

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМ. С.З.ГЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

**«АНАЛІЗ РОБОТИ ФРАГМЕНТА МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ХЛІБОКОМБІНАТУ»**

Виконав: студент VI курсу
групи Ен – 62 спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка».
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

_____ Середницький А. І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник: _____ Гречин Д. П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент: _____.
(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ” 202__ року

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

Середницькому Андрію Івановичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Аналіз роботи фрагмента мережі електропостачання
хлібокомбінату»

керівник роботи к.т.н., доцент Гречин Д. П.

(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП № 140 / к - с від 28.02.2025 р.

2. Строк подання студентом роботи 12.12.2025 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ

1. Компенсація реактивної потужності

2. Електропостачання підприємства

3. Аналіз роботи схеми електропостачання

4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

5. Техніко-економічна оцінка

Висновки

Перелік джерел посилання

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
1,2,3,5	<i>Дробот І. М., старший викладач</i>			
4	<i>Городецький І. М., к.т.н., доцент</i>			

7. Дата видачі завдання 28.02.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Аналіз питання побудови заступної схеми лінії електропостачання</i>	<i>28.02.2025 – 1.05.2025</i>	
2	<i>Розрахунок електропостачання хлібокомбінату</i>	<i>2.05.2025 – 1.08.2025</i>	
3	<i>Аналіз роботи фрагмента мережі електропостачання хлібокомбінату</i>	<i>2.08.2025 – 1.10.2025</i>	
4	<i>Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях</i>	<i>2.10.2025 – 1.11.2025</i>	
5	<i>Ефективність прийнятих рішень</i>	<i>2.11.2025 – 1.12.2025</i>	
6	<i>Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації</i>	<i>2.12.2025 – 6.12.2025</i>	
7	<i>Завершення роботи в цілому</i>	<i>7.12.2025 – 11.12.2025</i>	

Студент Середницький А. І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи Гречин Д. П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.313:63

Р Е Ф Е Р А Т

Середницький А. І. «Аналіз роботи фрагмента мережі електропостачання хлібокомбінату». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій ім. С. З. Гжицького, 2025 р. 52 с. текстової частини, 16 таблиць, 15 рисунків, 30 джерела посилання.

У кваліфікаційній роботі: проаналізовано питання побудови заступної схеми повітряної та кабельної лінії; дано коротку характеристику хлібокомбінату, розраховано електропостачання із вибором трансформаторів ЗТП, а також пристрою компенсації реактивної потужності; побудовано модель фрагменту мережі електропостачання хлібокомбінату в математичному середовищі MATLAB/Simulink, досліджено його роботу із компенсатором та без нього; розкрито питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях та розраховано строк окупності компенсатора.

Ключові слова: заступна схема, повітряна лінія, хлібокомбінат, електропостачання, фрагмент мережі електропостачання, моделювання, графічна залежність, експериментальні дані, коефіцієнт потужності, пристрій компенсації реактивної потужності, мікропроцесорний регулятор, термін окупності.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1 ЗАСТУПНА СХЕМА ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	8
1.1 Лінії електропередачі	9
1.2 Спрощені заступні схеми	19
2 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ХЛІБОКОМБІНАТУ	22
2.1 Визначення розрахункових навантажень ТП 10/0,4 кВ	24
2.2 Розрахункове навантаження ліній електричної мережі 0,4 кВ	25
2.3 Вибір трансформаторної підстанції та трансформаторів підстанції 10/0,4 кВ	27
2.4 Розрахунок та вибір перерізів проводів мережі 0,4 кВ	29
2.5 Вибір пристрою компенсації реактивної потужності	30
РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ РОБОТИ ФРАГМЕНТА МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ХЛІБОКОМБІНАТУ	32
3.1 Побудова моделі фрагмента системи електропостачання	32
3.2 Дослідження роботи фрагмента системи електропостачання	34
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	40
4.1 Оцінка рівня небезпеки виникнення травм	40
4.2 Розробка заходів щодо захисту цивільного населення	45
РОЗДІЛ 5 ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ	47
ВИСНОВКИ	49
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ	50

ВСТУП

Актуальність роботи. Оцінка економічної ефективності відіграє ключову роль, адже ухвалення технічних рішень у сфері енергетики тісно пов'язане з цією оцінкою. Серед численних варіантів можна обрати оптимальне рішення, яке відповідатиме всім вимогам із точки зору якості та правильності. У минулому вибір оптимального рішення спирався здебільшого на інтуїцію інженера чи дослідника. На сьогоднішній день розвиток комп'ютерних технологій і програмного забезпечення надає змогу створювати найефективніші проекти в різноманітних галузях за допомогою систем автоматизованого проектування. Проте остаточне рішення завжди залишається за інженером, який керується своїм досвідом і накопиченими знаннями.

Проектування електричних мереж у енергетиці потребує детального аналізу їх функціонування. Проект мережі відображає лише її потенційні можливості, тоді як обмеження впливають переважно з її структури. Оскільки структура мережі є динамічною, зростання навантаження чи поява нових вузлів змінюють її конфігурацію, спричиняючи еволюційні зміни. Завдяки комплексному аналізу мережі та системи загалом можна визначити основні напрямки цієї еволюції й ключові аспекти програмування. Особливо важливо на початкових етапах проектування розробити план розвитку або реконструкції електромереж.

У процесі передачі електроенергії завжди мають місце втрати, такі як падіння напруги чи втрати самої електроенергії. Рівень коливань напруги залежить від низки параметрів, таких як потужність джерела живлення, характеристик електромережі (переріз проводів і довжина), а також потужність і природа навантаження. Помилковий вибір ліній електропостачання може призвести до зниження якості постачання електроенергії і, зокрема, до невідповідності рівня напруги на стороні споживачів.

Доцільно проводити дослідження з використанням сучасних методів і засобів аналізу, таких як моделювання. Для цього оптимально підійде програмне середовище MATLAB/Simulink.

Об'єкт дослідження: робота фрагменту мережі електропостачання хлібокомбінату.

Мета роботи: розрахувати електропостачання хлібокомбінату, побудувати модель фрагмента мережі електропостачання та проаналізувати його роботу.

Предмет дослідження: робота фрагменту мережі електропостачання хлібокомбінату з та без пристрою компенсації реактивної потужності.

Завдання дослідження:

- проаналізувати питання побудови заступної схеми повітряної та кабельної лінії електропостачання;
- дати коротку характеристику хлібокомбінату, провести розрахунок електропостачання, розрахувати та вибрати пристрій компенсації реактивної потужності;
- побудувати модель в програмному середовищі MATLAB/Simulink фрагмента мережі електропостачання хлібокомбінату та проаналізувати його роботу;
- проаналізувати питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях;
- провести економічні оцінку.

РОЗДІЛ 1

ЗАСТУПНА СХЕМА ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Для вивчення процесів, що відбуваються в електричних мережах, спершу необхідно ознайомитися з оцінкою окремих складових елементів мережі та системи загалом. Після цього визначаються можливі напрямки управління цими елементами за заданих умов. Іноді отримати інформацію про певні елементи, процеси чи режими роботи електричних мереж безпосередньо на основі експериментів або дослідження оригіналу неможливо. У таких випадках застосовуються різного роду моделі, які відображають реальні об'єкти електростанцій. Такі моделі зручніші для вирішення поставлених завдань. Для створення математичної моделі та її опису необхідно впровадити систему координат. Вона має узгоджуватися з системою рівнянь, де параметри процесів і системи тісно взаємопов'язані.

Одним із прикладів таких моделей є замісна схема. Замісні схеми зазвичай дозволяють виділити лише один аспект явища, через що вони акцентуються на конкретному локальному процесі. Наприклад, замісна схема електричної мережі (рисунок 2.1) складається зі схем окремих компонентів, таких як лінії електропередачі, трансформатори, автотрансформатори, реактори, конденсаторні батареї, навантаження та джерела живлення. Такі схеми розробляються для лише однієї фази. У замісних схемах використовуються поздовжні та поперечні елементи. Поздовжні представляють ті частини мережі, через які проходить електроенергія, тоді як поперечні елементи працюють на повній напрузі.

Поздовжні та поперечні елементи характеризуються відповідними параметрами, здатними відображати властивості мережі та фізичну природу процесів у лініях. Точна оцінка параметрів електричних мереж і належне використання замісних схем є ключовими умовами для розробки надійної розрахункової моделі електромереж.

1.1 Лінії електропередачі

До характеристик лінії електропередачі (ЛЕП) належать наступні параметри: реактивний опір x_x Ом; активний опір $r_{\text{л}}$ Ом; $b_{\text{л}}$ реактивна провідність См; активна провідність $g_{\text{л}}$ См;.

Повний опір ЛЕП розраховуємо:

$$Z_{\text{л}} = r_{\text{л}} + jx_{\text{л}} = Z_{\text{л}} \exp(jz_{\text{л}}),$$

де

$$Z_{\text{л}} = \sqrt{r_{\text{л}}^2 + x_{\text{л}}^2}; z_{\text{л}} = \arctg(x_{\text{л}}/r_{\text{л}}). \quad (1.1)$$

Значення повної провідності ЛЕП (См)

$$y_{\text{л}} = g_{\text{л}} + jb_{\text{л}} = y_{\text{л}} \exp(jy_{\text{л}}),$$

де

$$y_{\text{л}} = \sqrt{g_{\text{л}}^2 + b_{\text{л}}^2}; y_{\text{л}} = \arctg(b/g_{\text{л}}). \quad (1.2)$$

Зазвичай опори та провідники вважаються рівномірно розподіленими вздовж усієї лінії електропередачі. Їх значення (Ом/км і См/км) складають:

$$z = r + jx; y = g + jb. \quad (1.3)$$

У загальному випадку лінія електропередачі представлена симетрично у вигляді П- та Г-подібних схем (рис. 1.1), де опори вважаються поздовжніми параметрами, а провідності — поперечними. Зазвичай для ліній електропередачі напругою до 330 кВ опір і провідності розглядаються як зосереджені параметри, значення яких визначаються таким чином:

$$z_{\text{л}} = z_0 l; y_{\text{л}} = y_0 l, \quad (1.4)$$

де l — довжина лінії, км.

Таке припущення вносить незначну похибку в розрахунки при аналізі коротких ліній електропередач (ЛЕП), але суттєво впливає на точність для довгих ЛЕП. Це зумовлено тим, що параметри заступних схем для повітряних ліній електропередач довжиною понад 300 км, а також для кабельних ліній протяжністю понад 50 км потребують визначення з

урахуванням поправкових коефіцієнтів k_r, k_x, k_b . Поправки мають узгоджуватися з параметрами, розрахованими за формулою 1.4.

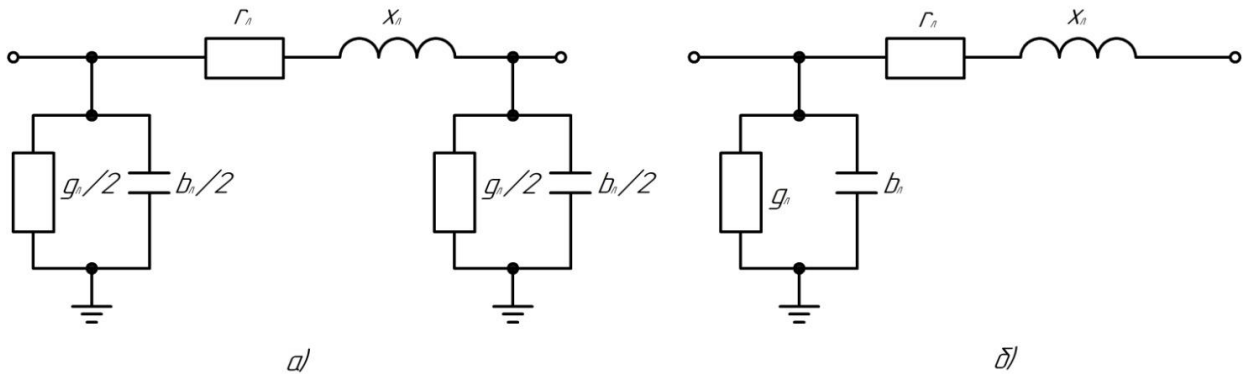


Рисунок 1.1 – Заступні схеми ЛЕП: а) П-подібні; б) Г-подібна заступні схеми

$$k_r = 1 - \frac{1^2}{3} x_0 b_0$$

$$k_x = 1 - \frac{1^2}{6} (x_0 b_0) \left[1 - \left(\frac{r_0}{x_0} \right)^2 \right];$$

$$k_b = 0,5 \frac{3+k_r}{1+k_r} = 1 + \frac{1^2 x_0 b_0}{12}.$$

Активний опір визначає опір провідника, через який проходить змінний струм. Через неоднорівномірний розподіл струму по всій площі перерізу проводу його активний опір для змінного струму виявляється більшим, ніж для постійного. У випадках, коли електричні мережі побудовані з проводів із кольорових металів, при промисловій частоті та перерізах, що не перевищують 500 мм², втрати потужності можуть досягати 5 %. Незважаючи на відносно невелике значення, ці втрати вже набувають помітної величини.

Активний опір у еквівалентних схемах ліній електропередачі застосовується для врахування втрат активної потужності та зниження напруги. Для лінії електропередачі довжиною 1 км величина активного опору (Ом) визначається за наступною формулою:

$$r_d = r_0 l, \quad (1.5)$$

де

$$r_0 = \rho / F, \quad (1.6)$$

а ρ – значення розрахункового питомого опору матеріалу провідника, Ом $\cdot$ мм²/км; F – значення площі перерізу проводу, мм².

У практичному розрахунку значення r_0 визначається не за формулою (2.6) а і з довідникових таблиць, де вони вказані для розрахункової температури навколишнього середовища +20° С. При іншій температурі то реальне значення опору будуть визначати за формулою:

$$r_{0\phi} = r_0(1 + 0,004 \cdot (\theta - 20)). \quad (1.7)$$

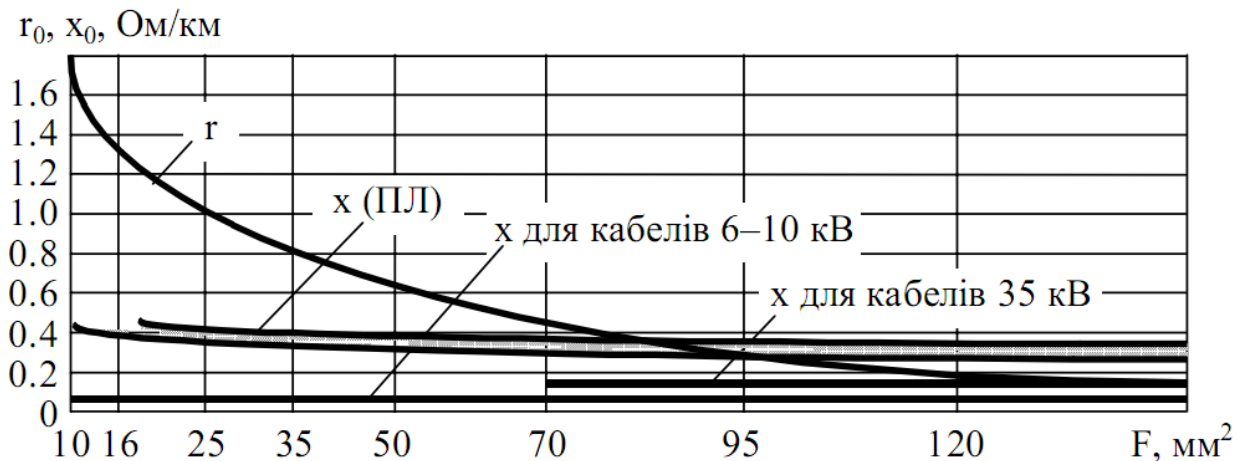


Рисунок 1.2 – Залежність зміни r_0 та x_0 в від перерізів провідників і жил кабелів

Враховуючи складність у точному врахуванні температурного впливу під час розрахунків електричних мереж, активні опори проводів і кабелів стандартно зводять до температури +20 °С. Активний опір лінії електропередач зі сталевих проводів при змінному струмі значно перевищує опір, який є при постійному струмі. Цей показник також залежить від сили струму, що протікає через провідник, хімічного складу сталі та конструктивних особливостей самого проводу.

Для визначення активного опору сталевих проводів використовуються спеціалізовані довідкові таблиці, які дозволяють врахувати ці параметри з високою точністю. Реактивний опір у лініях електропередач формується переважно через індуктивний компонент, що виникає внаслідок

електромагнітного поля навколо та всередині проводу під час протікання змінного струму. Завдяки цьому явищу стає можливим врахування частини електромагнітного розсіювання, яке відбувається під час передачі електричної енергії по повітряних і кабельних лініях.

Індуктивний опір (Ом) ЛЕП при довжині лінії 1 км визначаємо за виразом:

$$x_{\text{л}} = x_0 l, \quad (1.8)$$

де

$$x_{\text{л}} = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{D_{\text{ср}}}{R}\right) + 0,016 \cdot \mu, \quad (1.9)$$

Частота струму 50 Гц, μ – магнітна проникність провідника; R – радіус проводу; $D_{\text{ср}}$ – середньгеометрична відстань між проводами.

Середньгеометрична відстань визначається:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}, \quad (1.10)$$

де D_{12}, D_{23}, D_{31} – відстані між провідниками фаз. (рис 1.3 а).

Якщо проводи розташовані по вершинах рівностороннього трикутника, то розрахунок проводять за формулою:

$$D_{\text{ср}} = D_{12} = D_{23} = D_{31} = D. \quad (1.11)$$

При розміщенні провідників горизонтально (рис.2.3,в), то

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{2D^3} = 1,26D. \quad (1.12)$$

У високовольтній лінії з двома колами індуктивність кожного з них визначається магнітним потоком, створеним іншим колом. Якщо врахування взаємного впливу дає уточнення лише на 1-3 %, то під час проведення практичних розрахунків цей фактор зазвичай ігнорують. Магнітна проникність проводів, виготовлених із кольорових металів, залежить від струму, що проходить через них, а також від фізичних і хімічних характеристик матеріалу проводу.

Індуктивний опір лінії електропередач розглядається як сума двох складових: зовнішнього і внутрішнього опорів:

$$x_0 = \dot{x}_0 + \ddot{x}_0. \quad (1.13)$$

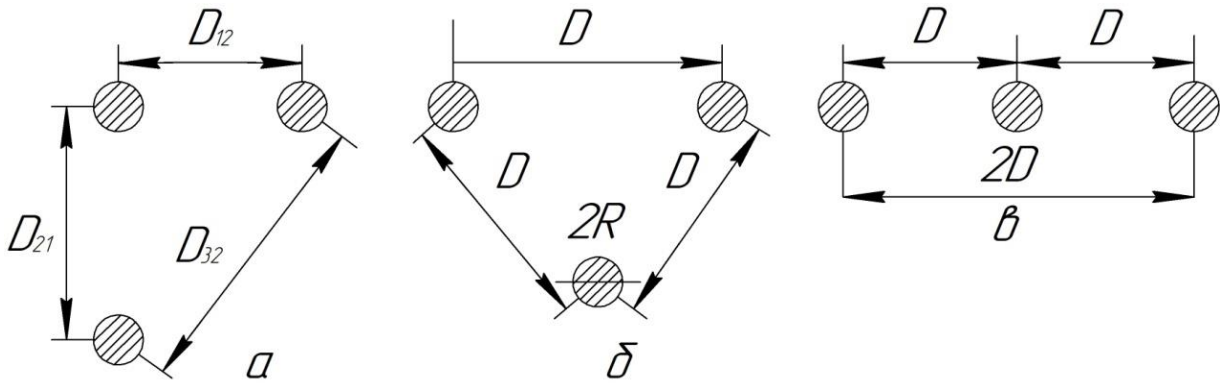


Рисунок 1.3 – Розміщення провідників по опорах повітряних ліній у вершинах трикутників (а, б) і горизонтально (в).

Зовнішній індуктивний опір виникає через магнітний потік, що оточує провід і формується залежно від геометричних параметрів електропередавальної лінії.

$$\dot{x}_0 = 0,144 \cdot \lg \left(\frac{D_{\text{ср}}}{R} \right). \quad (1.14)$$

Цей опір майже не змінюється при варіації відстані між проводами, а також при зміні перерізу проводу. Якщо лінія містить нерозщеплені проводи, то:

$$\dot{x}_0 = 0,35 - 0,4 \text{ Ом/км.}$$

Внутрішній індуктивний опір визначається магнітним потоком і прямо залежить від показника магнітної проникності.

$$\ddot{x}_0 = 0,016 \cdot \mu \quad (1.15)$$

Для ліній електропередач, виконаних зі сталевих проводів, значення визначають за допомогою спеціалізованих довідкових таблиць. Вони створені окремо для різних перерізів проводів залежно від величини струму, що проходить по лінії.

Індуктивний опір ЛЕП із розщепленими фазами обчислюють з урахуванням еквівалентного радіуса фази $R_{\text{ек}}$:

$$x_{0p} = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{R}\right) + 0,016 \cdot \mu/n, \quad (1.16)$$

де – кількість проводів у фазі. Звідси:

$$R_{ек} = \sqrt[n]{A^{n-1} R_n}, \quad (1.17)$$

де $A = a/(2 \sin \frac{\pi}{n})$; R – дійсний встановлений радіус проводу; a – крок розщеплення.

Коли будуть розщеплені фази проводів 2 і 4 то:

$$\begin{aligned} R_{ек} &= \sqrt{R_a} \quad ; \\ R_{ек} &= \sqrt[3]{R_a^2} \quad ; \\ R_{ек} &= \sqrt[4]{R \sqrt{2} a^3}. \end{aligned} \quad (1.18)$$

Еквівалентний радіус розщепленої фази значно перевищує фактичний радіус провідника нерозщепленої фази, що призводить до суттєвого зменшення індуктивного опору лінії електропередачі при розщепленій фазі. Це явище пояснюється конструктивними особливостями реалізації розщепленої лінії електропередачі. Зниження індуктивного опору сприяє зменшенню втрат енергії, підвищенню пропускної здатності та поліпшенню стійкості системи при її роботі в паралельному режимі. Крім того, індуктивний опір кабельної лінії значно нижчий у порівнянні з повітряною лінією, що дає змогу ігнорувати індуктивний опір кабелю в багатьох випадках.

Наведено значення індуктивного опору для різних типів ліній:

- КЛ напругою до 1 кВ – 0,06; те ж, 6 – 10 кВ – 0,08; те ж, 20 кВ – 0,11; ізолювані проводи внутрішньої проводки – 0,125;
- ПЛ напругою до 1 кВ – 0,22; те ж, 6 – 10 кВ – 0,31; те ж, 20 – 35 кВ – 110 кВ – 0,40; те ж, 220 кВ – 0,41; те ж, 330 кВ (два проводи у фазі) – 0,32; те ж, 500 кВ (три проводи у фазі) – 0,29; те ж, 750 кВ (чотири проводи у фазі) – 0,28; те ж, 1150 кВ (вісім проводів у фазі) – 0,255.

Активна провідність у лініях електропередач зумовлена значними втратами активної потужності в діелектричних матеріалах. У випадку повітряних ліній ці втрати пов'язані з коронуванням проводів та недосконаlostями ізоляторів, які можуть бути виконані неякісно. Потоки струму через ізолятори зазвичай незначні, навіть у певних складних умовах вони залишаються малими, тому втрати активної потужності в ізоляторах здебільшого не враховують. Водночас втрати, спричинені короною, є суттєвими. Це пов'язано з інтенсивною іонізацією повітря та високою напруженістю електромагнітного поля. В подібних випадках на лініях електропередач часто можна спостерігати блакитне світіння та чути потріскування. Коронування проводів особливо проявляється за несприятливих погодних умов, під час підвищеної вологості або атмосферних опадів. У таких ситуаціях втрати на корону значно зростають.

Окрім втрат активної потужності, корона спричиняє й інші негативні явища, такі як корозія проводів, створення перешкод у лініях зв'язку та поява різноманітних радіоперешкод. Це потребує впровадження відповідних заходів для запобігання коронуванню проводів під час нормальної роботи ліній електропередач. Одним із таких заходів є підвищення напруги в лініях електропередачі, величина якої визначається наступним чином:

$$U_{\text{кор}} = U_e \cdot E_0 / E \quad (1.19)$$

де E – робоча напруженість електричного поля (кВ/см); E_0 – напруженість електричного поля на початку, кВ/см; U_e – середня експлуатаційна напруга, кВ.

Початкову напруженість електричного поля розраховують за емпіричною формулою:

$$E_0 = 30,3m\delta(1 + 0,3/\sqrt{R\delta}), \quad (1.20)$$

де $\delta = 0,386p/(273+0)$ – щільність повітря при температурі 0; рівний одиниці для однодротових проводів і 0,82 – 0,92 для багатодрових; m – коефіцієнт гладкості проводів.

Робоча напруженість електричного поля на поверхні проводу для лінії електропередачі з нерозщепленими фазами обчислюється за наступною формулою:

$$E=0,355 \cdot U_{\text{е}}/R \cdot \lg \left(\frac{D_{\text{сп}}}{R} \right), \quad (1.21)$$

Для ліній електропередач із розщепленими фазами:

$$E=0,355 \cdot U_{\text{е}}/n \cdot R \cdot \lg \left(\frac{D_{\text{сп}}}{R_{\text{ек}}} \right), \quad (1.22)$$

З виразу (1.19) можна зробити висновок, що при підвищеній напрузі $U_{\text{кор}}$ необхідно зменшувати напруженість електромагнітного поля E . Це можна досягти шляхом збільшення діаметра проводу або відстані між проводами. Однак під час збільшення відстані між проводами суттєво зростають витрати на будівництво ліній електропередач (ЛЕП), що робить цей підхід малоефективним.

У зв'язку з цим, для запобігання появі корони зазвичай збільшують діаметр провідників. Використання проводів із меншим перетином, з урахуванням умов коронування, дозволяє знизити втрати потужності на корону в ЛЕП з напругою в межах 110–220 кВ до кількох кіловат на кожен кілометр лінії. Під час розрахунків ці втрати зазвичай не враховуються, а активна провідність лінії приймається рівною нулю.

Втрати на корону залежать також від реальних значень напруги на ЛЕП. У табл. 1.1 наведені дані щодо втрат на корону для ліній напругою 750 кВ.

З вищенаведених даних можна зробити висновок, що при збільшенні напруги понад 5 % втрати на корону зростають на 31 %. Якщо напруга підвищується понад 5 %, втрати на корону становлять 24 %. Таким чином, одним із способів вирішення проблеми з втратами на корону на лініях електропередачі напругою 330 кВ є незначне зниження рівня напруги порівняно із її номінальним значенням.

Таблиця 1.1 –Величини втрат на корону в ЛЕП напругою 750 кВ

Напруга, кВ	715	730	750	770	787
Втрати на корону, кВт/км	10	11.6	13.5	15.7	18

Отже, втрати потужності через корону при певному рівні напруги U , а також активна провідність лінії електропередачі визначаються наступним:

$$g_0 = \Delta P_{\text{кор}} / U^2. \quad (1.23)$$

Активну провідність доцільно враховувати переважно під час розрахунків ліній електропередач (ЛЕП) напругою 330 кВ і вище. Зазвичай це роблять для визначення втрат потужності через коронний розряд на кожному кілометрі лінії. Для кабельних ліній інформацію про діелектричні втрати на 1 км зазвичай надає виробник кабелю. На основі цих даних активну провідність кабельної лінії визначають аналогічно до повітряної.

Реактивна провідність ЛЕП обумовлена наявністю ємності як між окремими фазами, так і між фазами та землею. Водночас проводи повітряних ліній розташовуються асиметрично один щодо одного та землі. Унаслідок цього заряди провідників не розподіляються пропорційно їхнім потенціалам і залежать також від потенціалів інших фаз. Проте при повній транспозиції проводів робочу ємність повітряної лінії трифазного струму можна визначити з допустимою похибкою у 5% за спеціальною формулою.

$$C_0 = 0,02415 / \lg \left(\frac{D_{\text{ср}}}{R} \right), \quad (1.24)$$

де R – радіус проводу; C_0 – середньгеометрична відстань між проводами.

Для лінії електропередачі з розщепленими фазами вираховують за наступною формулою:

$$C_0 = 0,02415 \cdot \varepsilon / \lg \left(\frac{D_{\text{ср}}}{R} \right), \quad (1.25)$$

де $R_{ек}$ – еквівалентний радіус фази, визначається за формулою (1.17); ε – коефіцієнт яким враховують вплив землі і тросів ($\varepsilon=1,05$ для одно ланцюгових ЛЕП, які виконані двома тросами).

Робоча ємність кабелів визначається за даними заводу-виробника, оскільки для виконання розрахунків необхідна інформація про діелектричну проникність ізоляції, геометричні параметри та інші конструктивні характеристики кабелю.

Ємнісна провідність повітряних і кабельних ліній розраховується за певною формулою:

$$b_0 = w \cdot C_0.$$

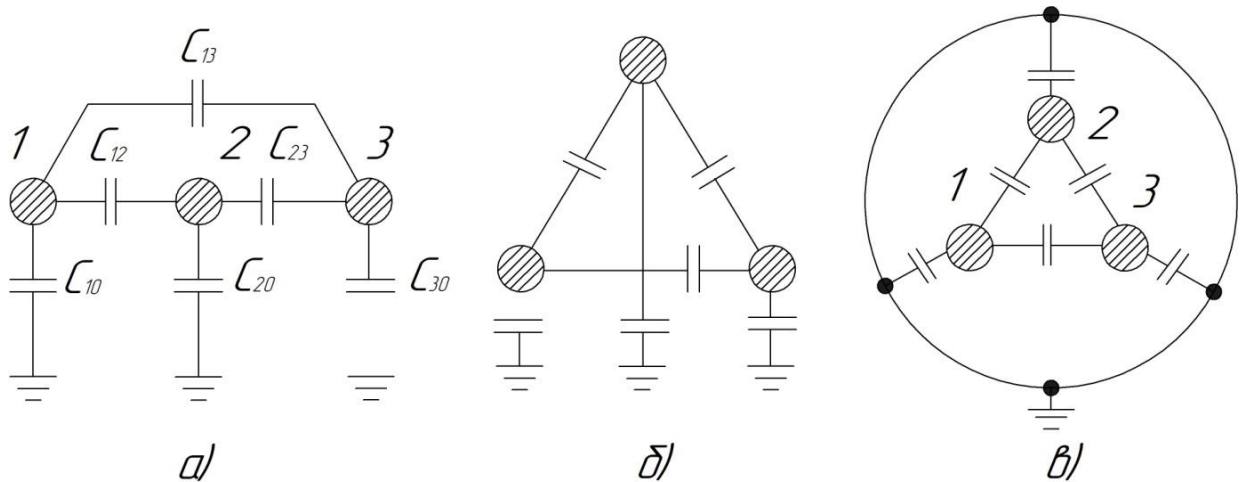


Рисунок 1.4 – Зображення часткових ємностей ПЛ (а,б) і КЛ (в)

Для кабелів ємнісна провідність виявляється більшою, ніж у повітряних ліній, що зумовлено невеликою відстанню між жилами та між жилами і оболонками.

У випадку повітряних ліній з нерозщепленими фазами частота струму становитиме 50 Гц.

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg \left(\frac{D_{ср}}{R} \right), \quad (1.26)$$

Повітряні лінії із розщепленими фазами:

$$b_0 = 7,58 \cdot \varepsilon \cdot 10^{-6} / \lg \left(\frac{D_{ср}}{R_{ек}} \right).$$

Ємнісна провідність показано у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Ємнісна провідність

Напруга лінії, кВ	110-220	330-500	750	1150
$b_0, \text{См/км}$	$2.7 \cdot 10^{-6}$	$3.7 \cdot 10^{-6}$	$4.2 \cdot 10^{-6}$	$4,6 \cdot 10^{-6}$

Значення ємнісної провідності протяжністю 1 км буде становити:

$$b_{\text{л}} = b_0 \cdot l. \quad (1.27)$$

Наявність ємнісної провідності в лінії пояснюється потоком первинного струму та ємнісної потужності, які описуються як зарядний струм і зарядна потужність лінії.

Зарядний струм визначають за такими параметрами:

$$I_{\text{с}} = b_{\text{л}} \cdot U_{\text{ф}}, \quad (1.28)$$

де $U_{\text{ф}}$ – фазна напруга лінії.

Значення зарядної потужності:

$$Q_{\text{с}} = \sqrt{3} U I_{\text{с}} = b_{\text{л}} \cdot U^2, \quad (1.29)$$

де U – лінійна напруга.

Зарядна потужність є реактивною потужністю, що генерується лінією залежно від її напруги. Особливо це стає важливим для повітряних ліній (ПЛ) із напругою 110 кВ і вище. Коли напруга лінії перевищує 330 кВ, потужність ліній електропередачі (ЛЕП) досягає значень, які вимагають компенсації. Це означає, що на особливих режимах роботи лінії рівень напруги може значно зрости. Для усунення таких ситуацій застосовуються шунтувальні реактори. Також у мережах із напругою 20 кВ і вище слід враховувати ємнісні струми кабельних ліній (КЛ) під час виконання розрахунків.

1.2 Спрощені заступні схеми

Як зазначалося раніше, у лініях електропередач напругою до 330 кВ за певних умов допустимо не враховувати деякі параметри, якщо їхній вплив на

роботу лінії є несуттєвим. Виходячи з цього, спрощення заступних схем ліній, представлених на рисунку 2.1, є цілком можливим. Для ПЛ напругою до 110 кВ втрати потужності через корону, а в КЛ напругою до 35 кВ діелектричні втрати також є незначними. Таким чином, в розрахунках ці лінії не враховують ці показники, приймаючи їх рівними нулю. У лініях напругою від 110 до 220 кВ врахування корони під час вибору перерізів проводів не є обов'язковим.

Проводи з мінімальними перерізами, які не утворюють корону, мають настільки малу провідність, що її також можна ігнорувати. При аналізі питання корони повітряної лінії, окрім врахування ємності й потужності, необхідно звертати увагу на співвідношення зарядної і навантажувальної потужності. У локальних мережах з відносно короткими лініями та номінальною напругою до 35 кВ зарядні струми і потужності значно менші за навантажувальні. Внаслідок цього ємнісна провідність КЛ враховується лише для напруг 20 та 35 кВ, тоді як у ПЛ вона взагалі не враховується.

У районних мережах протяжніші лінії та зарядні потужності можуть бути співмірними із навантажувальними, тому такі потужності обов'язково враховують або безпосередньо (рисунк 1.5, а), або шляхом введення ємнісних провідностей (рисунк 1.5, б). Таким чином, у заступній схемі лінії ПЛ напругою 110–220 кВ активну провідність не враховують (рисунк 1.5, а, б). Для ліній із напругою до 35 кВ поперечну гілку виключають із розрахунків узагалі (рисунк 1.5, в).

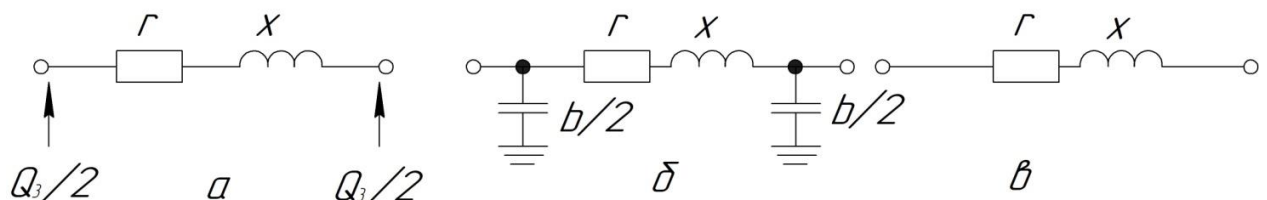


Рисунок 1.5 – Зображення спрощених заступних схем ПЛ напругами

110 – 220 кВ (а,б) і 35 кВ (в)

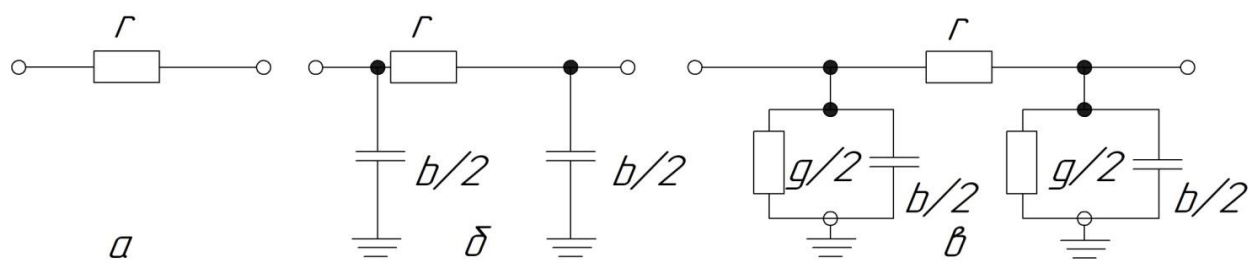


Рисунок 1.6 – Зображення спрощених заступних схем КЛ напругами до 10 кВ (а), 20 кВ (в) і 35 кВ (в)

Схеми заміщення кабельної лінії напругою до 10 кВ враховують лише активний опір (див. рис. 1.6, а). Для ліній із напругою 20 кВ додають ємнісну провідність (див. рис. 1.6, б). У випадку ліній з напругою 35 кВ, додатково включають індуктивний опір у поздовжній вітці та активну провідність у поперечній вітці (див. рис. 1.6, в).

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ХЛІБОКОМБІНАТУ

Самбірський хлібокомбінат відноситься до ВАТ "Концерн ХлібПром" і розташований у місті Самбір. До складу підприємства входять млинзавод №1, склад безтарного зберігання борошна, елеватор, заготівельна діляниця та ремонтна майстерня. Загальна площа основної території становить 2,28 гектара, а забудова займає 0,76 гектара. На території також розміщені лабораторія, механічна майстерня, електроцех, побутовий та адміністративний корпуси, а також вагова з прохідною.

Млинзавод №1, збудований у 1908 році, представляє собою шестиповерхову будівлю висотою 22 метри. Його виробнича потужність складає дві секції по 200 тонн на добу. Одна з них працює на триразовому 75% помолі пшениці, а інша на 80% помолі жита. Підприємство функціонує у безперервному двозмінному режимі по 12 годин кожна зміна.

Елеватор №1, призначений для зберігання сировини для млинзаводу №1, був побудований в 1981 році. Це склад силосного типу СКС 3х60 із місткістю 33 тисячі тонн. Елеватор приймає зерно залізницею та передає його на помел.

Склад безтарного зберігання борошна зведений у 1973 році. Він складається з 88 металевих силосів типу Х3106А загальною місткістю 2600 тонн, які використовуються для зберігання та вивантаження готової продукції млинзаводу.

Силосний склад для висівок і відходів, побудований у 1968 році, має місткість 270 тонн. Над залізничними коліями встановлено 4 металевих бункери місткістю по 50 тонн для завантаження висівок у вагони. У 1990 році додатково введено в експлуатацію 6 металевих бункерів місткістю по 100 тонн для завантаження борошна у спеціалізовані автотранспортні засоби.

Склад №3, призначений для зберігання зерна, був споруджений у 1968 році. Його місткість становить 7 тисяч тонн. Склад обладнаний стаціонарними механізмами з галереями.

1) Підготовка зерна до помелу проводиться в зерноочисному відділенні млина заводу згідно з технологічною схемою підготовки зерна, використовуючи наступне обладнання: зволожувальні машини А1-БШУ-1, А1-БШУ-2, А1-БА3; сепаратор А1-БІС-12; аспіратори РЗ-ББ; каміння віддільні машини РЗ-БКТ-100; обойки РЗ-1БІО-6, РЗ-БІО-12; магнітні колонки; концентратори А1-бкз-9.

Транспортне обладнання: лінія пневмотранспорту; шнеки; норії НЦ-50, НЦ 2х20, НЦ-20, НЦ 2х10.

Аспіраційне обладнання: фільтри; компресорні установки ЗАФ.

В розмельному відділі млинзаводу є дві секції потужністю 200 тон на добу кожна. У кожній із них встановлено обладнання: норії НЦГ 2х20; норії НЦГ 2х20; вальцові станки АІ-БЗ-2Н; ситовійки АІ-БСО; молоткові дробарки ДДМ; ентолейтори АІ-БЕР; розсіва РЗ-БРБ; віброцентрифуги РЗ-БЦА; деташери АІ-БДГ; система винтових конвеєрів; шнеки РЗ-БКШ; розвантажувач РЗ-БЦР; пневмоприймач; вентилятори середнього тиску РЗ-БВЦ; фільтри РЦІ; зборки шлюзних затворів; вентилятори високого тиску ВЛЗ 9,6/1200; компресори ЗАФ.

1) Для зберігання відходів та дрібної пшениці використовуються три бункери з місткістю: для відходів І категорії — 40 тонн, для відходів ІІ категорії — 25 тонн, для мелених відходів — 20 тонн. У надбудованому приміщенні над складом висівок і відходів розташоване обладнання, яке забезпечує функціонування пневмотранспортної мережі для переміщення висівок та відходів із зерноочисного відділення млинзаводу. У складі встановлено таке обладнання: норія НЦ-20; вентилятори високого тиску ВПЗ; ваги ДЛ-80; ваги АД-50-3В; шнеки РЗБКШ; компресор ЗАФ; розвантажувачі; фільтр РЦІ-5,4.

2.1 Визначення розрахункового навантаження ТП 10/0,4 кВ

Характеристику електричного навантаження кожного вузла хлібокомбінату вказані у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для розрахунку мережі 0,4 кВ

№ вузлів	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Значення повного навантаження S кВА	315	-	320	-	315	200	10	10	30	15	5660	15	12	10

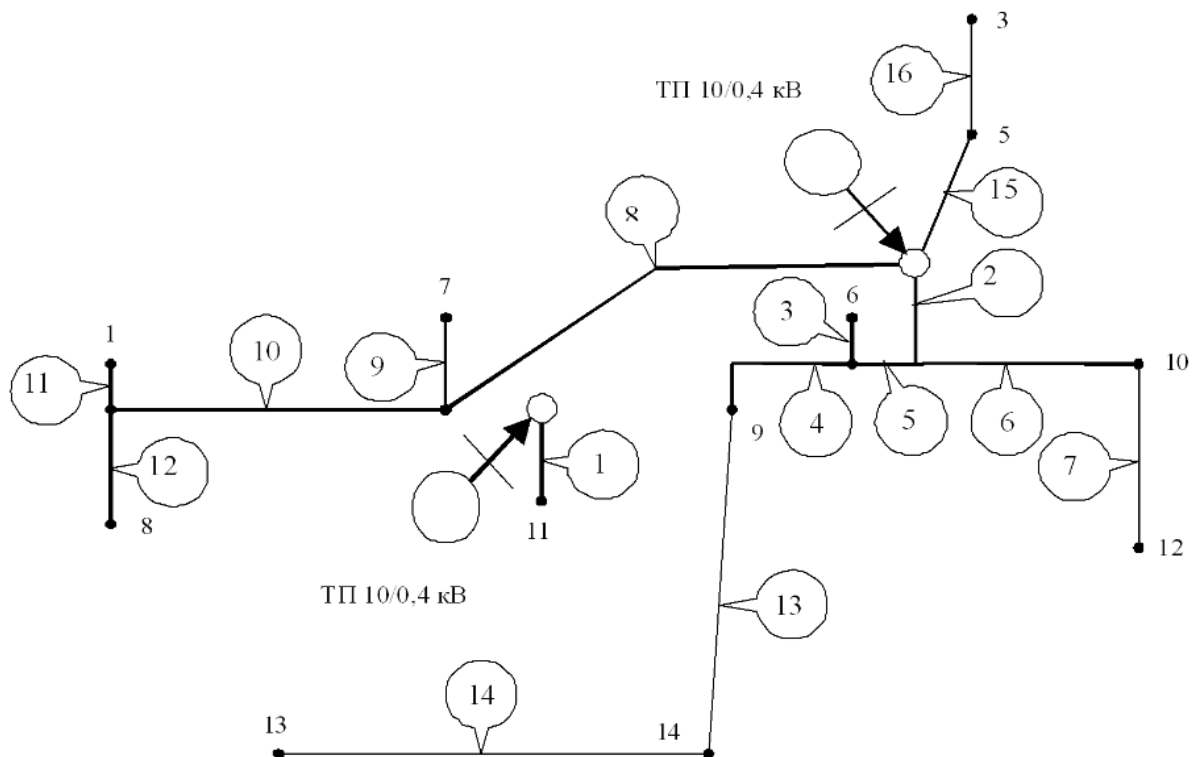


Рисунок 2.1 – Схема розташування вузлів електричної мережі 0,4 кВ.

Схема вузлів електричної мережі 0,4 кВ приведена на рис. 2.1.

Визначення розрахункового навантаження:

$$P_{1K}=k_0(P_7 + P_8 + P_9 + P_{10} + P_{12} + P_{13} + P_{14})=0,5 (9+9+27+13,5+13,5+10,8+9)=45,9\text{ кВт};$$

$$P_{2K}=(P_1 + P_3 + P_5 + P_6)=0,6 (283,5+288+283,5+180)=621\text{ кВт},$$

їх сумування:

$$P_{\sum \text{ К.ДН}} = P_{2R} + \Delta P(P_{1K}) = 621 + 30,2 = 651,2 \text{ кВт}$$

Навантаження освітлення вулиць:

$$P_{BO} = P_{PO} \cdot L_3 = 5 \cdot 2850 = 14250 \text{ Вт} = 14,25 \text{ кВт},$$

де, L_3 - загальна довжина вулиць.

Потужність зовнішнього освітлення:

$$P_{BO} = P_O \cdot n_{\text{пр}} = 0,25 \cdot 14 = 3,5 \text{ кВт},$$

де, $n_{\text{пр}}$ - кількість споруд.

Сумарне освітлювальну потужність:

$$P_O = P_{BO} + P_{BO} = 18,5 + 3,5 = 22 \text{ кВт}.$$

Розрахована потужність трансформаторної підстанції:

$$P_{\sum \text{ К.1}} = 651,2 \text{ кВт}.$$

$$P_{\sum \text{ К.2}} = 5094 \text{ кВт}.$$

Значення повної потужності (коефіцієнт потужності $\cos \varphi_{\text{ДН}} = 0,9$):

$$S_{\sum 1} = \frac{P_{\sum \text{ К1}}}{\cos \varphi_{\text{ДН}}} = \frac{651,2}{0,9} = 723 \text{ кВА},$$

$$S_{\sum \text{ ДН}} = \frac{P_{\sum \text{ К2}}}{\cos \varphi_{\text{ДН}}} = \frac{5094}{0,9} = 5660 \text{ кВА}.$$

2.2 Розрахункове навантаження ліній електричної мережі 0,4 кВ

Таблиця навантажень ліній мережі табл. 2.2. Номери ліній показані у колах на рис.2.1.

Значення повного розрахункового навантаження мережі 0,4 кВ:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi_i}.$$

Повні навантаження ліній показано у таблиці 2.3.

Таблиця 2.2 – Розрахункове навантаження ліній 0,4 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8
К-ть <u>Об'єктів</u>	1	6	1	3	4	2	1	3
Сума навантаже нь, кВт	5094	146	200	30,5	135,6	20,52	13,5	199
Лінія	9	10	11	12	13	14	15	16
К-ть <u>Об'єктів</u>	1	2	1	1	2	1	2	1
Сума навантаже нь, кВт	9	222	283,5	9	15	10,8	434	288

Реактивне навантаження ліній 0,38 кВ:

$$Q_i = P_i \operatorname{tg} \varphi,$$

де, ($\operatorname{tg} \varphi_{\text{дн}} = 0,48$).

Розаховані значення у таблиці 2.4.

Таблиця 2.3 – Розрахункова повна потужність мережі 0,38 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8
<u>S,кВА</u>	5660	162,2	222,2	33,8	150,6	22,8	15	221,1
Лінія	9	10	11	12	13	14	15	16
<u>S,кВА</u>	10	246,6	315	10	16,6	12	482,2	320

Розрахункове навантаження по струму мережі 0,4 кВ:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}.$$

Розраховані значення подано у таблиці 2.5.

Таблиця 2.4 – Розрахункова реактивна потужність мережі 0,4 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8
$Q, \text{кВА}_p$	2190,4	62,7	86	13,1	58,3	8,82	5,8	76,5
Лінія	9	10	11	12	13	14	15	16
$Q, \text{кВА}_p$	3,87	95,46	121,9	3,8	6,45	4,644	186,6	123,8

Таблиця 2.5 – Розрахункові струми мережі 0,4 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8
$I, \text{А}$	8609,6	246,7	338	51,5	229,1	34,6	22,8	300
Лінія	9	10	11	12	13	14	15	16
$I, \text{А}$	15,2	375	479,1	15,2	25,3	18,2	733,5	486,7

Кожен трансформатор має 5 відгалужень. Оскільки струм на лінії 1 дуже високий, а об'єкт оснащений великою кількістю потужних споживачів, розташованих у різних частинах приміщення, підведення напруги до цих споживачів здійснюється за допомогою кабельних ліній з різних відгалужень. Загальна кількість таких відгалужень становить 16, що забезпечує по 4 робочих фідери та 1 резервний для кожного трансформатора.

2.3 Вибір трансформаторної підстанції та трансформаторів підстанції 10/0,4 кВ

Оскільки споживачі відносяться до II та III категорій, зовнішнє електроживлення цього об'єкта здійснюється через одну повітряну лінію напругою 10 кВ. Зважаючи на те, що об'єкт 11 має повну потужність 6550 кВА, трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ такої потужності не існує. Тому передбачається встановлення закритої комплектної трансформаторної підстанції (КТП) з декількома силовими трансформаторами, які працюватимуть у режимі паралельного увімкнення, а також одного

трансформатора для забезпечення живлення інших виробничих об'єктів. Принципова схема запроектованої мережі наведена на рисунку 2.2.

Розрахунок потужності трансформатора виконується за формулою:

$$S_{T1} \geq \frac{S_{розр}}{1,4} = \frac{723}{1,4} = 516,4 \text{ кВА},$$

$$S_{T2-6} \geq \frac{S_{розр}}{1,4} = \frac{5660}{1,4} = 4042,8 \text{ кВА},$$

де $S_{розр}$ – це значення розрахункової потужності на шинах 0,4 кВ підстанції; $k_{п}$ – допустимий коефіцієнт перевантаження трансформаторів, який обирається в межах від 1,34 до 1,75 залежно від температури навколишнього середовища.

Таблиця 2.6 – Інформація по паспортних даних трансформатора

Тип трансформатора	$S_{НОПМ}$	$U_{ВНОМ}$	$U_{ННОМ}$	Схема та група	$\Delta P_{НХ}$	$\Delta P_{КЗ}$	$U_{КЗ}$	$I_{НХ}$
Параметри	кВА	кВ	кВ	з'єднань	кВт	кВт	%	%
ТМ 630	630	10	0,4	Y/Y _Н -0	1,31	7,6	5,5	2,0
ТМ 1000	1000	10	0,4	Y/Y _Н -0	1,8	8,7	6,5	2,0

У даному випадку приймаємо коефіцієнт $k_{п}$ рівним 1,4. Для забезпечення живлення об'єкта обираємо трансформатори типу ТМ 1000 10/0,4 кВ, а для інших виробничих об'єктів – трансформатори ТМ 630 10/0,4 кВ. Усі трансформатори розташовані на одній закритій комплектній трансформаторній підстанції (ЗТП).

Параметри трансформатора ТМ 630 кВА приведені до вищої напруги трансформатора:

$$\text{активний опір} - r_T = P_{кз} \cdot \frac{U_{ВНОМ}^2}{S_{НОМ}^2 \cdot 10^{-3}} = 1,9 \text{ Ом};$$

$$\text{повний опір} - z_T = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ} \cdot 10^{-3}} = 8,7 \text{ Ом};$$

реактивний опір – $x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2} = 8,5 \text{ Ом}$.

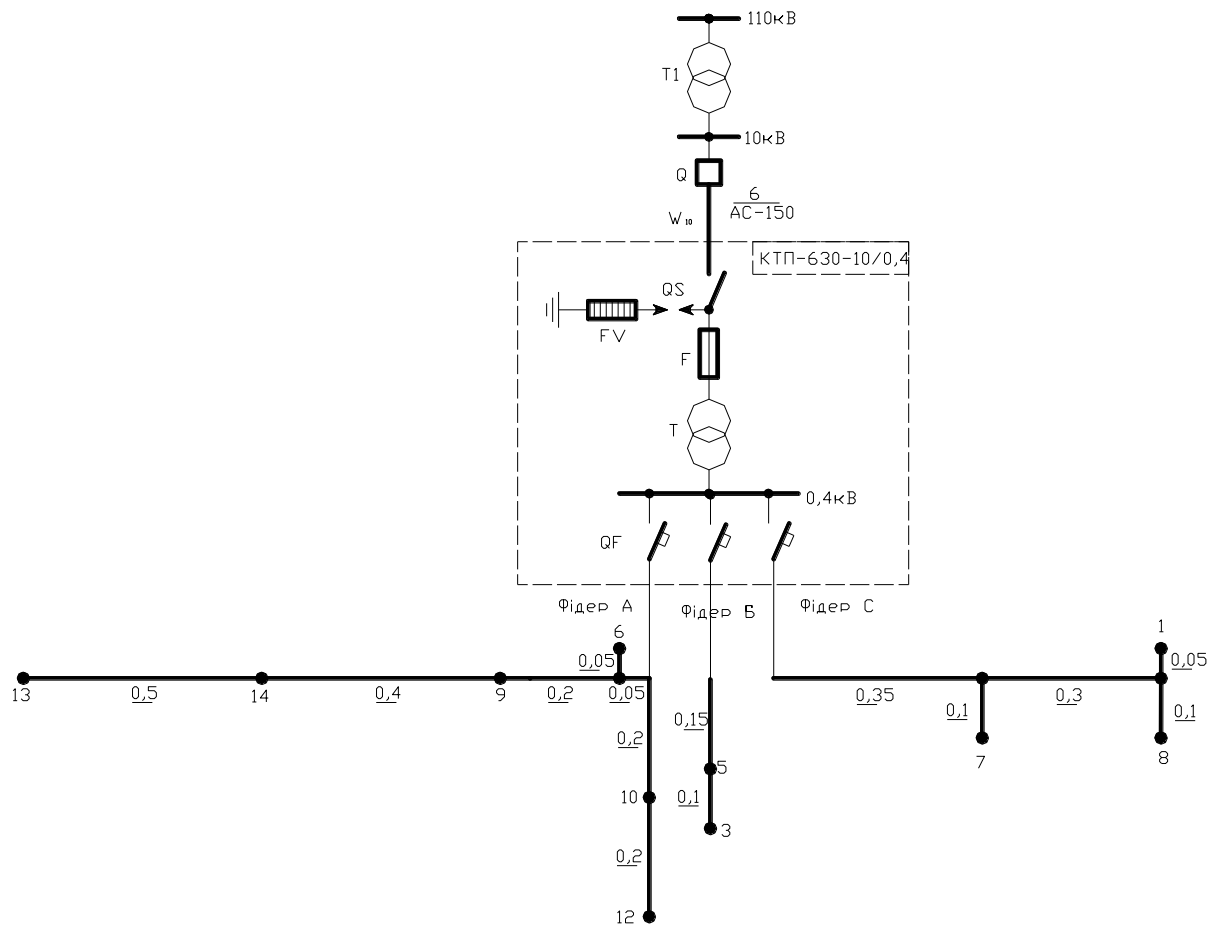


Рисунок 2.2 – Принципова схема проектованої електричної мережі.

2.4 Розрахунок і вибір перерізів проводів мережі 0,4 кВ

Згідно з ПУЕ, намагаємося обирати проводи для магістралі лінії 0,38 кВ так, щоб мінімізувати кількість різних перерізів у межах однієї магістралі. За умови дотримання цього принципу, втрата напруги в мережі:

$$\Delta U = \Delta U_a + \Delta U_p,$$

де, ΔU_p – реактивна частина втрати напруги;

ΔU_a – активна частина втрати напруги.

$$F_{розр} = \frac{P \cdot l}{U_{ном} \cdot \Delta U_a \cdot g}$$

де g - питома провідність матеріалу, зокрема міді ($g = 48 \cdot 10^6$ См/м) та алюмінію ($g = 32 \cdot 10^6$ См/м).

Аналогічним чином виконуємо розрахунки для визначення значень перерізів проводів для інших ліній за розрахованими значеннями вибираємо стандартні марки проводів таблиці 2.7.

Здійснюється обчислення фактичної втрати напруги.

$$\Delta U = \sqrt{3}(r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \sum_{i=1}^n I_i l_i$$

результат розрахунку показано у таблиці 2.9.

Таблиця 2.7 – Характеристики провідників електричних мереж 0,4 кВ

Лінія мережі 0,38 кВ	Марка проводу	$R_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	Допустимий струм, А
1	Кабель з мідними жилами	0,07	0,28	570
2,8,10,11,15,16	A-90	0,32	0,275	305
3	A-50	0,64	0,297	215
4,5,6,7,9,12,13,14	A-35	0,92	0,308	170

Таблиця 2.8 – Втрати напруги

Магістраль	1(16)	2	3	4	5	6	7	8
Втрати напруги на ділянках, $\Delta U, \%$	4,8	2,3	2,5	1,3	1,9	3	1,9	2,7
Магістраль	9	10	11	12	13	14	15	16
Втрати напруги на ділянках, $\Delta U, \%$	0,66	1,8	1,9	0,66	1,4	0,9	4,5	1,9

2.5 Вибір пристрою компенсації реактивної потужності

Після монтажу компенсатора реактивної потужності коефіцієнт потужності має бути $\cos \varphi \geq 0,92$.

Отже

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{\sin \varphi_2}{\cos \varphi_2} = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_2}}{\cos \varphi_2}.$$

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{\sqrt{1 - 0,92^2}}{0,92} = 0,426.$$

Біжуче значення коефіцієнту потужності мережі становить $\cos \varphi = 0,8$.

Отже

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{\sin \varphi_1}{\cos \varphi_1} = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_1}}{\cos \varphi_1}.$$

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{\sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} = 0,75.$$

Потужність реактивна конденсаторних батарей компенсатора реактивної потужності:

$$Q_{\text{кв}} = P \cdot (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2).$$

$$Q_{\text{кв}} = 630 \cdot (0,75 - 0,426) = 204,12 \text{ кВАр}.$$

Тому необхідний рівень реактивна потужності 205 кВАр.

Вибираємо автоматизований пристрій компенсації - конденсаторну установку VARSET classic 400 415V 54 кВАр 50 Hz на 240 кВАр.

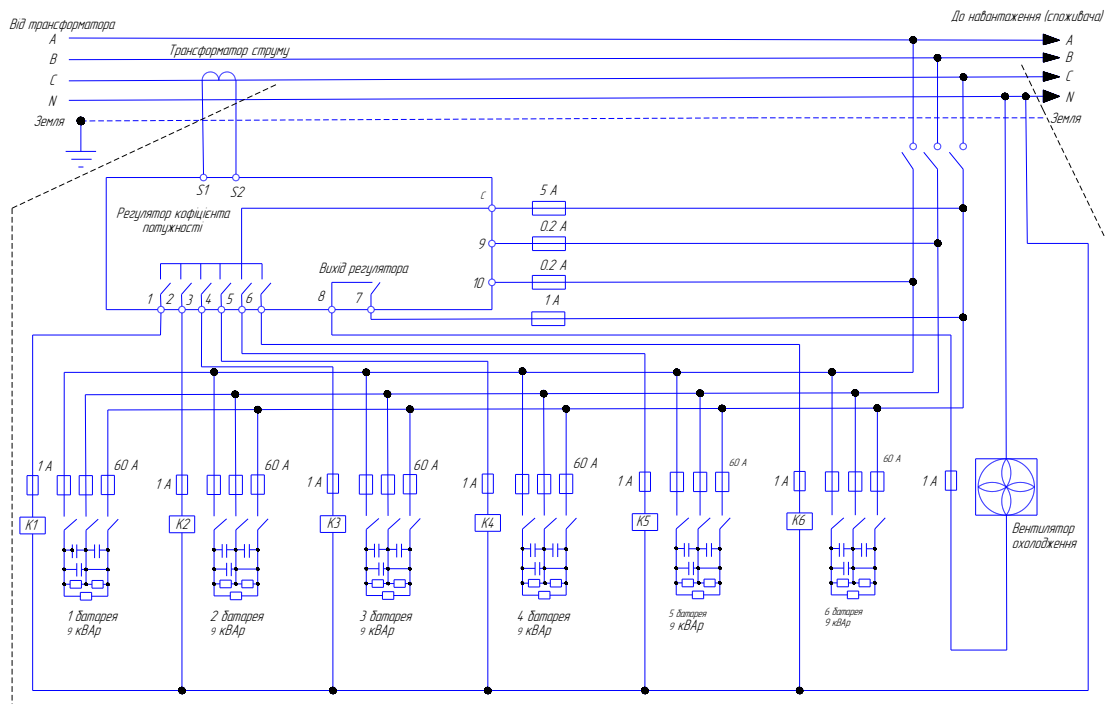


Рисунок 2.3 – Схема автоматизованого компенсатора реактивної потужності.

РОЗДІЛ 3

АНАЛІЗ РОБОТИ ФРАГМЕНТА МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ХЛІБОКОМБІНАТУ

3.1 Побудова моделі фрагмента системи електропостачання

Для створення моделі використовується програмне середовище MATLAB/Simulink. Ця платформа для імітаційного моделювання дає змогу розробляти динамічні моделі, а також нелінійні, дискретні та інші системи, застосовуючи готові бібліотеки компонентів для моделювання.

Для дослідження беремо фрагмент схеми електропостачання рисунок 3.1.

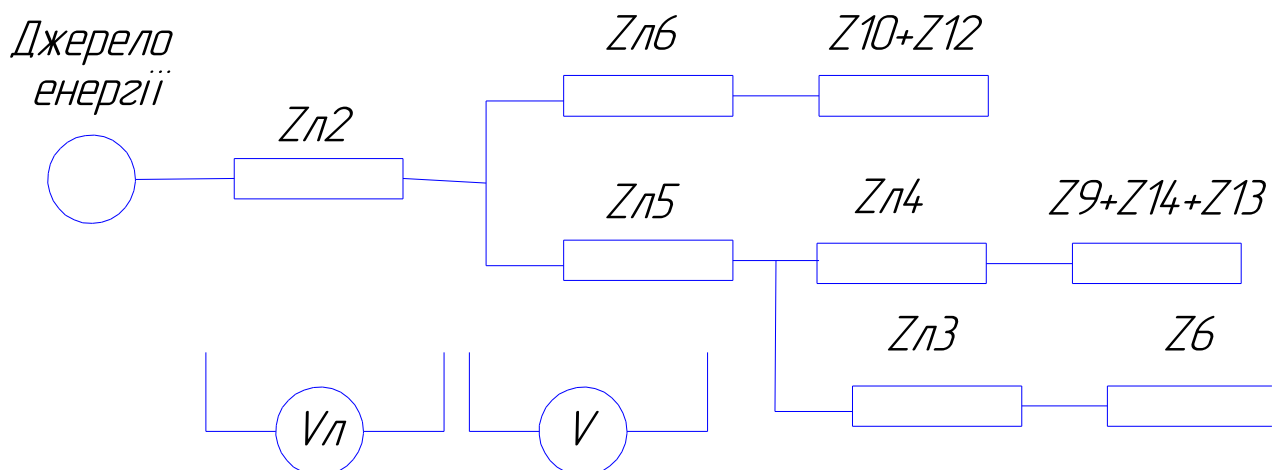


Рисунок 3.1 – Схема фрагмента електромережі системи електропостачання хлібокомбінату для проведення дослідження

Схема складається з джерела живлення 400 В 50 Гц, ми розглядаємо один фідер трансформаторної підстанції 630 кВА. Джерело живлення із напругою змінного струму 400 кВ і частотою 50 Гц вибрано із бібліотеки «Power System Blockset/Electrical Sources/ Inductive source with neutral».

Блок *RMS* знаходиться у бібліотеці *DSP System Toolbox/Statistics/RMS*, при використанні його у ньому налаштовується частота мережі 50 Гц. Блок

Scope дає змогу спостерігати форми кривих в певних колах, його вибирають із бібліотеки *Simulink/Sinks/Scope*.

Як елемент схеми, опір лінії електропередачі було вибрано блок *Three-Phase Series RLC Branch*, із бібліотеки *Power System Blockset/Elements*, (позначення на схемі ліній як Зл2- Зл6). Для налаштування параметрів ліній, нам треба порахувати параметри елементів мережі із врахуванням довжини лінії. Параметри для побудови моделі фрагмента мережі беремо із даних другого розділу таблиць 2.2, 2.4 та 2.7.

Активний опір лінії визначаємо за формулою:

$$r_{\text{л}} = r_0 \cdot l \quad (3.1)$$

де l - довжина лінії, км;

r_0 - активний опір 1 км проводу лінії, Ом/км.

Індуктивний опір лінії визначаємо за формулою:

$$x_{\text{л}} = x_0 \cdot l \quad (3.2)$$

де x_0 - індуктивний опір 1 км лінії, Ом/км.

Таблиця 3.1 – Розраховані опори мережі

Показник	Номер лінії				
	2	3	4	5	6
Довжина лінії, км	0,05	0,05	0,2	0,05	0,05
Марка провідника	A – 90	A – 50	A – 35	A – 35	A – 35
r_0 , Ом/км	0,32	0,64	0,92	0,92	0,92
x_0 , Ом/км	0,275	0,297	0,308	0,308	0,308
r , Ом	0,016	0,032	0,184	0,046	0,046
x , Ом	0,014	0,015	0,062	0,015	0,015
L , Гн·10 ⁻³	0,045	0,048	0,2	0,048	0,048

Індуктивність кола визначають за формулою:

$$L = x_L / (2 \cdot \pi \cdot f) \quad (3.3)$$

Розраховані опори мережі показано у таблиці 3.1.

Як електричні споживачі у дослідній моделі схеми використаємо блоки трифазного навантаження *Three-Phase Series RLC Load*, із бібліотеки *Simscape/SimPowerSystems/Elements*.

Модель схеми фрагмента електропостачання зображено на рисунку 3.1. Схема складається із наступних блоків: трифазного джерела живлення 0,4 кВ, п'яти ліній електропостачання ZL2 – ZL5, трьох електроспоживачів Z6, Z12+Z14+Z13 та Z10+Z12, а також Zs сумарний опір решти навантаження підстанції. Для компенсації реактивної потужності вмикається конденсаторний пристрій C.

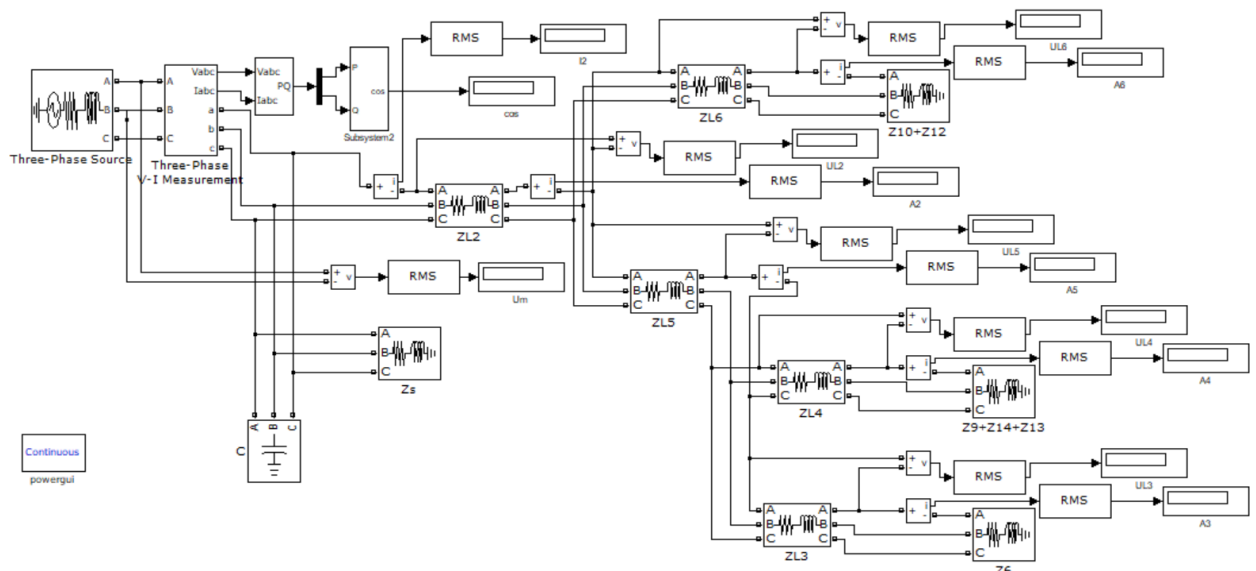


Рисунок 3.1 – Імітаційна модель схеми фрагмента системи електропостачання хлібокомбінату

3.2 Дослідження роботи фрагмента системи електропостачання

Проведемо наступні експериментальні дослідження:

- 1) робота фрагмента мережі електропостачання без пристрою компенсації;

Таблиця 3.2 – Результати експериментального дослідження струмів ліній
фрагменту електромережі електропостачання

Дослід	I2, А	I3, А	I4, А	I5, А	I6, А
1 – значення без компенсації	426,7	297	83,7	381	45,4
2 – значення із компенсацією, 70 кВАр	427,6	298,4	83,7	382,3	45,5
3 – значення із компенсацією, 140 кВАр	427,8	298,5	83,8	382,4	45,5
4 – значення із компенсацією, 205 кВАр	427,7	298,4	83,9	382,3	45,5
5 – значення із компенсацією, 240 кВАр	427,9	298,6	83,91	382,5	45,5
6 – значення із компенсацією, 280 кВАр	428,7	299,1	84,1	383,2	45,6

2) робота фрагмента мережі електропостачання з пристроєм компенсації 70 кВАр;

3) робота фрагмента мережі електропостачання з пристроєм компенсації 140 кВАр;

4) робота фрагмента мережі електропостачання з пристроєм компенсації 205 кВАр.

5) робота фрагмента мережі електропостачання з пристроєм компенсації 240 кВАр;

6) робота фрагмента мережі електропостачання з пристроєм компенсації 280 кВАр.

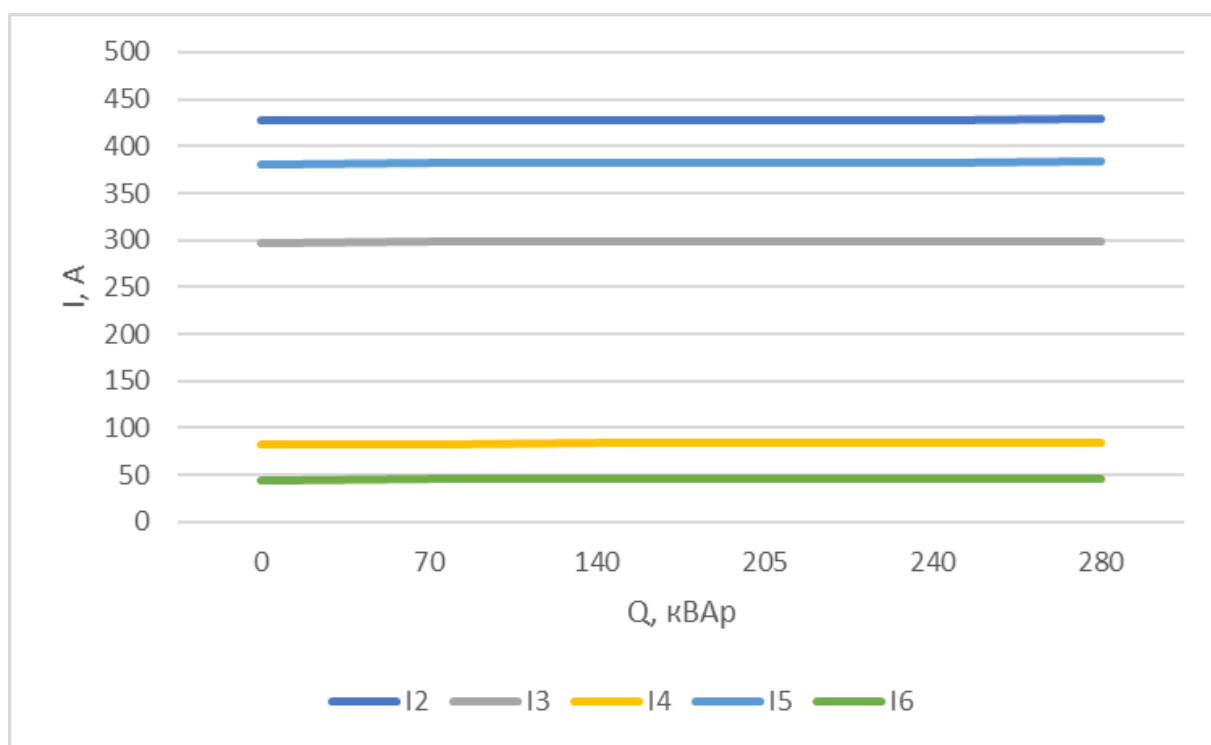


Рисунок 3.2 – Графічні залежності стумів у лініях фрагменту схеми електропостачання хлібокомбінату

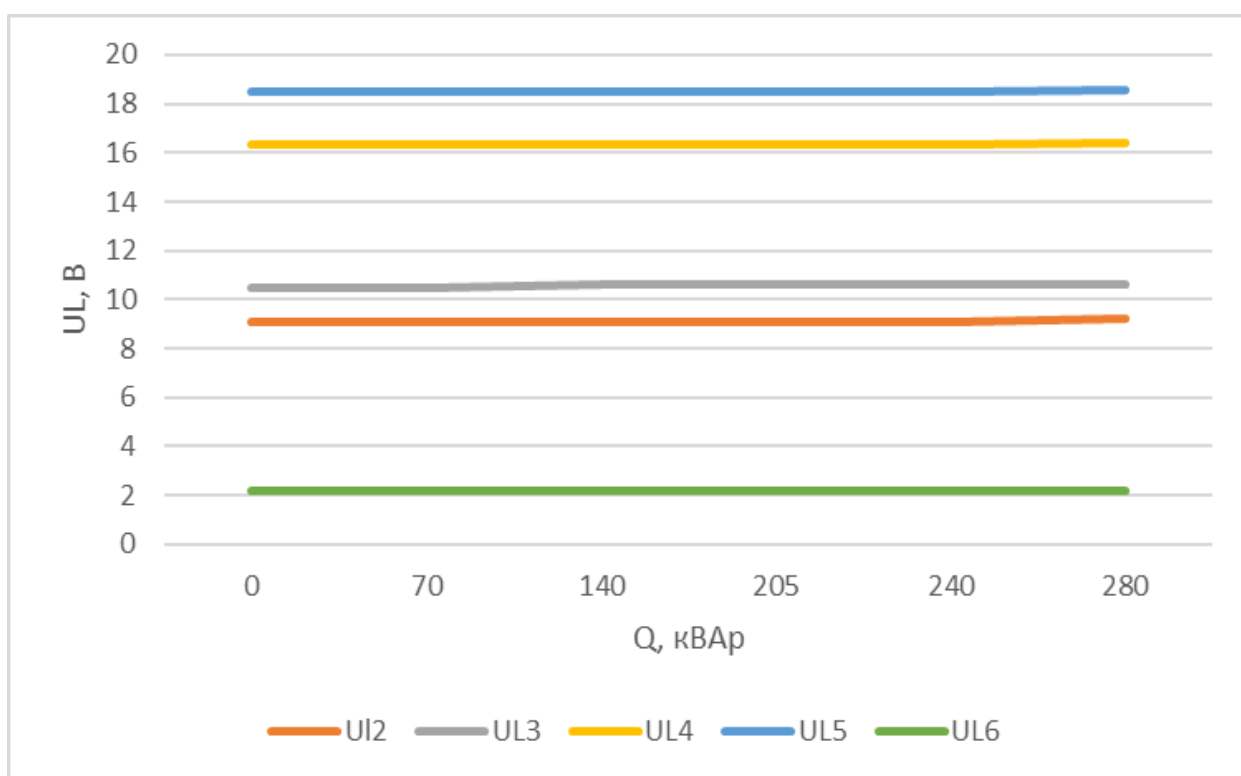


Рисунок 3.3 – Графічні залежності спаду напруг у лініях фрагменту схеми електропостачання хлібокомбінату

Після проведених досліджень, систематизовані та погрупованні результати відображені у таблицях 3.2, 3.3, 3.4. У таблицях відображено результати досліду шести режимів.

У таблиці 3.2 відображено значення струмів ліній фрагменту електромережі електропостачання.

У таблиці 3.3 відображено значення спадів напруг ліній фрагменту електромережі електропостачання.

У таблиці 3.4 відображено значення коефіцієнта потужності від потужності пристрою компенсації реактивної потужності.

Таблиця 3.3 – Результати експериментального дослідження спаду напруги у лініях фрагменту електромережі електропостачання

Дослід	UL2, В	UL3, В	UL4, В	UL5, В	UL6, В
1 – значення без компенсації	9,1	10,5	16,3	18,5	2,2
2 – значення із компенсацією, 70 кВАр	9,1	10,5	16,3	18,5	2,2
3 – значення із компенсацією, 140 кВАр	9,1	10,6	16,3	18,5	2,2
4 – значення із компенсацією, 205 кВАр	9,1	10,6	16,3	18,5	2,2
5 – значення із компенсацією, 240 кВАр	9,1	10,6	16,3	18,5	2,2
6 – значення із компенсацією, 280 кВАр	9,2	10,6	16,4	18,6	2,2

Для легшого сприйняття результатів проведених експериментів за матеріалами таблиці 3.2 побудуємо графічну залежність струмів від потужності пристрою компенсації рис. 3.2.

Таблиця 3.4 – Результати експериментального дослідження коефіцієнта потужності фрагмента схеми електропостачання підприємства

Дослід	$\cos\varphi$
1 – без компенсації	0,8
2 – значення із компенсацією, 70 кВАр	0,85
3 – значення із компенсацією, 140 кВАр	0,9
4 – значення із компенсацією, 205 кВАр	0,94
5 – значення із компенсацією, 240 кВАр	0,96
6 – значення із компенсацією, 280 кВАр	0,91

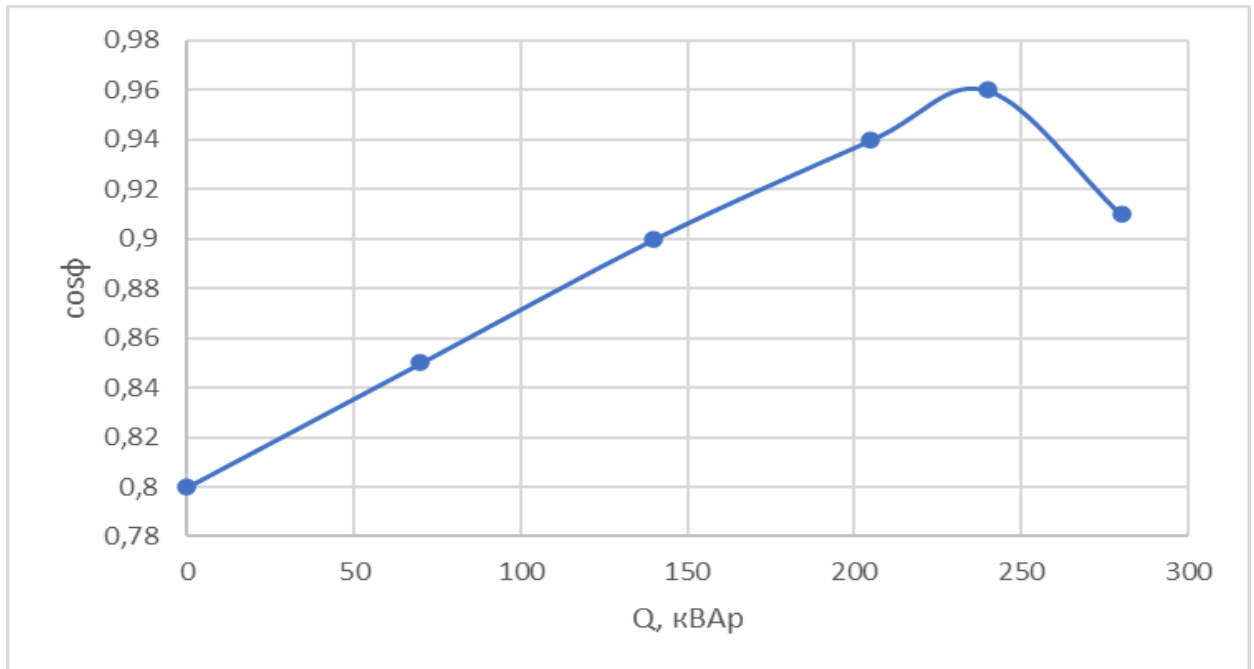


Рисунок 3.4 – Графічні залежності коефіцієнта потужності фрагменту схеми електропостачання хлібокомбінату

Для легшого сприйняття результатів проведених експериментів за матеріалами таблиці 3.3 побудуємо графічну залежність спадів напруг у лініях від потужності пристрою компенсації рис. 3.3.

Для легшого сприйняття результатів проведених експериментів за матеріалами таблиці 3.4 побудуємо графічну залежність коефіцієнта потужності у схемі від потужності пристрою компенсації рис. 3.2.

Після проведених досліджень моделювання та результатів експериментів, ми бачимо, що при використанні пристрою компенсації реактивної потужності при зміні потужності від 0 кВАр до 240 кВАр коефіцієнт потужності наростає від 0,8 до 0,96, подальше збільшення потужності пристрою компенсації призводить до перекомпенсації і коефіцієнт потужності починає зменшуватись. А тому видно доцільність використання пристрою компенсації реактивної потужності навантаження.

Струми та спади напруг у колі мало змінюються.

Дослід проводили при практично максимальному завантаженні трансформаторної підстанції по споживаній потужності. Реальна робота електромережі може бути із недовантаженням тому доцільно мати можливість регулювати потужність пристрою компенсації.

РОЗДІЛ 4

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Оцінка рівня небезпеки виникнення травм

Методикою оцінки рівня небезпеки робочих місць, машин, виробничих процесів та окремих виробництв передбачено пошук об'єктивного критерію (показника) рівня небезпеки для конкретного об'єкта. Для того, щоб оцінку рівня небезпеки певного об'єкта чи явища запровадити на виробництві, необхідний простий і доступний метод обчислення значень ймовірностей будь-якого випадкового явища. Основні принципи даного методу полягають у тому, що на основі обстеження робочого місця виявляють виробничі небезпеки аварійні та травмонебезпечні ситуації. При оцінці ситуації визначають події, які можуть стати головною подією при побудові логіко імітаційної моделі. Після цього будують модель ("дерево помилок і відмов оператора"). При цьому важливе значення має правильний вибір головної випадкової події. Головна випадкова подія в даному випадку травма, модель якої побудована на (рис. 4.1). Для побудови даної моделі ("дерева") травми використовую оператори "І" та "АБО", після цього виконую набір ситуацій, які призвели до цієї події, яку вибрано як головною, після визначення ситуації, що привела до травми визначаємо інші такі події, що входять до кожної такої ситуації. Процес побудови моделі триває поки не будуть здійснені усі базові події, що визначають межу моделі.

Небажана подія – втрата працездатності робітника, який працював з обладнанням системи генератор-двигун із-за отримання травми від ураження струмом.

Початкова подія – у нашому випадку початкова подія це є травма робітника під час роботи.

Події, які можуть впливати на хід подій за час від початкової до небажаної події: наявність струму на корпусі електрообладнання; дотик робітника оголеними частинами тіла до корпусу.

Інтервал часу від початкової до небажаної події залежить від величини струму, який є на корпусі.

Чинники та обставини, які впливають на хід подій за час від початкової до небажаної події можуть бути такими:

Наявність струму на корпусі обладнання:

а) відсутність захисного заземлення:

- не виконувалося заземлення;
- пошкоджено захисне заземлення.

б) пошкодження ізоляції та вихід з ладу складових машини:

- відсутність профілактичних заходів;
- спрацювання складових машин;
- неправильна експлуатація.

Дотик робітника оголеними частинами тіла до корпусу електрообладнання:

а) недотримання правил техніки безпеки:

- відсутність захисного щита;
- недотримання правил вибору взуття;
- незнання правил техніки безпеки;

б) невикористання засобів індивідуального захисту та відповідного інструменту:

- відсутність засобів індивідуального захисту;
- халатність робітника.

Зв'язок подій, факторів та обставин за час від початкової події до небажаної події:

Сучасними науковцями вже доказано, що стан робочого місця впливає не тільки на умови роботи, але процес виробництва в цілому. Такі чинники, відсутність засобів індивідуального захисту, невиконання профілактичних

заходів щодо огляду робочого місця, нехтування правилами техніки безпеки можуть бути причиною травмування робітника.

Назвати можливі заходи та засоби запобігання дії шкідливого чинника

Для нашого випадку це є:

- проведення профілактичних заходів;
- збільшення асигнування на заходи з охорони праці;
- завчасне проведення інструктажів з охорони праці.

Таблиця 4.1 – Ймовірності подій виникнення небезпеки

Шифр	Назва події	Ймовірність
P ₁	Відсутність захисного заземлення	0,02
P ₂	Пошкодження захисного заземлення	0,04
P ₃	Спрацювання складових машини	0,1
P ₄	Неправильна експлуатація машини	0,02
P ₅	Відсутність профілактичних заходів	0,2
P ₆	Відсутність захисного щита	0,12
P ₇	Невикористання дерев'яної підставки	0,15
P ₈	Незнання правил техніки безпеки	0,1
P ₉	Відсутність засобів індивідуального захисту	0,2
P ₁₀	Халатність	0,05

Назвати можливе втручання людини в процес та можливі помилки при цьому:

Людина може втручатися у любую подію, це досить природно. Щодо конкретного випадку, то на першому етапі, це втручання людини у виробничий процес, тобто дотримання правил техніки безпеки, проведення профілактичного огляду перед початком роботи, відкинути халатність під час виконання операцій.

Після обчислення ймовірностей всіх подій, починаючи з лівої нижньої гілки "дерева", позначаємо номерами всі випадкові події, що увійшли до

даної моделі. Потім модель представляємо до математичного виконання ймовірностей випадкових подій, застосовуючи формули:

1. Базові події з ймовірностями P_1 і P_2 за допомогою оператора "І" входять у наступну третю подію. Тоді ймовірність виникнення цієї події P_3 можна визначити так:

$$P_3 = P_1 P_2 \quad (4.1)$$

2. За допомогою оператора "І" три події з ймовірностями P_1 , P_2 і P_3 формують четверту випадкову подію. Тоді ймовірність цієї події P_4 обчислюють так:

$$P_4 = P_1 P_2 P_3 \cdot \text{л} \quad (4.2)$$

3. Оператор "І" об'єднує n події з ймовірностями $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$ тоді ймовірність вихідної події P буде

$$P = P_1 P_2 \dots P_n. \quad (4.3)$$

4. Дві базові події з ймовірностями P_1 і P_2 за допомогою оператора "АБО" входять до третьої події. Тоді ймовірність P_3 буде

$$P_3 = P_1 + P_2 - P_1 P_2. \quad (4.4)$$

5. Оператор "АБО" об'єднує три базові події з ймовірностями P_1, P_2, P_3 , які за допомогою цього оператора входять у наступні події з ймовірністю P_4 . Тоді ймовірність цієї події можна визначити за формулою

$$P_4 = P_1 + P_2 + P_3 - P_1 P_2 - P_2 P_3 - P_1 P_3 + P_1 P_2 P_3.$$

6. Якщо до оператора "АБО" входять чотири і більше випадкових базових події з відомими значеннями ймовірностей, то для спрощення обчислень їх згруповують по дві або по три події і застосовують наведені формули. Після визначення ймовірностей вихідних подій кожної з таких груп, їх знову необхідно згрупувати і провести аналогічні обчислення, аж поки не залишаться дві або три події, над якими необхідно провести ті ж операції. Так поступово обчислюючи ймовірність вихідних подій кожного окремого розгалуження, наближаємось до головної події і обчислюємо ймовірність її виникнення.

Для проведення обчислень ймовірності травми використовуємо логіко-імітаційну модель процесу її формування (рис. 4.1).

Підставивши дані ймовірностей базових подій у формулу (4.4), Отримаємо ймовірність події 13:

$$P_{13} = 0,02 + 0,04 - 0,02 \cdot 0,04 = 0,0592.$$

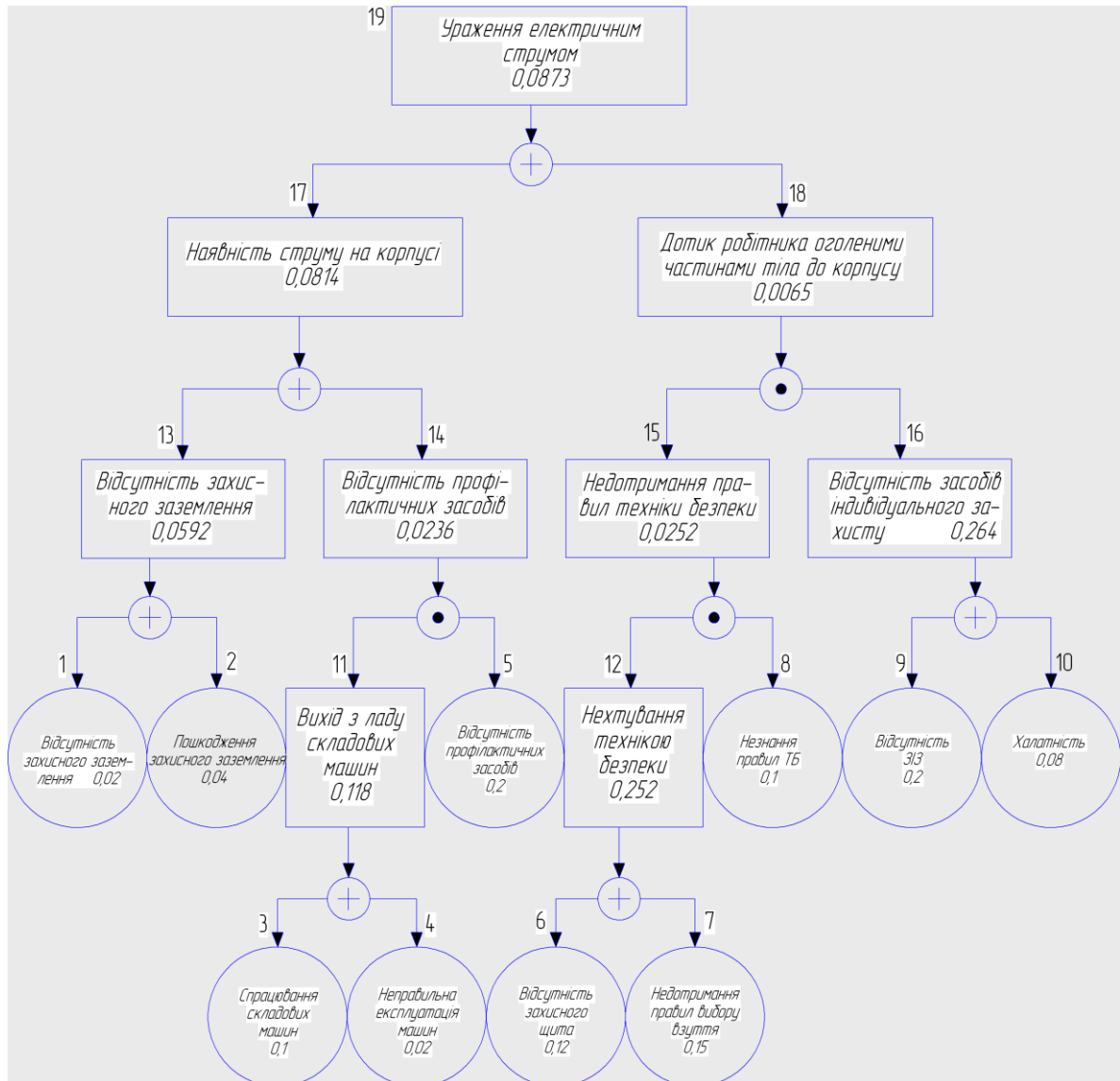


Рисунок 4.1 – Логіко-імітаційна модель процесу виникнення травм при роботі з металорізальними верстатами

Аналогічно визначаємо ймовірність інших подій:

$$P_{11} = P_3 + P_4 - P_3 \cdot P_4$$

$$P_{11} = 0,1 + 0,02 - 0,1 \cdot 0,02 = 0,118.$$

$$P_{12} = P_6 + P_7 - P_6 \cdot P_7$$

$$P_{12} = 0,12 + 0,15 - 0,12 \cdot 0,15 = 0,252.$$

$$P_{16} = P_9 + P_{10} - P_9 \cdot P_{10}$$

$$P_{16} = 0,2 + 0,05 - 0,2 \cdot 0,05 = 0,24.$$

$$P_{14} = P_{11} \cdot P_5$$

$$P_{14} = 0,118 \cdot 0,2 = 0,0236$$

$$P_{15} = P_{12} \cdot P_8$$

$$P_{15} = 0,252 \cdot 0,1 = 0,0252.$$

$$P_{17} = P_{13} + P_{14} - P_{13} \cdot P_{14}$$

$$P_{17} = 0,592 + 0,0236 - 0,592 \cdot 0,0236 = 0,0814.$$

$$P_{18} = P_{15} \cdot P_{16}$$

$$P_{18} = 0,24 \cdot 0,0252 = 0,00605$$

$$P_{19} = P_{17} + P_{18} - P_{17} \cdot P_{18}$$

$$P_{19} = 0,00605 + 0,0814 - 0,00605 \cdot 0,0814 = 0,087$$

Таким чином на під час роботи електрообладнання переробного підприємства при наявності тих недоліків з охорони праці, які відображені у базових подіях на 100 таких місць, можна очікувати 8,73 травми. Якщо зазначені недоліки негайно усунути (підвищити професійний рівень працюючих, поліпшити контроль та виготовити необхідну кількість 313, профілактичних засобів за всіма вимогами безпеки), то можна побачити на моделі шляхом повторного розрахунку, що рівень небезпеки буде наближатися до 0, а рівень безпеки – до 1.

4.2 Розробка заходів щодо захисту цивільного населення

Одним з найважливіших завдань служби охорони праці є забезпечення захисту населення у випадку виникнення надзвичайних ситуацій.

Адже, актуальність проблеми природно-техногенної безпеки для населення і території, зумовлена зростанням втрат людей, що спричиняється небезпечними природними явищами, промисловими аваріями та катастрофами. Відповідальність за організацію цивільної оборони згідно із Законом "Про цивільну оборону України" лягає на керівника господарства.

Керівництво господарства повинно забезпечити працівників засобами захисту (індивідуального та колективного), створює загони для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.

Найбільш повне та організоване виконання заходів цивільної оборони на об'єкті досягається завчасною розробкою плану заходів, які необхідні проводити при загрозі або виникненні надзвичайних ситуацій:

- оповіщення та інформуванні, яке досягається утриманням в постійній готовності систем оповіщення, які переважно інформують про прогноз погоди;

- спостереження і контроль за довкіллям, продуктами харчування і водою, забезпечується створенням та підтримкою в постійній готовності загальнодержавної і територіальних систем спостереження і контролю з включенням до них існуючих сил та засобів контролю незалежно від підпорядкованості;

- укриття в захисних спорудах, якому підлягає працююча зміна та усе населення, досягається створенням фонду захисних споруд;

- евакуаційні заходи, які проводяться на території господарства та за його межами переважно під час виникнення пожеж;

- медичний захист проводиться для зменшення ступеня зараження людей, своєчасного надання допомоги постраждалим;

- біологічний захист включає своєчасне виявлення чинників біологічного зараження, їх характеру і масштабів, проведення комплексу адміністративно-господарських, спеціальних протиепідемічних та медичних заходів;

- радіаційний і хімічний захист включає заходи щодо виявлення і оцінки радіаційної та хімічної обстановки, організацію і здійснення дозиметричного і хімічного контролю, засобами індивідуального захисту.

Одним із основних завдань цивільної оборони є навчання населення вмінню застосування засоби індивідуального захисту та дій у надзвичайних ситуаціях.

РОЗДІЛ 5

ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ

Орієнтовна вартість пристрою компенсації становить $K=250\,000$ грн.

Фрагмент електромережі, що заживлений від даного трансформатора на рік споживає орієнтовно $W = 1\,440\,000$ кВт·год. Ціна 1 кВт·год. становить $C=4,32$ грн.

Отже річна оплата за електроенергію

$$B = W \cdot C. \quad (5.1)$$

$$B = 1\,440\,000 \cdot 4,32 = 6\,220\,800 \text{ грн.}$$

Рівень амортизаційних виплат становить 15% від капітальних вкладень

$$A = 0,15 \cdot K. \quad (5.2)$$

$$A = 0,15 \cdot 250\,000 = 37\,500 \text{ грн.}$$

Переплата при оплаті за електроенергію становить 7% від річної оплати за електроенергію

$$B_{\text{втр}} = B \cdot 0,07,$$

$$B_{\text{втр}} = 6\,220\,800 \cdot 0,07 = 435\,456 \text{ грн.}$$

Видатки при оплаті за поточний ремонт B_p становлять 10% від вартості капіталовкладень

$$B_p = 0,1 \cdot K$$

$$B_p = 0,1 \cdot 250\,000 = 25\,000 \text{ грн.}$$

Видатки на обслуговування електрообладнання становлять 10% від суми амортизаційних виплат та витрат на поточний ремонт:

$$B_{\text{обсл}} = 0,1(A + B_p). \quad (5.3)$$

$$B_{\text{обсл}} = 0,1 \cdot (37\,500 + 25\,000) = 6\,250 \text{ грн.}$$

Експлуатаційних витрати.

$$B_e = A + B_p + B_{\text{обсл}},$$

$$B_e = 37\,500 + 25\,000 + 6\,250 = 68\,750 \text{ грн.}$$

Тривалість терміну окупності визначаємо:

$$T = (K + B_e) / B_{\text{втр}}, \quad (5.4)$$

$$T = (250\,000 + 68\,750) / 435\,456 = 0,73 \text{ року.}$$

Усі розраховані значення представлено у табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Техніко-економічні показники

Показник	Значення
Кількість спожитої електроенергії, <u>кВт·год/рік</u>	1 440 000
Вартість 1 <u>кВт·год</u> , грн.	4,32
Вартість спожитої електроенергії в рік, грн.	6 220 800
Значення коефіцієнта потужності, до компенсації	0,8
Надбавка, при платі за електроенергію, %	7
грн.	435 456
Експлуатаційні витрати, грн	68 750
Вартість системи компенсації, грн	250 000
Значення коефіцієнта потужності, після компенсації	0,92
Термін окупності, років	0,73

ВИСНОВКИ

1. У кваліфікаційній роботі проаналізовано питання побудови та особливостей заступних схем повітряних та кабельних ліній електропостачання.
2. Проведено розрахунок та вибір обладнання електропостачальної системи хлібокомбінату, зокрема трансформаторів ЗТП, марки проводів кіл 0,4 кВ; розраховано потужність та вибрано пристрій компенсаційної конденсаторної установки із автоматичним мікропроцесорним керуванням.
3. Побудовано модель фрагмента мережі системи електропостачання хлібокомбінату, у середовищі математичного пакету MATLAB/Simulink; проведено дослідження її роботи без використання пристрою компенсації та із різними значеннями потужності пристрою компенсації реактивної потужності, у результаті ми побачили ефект від використання даного пристрою, оскільки збільшувалось значення коефіцієнта потужності.
4. У кваліфікаційній роботі проаналізовано питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях, а саме визначено ймовірність виникнення травм та розроблено заходи безпеки у надзвичайних ситуаціях.
5. Розраховано строк окупності пристрою компенсації реактивної потужності, який становить 0,73 року.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Василега П.О. Електропостачання. Суми: Університетська книга, 2008 р. 415 с.
2. Геврик Є. О. Безпека життєдіяльності. Київ: Ельга-Н, КНТ, 2007 р. 384 с.
3. Гряник Г.М., Лехман С. Д., Бутко Д. А. Охорона праці Київ: Урожай 1994 р. 271 с.
4. Гончарук В.Є., Качан С. І., Орел С. М., Пуцило В. І. Оцінка обстановки у надзвичайних ситуаціях: навч. посіб. Київ: Львів, 2004 р. 136 с.
5. Дурняк Б.В., Чумакевич В.О., Лях І.М., Яцун А.М. Основи електропостачання агропромислового комплексу: Навч.посіб. Львів: Українська академія друкарства, 2017 р. 544 с.
6. Електропривід сільськогосподарських машин, агрегатів Е45 та поточкових ліній: Підручник . Є.Л. Жулай та ін. Київ: Вища освіта, 2001 р. 288с.
7. Жилдецький В. Ц. Основи охорони праці. Підручник. Львів: Афіша. 2005.
8. Запобігання аварійності і травматизму у сільському господарстві. Лехман С.Д. та ін. Київ: Урожай, 1993 р. 272 с.
9. Злобін Ю. А. Основи екології. Київ: Лібра, 1998 р. 246 с.
10. Корчемний М., Федорейко В., Щербань В. Енергозбереження в агропромисловому комплексі. Тернопіль: Підручники і посібники, 2001 р.
11. Лехман С. Д., Рубльов В. І., Рябцев Б. І. Запобігання аварійності і травматизму у сільському господарстві. Київ: Урожай, 1993 р. 267 с.
12. Маліновський, Б.К. Хохулін. Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка». 2005. 324 с.
13. Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електроенергетики та електропостачання: підручник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка». 2009 р. 436 с.

14. Малинівський С. М. Загальна електротехніка. Львів: НУ «Львівська політехніка», 2001 р. 596 с.
15. Мірошник О. В., Трунова І. М. Організація технічної експлуатації енергетичного устаткування підприємств АПК. Харків: ПП ЧЕРВЯК, 2005 р. 128 с.
16. Основи електроенергетики та електропостачання. А.А. Малиновський, Б.К. Хохулін. Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2007. 380 с.
17. Основи охорони праці. Купник М.П. і ін. Київ: Основа, 2000 р. 41с.
18. Паначевський Б. І. Загальна електротехніка. Київ: Каравела, 2004 р. 440 с.
19. Правила улаштування електроустановок. Харків: Форт, 2009 р. 736 с.
20. «Правила техніки безпеки при електромонтажних і налагоджувальних роботах». Київ 2006. 190 с.
21. «Правила технічної експлуатації магістральних і внутрішньо зонових мереж». Міністерство палива та енергетики. Київ 2007. 230 с.
22. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: ДНАОП 0.00 – 1.21 – 98. Офіц.вид. Київ: Держбуд України, 2001 р. 24 с.
23. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. ДБН В.2.5-23-2003. Державний комітет України з будівництва та архітектури. Київ. 2004.
24. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. ДНАОП 0.00-1.32-01. Київ 2001.
25. Перехідні процеси в системах електропостачання: Підручник для вузів. Вид. 2-е, доправ. та доп. Г.Г. Півняк, В.М. Винославський, А.Я. Рибалко, Л.І. Несен Дніпропетровськ. Національний гірничий університет. 2002. 597 с.
26. Сегеда М.І Теоретичні основи електротехніки: Навч.посіб. Тернопіль, ТДУ, 2003 р. 350 с.

27. Титаренко М. В. Електротехніка: навч. посіб. для студентів інженерно-технічних (не електротехнічних) спеціальностей вузів. Київ: Кондор, 2015 р. 240 с.

28. Черемісін М. М., Зубко В. М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням: навч. посіб. Харків: Факт, 2005 р. 168 с.

29. Шевчук В., Пилипчук М., Карпенко Н., та ін. Довідник з питань економіки та фінансування природокористування і природоохоронної діяльності. Видавництво «Геопринт». Київ, 2000. 412с.

30. Шелепетень Т.М. Захисна автоматика електричних мереж. Львів. Вид-во «Дичандр», 2002. 157с.