

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 (магістрський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему Дослідження можливості підвищення ефективності електроспоживання підстанції М-2 ПАТ «Запоріжсталь»

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1411
спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації _____

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми 141.00.11 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(назва освітньої програми)

Абузяров В.Ю.

(ініціали та прізвище)

Керівник д.т.н., доц. Коваленко В.Л.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент Артемчук В.В.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

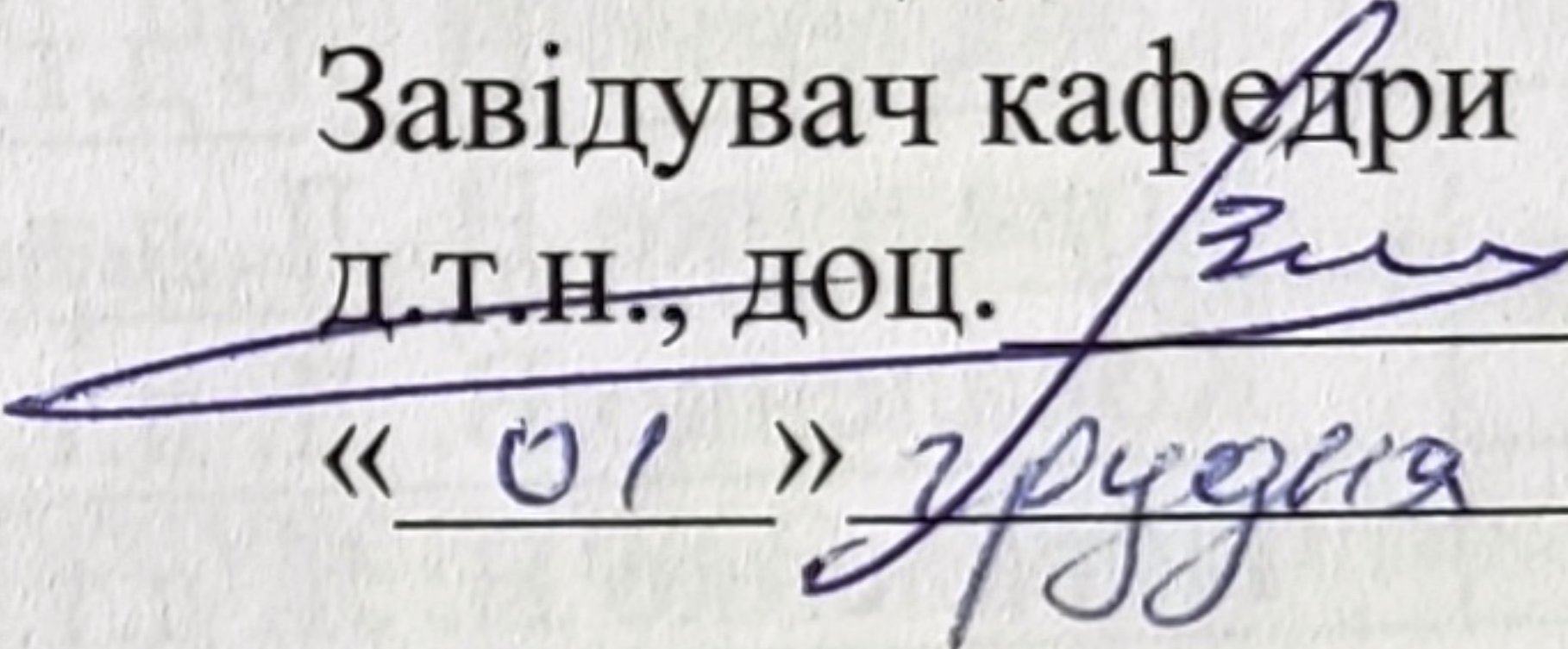
Запоріжжя
2022

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Інженерний навчально-науковий інститут _____
Кафедра Електричної інженерії та кіберфізичних систем _____
Рівень вищої освіти другий (магістрський) рівень _____
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка _____
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма 141.00.11 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

д.т.н., доц. 

В.Л. Коваленко

« 01 » грудня 2022 року

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

Абузьяров Владислав Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Дослідження можливості підвищення ефективності електроспоживання підстанції М-2 ПАТ «Запоріжсталь»

керівник роботи Коваленко Віктор Леонідович, д.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ЗНУ від « 02 » червня 2022 року № 597 - с

2 Строк подання студентом роботи 01 грудня 2022 р.

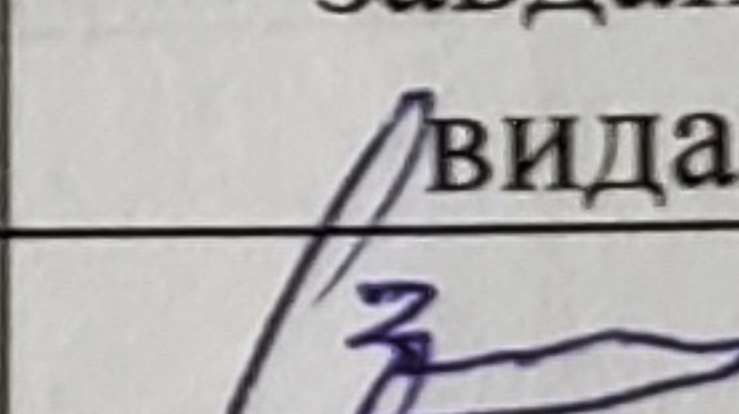
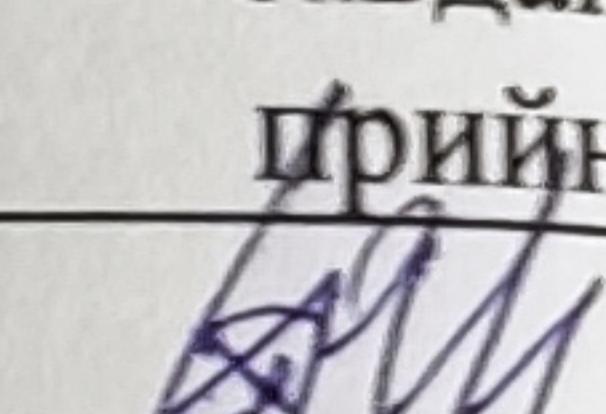
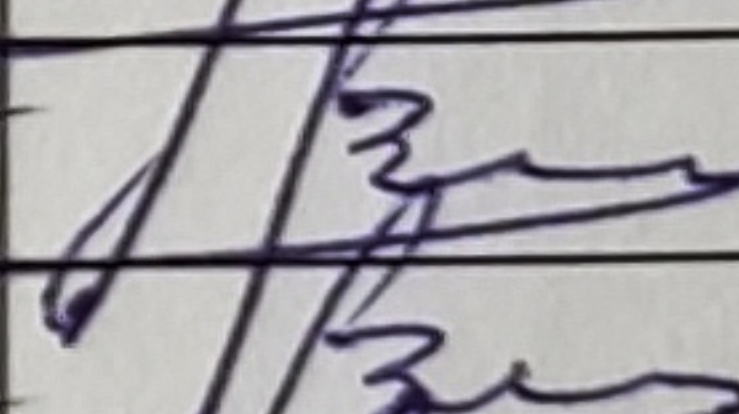
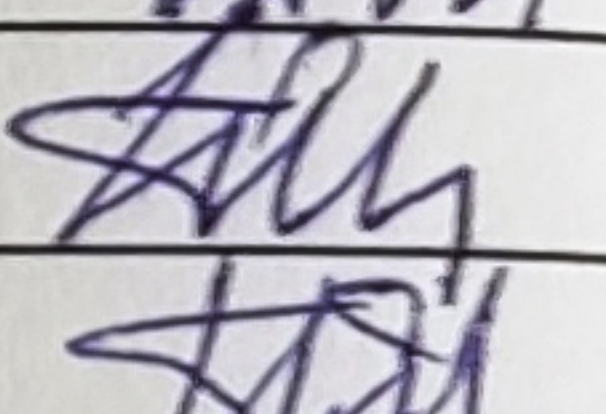
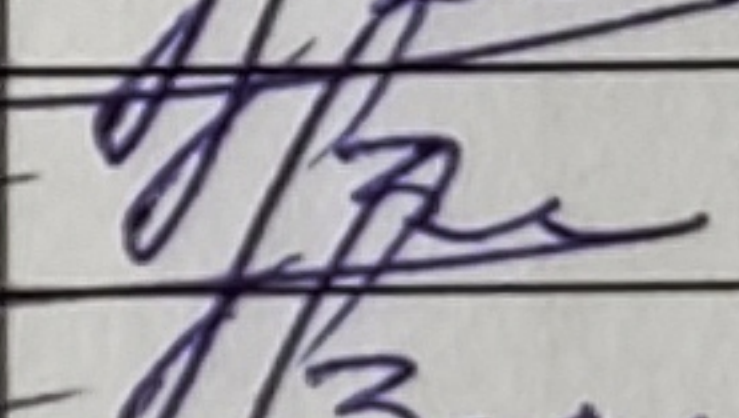
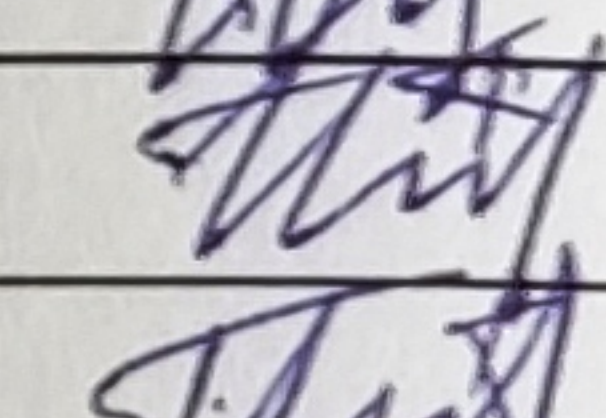
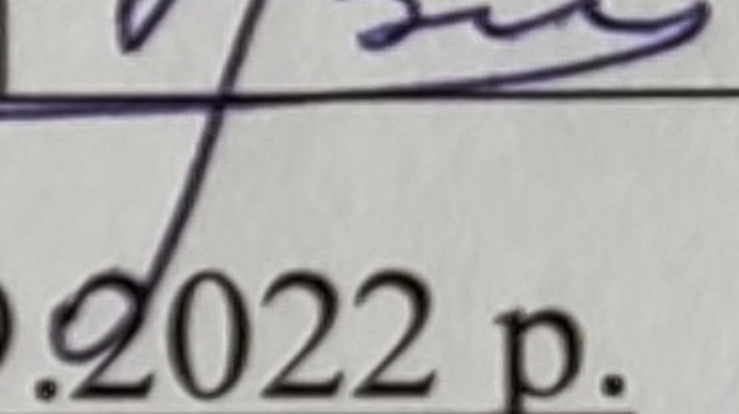
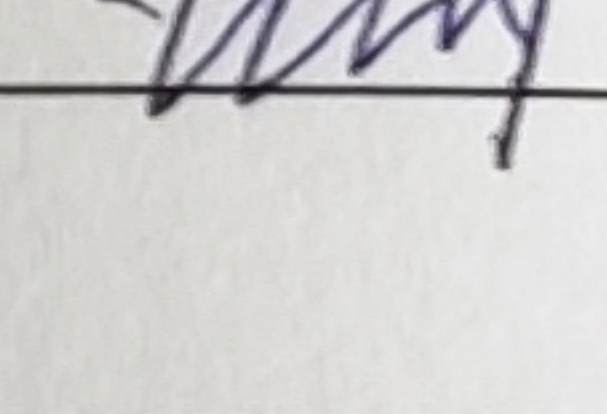
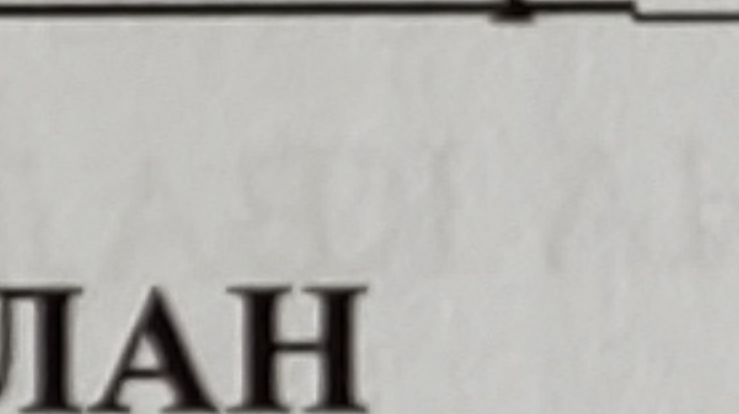
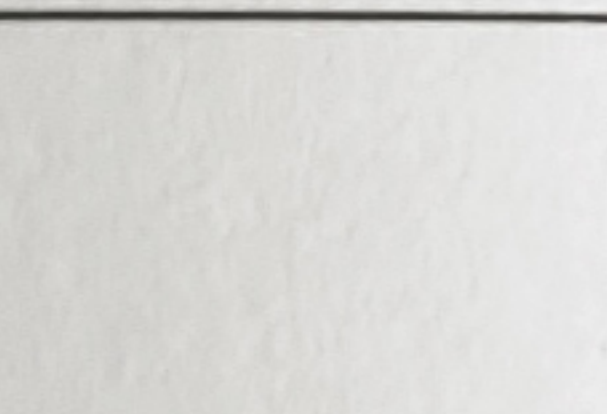
3 Вихідні дані до роботи; Знижувальна підстанція напругою 150 кВ, тариф на електроенергію за 1 кВт год 2,04 грн.; час роботи трансформатора 8760 грн.; час використання максимуму навантаження – 5800 год.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Загальна характеристика підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь» 2) Моделі виявлення та зменшення втрат на підстанції М-1 3) Техніко-економічне обґрунтування заходів зі зменшення втрат електроенергії на підстанції М-1 4) Лінійне програмування 5) Охорона праці та техногенна безпека.

5 Перелік графічного матеріалу 1) Структурна схема знижувальної підстанції М-2 ПАТ «Запоріжсталь» 2) Аналіз графіків навантаження трансформаторів підстанції М-2 пат «Запоріжсталь» 3) Втрати електроенергії в електричних мережах 4) Моделі виявлення та зменшення втрат на підстанції М-2

5) Пріоритетні завдання ПАТ «Запоріжсталь» на підстанції М-2 6) Економічна оцінка показників діяльності підстанції М-2 ПАТ «Запоріжсталь» за 2022 рік
 7) Лінійне програмування 8) Окремі цільові функції задачі лінійного програмування, що забезпечують зменшення втрат електроенергії 9) Техніко-економічні показники впровадження заходів на підстанції ПАТ «Запоріжсталь»

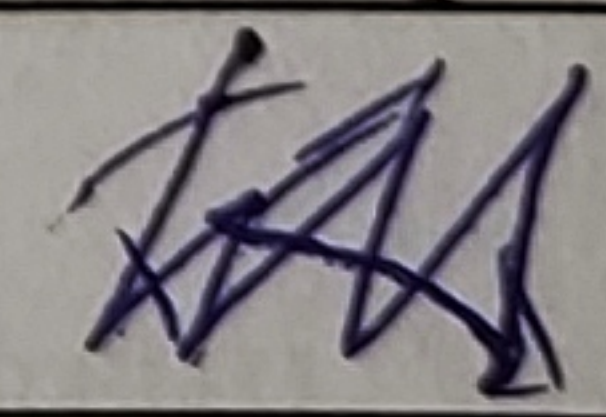
6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Коваленко В. Л. д.т.н. доцент		
Розділ 2	Коваленко В. Л. д.т.н. доцент		
Розділ 3	Коваленко В. Л. д.т.н. доцент		
Розділ 4	Коваленко В. Л. д.т.н. доцент		
Розділ 5	Коваленко В. Л. д.т.н. доцент		

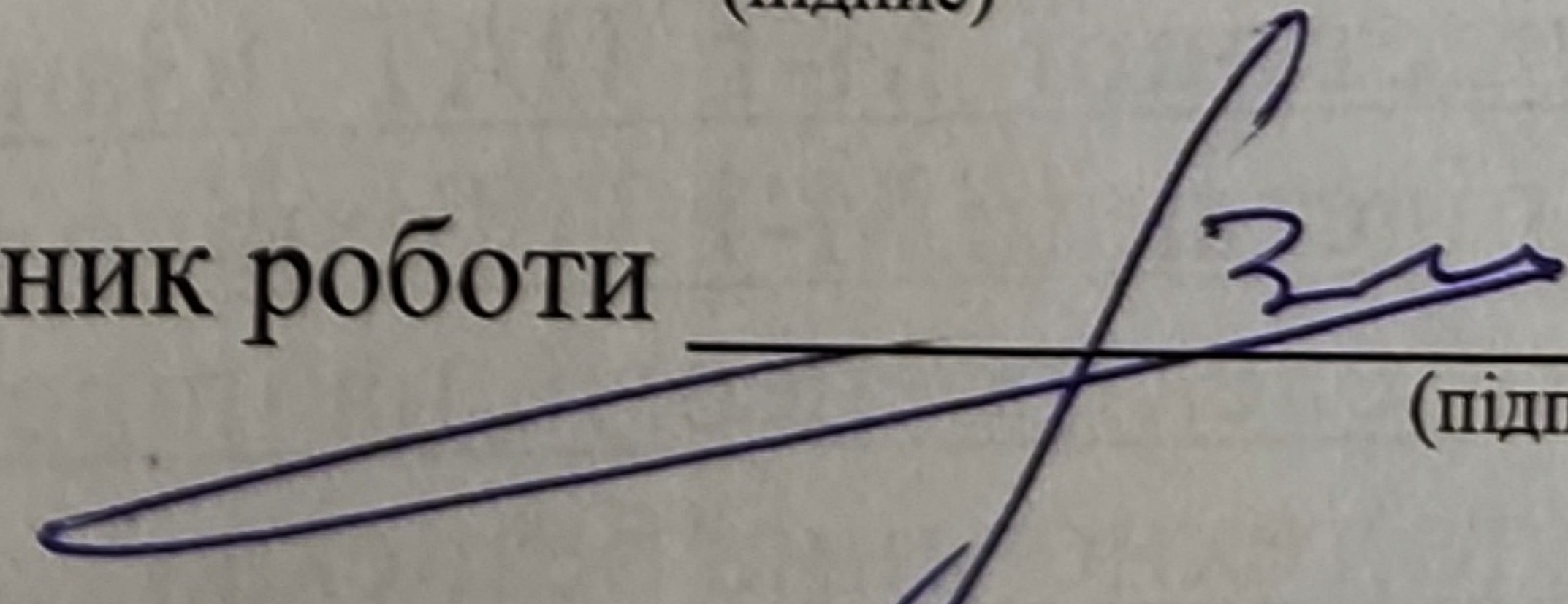
7 Дата видачі завдання 01.09.2022 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Загальна характеристика підстанції М-1 ПАТ «Запоріжсталь»	30.09.2022	
2	Моделі виявлення та зменшення втрат на підстанції М-1	30.10.2022	
3	Техніко-економічне обґрунтування заходів зі зменшення втрат електроенергії на підстанції М-1	19.11.2022	
4	Лінійне програмування	25.11.2022	
5	Охорона праці та техногенна безпека	30.11.2022	

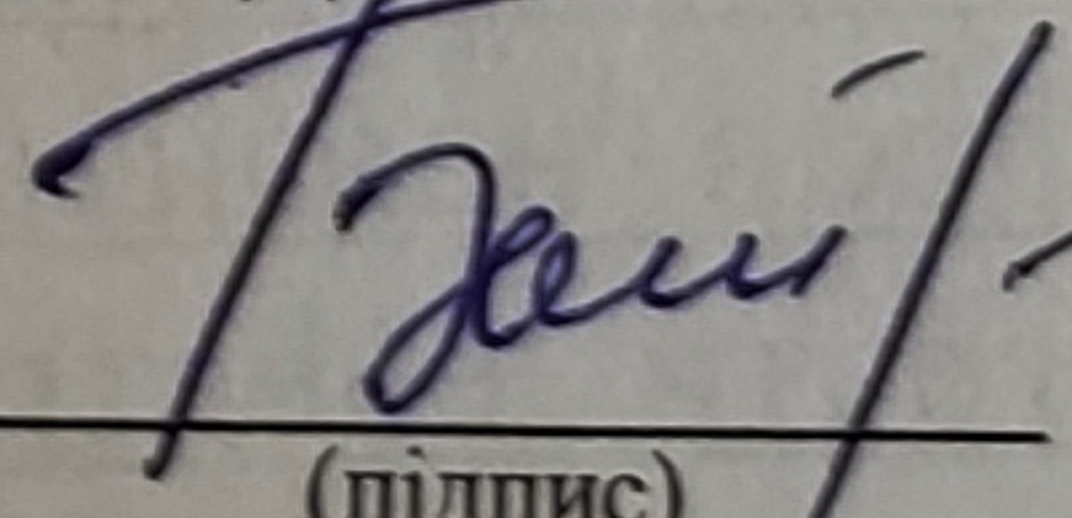
Студент 
 (підпис)

В.Ю. Абузьяров
 (ініціали та прізвище)

Керівник роботи 
 (підпис)

В.Л. Коваленко
 (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер 
 (підпис)

С.В. Башлій
 (ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Абузяров В. Ю. Дослідження можливості підвищення ефективності електроспоживання підстанції М-2 ПАТ «Запоріжсталь».

Кваліфікаційна випускна робота на здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник В.Л. Коваленко. Запорізький національний університет. Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2022.

Розроблено модель цільового програмування для підстанції М-2, яка дозволить зменшити втрати електроенергії під час передачі. Ця модель дозволяє розподілити інвестиційні ресурси, щоб задовольнити обрані критерії та досягти оптимального рішення.

Практична цінність результатів дослідження полягає у розробці методико-прикладних засад втрат операційної діяльності, спрямованих на вдосконалення роботи енергопостачальних підприємств..

Ключові слова: ПІДСТАНЦІЯ, ГРАФІК НАВАНТАЖЕННЯ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ, ЦІЛЬОВЕ ПРОГРАМУВАННЯ

ABSTRACT

Abuzyarov V. Yu. Study of the possibility of increasing the efficiency of electricity consumption of substation M-2 of PJSC "Zaporizhstal".

Qualification final work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics, supervisor V.L. Kovalenko. Zaporizhia National University. Engineering Educational and Scientific Institute named after Yu.M. Potebni, Department of Electrical Engineering and Energy Efficiency, 2022.

A target programming model has been developed for the M-2 substation, which will reduce power losses during transmission. This model allows the

allocation of investment resources to satisfy selected criteria and achieve an optimal solution.

The practical value of the research results lies in the development of methodological and applied principles of operational activity losses aimed at improving the work of energy supply enterprises.

Keywords: SUBSTATION, LOAD SCHEDULE, ELECTRICITY LOSSES, OVERHEAD LINE, TARGET PROGRAMMING

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 Загальна характеристика підстанції М-2	
ПАТ «Запоріжсталь».....	10
1.1 Характеристика підстанції М-2.....	10
1.2 Аналіз роботи підстанції.....	12
2 Моделі виявлення та зменшення втрат на підстанції М-2.....	20
2.1 Проблема втрати електричної енергії в електричних мережах.....	20
2.2 Сутність системи виявлення та зменшення втрат на основі альтернативних рішень.....	27
3 Техніко-економічне обґрунтування заходів зі зменшення втрат електроенергії на підстанції М-2.....	41
3.1 Пріоритетні завдання на підстанції М-2.....	41
3.2 Покращення роботи підстанції М-2 за умови впровадження ізолюваних ПЛ.....	43
3.3 Заміна масляних вимикачів на вакуумні.....	47
3.4 Встановлення трансформаторів меншої потужності.....	50
4 Лінійне програмування.....	58
4.1 Математична модель задачі лінійного програмування.....	58
4.2 Оптимальність за Парето.....	60
4.3 Симплексний метод розв'язання задач лінійного програмування.....	62
4.4 Метод цільового програмування.....	64
4.5 Перевірка моделі цільового програмування на адекватність за критерієм Фішера.....	75
5 Охорона праці та техногенна безпека.....	80

Висновки.....	97
Перелік посилань.....	98
Додатки.....	102

ВСТУП

Актуальність теми дослідження обумовлена наявністю багатьох стратегічно важливих проблем в енергетичному секторі України, в тому числі і на енергопостачальних підприємствах.

В умовах постійного росту тарифів на електричну енергію та зміни енергоспоживання, економія електричної енергії і раціональне ведення енергетичного виробництва має велике народногосподарське значення.

Економічний стан електроенергетики в Україні сьогодні оцінюється як кризовий за багатьма чинниками, зокрема – значними втратами електричної енергії при її передачі і розподілі. Протягом 2018 року втрати електроенергії в електричних мережах України склали 22,28 млрд кВт·год, що складає 13,09 % від всієї поставленої енергії, що значно більше, ніж у розвинутих країнах Європи.

Для поліпшення стану енергопостачання підприємств потрібно адаптувати наявні механізми управління локальними електричними мережами до сучасних умов функціонування або розробити нові.

У зв'язку з різким скороченням інвестицій в розвиток і технічне переозброєння електричних мереж, в вдосконалення систем управління їх режимами, обліку електроенергії, виник ряд негативних тенденцій, які впливають на рівень втрат в мережах, таких як: застаріле обладнання, фізичний і моральний знос засобів обліку електроенергії, невідповідність встановленого обладнання переданої потужності.

Одним із головних заходів з економії паливно-енергетичних ресурсів є зменшення втрат електроенергії при її транспортуванні електричними мережами. Особливе місце даного критерію оптимальності режиму роботи електричних мереж обумовлено як напруженим паливно-енергетичним балансом країни, так і тим, що в певній мірі вичерпано резерви економії палива на енергогенеруючих підприємствах, а втрати не тільки можливо, а й

необхідно зменшувати, використовуючи економічно обгрунтовані заходи, зокрема, за рахунок оптимального керування передачею та розподілом електроенергії. При цьому, необхідною передумовою розробки та впровадження ефективних заходів зі зменшення технологічних втрат електроенергії є структурування їх складових за причинами виникнення та пошук шляхів усунення вказаних причин.

Зміни що відбуваються у господарському механізмі енергетики, а саме проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах не тільки не втратила своєї актуальності, а навпаки висунулася в одне із завдань забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних підприємств. Основним показником діяльності енергопостачальних підприємств є втрати електроенергії при її транспортуванні до споживачів. Даний показник показує наявність проблем функціонування підприємств та передусє вирішенню невідкладних рішень щодо оновлення електричних мереж. Через незначні інвестиції у розвиток і технічне переозброєння електричних мереж, в удосконалювання систем керування їхніми режимами, в облік електроенергії, виникла низка тенденцій, що негативно впливають на рівень втрат у мережах. Оскільки, застаріле обладнання, фізичне й моральне зношування засобів обліку електроенергії, невідповідність встановленого обладнання передаваній потужності вимагають удосконалення. В умовах розвитку ринкових відносин в електроенергетичній галузі держава має проводити моніторинг технічного стану електричних мереж. Тобто оцінювання технічного стану електричних мереж може виступати одним з критеріїв ефективності роботи енергопостачальних підприємств.

Об'єкт дослідження – підстанція М-2 ПАТ «Запоріжсталь». Предметом дослідження – втрати електричної енергії на підстанції М-2. Метою дослідження є розвиток теоретичних аспектів та методико-прикладних засад формування системи виявлення та уникнення втрат операційної діяльності підстанції М-2.

Завданнями роботи є:

- провести аналіз роботи трансформаторів на підстанції;
- запропонувати та розробити ефективні заходи підвищення енергоефективності підстанції;
- модернізувати порядок формування системи альтернативних рішень щодо зменшення втрат електричної енергії при її передаванні;
- удосконалити систему виявлення та зменшення втрат електричної енергії енергопостачальних підприємств;
- застосувати метод цільового програмування для оптимального розподілу інвестиційних ресурсів енергопостачального підприємства між технічними рішеннями щодо зменшення втрат електроенергії при її транспортуванні;
- перевірити модель цільового програмування на адекватність.

Методи дослідження. Для аналізу обраної тематики застосовувалися загальнонаукові та спеціальні методи: системного та комплексного аналізу; метод порівняння; метод наукового узагальнення ; табличний метод – для відображення результатів аналізування діяльності енергопостачальних підприємств; методи динамічного, статистичного і порівняльного аналізу для дослідження стану електромереж на українських енергетичних підприємствах; час розроблення методу аналізу ієрархій для ефективного прийняття управлінських рішень; метод цільового програмування ; прийоми графічного та табличного відображення даних для наочного відображення дослідження; метод аналізу та синтезу – для вивчення об’єкта і предмета дослідження.

У процесі дослідження вивчені та проаналізовані матеріали підприємства ПАТ «Запоріжсталь», а також статистичні дані, фінансово-економічні звіти, методичні рекомендації визначення втрат на підстанції М-2.

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ М-2 ПАТ «ЗАПОРІЖСТАЛЬ»

1.1 Характеристика підстанції М-2

Знижувальна підстанція М-2 підприємства ПАТ «Запоріжсталь» м. Запоріжжя здійснює безперебійне електропостачання споживачів комбінату електричною енергією. Структурна схема підстанції М-2 зображена на рисунку 1.1.

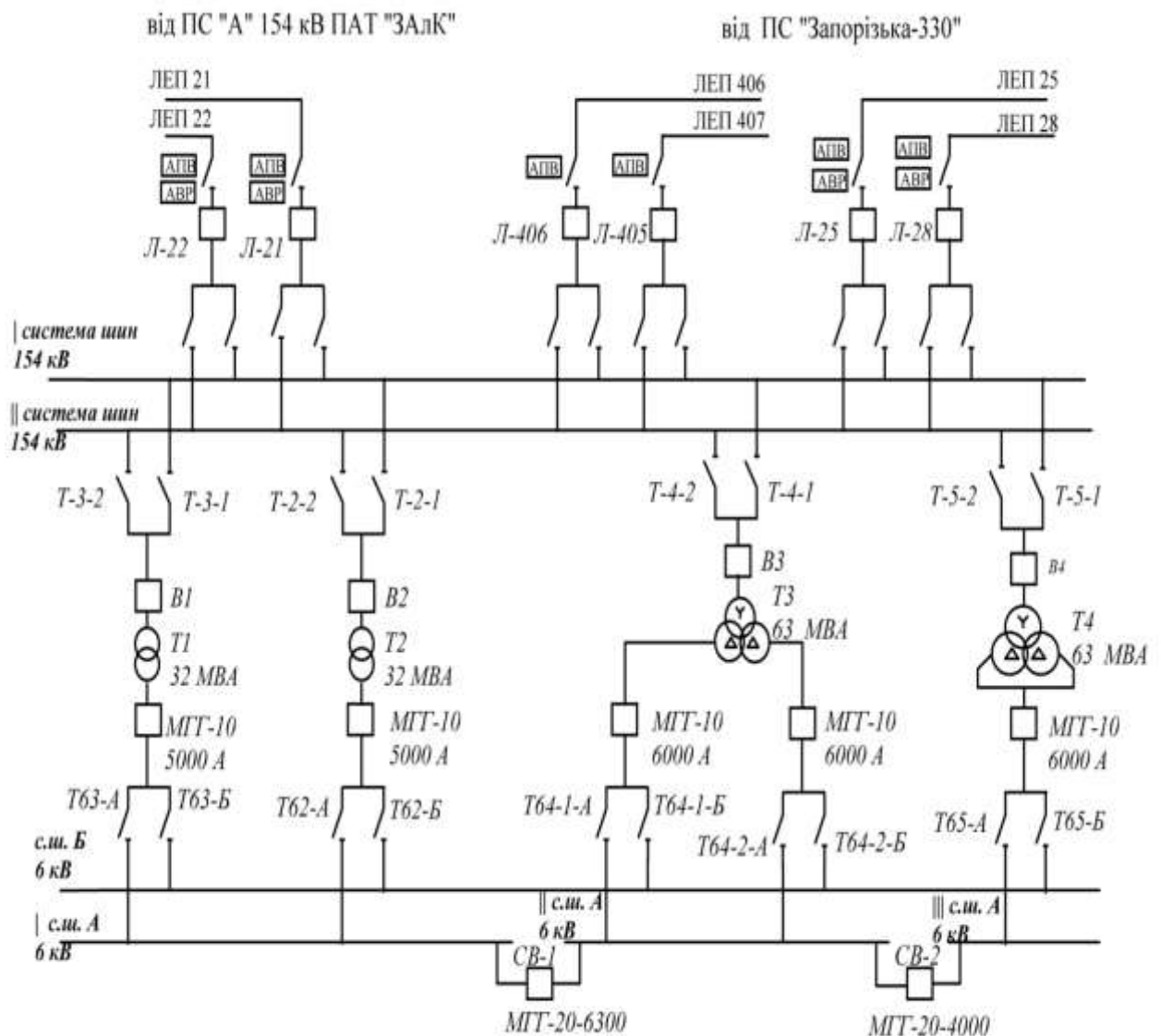


Рисунок 1.1 – Структурна схема знижувальної підстанції М-2 ПАТ «Запоріжсталь» м. Запоріжжя

Підстанція М-2 (рисунок 1.1) живиться від шести повітряних ліній електропередачі (далі ЛЕП) напругою 150 кВ:

- ЛЕП № 25, 28, 405 і 406 від підстанції «Запорізька-330»;
- ЛЕП № 21 і 22 від підстанції «Алюмінієва»;
- ЛЕП 150 кВ обладнані пристроєм автоматичного повторного включення (далі АПВ).

Залежно від режиму роботи енергосистеми прийнята поздовжня або поперечна схеми електропостачання підстанції М-2.

Поздовжня схема:

- ЛЕП №21 та № 405 включені на I-у систему шин 150 кВ;
- ЛЕП № 25 знаходиться в резерві;
- ЛЕП № 22 і № 406 включені на II-у систему шин 150 кВ;
- ЛЕП № 28 знаходиться в резерві;
- між шинний масляний вимикач (МВ) М-2 відключений.

Поперечна схема:

- ЛЕП №21, 22, 25, 28 включені на I-у систему шин 150 кВ.
- ЛЕП №405 і 406 включені на II-у систему шин 150 кВ.
- між шинний МВ М-2 відключений.

В резерві (роботі) знаходяться чотири силових трансформатори напругою 150; 6 кВ:

1. Трансформатори №1 і №2 потужністю по 32 МВА кожен зібраний на I-у систему шин 150 кВ. Трансформатор №1 і №2 знаходяться під напругою. З боку шин 6 кВ схеми зібрані на секцію шин Б-I.

2. Трансформатор №3 потужністю 63 МВА з розщепленою обмоткою вторинної напруги, зібраний на II-у систему шин 150 кВ і знаходиться під напругою. З боку 6 кВ зібрана схема лінії Т4-1/32 (потужністю 31,5 МВА) на секцію шин А-II. Лінія Т64-2/44 знаходиться в ремонті.

3. Трансформатор №4 потужністю 63 МВА з розщепленою обмоткою вторинної напруги, зібраний на II-у систему шин 150 кВ і знаходиться під напругою. З боку 6 кВ схема зібрана на секцію шин А-III.

У нормальному режимі живлення підстанції М-2 здійснюється:

1. Секція шин А-I живиться по лінії зв'язку №1 М1-М14 від I-ї секції шин 6 кВ з пропускною спроможністю 2500 А.
2. Секція шин А-II живиться по лінії зв'язку №2 М1-М14 від II-ї секції шин 6 кВ з пропускною спроможністю 2000 А.
3. Секція шин А-III живиться від секції шин А-II через увімкнений секційний вимикач СВ-2/55.
4. Система шин Б-I живиться від трансформатора №3 потужністю 32 МВА або трансформатора №2 потужністю 32 МВА.
5. На ТЕЦ на секцію шин А-I підключено турбогенератор (ТГ) №1 потужністю 35 МВт, що працює в паралель з секцією шин А-II.
6. Включені пристрої компенсації ємнісних струмів:
 - на секції шин А-I пристрій КУ-1/6;
 - на системі шин Б пристрій 123-2-КУ-2/38;
 - на секції шин А-III пристрій КУ-3/67.

1.2 Аналіз роботи підстанції

Електричне навантаження підстанції не залишається постійним, а змінюється в залежності від характеру виробництва, виду і типу електроприймачів, годин, доби [1]. Отже, змінюється і режим роботи трансформаторних підстанцій. Зміна навантажень характеризується графіками, які показують зміну споживаної потужності в залежності від часу доби. За допомогою цих графіків можна аналізувати роботу трансформаторних підстанцій.

Побудова графіків електричних навантажень активної і реактивної потужності необхідна для вибору силових трансформаторів, електричних апаратів й струмопроводів, релейного захисту й компенсуючих пристроїв, а також для розрахунку втрат електроенергії [2].

Середньодобове навантаження трансформатора Т1 підстанції М-2 наведено в таблиці 1.1 та відповідний йому графік навантаження зображений на рисунку 1.2.

Таблиця 1.1 – Середньодобове навантаження трансформатора Т1 підстанції М-2

Час, год	Активна потужність, кВт	Реактивна потужність, кВАр	Повна потужність, кВА	Коефіцієнт завантаження, в.о
1	2	3	4	5
0	2309,6	940,32	2493,68	0,08
1	1944,84	695,71	2065,53	0,06
2	1749,6	836,84	1939,43	0,06
3	1677,6	883,36	1895,96	0,06
4	1671,84	782,96	1846,10	0,06
5	1951,34	813,6	2114,16	0,07
6	1917,68	797,76	2077,00	0,06
7	2077,92	904,32	2266,17	0,07
8	2504,16	1183,68	2769,82	0,09
9	2625,12	1194,4	2884,07	0,09
10	2547,36	970,56	2725,99	0,09
11	2524,32	1005,36	2717,16	0,08
12	2676,96	1097,28	2893,12	0,09
13	2681,28	1131,84	2910,38	0,09
14	2679,84	1111,68	2901,27	0,09
15	2659,68	1071,36	2867,35	0,09
16	2935,52	1164,96	3158,23	0,10
17	2744,64	1072,8	2946,85	0,09
18	2679,2	976,32	2851,55	0,09

Продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5
19	2928,96	1056,96	3113,84	0,10
20	3362,68	1159,2	3556,88	0,11
21	3029,18	1067,04	3211,62	0,10
22	2868,45	1028,16	3047,15	0,10
23	2334,76	984,16	2533,71	0,08

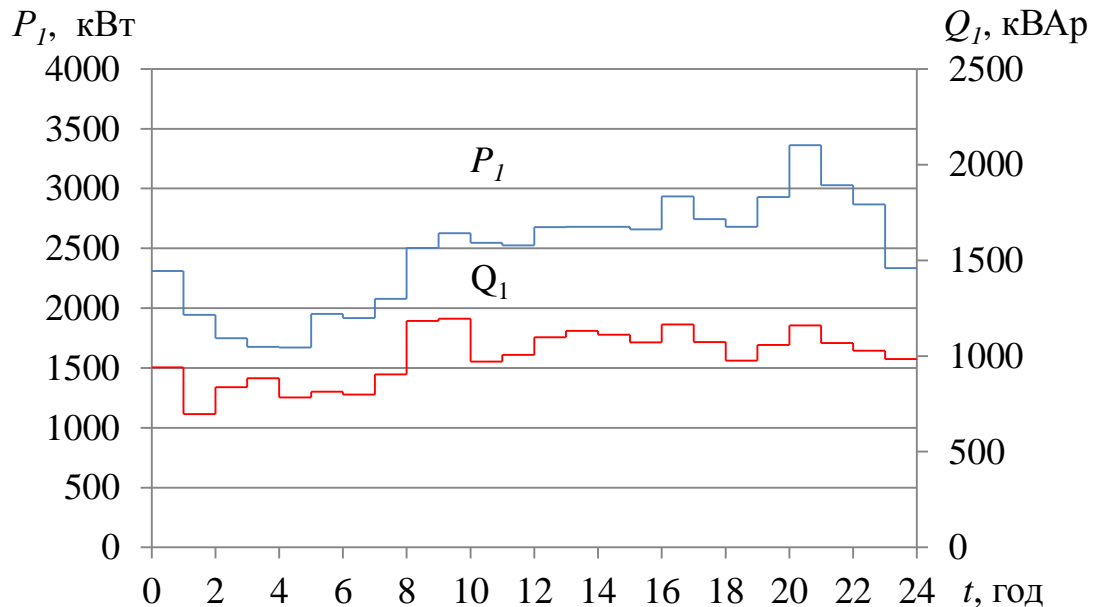


Рисунок 1.2 – Середньозважений добовий графік навантаження трансформатора Т1 підстанції М-2

Середньодобове навантаження трансформатора Т2 підстанції М-2 наведено в таблиці 1.2 та відповідний йому графік навантаження зображений на рисунку 1.3.

Таблиця 1.2 – Середньодобове навантаження трансформатора Т2 підстанції М-2

Час, год	Активна потужність, кВт	Реактивна потужність, кВАр	Повна потужність, кВА	Коефіцієнт завантаження, в.о
1	2	3	4	5
0	1843,2	861,44	2034,57	0,06
1	1844	959,36	2078,63	0,06
2	1852	899,84	2059,03	0,06

Продовження таблиці 1.2

1	2	3	4	5
3	1866,4	1065,28	2149,02	0,07
4	1872	982,56	2114,19	0,07
5	2303,2	1053,6	2532,75	0,08
6	2102,4	583,6	2181,90	0,07
7	1898,4	785,68	2054,56	0,06
8	1875,2	380,18	1913,35	0,06
9	1901,6	310,32	1926,75	0,06
10	1892	347,14	1923,58	0,06
11	1870,4	310,68	1896,03	0,06
12	1897,6	343,24	1928,39	0,06
13	2100	514,05	2162,00	0,07
14	1872	576,8	1958,85	0,06
15	1886,4	766,56	2036,20	0,06
16	1898,4	456,38	1952,49	0,06
17	1892,8	1099,2	2188,82	0,07
18	1872,8	712,32	2003,69	0,06
19	1900,8	708,8	2028,65	0,06
20	2104	643,12	2200,10	0,07
21	1874,4	597,12	1967,21	0,06
22	1854,4	69,12	1855,69	0,06
23	1873,6	63,36	1874,67	0,06

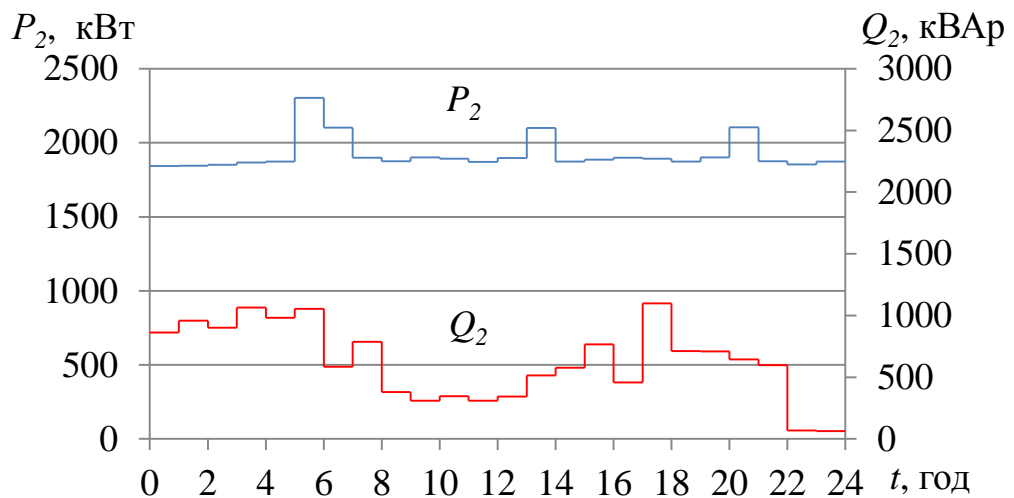


Рисунок 1.3 – Середньозважений добовий графік навантаження трансформатора Т2 підстанції М-2

Середньодобове навантаження трансформатора ТЗ підстанції М-2 наведено в таблиці 1.3 та відповідний йому графік навантаження зображений на рисунку 1.4.

Таблиця 1.3 – Середньодобове навантаження трансформатора ТЗ підстанції М-2

Час, год	Активна потужність, кВт	Реактивна потужність, кВАр	Повна потужність, кВА	Коефіцієнт завантаження, в.о
0	14734,8	386,14	14739,86	0,23
1	14583,6	347,22	14587,73	0,23
2	16279,41	384,86	16283,96	0,26
3	14979,6	529,32	14988,95	0,24
4	14817,6	354,24	14821,83	0,24
5	14994	118,08	14994,46	0,24
6	16383,2	148,36	16383,87	0,26
7	14648,4	276,32	14651,01	0,23
8	14749,2	673,92	14764,59	0,23
9	14814	740,88	14832,51	0,24
10	16783,2	740,32	16799,52	0,27
11	14624,8	760,92	14644,58	0,23
12	14968,8	600,78	14980,85	0,24
13	15260,4	165,43	15261,30	0,24
14	16329,6	210,24	16330,95	0,26
15	14774,4	430,28	14780,66	0,23
16	14684,4	560,86	14695,11	0,23
17	16264,8	605,48	16276,07	0,26
18	14803,2	317,68	14806,61	0,24
19	14803,2	115,2	14803,65	0,23
20	14950,8	192,96	14952,05	0,24
21	17035,2	606,48	17045,99	0,27
22	15181,2	774,72	15200,95	0,24
23	14986,8	947,52	15016,72	0,24

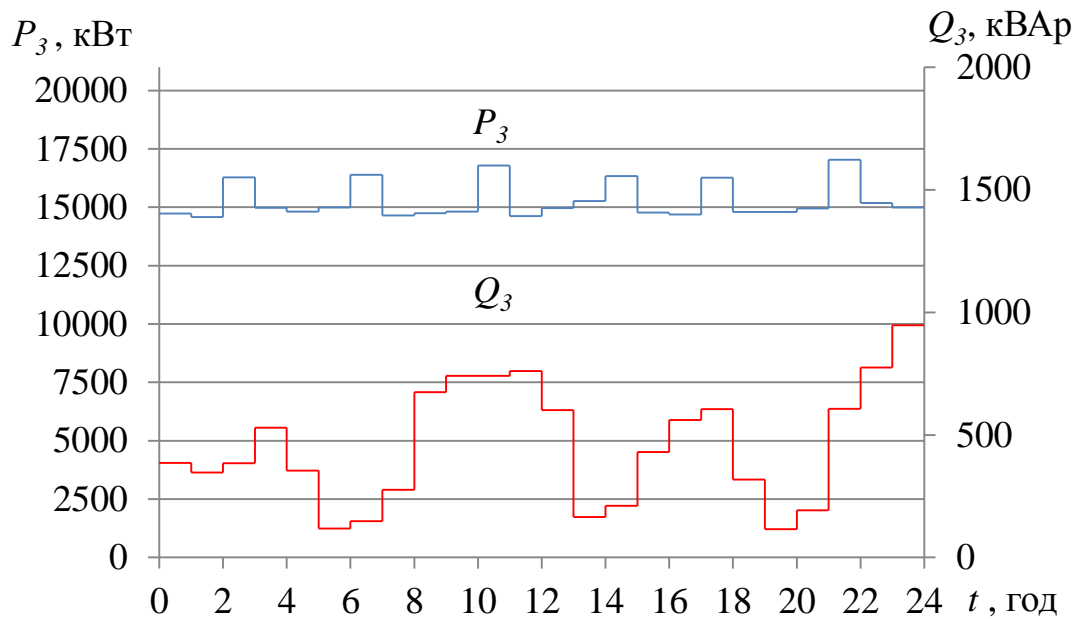


Рисунок 1.4 – Середньозважений добовий графік навантаження трансформатора Т3 підстанції М-2

Середньодобове навантаження підстанції М-2 трансформатора Т4 наведено в таблиці 1.4 та відповідний йому графік навантаження зображений на рисунку 1.5.

Таблиця 1.4 – Середньодобове навантаження трансформатора Т4 підстанції М-2

Час t , год	Активна потужність, кВт	Реактивна потужність, кВАр	Повна потужність, кВА	Коефіцієнт завантаження, в.о
1	2	3	4	5
0	9861,3	863,32	9899,02	0,16
1	12831,52	898,86	12862,96	0,20
2	12124,8	876,44	12156,44	0,19
3	14331,45	781,18	14352,72	0,23
4	14656,32	738,66	14674,92	0,23
5	13643,72	863,64	13671,03	0,22
6	14212,84	758,78	14233,08	0,23
7	13560,82	904,32	13590,94	0,22
8	15762,74	1185,66	15807,27	0,25
9	11569,92	1094,45	11621,57	0,18

Продовження таблиці 1.4

1	2	3	4	5
10	14870,32	974,86	14902,24	0,24
11	12067,2	969,46	12106,08	0,19
12	16884	1097,28	16919,62	0,27
13	15635,68	1131,84	15676,59	0,25
14	16159,64	1111,68	16197,83	0,26
15	13824	1071,36	13865,45	0,22
16	11582,64	1164,96	11641,08	0,18
17	12771,48	1002,8	12810,79	0,20
18	12369,72	986,22	12408,97	0,20
19	14130,44	1056,96	14169,92	0,22
20	14676,44	1160,2	14722,23	0,23
21	14879,62	1167,04	14925,32	0,24
22	15614,38	1128,6	15655,11	0,25
23	14359,32	834,87	14383,57	0,23

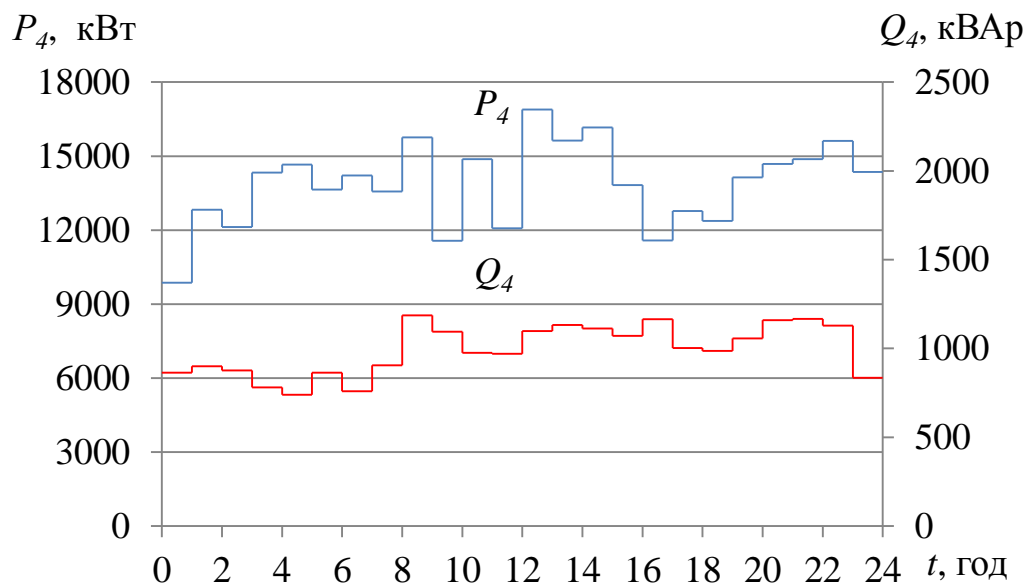


Рисунок 1.5 – Середньозважений добовий графік навантаження трансформатора Т4 підстанції М-2

На основі проведеного аналізу роботи підстанції М-2 (таблиці 1.1-1.4) виявилось, що на підстанції трансформатори мають дуже низький рівень завантаження 8, 11, 27% (Т1, Т2, та Т3, Т4 відповідно). При малих завантаженнях втрати електричної енергії в трансформаторах виявляються

дуже суттєвими [3]. Тому приймаємо рішення, що на підстанції М-2 необхідно провести дослідження заходів зі зниження втрат електричної енергії. Реалізація заходів сприятиме зниженню втрат електричної енергії в електричних мережах та в трансформаторах, а також підвищенню енергетичної ефективності роботи підстанції в цілому [4]. При цьому, необхідною передумовою розробки та впровадження ефективних заходів зі зменшення втрат електроенергії є структурування їх складових за причинами виникнення та пошук шляхів усунення вказаних причин.

2 МОДЕЛІ ВИЯВЛЕННЯ ТА ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ НА ПІДСТАНЦІЇ М-2

2.1 Проблема втрати електричної енергії в електричних мережах

В процесі передачі електроенергії виникають втрати електричної енергії. Втрати електричної енергії в електричній мережі визначають за результатами вимірювань як різниця обсягів електричної енергії, обчислених за одночасно знятими показами лічильників, встановлених на вході і виході електричної мережі.

Класифікація втрат електроенергії може здійснюватися за різними ознаками: характером втрат (постійні, змінні), класами напруги, групами елементів, виробничим підрозділами і т.д. Враховуючи, що втрати електроенергії мають різну специфіку то вони можуть бути розділені на чотири складові:

1) технічні втрати електроенергії ΔW_T , виникають в проводах і електрообладнанні у зв'язку із фізичними процесами, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах.

2) витрата електроенергії на власні потреби підстанцій ΔW_{CH} , виникають при забезпеченні життєдіяльності технологічного обладнання підстанцій та, встановлених на трансформаторах власних потреб підстанцій;

3) втрати, які виникають при вимірюванні електроенергії $\Delta W_{змін}$;

4) комерційні втрати ΔW_K , спричинені недосконалістю лічильників, а також розкраданням електроенергії [5]:

$$\Delta W_K = \Delta W_T - \Delta W_{CH} - \Delta W_{змін}. \quad (2.1)$$

З метою ідентифікування видів втрат операційної діяльності енергопостачальних підприємств, а також формування уявлення про їхню різноманітність розвинуто типологію цих втрат (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 – Типологізація втрат при постачанні електроенергії

№	Ознаки класифікації	Види втрат
1	За класом напруги електричної мережі	1.1. Втрати електроенергії в магістральних мережах 750–220 кВ. 1.2. Втрати електроенергії в замкнених мережах 110–150 кВ. 1.3. Втрати електроенергії в розімкнених (радіальних) мережах 150–35 кВ. 1.4. Втрати електроенергії в розподільних мережах 10(6) кВ. 1.5. Втрати електроенергії в мережах 0,38 кВ.
2	За характером втрат	2.1. Постійні 2.2. Змінні
3	За причиною виникнення	3.1. Технологічні 3.2. Комерційні
4	За методом уникнення	4.1. Оптимізаційні 4.2. Конструктивні 4.3. Експлуатаційні
5	За ступенем допустимості	5.1. Нормативні 5.2. Понаднормативні
6	За мірою контрольованості	6.1. Контрольовані 6.2. Неконтрольовані
7	За продуктивністю роботи	7.1. Продуктивні 7.2. Непроодуктивні

Технічні втрати обумовлені фізичними процесами при передачі електроенергії і складаються з:

- навантажувальних втрат в проводах ліній електропередачі та обмотках силових трансформаторів підстанцій;
- втрат в залізі осердь трансформаторів при неробочому ході;
- втрат на корону проводів ЛЕП;
- втрат на власні потреби;

– втрат в компенсаційних пристроях (конденсаторні батареї, синхронні компенсатори, статичні тиристорні компенсатори та ін.).

Технологічні втрати електроенергії в електричних мережах – це кількість електроенергії, яка дорівнює сумі втрат електроенергії в елементах електричних мереж, що виникають в них під час передачі електроенергії, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів, витрати електроенергії на плавлення ожеледі та втрати, що виникають як результат недосконалості обліку електроенергії технічними засобами.

Комерційні втрати електроенергії – це втрати електроенергії, які обумовлені неоплаченою часткою відпущеної електроенергії та втратами, які пов'язані з нерівномірністю оплати за спожиту електроенергію. Особливістю цієї складової втрат електроенергії є те, що їх не можливо виміряти, а можна тільки визначити з балансу електроенергії [5]:

$$\Delta W_{\text{ком}} = W_{\text{носм}} - W_{\text{відп}} - \Delta W_{\text{техн}}, \quad (2.2)$$

де $W_{\text{носм}}$ – сумарна кількість електроенергії, що надійшла в електричну мережу;

$W_{\text{відп}}$ – корисний відпуск електроенергії;

$\Delta W_{\text{техн}}$ – технологічні втрати електроенергії.

Отже, значення похибки визначення комерційних втрат залежить від похибки вимірювання корисного відпуску електроенергії та обсягу несанкціоновано спожитої електроенергії, але також і від похибки розрахунку технологічних втрат.

Комерційні втрати, виникають при неодноразовій оплаті за електроенергію споживачами, таким чином з'являється «сезонна складова». Ці втрати електроенергії виникають у зв'язку з тим, що побутові споживачі об'єктивно не в змозі одночасно зняти покази лічильників і оплатити за електроенергію. Зазвичай, платежі відстають від енергоспоживання побутовими споживачами, що, вносить похибку у визначення фактичного

корисного відпуску побутовим споживачам і в розрахунок фактичного небалансу електроенергії, тому що відставання може становити від одного до трьох місяців і більше. Зазвичай, в осінньо-зимові й зимово-весняні періоди року мають місце недоплати за електроенергію, а у весняно-літні й літньо-осінні періоди ці недоплати певною мірою компенсуються. Осінньо-зимові й зимово-весняні сезонні недоплати за електроенергію набагато перевищують у більшості випадків сумарну оплату в інші періоди року. Тому комерційні втрати мають місце по місяцях, кварталах і за рік загалом (НЕК «Укренерго»).

Для обчислення втрат електроенергії в проводах необхідні наступні дані:

а) каталожні або паспортні:

– довжина ліній L , км;

– питомий активний опір лінії r_a , Ом/км;

– питомий реактивний опір лінії r_p , Ом/км;

б) активна електроенергія W_P (кВт·год.) та реактивна електроенергія W_Q (квар·год), що проходить по лінії, приймається по розрахункових лічильниках. Якщо розрахункові лічильники встановлені на стороні низької напруги трансформатора до значення, врахованого лічильниками, додаються розрахункові втрати в трансформаторі ($W_P + DW_{Pmp}$), ($W_Q + DW_{Qmp}$);

в) години роботи лінії за прийнятий період T_n ;

г) номінальна напруга лінії U_n , кВ. Похибка вимірювань електроенергії розбивають на безліч складових. Аналізуючи найбільш вагомні складові похибок вимірювальних комплексів (ІК), то сюди можуть входити: трансформатор струму (ТТ), трансформатор напруги (ТН), лічильник електроенергії (СЕ), лінія приєднання СЕ до ТН. До основних складових похибок вимірювань відпущеної в мережу і корисно відпущеної електроенергії відносяться (НЕК «Укренерго»):

- похибки вимірювань електроенергії в нормальних умовах роботи ІК, які визначаються класами точності трансформаторами струму, лічильниками електроенергії, трансформаторами напруги;

- додаткові похибки вимірювань електроенергії в реальних умовах експлуатації ІК, зумовлені; заниженими проти нормативного коефіцієнтом потужності навантаження (додаткової кутовий похибкою);

- впливом на лічильник електроенергії магнітних і електромагнітних полів різної частоти; недовантаженням і перевантаженням трансформаторами струму, лічильниками електроенергії, трансформаторами напруги;

- несиметрією і рівнем підведеної до вимірювальних комплексів напруги;

- недостатньою чутливістю лічильників електроенергії при їх малих навантаженнях, особливо в нічні години; систематичні похибки, обумовлені наднормативними термінами служби вимірювальних комплексів;

- похибки, пов'язані з неправильними схемами підключення електролічильників, зокрема, порушеннями фазування підключення лічильників;

- похибки вимірянні несправними приладами обліку електроенергії; - похибки зняття показань електролічильників через помилки або навмисні спотворення записів показань;

- неодноразовість або невиконання встановлених термінів зняття показань лічильників, порушення графіків обходу лічильників. Слід зазначити, що при однакових знаках складових помилок вимірювань відпустки в мережу і корисного відпуску комерційні втрати будуть зменшуватися, а при різних - збільшуватися. Дане твердження означає, що з точки зору зниження комерційних втрат електроенергії варто проводити узгоджену технічну політику підняття точності вимірювань відпустки в мережу і корисного відпуску. Зокрема, якщо ми, наприклад, будемо односторонньо зменшувати систематичну негативну похибка вимірювань, не

змінюючи похибка вимірювань, комерційні втрати при цьому зростають. Деяких втрат при передаванні електроенергії можна уникнути..

Оптимізаційні втрати при передаванні електроенергії це втрати яких можна уникнути шляхом удосконалення технології, тобто мають бути задані певні критерії, параметри та обмеження.

Конструктивні втрати – втрати, які відбулися в разі неправильно прийнятих управлінських рішень із заміни устаткування на більш потужне. Експлуатаційні втрати виникають під час передавання електроенергії та пов'язані із системою підтримки працездатності ліній електропередач.

До контрольованих відносять: технічні втрати, втрати на власні потреби та недосконалість системи обліку. Тоді як до неконтрольованих втрат відносимо втрати пов'язані, насамперед, із погодними умовами, оскільки втрати на плавлення ожеледі підприємство контролювати не в змозі.

Найважливішим показником економічної роботи енергопостачальних підприємств є втрати електроенергії в електричних мережах. Це індикатор стану системи обліку електроенергії, ефективності енергозбутової діяльності енергопостачальних організацій. Цей індикатор свідчить про проблеми, які вимагають рішень, що стосуються розвитку, реконструкції й технічному переоснащенні електричних мереж, удосконаленні методів і засобів їхньої експлуатації й керування, у підвищенні точності обліку електроенергії, ефективності збору коштів за спожиту електроенергію тощо. Структура втрат електроенергії в мережах матиме такий вигляд (рисунок 2.1).

Щоб вирішити проблему зменшення втрат, при передаванні електроенергії потрібно пройти такі етапи [6]:

- зібрати необхідну інформацію про методи виявлення втрат;
- розрахувати втрати як показники роботи енергетичних підприємств;
- виявити місця де виникають найбільші втрати;
- вибір ефективних заходів щодо зниження втрат при передаванні електроенергії;
- провести аналіз ефективності від впровадження даних заходів.

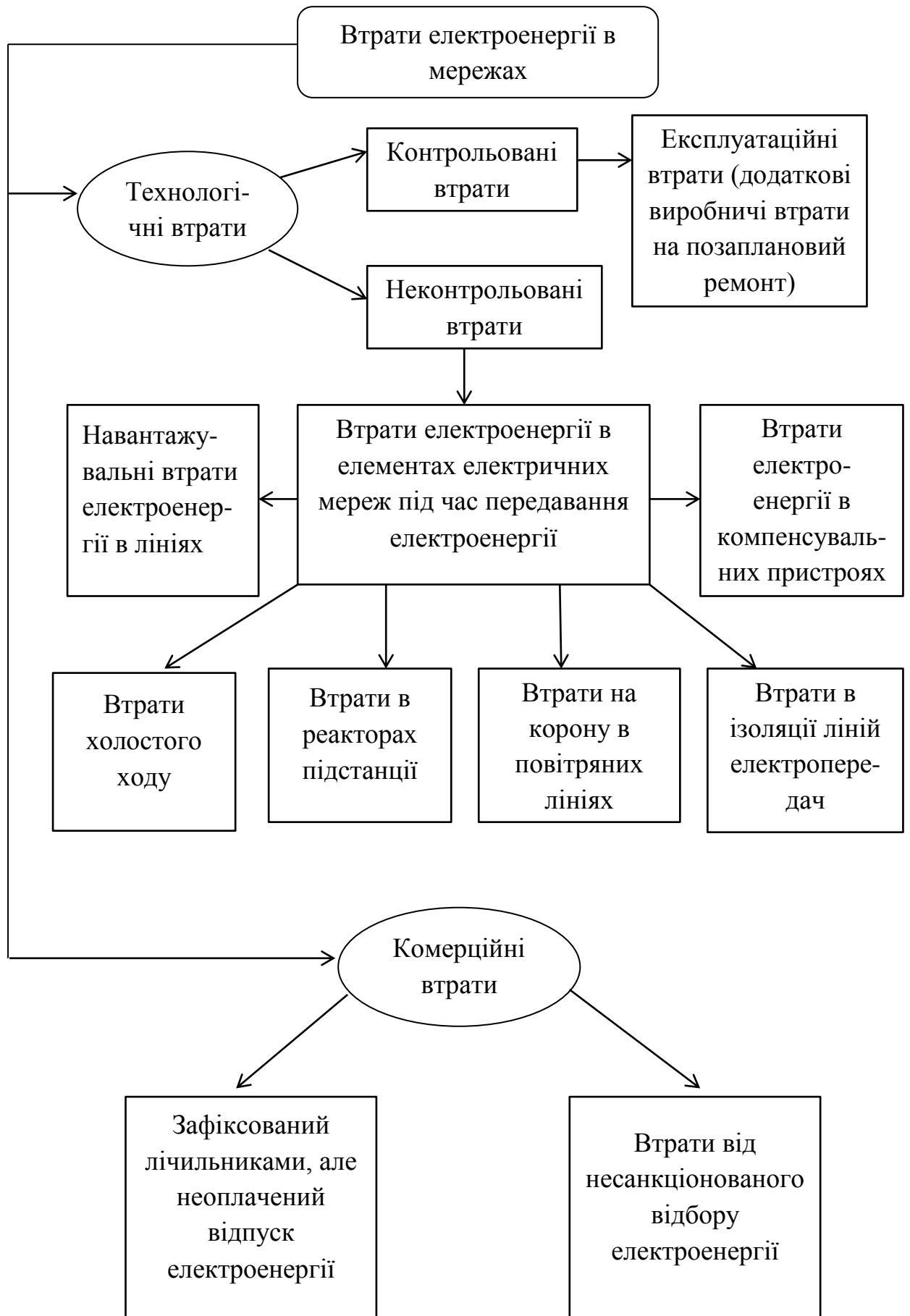


Рисунок 2.1 – Втрати електроенергії в електричних мережах

За міжнародними статистичними даними, відносні втрати електроенергії при її транспортуванні електричними мережами в більшості розвинених країнах можна вважати задовільними, якщо вони не перевищують 4 - 5%. Якщо втрати електроенергії становлять 10%, їх вважають допустимими втратами. Отже, втрати які є допустимими це нормативні, а втрати які перевищують усі допустимі норми, та підприємство не може їх зменшити це понаднормативні втрати.

Аналізування літературних джерел та статистичних даних дає змогу зробити висновок, що різке загострення питання зниження втрат електроенергії в електричних мережах вимагає діяльного пошуку нових шляхів її вирішення, нових заходів до вибору відповідних методів, а головне, до організації роботи зі зниженням втрат.

У зв'язку з малими інвестиціями у розвиток та удосконалювання систем керування режимами роботи електричних мереж, технічне переозброєння електричних мереж, в облік електроенергії, виникла тенденція, що негативно впливає на рівень втрат у мережах, оскільки застаріле обладнання, фізичне й моральне зношування засобів обліку електроенергії, невідповідність встановленого обладнання передавальній потужності.

Проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах у господарському механізмі енергетики посідає одне з найперших місць та виокремилася в одне із завдань забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних підприємств.

2.2 Сутність системи виявлення та зменшення втрат на основі альтернативних рішень

На сьогоднішній день склалися несприятливі умови, які загрожують надійному та сталому функціонуванню системи електрозабезпечення [7].

Застарілі, немодернізовані електричні мережі всіх класів напруги, призводять до втрат електроенергії при передаванні. Зростання кількості об'єктів, які відпрацювали свій технічний ресурс, призводить до погіршення показників надійності мереж підприємства [4]. На основі цього можна запропонувати сформуванню систему рішень, яка дала б змогу вирішити проблеми які склалися у енергопостачальних підприємств. Отже, всі рішення які пов'язані із зменшення втрат на підстанції М-2 зображені на рисунку 2.2.

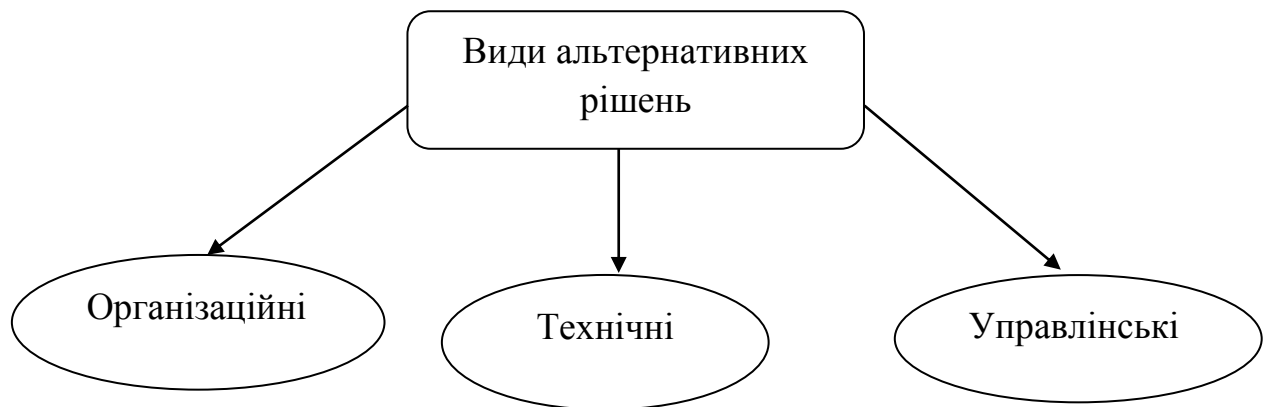


Рисунок 2.2 – Види альтернативних рішень щодо зменшення втрат електроенергії на підстанції М-2

Втрати електроенергії в мережах є складовою операційних витрат підстанції, тому прийняття рішень щодо їх зменшення має принциповий характер. Кожен вид рішень має свою особливість та важливість прийняття.

Втрати електричної енергії характерні для всіх систем розподілу електричної енергії. Правильне проектування та експлуатація електричних систем дозволяють не тільки звести їх до мінімуму, а й забезпечити зниження витрат на електричну енергію [8].

Рішення щодо зниження втрат електричної енергії діляться на три групи:

1. Організаційні – по вдосконаленню експлуатації електричних мереж і оптимізації їх схем і режимів. організаційні заходи практично не потрібні для їх впровадження додаткових капіталовкладень. До них слід віднести:

– оптимізацію режимів по напрузі і реактивної потужності;

- збільшення вироблення реактивної потужності на генераторах станції при нестачі її в енергосистемах;

- відключення частини трансформаторів при зниженні навантажень;
- рівномірний розподіл однофазних навантажень по фазам.

2. Технічні – по реконструкції, модернізації і будівництву мереж.

Технічні заходи вимагають додаткових капіталовкладень і проведення таких заходів має бути обґрунтовано відповідними техніко-економічними розрахунками. Вони включають в себе:

- встановлення компенсуючих пристроїв;
- заміну проводів повітряної лінії на проводи більшого перетину;
- прокладання додаткових силових кабелів;
- заміну трансформаторів при збільшенні навантаження;
- заміна масляних вимикачів на вакуумні;
- встановлення пристроїв регулювання під напругою (РПН) на трансформаторах;
- встановлення лінійних регуляторів, шунтуючих реакторів.

3. Заходи вдосконалення обліку електричної енергії.

Ці заходи знижують комерційні втрати енергії, покращують систему обліку енергії, уточнюють вихідну інформацію для розрахунку режимів мережі.

Оцінку можливостей щодо зменшення фактичних втрат електроенергії на власні потреби необхідно проводити для кожної підстанції окремо, враховуючи при цьому специфіку енергетичного об'єкту, плани його реконструкції і технічного переоснащення та заходи, передбачені планами ремонтно-технічного обслуговування.

Усі рішення мають бути взаємопов'язаними між собою, тобто практично завжди необхідним є загальносистемний підхід до вибору цих рішень. Тому в роботі пропонується створити систему альтернативних рішень, щоб досягти бажаного результату. Як і кожна система, так і система

альтернативних рішень повинна базуватись на своїх властивостях, які об'єднують ці рішення в цілісну систему (рисунок 2.3).

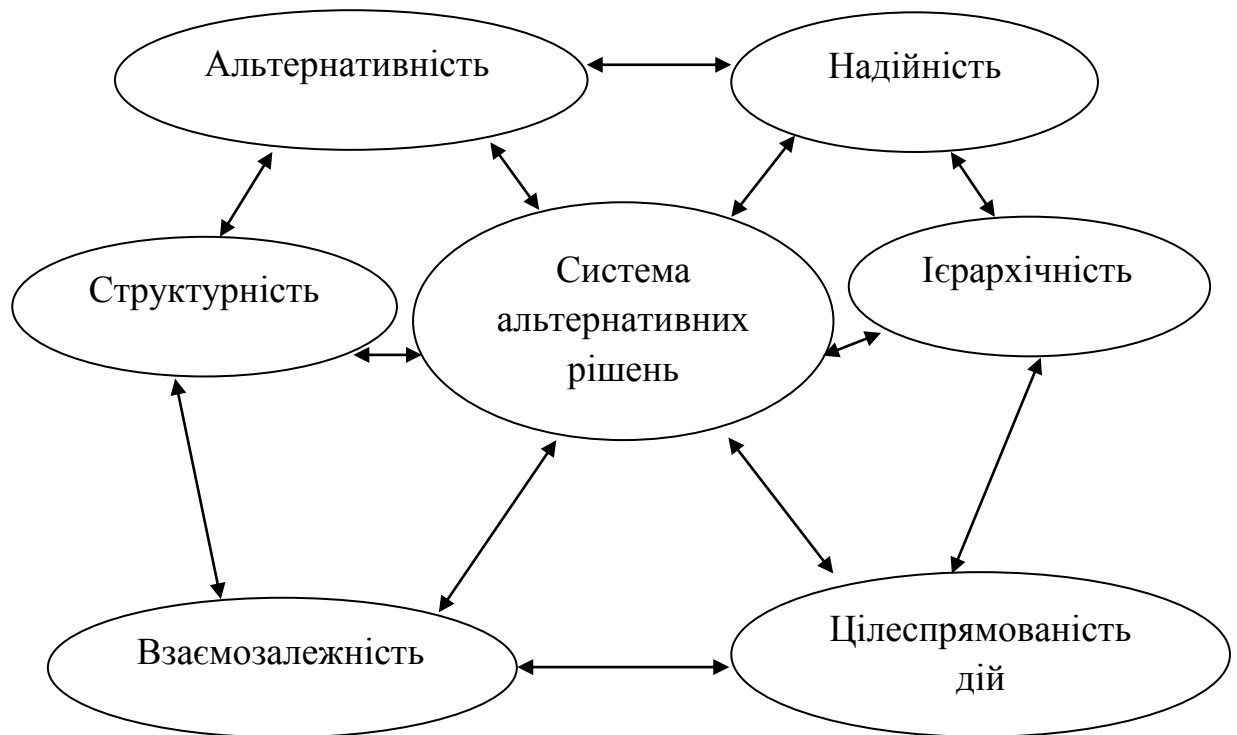


Рисунок 2.3 – Принципи побудови системи альтернативних рішень

Отже, щоб прийняти рішення щодо зменшення втрат електроенергії на підстанції, нами запропоновано використати систему альтернативних рішень. В свою чергу ця система базується на принципах, які забезпечують її ефективне функціонування.

Структурність – кожне рішення має свою структуру, яка характеризує організованість системи альтернативних рішень на енергопостачальних підприємствах. Структурність зв'язків даної системи є відносно незалежним, тобто рішення можуть прийматися як цілісно, так і поодиночно.

Надійність – при виявленні порушення одного компонента функціонування системи альтернативних рішень, негайна заміна на інше рішення із збереженням кінцевого бажаного результату проекту.

Взаємозалежність – рішення пов'язані між собою, а також із зовнішнім середовищем, що дасть можливість більш точно оцінити ситуацію та обрати правильне альтернативне рішення.

Ієрархічність – в системі альтернативних рішень на енергопостачальних підприємствах ставиться план першочергового прийняття рішень та наступних з меншою вагомістю. Цілеспрямованість дій – діяльність системи альтернативних рішень на енергопостачальних підприємствах підпорядкована одій цілі – зменшення втрат електроенергії.

Альтернативність – кожен елемент системи може розглядатися, як окрема система рішень, для виконання поставлених цілей. У роботі висвітлено необхідність зменшення втрат та наведено систему виявлення та уникнення втрат операційної діяльності енергопостачальних підприємств. Найбільший вплив на вибір рішення, забезпечують критерії, які дають можливість оцінити перспективність даного вибору, та поставлені обмеження при яких буде формуватися економіко-математична модель для зменшення втрат електроенергії. Дана система базується на альтернативних рішеннях щодо зменшення втрат електроенергії при транспортуванні. Робота щодо зниження технологічних втрат електроенергії повинна носити плановий характер і відповідати вимогам порядку формування інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та постачання електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕ [9].

У роботі висвітлено необхідність зменшення втрат та наведено систему виявлення та уникнення втрат операційної діяльності енергопостачальних підприємств (рисунок 2.4). Найбільший вплив на вибір рішення, забезпечують критерії, які дають можливість оцінити перспективність даного вибору, та поставлені обмеження при яких буде формуватися економіко-математична модель для зменшення втрат електроенергії. .

Робота щодо зниження технологічних втрат електроенергії повинна носити плановий характер і відповідати вимогам порядку формування інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та постачання електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕ [9]. Система виявлення та

зменшення втрат операційної діяльності енергопостачальних підприємств представлена на рисунку 2.4.

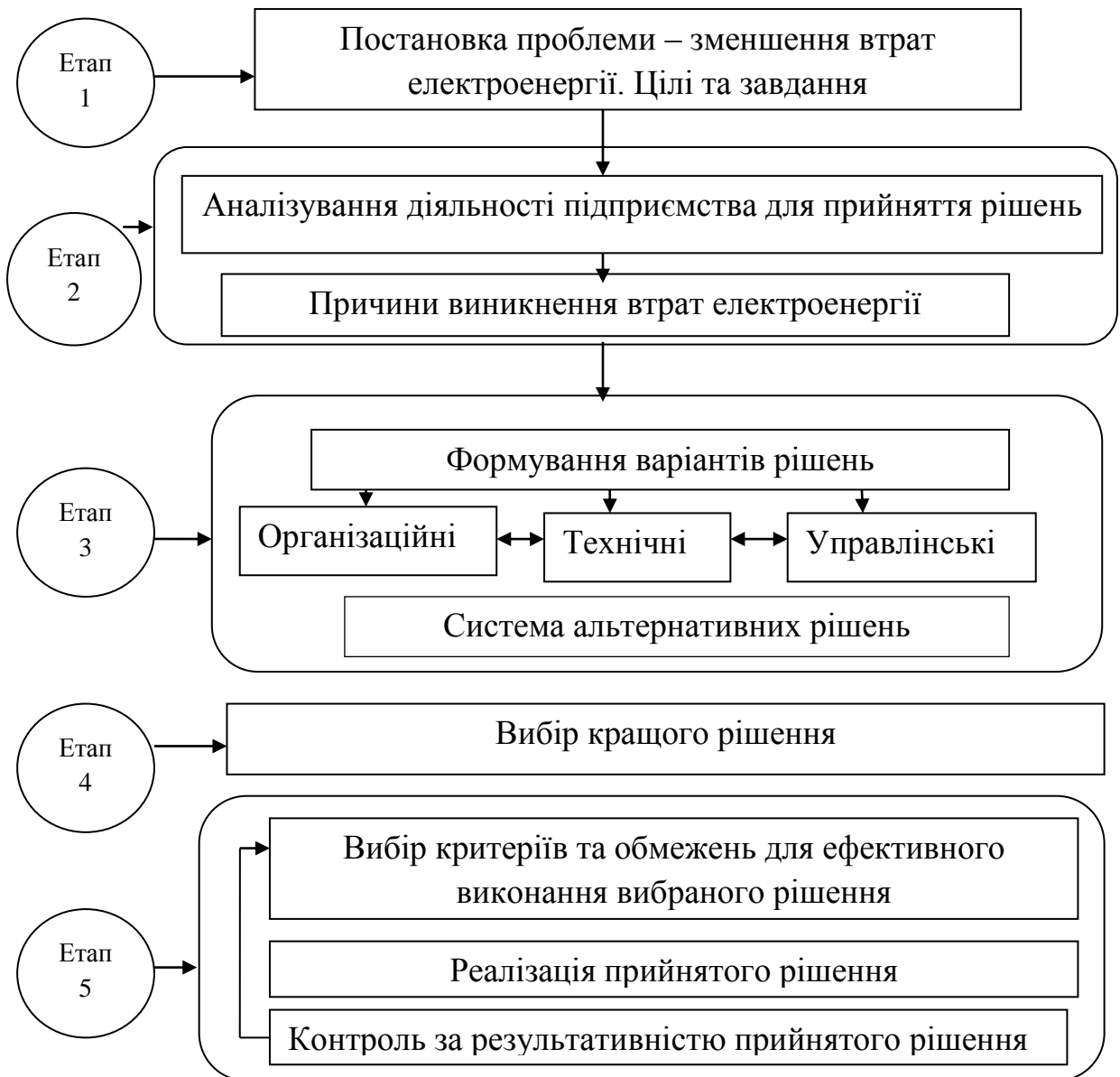


Рисунок 2.4 – Система виявлення та зменшення втрат операційної діяльності енергопостачальних підприємств

Розробляючи плани заходів щодо зниження втрат електроенергії при її передаванні використовують різні методи [10]:

- балансовий метод планування, який полягає у складанні балансів електроенергії за суб'єктами енергетики в цілому, їх структурними підрозділами і енергооб'єктами;

- нормативний метод планування, який використовує системи норм та нормативів технологічних втрат електроенергії;

– метод планування технологічних втрат електроенергії за техніко-економічними показниками, який враховує впровадження нової техніки та технологій, нове будівництво, реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж і супутній економічний ефект.

Розробляючи плани зниження технологічних втрат електроенергії потрібно керуватися таким особливостями (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 – Особливості розробки планів щодо зниження технологічних втрат

Особливості	Зміст особливостей
Неперервність планування	Розробляються короткострокові (на термін до року) та довгострокові (на термін понад один рік) плани заходів щодо зниження технологічних втрат електроенергії
Спрямованість дій	Доцільне використання всіх ресурсів та підвищення ефективності виробництва
Інноваційність	Планування здійснюється на інноваційній основі
Пріоритетність реалізації заходів	Вибір та виконання в першу чергу заходів, які є найбільш ефективними
Взаємоузгодженість і координація суб'єктів електроенергетики	В плануванні мають бути задіяні всі структурні підрозділи суб'єкта електроенергетики для забезпечення збалансованої роботи

Для вибору заходів, особливо пов'язаних зі зміною схеми електричної мережі, потрібно застосовувати методи характерних режимів, характерної доби, головних компонентів, гармонік, що домінують, тощо, у яких втрати електроенергії розраховуються за навантаженнями вузлів поза залежністю від перетікань у відгалуженнях. При цьому, якщо існують важко передбачувані, а тим більше реверсні перетікання потужності, потрібно під час вибору заходів визначати характерні для даної електричної мережі втрати

електроенергії і за можливості вже за ними вибирати заходи щодо їхнього зниження.

Розрахунки технологічних втрат електроенергії на підстанції виконують за різними даними, такими як, ретроспективні дані, оперативні дані, які отримують за допомогою телевимірювань, та за даними прогнозованими на перспективу — рік і більше.

Ретроспективні розрахунки на підстанції виконують для визначення структури технологічних втрат електроенергії за групами елементів електричної мережі та визначення втрат електроенергії, виявлення елементів (груп елементів) з підвищеними технологічними втратами електроенергії і розроблення заходів щодо їх зниження. Також ці розрахунки використовують для визначення фактичної ефективності впроваджених заходів щодо зниження технологічних втрат електроенергії, складання балансів електроенергії за суб'єктами енергетики в цілому, їх структурними підрозділами і енергетичними об'єктами та для розроблення заходів щодо зведення небалансів до допустимих значень та визначення техніко-економічних показників суб'єктів енергетики.

Оперативні розрахунки дають змогу контролювати поточні значення технологічних втрат електроенергії та їх зміни в часі і оперативно коригувати режими, також схеми електричних мереж з метою мінімізації технологічних втрат електроенергії. Перспективні розрахунки виконують функцію визначення очікуваних технологічних витрат електроенергії на наступний і подальші роки та розрахунку очікуваної ефективності планованих заходів щодо зниження технологічних втрат.

Рівень втрат енергії залежить від різних факторів. З однієї сторони, це особливості устаткування, що експлуатується, з іншої – це особливості процесу передавання електроенергії. Звідси впливає можливість складання поетапної послідовності до визначення втрат електричної енергії на підприємствах.

Етапи підготовки визначення втрат електроенергії енергопостачальні підприємства проводять в декілька етапів (рисунок 2.5):



Рисунок 2.5 – Етапи підготовки визначення втрат електроенергії на енергопостачальних підприємствах

Для аналізу технологічних втрат електроенергії й оцінювання гарантованого ефекту від впровадження заходів щодо їх зниження результати розрахунків рекомендовано зображати у вигляді нижньої (ΔW_{min}) і верхньої (ΔW_{max}) меж інтервалів технологічних втрат електроенергії та їх складових.

Розрахунковий інтервал невизначеності $\Delta W_{max} - \Delta W_{min}$ технологічних втрат електроенергії визначають за повнотою і точністю вхідних даних про схеми і навантаження елементів електричних мереж та похибками методів,

які використовують під час розрахунків. Для розрахунків режимів та втрат електроенергії в електричних мережах суб'єкта енергетики потрібно використовувати методи і комп'ютерні програми, які задовольняють вимоги нормативних документів. Програмне забезпечення, застосовуване для розрахунку втрат електроенергії і вибору заходів щодо їхнього зниження, має відповідати таким умовам [10]:

- у програмах, які застосовують для розрахунку ustalених режимів, втрат електроенергії і вибору заходів щодо їх зниження, потрібно використовувати типові чи експериментальні статистичні характеристики навантажень для їхнього коригування, особливо, коли характер цих навантажень відомий;

- у програмах, які використовують для оптимізації режиму за реактивною потужністю під час аналізу необхідності встановлення пристроїв поздовжньо-поперечного регулювання потужності в неоднорідних електричних мережах потрібно мати можливість задавати комплексні коефіцієнти трансформації;

- важливим є правильний вибір балансувального вузла, тому що це може істотно спростити чи, навпаки, ускладнити розрахунки за допомогою впровадженого програмного забезпечення.

У разі оцінювання ефективності втрат на реалізацію заходів щодо зниження втрат електроенергії розглядають заходи двох видів:

- заходи, капітальні вкладення в які, експлуатаційні витрати і техніко-економічні показники діяльності підприємства, змінюються за роками розрахункового періоду;

- заходи, витрати на які здійснюють одноразово, а експлуатаційні витрати і техніко-економічні показники діяльності підприємства, є стабільними протягом терміну окупності, який не перевищує одного року.

Для заходів, що не вимагають значних капітальних вкладень, економічний ефект (E_e) визначається як різниця між обсягом запланованого

зменшення вартості технологічних втрат електричної енергії (D_t) за рік, грн., та сумою витрат, понесених для реалізації такого заходу (C_e), грн. [11]:

$$E_e = D_t - C_e, \quad (2.3)$$

де C_e – сумарна вартість поточних затрат на експлуатацію та ремонт обладнання, грн. Для проектів, де термін окупності очікується в межах до 5 років, пропонується в показнику C_e використовувати лише вартісне значення амортизації, оскільки при закупках такого роду обладнання та робіт енергосистемою вимагається повна гарантія від підрядника на обладнання терміном 60 місяців. Значення C_e може бути розраховане за формулою [11]:

$$C_e = \frac{K}{T_{\text{експ}}}, \quad (2.4)$$

де K – капітальні вкладення в заміну технологічного обладнання для даного приєднання, грн.;

$T_{\text{експ}}$ – корисний термін експлуатації технологічного обладнання, роки;

D_t – обсяг очікуваного зменшення вартості технологічних втрат електричної енергії за рік, який може бути визначений за формулою:

$$D_t = \Delta W_{\text{ефект}} \cdot b, \quad (2.5)$$

де $\Delta W_{\text{ефект}}$ – розраховане у відповідності до значення річного зниження втрат електричної енергії, кВт·год.;

b – вартість електроенергії, що повинна бути придбана підприємством для компенсації технологічних витрат на її передачу електричними мережами (загалом визначається, як оптово-ринкова ціна електроенергії без врахування дотаційних сертифікатів, розрахована за правилами ОРЕ мінус тариф

системного оператора, що включає: тариф на послуги з передачі електричної енергії, тариф на диспетчерське (оперативно - технологічне) управління.

В даному випадку можна обмежитись розрахунком простого економічного ефекту без врахування дисконтування економічних показників через наступне:

- 1) заходи, які мають короткий термін реалізації в межах одного року;
- 2) економічний ефект спирається на постійні показники зменшення витрат електричної енергії, витрат на технічне та ремонтне обслуговування обладнання. Застосування показника інфляції для моделювання їх вартості в наступних періодах при малих загальних термінах окупності проекту буде нівелюватись нормою дисконту, що в загальних умовах дорівнюватиме середньому по компанії показнику ставки короткострокових депозитів.

Для заходів, що вимагають капітальних вкладень, висновок щодо економічної ефективності заходів приймаємо на основі терміну окупності $T_{ок}$:

$$T_{ок} = \frac{K}{E_e}, \quad (2.6)$$

де K – капітальні вкладення, грн.;

E_e – економічна ефективність, грн/рік.

Під час розрахунку ефективності заходів зі зниження витрат, так само як і інших заходів щодо регулювання та економії електроенергії на підприємствах, необхідно враховувати системний ефект при зниженні витрат у електричних мережах суб'єкта енергетики. Так, наприклад, під час аналізу питання про оптимальну кількість трансформаторів у різних режимах роботи підприємства необхідно враховувати зміну витрат не тільки в цих трансформаторах, але й в електричних мережах суб'єкта енергетики з урахуванням того, що увімкнення-вимкнення трансформатора призводить до зміни як активних, так і реактивних витрат. У разі оптимізації кількості трансформаторів необхідно розраховувати зниження витрат як активної, так і

реактивної потужностей і потім визначати результуючий ефект з урахуванням зміни втрат в електричних мережах суб'єкта енергетики. Вибір заходів є ітераційним процесом, при цьому впровадження одних заходів впливає на інші. Цей процес закінчується тоді, коли послідовний вибір даних заходів сприятиме тому, що зміна втрат електроенергії буде дорівнювати нулю. Тому завжди має переважати загальносистемний, комплексний підхід до вибору заходів. Для обліку впливу зміни навантаження чи втрат в електричних мережах споживачів на втрати в електричних мережах суб'єкта енергетики рекомендовано використовувати узагальнені коефіцієнти приросту втрат активної потужності в електричних мережах суб'єкта енергетики в разі зміни активного і реактивного навантажень в електричних мережах споживачів [12].

Коефіцієнт втрат активної потужності в разі зміни активного навантаження в електричних мережах споживачів (K_a) – це відношення зміни втрат в електричних мережах суб'єкта енергетики до зміни активного навантаження в електричних мережах споживачів. Наприклад, $K_a = 0,1$ означає, що в разі зменшення навантаження в електричній мережі споживача на 1 кВт втрати в електричних мережах суб'єкта енергетики зменшуються на 0,1 кВт [11]. Коефіцієнт приросту втрат активної потужності до зміни реактивного навантаження називається економічним еквівалентом реактивної потужності (K_p). Він характеризує зміни втрат активної потужності в електричних мережах суб'єкта енергетики в разі зміни реактивного навантаження в електричних мережах споживачів. Якщо $K_p = 0,05$, то це означає, що в разі збільшення реактивного навантаження в електричній мережі підприємства на 100 кВАр втрати в електричних мережах суб'єкта енергетики збільшуються на 5 кВт [12].

У разі збільшення потужності конденсаторних батарей на 100 кВАр втрати потужності в електричних мережах суб'єкта енергетики зменшуються на 5 кВт. Величина K_p може приймати як позитивні, так і негативні значення. Якщо зміни перетікань реактивної потужності, викликані зміною

реактивного навантаження електричної мережі підприємства, спрямовано протилежно до похідного перетікання реактивної потужності, величина K_p приймає негативні значення. У цьому разі збільшення реактивного навантаження промислових підприємств призведе до зменшення втрат в електричних мережах (Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії).

Енергопостачальні підприємства плануючи свою діяльність ставлять перед собою цілі, досягнення яких можливе внаслідок дій, які будуть виконуватися в певній послідовності. Найбільш складним етапом є прийняття правильного рішення, яке дасть найкращий результат. Рішення лише тоді принесе користь, коли буде націлене на ефективне використання ресурсів енергетичного підприємства і може бути ним реалізоване.

Отже, сформувавши систему альтернативних рішень для зменшення втрат електроенергії на підстанції, ми маємо можливість вирішити поставлені перед підстанцією проблеми пов'язані із втратами електроенергії при її передаванні. Кожен етап прийняття рішення щодо уникнення втрат електроенергії при транспортуванні вимагає глибокого аналізування, адже це є комплексним процесом.

Створивши порядок прийняття рішень щодо зменшення втрат електроенергії, можна сказати, як саме приймаються рішення та хто і що на них впливає. Ціль ухвалення рішення – зробити кращий вибір з декількох наявних можливостей, щоб домогтися визначеного результату.

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ЗАХОДІВ ЗІ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПІДСТАНЦІЇ М-2

3.1 Пріоритетні завдання на підстанції М-2

У пункті 2.2, було сформовано систему виявлення та уникнення втрат, реалізація якої дасть змогу зменшити втрати електроенергії на енергопостачальних підприємствах під час передавання енергії. Кожне із запропонованих рішень має свої пріоритети та особливості.

Незадовільний стан електромереж є першочерговою причиною втрат електроенергії при її передаванні [13]. Тому, в даному випадку, в роботі буде розглянуто більш детально саме технічні рішення.

Потреба у виборі рішення проявилася у проблемі великих втрат електроенергії при її передаванні. Виявлення проблеми або можливості появи її є першим етапом процесу прийняття рішення щодо уникнення цієї проблеми. Воно вимагає вивчення зовнішнього і внутрішнього середовища на предмет виявлення непередбачених відхилень і вартих уваги керівництва перспектив. Ціллю енергопостачального підприємства є вирішення цієї проблеми за допомогою прийняття відповідного рішення. Так як, нами була розроблена система альтернативних рішень, енергопостачальному підприємству потрібно розставити пріоритетність цих рішень та першочерговість впровадження. Технічні рішення базуються на реконструкції, технічному переоснащенні та новому будівництві електромереж. Тому проаналізуємо в кожній області окремо їхні пріоритетні рішення для зменшення втрат електроенергії та прибуткової діяльності енергопостачальних підприємств.

Засобами для вирішення проблеми пов'язаної з подальшим підвищенням надійності передачі і постачання якісної електричної енергії споживачам є наступні [4]:

– забезпечення надійної, безпечної та безаварійної експлуатації електроустаткування, будівель, споруд, ліній електропередач, систем контролю, засобів диспетчерського і технологічного керування;

– забезпечення максимальної надійності та економічності енергопостачання, регламентованої енергетичними характеристиками устаткування.

Пріоритетні завдання для ПАТ «Запоріжсталь» на підстанції М-2 представлені на рисунку 3.1.



Рисунок 3.1 – Пріоритетні завдання ПАТ «Запоріжсталь» на підстанції М-2

3.2 Покращення роботи підстанції М-2 за умови впровадження ізолюваних ПЛ

Важливе значення в надійному забезпеченні якісною електроенергією споживачів мають повітряні лінії. Враховуючи те, що розвиток електроенергетики в області проходив 60 -ть років тому, більшість повітряних ліній прийшли в непридатність і потребують повної заміни чи реконструкції. Це становище зі станом розподільчих мереж постійно загрожує споживачам аварійним вимкненням електроживлення [14]. Не забезпечує достатню якість наданих послуг і спричинює збільшення експлуатаційних витрат. Крім цього, недостатнім на теперішній час є переріз алюмінієвих проводів повітряних ліній, які проектувалися ще в 60 -х роках, і не розраховані на теперішнє навантаження. Все це приводить до збільшення втрат електроенергії на її передачу, низький рівень напруги у частини споживачів та недостатню надійність роботи електромережі при стихійних явищах

Інститутом «Укрсіленергопроект» розроблено комплект нормативно-технічної документації згідно з наказом Міністерства палива та енергетики України від 20 .12.20 0 0 р. № 585 «Про впровадження в електричних мережах напругою 0 ,38 кВ самоутримних ізолюваних проводів» (Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії). Будівництво ліній з використанням цього методу може вирішити такі проблеми [14]:

- зменшує технологічні втрати електроенергії;
- виключає можливість розкрадання електроенергії методом «накиду» - найбільш поширений засіб крадіжок;
- забезпечує безаварійність роботи, оскільки значно отруднює коротке замикання на лінії;
- знижує експлуатаційні витрати;

- забезпечує безпеку для обслуговування персоналу і для сторонніх людей;
- зменшує втрати електроенергії за рахунок меншого ніж на повітряні лінії реактивного опору.

Щоб реалізувати всі заплановані роботи підприємству, потрібно розробити схему розвитку електричних мереж з врахуванням змін, які відбулися за останні п'ять років, також вирішити питання про достатність обсягу фінансування, забезпечити першочерговість будівництва об'єктів електричних мереж. У разі виконання робіт у повному обсязі буде зупинено процес «старіння» електричних мереж та зменшиться кількість мереж, яка відпрацювала свій ресурс. Також, підвищиться надійність схеми електропостачання, зросте стійкість енергосистеми до зовнішніх впливів природного та техногенного характеру.

Для успішної діяльності підприємства ПАТ «Запоріжсталь» на підстанції М-2 для зменшення втрат електроенергії при її передачі рекомендується провести реконструкцію та модернізацію вже існуючих ліній.

Підстанція М-2 ПАТ «Запоріжсталь» експлуатує 6 повітряних ліній електропередач напругою 150 кВ і 2 напругою 6 кВ. Деякі з цих повітряних ліній були ще побудовані на дерев'яних опорах, але на сьогодні на всіх цих повітряних лініях було проведено заміну дерев'яних опор на залізобетонні і металеві, але провід залишився старим, що часто призводить до його обриву, а це в свою чергу до втрат електроенергії. Термін служби старих проводів складає 46-47 років. Після заміни старих проводів на нові значно зменшиться кількість вимкнень і аварійно-відновлюваних робіт, а також підвищиться надійність електропостачання. Загальна довжина повітряних ліній (Державна служба статистики) 150 кВ ПАТ «Запоріжсталь» підстанції М-2 складає 75 км з них 20 км підлягають заміні та реконструкції. В більшості випадків це мережі побудовані в 60 -70 роках минулого століття.

Загальна орієнтована потреба в коштах ПАТ «Запоріжсталь» на реконструкцію та модернізацію електричних мереж 6,150 кВ, на 2022 рік становить 25110 тис.грн.

Щоб перебудувати ЛЕП 6,150 кВ потрібно використати технологію самонесучих ізольованих проводів (СП) (Державна служба статистики). Впровадження цієї технології має переваги перед традиційними повітряними лініями з неізольованими проводами (рисунок 3.2).

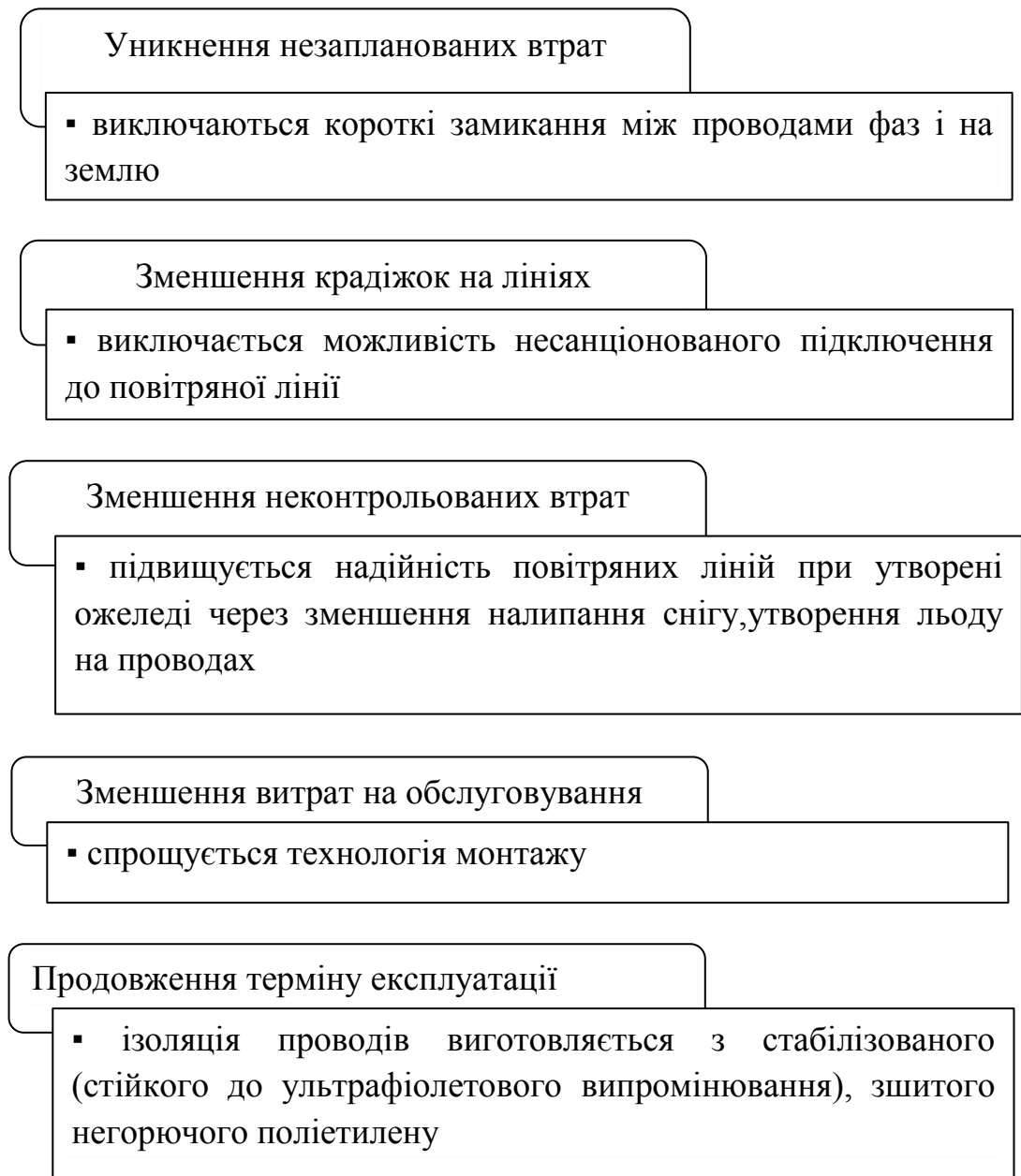


Рисунок 3.2 –Перспективи покращення роботи на підстанції М-2 за умови впровадження ізольованих ПЛ

На сьогоднішній день щорічні витрати на відновлювальний ремонт амортизованих ліній 6 кВ складають $Z_p = 2,5$ тис.грн./км. Потенційні річні збитки від відповідальності перед споживачами за постачання електроенергії з невідповідними параметрами можуть сягнути 30,76 тис.грн. на 1 км лінії. Запрогнозовано, що в ПЛ 6 кВ відбудеться зниження технологічних втрат електроенергії при переході на СІП на 3,09%. Економічна ефективність від зменшення втрат електроенергії складе – 2,80 тис.грн/км. В середньому недовідпуск внаслідок планових і непланових вимкнень в мережах складає – 1,035 млн.кВт·год. Збитки при цьому становлять 117,7 грн./км. При будівництві ліній з ізолюваними проводами зникне необхідність в періодичній чистці трас. Затрати на проведення чистки трас на лініях з неізолюваними проводами на сьогоднішній день складають 241,56 грн./км. Після перебудови ліній вартість повернених з демонтажу матеріалів, кольорових та чорних металів на 1 км лінії складатиме 8,56 тис.грн. Термін окупності 1 км ПЛІ буде становити приблизно 11 років. Показники економічної діяльності ПАТ «Запоріжсталь» підстанції М-2 наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Економічна оцінка показників ПАТ діяльності «Запоріжсталь» підстанції М-2 за 20 22 рік

Показники	Розмірність	Значення показника
Щорічні витрати на відновлюваний ремонт	тис.грн./км	2,5
Корисний відпуск е/е споживачам	тис.кВт·год	1373053
Середній розрахунковий тариф	грн	2,04
Потенційні збитки за постачання е/е з невідповідними параметрами	тис.грн./км	30,76
Економічна ефективність від зменшення втрат електроенергії	тис.грн/км	2,80
Недовідпуск е/е в мережах	тис.кВт·год	1035
Вартість повернених з демонтажу матеріалів, після перебудови ліній	тис.грн	8,56
Термін окупності устаткування	років	11

Підстанція М-2 ПАТ «Запоріжсталь» також експлуатує 75 км ПЛ 150 кВ, з яких підлягає заміні та реконструкції – 20 км. Зокрема це лінії на дерев'яних опорах, які є аварійними і створюють небезпеку навколишньому середовищу. Крім того надійність їх роботи є низькою, щороку стається 2,65 вимкнень на 1 км лінії. Кожне вимкнення супроводжується недовідпуском електроенергії на 2,86 тис.кВтгод. Економічна ефективність від зменшення втрат електроенергії складе – 4,7 тис.грн/км. Затрати на проведення чистки трас на лініях з неізолюваними проводами на сьогоднішній день складають 241,56 грн./км. Після перебудови ліній вартість повернених з демонтажу матеріалів, кольорових та чорних металів на 1 км лінії складатиме 11,4 тис.грн. Щорічні витрати на відновлюваний ремонт амортизованих ліній 150 кВ складають 2,75 тис.грн./км (Державна служба статистики).

3.3 Заміна масляних вимикачів на вакуумні

На підстанції М-2 встановлені масляні вимикачі МГГ-10-5000/45 У2, які відпрацювали свій ресурс (більше ніж в 2 рази). При цьому подальша експлуатація без реконструкції може привести к аварійним ситуаціям, та збільшенням втрат електричної енергії. Пропонується виконати заміну 17 шт. масляних вимикачів на вакуумні ВВ/TEL-10 /160 0 У2.

Технічні характеристики обох вимикачів представлено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Основні технічні характеристики вимикачів

Технічна характеристика	Значення	
	Масляний вимикач МГГ-10-5000/45 У2	Вакуумний вимикач ВВ/TEL-10/1600 У2
1	2	3
Номинальна напруга, кВ	10	10
Найбільша робоча напруга, кВ	12	12
Номинальний струм, А	5000	1600

Продовження таблиці 3.2

1	2	3
Номинальний струм відключення, кА	45	20
Параметри наскрізного струму короткого замикання, кА:		
– найбільший пік	120	52
– струм термічної стійкості	45	12,5
Власний час відключення вимикача, с, не більше	0,12	0,015
Власний час включення вимикача, с, не більше	0,4	0,07
Повний час відключення вимикача до згасання дуги, с	0,14	0,10
Вага олії, кг	4	–

Вакуумні вимикачі надійні в роботі і дозволяють телемеханізувати процеси керування приєднаннями підстанції, а зниження ступеня селективності на 0,25 сек. дозволяє знизити пошкодження обладнання, що знаходиться у зоні захисту і втрати потужності при протіканні струмів коротких замикань в мережах [15]. Установка вакуумних вимикачів з мікропроцесорними захистами економить електроенергію, яка використовувалась для обігріву комірок з масляними вимикачами. За даними Запорізького гідрометеоцентра середньодобова температура повітря нижче +5 °С по Запорізькій області спостерігається з 10 жовтня по 25 квітня і складає 197 днів на рік. При температурі +5 °С і нижче повинен включатись обігрів комірок масляних вимикачів і схем РЗА. Отже, кількість годин роботи нагрівних елементів становить 4728 год.

Середнє споживання енергії на обігрів схем РЗА однієї комірки 10 кВ складає:

$$W_l = 0,5 \cdot 4728 = 2364 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}. \quad (3.1)$$

Споживання електроенергії на обігрів масляних вимикачів і їх приводів:

$$W_2 = 2 \cdot 4728 = 9456 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}. \quad (3.2)$$

Всього споживання електроенергії одного масляного вимикача:

$$\Sigma W = W_1 + W_2, \quad (3.3)$$

$$\Sigma W = 2364 + 9456 = 11820 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}.$$

Враховуючи, що обігрів для вакуумних вимикачів 10 кВ не потрібен, споживання електроенергії на їх роботу буде рівним споживанню енергії реле УЗА – 10 А 21 ТА МРЗС – 0,5М ($P = 3,0$ Вт), де

$$W_3 = P \cdot T, \quad (3.4)$$

$$W_3 = 3,0 \cdot 8760 = 26,28 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}.$$

Річна економія електричної енергії при зміні одного масляного вимикача на вакуумний з реконструкцією захисту складе:

$$W = \Sigma W - W_3, \quad (3.5)$$

$$W = 11820 - 26,28 = 11793,32 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

При тарифі 2,04 грн. за 1 кВт·год економія на один вимикач складе:

$$E_1 = 11793,32 \cdot 2,04 = 24,1 \text{ тис.грн}. \quad (3.6)$$

Затрати на ремонт та технічне обслуговування масляного вимикача 10 кВ на рік складає 3,6 тис.грн. Вакуумні вимикачі не вимагають

проведення капітального ремонту, затрати на поточне обслуговування в рік складе 200 грн. Економія затрат ремонту складає:

$$E_p = 3600 - 200 = 3,4 \text{ тис.грн/рік} . \quad (3.7)$$

Вартість запасних частин матеріалів, отриманих від демонтажу масляного вимикача, становить $E_\delta = 1,3$ тис.грн. Загальна економія від заміни масляних вимикачів на вакуумні становить:

$$E = E_l + E_p + E_\delta, \quad (3.8)$$

$$E = 24,1 + 3,4 + 1,3 = 28,8 \text{ тис. грн/рік} .$$

Термін окупності визначається за формулою (2.6):

$$T = \frac{165}{28,8} = 5,7 \text{ років}.$$

Додатковими стимулами впровадження вакуумних вимикачів 10 кВ є забезпечення пожежної безпеки, за рахунок заміни пожежонебезпечних масляних вимикачів, а також істотне підвищення надійності системи електропостачання підприємства, що дозволить більше відпускати електричної енергії споживачам [16].

3.4 Встановлення трансформаторів меншої потужності

На даний час на підстанції М-2 ПАТ «Запоріжсталь» експлуатується чотири трансформатори. Тривала експлуатація трансформаторів, які

відслужили свій ресурс, під впливом зовнішніх факторів веде до старіння та пошкодження щитів комплектних трансформаторних підстанцій, їх ржавіння, що в свою чергу приводить до виходу з ладу силового обладнання, перерв в електропостачанні та недовідпуску електроенергії [17]. Крім того трансформатори, що монтувались в 60-70 роках в багатьох випадках виконані з порушенням вимог ПУЕ щодо допустимих габаритів, дані невідповідності часто фіксуються представниками Держенергонагляду. Встановлено, що на трансформаторах коефіцієнт зносу яких, відповідно до оцінки технічного стану, складає понад 70 % щорічно проводиться неплановий ремонт вартість якого в середньому складає 3600 грн./рік . При цьому кожне пошкодження на трансформаторі супроводжується недовідпуском 2,68 тис.кВт·год. Збитки від недовідпуску електроенергії при цьому складають :

$$E = 2,04 \cdot 2680 = 5,5 \text{ тис. грн.} \quad (3.9)$$

Щорічні витрати та збитки в експлуатації одного трансформатра складуть:

$$B = E + P, \quad (3.10)$$

$$B = 5,5 + 3,6 = 8,8 \text{ тис.грн.}$$

Зниження втрат електроенергії розраховується, як сума зниження втрат неробочого ходу та короткого замикання.

Втрати активної потужності складаються з двох частин втрат, що йдуть на нагрівання обмоток трансформатора, і втрат, що йдуть на нагрівання сталі які не залежать від струму навантаження [18].

Втрати електричної енергії в міді:

$$\Delta W_M = \Delta P_{M.ЮМ} \cdot K_3^2 \cdot \tau, \quad (3.11)$$

де $\Delta P_{м ном}$ – максимальні втрати потужності в міді, кВт;
 K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора, в.о;
 τ – час максимальних втрат, год.

Час максимальних втрат знаходиться за графіком залежності $\tau = f(T_{max})$ (рисунок 3.3) [18], де T_{max} час використання максимуму навантаження, який визначається характером виробництва і змінністю роботи споживача.

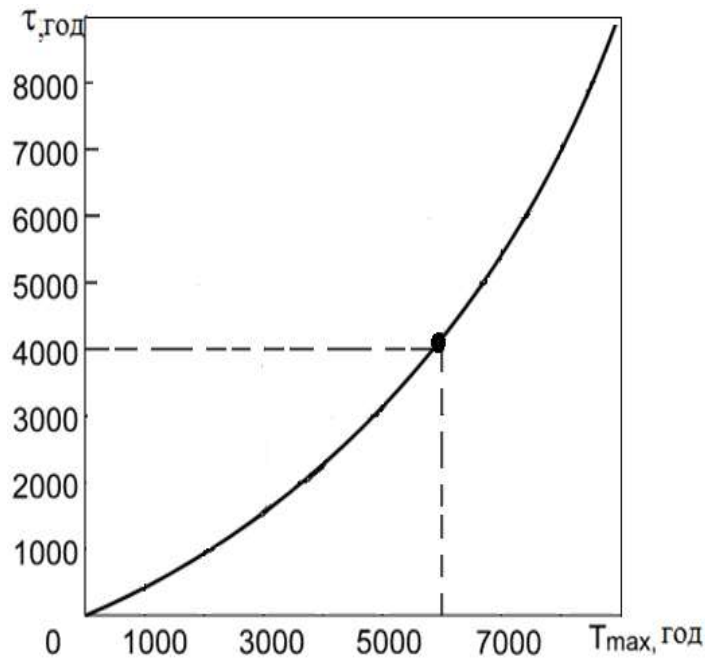


Рисунок 3.3 – Залежність часу максимальних втрат від тривалості навантаження при $\cos \varphi = 0,8$

Втрати електричної енергії в сталі:

$$\Delta W_{ст} = \Delta P_{ст} \cdot T_{\epsilon}, \quad (3.12)$$

де $\Delta P_{ст}$ – втрати в сталі трансформатора, кВт;
 T_{ϵ} – час включення трансформатора, год.

Сумарні активні втрати електричної енергії:

$$\Delta W = \Delta P_{м.ном} \cdot K_3^2 \cdot \tau + \Delta P_{ст} T_{\epsilon} = \Delta W_{м} + \Delta W_{ст}. \quad (3.13)$$

Каталогові дані трансформаторів Т1, Т2 потужністю 32 МВА [19]:

1) втрати короткого замикання, $\Delta P_k = 145$ кВт;

2) втрати холостого ходу, $\Delta P_{xx} = 35$ кВт.

Каталогові дані трансформаторів Т3, Т4 потужністю 63 МВА [19]:

1) втрати короткого замикання, $\Delta P_k = 235$ кВт;

2) втрати холостого ходу, $\Delta P_{xx} = 59$ кВт.

Для визначення втрат електричної енергії в міді ΔW_m , необхідно спочатку знайти час втрат τ , тому скористаємося графіком залежності часу максимальних втрат від тривалості навантаження (рисунок 3.3), так як $T_{max} = 5800$ год, тоді $\tau = 4000$ год. Значення коефіцієнтів завантаження обираються із таблиць 1.1-1.4 розглянутих раніше в підрозділі 1.2.

Визначимо втрати електричної енергії в міді в трансформаторах Т1-Т4 за формулою (3.11):

$$\text{в Т1: } \Delta W_{m1} = 145 \cdot 0,11^2 \cdot 4000 = 7,1 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$\text{в Т2: } \Delta W_{m2} = 145 \cdot 0,08^2 \cdot 4000 = 3,7 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$\text{в Т3: } \Delta W_{m3} = 235 \cdot 0,27^2 \cdot 4000 = 68,5 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$\text{в Т4: } \Delta W_{m4} = 235 \cdot 0,27^2 \cdot 4000 = 68,5 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год}.$$

Визначимо втрати електричної енергії в сталі в трансформаторах Т1-Т4 за формулою (3.12):

$$\text{в Т1,Т2: } \Delta W_{cm1,2} = 35 \cdot 8760 = 306,6 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$\text{в Т3,Т4: } \Delta W_{cm3,4} = 59 \cdot 8760 = 516,8 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год}.$$

Сумарні активні втрати електричної енергії в трансформаторах Т1-Т4 визначаються згідно формули (3.13):

$$\text{в Т1: } \Delta W_1 = 7,1 + 306,6 = 313,7 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$\text{в Т2: } \Delta W_2 = 3,7 + 306,6 = 310,3 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$\text{в Т3: } \Delta W_3 = 68,5 + 516,8 = 585,4 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$\text{в Т4: } \Delta W_4 = 68,5 + 516,8 = 585,4 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год}.$$

Аналогічно визначимо втрати електричної енергії в трансформаторах якщо встановити трансформатори меншої потужності 25, 40 МВА.

Каталогові дані трансформаторів Т1, Т2 потужністю 25 МВА [19]:

$$3) \text{ втрати короткого замикання, } \Delta P_k = 120 \text{ кВт};$$

$$4) \text{ втрати холостого ходу, } \Delta P_{xx} = 27 \text{ кВт}.$$

Каталогові дані трансформаторів Т3, Т4 потужністю 40 МВА [19]:

$$3) \text{ втрати короткого замикання, } \Delta P_k = 160 \text{ кВт};$$

$$4) \text{ втрати холостого ходу, } \Delta P_{xx} = 50 \text{ кВт}.$$

Визначимо втрати електричної енергії в міді в трансформаторах Т1-Т4 за формулою (3.11):

$$\text{в Т1: } \Delta W_{m1}' = 120 \cdot 0,11^2 \cdot 4000 = 5,8 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$\text{в Т2: } \Delta W_{m2}' = 120 \cdot 0,08^2 \cdot 4000 = 3,1 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$\text{в Т3: } \Delta W_{m3}' = 160 \cdot 0,27^2 \cdot 4000 = 46,7 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

в Т4: $\Delta W_{M4}' = 160 \cdot 0,27^2 \cdot 4000 = 46,7$ тис.кВт·год.

Визначимо втрати електричної енергії в сталі в трансформаторах Т1-Т4 за формулою (3.12):

в Т1,Т2: $\Delta W_{cm1,2}' = 27 \cdot 8760 = 236,5$ тис.кВт·год;

в Т3,Т4: $\Delta W_{cm3,4}' = 50 \cdot 8760 = 438$ тис.кВт·год.

Сумарні активні втрати електричної енергії в трансформаторах Т1-Т4 визначаються згідно формули (3.13):

в Т1: $\Delta W_1' = 5,8 + 236,5 = 242,3$ тис.кВт·год;

в Т2: $\Delta W_2' = 3,1 + 236,5 = 239,6$ тис.кВт·год;

в Т3: $\Delta W_3' = 46,7 + 438 = 484,7$ тис.кВт·год;

в Т4: $\Delta W_4' = 46,7 + 438 = 484,7$ тис.кВт·год.

Економія електроенергії за рік після встановлення трансформаторів 25, 40 МВА, визначається за формулою:

$$E_w = \Delta W - \Delta W', \quad (3.14)$$

$$E_{w1,2} = 624 - 481,9 = 142,1 \text{ тис. кВт·год.}$$

$$E_{w3,4} = 1170,6 - 969,4 = 201,2 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.}$$

Економія коштів E_k визначається за формулою :

$$E_k = T_{ee} \cdot E_w, \quad (3.15)$$

де T_{ee} – тариф на електричну енергію, складає 2,04 грн/кВт·год;

$$E_{k1,2} = 2,04 \cdot 142,1 = 290 \text{ тис. грн.}$$

$$E_{k3,4} = 2,04 \cdot 201,2 = 411 \text{ тис. грн.}$$

Результати аналізу наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Технічні дані трансформаторів на підстанції М-2 ПАТ «Запоріжсталь»

Потужність трансформаторів, МВА	Технічні дані		Кількість трансформаторів, шт.	Економія, тис.кВт·год/рік		
	ΔP_k , кВт	ΔP_{xx} , кВт		ΔW_m	$\Delta W_{ст}$	Всього
25	120	27	2	8,9	473	481,9
32	145	35	2	10,8	613,2	624
40	160	50	2	93,4	876	969,4
63	235	59	2	137	1033,6	1170,6

Слід врахувати, що заміна трансформаторів дозволить отримати від демонтажу запасні частини для повторного використання, зокрема: автоматичні вимикачі, грозозрядники, прохідні ізолятори, опорні ізолятори. Якщо припустити, що для повторного використання будуть придатні 50% демонтованих елементів і їх зношення не перевищуватиме 50%. Орієнтована вартість запасних частин від заміни одного трансформатора потужністю 32 МВА складе –16,3 тис.грн., та від трансформатора потужністю 63 МВА – 22,0 тис.грн.

Затрати на ремонт та технічне обслуговування трансформаторів потужністю 32 МВА на рік складає приблизно $З_{p1} = 28$ тис.грн., а трансформаторів потужністю 25 МВА $З_{p2} = 20$ тис.грн., 40 МВА $З_{p3} = 40$ тис.грн., та 63 МВА $З_{p4} = 57$ тис.грн.

Економія затрат ремонту від заміни трансформаторів потужністю 32 МВА на 25 МВА визначається за формулою:

$$E_{p1} = З_{p1} - З_{p2}, \quad (3.16)$$

$$E_{p1} = 28 - 20 = 8 \text{ тис.грн/рік.}$$

Економія затрат ремонту від заміни трансформаторів потужністю 63 МВА на 40 МВА визначається за формулою:

$$E_{p2} = З_{p3} - З_{p4}, \quad (3.17)$$

$$E_{p3,4} = 57 - 40 = 17 \text{ тис.грн/рік.}$$

4 ЛІНІЙНЕ ПРОГРАМУВАННЯ

4.1 Математична модель задачі лінійного програмування

В різних областях людської діяльності спеціалісти зустрічаються із задачами, які характеризуються такими властивостями:

- 1) на змінні величини накладається велика кількість обмежень;
- 2) задача має велику кількість розв'язків, із яких потрібно вибрати найкращий (оптимальний).

Наявність великого числа обмежень і варіантів розв'язків створює значні труднощі при розв'язанні таких задач. Розроблено математичні методи, які дозволяють шляхом відповідних розрахунків знаходити варіант із всіх можливих [20]. Розділ математики, який вивчає ці методи називається математичним програмуванням.

Для розв'язання конкретної економічної задачі потрібно побудувати математичну модель. Математична модель – це досить точний опис задачі за допомогою математичного апарату (різного роду функцій, рівнянь, систем рівнянь, нерівностей і т.д.); вимоги, які накладаються до створення моделей досить суперечливі. З одного боку бажано, щоб модель була досить простою, тобто в ній повинні бути враховані всі істотні фактори, які задані в умові задачі.

Процеси прийняття рішень лежать в основі будь-якої цілеспрямованої діяльності. Математичні та інформаційні моделі стали широко застосовуватись для опису та аналізу складних технічних, соціальних, економічних, медичних та інших систем.

Побудова математичних моделей включає наступні два етапи [21]:

1. Представляється у вигляді деякої залежності від невідомих величин переслідувана мета (прибуток від реалізації виробленої продукції, сумарні витрати на перевезення вантажів та тощо). Отриманий вираз називається

цільовою функцією, функцією цілі, функціоналом або критерієм ефективності даної задачі.

2. Формулюються умови, які повинні бути накладені на невідомі величини (змінні). вони витікають із наявності ресурсів, із необхідності задоволення потреб, із умов технології та інших економічних та технічних факторів. Ці умови представляють собою нерівності або рівняння.

Загальною задачею лінійного програмування (ЗЛП), представленої в довільній формі запису, називається задача, у якій необхідно визначити оптимум (максимум або мінімум) цільової функції [21]:

$$F = c_1 x_1 + c_2 x_2 + \dots + c_n x_n \rightarrow opt. \quad (4.1)$$

При наступних обмеженнях:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq \{ \geq \} b_i; \quad (i = \overline{1, s}), \quad (4.2)$$

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j = b_i; \quad (i = \overline{s+1, m}), \quad (4.3)$$

$$x_j \geq 0, \quad j = \overline{1, n}, \quad (4.4)$$

де a_{ij}, b_i, c_j – деякі коефіцієнти.

Функція (4.1) називається функцією цілі (цільовою функцією) або лінійною формою. Співвідношення (4.2) – (4.4) є обмеженнями задачі. Умови (4.4) називаються умовами незаперечності (невід’ємності), що накладають на змінні.

Для розв’язання практичних задач частіше використовуються інші форми постановок ЗЛП, а саме – симетрична й канонічна форми.

Надалі у викладі теорії математичного програмування надзвичайно важливе місце займає симетрична форма постановки ЗЛП, при якій необхідно знайти максимум лінійної форми [20]:

$$F = \sum_{j=1}^n c_j x_j \rightarrow \max. \quad (4.5)$$

При наступних обмеженнях:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i; \quad (i = \overline{1, m}), \quad (4.6)$$

$$x_j \geq 0, \quad j = \overline{1, n}. \quad (4.7)$$

4.2 Оптимальність за Парето

Із розділу 3 бачимо, що якість рішення в нашому випадку оцінюється за такими критеріями:

- 1) річна економія втрат електроенергії,
- 2) річна економія витрат на ремонтні роботи,
- 3) вартість повернених з демонтажу матеріалів.

Тоді вибір найкращого рішення є нетривіальним завданням, з'являється проблема: що слід розуміти під оптимальним рішенням? Справа в тому, що об'єктивно невідомо, яке рішення краще, якщо критеріїв багато і вони, можливо ще й «конфліктуючі». Зокрема, незрозуміло, яке рішення краще, якщо ми одночасно прагнемо максимізувати всі три наші критерії, приймаючи рішення про розподіл певного обсягу інвестиційних ресурсів, виділених для заміни морально застарілого чи фізично зношеного

енергетичного устаткування. Тому потрібно шукати компромісне рішення, що враховує важливість кожної цільової функції.

Таким чином, ми приходимо до поняття ефективного рішення. Властивістю ефективності (в крайньому випадку, слабкої ефективності) повинно володіти будь-яке рішення, що претендує на те, щоб його назвали оптимальним. Однак при такому підході залишається проблема вибору єдиного рішення, оскільки парето-оптимальних рішень, як правило, багато (часто нескінченно багато). Проблему вибору рішення з парето-оптимальних можна вирішити, наприклад, використовуючи метод цільового програмування [22]. При такому підході вдається побудувати одне рішення, яке є парето-оптимальним. Слід зазначити, що цільове програмування – це не єдиний метод знаходження одного парето-оптимального рішення. Зокрема, є спеціальна теорія арбітражних схем, яка дозволяє також вирішити дану проблему. У разі лінійної багатокритеріальної задачі є сенс говорити про екстремальні ефективні (парето-оптимальні) рішення. Кількість таких рішень обмежена, що істотно спрощує проблему їх вибору.

Нехай X означає множину допустимих рішень в деякій задачі, а $x \in X$ – допустиме рішення. Припустимо, що кожне рішення $x \in X$ оцінюється за n критеріями ($n \geq 2$).

Існує надзвичайно корисна конструкція для вирішення багатокритеріальних завдань – поняття оптимального за Парето або ефективного вирішення. Нехай $H_i(x)$, $x \in X$ – дійсна функція, значеннями якої є оцінки рішення $x \in X$ за критерієм i , де $i = 1, n$.

Тоді вектор $H(x) = [H_1(x), H_2(x), \dots, H_n(x)]$, $x \in X$ – набір оцінок рішення $x \in X$ за всіма критеріями. Припустимо, що ступінь переваги рішення $x \in X$ зростає зі зростанням компонент вектора H , тобто чим більше значення $H_i(x)$, тим краще рішення x за критерієм i , $i = 1, n$. Рішення називається $x \in X$ парето-оптимальним (оптимальним за Парето, або ефективним), якщо не існує іншого рішення $x \in X$, для якого $H_i(x) \geq H_i(x^*)$, $i = 1, n$.

Іншими словами, якщо $x^* \in X$ – парето-оптимальне рішення, то не існує іншого рішення $x \in X$, яке перевершує x^* хоча б за одним з n критеріїв, а за іншими критеріями не гірше.

Перевагою концепції ефективного рішення є те, що ефективні рішення існують в практично значущих класах задач. А недолік поняття парето-оптимального рішення полягає в тому, що воно, як правило, не дозволяє знайти єдиного рішення проблеми, можна отримати лише множину ефективних рішень.

4.3 Симплексний метод розв'язання задач лінійного програмування

Універсальним методом розв'язання ЗЛП є симплексний метод (метод послідовного поліпшення плану). Симплекс-метод – це поетапна обчислювальна процедура, в основу якої покладено принцип послідовного поліпшення значень цільової функції переходом від одного опорного плану задачі лінійного програмування до іншого.

Алгоритм симплекс-методу завжди починається з деякого опорного розв'язку (плану) і потім намагається знайти інший опорний план, який покращує значення цільової функції. Симплексний метод дозволяє вирішувати задачі в тому випадку, коли постановка записана в одній з канонічних форм.

Нехай задача лінійного програмування записана у вигляді (4.1) з обмеженнями (4.6) та (4.7).

Щоб розв'язати задачу лінійного програмування (ЛП) за допомогою симплекс-методу, необхідно виконати такі етапи [20]:

- 1) визначають початковий опорний план задачі лінійного програмування;
- 2) будують симплексну таблицю;

3) перевіряють опорний план на оптимальність за допомогою оцінок. Якщо план не є оптимальним, то переходять до нового опорного плану або встановлюють, що оптимального плану не існує;

4) переходять до нового опорного плану задачі, тобто розраховують нову симплексну таблицю;

5) повторюють дії, починаючи з пункту 3.

На етапі визначення початкового опорного плану задачі лінійного програмування, після її зведення до канонічної форми, відшуковують m одиничних лінійно незалежних векторів, які становлять базис m -вимірного простору.

Можливі такі випадки:

1) є необхідна кількість одиничних векторів, тоді початковий опорний план визначається безпосередньо без додаткових дій;

2) у системі обмежень немає необхідної кількості одиничних незалежних векторів. Тоді для побудови першого опорного плану застосовують метод штучного базису.

Перевірка опорного плану на оптимальність проводиться згідно з наступною теоремою. Теорема (ознака оптимальності опорного плану). Опорний план $X^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)$ задачі лінійного програмування є оптимальним, якщо для всіх $j, j = \overline{1, n}$ виконується умова [20]:

$$\Delta_j \geq 0 \text{ — для задачі на максимум,} \quad (4.8)$$

$$\Delta_j \leq 0 \text{ — для задачі на мінімум,} \quad (4.9)$$

де
$$\Delta_j = F_j - c_j = \sum_{i=1}^m c_j a_{ij} - c_j, j = \overline{1, n}.$$

У процесі перевірки умови оптимальності можливі такі випадки:

1) усі $\Delta_j, j = \overline{1, n}$ задовольняють умові оптимальності, і тоді визначений опорний план є оптимальним;

2) не всі Δ_j задовольняють умові оптимальності, і тоді потрібно виконати перехід до наступного, нового опорного плану задачі.

Перехід від одного опорного плану до іншого виконується зміною базису, тобто виключенням з нього деякої змінної та введенням замість неї нової з числа вільних змінних задачі. Змінна, яка включається до нового базису, відповідає тій оцінці, що не задовольняє умову оптимальності.

4.4 Метод цільового програмування

В основі методу цільового програмування для розв'язання багатокритеріальних задач лежить впорядкування критеріїв або цілей за ступенем важливості. Вихідна задача вирішується шляхом послідовного вирішення ряду завдань з однією цільовою функцією таким чином, що рішення задачі з менш важливою ціллю не може погіршити оптимального значення цільової функції з більш високим пріоритетом. В результаті ми отримуємо задовільне рішення для даної проблеми. Цільове програмування, як правило, застосовується до лінійних моделей. Основна його відмінність від завдання лінійного програмування полягає в тому, що багато цілей формалізуються не як цільові функції, а як обмеження в іншій більш загальній моделі [22]. З цією метою вводяться передбачувані кількісні значення цільових функцій і так звані, змінні відхилення (deviational variables) – «недостатні» і «надлишкові», які характеризують ступінь досягнення поставлених цілей для даного рішення. Гнучкість вибору значень для «недостатніх» і «надлишкових» змінних дозволяє цільовому програмуванню досягнути компромісного рішення.

Існує кілька методів цільового програмування, зокрема метод вагових коефіцієнтів і метод пріоритетів. У методі вагових коефіцієнтів єдина цільова функція формалізується як зважена сума вихідних часткових цільових

функцій. Недоліком цього методу є суб'єктивність присвоєння значень ваговим коефіцієнтам, хоча й існують методи, що знижують величину суб'єктивного фактора при їх виборі, як наприклад принцип Фішберна. У методі пріоритетів n часткових цільових функцій ранжуються в порядку важливості, а потім по чергово вирішуються завдання окремо з кожною цільовою функцією, починаючи з функції, що має найвищий пріоритет, і закінчуючи функцією, що має мінімальний пріоритет. У процесі вирішення послідовних завдань рішення задачі з цільовою функцією, що має більш низький пріоритет, не може погіршити отримані раніше рішення задач, що мають більш високий пріоритет.

На основі викладеного вище, можна сформувати три окремі цільові функції задачі лінійного програмування щодо розподілу певного обсягу інвестиційних ресурсів енергопостачального підприємства між технологічними рішеннями, що забезпечують зменшення втрат електроенергії:

$$\sum_{i=1}^n E_i \cdot X_i \rightarrow \max, \quad (4.10)$$

$$\sum_{i=1}^n R_i \cdot X_i \rightarrow \max, \quad (4.11)$$

$$\sum_{i=1}^n M_i \cdot X_i \rightarrow \max, \quad (4.12)$$

де X_i – кількість одиниць i -го типу обладнання, що підлягає заміні на нове з метою зменшення рівня втрат при постачанні електроенергії споживачам, од.;

E_i – річна економія технологічних втрат електроенергії у разі заміни одиниці i -го типу обладнання, тис. грн;

R_i – річна економія витрат на позапланові ремонтні роботи у разі заміни одиниці i -го типу обладнання, тис. грн;

M_i – вартість повернених з демонтажу старого обладнання матеріалів, яку отримує підприємство у разі заміни одиниці i -го типу обладнання, тис. грн.

Всі ці три цільові функції підлягають максимізації за умови дотримання наступних обмежень:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i \leq I, \\ \sum_{i=1}^n t_i \cdot X_i \leq T, \\ 0 \leq X_i \leq N_i, i = 1, n, \end{cases} \quad (4.13)$$

де P_i – вартість заміни одиниці i -го типу обладнання на нове, тис.грн;

t_i – трудомісткість заміни одиниці i -го типу обладнання на нове, людино-год.;

N_i –обсяг i -го типу обладнання, яке підлягає заміні на нове, од.;

n – кількість типів обладнання, що підлягає заміні на нове з метою зменшення рівня втрат при постачанні електроенергії споживачам;

I – обсяг інвестиційних ресурсів виділених на модернізацію електромереж енергопостачального підприємства на плановий період, тис. грн;

T – максимально можливий фонд робочого часу промислово-виробничого персоналу енергопостачального підприємства у плановому періоді, людино-год.

Як зазначалося вище, щоб перейти від задачі лінійного програмування до задачі цільового програмування необхідно формалізувати кожен з трьох наших цільових функцій, як «м'які» обмеження іншої більш загальної

моделі. Для цього в частковій цільовій функції вводяться змінні відхилення, які характеризують ступінь досягнення поставлених цілей для даного рішення.

У цільову функцію (4.10) введемо два змінні відхилення d_1^- і d_1^+ . Параметр d_1^- є мірою недосягнення відповідної цілі, а параметр d_1^+ – мірою перевищення даної цілі. Аналогічні змінні вводимо у цільові функції (4.11) та (4.12).

При фіксованому індексі j , який відповідає кількості «м'яких» обмежень або кількості часткових цілей у моделі цільового програмування (у нашому випадку $j = 3$) один із коефіцієнтів d_j^- , або d_j^+ повинен дорівнювати нулю, так як ціль не може бути не досягнута чи перевиконана одночасно.

Таким чином, нова цільова функція задачі цільового програмування полягає у мінімізації загальної девіації від досягнення наших трьох цілей:

$$d_1^- + d_2^- + d_3^+ \rightarrow \min, \quad (4.14)$$

за умови дотримання наступних «м'яких» (4.15) і «жорстких» (4.16) обмежень:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n E_i \cdot X_i + d_1^- - d_1^+ = E_{max} \\ \sum_{i=1}^n R_i \cdot X_i + d_2^- - d_2^+ = R_{max} \\ \sum_{i=1}^n M_i \cdot X_i + d_3^- - d_3^+ = M_{max} \end{cases}, \quad (4.15)$$

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i \leq I \\ \sum_{i=1}^n t_i \cdot X_i \leq T \\ 0 \leq X_i \leq N_i, i = 1, n, \\ d_j^- \geq 0, d_j^+ \geq 0. \end{cases} \quad (4.16)$$

Максимальні значення цільових функцій у формулах (4.15) E_{max} , R_{max} та M_{max} визначаються шляхом почергового розв'язку кожної з часткових задач лінійного програмування за умови дотримання обмежень (4.13).

Формуючи цільову функцію (4.14) ми приймали, що найбільш важливою ціллю для нас є мінімізація рівня втрат при постачанні електроенергії споживачам. Тому в цільову функцію включено саме параметр d_1^- , який є мірою недосягнення відповідної цілі, щоб мінімізувати його значення. З аналогічних міркувань було включено до цільової функції і параметр d_2^- , оскільки економія витрат коштів на позапланові ремонти має другий пріоритет.

Найнижчий пріоритет присвоюємо цілі максимізації вартості повернених з демонтажу старого обладнання матеріалів, тому що це на відміну від попередніх двох цілей є разові надходження для енергопостачального підприємства, а не щорічні. А отже, в цільову функцію включений параметр d_3^+ , який є мірою перевищення даної цілі. Таким чином, це засвідчує те, що досягнення даної цілі для нас є не найважливішим.

На основі даних підстанції М-2 ПАТ «Запоріжсталь» формуємо таблицю 4.1 вхідних значень параметрів для проведення цільового програмування розподілу інвестиційних ресурсів даного підприємства на наступний рік.

Загальна сума виділених інвестицій на рік: $I = 15110$ тис. грн. Чисельність електромонтерів, зайнятих експлуатацією електромереж – 115 осіб, що еквівалентно максимально можливому фонду робочого часу $T = 26390$ людино-год.

Сформовану на основі цих даних модель цільового програмування найкраще вирішувати у табличному редакторі Excel, за допомогою надбудови «Пошук рішення»[23].

Таблиця 4.1 – Вхідні значення параметрів моделі цільового програмування розподілу інвестиційних ресурсів підстанції М-2 ПАТ «Запоріжсталь»

№	План замін (X_i)	Річна економія втрат електроенергії (E_i)	Од. вим.	Річна економія витрат на ремонтні роботи (R_i)	Од. вим.	Вартість повернених з демонтажу матеріалів (M_i)	Од. вим.	Вартість заміни одиниці обладнання (P_i)	Од. вим.	Трудомісткість заміни одиниці обладнання (t_i)	Од. вим.	Необхідний обсяг заміни (N_i)	Од. вим.
1	Заміна ПЛЛ 150 кВ на ізольовану ПЛЛ (СПЛ)	4,7	<u>тис.грн</u>	2,75	<u>тис.грн</u>	11,4	<u>тис.грн</u>	400	<u>тис.грн</u>	1160	<u>люд – год</u>	20	км.
2	Заміна ПЛЛ 6 кВ на ізольовану ПЛЛ (СПЛ)	2,8	км	2,5	км	8,56	км	450	км	390	км	49	
3	Заміна масляних вимикачів на вакуумні	24,1		3,4		1,3		165		485		17	
4	Заміна трансформаторів Т1,Т2 потужністю 32 МВА на трансформатори 25 МВА	145	<u>тис.грн</u> шт	8	<u>тис.грн</u> шт	16,3	<u>тис.грн</u> шт	116	<u>тис.грн</u> шт	745	<u>люд – год</u> шт	2	шт.
5	Заміна трансформаторів Т3,Т4 потужністю 63 МВА на трансформатори 40 МВА	205,5		17		22		157		980		2	

Інструмент «Пошук рішення» додатку Microsoft Office Excel використовує програму нелінійної оптимізації Generalized Reduced Gradient. Щоб правильно провести цей діалог, треба підготувати дані задачі в комірках листа. При цьому частина комірок буде містити підписи (тобто текст, підписи оброблятися не будуть, їхнє призначення – зробити діалог максимально зручним, легко доступним користувачам), а частина – розрахункові формули або конкретні числові значення.

Алгоритм роботи у табличному редакторі Excel, за допомогою надбудови «Пошук рішення» [23]:

- 1) Установити цільову комірку, і вибрати радіо-кнопку відповідно до умови оптимізації.
- 2) На листі треба вибрати комірки, у яких будуть зберігатися поточні значення змінних, вхідних даних: Змінюючи комірки.
- 3) Необхідно вказати обмеження у вікні обмеження (рисунок.4.1).

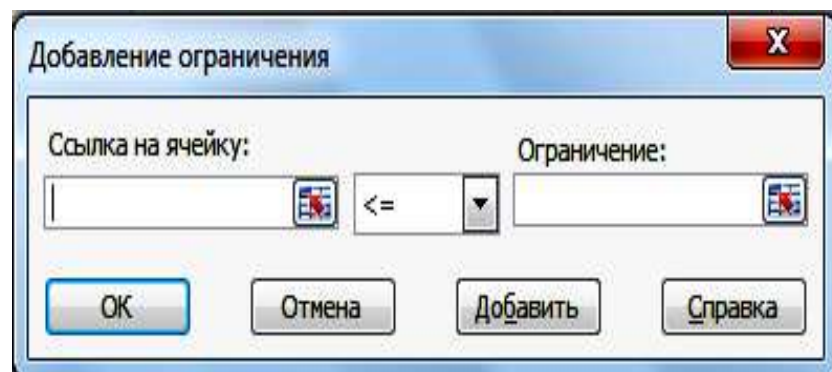


Рисунок 4.1 – Діалогове вікно обмеження інструменту «Пошук рішення» додатку Microsoft Office Excel

Після цього по черзі задаємо наші обмеження задачі і натиснемо кнопку Додати. Наприкінці натиснемо ОК, всі обмеження з'являться у вікні Обмеження. Треба пам'ятати й про вимоги невідомості змінних, які теж є обмеженнями. Після зазначення всіх необхідних обмежень вікно Пошук рішення виглядає як на рисунку 4.2.

Після натискання на кнопку Виконати, інструмент «Пошук рішення» реалізує оптимізаційний алгоритм і з'являється повідомлення про те, що

розв'язок знайдений (рисунок 4.3), а в змінюваних та в залежних від них комірках з'являються оптимальні значення величин.

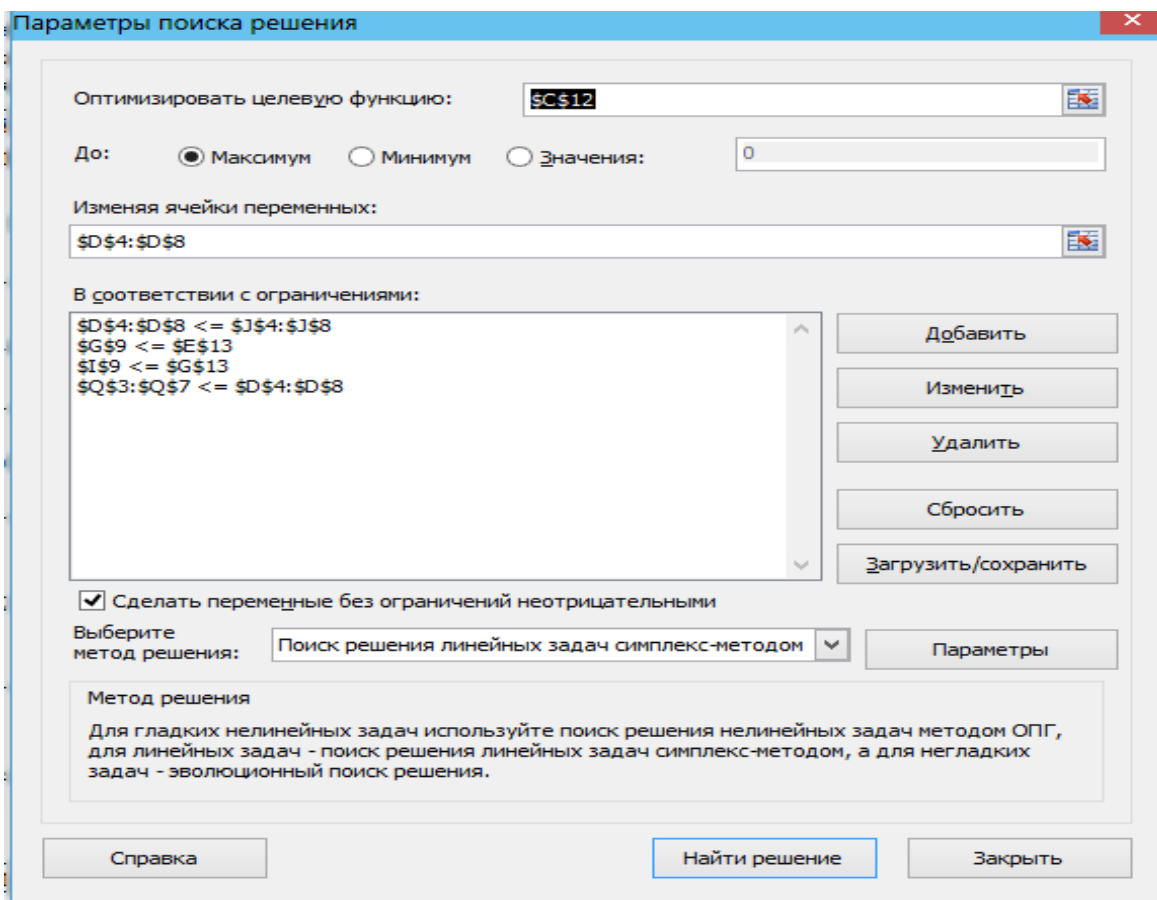


Рисунок 4.2 – Параметры «Пошуку рішення» додатку Microsoft Office Excel

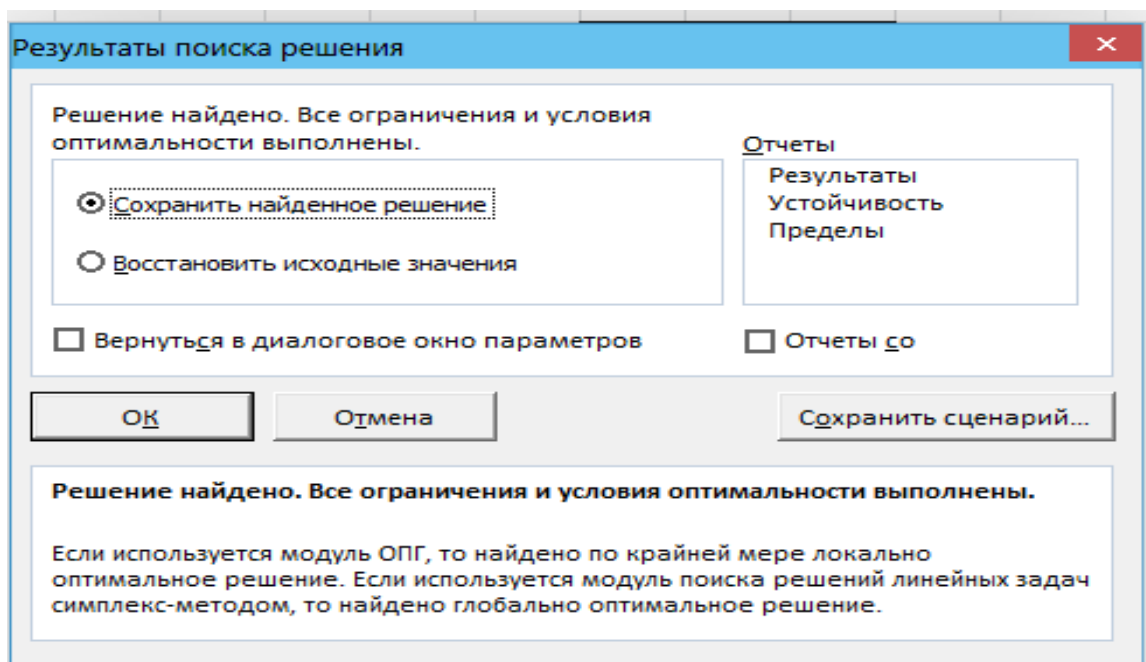


Рисунок 4.3 – Результаты «Пошуку рішення» додатку Microsoft Office Excel

Спочатку обчислюємо три окремі лінійні функції кожної з цілей для знаходження правих частин «м'яких» обмежень (4.15). Результати проведених розрахунків дозволили встановити ці параметри моделі на такому рівні:

- 1) $E_{max} = 1196,11$ тис. грн (Додаток А);
- 2) $R_{max} = 176,05$ тис. грн (Додаток Б);
- 3) $M_{max} = 401,73$ тис. грн (Додаток В).

Наступним кроком є розв'язування моделі цільового програмування. Згідно наведених вище вхідних даних, з метою задоволення всіх обмежень інвестиційні та трудові ресурси повинні бути розподілені між окремими типами обладнання, що підлягає заміні з метою зменшення рівня втрат енергопостачального підприємства, таким чином (Додаток Г):

- 1) ПЛ 150 кВ на ізольовану ПЛ (СІП) – 6 км;
- 2) ПЛ 6 кВ на ізольовану ПЛ (СІП) – 21 км;
- 3) Заміна масляних на вакуумні вимикачі 10 кВ – 17 шт;
- 4) Заміна трансформаторів Т1,Т2 потужністю 32 МВА на трансформатори 25 МВА – 2 шт;
- 5) Заміна трансформаторів Т3,Т4 потужністю 63 МВА на трансформатори 40 МВА – 2 шт.

Після визначення кількості одиниць заміни обладнання з метою зниження рівня втрат електричної енергії розраховується досягнута економія за рік для кожного плану замін:

$$E = E_e + E_p + E_m, \quad (4.17)$$

де E_e – річна економія втрат електроенергії, тис.грн;

E_p – річна економія витрат на ремонтні роботи, тис.грн;

E_m – вартість запасних частин матеріалів, отриманих від демонтажу, тис.грн.

Річна економія від заміни 6 км ПЛІ 150 кВ на ізолювану ПЛІ розраховується за формулою (4.17):

$$E_1 = 4,7 \cdot 6 + 2,75 \cdot 6 + 11,4 \cdot 6 = 104,38 \text{ тис.грн.}$$

Річна економія від заміни 21 км ПЛІ 6 кВ на ізолювану ПЛІ розраховується за формулою (4.17):

$$E_2 = 2,8 \cdot 21 + 2,5 \cdot 21 + 8,56 \cdot 21 = 293,95 \text{ тис.грн.}$$

Річна економія від заміни 17 шт масляних вимикачів на вакуумні розраховується за формулою (4.17):

$$E_3 = 24,1 \cdot 17 + 3,4 \cdot 17 + 1,3 \cdot 17 = 489,60 \text{ тис.грн.}$$

Річна економія від встановлення двох трансформаторів потужністю 25 МВА розраховується за формулою (4.17):

$$E_4 = 145 \cdot 2 + 8 \cdot 2 + 16,3 \cdot 2 = 338,6 \text{ тис.грн.}$$

Річна економія від встановлення двох трансформаторів потужністю 40 МВА розраховується за формулою (4.17):

$$E_5 = 205,5 \cdot 2 + 17 \cdot 2 + 22 \cdot 2 = 489 \text{ тис.грн.}$$

Загальна економія від заміни всіх типів обладнання:

$$E_{\text{заг}} = E_1 + E_2 + E_3 + E_4 + E_5, \quad (4.18)$$

$$E_{\text{заг}} = 104,38 + 293,95 + 489,60 + 338,6 + 489 = 1715,5 \text{ тис.грн.}$$

Результати розрахунку досягнутої економії та необхідні капіталовкладення, термін окупності плану заміни обладнання з метою зниження рівня втрат електричної енергії представлено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Економічні показники плану заміни обладнання з метою зниження рівня втрат електричної енергії

№	План заміни	Розрах. кількість обладнання	Досягнута економія, тис.грн	Загальна економія, тис.грн	Капіт., тис.грн	Терм. окуп., років
1	Заміна ПЛ 150 кВ на ізольовану ПЛ (СІП)	6 км	104,38	1715,5	2215	21
2	Заміна ПЛ 6 кВ на ізольовану ПЛ (СІП)	21 км	293,95		9544	32
3	Заміна масляних вимикачів на вакуумні	17 шт	489,60		2805	6
4	Трансформатор Т1,Т2 потужністю 32 МВА на трансформатор 25 МВА	2 шт	338,6		232	1
5	Трансформатор Т3,Т4 потужністю 63 МВА на трансформатор 40 МВА	2 шт	489		314	1

Тобто за умови такого розподілу інвестиційних ресурсів на підстанції М-2 ПАТ «Запоріжсталь» буде досягнута економія у розмірі 1715,5 тис. грн протягом планового року, а також завантаження електромонтерів, зайнятих експлуатацією електромереж, на рівні 82,2%.

На початку наступних планових періодів процедура цільового програмування, щодо розподілу наявного обсягу інвестиційних ресурсів з

метою зменшення втрат електроенергії, повинна проводитися енергопостачальним підприємством повторно, виходячи з нових значень вхідних даних моделі. Таким чином, запропонована модель цільового програмування забезпечуватиме можливість прийняття ефективних рішень керівництвом підприємства щодо мінімізації втрат електроенергії під час її постачання споживачам.

4.5 Перевірка моделі цільового програмування на адекватність за критерієм Фішера

Ретельне виконання експерименту, поза сумнівом, є головною умовою успіху дослідження. Це загальне правило, і планування експерименту не знімає цієї вимоги. Проте нам не байдуже, як обробити отримані дані. Ми хочемо витягнути з них усю інформацію і зробити відповідні висновки. Статистичні методи обробки результатів дозволяють нам не перейти розумної міри ризику і перевірити адекватність математичної моделі.

Статистична обробка формування моделі включає знаходження коефіцієнтів в рівнянні регресії їх значимості і адекватності моделі.

Для математичного відображення зв'язку між X та Y правлять рівняння загального виду: $y = f(X)$ позначена форма рівняння, яка більш або менш повно відображає функціональну залежність середньої величини однієї змінної (y_x) від значення другої змінної (x). Такі математичні рівняння мають назву регресійних. Для даного класу задач можливо використовувати лінійну залежність [20].

Рівняння регресії має наступний вигляд

$$y_p = a + b \cdot X, \quad (4.19)$$

де a, b – коефіцієнти рівняння регресії.

Для визначення коефіцієнтів рівняння регресії a і b застосовуються такі формули:

$$a = \frac{\sum y_i \sum x_i^2 - \sum x_i \sum x_i y_i}{N \cdot \sum x_i^2 - \sum x_i \sum x_i}, \quad (4.20)$$

$$b = \frac{N \cdot \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{N \cdot \sum x_i^2 - \sum x_i \sum x_i}, \quad (4.21)$$

де N – загальне число незалежних експериментів.

Необхідно попередньо визначити значення таких величин $\sum y_i$; $\sum x_i$; $\sum x_i y_i$; $\sum x_i^2$; $\sum y_i^2$, для цього складається таблиця 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок значення величин $\sum y_i$; $\sum x_i$; $\sum x_i y_i$; $\sum x_i^2$; $\sum y_i^2$

№	Розрах. кількість обладнання, x_i	Необхід- ний обсяг замін, y_i	$x_i y_i$	x_i^2	y_i^2
1	6	20	120	36	400
2	21	49	1029	441	2401
3	17	17	289	289	289
4	2	2	4	4	4
5	2	2	4	4	4
Σ	48	90	1446	774	3098

Розраховано коефіцієнти рівняння регресії за формулами (4.20) і (4.21):

$$a = \frac{90 \cdot 774 - 48 \cdot 1446}{5 \cdot 774 - 48 \cdot 48} = 0,55,$$

$$b = \frac{5 \cdot 1446 - 48 \cdot 90}{5 \cdot 774 - 48 \cdot 48} = 1,82.$$

Знайдено коефіцієнти в рівняння регресії (4.19) і проводимо розрахунок y_p . Результати обчислення наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок значення величини y_p

№ дослідю	Розрах. кількість обладнання, x_i	Коефіцієнт рівняння регресії, a	Коефіцієнт рівняння регресії, b	Рівняння регресії, y_p
1	6	0,55	1,82	10,67
2	21			39,31
3	17			31,61
4	2			4,21
5	2			4,21
Σ				90

Середньоарифметичне значення y_p :

$$\bar{y}_p = \sum_{i=1}^{N=5} \frac{y_p}{N}, \quad (4.22)$$

$$\bar{y}_p = \frac{90}{5} = 18.$$

Після знаходження коефіцієнтів регресії необхідно перевірити адекватність отриманої моделі. Така перевірка необхідна, тому що вид функціональної залежності був наперед невідомим і вибирався по можливості найпростішим. Перевірка адекватності може проводитися за обчисленням дисперсій відтворюваності та адекватності.

Дисперсія відтворюваності S_y^2 :

$$S_y^2 = \frac{\sum_{i=1}^{N=5} (y_p - \bar{y}_p)^2}{N}. \quad (4.23)$$

Дисперсія адекватності S_{ad}^2 :

$$S_{ad}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{N=5} (y_i - y_p)^2}{N - m - 1}, \quad (4.24)$$

де m – число коефіцієнтів в моделі, $m = 1$.

Для розрахунку дисперсій відтворюваності та адекватності попередньо визначимо значення таких величин $(y_p - \bar{y}_p)^2$, $(y_i - y_p)^2$, для цього складається таблиця 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок величин $(y_p - \bar{y}_p)^2$, $(y_i - y_p)^2$

№	y_i	y_p	$(y_p - \bar{y}_p)^2$	$(y_i - y_p)^2$
1	20	10,67	53,74	87,06
2	49	39,31	453,94	93,98
3	17	31,61	185,36	213,59
4	2	4,21	190,30	4,86
5	2	4,21	190,30	4,86
Σ			1073,64	404,36

Дисперсія відтворюваності S_y^2 визначається згідно (4.23) та даних таблиці 4.5:

$$S_y^2 = \frac{1073,64}{5} = 214,72.$$

Дисперсія адекватності S_{ad}^2 визначається згідно (4.24) та даних таблиці 4.5:

$$S_{ad}^2 = \frac{404,36}{5 - 1 - 1} = 134,8.$$

Дисперсію відтворюваності потім порівнюють з дисперсією адекватності за допомогою F критерію Фішера з числом степенів свободи $k_1 = N - 1 = 4$ і $k_2 = N - m - 1 = 3$. Задаючи рівень значимості $\alpha = 0,05$, $k_1 = 4$ і $k_2 = 3$ знайдено табличне значення критерію Фішера, $F_m = 9,12$ [20].

Розрахункове значення критерію Фішера:

$$F_p = \frac{S_{ad}^2}{S_y^2}, \quad (4.25)$$

$$F_p = \frac{134,8}{214,72} = 0,63.$$

Висновок: оскільки розрахований критерій Фішера менше табличного значення $F_p < F_m = 0,63 < 9,12$, то модель цільового програмування адекватна.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА

Оскільки тема дипломної роботи – Дослідження можливості зниження втрат електричної енергії на підстанції М-2 ПАТ «Запоріжсталь», тому нижче розглянемо заходи по забезпеченню безпеки при експлуатації трансформаторної підстанції.

На основі аналізу технологічних процесів та роботи обладнання підстанції, згідно [24] виявлені наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, здатні привести до травм або ушкодження здоров'я працівників і нанести збитки навколишньому середовищу:

- можливість випадкових торкань до частин електрообладнання, яке знаходиться під напругою;
- помилкові дії персоналу при оперативних переключеннях
- пошкодження ізоляції;
- комутаційні, імпульсні і атмосферні перенапруги;
- прямі удари блискавки;
- коротке замикання в електроустановках;
- механічні травми, що можуть бути отримані від обертових частин електроприводів;
- острі кромки, заусенці та шерохватість на поверхні інструментів та обладнання;
- підвищена або знижена температура поверхностей обладнання, матеріалів;
- підвищена або знижена вологість повітря;
- підвищена або знижена температура повітря робочої зони;
- підвищений рівень шуму та вібрації на робочому місці;
- можливість виникнення пожежі, загоряння частин електроприводів або як наслідок не відключеного вчасно короткого замикання або їх перегріву.

Знижувальна підстанція М-2 ПАТ «Запоріжсталь» являє собою електроустановку в якій, розміщене на відкритому повітрі силове електрообладнання для перетворення напруги 150 кВ в напругу 6 кВ та подальшому розподілу електричної енергії по споживачам підстанції. Комутуюче обладнання для замикання - розмикання кіл (високовольтні масляні вимикачі та віддільники) та апарати захисту від перенапруг (вентильні розрядники) розміщені на території підстанції. Апарати обліку (лічильники з трансформаторами струму та напруги), щит контролю та елементи схем релейного захисту, керування масляними вимикачами знаходяться в приміщенні на території підстанції.

Експлуатація трансформаторної підстанції М-2 здійснюється згідно вимог [25,26,27,28], НАПБ В.01.056-2005/111 «Правила будови електроустановок. Протипожежний захист електроустановок», ДСТУ Б В.2.5-38:2008 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (ІЕС 62305: 2006, NEQ)» та НАПБ 05.032-2002 «Інструкція з протипожежного захисту розподільних пристроїв, підстанцій та трансформаторів».

Згідно вимог [25] та [27] на території розподільчого пристрою немає жодного стороннього обладнання окрім обладнання підстанції, не допускається присутність сторонніх осіб. Територія підстанції огорожена цегляним парканом висотою 2,0 м. Двері розподільчого пристрою зачиняються на замок, ключі зберігаються у старшого в зміні оперативного робітника. Видавання та повернення ключів реєструється в оперативному журналі.

У відповідності із визначенням пункту 4.2.4 «ПУЕ» [25] підстанція (ПС) – це електроустановка, яка служить для перетворювання та розподілення електроенергії і складається з трансформаторів, або других перетворювачів енергії, розподільчих пристроїв, пристроїв керування та допоміжних споруд. У відповідності із визначенням абзацу г) підпункту 2

пункту 1.1.13 «ПУЕ», приміщення закритого розподільчого пристрою підстанції, що проектується, відноситься до приміщень з підвищеною небезпекою – можливе одночасне доторкання людини до приєднань до землі металоконструкцій будівлі, технологічним апаратам тощо, з одного боку, та к металевим корпусам електрообладнання - з іншого. У відповідності із визначенням підпункту 4 пункту 1.1.13 «ПУЕ», територія розміщення зовнішніх електроустановок, до яких відноситься відкритий розподільчий пристрій підстанції, у відношенні до небезпеки враження людей електричним струмом прирівнюються до особливо небезпечним приміщенням.

Електричне обладнання розташоване згідно п'ятого розділу «ПУЕ» п. 5.1.4 – 5.1.10 «Загальні вимоги».

Згідно вимог пункту 12.4.7 ГКД 34.20.507-2003 «ПТЕСiМ» приміщення розподільчого пристрою, в якому встановлені комірки комплектного розподільчого устаткування з елегазовим вимикачем (далі КРУЕ) або, окремо, елегазові вимикачі, а також приміщення для їх ревізії та ремонту ізольовані від інших приміщень. Стіни, підлога й стеля пофарбовані пілонепроникною фарбою або викладені кахельною плиткою.

Основним заходом з техніки безпеки на підстанції М-2 є заземлення. Згідно розділу 1.7 «ПУЕ» [26] на ВРП-150 кВ виконано вирівнювання потенціалів шляхом прокладання подовжніх та поперечних заземлювачів які об'єднані між собою в заземлюючу сітку з опором заземлюючого пристрою не більше 0,5 Ом.

Згідно вимог «ПУЕ» до захисного заземлення підлягають [27]:

- металеві корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, переносних електроприймачів, пускових та регулюючих реостатів, світильників та інше;
- приводів електричних апаратів, вимикачів та ін.;
- каркаси розподільчих щитів, щитів керування, шаф;

- металеві конструкції розподільчих пристроїв, кабельні конструкції, кабельні муфти, оболонки силових кабелів;
- металеві оболонки та броня нейтральних та силових кабелів, проводів напругою від 42 В змінного струму;
- електрообладнання, розташоване на рухомих частинах станків, машин, механізмів;
- залізобетоні та металеві опори на яких встановлені силові та вимірювальні трансформатори, роз'єднувачі та інші апарати.

А підпункт 5.1.2. пункту 5.1 глави 5 НПАОП 40.1-1.01-97 «ПБЕЕ» наголошує: до оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають їхні схеми, інструкції з експлуатації, особливості конструкції та роботи обладнання і пройшли навчання та перевірку знань.

Обслуговування підстанції М-1 здійснюється черговим оперативним персоналом ПС, який має IV групу до та вище 1000 В з електробезпеки у відповідності до вимог НПАОП 40.1-1.21-98 «ПБЕЕС».

У відповідності до вимог підпункту 5.11 пункту 5.1. [26] оперативне обслуговування електроустановок здійснюється як місцевими оперативними чи оперативно-виробничими працівниками, за якими закріплена ця електроустановка, так і виїзними бригадами, за якими закріплена група електроустановок.

Всі оперативні переключення на ПС виконуються на чолі з працівниками 4 групи електробезпеки за бланком переключень, який складається відповідальним працівником з 5 групою електробезпеки.

Для зниження існуючої небезпеки ураження персоналу електричним струмом передбачені наступні заходи:

- використання технічно досконалого обладнання;
- розміщення устаткування, що забезпечує його вільне і зручне обслуговування;
- зводяться огороження (суцільні та сітчасті із сіткою 25×25 мм);

- застосовується подвійна ізоляція приладів – електрична ізоляція, що складається з робочої і додаткової ізоляції;
- використовуються блокування для попередження помилкових дій персоналу при переключеннях у розподільчих пристроях на підстанціях;
- струмоведучі частини розташовуються на недоступній висоті та в недоступних місцях;
- захисне заземлення ($R_{заз} \leq 0,5 \text{ Ом}$);
- з метою виявлення дефектів попередження замикань на землю та коротких замикань виконується періодичний контроль ізоляції – вимір її активного омичного опору;
- в електроустановках вище 1000 В роботи виконуються персоналом, який має 4 (до і вище 1000 В) групу з електробезпеки;
- до робіт на струмоведучих частинах електроустановок під наведеною напругою допускаються працівники, які пройшли навчання з методів безпечного проведення таких робіт, у яких перевірено знання та записано у посвідченні про надання права на проведення таких робіт.

При введені в експлуатацію нових електроустановок або тих, що вийшли з ремонту, проводяться приймально-здавальні іспити.

Згідно розділу 5 НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок», територія підстанції на якій розміщено встаткування належить до пожежонебезпечної зони П-III – простір поза приміщенням, на якому перебуває горюча рідина з температурою запалення більш + 61°C або тверді горючі речовини, тому ступінь захисту оболонок обладнання повинна бути не нижче IP44.

У відповідності із визначеннями ГОСТ 12.1.009-76 (1999) «ССБТ. Електробезопасность. Термины и определения», на електрообладнанні (у кількості 1126 одиниць), яким комплектується підстанція, що проектується, в наявності робоча ізоляція, додаткова ізоляція та подвійна ізоляція.

У відповідності із вимогами ГОСТ 12.2.007.0-75* (2001) «ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности», під час

проектування підстанції М-2 враховані всі вимоги щодо окремих видів пристроїв (елегазові і вакуумні вимикачі та приводи до них, роз'єднувачі і короткозамикачі та приводи до них, запобіжники, вентильні та трубчасті розрядники, трансформатори струму та напруги). По способу захисту людину від ураження електричним струмом, електрообладнання підстанції належить до виробів І класу, оскільки має принаймні робочу ізоляцію та елемент для заземлення.

У відповідності з вимогами пункту 4.2.134 глави 4.2 «Розподільчі пристрої та підстанції напругою вище 1 кВ» «ПУЕ», відкриті РУ і ПС 20-750 кВ мають бути захищені від прямих ударів блискавки.

Згідно з ДСТУ БВ 2.5.38:2008 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкового захисту будівель і споруд» для захисту від прямих ударів блискавки на конструкціях відкритого розподільного пристрою передбачає встановлення стрижневих блискавковідводів.

Захист будівлі закритого розподільчого пристрою і ПС, що має металеві покриття крівлі, виконується заземленням цих покриттів. За наявності залізобетонної крівлі і безперервного електричного зв'язку окремих її елементів захист виконується заземленням її арматури. Захист будівель закритих РУ і ПС, дах яких не має металевих або залізобетонних покриттів з безперервним електричним зв'язком окремих її елементів, слід виконувати стрижньовими громовідводами, або укладанням молнієприймної сітки безпосередньо на даху будівель.

У відповідності з вимогами пункту 4.2.138 глави 4.2 «ПУЕ», тросові громовідводи ПЛ 110 кВ і вище, як правило, приєднані до заземлених конструкцій відкритого розподільчого пристрою ПС. Від стійок конструкцій відкритого розподільчого пристрою ПС-110-220 кВ, до яких приєднані тросові громовідводи, мають бути виконані магістралі заземлення не менше чим по двом-трьох напрямках з кутом не менше 90° між ними. Захист від прямих ударів блискавки здійснюється грозозахисними тросами. Для

території підстанції захист здійснюється блискавковідводами, які приєднані до загального контуру заземлення.

На підстанції передбачено спеціальний захист від хвиль перенапруги, що надходять з ліній, цей захист забезпечується використанням розрядниками.

У відповідності з вимогами підпункту 2.1.1 пункту 2 [28] на вимикачі і на приводі до нього в наявності показчики включеного і відключеного положення вимикача. Застосування сигнальних ламп як єдиних показчики положення вимикача не допускається. На вимикачах з вбудованим приводом або з приводом, розташованим в безпосередній близькості від вимикача і не відокремленим від вимикача суцільним непрозорим огорожуванням, допускається установка одного показчика на вимикачі або на приводі. На вимикачах, що мають зовнішні рухливі контакти, положення яких ясно вказує на включене або відключене положення вимикача, наявність показчика на вимикачі не обов'язково.

Оперативні переключення в РП підстанції передбачено здійснювати черговим персоналом або оперативно-ремонтними за наказом, або з відома вище поставленого чергового персоналу. Щоб виключити можливість випадкових доторкань або небезпечного наближення до струмоведучих частин, згідно з проектом передбачені такі заходи:

- розподільне улаштування 10 кВ виконується в окремих металевих шафах, які замикаються і мають попереджувальні знаки. На час ремонту візки викочуються і при цьому розмикаються контакти роз'єднувача, що створює видимий розрив у колі;

- застосування електромагнітного блокування роз'єднувачів РП, яке здійснює розрив кола спеціальними контактами, що запобігає можливості нещасного випадку;

- розташування відкритих струмоведучих частин і ошиновки обладнання на нормативній висоті від поверхні землі.

Перекриття ізоляції може викликати серйозне ушкодження апаратів, відключення обладнання підстанції і тривалий простій устаткування, ушкодження устаткування підстанцій – пряма загроза нормальній роботі

електричної мережі. Тому на підстанції передбачений спеціальний захист від хвиль перенапруг, що набігають з ліній. Такий захист здійснений за допомогою вентильних і трубчастих розрядників.

У зв'язку з тим, що на підстанції може відбутися помилкова дія персоналу, передбачаються організаційні та технічні заходи щодо недопущення подібного. Для цієї мети використовується оперативне блокування. Наприклад, основні й заземлюючі ножі кожного роз'єднувача мають механічне блокування на приводі, внаслідок чого основний ніж не можна включити, якщо замкнуть заземлюючий і навпаки.

Захисне заземлення споруд здійснюється за допомогою одного спільного заземлюючого пристрою. В якості заземлюючих пристроїв використовуються природні та штучні заземлювачі – вертикальні – сталі стержні діаметром 16 мм довжиною 3 м, що забиваються у землю і з'єднані сталеву смугою 40×4 мм². У кожному спорудженні виконана основна система зрівнювання потенціалів, що реалізована шляхом приєднання до головної заземлюючих шин електроустановки наступних провідних частин: захисних провідників, заземлювальних провідників пристроїв захисного і блискавко захисного заземлень, металевих частин систем вентиляції та кондиціонування, основних металевих частин будівельних конструкцій та металевих оболонок і екранів кабелів.

Розрахунок заземлення.

Вихідні дані: $P_{nc} = 240$ м.

В якості штучних заземлювачів використовую: для вертикального занурення в землю – сталі стержні діаметром 16 мм.

Для горизонтальної укладки – сталі смуги товщиною 4 мм. Довжина вертикальних електродів $L = 3$ м; верхній кінець вертикального заземлювача заглиблений на $t = 0,7$; відстань між електродами орієнтовано $d_e = 5$ м.

Удільний опір ґрунтів $S_{y\partial} = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Опір розтікання струму в землі для одного вертикального електроду:

$$R_{овв} = \frac{\rho_{nз} \cdot K_{не}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t + 1}{4 \cdot t - 1} \right), \quad (5.1)$$

де $\rho_{nз}$ – питомий опір ґрунту, Ом·м;

$K_{не}$ – підвищуючий коефіцієнт, $K_{не} = 1,4$;

l – довжина вертикального заземлювача, м;

d – діаметр вертикального заземлювача, м;

t – відстань від поверхні землі до середини електроду, м.

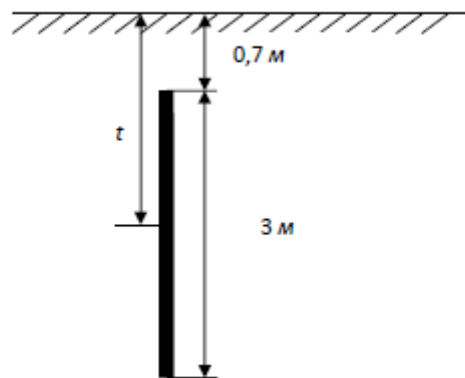


Рисунок 5.1 – Відстань від поверхні землі до середини електрода

$$R_{овв} = \frac{100 \cdot 1,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,016} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 1}{4 \cdot 3,2 - 1} \right) = 30,53 \text{ Ом.}$$

Приймаємо 26 електродів з коефіцієнтом використання 0,58 і розраховуємо опір розтікання струму від усіх вертикальних електродів:

$$R_{св} = \frac{R_{овв}}{n_e \cdot K_e}, \quad (5.2)$$

де n_e – кількість електродів;

$K_{\text{в}}$ – коефіцієнт використання

$$R_{\text{св}} = \frac{30,53}{26 \cdot 0,58} = 2,02 \text{ Ом.}$$

Опір сталюї горизонтальної полоси:

$$R_{\text{г.н.}} = \frac{\rho_{\text{нз}} \cdot K_{\text{нн}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \quad (5.3)$$

де l^2 – довжина полоси, м;

$K_{\text{нн}}$ – підвищуючий коефіцієнт сталюї полоси;

b – ширина полоси, м;

t – відстань від поверхні землі до середини полоси, м.

$$R_{\text{г.н.}} = \frac{100 \cdot 2}{2 \cdot 3,14 \cdot 240} \cdot \ln \frac{2 \cdot 240^2}{0,04 \cdot 0,72} = 2,017 \text{ Ом.}$$

Знаходимо дійсний опір сталюї полоси з урахуванням коефіцієнта використання $K_{\text{вн}} = 0,3$

$$R'_{\text{г.н.}} = \frac{R_{\text{г.н.}}}{K_{\text{вн}}}, \quad (5.4)$$

$$R'_{\text{г.н.}} = \frac{2,017}{0,3} = 6,72 \text{ Ом.}$$

Визначаємо повний опір контура:

$$R_3 = \frac{R_{овв} \cdot R'_{2.n.}}{R_{овв} + R'_{2.n.}}, \quad (5.5)$$

$$R_3 = \frac{30,53 \cdot 6,72}{30,53 + 6,72} = 1,55 > 0,5 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо опір вертикального електрода враховуючи що опір $R_3 = 0,5 \text{ Ом.}$

$$R_{овв} = \frac{R'_{2.n.} \cdot R_3}{R'_{2.n.} + R_3}, \quad (5.6)$$

$$R_{овв} = \frac{6,72 \cdot 0,5}{6,72 + 0,5} = 0,54 \text{ Ом.}$$

Кількість необхідних вертикальних заземлювачів:

$$N'_{63} = \frac{R_{овв}}{K_в \cdot R'_{овв}}, \quad (5.7)$$

$$N'_{63} = \frac{30,53}{0,58 \cdot 0,54} = 97,47 \text{ шт.}$$

Приймаємо $N_{63} = 98$ електродів

Робимо перевірку:

$$R'_{овв} = \frac{30,53}{0,58 \cdot 98} = 0,53 \text{ Ом.}$$

$$R_3 = \frac{0,53 \cdot 6,72}{0,53 + 6,72} = 0,48 < 0,5 \text{ Ом.}$$

Виходячи з розрахунків опір пристрою заземлення задовольняє вибору. В електромережах (понад 1000 В), а саме в закритому розподільному пристрої шину обирають за струмом короткого замикання (з тим, щоб вона нагрівалась при короткому замиканні не більше як до 400°C). Для внутрішнього контуру застосовується стрічка площею 100 мм². Розміщують контур за всім периметром приміщення. Проводять контур по стінках на висоті від підлоги 200 мм. Внутрішній і зовнішній контури з'єднують в двох місцях. Розміщене у приміщенні устаткування підключається до внутрішнього контуру. Підключення виконують зварюванням та болтовими з'єднаннями (на устаткуванні контактні площадки). Вибір елементів для заземлення виконано відповідно до ГОСТ 12.2.007.0-75* (2001) «ССБТ. Вироби електротехнічні. Загальні вимоги безпеки».

Заходи щодо забезпечення виробничої санітарії і гігієни праці для трансформаторної підстанції М-1 розроблені відповідно до вимог ГН 3.3.5-8.6.6.1-2002 «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу».

Враховуючи наявні шкідливі виробничі фактори, відповідно до вимог ДСП 173-96 «Державні санітарні правила планування та забудови населених пунктів», підстанція як промисловий об'єкт не класифікується. Але згідно вимог ДСП 173-96 «Державні санітарні правила планування та забудови населених пунктів» та ДБН 360-92* «Містобудування. Планування та забудова міських і сільських поселень», розмір її санітарної зони складає 25 м.

Метеорологічні умови в робочій зоні приміщення підстанції – температура повітря, відносна вологість повітря й швидкість його переміщення відповідають вимогам ДСН 3.3.6-042-99 «Санітарні норми

мікроклімату виробничих приміщень» і ГОСТ 12.1.005-88 (1991) «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Роботи на підстанції за енергозатратністю належать до категорії середньої важкості Пб, тому, для постійних робочих міст, передбачені наступні оптимальні метеорологічні умови:

– в холодний період року: температура повітря 18-20 °С; відносна вологість: оптимальна 40-60 %, припустима 75 %; швидкість переміщення повітря не більше 0,2 м/с;

– в теплий період року: температура повітря 21-23 °С; відносна вологість: оптимальна 40-60 %, припустима 75 %; швидкість переміщення повітря не більше 0,3 м/с.

Для забезпечення цих параметрів використовуються наступні заходи: застосування вентиляції і раціонального опалення, кондиціонування повітря. Нормативними документами є СНиП 2.04.05-91*У «Отопление, вентиляция, кондиционирование» та ГОСТ 12.4.02175* «ССБТ. Системы вентиляционные. Общие требования».

Приміщення в якому встановлені комірки КРУЕ, обладнані припливно-витяжною вентиляцією з відсмоктуванням повітря знизу. Приміщення з комірками КРУЕ обладнані пристроями, що сигналізують про недопустиму концентрацію елегазу й автоматично вмикають припливно-витяжну вентиляцію. При вході, в приміщенні розподільчого устаткування (далі - РУ) з елегазовими вимикачами або КРУЕ, встановлені покажчики стану вентиляції та пристрої, що дають змогу включати вентиляцію. Прибирання приміщень КРПЕ проводиться мокрим або вакуумним способом.

У відповідності із визначенням абзацу в) підпункту 3.1 пункту 3 ДБН В.2.5-28-2006 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення», освітлення підстанції, що проектується, виконується суміщеним. Відповідно із вимогами абзацу в) пункту 3.3, нормовані значення КПО для виробничих приміщень приймаються як для суміщеного освітлення: для I розряду зорової роботи $e_n = 1,2\%$, для II - $e_n = 1\%$, для III - $e_n = 0,7\%$.

Згідно вимог ДБН В.2.5-28-2006 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення», внутрішнє освітлення закритого розподільчого пункту підстанції виконується люмінесцентними лампами. Зовнішнє освітлення відкритого розподільчого пристрою виконується лампами розжарювання. Освітлення безпеки (аварійне освітлення) створює на робочих поверхнях у виробничих приміщеннях і на території підприємств, які потребують обслуговування при відключенні робочого освітлення, найменшу освітленість 5%, яка нормується для робочого освітлення від загального, але не менше 2 лк в середині приміщення і не менше 1 лк - для територій підприємств. При цьому створює найменшу освітленість всередині будинків більше 30 лк при розрядних лампах і більше 10 лк при лампах розжарювання допускається за наявності відповідних обґрунтувань. Для аварійного освітлення (освітлення безпеки) застосовуються лампи розжарювання [32].

У відповідності до вимог ДСН 3.3.6.039-99 «Державні санітарні норми виробничої та локальної вібрації» та ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрація. Общие требования безопасности» на ПС захист від вібрації здійснюється за рахунок установки трансформаторів, на фундаменти. Максимальний рівень загальної вібрації на території ПС становить 80 дБ, що не перевищує ГДР 92 дБ.

У відповідності із визначеннями та вимогами НРБУ-97 «Норм радіаційної безпеки України» і ОСПУ-2005 «Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України», знижувальна підстанція для електропостачання промислового району не є джерелом радіаційного випромінювання, тому спеціальні заходи захисту персоналу не передбачені.

Під час роботи (експлуатації) знижувальної підстанції не утворюються промислові відходи (тверді відходи, промислова каналізація, газообразні викиди), процес утилізації (очищення стоків, фільтрації газоподібних сумішів) яких може впливати на повітряне середовище, водний басейн, повітряне середовище [33]. У відповідності до вимог пункту 4.2.200 глави 4.2 «ПУЕ», на підстанції, що проектується, маслогосподарство або маслосклади

не споруджуються. Доставка сухого масла на підстанцію, що проектується, здійснюється в пересувних ємностях або автоцистернах з централізованих масляних господарств. Відпрацьоване трансформаторне масло регенерується для повторного використання. Процес здійснюється на спеціально відведених для цього територіях централізованих масляних господарств.

У відповідності до вимог пунктів 3.2.2 та 3.2.3 НАПБ 05.032-2002 «Інструкція з протипожежного захисту розподільних пристроїв, підстанцій та трансформаторів», для запобігання розтіканню масла й поширенню пожежі в разі пошкодження маслонаповнених трансформаторів із масою масла більше 1 т в одиниці (одному баку) виконані маслоприймачі, масловідводи й маслосбірники. Об'єм маслоприймача розрахований на одночасне приймання 100 % масла, яке вміщується в корпусі трансформаторів [29]. Постійний персонал, що заходиться на підстанції у одну робочу зміну складає 2-х осіб (всі – особи чоловічої статі). У склад санітарно-побутових приміщень підстанції, що проектується, входять гардеробна, душова, уборна (туалетна кімната, обладнана рукомийником), пристрій питного водопостачання (кулер для приготування холодної та гарячої питної води).

У відповідності до вимог пункту 2.6 СNiП 2.09.04-87* «Административные и бытовые здания», в гардеробних кількості відділень в шафах (або гачків вішалок для домашнього та спеціального одягу) у проекті прийняті рівним до облікової чисельності працюючих (чотири зміни по дві особи). Забезпечено зберігання верхнього одягу для застосування в умовах відкритого простору (для обслуговування відкритого розподільчого пристрою та виконання оперативних перемикачів в умовах відкритого простору – «на відкритому повітрі»).

З аналізу речовин і матеріалів, що використовуються в роботі обладнання трансформаторної підстанції, згідно НАПБ Б.03.002-2007 «Норми визначення категорій приміщень, будинків і зовнішніх установок з вибухопожежної і пожежної безпеки» та СNiП 2.09.02-85*

«Производственные здания», підстанція з установленим на ній обладнанням належить до категорії «В» з пожежної безпеки.

Відповідно до категорії виробництва з пожежної безпеки підстанції «В» і вимогами ДБН В.1.1.7-2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва» та НАПБ В.01.056-2005/111 «Правила будови електроустановок. Протипожежний захист електроустановок», підстанція з установленим на ній обладнанням має ступінь вогнестійкості II, оскільки покрівля будівель, підлога та двері виконані з негорючих речовин.

У відповідності до вимог пункту 5.9 ДБН В.1.1.7-2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва» евакуаційні виходи підстанції, що проектується, ведуть:

- для першого поверху – назовні безпосередньо або через коридор, вестибюль, сходову клітку;

- для цокольного, підвального, підземного поверхів – назовні безпосередньо, через сходову клітку або через коридор, який веде до сходової клітки, що має вихід назовні безпосередньо або ізольований від розташованого вище поверху.

У відповідності із визначенням п. 2.29 (табл. 2) СНиП 2.09.02-85* «Виробничі будівлі» максимальне видалення від найбільш віддаленого робочого місця до найближчого евакуаційного виходу, при щільності людського потоку (більше однієї людини до трьох) в загальному проході – складає 25 метрів.

До будівель і споруд забезпечуються під'їзди пожежних машин. Важливим заходом забезпечення пожежної безпеки є організація пожежної охорони об'єкта, яка передбачає профілактичні та оперативні заходи.

Обладнання, силові та освітленні мережі підстанції, відповідають вимогам пожежної безпеки, оскільки виконані відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок», та мають ступінь захисту оболонок (ізоляції) - IP44, відповідно до пожежанебезпечної зони П-III.

На підстанції згідно вимог НАПБ А.01.003-2009 «Правила улаштування та експлуатації систем оповіщення про пожежу та управління евакуацією людей в будинках та спорудах» та пункту 1.6.14 ДБН В.2.5-13-98* «Інженерне обладнання будинків і споруд. Пожежна автоматика будинків і споруд» передбачені системи пожежної сигналізації у приміщенні чергового персоналу. Для цього типу оповіщення використовуються: пристрій світлозвуковий «Тортила», встановлений над дверима модуля ОПУ, а також оповіщувач світлозвуковий «Тортила» С-05С-220 з написом «вихід», встановлений над дверима в модулі ОПУ.

Пожежна безпека приміщень, де розташовані силові трансформатори, забезпечується наступними заходами :

- під трансформаторами насипають чистий гравій і роблять маслоприймні ями; - відповідно до вимог «ПУЕ» вибираються електричні відстані між струмоведучими та заземленими частинами;

- приміщення комплектуються первинними засобами пожежогасіння;

- згідно НАПБ Б.03.002-2004 «Типові норми належності вогнегасників» приміщення, в яких розміщені трансформатори комплектуються двома вогнегасниками ОУ-80, ящиком з піском місткістю 1 м³ та лопатою;

- встановлюються високовольтні запобіжники, що запобігають виникненню аварійних режимів роботи апаратури, які можуть призвести до пожежі.

ВИСНОВКИ

1. Проведено аналіз режиму роботи трансформаторів на підстанції М-2. На основі проведеного аналізу виявилось, що на підстанції трансформатори мають низький рівень завантаження $K_z = 0,08; 0,11; 0,27$ (Т1, Т2, та Т3, Т4 відповідно).

2. Запропоновано та розроблено ряд заходів, які дозволять знизити втрати електричної енергії на підстанції М-2, що в свою чергу будуть сприяти підвищенню енергоефективності обладнання підстанції в цілому.

3. Сформульовано систему альтернативних рішень для енергопостачальних підприємств, яка відповідає за прийняття управлінських рішень, та відрізняється від інших систем своїм поділом на категорії рішень. Запропонована система базується на принципах: структурність, надійність, цілеспрямованість дій, взаємозалежність, ієрархічність, альтернативність.

4. На основі сформульованої системи удосконалено порядок прийняття альтернативних рішень в системі зменшення втрат енергопостачальних підприємств. Побудовано механізм прийняття рішень щодо зменшення втрат електроенергії.

5. Розроблено модель цільового програмування розподілу інвестиційних ресурсів енергопостачального підприємства між технологічними рішеннями щодо зменшення втрат електроенергії. Модель базується на обраних критеріях, які мають свою пріоритетність, та задовільняють оптимальним рішенням. За умови розподілу інвестиційних ресурсів $I = 15110$ тис. грн між типами обладнання, що підлягають заміні з метою зменшення рівня втрат на підстанції М-2 буде досягнута економія у розмірі 1715,5 тис. грн протягом планового року. Термін окупності капіталовкладень близько 9-ти років (8,8 року).

6. Перевірено за критерієм Фішера адекватність запропонованої моделі цільового програмування. За результатом перевірки модель адекватна.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Воротницкий, М.Э. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем [Текст] / М.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.
2. Качан, Ю. Г. Основы энергосбережения [Текст] : Для студ. ЗГИА спец. 7.000008 "ЭМ" : конспект лекций / Ю. Г. Качан. – Запорожье : ЗГИА, 2005. – 183 с.
3. Коваленко, В. Л. Електрична частина станцій та підстанцій [Текст] : Навчально-методичний посібник для студентів всіх форм навчання на пряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології». – Запоріжжя: ЗДІА, 2014. – 150 с.
4. Надежность систем электроснабжения [Текст] : учеб, пособие / В. В. Зорин, В.В. Тисленко, Ф. Клеппель, Адлер Г. – К.: Вища школа, 1984. – 192 с.
5. Коновалова, Л.Л. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. [Текст] : учеб. / Л.Л. Коновалова, Л.Д. Рожкова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
6. 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.
7. Ермилов, А. А. Электроснабжение промышленных предприятий/ А. А. Ермилов. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 208 с.
8. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.: Под ред. В.Н. Казанцева. М.: Энергоатомиздат, 1983. – 268 с.

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

10. Железко, Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.

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

12. Справочник по энергопотреблению в промышленности. [Текст] / Под ред. Г.П. Минин, Ю.В. Ковалева. – М.: Энергия, 2012. – 493 с.

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

14. 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.

15. Вакуумные выключатели 10 кВ [Електроний ресурс] / Режим доступа: \WWW/URL: <http://www.tavrida.ru/Product/CommutationDevice>.— 14.12.2018 р. – Заголовок з екрану.

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

17. Козулин, В.С. Электрооборудование станций и подстанций [Текст]/ В.С. Козулин, Л.Д. Рожкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

18. Липкин, Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Текст] : Учебник для вузов.– М.: Высш. шк.,1990. –363 с.

19. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст] / Б. Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

20. 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.

21. Фишберн, П., Теория полезности. В кн. «Исследование операций. Методологические основы и математические методы», т. 1, М.: Мир, 1983. – 448-480 с.

22. Подиновский, В.В., Ногин, В.Д., 1982. Парето-оптимальные решения многокритериальных задач. М.: Наука, 1982. – 256 с.

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

24. Шапиро, И.З. Вероятностно – статистические модели для определения и прогнозирования потерь энергии в распределительных сетях 6-10 кВ.- Известия вузов. Энергетика. 1978 №4, – 15-20 с.

25. Харечко, Ю.В. Основы заземления электрических сетей и электроустановок зданий. 6-е изд., перераб. и доп. – М.: ПТФ МИЭЭ, 2012. – 304 с.

26. ГКД 34.20.507 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» Введ 2003 -К.:Вид. Об'єднання енергетичних підприємств «галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» – 597с.

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

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

29. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения [Текст] / Под ред. И. А. Баумштейна и М. В. Хомякова.– М.: Энергоиздат, 1974. – 586 с.

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

31. Методичні рекомендації до виконання та оформлення дипломних робіт (проектів) першого (бакалаврського) рівня вищої освіти для студентів, які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» всіх форм навчання. О. І.Коваленко, Л. Р. Коваленко, Л. Ю. Осипова. – Запоріжжя, ЗДІА, 2017 – 60 с.

32. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов / под. ред. Б.А.Князевского. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.

33. ГОСТ12.0.00374(1999) «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» Введ. 01.01.1976 – 85 с.

ДОДАТОК А

Демонстраційні матеріали до захисту дипломної роботи

Кваліфікаційна робота магістра

1

на тему: ДОСЛІДЖЕННЯ МОЖЛИВОСТІ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ПІДСТАНЦІ М-2 ПАТ «ЗАПОРІЖСТАЛЬ»

Магістр:	гр. 8.1411	Абузьяров В.Ю.
Науковий керівник:	д.т.н., доцент	Коваленко В.Л.

Об'єкт дослідження – підстанція М-2 ПАТ «Запоріжсталь»

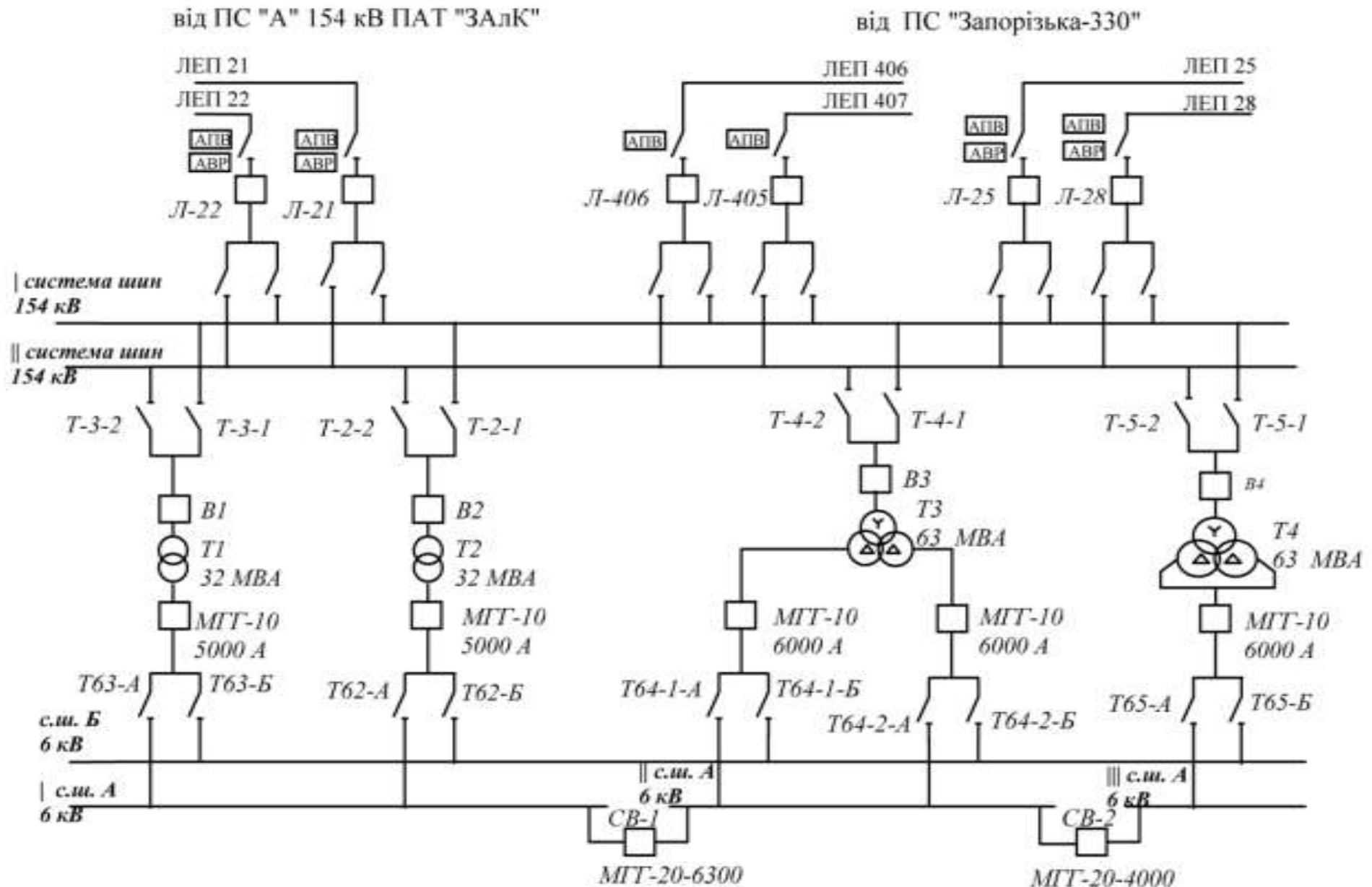
Предмет дослідження – втрати електричної енергії на підстанції М-2

Мета дослідження – є розвиток теоретичних аспектів та методико - прикладних засад формування системи виявлення та уникнення втрат операційної діяльності підстанції М-2.

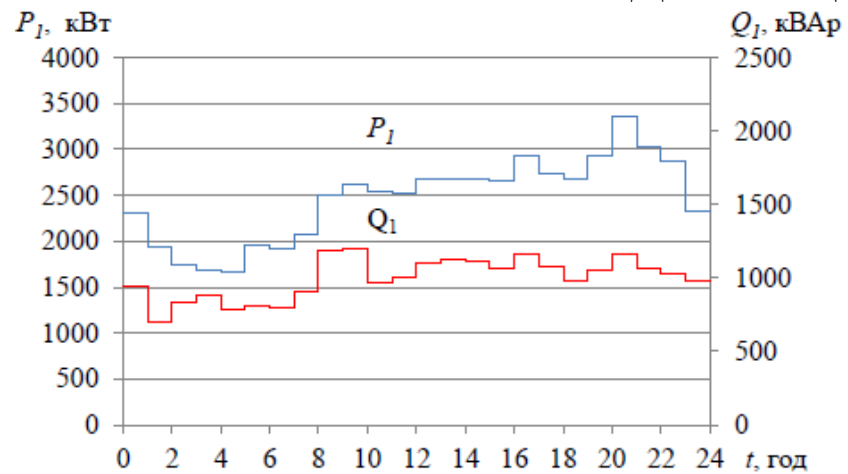
Методи дослідження – аналіз, порівняння, моделювання, статистичні методи.

Завдання роботи – провести аналіз роботи трансформаторів на підстанції; запропонувати та розробити ефективні заходи підвищення енергоефективності підстанції; модернізувати порядок формування системи альтернативних рішень щодо зменшення втрат електричної енергії при її передаванні; удосконалити систему виявлення та зменшення втрат електричної енергії енергопостачальних підприємств; застосувати метод цільового програмування для оптимального розподілу інвестиційних ресурсів енергопостачального підприємства між технічними рішеннями щодо зменшення втрат електроенергії при її транспортуванні; перевірити модель цільового програмування на адекватність.

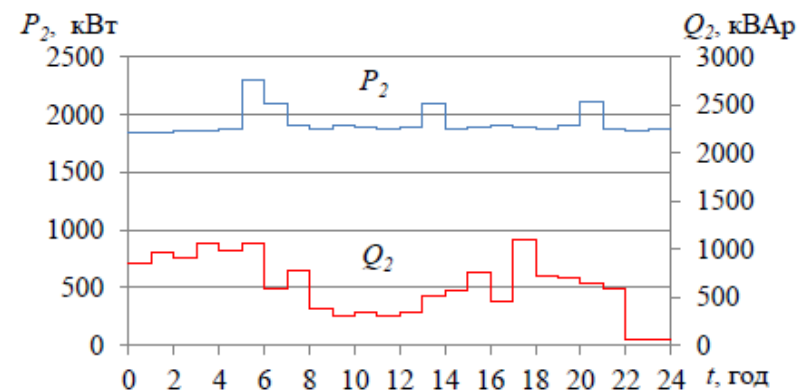
СТРУКТУРНА СХЕМА ЗНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІ М-2 ПАТ «ЗАПОРІЖСТАЛЬ»



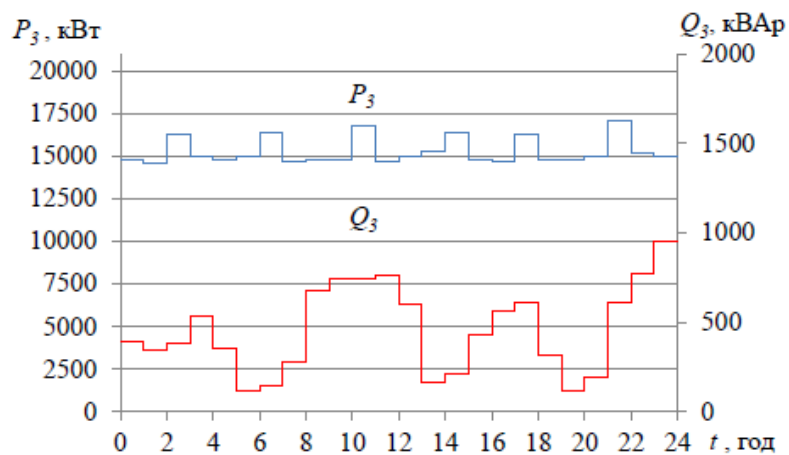
АНАЛІЗ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІДСТАНЦІ М-2 ПАТ «ЗАПОРІЖСТАЛЬ»



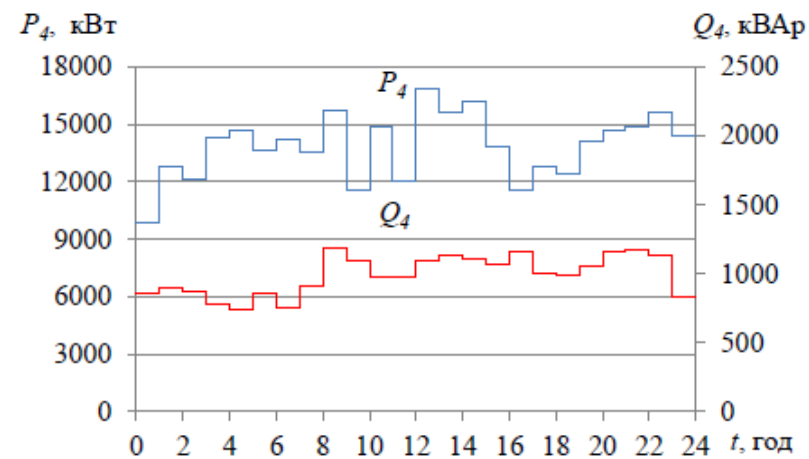
Середньозважений добовий графік навантаження
трансформатора Т1 підстанції М-2



Середньозважений добовий графік навантаження
трансформатора Т2 підстанції М-2

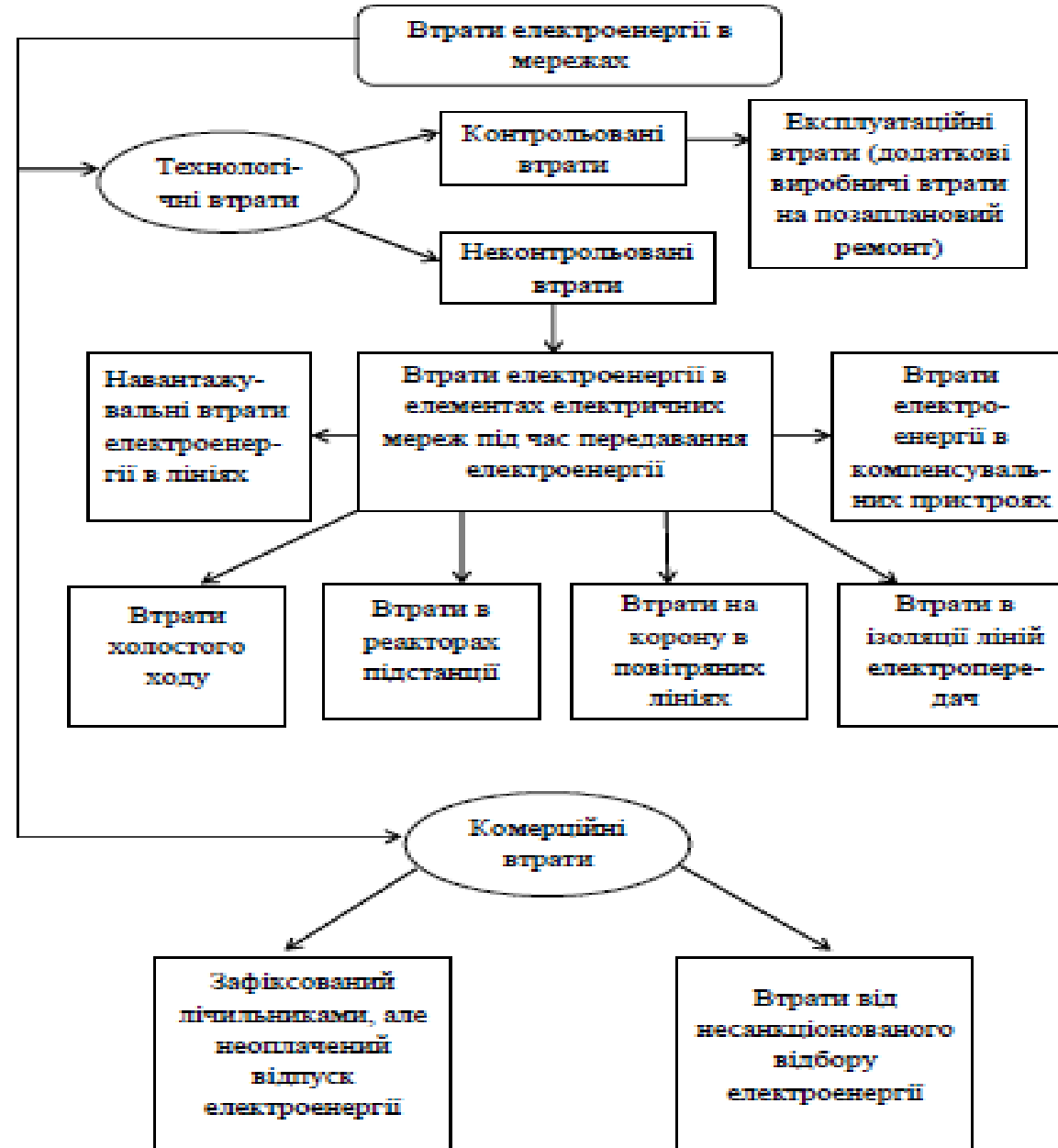


Середньозважений добовий графік навантаження
трансформатора Т3 підстанції М-2



Середньозважений добовий графік навантаження
трансформатора Т4 підстанції М-2

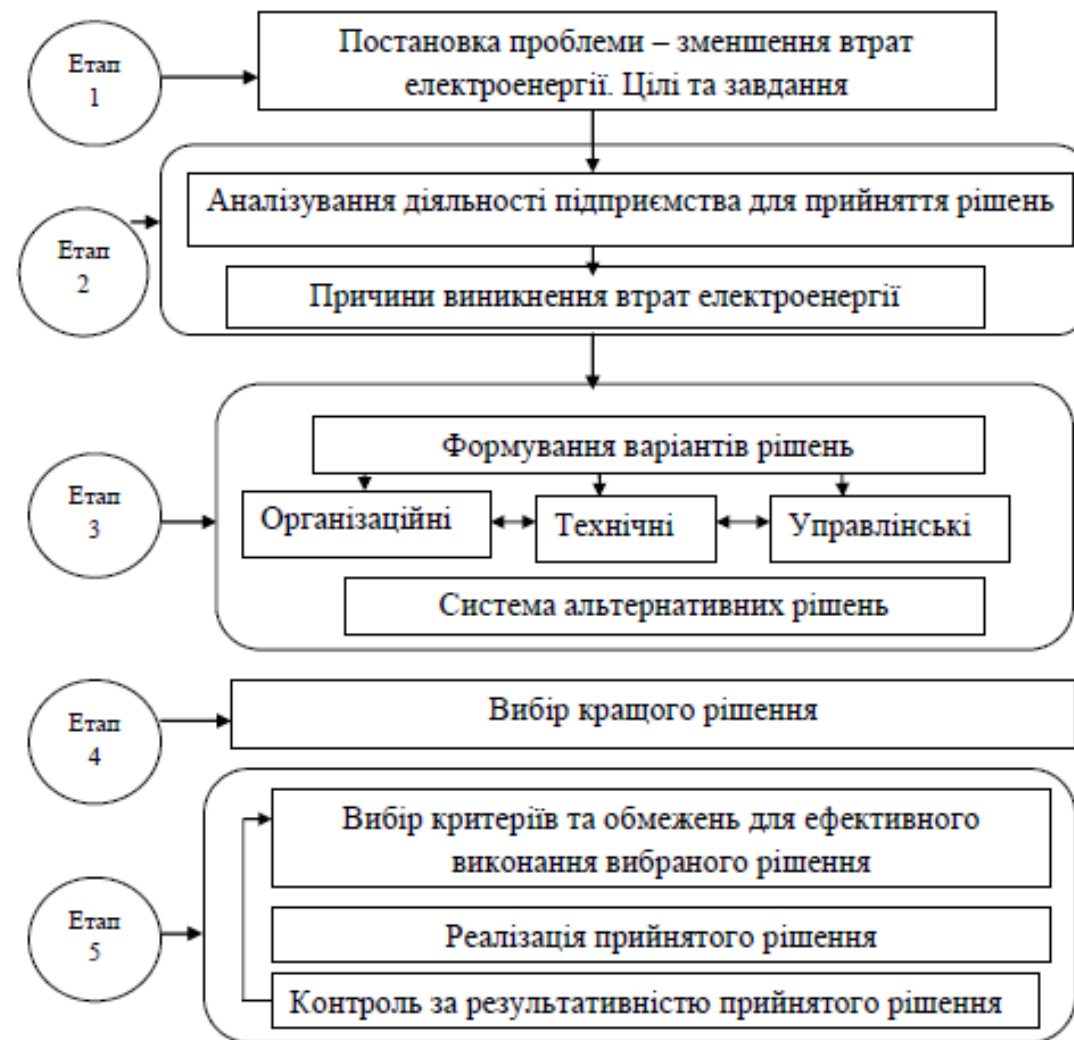
ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ



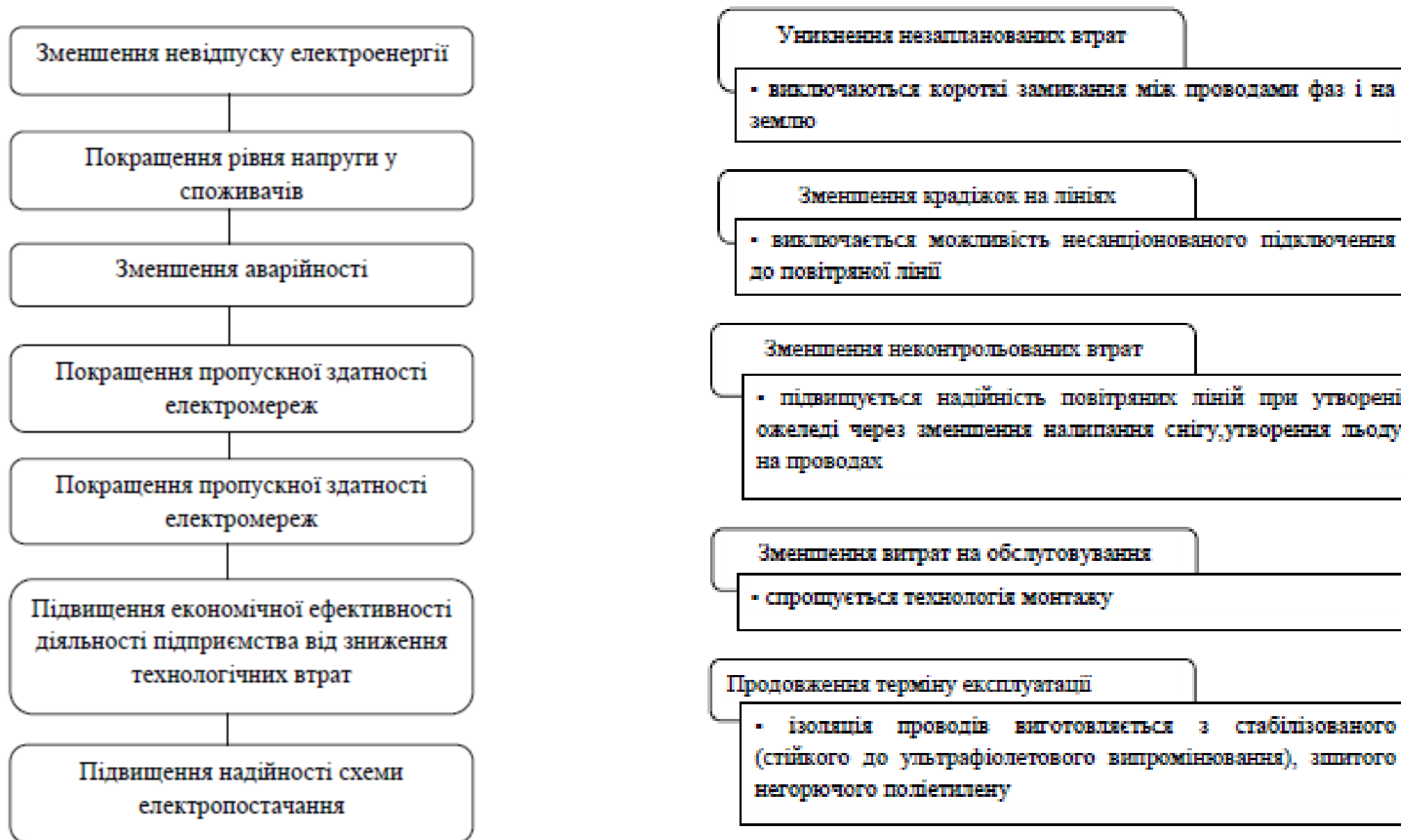
Типологізація втрат при постачанні електроенергії

№	Ознаки класифікації	Види втрат
1	За класом напруги електричної мережі	1.1. Втрати електроенергії в магістральних мережах 750–220 кВ. 1.2. Втрати електроенергії в замкнених мережах 110–150 кВ. 1.3. Втрати електроенергії в розімкнених (радіальних) мережах 150–35 кВ. 1.4. Втрати електроенергії в розподільних мережах 10(6) кВ. 1.5. Втрати електроенергії в мережах 0,38 кВ.
2	За характером втрат	2.1. Постійні 2.2. Змінні
3	За причиною виникнення	3.1. Технологічні 3.2. Комерційні
4	За методом уникнення	4.1. Оптимізаційні 4.2. Конструктивні 4.3. Експлуатаційні
5	За ступенем допустимості	5.1. Нормативні 5.2. Понаднормативні
6	За мірою контрольованості	6.1. Контрольовані 6.2. Неконтрольовані
7	За продуктивністю роботи	7.1. Продуктивні 7.2. Непроодуктивні

Система виявлення та зменшення втрат операційної діяльності енергопостачальних підприємств



ПРІОРИТЕТНІ ЗАВДАННЯ ПАТ «ЗАПОРІЖСТАЛЬ» НА ПІДСТАНЦІ М-2



ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПОКАЗНИКІВ ДІЯЛЬНОСТІ ПІДСТАНЦІ М-2 ПАТ «ЗАПОРІЖСТАЛЬ» ЗА 2022 РІК

Технічні дані трансформаторів на підстанції М-2 ПАТ «Запоріжсталь»

Показники	Розмірність	Значення показника
Щорічні витрати на відновлюваний ремонт	тис.грн./км	2,5
Корисний відпуск е/е споживачам	тис.кВт·год	1373053
Середній розрахунковий тариф	грн	2,04
Потенційні збитки за постачання е/е з невідповідними параметрами	тис.грн./км	30,76
Економічна ефективність від зменшення втрат електроенергії	тис.грн/км	2,80
Невідпуск е/е в мережах	тис.кВт·год	1035
Вартість повернених з демонтажу матеріалів, після перебудови ліній	тис.грн	8,56
Термін окупності устаткування	років	11

Потужність трансформаторів, МВА	Технічні дані		Кількість трансформаторів, шт.	Економія, тис.кВт·год/рік		
	ΔP_{κ} , кВт	$\Delta P_{\text{сх}}$, кВт		$\Delta W_{\text{м}}$	$\Delta W_{\text{ст}}$	Всього
25	120	27	2	8,9	473	481,9
32	145	35	2	10,8	613,2	624
40	160	50	2	93,4	876	969,4
63	235	59	2	137	1033,6	1170,6

$$F = c_1 x_1 + c_2 x_2 + \dots + c_n x_n \rightarrow \text{opt.}$$

При наступних обмеженнях:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq \{\geq\} b_i; (i = \overline{1, s}),$$

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j = b_i; (i = \overline{s+1, m}),$$

$$x_j \geq 0, j = \overline{1, n},$$

де a_{ij} , b_i , c_j – деякі коефіцієнти.

$$F = \sum_{j=1}^n c_j x_j \rightarrow \text{max.}$$

При наступних обмеженнях:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i; (i = \overline{1, m}),$$

$$x_j \geq 0, j = \overline{1, n}.$$

ОКРЕМІ ЦІЛЬОВІ ФУНКЦІЇ ЗАДАЧІ ЛІНІЙНОГО ПРОГРАМУВАННЯ, ЩО ЗАБЕЗПЕЧУЮТЬ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

$$\sum_{i=1}^n E_i \cdot X_i \rightarrow \max,$$

$$\sum_{i=1}^n R_i \cdot X_i \rightarrow \max,$$

$$\sum_{i=1}^n M_i \cdot X_i \rightarrow \max,$$

Обмеження:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i \leq I, \\ \sum_{i=1}^n t_i \cdot X_i \leq T, \\ 0 \leq X_i \leq N_i, i = 1, n, \end{cases}$$

Цільова функція задачі цільового програмування

$$d_1^- + d_2^- + d_3^+ \rightarrow \min,$$

Обмеження «жорсткі»:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n E_i \cdot X_i + d_1^- - d_1^+ = E_{\max} \\ \sum_{i=1}^n R_i \cdot X_i + d_2^- - d_2^+ = R_{\max} \\ \sum_{i=1}^n M_i \cdot X_i + d_3^- - d_3^+ = M_{\max} \end{cases},$$

Обмеження «м'які»:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i \leq I \\ \sum_{i=1}^n t_i \cdot X_i \leq T \\ 0 \leq X_i \leq N_i, i = 1, n, \\ d_j^- \geq 0, d_j^+ \geq 0. \end{cases}$$

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ НА ПІДСТАНЦІЇ М-2 ПАТ «ЗАПОРІЖСТАЛЬ»

Економічні показники плану заміन обладнання з метою
зниження рівня втрат електричної енергії

№	План замін	Розрах. кількість обладна- ння	Досягнута економія, тис.грн	Загальна економія, тис.грн	Капіт., тис.грн	Терм. окуп., років
1	Заміна ПЛ 150 кВ на ізольовану ПЛ (СП)	6 км	104,38	1715,5	2215	21
2	Заміна ПЛ 6 кВ на ізольовану ПЛ (СП)	21 км	293,95		9544	32
3	Заміна масляних вимикачів на вакуумні	17 шт	489,60		2805	6
4	Трансформатор Т1,Т2 потужністю 32 МВА на трансформатор 25 МВА	2 шт	338,6		232	1
5	Трансформатор Т3,Т4 потужністю 63 МВА на трансформатор 40 МВА	2 шт	489		314	1

1. Проведено аналіз режиму роботи трансформаторів на підстанції М-2. Виявилось, що на підстанції трансформатори мають низький рівень завантаження $K_z = 0,08; 0,11; 0,27$ (Т1, Т2, та Т3, Т4 відповідно).

2. Запропоновано та розроблено ряд заходів, які дозволять знизити втрати електричної енергії на підстанції М-2, що в свою чергу будуть сприяти підвищенню енергоефективності обладнання підстанції в цілому.

3. Сформульовано систему альтернативних рішень для енергопостачальних підприємств, яка відповідає за прийняття управлінських рішень, та відрізняється від інших систем своїм поділом на категорії рішень. Запропонована система базується на принципах: структурність, надійність, цілеспрямованість дій, взаємозалежність, ієрархічність, альтернативність.

4. На основі сформульованої системи удосконалено порядок прийняття альтернативних рішень в системі зменшення втрат енергопостачальних підприємств. Побудовано механізм прийняття рішень щодо зменшення втрат електроенергії.

5. Розроблено модель цільового програмування розподілу інвестиційних ресурсів енергопостачального підприємства між технологічними рішеннями щодо зменшення втрат електроенергії. Модель базується на обраних критеріях, які мають свою пріоритетність, та задовільняють оптимальним рішенням. За умови розподілу інвестиційних ресурсів $I = 15110$ тис. грн між типами обладнання, що підлягають заміні з метою зменшення рівня втрат на підстанції М-2 буде досягнута економія у розмірі 1715,5 тис. грн протягом планового року. Термін окупності капіталовкладень близько 9-ти років (8,8 року).

6. Перевірено за критерієм Фішера адекватність запропонованої моделі цільового програмування. За результатом перевірки модель адекватна.