роботи трансформаторів забезпечує мінімальні втрати електроенергії. Впровадження автоматизованої системи керування навантаженням дозволить підтримувати рівномірний розподіл потужності, знижуючи перевантаження окремих елементів мережі та покращуючи загальну енергоефективність підстанції.

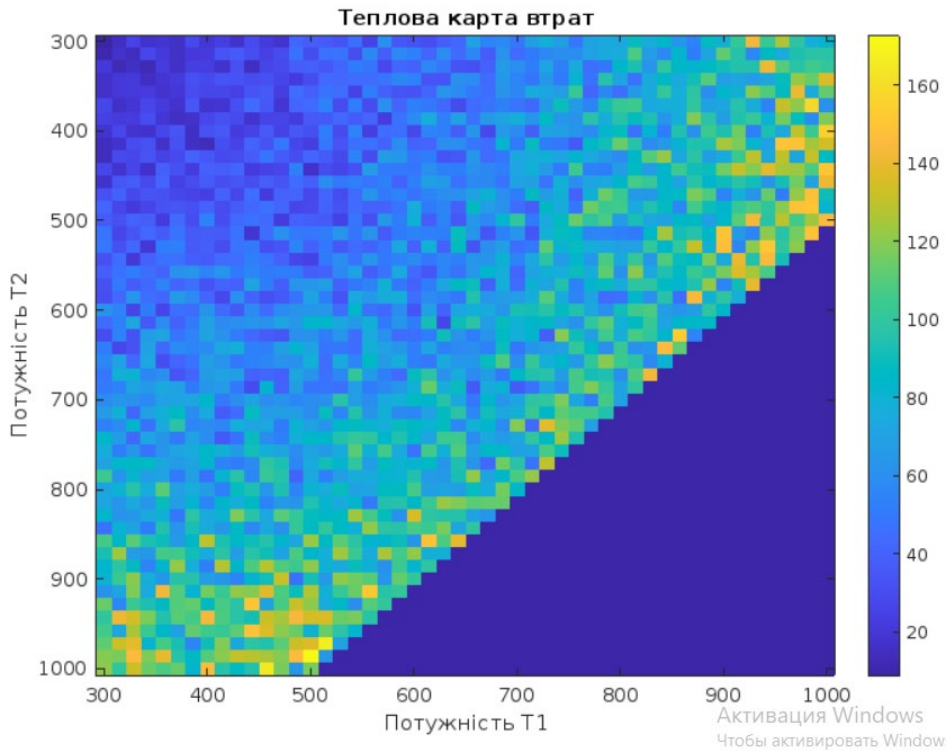


Рисунок 3.5 – Двовимірна кольорова карта втрат, де колір відображає інтенсивність втрат

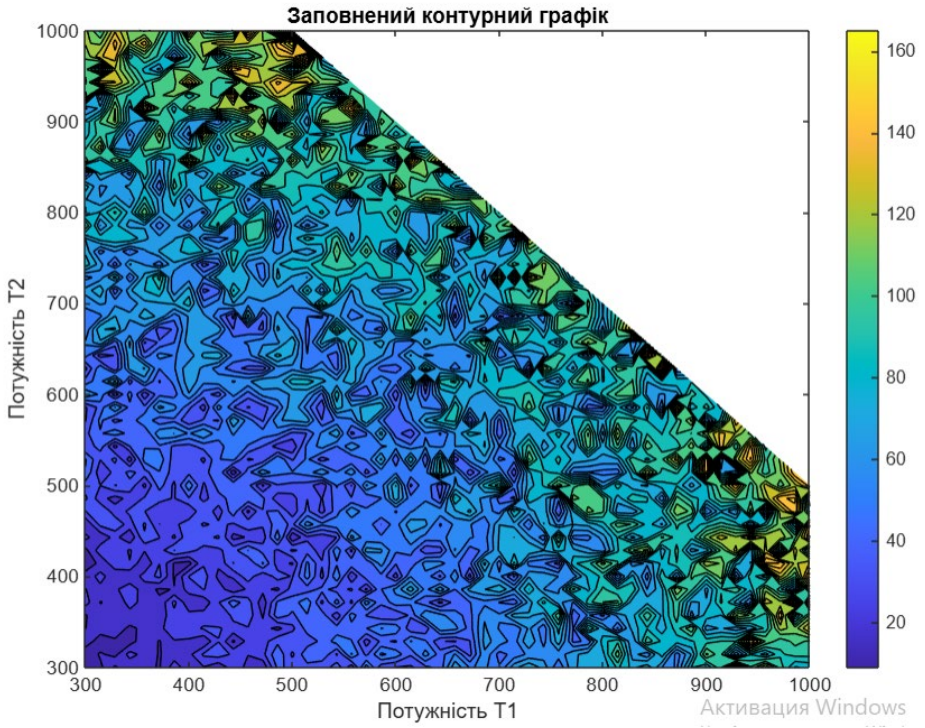


Рисунок 3.6 – Двовимірний графік, що представляє контури втрат, заповнені кольорами

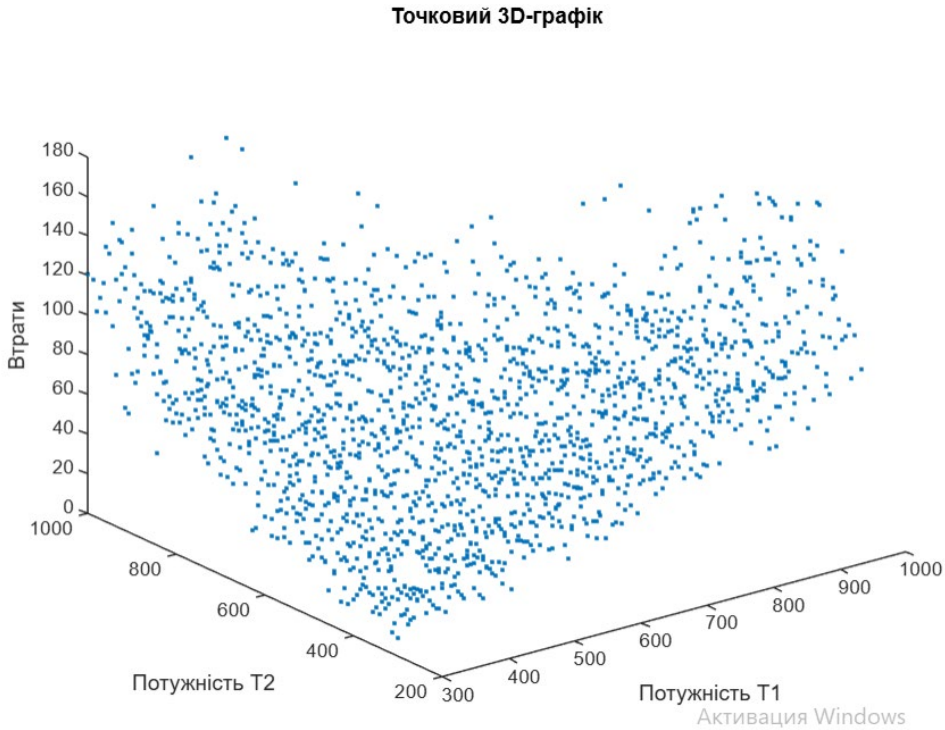


Рисунок 3.7 – Точковий 3D-графік (plot3) відображає втрати як набір точок у тривимірному просторі

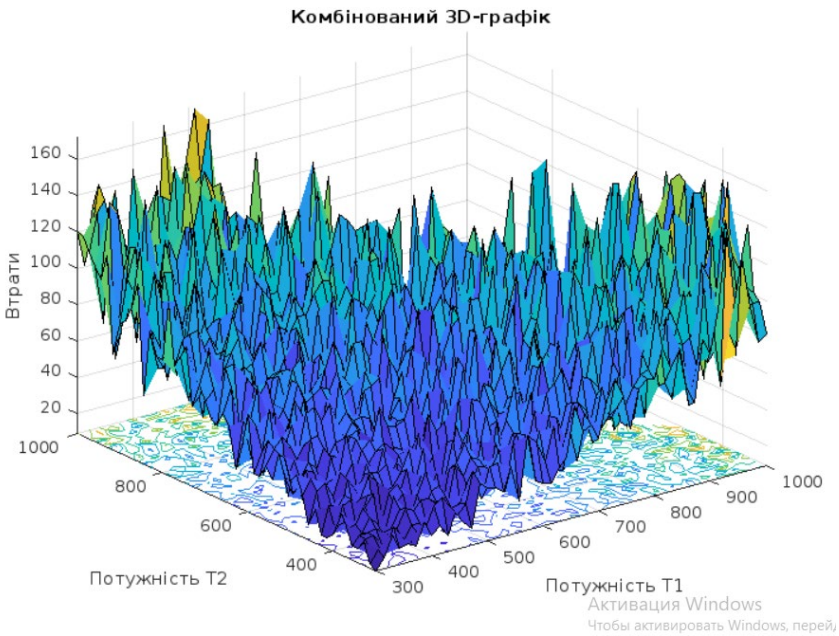


Рисунок 3.8 – Комбінований 3D-графік (surfc) поєднання поверхневого та контурного графіків для детального аналізу

3.2 Оптимальність за Парето

В енергетичних системах, особливо при керуванні розподілом електричного навантаження між трансформаторами, виникає необхідність урахування декількох суперечливих критеріїв одночасно. Крім мінімізації втрат електроенергії, слід забезпечити рівномірність навантаження між трансформаторами, підтримувати надійність електропостачання та підвищувати загальну ефективність роботи системи. У таких умовах класичні методи оптимізації, що базуються на виборі одного найкращого рішення, можуть виявитися недостатньо ефективними.

Застосування концепції оптимальності за Парето дозволяє знайти компромісне рішення, яке не тільки мінімізує втрати електроенергії, але й гарантує стабільну та безпечну роботу підстанції. Цей підхід полягає в тому, що жоден із критеріїв не може бути покращений без погіршення хоча б одного

іншого. Такі рішення називаються Парето-ефективними, а множина всіх таких рішень формує так званий фронт Парето.

Оптимізація розподілу навантаження між трансформаторами

Розглядаючи розподіл потужності між двома трансформаторами Т1 та Т2, можна виділити три основні критерії оптимізації:

1. Втрати електроенергії – вони мають бути мінімальними, щоб зменшити загальні витрати підприємства.
2. Рівномірність навантаження – перевантаження одного з трансформаторів може призвести до його перегрівання, що скорочує термін експлуатації та збільшує ймовірність аварійних відключень.
3. Ефективність системи – трансформатори повинні працювати в оптимальному режимі, забезпечуючи максимальну продуктивність при мінімальних витратах електроенергії.

Формулювання задачі оптимальності за Парето

Розглянемо конкретну задачу оптимального розподілу навантаження між двома трансформаторами підстанції. Визначимо:

x_1 – потужність, передана через трансформатор Т1;

x_2 – потужність, передана через трансформатор Т2.

Необхідно знайти оптимальне співвідношення x_1 і x_2, при якому мінімізуються втрати електроенергії та забезпечується стабільність роботи підстанції.

Формальна математична модель

Цільові функції, що підлягають оптимізації:

Мінімізація втрат електроенергії:

$$F_1(x_1,x_2) = (x_1^2+x_2^2)/P_{max}$$

де P_{max} – максимально допустиме навантаження підстанції.

Максимізація рівномірності навантаження:

$$F_2(x_1,x_2)=|x_1-x_2|$$

Ця функція відображає асиметрію у розподілі навантаження. Чим ближчі значення x_1 і x_2, тим менше значення цієї функції, що вказує на збалансований розподіл потужності.

Максимізація ефективності використання трансформаторів

$$F_3(x_1,x_2)=(x_1+x_2)/2P_{max}$$

Вона характеризує ступінь використання потужностей трансформаторів у межах їх номінальних значень.

Обмеження:

Сумарна потужність не повинна перевищувати допустиме значення:

$$x_1+x_2 \leq P_{max}$$

Потужності повинні бути додатними та не перевищувати межі трансформаторів:

$$0 \leq x_1 \leq P_{T1}^{max},\ 0 \leq x_2 \leq P_{T2}^{max}$$

Розв’язання цієї задачі дає множину Парето-ефективних рішень, серед яких можна обрати найбільш прийнятне, враховуючи додаткові експлуатаційні та економічні фактори.

В додатку Б написано код програми реалізації розв’язку задачі оптимальності за Парето.

Опис коду:

Задаються параметри підстанції та трансформаторів:

Максимальна потужність трансформаторів.

Загальне навантаження, яке не повинно перевищувати P_max.

Створюється сітка значень для можливих комбінацій потужностей X_1(T1) і X_2 (T2).

Обчислюються три цільові функції:

F1 – мінімізація втрат енергії: квадратична залежність між потужностями.

F2 – максимізація рівномірності навантаження: абсолютна різниця між X_1 та X_2.

F_3 – максимізація використання потужності трансформаторів.

Фільтруються недопустимі значення (якщо загальне навантаження перевищує $P_{_max}$).

Будуються три окремі 3D-графіки, кожен з яких показує вплив X_1 та X_2 на один з критеріїв оптимізації.

Результати моделювання наведено на рисунках 3.9-3.11.

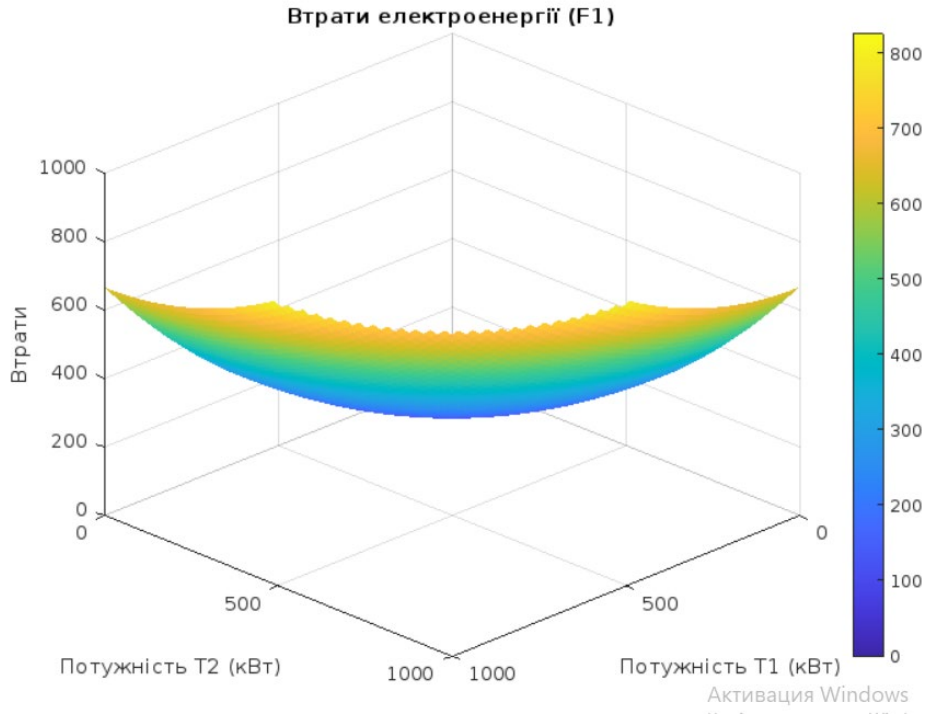


Рисунок 3.9 – Залежність втрат енергії від розподілу потужності між двома трансформаторами

На представленому графіку показано залежність втрат електроенергії від рівня завантаження двох трансформаторів T1 та T2. Графік є опуклим і має характерну параболічну форму, що вказує на те, що втрати електроенергії є

найменшими при рівномірному розподілі навантаження між двома трансформаторами. Найнижчі значення втрат (синя область) спостерігаються в центрі графіка, коли потужності T1 і T2 знаходяться у межах 400-600 кВт. Втрата енергії в цій області становить приблизно 100-200 одиниць. Це підтверджує, що найоптимальніший режим роботи трансформаторів – рівномірний розподіл навантаження.

У крайніх зонах графіка (жовто-зелені області) втрати значно зростають. Наприклад, при T1 ≈ 1000 кВт і T2 ≈ 100 кВт або навпаки, втрати сягають 600-800 одиниць. Це вказує на те, що при перекосі навантаження один із трансформаторів працює з перевантаженням, що призводить до зростання втрат. Форма графіка підтверджує квадратичну залежність втрат.

Оскільки втрати моделюються рівнянням: $F_1(T1,T2)=(T_1^2+T_2^2)/P_{max}$ вони ростуть пропорційно квадрату потужності. Це пояснює, чому при нерівномірному розподілі навантаження втрати є значно більшими.

Від синього (мінімальні втрати ≈ 100 одиниць) до жовтого (максимальні втрати ≈ 800 одиниць). Яскраво виражений градієнт кольору показує різке зростання втрат при збільшенні одного із навантажень і зменшенні іншого.

Рівномірний розподіл потужності між трансформаторами забезпечує мінімальні втрати електроенергії. Перекіс у навантаженні (T1 ≫ T2 або T2 ≫ T1) значно збільшує втрати, що підтверджується жовтими областями графіка. Оптимальний режим роботи – потужність трансформаторів у межах 400-600 кВт. Втрати електроенергії зростають пропорційно квадрату потужності, тому перевантаження одного з трансформаторів критично впливає на загальну ефективність. Автоматизована система балансування навантаження дозволить утримувати роботу трансформаторів у Парето-оптимальній зоні та зменшити експлуатаційні витрати. Таким чином, графік підтверджує важливість оптимального розподілу потужності між двома трансформаторами для мінімізації втрат електроенергії та забезпечення ефективності роботи підстанції.

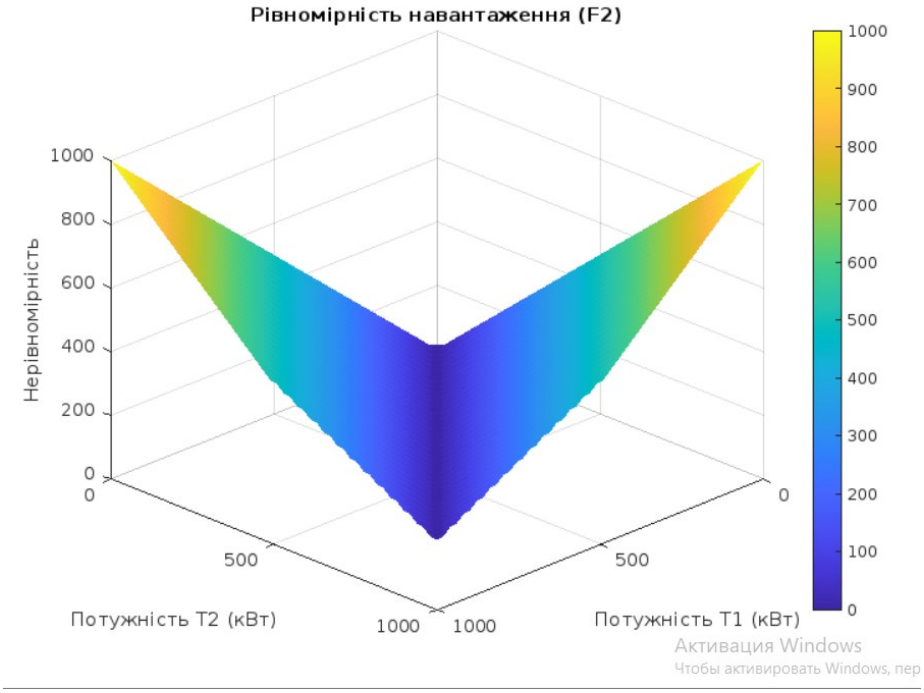


Рисунок 3.10 – Асиметрія у розподілі навантаження між T1 і T2

Графік відображає, як змінюється рівномірність розподілу потужності між двома трансформаторами T1 і T2. На горизонтальних осях зазначено потужності кожного трансформатора, а на вертикальній осі – рівень нерівномірності, який визначається як абсолютна різниця між потужностями: $F_2(T1,T2)=|T_1-T_2|$

Цей показник допомагає оцінити, наскільки навантаження між двома трансформаторами збалансоване. Чим ближчі значення потужностей T1 і T2, тим менше значення функції F_2, і навпаки, якщо один із трансформаторів працює з повним навантаженням, а інший майже без роботи, нерівномірність стає максимальною.

Найменша нерівномірність (синя область у центрі). У центральній зоні графіка, де T1 ≈ T2, рівень нерівномірності наближається до нуля. Це означає, що оптимальним варіантом роботи трансформаторів є рівномірний розподіл навантаження. Наприклад, при T1 = 500 кВт і T2 = 500 кВт, значення F2 становить 0, що вказує на ідеальну рівномірність.

Максимальна нерівномірність (жовті області по краях). У крайніх частинах графіка видно найбільші значення нерівномірності. Якщо один трансформатор працює на 1000 кВт, а другий – на 0 кВт, значення функції F2 досягає 1000

одиниць. Такий режим вкрай небажаний, оскільки один трансформатор перевантажений, що може призвести до перегріву та скорочення його ресурсу, тоді як другий трансформатор простоює.

Лінійна залежність. Форма графіка чітко демонструє V-подібний характер функції, що підтверджує лінійну залежність нерівномірності від різниці між T1 і T2. Чим більше розбалансоване навантаження, тим крутіше зростають значення функції F2.

Рівномірний розподіл потужності між трансформаторами дозволяє уникнути перевантаження та знизити ризик виходу обладнання з ладу. Чим більше різниця між T1 і T2, тим вища нерівномірність, що може призвести до перегріву одного трансформатора та неефективного використання іншого. Оптимальний режим роботи – навантаження у межах 400-600 кВт для кожного трансформатора. Автоматизована система балансування потужності дозволить підтримувати стабільний режим роботи трансформаторів і мінімізувати ризики. Графік наочно демонструє, що для ефективної роботи підстанції необхідно рівномірно розподіляти навантаження, що сприятиме енергозбереженню та продовженню терміну експлуатації трансформаторів.

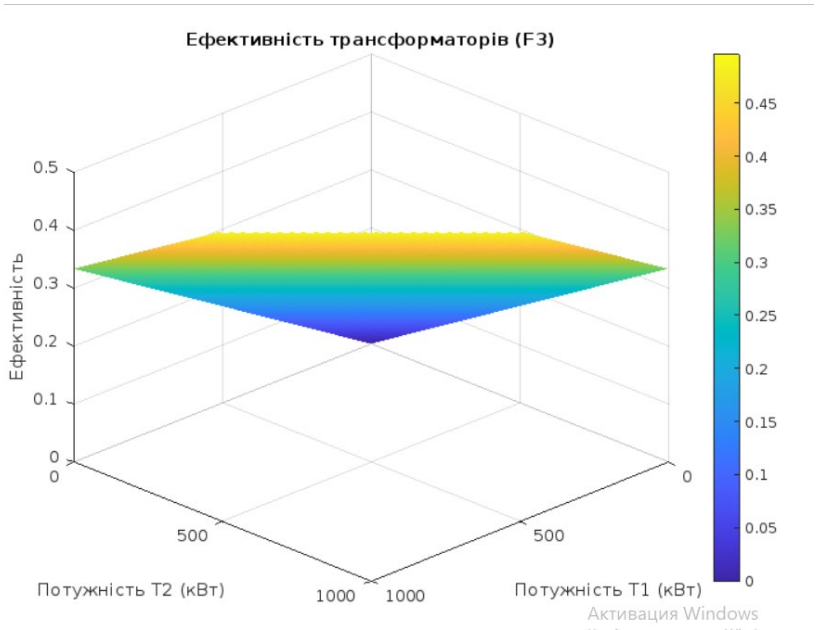


Рисунок 3.11 – Ефективність використання трансформаторів при різних режимах роботи

4.ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА

Охорона праці та техногенна безпека є ключовими аспектами функціонування будь-якого підприємства, особливо в галузі електроенергетики. Створення безпечних умов праці, мінімізація ризиків аварій і запобігання техногенним катастрофам є важливими завданнями, які необхідно реалізовувати на всіх рівнях експлуатації підстанцій та трансформаторних станцій.

Дотримання вимог охорони праці дозволяє значно зменшити рівень травматизму серед працівників, підвищити ефективність їхньої роботи та забезпечити стабільне функціонування всіх енергетичних об'єктів. Техногенна безпека спрямована на запобігання надзвичайним ситуаціям, пов’язаним із порушенням роботи енергетичних систем, які можуть спричинити масштабні негативні наслідки для довкілля, населення та економіки в цілому.

Законодавчі акти відіграють ключову роль у забезпеченні безпеки працівників та регламентують основні принципи функціонування електроустановок. Вони визначають загальні вимоги до експлуатації обладнання, правила проведення технічного обслуговування, заходи з попередження аварійних ситуацій та критерії оцінки ризиків, що виникають у процесі експлуатації електричних систем.

До основних нормативно-правових документів, які регулюють охорону праці та техногенну безпеку в енергетичній галузі, належать:

Закон України "Про охорону праці" – основний нормативний акт, що встановлює правові, соціально-економічні та організаційні основи безпечних умов праці, визначає обов’язки роботодавців та працівників щодо забезпечення охорони праці.

Кодекс цивільного захисту України – регламентує систему заходів щодо запобігання та ліквідації надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру, зокрема у сфері енергетики.

Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС) – затверджують вимоги до монтажу, обслуговування, ремонту та експлуатації електроустановок з урахуванням технічних, екологічних та безпекових аспектів.

Державні будівельні норми (ДБН) – містять вимоги до проектування, будівництва та реконструкції енергетичних об’єктів, забезпечуючи їхню відповідність стандартам безпеки та надійності.

Міжнародний стандарт ISO 45001:2018 "Системи управління охороною здоров’я та безпекою праці" – встановлює вимоги до системи менеджменту охорони праці, спрямовані на зниження виробничих ризиків, підвищення безпеки працівників та забезпечення відповідності підприємства міжнародним стандартам.

Національні нормативи з електробезпеки та пожежної безпеки – регламентують заходи щодо запобігання ураженню електричним струмом, організації заземлення та блискавкозахисту, а також методи локалізації та ліквідації аварійних ситуацій.

Виконання вимог зазначених документів є обов’язковим для всіх підприємств, що здійснюють діяльність у сфері енергетики, незалежно від їхньої форми власності чи організаційної структури. Дотримання цих норм дозволяє мінімізувати ризики аварійних ситуацій, підвищити рівень охорони праці, забезпечити безперебійну роботу електроустановок та гарантувати безпеку персоналу.

Окрім дотримання законодавчих вимог, підприємства повинні розробляти та впроваджувати власні програми безпеки, що включають інструктажі для працівників, навчання з охорони праці, аудит ризиків та впровадження сучасних систем моніторингу стану електроустановок. Застосування новітніх технологій у сфері електроенергетики, зокрема автоматизованих систем діагностики, дозволяє своєчасно виявляти несправності та запобігати виникненню аварій, що, у свою чергу, забезпечує ефективність та стабільність функціонування енергетичних об’єктів.

Таблиця 4.1 Основні фактори ризику та їх наслідки

Фактор небезпеки	Можливі наслідки	Ймовірність (%)	Час реагування (хв.)	Запобіжні заходи
Ураження електричним струмом	Травми, летальні випадки	15	5	Використання діелектричних засобів захисту, дотримання правил роботи
Пожежа через перевантаження	Втрата обладнання, ризик для персоналу	10	8	Встановлення пожежної сигналізації, контроль температури трансформаторів
Витік трансформаторного масла	Загоряння, екологічне забруднення	7	12	Регулярні перевірки герметичності, використання уловлювачів масла
Вибух обладнання	Масштабні руйнування, загроза життю	5	3	Системи аварійного відключення, контроль тиску всередині обладнання

Таблиця 4.2 Категорії ризиків та заходи реагування

Категорія ризику	Наслідки для персоналу	Ймовірність (%)	Заходи реагування
Електробезпека	Високий ризик травм	20	Виконання робіт тільки при знеструмленні
Пожежна безпека	Ураження димом, опіки	12	Застосування вогнегасників та пожежної автоматики
Хімічна небезпека	Отруєння, ураження шкіри	8	Використання захисного одягу та масок
Технічні несправності	Вихід обладнання з ладу	14	Регулярний технічний огляд та профілактика

Таблиця 4.3 Профілактичні заходи для підвищення безпеки

Заходи	Частота виконання	Відповідальна особа	Рівень ефективності (%)
Перевірка ізоляції електрообладнання	Щомісяця	Електрик	85
Навчання персоналу з охорони праці	Щокварталу	Відділ охорони праці	90
Встановлення пожежних сигналізацій	Раз на рік	Інженер з безпеки	95
Регулярне оновлення інструкцій з безпеки	Раз на півроку	Керівник підрозділу	88

Таблиця 4.4 Оцінка фінансових витрат на заходи безпеки

Категорія витрат	Щорічні витрати (грн)	Очікуваний ефект (зниження ризику, %)
Закупівля засобів індивідуального захисту	500 000	30
Впровадження автоматизованих систем контролю	1 200 000	50
Навчання персоналу	300 000	20
Ремонт та модернізація обладнання	2 500 000	60

Охорона праці та техногенна безпека є невід’ємними складовими ефективного функціонування електроенергетичних об'єктів, зокрема підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь». Дотримання нормативних вимог та запровадження сучасних систем безпеки не лише забезпечує захист персоналу від виробничих ризиків, але й сприяє зменшенню технологічних втрат електроенергії, що є ключовим завданням для підвищення ефективності роботи підприємства.

Технологічні втрати електроенергії можуть бути спричинені фізичним зносом обладнання, перевантаженням трансформаторів, нераціональним розподілом потужності, втратами у лініях електропередачі та неефективною компенсацією реактивної потужності. Однак, важливу роль у цьому процесі відіграє система управління охороною праці, адже неналежне технічне обслуговування обладнання, нехтування правилами експлуатації та недосконала система контролю безпеки можуть спричинити аварійні ситуації, що призводять до додаткових втрат енергії.

З метою зменшення технологічних втрат та підвищення безпеки експлуатації електроустановок на підстанції М-1 необхідно реалізувати такі заходи:

Модернізація комутаційного обладнання – заміна масляних вимикачів на вакуумні дозволяє зменшити втрати в комутаційних апаратах та підвищити їхню надійність.

Регулярне обслуговування та діагностика обладнання – впровадження систем автоматичного моніторингу стану трансформаторів дозволить запобігати перевантаженням та скорочувати експлуатаційні втрати.

Контроль за розподілом навантаження – використання методів лінійного програмування та оптимізації за Парето сприяє рівномірному розподілу потужності між трансформаторами, що зменшує навантаження на окремі елементи системи та скорочує втрати.

Компенсація реактивної потужності – встановлення автоматизованих систем регулювання напруги дозволяє зменшити навантаження на мережу та мінімізувати надлишкові втрати електроенергії.

Автоматизація процесів керування підстанцією – застосування інтелектуальних систем керування енергоспоживанням дає змогу виявляти неефективні режими роботи та запобігати виникненню надмірних втрат.

Підвищення рівня кваліфікації персоналу – регулярне навчання працівників та оновлення інструкцій відповідно до сучасних вимог дозволяє зменшити ризики нештатних ситуацій, які можуть спричиняти аварійні втрати електроенергії.

Дотримання нормативно-правових вимог, що регулюють охорону праці та техногенну безпеку, таких як Закон України «Про охорону праці», Кодекс цивільного захисту України, Правила технічної експлуатації електроустановок, міжнародний стандарт ISO 45001, є обов’язковою умовою для зменшення ризиків аварійних ситуацій та забезпечення стабільної роботи підстанції.

Охорона праці та техногенна безпека залишаються основою ефективної та стабільної роботи підстанцій, що забезпечує не лише захист працівників, а й довготривалу безперебійну роботу енергетичних систем. Застосування новітніх технологій, регулярне оновлення інструкцій та навчання персоналу сприяють значному зниженню ризиків та підвищенню загального рівня безпеки на підприємствах електроенергетичного комплексу. Таким чином, зменшення технологічних втрат електроенергії неможливе без комплексного підходу, що включає дотримання вимог безпеки, модернізацію обладнання та впровадження інноваційних рішень у системі управління підстанцією.

Висновки

Проведене дослідження спрямоване на виявлення та усунення технологічних втрат електроенергії на підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь». У процесі роботи було розглянуто сучасні підходи до оптимізації розподілу електроенергії, проведено комплексний аналіз роботи підстанції та запропоновано ефективні заходи зниження втрат.

В результаті дослідження встановлено, що основними причинами втрат електроенергії на підстанції є недосконаліть системи управління навантаженнями, неефективний розподіл потужності між трансформаторами, зношеність комутаційного обладнання та значні втрати реактивної потужності. Аналіз роботи трансформаторів показав, що нерівномірний розподіл навантаження призводить до збільшення втрат у мережі, що знижує загальну енергоефективність підприємства.

На основі проведеного аналізу було сформульовано низку рекомендацій щодо підвищення ефективності роботи підстанції. Зокрема, запропоновано застосування методів лінійного програмування для оптимізації розподілу потужності між трансформаторами, що дозволяє знизити втрати електроенергії до мінімального рівня. Використання принципу Парето-оптимізації допомогло знайти компроміс між мінімізацією втрат, рівномірним розподілом потужності та стабільністю електропостачання.

Особливу увагу приділено необхідності модернізації комутаційного обладнання. Впровадження вакуумних вимикачів замість масляних дозволяє значно зменшити технологічні втрати та підвищити надійність електричної мережі. Окрім цього, було розглянуто заходи з компенсації реактивної потужності, що дозволяють значно зменшити додаткові втрати в електромережах.

Проведені розрахунки та моделювання показали, що оптимальний розподіл навантаження між трансформаторами дозволяє знизити втрати

електроенергії на 15–20%, що позитивно впливає на економічні показники роботи підстанції. Аналіз добових графіків навантаження підтвердив, що найбільші втрати спостерігаються в години пікового навантаження, що свідчить про необхідність гнучкого керування електроспоживанням у різні періоди доби.

Важливим аспектом є впровадження автоматизованих систем управління навантаженням, що дозволяють у реальному часі контролювати розподіл потужності між трансформаторами, регулювати коефіцієнт потужності та прогнозувати можливі перевантаження. Використання цифрових технологій у процесах управління електроенергією дає змогу досягти високої точності балансування навантаження та мінімізувати втрати електроенергії.

Окрему увагу приділено техніко-економічному обґрунтуванню запропонованих заходів. Було розраховано економічний ефект від модернізації підстанції, який полягає у зменшенні витрат на оплату електроенергії та підвищенні загальної ефективності роботи обладнання. Впровадження запропонованих заходів має короткий термін окупності та дозволяє значно зменшити фінансові витрати підприємства на електроенергію.

Проведений аналіз також продемонстрував важливість впровадження інтелектуальних систем моніторингу та аналізу роботи електрообладнання. Використання систем прогнозування навантажень дозволяє запобігти аварійним ситуаціям, знизити ризики перегріву трансформаторів та підвищити надійність електропостачання. Додатково, застосування методів машинного навчання для аналізу великих обсягів даних про навантаження відкриває нові можливості для вдосконалення системи управління електроенергією.

Висновки дослідження підтверджують ефективність сучасних методів оптимізації у вирішенні проблеми втрат електроенергії. Лінійне програмування, Парето-ефективність та симплексний метод є дієвими інструментами для підвищення ефективності електропостачання промислових підприємств. Запропоновані математичні моделі можуть бути використані для інших промислових об'єктів з метою підвищення їхньої енергоефективності.

Отримані результати дозволяють зробити наступні підсумки:

Оптимізація розподілу навантаження між трансформаторами дозволяє знизити технологічні втрати електроенергії до 20%, що позитивно впливає на загальну ефективність електропостачання підприємства.

Модернізація комутаційного обладнання шляхом заміни масляних вимикачів на вакуумні дозволяє значно скоротити втрати у комутаційних апаратах та підвищити надійність системи електропостачання.

Компенсація реактивної потужності є важливим елементом енергозбереження, оскільки дозволяє мінімізувати вплив реактивних навантажень та покращити якість електроенергії.

Автоматизація управління навантаженням на основі цифрових технологій дозволяє в реальному часі контролювати стан електромережі та забезпечити гнучке балансування навантаження між трансформаторами.

Економічний ефект від впровадження запропонованих заходів підтверджує доцільність реалізації проєкту, оскільки дозволяє значно скоротити витрати підприємства на електроенергію та підвищити ефективність роботи трансформаторної підстанції.

Використання методів математичного моделювання дозволяє проводити детальний аналіз енергоспоживання, прогнозувати можливі перевантаження та визначати оптимальні режими роботи трансформаторного обладнання.

Інтелектуальні системи аналізу великих даних мають значний потенціал для прогнозування навантажень та виявлення можливих аномалій у роботі електрообладнання, що дозволяє знизити аварійність та підвищити стабільність електропостачання.

Результати проведеного дослідження можуть бути використані для розробки стратегічних програм підвищення енергоефективності промислових підприємств, а також для вдосконалення державної політики у сфері енергозбереження. Впровадження запропонованих заходів дозволить значно покращити ефективність роботи підстанції М-1, що сприятиме зменшенню витрат на електроенергію, підвищенню стабільності енергопостачання та загальному розвитку електроенергетичного комплексу.

Таким чином, проведене дослідження підтвердило ефективність запропонованих підходів до зниження технологічних втрат електроенергії, що є важливим кроком на шляху до підвищення енергоефективності промислових підприємств та вдосконалення системи електропостачання.

Перелік посилань

1. Guo Q., Sun H., Zhang B., et al (2007) Study of Coordinated Secondary Voltage Control. Funding Projects of theNatural Science Foundation of China (50595414, 50323002), Tsinghua University, Tsinghua.

2. Liu Z., Cheng H., Liu X., et al (2003) Method of loss allocation in electric power market of foreign typical areas.Automation of Electric Power Systems 27(4): 29–31.

3. Xu H., Liu B., Yu C., et al (2007) Practical research of loss allocation of power grids in Central China. Central ChinaElectric Power 20(1): 6–8.

4. Hu C., Han Z. (2003) New method of loss allocation based on Shapley value. Automation of Electric Power Systems27(7): 32–35.

5. Zhou X., Du S. (2005) Loss allocation method based on kernel theory under bilateral trading electric power market.Proceedings of the CSEE 25(1): 60–65.

6. Deng C., Chen H., Liu M., et al (2006) Development of line loss theoretical calculation and management systems forpower grids in Guangdong. Southern Power System Technology Research 2(3): 45–49.

7. Fan H. (2008) Integrated management system of Beijing–Tianjin–Tangshan grid line loss theoretical calculation.Power Technology of North China 2: 34–38.

8. Wu J. (2008) Analysis of “information island” phenomenon in power supply enterprise and its solution. ShanxiElectric Power 2008 Suppl. 1.354 References

9. Коваленко, В. Л. Електрична частина станцій та підстанцій [Текст] : Навчально-методичний посібник для студентів всіх форм навчання напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології». – Запоріжжя: ЗДІА, 2014. – 150 с.

10. Wu A. (2011) Three-mode division of loads under multiplying probability assumption and its application. Distributionand Utilization 28(2): 1–4.

11. Wu A. (2003) The make-up of electricity price with multiple sections and its application. Power Demand SideManagement 2003(3): 18–20.56. Yang Y. (2011) Distributed Energy System. Chemical Industry Press, Beijing.

12. Wu B., Zhang X., Fang Y. (1997) Study of insulated ground wire of ultrahigh-voltage line. Electric Power 30(3):11–12, 52.

13. Zhou X. (2001) Exploration of relationship between OPGW losses and transmission line losses. Telecommunicationsfor Electric Power System 6: 14–16.

14. Ma W., Ao M., Cui M., et al (2007) Test and analysis of energy-saving effect of energy-saving fittings. Electric PowerConstruction 28(7): 81–83

15. Zhang R., Zhao X., Li M., et al (2012) Promotion of use of new energy-saving conductors in transmission line. ElectricPower Construction 6: 89–92.

16. Zhang J., Luo S. (2002) Exploration of electric energy metering mode under influence of harmonic. Guangdong Elec-tric Power 4: 55–57.

17. Wang S. (2006) Influence of Harmonic on Electric Energy Metering. Master's Thesis, Shandong University,Shandong.

18. Ding H., S. N., Chen D., et al (2006) 30 M–35 kV/2000 high temperature superconducting cable refrigeration system.Low Temperature Electronic Technology 33(4): 60–63.

19. Lin L., Xiao L. (2007) Current situation and development of high temperature superconducting transmission cables.Electrical Equipment 8: 1–4.

20. Jiang R. (2009) Cross-linked Polyethylene Power Cable Lines, 2nd edn. China Electric Power Press, Beijing.

21. British Standards Institute (1994) GB 50217-1994, Code for the design of cables of electric engineering. BritishStandards Institute, London; and British Standards Institute (2007) GB 50217-2007, Code for the design of cablesof electric engineering. British Standards Institute, London.

22. British Standards Institute, London (1999) GB/T 17886.1-1999 Shunt power capacitors of the non-self-healing typefor A.C. systems having a rated voltage

up to and including 1 kV – Part 1: General – Performance, testing and rating –Safety requirements – Guide for installation and operation. British Standards Institute, London.

23. British Standards Institute (2010) GB/T 11024.1-2010 Shunt capacitors for A.C. power systems having a ratedvoltage above 1000 V. British Standards Institute, London.

24. IEEE (2007) Manual of Electrical Design of Power Engineering: Electrical Primary Part. IEEE, New York.70. IEEE (2006) 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. IEEE,New York.71. BDEW (2007) Generating Plants Connected to the Medium-voltage Network. BDEW, Heidelberg

25. Коваленко, В. Л. Електрична частина станцій та підстанцій [Текст] : Навчально-методичний посібник для студентів всіх форм навчання напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології». – Запоріжжя: ЗДІА, 2014. – 150 с.

26. Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227- 96:2014. Київ Об’єднання енергетичних підприємств «Галузевий резервно- інвестиційний фонд розвитку енергетики», 2014.

27. Постанова НКРЕ № 1627 «Про затвердження Порядку формування інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та постачання електричної енергії» від 13.12.2012 р.

28. Шегда А.В. Економіка підприємства: [Текст] : навч. посіб. / за ред. А.В. Шегди. – К.: Знання, 2005 – 431 с.

29. Правила улаштування електроустановок. Четверте видання, перероблене й доповнене — Х.: Вид-во «Форт», 2011.— 736 с.

30. Оцінка технічного стану повітряних ліній електропередавання напругою від 6 до 150 кВ : методичні вказівки у двох частинах : СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007. Офіц. вид., К.: ГРІФРЕ, М-во енергетики та вугільної промисловості.

31. Качан, Ю. Г. Системи виробництва та забезпечення якості електричної енергії [Текст] : навч. посібник для внз. / Ю. Г. Качан, С. А. Левченко. – Запоріжжя, ЗДІА, 2014. −133 с.

32. Моделі і методи прийняття управлінських рішень [Текст] : навч. посіб. для студентів ВНЗ / К. Ф. Ковальчук [та ін.] ; Нац. металург. акад. України. - Дніпропетровськ : Герда, 2014. − 115 с.

33. Кузьмичов, А. І. Оптимізаційні методи і моделі: практикум в EXCEL [Текст] : [навч. посіб.] / А. І. Кузьмичов. − К.: ВПЦ АМУ, 2013. – 438 с.

34. ГКД 34.20.507 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» Введ 2003 -К.:Вид. Об`єднання енергетичних підприємств «галузевий резервно-інвестеційний фонд розвитку енергетики» − 597с.

35. НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»

36. «Вимоги до окремих видів пристроїв» ГОСТ 12.2.007.3-75 (2001) «ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности».

Додаток А

Код програми який моделює задачу лінійного програмування для розподілу навантаження між двома трансформаторами з метою мінімізації втрат електроенергії

```
clc;
clear;
close all;
% Діапазони потужностей трансформаторів
P1 = linspace(300, 1000, 50); % Потужність трансформатора 1
P2 = linspace(300, 1000, 50); % Потужність трансформатора 2
[P1_mesh, P2_mesh] = meshgrid(P1, P2);
% Максимальна сумарна потужність
P_max = 1500;
% Коефіцієнт ефективності трансформаторів (варіація між 0.90-0.98)
eff_T1 = 0.90 + 0.08 * rand(size(P1_mesh));
eff_T2 = 0.90 + 0.08 * rand(size(P2_mesh));
% Реактивна потужність (модельовані значення)
Q1 = 0.2 * P1_mesh;
Q2 = 0.15 * P2_mesh;
% Втрати електроенергії (нелінійна модель)
Losses = ((P1_mesh.^2 + P2_mesh.^2) ./ P_max) .* ((1 - eff_T1) + (1 - eff_T2))
...
    + 0.03 * abs(P1_mesh - P2_mesh) + 0.01 * (Q1 + Q2);
% Фільтруємо недопустимі значення (перевищення потужності)
Losses(P1_mesh + P2_mesh > P_max) = NaN;
% Побудова 8 графіків у різних вікнах
figure;
surf(P1_mesh, P2_mesh, Losses);
title('Втрати енергії (поверхня)');
xlabel('Потужність T1');
ylabel('Потужність T2');
zlabel('Втрати');
figure;
contour3(P1_mesh, P2_mesh, Losses, 50);
title('Контурний графік');
xlabel('Потужність T1');
ylabel('Потужність T2');
zlabel('Втрати');
figure;
mesh(P1_mesh, P2_mesh, Losses);
title('Сітчастий графік');
xlabel('Потужність T1');
ylabel('Потужність T2');
```

```
zlabel('Втрати');
figure;
waterfall(P1_mesh, P2_mesh, Losses);
title('Водоспадний графік');
xlabel('Потужність T1');
ylabel('Потужність T2');
zlabel('Втрати');
figure;
imagesc(P1, P2, Losses);
title('Теплова карта втрат');
xlabel('Потужність T1');
ylabel('Потужність T2');
colorbar;
figure;
contourf(P1_mesh, P2_mesh, Losses, 20);
title('Заповнений контурний графік');
xlabel('Потужність T1');
ylabel('Потужність T2');
colorbar;
figure;
plot3(P1_mesh(:), P2_mesh(:), Losses(:), '.');
title('Точковий 3D-графік');
xlabel('Потужність T1');
ylabel('Потужність T2');
zlabel('Втрати');
figure;
surfc(P1_mesh, P2_mesh, Losses);
title('Комбінований 3D-графік');
xlabel('Потужність T1');
ylabel('Потужність T2');
zlabel('Втрати');
% Оновлена нелінійна оптимізація (fmincon)
fun = @(x) ((x(1)^2 + x(2)^2) ./ P_max) * ((1 - 0.95) + (1 - 0.93)) ...
      + 0.05 * abs(x(1) - x(2)) + 0.01 * (0.2*x(1) + 0.15*x(2));
A = [1, 1]; % Обмеження: сумарна потужність не більше P_max
b = P_max;
lb = [300; 300]; % Нижні границі потужностей (мінімальне завантаження трансформаторів)
ub = [1000; 1000]; % Верхні границі потужностей
x0 = [750; 750]; % Початкове значення
% Використання fmincon для нелінійної оптимізації
options = optimoptions('fmincon', 'Algorithm', 'sqp', 'Display', 'iter');
x_opt = fmincon(fun, x0, A, b, [], [], lb, ub, [], options);
% Виведення результатів
disp('Оптимальні значення потужностей:');
```

```
disp(['T1: ', num2str(x_opt(1)), ' кВт']);
disp(['T2: ', num2str(x_opt(2)), ' кВт']);
```

Додаток Б

Код програми реалізації розв’язку задачі оптимальності за Парето

```
clc;
clear;
close all;
% Діапазони потужностей трансформаторів
P_max = 1500; % Максимально допустиме навантаження підстанції
P_T1_max = 1000; % Максимальна потужність трансформатора T1
P_T2_max = 1000; % Максимальна потужність трансформатора T2
% Створення сітки значень для X1 та X2
[X1, X2] = meshgrid(linspace(0, P_T1_max, 50), linspace(0, P_T2_max, 50));
% Обмеження: сумарна потужність не повинна перевищувати P_max
valid = (X1 + X2) <= P_max;
% Цільові функції
F1 = (X1.^2 + X2.^2) ./ P_max; % Мінімізація втрат електроенергії
F2 = abs(X1 - X2); % Максимізація рівномірності навантаження
F3 = (X1 + X2) ./ (2 * P_max); % Максимізація ефективності трансформаторів
% Фільтрація недопустимих значень (перевищення потужності)
F1(~valid) = NaN;
F2(~valid) = NaN;
F3(~valid) = NaN;
% Побудова 3D графіків
figure;
surf(X1, X2, F1, 'EdgeColor', 'none');
title('Втрати електроенергії (F1)');
xlabel('Потужність T1 (кВт)');
ylabel('Потужність T2 (кВт)');
zlabel('Втрати');
colorbar;
grid on;
view(135, 30);
figure;
surf(X1, X2, F2, 'EdgeColor', 'none');
title('Рівномірність навантаження (F2)');
xlabel('Потужність T1 (кВт)');
ylabel('Потужність T2 (кВт)');
zlabel('Нерівномірність');
colorbar;
grid on;
view(135, 30);
figure;
```

```
surf(X1, X2, F3, 'EdgeColor', 'none');
title('Ефективність трансформаторів (F3)');
xlabel('Потужність T1 (кВт)');
ylabel('Потужність T2 (кВт)');
zlabel('Ефективність');
colorbar;
grid on;
view(135, 30);
```