**Міністерство освіти і науки України**
__ Запорізький національний університет
(повне найменування закладу вищої освіти)
_____Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні_____
(назва факультету)
__ Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем__
(повна назва кафедри )

# Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

рівень вищої освіти____бакалаврський
(перший (бакалаврський) рівень)

на тему: «Дослідження ефективності заходів з енергозбереження в ремонтному цеху».

Виконав: студент __4___курсу, групи 6.1413-с2-1_
____Клюкач І.П._____
(ПІБ) (підпис)

спеціальності G3 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"
(шифр і назва)

освітньо-професійна програма
Електроенергетика,електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва)

Керівник Башлій С.В._____
(прізвище та ініціали) (підпис)

Запоріжжя – 2026 рік

Запорізький національний університет
(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні
Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем
Рівень вищої освіти бакалаврський
(перший (бакалаврський) рівень)
Спеціальність G3 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"
(шифр і назва)
Спеціалізація -
(шифр і назва)
Освітньо-професійна програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**
**В.о. завідувача кафедри** ЕІКФС
Д.М. Морозов
" 23 " 12 2025року

# З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ «БАКАЛАВР»
Клюкач Ігор Петрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема кваліфікаційної роботи бакалавра «Дослідження ефективності заходів з енергозбереження в ремонтному цеху».

керівник кваліфікаційної роботи бакалавра
кандидат технічних наук, доцент Башлій Сергій Вікторович,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом закладу вищої освіти від "23" 12 2025 року №1833-С
2. Строк подання здобувачем кваліфікаційної роботи бакалавра 10.06.2026р.
3. Вихідні дані кваліфікаційної роботи бакалавра:план розташування електроприймачив,та їхні номінальні потужності; джерело живлення – РП-10кВ; струми I"=11,2 кА,$I_{\infty}$ = 10,9 кА;відстань від ЦРП заводу до цеху 50м.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити). Характеристики технологічного процесу й споживачів, світлотехнічний розрахунок, розрахунок електричних навантажень, вибір кількості й потужності трансформаторів КТП, техніко-економічне порівняння варіантів цехової трансформаторної підстанції, вибір електричних апаратів й провідників живильної електричної мережі, розрахунок цехової електричної мережі,розрахунок цехової електричної мережі, розрахуно електричної мережі освітлення, розрахунок струмів короткого замикання у мережі

напругою до 1000 В, основні заходи з безпеки, дослідження ефективності заходів з енергозбереження в ремонтному цеху,висновки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) План розтошування електрообладнання та електричній мережи, схема однолінійна принципова СЕП ремонтного цеху, результати ТЕП СЕП ремонтного цеху, дослідження ефективності заходів з енергозбереження в ремонтному цеху.

6. Консультанти розділів кваліфікаційної роботи бакалавра:

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата завдання прийняв |
|---|---|---|
| 1–5. Характеристика технологічного процесу, світлотехнічний розрахунок, розрахунок навантажень, вибір трансформаторів, техніко-економічне порівняння | Башлій С.В., доцент кафедри електричної інженерії та кіберфізичних систем | |
| 6–11. Вибір апаратів і провідників, розрахунок мережі, освітлення, струмів КЗ, заходи з безпеки, дослідження енергозбереження | Башлій С.В., доцент кафедри електричної інженерії та кіберфізичних систем | |
| | | |

7. Дата видачі завдання 23.12.2025 рік

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів кваліфікаційної роботи бакалавра | Строк виконання етапів каліфікаційної роботи бакалавра | Примітка |
|---|---|---|---|
| 1 | Отримання завдання на дипломну роботу, збір вихідних даних | 23.12.2025 – 15.01.2026 | Наказ №1833-С |
| 2 | Характеристика технологічного процесу та світлотехнічний розрахунок | 16.01.2026 – 15.02.2026 | Аналіз обладнання, вибір системи освітлення |
| 3 | Розрахунок навантажень і вибір трансформаторів | 16.02.2026 – 15.03.2026 | Таблиці навантажень, варіанти 1 і 2 |
| 4 | Техніко-економічне порівняння та вибір апаратів | 16.03.2026 – 15.04.2026 | Таблиця ТЕП, автомати, кабелі |
| 5 | Розрахунок цехової мережі та освітлення | 16.04.2026 – 10.05.2026 | Схема живлення, лист освітлення |
| 6 | Розрахунок струмів КЗ, заходи з безпеки та енергозбереження | 11.05.2026 – 31.05.2026 | Перевірка апаратів, організаційні й технічні |
| 7 | Оформлення пояснювальної записки, збір рецензії та відгуку | 01.06.2026 – 18.06.2026 | Верстка, перевірка, передзахист і захист |

**Здобувач вищої освіти** _____ (підпис) І.П. Клюкач (прізвище та ініціали)

**Керівник кваліфікаційної роботи бакалавра** _____ (підпис) С.В. Башлій (прізвище та ініціали)

**Нормоконтроль здійснив** _____ (підпис) _____ С.В. Башлій (прізвище та ініціали)

# РЕФЕРАТ

*Пояснювальна записка містить: стор. – 117 стр., рис. - 8 , табл. - 63 , джерел - 12 , додаток.*

Клюкач І.П. кваліфікаційна робота бакалавра на тему:

"Дослідження ефективності заходів з енергозбереження в ремонтному цеху».

У дипломному проекті розглянуті наступні питання:

- характеристика технологічного процесу й споживачів;
- світлотехнічний розрахунок;
- розрахунок силового й освітлювального навантажень;
- визначення кількості й потужності трансформаторів КТП з урахуванням компенсації реактивної потужності на підставі ТЕП;
- вибір електричних апаратів і перетину КЛ у мережі U вище 1000 В;
- розрахунок цехової мережі;
- розрахунок струмів к.з. у мережі до 1000 В;
- основні заходи щодо техніки безпеки;
- дослідження ефективності заходів з енергозбереження в ремонтному цеху.

ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІ, КАТЕГОРІЯ НАДІЙНОСТІ, РОЗРАХУНКОВЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ НАВАНТАЖЕННЯ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, КОМПЕНСУЮЧИЙ ПРИСТРІЙ, КАБЕЛЬ, АПАРАТ ЗАХИСТУ, ЗАЗЕМЛЕННЯ, ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

**ЗМІСТ**

ВСТУП……6
1 ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ТА СПОЖИВАЧІВ...7
2 СВІТЛОТЕХНІЧНИЙ РОЗРАХУНОК……12
3 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ……..25
3.1Розрахунок освітлювального навантаження…….....25
3.2Розрахунок силового навантаження…….…….....28
4 ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ КТП……32
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ……39
6 ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ І ПРОВІДНИКІВ ЖИВИЛЬНОЇ МЕРЕЖІ……..46
7 РОЗРАХУНОК ЦЕХОВОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ……53
7.1Вибір схеми й конструктивного виконання цехової мережі……53
7.2Вибір уставок захисних апаратів і провідників цехової мережі..……54
7.3Вибір тролейних ліній……..……64
8 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕРЖІ ОСВІТЛЕННЯ ……67
9 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ У МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ МЕНШ 1000В…….72
10 ОСНОВНІ ЗАХОДИ З ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ……83
11 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАХОДІВ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В РЕМОНТНОМУ ЦЕХУ……87
ВИСНОВКИ……113
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ…….....116
ДОДАТОК……118

# ВСТУП

У зв’язку зі швидким розвитком та ростом промислових електричних мереж з’являється необхідність проектування та спорудження нових, більш надійних з точки зору електропостачання споживачів та економічних електричних мереж промислових підприємств. Систему електропостачання промислового підприємства можна умовно розділити на внутрішньозаводське та цехове електропостачання. Цехове електропостачання являє собою живильну й розподільну мережу з напругою до 1000 В, а також комплектні трансформаторні підстанції (КТП).

Основною умовою проектування ефективної системи електропостачання є надійність, економічність і якість електроенергії в мережі.

При проектуванні внутрішньоцехової мережі необхідно враховувати ряд вимог:

- характерне розміщення навантаження на території цеху;
- наявність власного джерела живлення;
- урахування перспективи розвитку та розширення;
- забезпечення відновлення живлення споживачів у після аварійному режимі;
- забезпечення регіональних та експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми без відключення сусідніх приєднань;
- електрична мережа має забезпечувати СЕ якісною електроенергією.

Під якістю електроенергії розуміють сукупність її якостей, обумовлюючих придатність електроенергії для нормальної роботи СЕ у відповідності до їх призначення.

При проектуванні розробляється декілька варіантів електропостачання цеху, найбільш доцільний з яких визначається техніко – економічним розрахунком.

# 1. ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ТА СПОЖИВАЧІВ

Ремонтно-механічний цех включає три дільниці: підготовки, механічної обробки деталей та зварювання-ковальства. У виробництві задіяно понад 60 одиниць обладнання: свердлильні, токарні, шліфувальні та центрувальні верстати, преси, ножиці, вентилятори, крани й електротельфери, електропечі опору та зварювальні трансформатори, ці електроприймачі представленні в таблиці 1.1. Це обладнання забезпечує виконання ремонтно-механічних робіт, а також використовується у проміжних виробничих процесах — штампуванні, механічній та термічній обробці, зварюванні.

Приміщення цеху характеризується нормальним виробничим середовищем. Відповідно до вимог ПУЕ, рекомендовано застосовувати обладнання зі ступенем захисту IP20. Запиленість повітря не перевищує 1 мг/м³. Ґрунт — суглинок із питомим опором близько 100 Ом·м. Тривалість використання максимального навантаження становить приблизно 3800 годин на рік. Джерелом живлення є розподільчий пункт заводу, розташований на відстані 50 м, з напругою 10 кВ. Схематичний план наведений на рисунку 1.1. На плані зазначені розміри цеху і докладне планування електроустаткування відділень цеху. Службово-побутові приміщення мають висоту у два поверхи. Висота цеху 7,5 м. Струми короткого замикання на шинах ЦРП дорівнюють:

$I''$=11,2 кА; $I_{\infty}$ = 10,9 кА.

Матеріал колон – залізобетон, ферм і підкранових балок – метал. Характеристика приміщення цеху за ПУЕ – нормальне середовище. Завантаження змін – 1:0,5.

Таблиця 1.1 - Встановлена потужність устаткування цеху

| № по плану цеху | Найменування обладнання | Кільк., шт. | Потужність, кВт |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |

Продовження таблиці 1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| 1. | Свердлильний верстат | 3 | 7,8 |
| 2. | Вентилятор | 9 | 4,3 |
| 3. | Центрувальний верстат | 1 | 29,5 |
| 4. | Внутрішньошліфувальний верстат | 1 | 4,5 |
| 5. | Безцентрово-шліфувальний верстат | 1 | 3,7 |
| 6. | Шліфувальний верстат | 5 | 8,5 |
| 7. | Свердлильний верстат | 1 | 9,25 |
| 8. | Прес | 3 | 18,5 |
| 9. | Ножиці | 1 | 7 |
| 10. | Протяжний верстат | 1 | 8,7 |
| 11. | Токарний верстат | 3 | 13,5 |
| 12. | - " - | 2 | 4,5 |
| 13. | Довбальний верстат | 2 | 4,3 |
| 14. | Фрезерний верстат | 2 | 5,15 |
| 15. | - " - | 1 | 14,925 |
| 16. | Фрезерний верстат | 4 | 10,525 |
| 17. | Стругальний верстат | 1 | 16,5 |
| 18. | - " - | 2 | 10 |
| 19. | Розточувальний верстат | 1 | 4,3 |
| 20. | Точильний верстат | 1 | 3,5 |
| 21. | Різьбонарізний верстат | 1 | 7,5 |
| 22. | Вентилятор | 1 | 18,5 |
| 23. | Мостовий кран Q=5 т, ТВ=25% | 1 | 11+7,5+2,2 |

Продовження таблиці 1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| 24. | Електротельфер Q=2 т, ТВ=25% | 7 | 5,1 |
| 25. | Електропечі опору | 2 | 31,5/= 46,5 |
| 26. | Сварні трансформатори, ТВ=65% | 4 | 33 кВА |

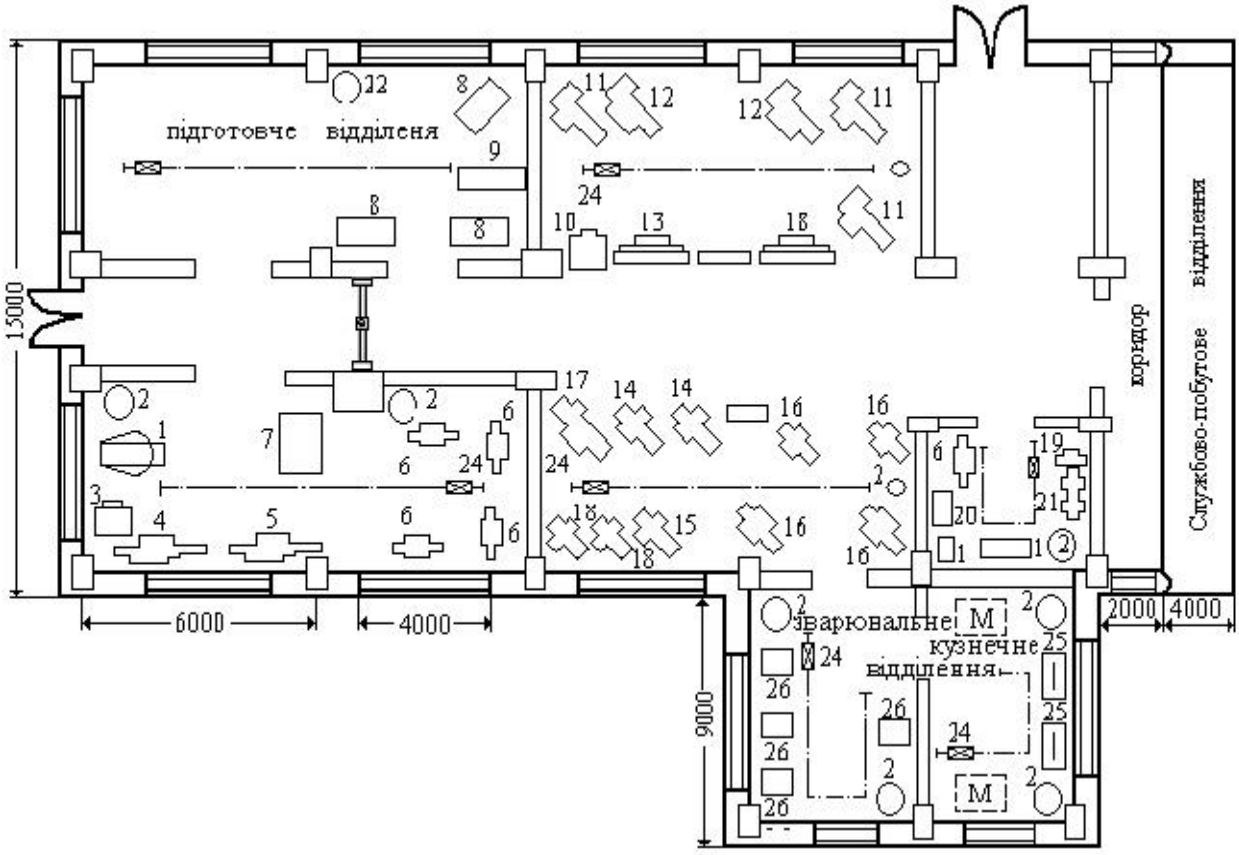



Рисунок 1.1 - Схематичний план цеху

Згідно з ПУЕ-2017, електроприймачі цеху розподіляються за категоріями: близько 80% належать до III категорії та 20% — до II. Для електроприймачів другої категорії перерва в електропостачанні призводить до значних втрат — недовипуску продукції, простоїв робочих місць, обладнання та транспорту. Тому для них рекомендовано організувати живлення від двох незалежних джерел. Допустимі перерви обмежуються часом, необхідним для оперативного включення резервного живлення черговим персоналом або аварійною бригадою.

Електроприймачі третьої категорії допускають перерву в живленні на час, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента електропостачання.

Організаційні заходи.

Впровадження систематичного технічного обслуговування обладнання – для всіх виробничих дільниць, щоб зменшити аварійність та продовжити ресурс машин.

Оптимізація графіків роботи обладнання для уникнення пікових навантажень − для енергетичної служби цеху, щоб знизити максимальні витрати електроенергії та уникнути штрафів за перевищення потужності..

Навчання персоналу щодо раціонального використання обладнання – для робітників і майстрів, щоб зменшити холості простої та нераціональне використання електроенергії.

Технічні заходи.

Модернізація електродвигунів на енергоефективні з класом IE3–IE4 – для приводів вентиляторів, насосів, конвеєрів, щоб знизити споживання електроенергії.

Використання частотних перетворювачів для вентиляторів, насосів і електротельферів – для механічної дільниці та транспортних механізмів, щоб регулювати швидкість і уникати перевантажень.

Перехід на LED-освітлення з датчиками руху та денного світла – для всіх приміщень цеху, щоб зменшити витрати на освітлення.

Встановлення компенсаційних конденсаторів для зниження реактивної потужності – для головного розподільчого щита, щоб стабілізувати cosφ і уникнути штрафів.

Ізоляція електропечей та термічних установок для зменшення теплових втрат – для ковальсько-зварювальної дільниці, щоб знизити витрати на нагрів.

Рекуперація тепла від печей і зварювальних процесів – для зварювально-ковальського відділення, щоб використовувати тепло для сушіння або підігріву.

Застосування сучасних інверторних зварювальних трансформаторів – для зварювальної дільниці, щоб зменшити споживання електроенергії та підвищити якість зварювання.

Впровадження автоматизованої системи моніторингу енергоспоживання – для енергетичної служби, щоб контролювати витрати й аналізувати ефективність заходів.

Заходи по електропостачанню та енергозабезпеченню.

Використання двох незалежних джерел живлення з автоматичним перемиканням на резерв – для всього цеху, особливо для електроприймачів II категорії, щоб уникнути простоїв.

Застосування системи UPS для критичного обладнання – для комп’ютерів, систем керування та контрольно-вимірювальних приладів, щоб забезпечити безперервність роботи при короткочасних перебоях.UPS (Uninterruptible Power Supply) — це джерело безперебійного живлення.

# 2. СВІТЛОТЕХНІЧНИЙ РОЗРАХУНОК

Згідно ДБН В2.5-28-2018 «Природне і штучне освітлення», використовують три види освітлення: робоче, аварійне та евакуаційне [3]. Ці види відрізняються за рівнем освітлення.

Робоче освітлення є обов'язковим для всіх приміщень незалежно від їх призначення. Робоче освітлення має найвищий рівень освітленості.

Необхідно виконати аварійне освітлення й для евакуації, що забезпечує умови виходу людей з приміщення під час аварії. Рівень освітленості має бути не менше 0,5 лк в найменш освітленій точці підлоги, де можуть опинитися люди. Це освітлення необхідне тому що в приміщенні перебуває більше 50 чоловік [2, 3], використовується для освітлення проходів і поверхових клітин.

Для виконання розрахунків нам необхідні наступні дані по відділенням й іншим приміщенням.

Вид зорових робіт й відповідно нормована освітленість складе:

зварювальне-ковальське віддлення – VII, 200лк;

підготовче відділення – VI, 200 лк;

дільниці механічної обробки - VI, 200 лк;

службово-побутові приміщення – V, 200 лк ; ($P_{уд}$ = 7,3 Вт/м$^2$);

коридор – VIII в, 50 лк.

зварювальне-ковальське відділення –2 приміщення 9х12 м$^2$ – $S$ = 216 м$^2$;

підготовче відділення – 1 приміщення 9х15 м$^2$, $S$ = 135 м$^2$;

дільниці механічної обробки - 3 приміщення 9х12 м$^2$, 1 приміщення 9х9 м$^2$ – $S$ = 405 м$^2$;

службово-побутові приміщення – 2 поверхи 7х18 м$^2$ - $S$ = 126 м$^2$;

коридор –1 – 5х18 м$^2$; 2 – 6х27 м$^2$; 3 – 9х12 м$^2$ - $S$ = 360 м$^2$;

Виконаємо детальніший розрахунок для підготовчого відділення.

Вихідні дані: $A$ = 15 м; $B$ = 9 м; $H$ = 7,5 м.

Середовище по ПУЕ – нормальне.

Для заданого приміщення вибираємо систему загального освітлення з рівномірним розташуванням джерел світла.

Для приміщень висотою більш 6 м використовують газорозрядні лампи високого тиску (дугові ртутні лампи ДРЛ), які мають велику світловіддачу та світлопередачу, тому, за джерело світла приймаємо лампи ДРЛ.

Вибираємо світильники типу РСП18, які мають наступні характеристики – клас світлорозподілу - П, крива сила світла - Г, ступінь захисту – IP20. [4]

В службово-побутових приміщеннях, використовують газорозрядні лампи низького тиску. Вони забезпечують велику рівномірність освітленості, світловіддачу та світлопередачу [3]. Для освітлення службово-побутових приміщень використовуємо світильник ЛСП 02-2х80 із люмінесцентними лампами серії ЛБ [4,5].

Для системи евакуаційного освітлення використовуються світильники з числа робочих, що є допустимим згідно [3], вони будуть живитися відокремленими лініями від власного групового щитка (ЩЕО). У цьому випадку можна використати ряди світильників, що знаходяться над проходами, а на корпусі світильників, задіяних для евакуації вказати літеру «Е».

При розрахунку освітленості враховується коефіцієнт запасу. Він враховує те, що з часом світловий потік джерела світла знижується від забруднення ламп. Для виробничих приміщень із середовищем даного відділення дорівнює: $k_з$=1,4 для ламп ДРЛ [3].

В системі загального освітлення світильники розташовують над освітлювальною поверхнею рівномірно – правильними симетричними рядами, створюючи при цьому відносно рівномірну освітленість по всій площі. При виборі відстані між світильниками необхідно знайти таке, що забезпечило б найменшу встановлену потужність освітлювальної установки і достатню для практичних умов рівномірність освітлення.

Розрахункова висота приміщення визначається за формулами:

$$H_p = h - h_c - h_p \qquad (2.1)$$

де $h$ = 7,5 м – висота приміщення;

$h_c$ = 0,7 м – висота підвісу світильника;

$h_p$ = 0,8 м - висота поверхні з нормованою освітленістю.

$$H_p = 7{,}5 - 0{,}7 - 0{,}8 = 6 м$$

Розташування світильників щодо стелі, визначається залежно від співвідношення: $\lambda = \frac{L}{H_p}$

Для КСС типа Г: $\lambda = 0{,}8 \div 1{,}1$

$$L = \lambda \cdot H_p \qquad (2.2)$$

Відстань між світильниками в ряді $L_{св}$, та між рядами світильників $L_p$:

$$L_{св}(L_p) = \lambda_{min} \cdot H_p \qquad (2.3)$$

$$L_{св}(L_p) = 0{,}8 \cdot 6 = 4{,}8 м$$

$$L_{св}(L_p) = \lambda_{max} \cdot H_p \qquad (2.4)$$

$$L_{св}(L_p) = 1{,}1 \cdot 6 = 6{,}6 м$$

Приймаємо відстань між рядами – 5 м, а між світильниками у ряді також –5 м.

Число світильників у ряді $N_{св}$ та рядів світильників $N_p$ (розрахунки наведені для одного прольоту):

$$N_{св} = \frac{A - 2 \cdot l}{L_{св}} + 1 \qquad (2.5)$$

$$N_{р} = \frac{B - 2 \cdot l}{L_{р}} + 1 \qquad (2.6)$$

де $l$ – відстань від крайніх світильників чи рядів світильників до стіни, м. Приймається, що $l \leq (0{,}25\text{-}0{,}3)L$ за умови наявності поблизу стін робочих місць і $l \leq 0{,}5L$ – якщо робочі місця біля стін не передбачаються. Приймаємо, що $l = 0{,}3 \cdot 5 = 1{,}5$ м.

$$N_р = \frac{9 - 2 \cdot 1{,}5}{5} + 1 = 1{,}2 \rightarrow 2 ряди$$

$$N_{св} = \frac{15 - 2 \cdot 1{,}5}{5} + 1 = 2{,}4 \rightarrow 3 світильника.$$

Для приміщень, в яких прийнято загальне рівномірне освітлення горизонтальних поверхонь, освітлення розраховують методом коефіцієнта використання світлового потоку. Згідно цього методу розрахункову освітленість на горизонтальній поверхні визначають, враховуючи світловий потік, падаючий від світильників безпосередньо на поверхню і віддзеркалений від стін, стелі і самої поверхні.

$$Ф_{розр} = \frac{E_{норм} \cdot k_з \cdot S \cdot z}{k_и \cdot N} \qquad (2.7)$$

де $Ф_{розр}$ - світловий потік одного світильника, лк;

$E_{норм}$ - нормована освітленість робочої поверхні – 200 лк;

$k_з$ - коефіцієнт запасу $k_з = 1{,}4$ для ламп ДРЛ;

$S$ - площа приміщення, м$^2$;

$N$ - загальна кількість світильників в одному відділенні.

$k_u$ - коефіцієнт використання світлового потоку, який визначається в залежності від індексу приміщень, коефіцієнта віддзеркалення стін та робочої поверхні, а також від висоти приміщення.

Індекс приміщення визначається за формулою:

$$i = \frac{S}{H_p(A+B)} \tag{2.8}$$

$$i = \frac{15 \cdot 9}{(9+15) \cdot 5} = 1{,}125$$

Індекс приміщення і характеризує вплив геометричних розмірів приміщення на величину коефіцієнта використання.

Згідно з довідковими даними: $k_u = 0{,}33$

$$N = N_p \cdot N_{св} \tag{2.9}$$

$N = 2 \cdot 3 = 6\,шт.$

$$\Phi_{разр} = \frac{200 \cdot 1{,}4 \cdot 15 \cdot 9 \cdot 1{,}1}{0{,}33 \cdot 6} = 21000 Лм$$

Приймаю лампу типу ДРЛ 400 з номінальним початковим світловим потоком $\Phi_{ст} = 22000 Лм$

Фактична освітленість:

$$E_ф = (\Phi_{станд} / \Phi_{розр}) \cdot E_{норм} \tag{2.10}$$

$$E_ф = \frac{22000}{21000} \cdot 200 = 209лк.$$

Знаходжу похибку рівня освітленості, яка має лежати в межах (-10÷+20)%:

$$\Delta E = \frac{E - E_{норм}}{E_{норм}} \cdot 100\% \quad (2.11)$$

$$\Delta E = \frac{209 - 200}{200} \cdot 100\% = 4{,}5\%$$

Встановлена потужність для всього відділення:

$$P_{вст} = N_{св} \cdot P_{ном.св} \quad (2.12)$$

$$P_{вст} = 6 \cdot 400 \cdot 10^{-3} = 2{,}4кВт$$

Питома потужність цього відділення дорівнює:

$$P_п = P_{вст} \cdot 10^3/S, \quad (2.13)$$

$$P_п = 2{,}4 \cdot 10^3/135 = 17{,}8Вт/м^2.$$

Так як умови зорових робіт за освітленістю (200 лк) й типом джерел світла (ДРЛ), окрім коридорів однакові, то застосуємо визначене значення питомої потужності для усіх технологічних приміщень цеху. Так при сумарній площі усього цеху (без коридорів): $S$ = 756 м$^2$ встановлена потужність світильників складе:

$$P_{вст} = P_п \cdot S \cdot 10^{-3}, \quad (2.14)$$

$$P_{вст} = 17{,}8 \cdot 756 \cdot 10^{-3} = 13{,}45кВт.$$

Отримане значення встановленої потужності становить 13,45 кВт. Для визначення кількості світильників приймаємо джерело світла ДРЛ-400 потужністю 400 Вт. Кількість світильників визначається за формулою:

$$N=P_{вст}\cdot 1000/P_{л}=13{,}45\cdot 1000/400\approx 33{,}6$$

Оскільки кількість світильників повинна бути цілим числом, приймаємо $N = 34$шт. Тоді скоригована встановлена потужність освітлювальної установки становить:

$$P_{вст}=34\cdot 400=13{,}6 \text{ кВт}$$

Таким чином, для даного приміщення прийнято 34 світильники типу РСП18 з лампами ДРЛ-400

Для коридорів можливо також використати вище визначену питому потужність, так як тут застосовуються також лампи ДРЛ, але при цьому освітленість знижена у чотири рази (50 лк), тоді для коридорів: $P_{п}$ = 17,8/4 = 4,45 Вт/м$^2$, а сумарна встановлена потужність ламп ДРЛ коридорів при їхній сумарній площі – 360 м$^2$ складе:

$$P_{вст} = 4{,}45 \cdot 360 \cdot 10^{-3} = 1{,}60кВт.$$

Сумарна встановлена потужність світильників ДРЛ цеху дорівнює:

$$P_{вст} = 13{,}6 + 1{,}60 = 15{,}2 \text{ кВт}.$$

Для службово-побутового приміщення установлену потужність освітлення визначаємо по площі:

$$P_{вст} = P_{п} \cdot S \cdot n \qquad (2.15)$$

де $P_{п}$ - питома потужність освітлення по площі, Вт/м$^2$;

$S$ - площа підлоги, м$^2$;

$n$ - кількість поверхів службово-побутового приміщення.

Для службово-побутових приміщень прийняті люмінесцентні лампи ЛБ зі світильниками ЛСП 02-2х80, нормативна освітленість $E_{норм} = 200Лк$, $P_{п.люм.л} = 7{,}3\ Вт/м^2$, площа службових приміщень $S$ = 126 м$^2$:

$$P_{вст,осв} = 7{,}3 \cdot 126 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 1{,}84кВт$$

Отримане значення встановленої потужності для службово-побутових приміщень становить 1,84 кВт. Для визначення кількості світильників приймаємо ЛСП 02-2×80 з двома лампами ЛБ-80 потужністю 160 Вт. Кількість світильників визначається за формулою:

$$N = \frac{1{,}84 \cdot 1000}{160} \approx 11{,}5$$

Оскільки кількість світильників повинна бути цілим числом, приймаємо $N = 12шт$. Тоді скоригована встановлена потужність освітлювальної установки становить:

$$P_{уст} = 12 \cdot 160 = 1{,}92\ кВт$$

Обґрунтування вибору джерел світла.

Для виробничих приміщень ремонтно-механічного цеху було прийнято газорозрядні лампи високого тиску ДРЛ-400 у світильниках типу РСП18. Такий вибір обґрунтований тим, що при висоті приміщень понад 6 м ці лампи забезпечують достатній світловий потік (~22 000 лм), мають високу світловіддачу та відповідають вимогам ДБН В.2.5-28-2018 щодо нормованої освітленості (200 лк). Крім того, вони дозволяють зменшити кількість світильників за рахунок великої потужності кожної лампи.

Для службово-побутових приміщень було прийнято люмінесцентні лампи ЛБ-80 у світильниках ЛСП 02-2х80. Вибір обґрунтований тим, що люмінесцентні джерела світла забезпечують рівномірність освітленості, добру світлопередачу та економічність у порівнянні з іншими джерелами низького тиску. Нормативна освітленість для цих приміщень становить 200 лк, що відповідає вимогам для зорових робіт V категорії.

Для коридорів використані ті ж лампи ДРЛ, але знижена освітленість (50 лк), що відповідає нормам для проходів та евакуаційних шляхів.

Таким чином, вибір джерел світла у проєктній системі був обґрунтований технічними характеристиками приміщень, вимогами нормативних документів та практичними умовами експлуатації.

Модернізація та енергоефективність.

З метою підвищення енергоефективності та зниження експлуатаційних витрат пропонується заміна існуючих джерел світла на сучасні світлодіодні аналоги:

Замість ДРЛ-400 → LED High-Bay світильники потужністю 150–180 Вт із світловим потоком ~22 000 лм.

Замість ЛСП 02-2х80 → LED Batten/Panel світильники потужністю ~65 Вт із світловим потоком ~9 500 лм.

Заміна світильників РСП18 з лампами ДРЛ-400 на LED High-Bay, а також ЛСП 02-2×80 з люмінесцентними лампами на LED Batten/Panel є технічно обґрунтованою.

Вибрані LED-світильники відповідають проєктним за кривою сили світла, світловим потоком та умовами монтажу, при цьому мають вищий ступінь захисту та значно меншу потужність.

При цьому місця встановлення світильників залишаються незмінними, що дозволяє провести порівняння проєктної та модернізованої системи освітлення.

Розрахунок для LED-світильників

Підготовче відділення (LED High-Bay):

Встановлена потужність (формула 2.12):

$$P_{\text{вст}} = N_{\text{св}} \cdot P_{\text{ном}} = 6 \cdot 150 \cdot 10^{-3} = 0{,}9 \text{ кВт}$$

Питома потужність (формула 2.13):

$$P_{\text{п}} = \frac{P_{\text{вст}} \cdot 10^3}{S} = \frac{900}{135} \approx 6{,}67 \text{ Вт/м}^2$$

Технологічні приміщення (без коридорів):

Сумарна площа (S = 756 м²).

Встановлена потужність (формула 2.14):

$$P_{\text{вст}} = P_{\text{п}} \cdot S \cdot 10^{-3} = 6{,}67 \cdot 756 \cdot 10^{-3} \approx 5{,}04 \text{ кВт}$$

Отримане значення встановленої потужності для LED-системи становить 5,04 кВт. Для визначення кількості світильників приймаємо LED High-Bay потужністю 150 Вт. Кількість світильників визначається за формулою:

$$N = \frac{P_{\text{вст}} \cdot 1000}{P_{\text{лампи}}} = \frac{5{,}04 \cdot 1000}{150} \approx 33{,}6$$

Оскільки кількість світильників повинна бути цілим числом, приймаємо $N = 34$шт. Тоді скоригована встановлена потужність освітлювальної установки становить:

$$P_{\text{вст}} = 34 \cdot 150 = 5{,}1 \text{ кВт}$$

Коридори:

Знижена освітленість у 4 рази → питома потужність:

$$P_{\text{п}} = \frac{6{,}67}{4} = 1{,}67 \text{ Вт/м}^2$$

Встановлена потужність (формула 2.14):

$$P_{\text{вст}} = 1{,}67 \cdot 360 \cdot 10^{-3} \approx 0{,}60 \text{ кВт}$$

Службово-побутові приміщення (LED Batten/Panel).

Площа S = 126 м², питома потужність для LED 5,7 Вт/м².

Встановлена потужність (формула 2.15):

$$P_{\text{вст}} \approx 1{,}39 \text{ кВт}$$

Якщо приймаємо LED Batten/Panel потужністю ~65 Вт, то кількість світильників:

$$N = \frac{P_{\text{вст}} \cdot 1000}{P_{\text{л}}} = \frac{1{,}39 \cdot 1000}{65} \approx 21{,}4$$

Оскільки кількість світильників повинна бути цілим числом, приймаємо $N = 22$шт. Тоді скоригована встановлена потужність:

$$P_{\text{вст}} = 22 \cdot 65 = 1{,}43 \text{ кВт}$$

$$Рп = (1{,}43 \cdot 1000) / (126 \cdot 2) \approx 5{,}7 \text{ Вт/м2}$$

Сумарна встановлена потужність LED-освітлення:

$$P_{заг} = 5{,}1 + 0{,}60 + 1{,}43 \approx 7{,}13 \text{ кВт}$$

Далі представлена таблиця 2.1 порівняння параметрів проєктної та модернізованої системи освітлення.

Таблиця 2.1 – Порівняння параметрів проєктної та модернізованої системи освітлення

| Приміщення | З проєктована система | | | Модернізована система | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Тип світильника РСП 18 | Потужність, кВт | Питома потужність, Вт/м² | Тип світильника (LED) | Потужність, кВт (LED) | Питома потужність, Вт/м² (LED) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Підготовче відділення (135 м²) | ДРЛ -400 (6 шт.) | 2,40 | 17,8 | LED High-Bay (6 шт.) | 0,90 | 6,67 |
| Технологічі приміщення (756 м²) | ДРЛ- 400 | 13,6 | 17,8 | LED High-Bay | 5,1 | 6,67 |
| Коридори (360 м²) | ДРЛ- 400 | 1,60 | 4,45 | LED High-Bay | 0,60 | 1,67 |
| Службово - побутові (126 м²) | ЛСП 02-2х80 | 1,92 | 7,3 | LED Batten/Panel | 1,43 | ~5,7 |
| Сумарно по цеху | | 17,12 | - | | 7,13 | - |

Висновок

Сумарна встановлена потужність освітлювальної установки ремонтно-механічного цеху у старій системі становила 17,12 кВт, у новій системі на основі LED-світильників – 7,13 кВт. Це забезпечує економію електроенергії на рівні близько 58% при збереженні нормативної освітленості у всіх приміщеннях.

# 3. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

## 3.1 Розрахунок освітлювального навантаження

Розрахунок навантаження освітлювальної мережі проводиться методом коефіцієнта попиту.

Розрахункове навантаження живлячої освітлювальної мережі визначаються помноженням встановленої потужності лампи на коефіцієнт попиту $k_п$, а для газорозрядних ламп – ще й помноженням на коефіцієнт $K_{ПРА}$ що враховує втрати потужності в пускорегулюючій апаратурі (ПРА).

$$P_р^{осв} = P_н^{осв} \cdot k_п \cdot k_{ПРА} \quad (3.1)$$

де $P_р^{осв}$ - розрахункове навантаження освітлювальної мережі, кВт;

$P_н^{осв}$ - сума номінальних потужностей усіх ламп даної установки, кВт;

$k_п$ - коефіцієнт попиту;

$k_п = 0,9$ - для приміщень цеху;

$k_п = 0,85$ - для службово-побутових приміщень;

$k_{ПРА}$ коефіцієнт втрат потужності в пускорегулюючий апаратурі;

$k_{ПРА} = 1,1$ – для ламп ДРЛ;

$k_{ПРА} = 1,25$ – для люмінесцентних ламп.

Розрахункове навантаження за реактивною потужністю визначається:

$$Q_р^{осв} = P_р^{осв} \cdot tg\varphi \quad (3.2)$$

де $Q_р^{осв}$ - розрахункова реактивна потужність освітлювальної мережі, кВАР;

$tg\varphi$ - коефіцієнт реактивної потужності.

Величина $tg\varphi$ обчислюється за $cos\,\varphi$, що нормується і залежить від конструктивних особливостей світильника. Для люмінесцентних ламп без фазокомпенсації $cos\,\varphi = 0,5$, а для ДРЛ $cos\,\varphi = 0,6$.

Відповідно $tg\varphi = 1.73$ - для люмінесцентних ламп

$tg\varphi =$ 1.33- для ламп ДРЛ.

Визначимо розрахункові навантаження по активній та реактивній потужності:

$$P_{р.освДРЛ(цех)} = 15{,}2 \cdot 0{,}9 \cdot 1{,}1 = 15{,}05кВт$$

$$Q_{р.освДРЛ(цех)} = 15{,}05 \cdot 1{,}33 = 20{,}02кВАр$$

$$P_{р.освЛЛ(служ-поб)} = 1{,}92 \cdot 0{,}85 \cdot 1{,}25 = 2{,}04кВт$$

$$Q_{р.освЛЛ(служ-поб)} = 2{,}04 \cdot 1{,}73 = 3{,}53кВАр$$

$$P_{р.осв.общ} = P_{р.освДРЛ(цех)} + P_{р.освЛЛ(служ-поб)} = 15{,}05 + 2{,}04 = 17{,}09кВт$$

$$Q_{р.осв.общ} = Q_{р.освДРЛ(цех)} + Q_{р.освЛЛ(служ-поб)} = 20{,}02 + 3{,}53 = 23{,}55кВАр$$

$$S_{р.осв} = \sqrt{P_{р.осв.общ} + Q_{р.осв.общ}} = \sqrt{17,09^2 + 23,55^2} = 29{,}1кВА$$

$$I_{р.осв} = 29{,}1/(1{,}73 \cdot 0{,}38) = 44{,}3А.$$

Розрахунок освітлювального навантаження для LED-світильників
Активна потужність (формула 3.1):

$$P_{р.осв} = P_{ном} \cdot k_р \cdot k_{ПРА}$$

Для LED-світильників немає пускорегулюючої апаратури (ПРА), оскільки вони працюють через вбудований драйвер. Його втрати вже враховані у паспортній потужності світильника, тому приймаємо:

$$k_{ПРА} = 1{,}0$$

Для цеху (технологічні приміщення + коридори):

$$P_{\text{р.осв}LED(\text{цех})} = (5{,}1 + 0{,}60) \cdot 0{,}9 \cdot 1{,}0 = 5{,}13 \text{ кВт}$$

Для службово-побутових приміщень:

$$P_{\text{р.осв}LED(\text{служ}-\text{поб})} = 1{,}43 \cdot 0{,}85 \cdot 1{,}0 = 1{,}22 \text{ кВт}$$

Загальна активна потужність:

$$P_{\text{р.осв}LED(\text{общ})} = 5{,}13 + 1{,}22 = 6{,}35 \text{ кВт}$$

Реактивна потужність (формула 3.2):

$$Q_{\text{р.осв}} = P_{\text{р.осв}} \cdot tg\varphi$$

Для LED-світильників коефіцієнт потужності високий ($cos\varphi \approx 0{,}95$), тому:

$$tg\varphi \approx 0{,}3$$

$$Q_{\text{р.осв}LED(\text{общ})} = 6{,}35 \cdot 0{,}3 = 1{,}9 \text{ кВАр}$$

Повна потужність:

$$S_{\text{р.осв}LED} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{6,35^2 + 1,9^2} \approx 6{,}63 \text{ кВА}$$

Струм освітлювальної мережі:

$$I_{\text{р.осв}LED} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{6{,}63}{1{,}73 \cdot 0{,}38} \approx 10{,}1 \text{ А}$$

Висновок

Проєктна система (ДРЛ + ЛСП):

$$P_{\text{р.осв}} = 17{,}09 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р.осв}} = 23{,}55 \text{ кВАр}$$

$$S_{\text{р.осв}} = 29{,}1 \text{ кВА}$$

$$I_{\text{р.осв}} = 44{,}3 \text{ А}$$

Модернізована система (LED):

$$P_{\text{р.осв}} = 6{,}35 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р.осв}} = 1{,}9 \text{ кВАр}$$

$$S_{\text{р.осв}} = 6{,}63 \text{ кВА}$$

$$I_{\text{р.осв}} = 10{,}1 \text{ А}$$

Економія: активна потужність ~59%, реактивна ~91%, струм ~74%.

Загальна повна потужність скорочується більш ніж у 4 рази, що підтверджує високу енергоефективність LED-системи.

### 3.2 Розрахунок силового навантаження

Розрахунок електричних навантажень проводиться методом упорядкованих діаграм [7 -11]. Вихідні дані для розрахунку електричних навантажень представлені в таблиці 3.1.

Розрахунок проведений для двох варіантів:

І варіант - визначене розрахункове навантаження КТП;

ІІ варіант - визначене розрахункове навантаження вузлів для прийнятої схеми.

Таблиця 3.1 - Вихідні дані для розрахунку електричних навантажень методом упорядкованих діаграм

| № п/п | № на плані | Найменування ел.приймача | $P_{ном}$, кВт | кВА, в.од | cosφ, в.од. | ТВ,% | Варіант розподілу | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | I | II |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |

Продовження табл. 3.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1.1 | Свердлильний верстат | 7,8 | 0,16 | 0,65 | 100 | 1 | 3 |
| 2 | 1.2 | Свердлильний верстат | 7,8 | 0,16 | 0,65 | 100 | 1 | 6 |
| 3 | 1.3 | Свердлильний верстат | 7,8 | 0,16 | 0,65 | 100 | 1 | 6 |
| 4 | 2.1 | Вентилятор | 4,3 | 0,65 | 0,75 | 100 | 1 | 3 |
| 5 | 2.2 | Вентилятор | 4,3 | 0,65 | 0,75 | 100 | 1 | 3 |
| 6 | 2.3 | Вентилятор | 4,3 | 0,65 | 0,75 | 100 | 1 | 5 |
| 7 | 2.4 | Вентилятор | 4,3 | 0,65 | 0,75 | 100 | 1 | 5 |
| 8 | 2.5 | Вентилятор | 4,3 | 0,65 | 0,75 | 100 | 1 | 7 |
| 9 | 2.6 | Вентилятор | 4,3 | 0,65 | 0,75 | 100 | 1 | 7 |
| 10 | 2.7 | Вентилятор | 4,3 | 0,65 | 0,75 | 100 | 1 | 6 |
| 11 | 2.8 | Вентилятор | 4,3 | 0,65 | 0,75 | 100 | 1 | 4 |
| 12 | 2.9 | Вентилятор | 4,3 | 0,65 | 0,75 | 100 | 1 | 2 |
| 13 | 3.1 | Центрувальний верстат | 29,5 | 0,11 | 0,65 | 100 | 1 | 3 |
| 14 | 4.1 | Шліфувальний верстат | 4,5 | 0,18 | 0,7 | 100 | 1 | 3 |
| 15 | 5.1 | Безцентрошлиф.верстат | 3,7 | 0,14 | 0,7 | 100 | 1 | 3 |
| 16 | 6.1 | Шліфувальний верстат | 8,5 | 0,21 | 0,7 | 100 | 1 | 3 |
| 17 | 6.2 | Шліфувальний верстат | 8,5 | 0,21 | 0,7 | 100 | 1 | 3 |
| 18 | 6.3 | Шліфувальний верстат | 8,5 | 0,21 | 0,7 | 100 | 1 | 3 |
| 19 | 6.4 | Шліфувальний верстат | 8,5 | 0,21 | 0,7 | 100 | 1 | 3 |
| 20 | 6.5 | Шліфувальний верстат | 8,5 | 0,21 | 0,7 | 100 | 1 | 6 |
| 21 | 7.1 | Свердлильний верстат | 9,25 | 0,13 | 0,75 | 100 | 1 | 3 |
| 22 | 8.1 | Прес | 18,5 | 0,65 | 0,75 | 100 | 1 | 1 |
| 23 | 8.2 | Прес | 18,5 | 0,65 | 0,75 | 100 | 1 | 1 |
| 24 | 8.3 | Прес | 18,5 | 0,65 | 0,75 | 100 | 1 | 1 |
| 25 | 9.1 | Ножиці | 7 | 0,6 | 0,8 | 100 | 1 | 1 |
| 26 | 10.1 | Протяжний верстат | 8,7 | 0,11 | 0,75 | 100 | 1 | 2 |
| 27 | 11.1 | Токарний верстат | 13,5 | 0,12 | 0,7 | 100 | 1 | 2 |
| 28 | 11.2 | Токарний верстат | 13,5 | 0,12 | 0,7 | 100 | 1 | 2 |
| 29 | 11.3 | Токарний верстат | 13,5 | 0,12 | 0,7 | 100 | 1 | 2 |
| 30 | 12.1 | Токарний верстат | 4,5 | 0,15 | 0,75 | 100 | 1 | 2 |
| 31 | 12.2 | Токарний верстат | 4,5 | 0,15 | 0,75 | 100 | 1 | 2 |
| 32 | 13.1 | Довбальний верстат | 4,3 | 0,17 | 0,65 | 100 | 1 | 2 |
| 33 | 13.2 | Довбальний верстат | 4,3 | 0,17 | 0,65 | 100 | 1 | 2 |
| 34 | 14.1 | Фрезерний верстат | 5,2 | 0,14 | 0,75 | 100 | 1 | 4 |
| 35 | 14.2 | Фрезерний верстат | 5,2 | 0,14 | 0,75 | 100 | 1 | 4 |
| 36 | 15.1 | Фрезерний верстат | 14,9 | 0,13 | 0,75 | 100 | 1 | 4 |
| 37 | 16.1 | Фрезерний верстат | 14,9 | 0,13 | 0,75 | 100 | 1 | 4 |
| 38 | 16.2 | Фрезерний верстат | 10,5 | 0,16 | 0,75 | 100 | 1 | 4 |
| 39 | 16.3 | Фрезерний верстат | 10,5 | 0,16 | 0,75 | 100 | 1 | 4 |
| 40 | 16.4 | Фрезерний верстат | 10,5 | 0,16 | 0,75 | 100 | 1 | 4 |
| 41 | 17.1 | Стругальний верстат | 16,5 | 0,18 | 0,7 | 100 | 1 | 4 |
| 42 | 18.1 | Стругальний верстат | 10,5 | 0,18 | 0,7 | 100 | 1 | 4 |
| 43 | 18.2 | Стругальний верстат | 10,5 | 0,18 | 0,7 | 100 | 1 | 4 |
| 44 | 19.1 | Розточувальний верстат | 4,3 | 0,11 | 0,75 | 100 | 1 | 6 |
| 45 | 20.1 | Точильний верстат | 7,5 | 0,15 | 0,75 | 100 | 1 | 6 |
| 46 | 21.1 | Різьбонарізний верстат | 7,5 | 0,16 | 0,65 | 100 | 1 | 6 |
| 47 | 22.1 | Вентилятор | 9,5 | 0,65 | 0,75 | 100 | 1 | 1 |

Продовження табл. 3.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 48 | 23.1 | Кран | 20,7 | 0,2 | 0,6 | 25 | 1 | 8 |
| 49 | 24.1 | Електротельфер | 6,1 | 0,25 | 0,55 | 100 | 1 | 3 |
| 50 | 24.2 | Електротельфер | 6,1 | 0,23 | 0,55 | 100 | 1 | 7 |
| 51 | 24.3 | Електротельфер | 6,1 | 0,23 | 0,55 | 100 | 1 | 5 |
| 52 | 24.4 | Електротельфер | 6,1 | 0,23 | 0,55 | 100 | 1 | 4 |
| 53 | 24.5 | Електротельфер | 6,1 | 0,23 | 0,55 | 100 | 1 | 2 |
| 54 | 24.6 | Електротельфер | 6,1 | 0,23 | 0,55 | 100 | 1 | 1 |
| 55 | 24.7 | Електротельфер | 6,1 | 0,23 | 0,55 | 100 | 1 | 6 |
| 56 | 25.1 | Електропечі опору | 35 | 0,7 | 0,75 | 100 | 1 | 7 |
| 57 | 25.2 | Електропечі опору | 35 | 0,7 | 0,75 | 100 | 1 | 7 |
| 58 | 26.1 | Зварюв.трансформ. | 14 | 0,21 | 0,5 | 40 | 1 | 5 |
| 59 | 26.2 | Зварюв.трансформ. | 14 | 0,21 | 0,5 | 40 | 1 | 5 |
| 60 | 26.3 | Зварюв.трансформ. | 14 | 0,21 | 0,5 | 40 | 1 | 5 |
| 61 | 26.4 | Зварюв.трансформ. | 14 | 0,21 | 0,5 | 40 | 1 | 5 |

Результати розрахунку електричних навантажень методом упорядкованих діаграм наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Результати розрахунку електричних навантажень методом упорядкованих діаграм

| № | n | Рвст | Рсм | Qсм | S см | Рр | Qр | Sр | Ір |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 61 | 577,3 | 193,4 | 194,0 | 274,0 | 218,2 | 194,0 | 292,0 | 444,2 |
| № | | Рвст | Рсм | Qсм | S см | Рр | Qр | Sр | Ір |
| 1 | 6 | 78,1 | 47,9 | 42,5 | 64,0 | 52,6 | 42,8 | 67,7 | 103,1 |
| 2 | 10 | 77,2 | 12,8 | 13,3 | 18,5 | 27,3 | 41,0 | 49,3 | 75,0 |
| 3 | 12 | 103,5 | 21,3 | 22,2 | 30,7 | 47,3 | 51,4 | 69,8 | 106,2 |
| 4 | 12 | 119,6 | 21,3 | 20,6 | 29,7 | 46,3 | 43,0 | 63,2 | 96,1 |
| 5 | 7 | 50,1 | 18,8 | 27,4 | 33,2 | 26,6 | 46,0 | 53,1 | 80,8 |
| 6 | 8 | 53,8 | 11,3 | 12,1 | 16,6 | 23,8 | 24,1 | 33,9 | 51,5 |
| 7 | 5 | 84,7 | 56,0 | 50,3 | 75,3 | 99,5 | 102,2 | 142,6 | 216,9 |
| 8 | 1 | 10,4 | 4,1 | 5,5 | 6,9 | 10,4 | 13,8 | 17,3 | 26,2 |

З урахуванням навантаження освітлення:

$$P_{розх} = P_m + P_{росв} = 218,2 + 17,09 = 235,3кВт$$

$$Q_{розр} = Q_m + Q_{росв} = 194,0 + 23,55 = 217,55кВАр$$

З урахуванням навантаження освітлення (для LED-світильників):

$$P_{розр} = P_m + P_{росв} = 218,2 + 6,35 = 224,55кВт$$

$$Q_{розр} = Q_m + Q_{росв} = 194,0 + 1,9 = 195,9кВАр$$

# 4. ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ КТП

Намічуємо 2 варіанти цехової підстанції для виконання техніко – економічного порівняння варіантів. Кількість встановлюваних трансформаторів залежить від категорії ЕП за надійністю.

Для живлення цеху з ЕП II та III категорії можливе застосування однотрансформаторної КТП (I варіант). або двотрансформаторної КТП (II варіант). При першому варіанті. обов'язково передбачається складський резерв трансформаторів. для швидкого відновлення роботи підстанції.

Для однотрансформаторної підстанції коефіцієнт завантаження коливається в діапазоні 0,9 −0,95. Потужність трансформаторів вибирається з урахуванням установки компенсуючих пристроїв. на стороні НН (НКУ).

Визначимо розрахункову потужність трансформатора:

$$S_{рт} \geq \frac{P_{розр}}{n_т \cdot K_з^{опт}}. \qquad (4.1)$$

де $K_з^{опт} = 0{,}93$ для однотрансформаторної КТП

$$S_{рт} \geq \frac{235{,}3}{0{,}93} \rightarrow 253 \rightarrow 400\text{кВА}..$$

Обираємо найближче більше стандартне значення потужності трансформатора 400 кВА. трансформатор ТМЗ-400/10. Відповідно. можна встановити комплектну трансформаторну підстанцію КТП-400/10/0.4. Трансформатор має такі параметри: $S_{номт} = 400кВА.\ U_{вн} = 10кВ.\ U_{нн} = 0{,}4кВ.$ $U_к = 5{,}5\%.\ I_х = 1{,}9\%.\ \Delta P_к = 5{,}9кВт.\ \Delta P_х = 0{,}92кВт.$

Визначимо пропускну здатність трансформатора за реактивною потужністю:

$$Q_{тр} = \sqrt{(K_з \cdot n_{тр} \cdot S_{ном.тр})^2 - P_{розр}^2} \qquad (4.2)$$

$$Q_{тр} = \sqrt{(0{,}93 \cdot 1 \cdot 400\ )^2 - 235{,}3^2} = 288{,}13 кВАр$$

Трансформатор має запас по реактивній потужності ≈ 288 кВАр.

Визначимо розрахункову потужність компенсуючих пристроїв на стороні НН:

$$Q_{НКУ} = Q_{розр} - Q_{тр} \qquad (4.3)$$

де $Q_{розр}$ - розрахункова реактивна потужність. кВАр.

$$Q_{НКУ} = 217{,}55 - 288{,}13 = -70{,}58 кВАр$$

Від'ємне значення вказує на те, що компенсуючі пристрої не потрібні, трансформатор сам забезпечує необхідний рівень передачі реактивної потужності.

Розрахункова потужність системи

$$S_р = \sqrt{P_{розр}^2 + {Q_{розр}}^2} \qquad (4.4)$$

$$S_р = \sqrt{235{,}3^2 + 217{,}55^2} = 320{,}5 кВА$$

Перевірка трансформатора по режимам роботи:

$$К_з^{НР} = \frac{S_р}{S_{номт}} \leq 0{,}93 \qquad (4.5)$$

$$К_з^{НР} = \frac{320{,}5}{400} = 0{,}8 \leq 0{,}93$$

і це меньшн ніж 0,93, тобто умова $K_з^{НР} \leq 0{,}93$ виконується, трансформатор працює у нормальному режимі з запасом.

II варіант:

Для двохтрансформаторної підстанції коефіцієнт завантаження коливається в діапазоні $0{,}7-0{,}8$. Доцільним варіантом є $К_{зг} = 0{,}7$. так як в ПАР допускається перевантаження одного з трансформаторів на 40%.

Визначимо розрахункову потужність трансформатора:

$$S_{рт} \geq \frac{P_{розр}}{n_т \cdot К_з^{опт}}. \quad (4.1)$$

$$S_{рт} \geq \frac{235{,}3}{2 \cdot 0{,}7} = 168{,}1 \rightarrow 250 кВА.$$

Обираємо найближче більше стандартне значення потужності трансформатора 250 кВА. Відповідно. можна встановити комплектну трансформаторну підстанцію КТП-$2\times$250/10/0,4 з масляними трансформаторами типу ТМЗ-250/10, що допускає перевантаження на 40%. Відповідно. можна встановити комплектну трансформаторну підстанцію КТП-250/10/0.4. Трансформатор має такі параметри: $S_{номт} = 250кВА$. $U_{вн} = 10кВ$. $U_{нн} = 0{,}4кВ$. $U_к = 4{,}5\%$. $I_х = 2{,}3\%$. $\Delta P_к = 3{,}7кВт$. $\Delta P_х = 0{,}74кВт$.

Аналогічно з І варіантом:

$$Q_{тр} = \sqrt{(К_з \cdot n_{тр} \cdot S_{ном.тр})^2 - P_{розр}^2}$$

$$Q_{тр} = \sqrt{(0{,}7 \cdot 2 \cdot 250)^2 - 235{,}3^2} = 259{,}1 кВАр$$

$$Q_{НКУ} = Q_{розр} - Q_{тр}$$

$$Q_{НКУ} = 217{,}55 - 259{,}1 = -41{,}55 кВАр$$

У цьому випадку встановлення НКУ не потребується.

Трансформатор сам забезпечує необхідний рівень передачі реактивної потужності.

$$S_р = \sqrt{P_{розр}^2 + Q_{розр}{}^2}$$

$$S_р = \sqrt{235,3^2 + 217,55^2} = 320,5кВА$$

$$К_з^{НР} = \frac{320,5}{2 \cdot 250} = 0,641 \leq 0,7$$

$$К_з^{ПАР} = \frac{320,5}{250} = 1,28 \leq 1,4$$

Висновок

Двохтрансформаторна КТП з двома трансформаторами ТМЗ-250/10 забезпечує живлення цеху у нормальному режимі з запасом.

У після аварійному режимі допускається перевантаження одного трансформатора на 40%, що відповідає нормативам.

Компенсуючі пристрої не потрібні.

Коефіцієнти завантаження у нормальному та аварійному режимах відповідають допустимим значенням.

Зробимо аналогічний розрахунок для модернізованої системи з LED-освітленням варіант 1 з однотрансформаторної КТП.

Виконуємо розрахунок по формулі (4.1)

$$S_{рт} \geq \frac{224,55}{0,93} = 241,4 \rightarrow 250кВА.$$

Обираємо найближче більше стандартне значення потужності трансформатора 250 кВА. трансформатор ТМЗ-250/10. Відповідно. можна встановити комплектну трансформаторну підстанцію КТП-250/10/0.4. Трансформатор має такі параметри: $S_{номт} = 250кВА$ . $U_{вн} = 10кВ$ . $U_{нн} = 0{,}4кВ$ . $U_к = 4{,}5\%$ . $I_х = 2{,}3\%$ . $\Delta P_к = 3{,}7кВт$ . $\Delta P_х = 0{,}74кВт$ .

Визначимо пропускну здатність трансформатора за реактивною потужністю формула (4.2):

$$Q_{тр} = \sqrt{(0{,}93 \cdot 250)^2 - 224{,}55^2} = 60{,}3кВАр$$

Трансформатор має запас по реактивній потужності.

Визначимо розрахункову потужність компенсуючих пристроїв на стороні НН формула(4.3)

$$Q_{\text{НКУ}} = Q_{\text{розр}} - Q_{\text{тр}} = 195{,}9 - 60{,}3 = 135{,}6 \text{ кВАр}$$

Обираємо конденсаторну батарею УКБ 0,38-150-50У3

Розрахункова потужність із урахуванням установки компенсуючих пристроїв:(4.4)

$$S_р = \sqrt{224{,}55^2 + (195{,}9 - 150)^2} = 229{,}2кВА$$

Перевірка коефіцієнта завантаження (4.5)

$$K_з^{\text{НР}} = \frac{S_р}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{229{,}2}{250} = 0{,}92 \leq 0{,}93$$

Умова виконується, трансформатор працює у нормальному режимі.

ІІ варіант (двохтрансформаторна КТП)

Розрахункова потужність трансформатора (4.1)

$$S_{\text{рт}} \geq \frac{P_{\text{розр}}}{2 \cdot K_{\text{з}}^{\text{опт}}} = \frac{224{,}55}{2 \cdot 0{,}7} \approx 160{,}4 \text{ кВА}$$

Найближче більше стандартне значення → 250 кВА. Приймаємо два трансформатори ТМЗ-250/10, КТП-2×250/10/0,4.

Пропускна здатність трансформатора (4.2)

$$Q_{\text{тр}} = \sqrt{(0{,}7 \cdot 2 \cdot 250)^2 - 224{,}55^2} = 268{,}5 \text{ кВАр}$$

Запас по реактивній потужності є.

Розрахунок компенсуючих пристроїв (4.3)

$$Q_{\text{НКУ}} = Q_{\text{розр}} - Q_{\text{тр}} = 195{,}9 - 268{,}5 = -72{,}6 \text{ кВАр}$$

Від’ємне значення вказує на те, що компенсуючі пристрої не потрібні.

Розрахункова потужність системи

$$S_p = \sqrt{224{,}55^2 + 195{,}9^2} \approx 298{,}9 \text{ кВА}$$

Перевірка коефіцієнтів завантаження

Нормальний режим:

$$K_{\text{з}}^{\text{НР}} = \frac{298{,}9}{2 \cdot 250} = \frac{298{,}9}{500} = 0{,}598 \leq 0{,}7$$

Виконується.

Післяаварійний режим:

$$K_з^{ПАР} = \frac{298,9}{250} = 1,196 \leq 1,4$$

Допустиме перевантаження у межах нормативів.

Загальний висновок

Для модернізованої системи з LED-освітленням можливі два рішення:

КТП-250/10 + УКБ-0,38-150-50У3 — економічно вигідніше, менші втрати електроенергії, але нижча надійність.

КТП-2×250/10 — дорожче, проте забезпечує резервування живлення у післяаварійному режимі.

Згідно критерію мінімуму річних приведених витрат, оптимальним є І варіант (однотрансформаторна КТП-250/10 з компенсуючою батареєю УКБ-0,38-150-50У3).

Якщо ж пріоритетом є надійність електропостачання, доцільно обрати ІІ варіант (двотрансформаторна КТП-2×250/10).

# 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Для техніко-економічного розрахунку розглядається два варіанти трансформаторної підстанції.

І варіант**.** Встановлюється однотрансформаторна підстанція КТП-400/10. Перевагою даного варіанта є менша вартість у порівнянні з двотрансформаторною підстанцією та знижені втрати електроенергії. Недоліком є те, що при аварійному відключенні трансформатора живлення цеху повністю припиняється.

ІІ варіант**.** Встановлюється двотрансформаторна підстанція КТП-2×250/10. Вартість такого рішення є більшою, проте у післяаварійному режимі при відключенні одного трансформатора живлення цеху зберігається за рахунок роботи другого.

Техніко-економічне порівняння варіантів дозволяє визначити оптимальне рішення. Критерієм вибору є мінімум річних приведених витрат, які визначаються за формулою:

$$\text{ПВ}_\text{і} = E_\text{н} \cdot K_\text{і} + \text{В}_\text{і} + \text{З}_\text{і} \qquad (5.1)$$

де:

$E_\text{н} = 0{,}12$— нормативний коефіцієнт ефективності капітальних витрат;

$K_\text{і}$— капітальні витрати для і-го варіанта;

$\text{В}_\text{і}$— експлуатаційні витрати для і-го варіанта;

$\text{З}_\text{і}$— збитки від перерви електропостачання для і-го варіанта.

Капітальні витрати визначаються для тих елементів обладнання, які відрізняються у розглянутих варіантах.

$$\text{К}_\Sigma = \text{К}_\text{КЛ} + \text{К}_\text{КТП} \qquad (5.2)$$

Експлуатаційні витрати визначаються по формулі:

$$B = B_a + B_o + B_{вт} \quad (5.3)$$

де $B_a$, $B_o$ - витрати на амортизацію та обслуговування

$B_{вт}$ - витрати від втрат електроенергії

$$B_{вт} = C_w \cdot \Delta W_{\sum}$$

де $C_w$ - вартість електроенергії, уданий час вона дорівнює 8 грн/кВт·год;

$\Delta W_{\sum}$ - втрати електроенергії в трансформаторах та лініях.

$$\Delta W_{\sum} = \Delta W_{КТП} _ + \Delta W_{Л} \quad (5.5)$$

$$\Delta W_{КТП} = n_т \cdot (\Delta P_х \cdot 8760 + К_{зг}^2 \cdot \Delta P_к \cdot \tau_м) \cdot 10^{-3} \quad (5.6)$$

1 варіант $n_т = 1$, $К_{зг}^2 = 0{,}8$

2 варіант $n_т = 2$, $К_{зг}^2 = 0{,}64$

$$\Delta W_{Л} = n_т \cdot 3 \cdot I_{КЛ}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau_м \cdot 10^{-6}. \quad (5.7)$$

де $\Delta P_x$ - втрати холостого ходу трансформатора.

$\Delta P_к$ - втрати короткого замикання.

$$\tau_М = (0{,}124 + \frac{Т_{ма}}{10000})^2 \cdot 8760. \quad (5.10)$$

$Т_{ма}$ = 3800 - річне число годин використання максимуму загрузки для металообробного підприємства.

$$(B_a + B_o) = \frac{к_а + к_о}{100} \cdot к_і \quad (5.11)$$

де $к_a$, $к_о$ - нормативні коефіцієнти обчислювань на амортизацію й обслуговування. %.

Для розподільних пристроїв. КТП та КУ нормативні коефіцієнти обчислювань на амортизацію й обслуговування складають:

$$к_a = 6{,}4\%$$

$$\kappa_o = 3\%$$

Для КЛ 6-10кВ у траншеї:

$$\kappa_a = 5{,}3\%$$

$$\kappa_o = 2\%$$

Збиток від перерви електропостачання визначається по формулі:

$$З = у_о \cdot Р_м \cdot Т_м \cdot g_\Sigma \qquad (5.12)$$

де $у_о$ = 21 - грн/кВт год - питомий збиток (для машинобудування та металообробки);

$g_\Sigma$ - сумарна ймовірність перерви електропостачання;

$$g_\Sigma = \sum \lambda_i \cdot Тв_i \qquad (5.13)$$

де $\lambda_з$ - параметр потоку відмов для і-го елемента

$t_i$ - час відновлення для і-го елемента

$$g_{ел} = \frac{\lambda \cdot t}{8760} \qquad (5.14)$$

Автоматичний вимикач: $\lambda_А = 0{,}003 \frac{1}{рік}; t_А = 7{,}5 \cdot 10^{-3} рік;\ q_А = 2{,}57 \cdot 10^{-6}$

КЛ: $\lambda_{КЛ} = 0{,}063 \frac{1}{рік}; t_{КЛ} = 12 \cdot 10^{-3} рік;\ q_{КЛ} = 8{,}6 \cdot 10^{-5}$

Трансформатор: $\lambda_Т = 0{,}015 \frac{1}{рік}; t_Т = 50 \cdot 10^{-3} рік;\ q_Т = 8{,}56 \cdot 10^{-5}$

Вимикач: $\lambda_Q = 0{,}025 \frac{1}{рік}; t_Q = 11 \cdot 10^{-3} рік;\ q_Q = 3{,}14 \cdot 10^{-5}$

Показники надійності елементів системи електропостачання наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Показники надійності елементів системи електропостачання

| Елемент | $\lambda; \frac{1}{\text{рік}}$ | t; $10^{-3}$рік | q |
|---|---|---|---|
| Автоматичний вимикач | 0,003 | 7,5 | $2{,}57 \cdot 10^{-6}$ |
| Кабельна лінія | 0,063 | 12 | $8{,}6 \cdot 10^{-5}$ |
| Трансформатор | 0,015 | 50 | $8{,}56 \cdot 10^{-5}$ |
| Вимикач | 0,025 | 11 | $3{,}14 \cdot 10^{-5}$ |

$$q_{I\Sigma} = q_Q + q_{\text{КЛ}} + q_{\text{Т}} + q_A.$$

$$q_{\text{II}\Sigma} = (1 - q_{\text{А}})(q_{\text{Q}} + q_{\text{Т}} + q_{\text{А}} + q_{\text{КЛ}})^2 + 2q_{\text{А}}(q_{\text{Q}} + q_{\text{Т}} + q_{\text{А}} + q_{\text{КЛ}})$$

Розрахунок струму для кабелю

Формула:

$$I_{\text{К}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Підставимо:

$$I = \frac{320{,}5}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{320{,}5}{1{,}732} \approx 18{,}6 \text{ А}$$

Для живлення цеху від розподільчого пункту заводу (на відстані 50 м) прийнято кабель ААШВ 3×50 мм², 10 кВ.

Для І варіанта:

Джерело цін

Вартість обладнання взята з прайсів українських виробників та постачальників електротехнічної продукції (2026 р.).

Для кабелю — середня ринкова ціна за метр (≈ 1030 грн/м).

Для КТП-400/10 — комерційні пропозиції заводів («Запоріжтрансформатор», «Електротехнічні системи»), орієнтовно 230 000 грн.

$$К_{\Sigma} = 25 + 230 = 255 тис.\,грн.$$

$$В_{а} + В_{о} = \frac{6{,}4 + 3}{100} \cdot 230 + \frac{5{,}3 + 2}{100} \cdot 25 = 23{,}45 тис.\,грн.$$

$$\tau_{М} = (0{,}124 + \frac{3800}{10000})^{2} \cdot 8760 = 2225 год$$

$$\Delta W_{КТП} = 1 \cdot (0{,}92 \cdot 8760 + 0{,}8^{2} \cdot 5{,}9 \cdot 2225) \cdot 10^{-3} = 16{,}5 МВт \cdot ч$$

$$\Delta W_{КЛ} = 3 \cdot 18{,}6^{2} \cdot 0{,}64 \cdot 0{,}05 \cdot 2225 \cdot 10^{-6} = 0{,}074 МВт \cdot ч$$

$$В_{вт} = 8 \cdot (16{,}5 + 0{,}074) = 132{,}6 тис.\,грн.$$

$$В = 23{,}45 + 132{,}6 = 156{,}05 тис.\,грн.$$

$$З = 21 \cdot 235{,}3 \cdot 3800 \cdot (25{,}7 + 8{,}6 + 8{,}56 + 3{,}14) \cdot 10^{-5} \cdot 10^{-3} = 8{,}64 тис.\,грн.$$

$$ПВ_{I} = 0{,}12 \cdot 255 + 156{,}05 + 8{,}64 = 195{,}29 тис.\,грн.$$

Для II варіанта:

$$К_{\sum} = (25 + 190) \cdot 2 = 430 тис. грн.$$

$$В_а + В_о = \frac{6,4 + 3}{100} \cdot 460 + \frac{5,3 + 2}{100} \cdot 50 = 46,89 тис. грн.$$

$$\tau_М = (0,124 + \frac{3800}{10000})^2 \cdot 8760 = 2225 год$$

$$\Delta W_{КТП} = 2 \cdot (0,74 \cdot 8760 + 0,64^2 \cdot 3,7 \cdot 2225) \cdot 10^{-3} = 19,71 МВт \cdot ч$$

$$\Delta W_{КЛ} = 2 \cdot 3 \cdot 9,3^2 \cdot 0,64 \cdot 0,05 \cdot 2225 \cdot 10^{-6} = 0,04 МВт \cdot ч$$

$$В_{вт} = 8 \cdot (19,71 + 0,04) = 158 тис. грн.$$

$$В = 46,89 + 158 = 204,9 тис. грн.$$

$$q = (1 - 2,57 \cdot 10^{-6}) \cdot (25,7 + 8,6 + 8,56 + 3,14) \cdot 10^{-10} + 2 \cdot 2,57 \cdot 10^{-6} \cdot (25,7 + 8,6 + 8,56 + 3,14) \cdot 10^{-5}$$

$$q = 6,96 \cdot 10^{-9}$$

$$З = 21 \cdot 235,3 \cdot 3800 \cdot 6,96 \cdot 10^{-9} \cdot 10^{-3} = 1,3 \cdot 10^{-4} тис. грн.$$

$$ПВ_I = 0,12 \cdot 430 + 204,9 + 0,00013 = 256,5 тис. грн.$$

Визначаємо зведені витрати:

$$\Delta З = \frac{З_{II} - З_{I}}{З_{II}} \cdot 100\%$$

$$\Delta З = \frac{256{,}5 - 195{,}29}{195{,}29} \cdot 100\% = 31{,}34\%$$

Висновки

У результаті техніко-економічного порівняння двох варіантів трансформаторних підстанцій було встановлено, що І варіант (однотрансформаторна КТП-400/10) має менші капітальні та експлуатаційні витрати. Річні приведені витрати для цього варіанта становлять 195,29 тис. грн, проте збитки від перерв електропостачання сягають 8,64 тис. грн, що знижує надійність системи.

ІІ варіант (двотрансформаторна КТП-2×250/10**)** забезпечує значно вищу надійність електропостачання — збитки від перерв практично відсутні (≈0,00013 тис. грн). Однак капітальні та експлуатаційні витрати у цьому випадку більші, а річні приведені витрати становлять 256,5 тис. грн, що на 31,34% вище, ніж у І варіанті.

Таким чином, вибір оптимального рішення залежить від пріоритетів підприємства:

якщо головним критерієм є економічна ефективність, доцільно застосувати І варіант;

якщо ж ключовим фактором є надійність електропостачання та безперервність виробничого процесу, слід обрати ІІ варіант, незважаючи на більші витрати.

# 6. ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ І ПРОВІДНИКІВ ЖИВИЛЬНОЇ МЕРЕЖІ

Для приймання та розподілу трифазної електричної енергії змінного струму промислової частоти (50 або 60 Гц) з напругою 6–10 кВ у мережах з ізольованою нейтраллю або нейтраллю, заземленою через дугогасильний реактор, застосовуються шафи КРУ 10 кВ серії К-129 «Оптима» (Енерго Aisen). Основні технічні характеристики цього обладнання наведені у таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Параметри шафи серії КРУ 10 кВ серії К-129 «Оптима» (Енерго Aisen)

| Параметри | Номінальне значення |
|---|---|
| Номінальна напруга, кВ | 6; 10 (до12) |
| Максимальна робоча напруга, кВ | 7,2; 12 |
| Номінальний струм головних кіл, А | 630;1000;1600;2000; 3150 |
| Номінальний струм збірних шин, А | 1000; 1600; 2000; 3150 |
| Номінальний струм вимикання, кА | 20; 31,5;40 |
| Амплітудне значення струму електродинамічної стійкості, кА | 51; 81 |
| Струм термічної стійкості камер протягом 3с, кА | 20; 31,5 |
| Ширина, мм | 750, 900 |
| Довжина, мм | 1000; 1200; 1300 |
| Висота, мм | 2000 |

Для обраної шафи КРУ 10 кВ серії К-129 «Оптима» (Енерго Aisen) конструктивно передбачена можливість підключення кількох високовольтних кабелів.

Згідно з технічними характеристиками:

шафа може комплектуватися вакуумними вимикачами ВР-2 та ВР-3, які розраховані на номінальні струми від 630 до 3150 А і струми відключення до 40 кА;

конструкція комірки дозволяє встановлювати до трьох кабельних вводів високовольтних кабелів перерізом до 3×240 мм² кожен;

це забезпечує гнучкість у схемі живлення — можливість підключення декількох ліній одночасно (наприклад, ввід + резерв + відхідна лінія).

Вибір за номінальними параметрами виконують за такими умовами:

$$U_{ном} \geq U_{ном\ мережі}, \quad (6.1)$$

$$I_{ном} \geq I_{р}, \quad (6.2)$$

де $U_{ном}$, $I_{ном}$ - номінальні параметри вимикачів, кВ, А;

$U_{ном\ мережі}$ – номінальна напруга мережі, яка дорівнює 10 кВ;

$I_р$ – максимальний розрахунковий струм, який дорівнює значенню у післяаварійному режимі.

В практичних розрахунках перевірка на комутаційну здатність може бути зведена до наступних умов:

$$I_{ном\ вимик} \geq I''. \quad (6.3)$$

Перевірка на динамічну стійкість виконується за умовами:

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (6.4)$$

де $i_{дин}$ – максимальне миттєве значення повного струму електродинамічної стійкості, кА.

Значення ударного струму визначається за формулою:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{у} \cdot I'' . \quad (6.5)$$

$k_{у}$— коефіцієнт ударності (для промислових мереж приймається ≈ 1,8).

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1{,}8 \cdot 11{,}2 = 28{,}5кА.$$

Значення струму ударного току на шинах ЗРП-10 кВ – 28,5 кА менше амплітудного значення струму електродинамічної стійкості вимикача обраної комірки 51 кА (див. табл. 6.1).

Перевірка на термічну стійкість виконується за умовами:

$$I^2_\tau \geq B_к, \qquad (6.6)$$

де $I_\tau$ - струм термічної стійкості протягом τ, дорівнює 20 або 31,5 кА, $\tau$ = 3 с (див. табл.6.1),взяли 20 кА

$B_к$ – розрахункове значення теплового імпульсу, кА$^2$·с:

$$B_к = I^2_\infty \cdot t,$$

де $I_\infty$ - діюче значення сталого струму короткого замикання (вихідні дані), кА; $I_\infty = 10{,}9$кА— діюче значення сталого струму КЗ.

$t$ – дійсний час вимикання к.з., с.

Дійсний час вимикання к.з. визначається так:

$$t = t_{рз} + t_{вимк} + t_a, \qquad (6.7)$$

де $t_{рз}$ – час дії основного релейного захисту.

$t_{вимк}$ – час вимикання вимикача, приймаємо 0,05 с [12];

$t_a$ – стала часу аперіодичної складової струму к.з., приймаємо 0,05 с.

На відгалуженнях до трансформаторних підстанцій при одноступеневій схемі електропостачання застосовується двоступеневий струмовий захист, який включає максимальний струмовий захист (МСЗ) та струмову відсічку (СВ). Для радіальних схем живлення трансформаторних підстанцій без апаратів на вводі (глухий ввід) і при коротких кабельних лініях, що характерно для промислових підприємств, основним видом захисту виступає саме струмова відсічка. Час її спрацювання приймається рівним $t_{\text{рз}} = 0{,}1$ с.

$$t = 0{,}1 + 0{,}05 + 0{,}05 = 0{,}2 \text{ с};$$

$$B_к = 10{,}9^2 \cdot 0{,}2 = 23{,}76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$I^2_\tau \cdot t = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Перевірка на термічну стійкість виконується за вказаними умовами, тобто: $1200 \geq 23{,}76$.

Для комірок напругою 10 кВ розподільчого пункту РП-10 кВ максимальний дійсний час вимикання короткого замикання та відповідне розрахункове значення теплового імпульсу визначаються за наведеними умовами. У нашому випадку сумарний час дії релейного захисту, часу вимикання вимикача та аперіодичної складової струму становить $t = 0{,}2$ с. Відповідно, розрахунковий тепловий імпульс дорівнює $B_к = 23{,}76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Обрана комірка

$U_{ном} = 10$ кВ — відповідає номінальній напрузі мережі.

$I_{ном} = 630$ А

$I_{н.вим} = 20 \text{ кА} \geq I'' = 11{,}2\text{кА}$ — комутаційна здатність витримана.

$I_{дин} = 51 \text{ кА} \geq i_{УД} = 28{,}5 \text{ кА}$ — динамічна стійкість забезпечена.

$I\tau = 20$ кА, $I^2\tau = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_к = 23{,}76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ — термічна стійкість витримана.

Висновок

Комірка КРУ-129 «Оптима» з вимикачем ВР-2-10/630/20У3 відповідає всім вимогам за номінальними параметрами, комутаційною здатністю, динамічною та термічною стійкістю. Це означає, що ми можемо впевнено прийняти її для нашого РП-10 кВ.

Трансформатори струму підбирають відповідно до їхніх номінальних характеристик — напруги, первинного та вторинного струму, а також класу точності. Додатково вони проходять перевірку на електродинамічну та термічну стійкість при дії струмів короткого замикання. Оскільки трансформатори струму

входять до складу комірок, їхня стійкість до КЗ фактично вже підтверджена, тому окремо цю перевірку виконувати не потрібно.

Номінальний первинний струм трансформатора визначається з урахуванням параметрів основного обладнання та його здатності до перевантаження, при цьому перевищення номінального значення не допускається. У практиці найчастіше застосовуються трансформатори струму з номінальним вторинним струмом 5 А.

Клас точності вибирається залежно від призначення: для живлення розрахункових лічильників електроенергії він має бути не більше 0,5, тоді як для технічного обліку допускається клас точності 1,0.

Перерізи проводів і жил кабельних ліній визначаються за такими критеріями:

відповідність тривалому допустимому нагріву (умова 1);

економічна доцільність вибраного перерізу (умова 2);

термічна стійкість до струмів короткого замикання (умова 3).

Для даного проєкту пропонується використання кабельних ліній типу ААШв.

Умова вибору перерізів кабельних ліній за тривалим допустимим нагрівом така:

$$I`_{доп} > I_{рПАР}, \tag{6.8}$$

$$I`_{доп} = K_{пер} \cdot K_{пр} \cdot K_{сер} \cdot I_{доп}, \tag{6.9}$$

де $I_{доп}$ – довготривалий допустимий струм одиночного кабелю (обирається згідно таблицям [1] з відповідним йому стандартним перерізом для конкретного типу кабелю й умовам прокладки);

$K_{пер}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який обирається згідно [1] й дорівнює 1,25;

$K_{пр}$ – поправочний коефіцієнт на кількість кабелів, що лежать поруч у землі, обирається згідно [12] й дорівнює при відстані між кабелями – 100 мм: до двохтрансформаторної КТП – 0,9 при прокладці у одній траншеї 2 кабелі.

$K_{сер}$ – поправочний коефіцієнт на температуру навколишнього середовища, якщо вона відрізняється від стандартної [12], й дорівнює 1.

$I_{рПАР}$ - розрахунковий стум у після аварійному режимі, А.

Умова вибору за економічно доцільним перерізом кабелю ($S_{ек}$) така:

$$S_{ек} = I_р/j_е \rightarrow S_{ст}, \tag{6.10}$$

де $I_р$ - розрахунковий струм у нормальному сталому режимі, А;

$j_е$ – економічна щільність струму, А/мм$^2$, яка для даного проекту дорівнює [1] 1,4 А/мм$^2$ при числі годин максимумів навантаження від 3000 до 5000 та кабелів з паперовою ізоляцією.

Термічно стійкий до струму к.з. переріз визначаємо за формулою, мм$^2$:

$$S_т = I_\infty \cdot \sqrt{t} \ / K_т, \tag{6.11}$$

де $I_\infty$ - значення сталого струму к.з., А (у якості розрахункової точки обирається точка на початку кабельної лінії);

$t$ – дійсний час вимикання к.з., с;

$K_т$ – температурний коефіцієнт, що враховує обмеження допустимої температури нагріву жил кабелю, значення якого дорівнює 95 А·с$^{0,5}$/мм$^2$ .

Розрахунковий переріз за цією умовою буде дорівнювати:

$S_т$ =10900√0,2/95=51мм$^2$ ,

який округляється до найближчого меншого стандартного значення 50 мм$^2$.

Розрахунковий струм у нормальному та післяаварійному режимі:

$$I_р = \frac{Sp}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U} \tag{6.12}$$

$$I_{рПАР} = \frac{Sp}{\sqrt{3} \cdot U}. \quad (6.13)$$

Розрахункові струми на 10 кВ складуть у нормальному та післяаварійному режимі складуть:

$$I_p = \frac{320,5}{1 \cdot 1,73 \cdot 10} = 18,5A;$$

$$I_{рПАР} = \frac{320,5}{1,73 \cdot 10} = 18,5A.$$

Таким чином, для кабельної лінії, ділянки РП-10 кВ – КТП для вказаних раніше умовах вибору будуть наступні значення перерізів:

- за тривалим допустимим нагрівом:

1,25·0,9·1·46 = 51,8 > 18,5 → 16 мм$^2$ → ААШв(3х16);

- за економічно доцільним перерізом:

$S_{ек}$ = 18,5 /1,4 = 13,21 мм$^2$ → 16 мм$^2$ → ААШв(3х16);

- за умовами термічної стійкості до струму к.з.: $S_т$ → ААШв(3х50).

Висновок

Для розподільчого пункту РП-10 кВ обрано комірку КРУ-129 «Оптима» (Енерго Aisen) з вакуумним вимикачем ВР-2-10/630/20У3, що відповідає всім вимогам за номінальними параметрами, комутаційною здатністю, динамічною та термічною стійкістю. Для вимірювання струмів застосовуються трансформатори струму класу точності 0,5–1,0 з номінальним вторинним струмом 5 А. Кабельна лінія від РП-10 кВ до КТП вибрана типу ААШв (3×50 мм$^2$), що забезпечує відповідність умовам тривалого допустимого нагріву, економічної доцільності та термічної стійкості до струмів короткого замикання.

# 7. РОЗРАХУНОК ЦЕХОВОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

## 7.1 Вибір схеми й конструктивного виконання цехової мережі

Для цехової мережі обрана радіальна схема із застосуванням силових пунктів типу СПМ-75, укомплектованих запобіжниками, приєднаних до РУ-0,4 кВ КТП.

КТП містить у собі один силовий трансформатор ТМЗ-400/10, сучасний головний щит серії ЩО-2000 (шафа вводу) та дві лінійні секції ЩО-2000 українського виробництва, укомплектовані автоматичними вимикачами серії ВА88.

Живильна мережа 0,4 кВ реалізована кабельними лініями типу АВВГ, що прокладаються у захисних трубах та кабельних лотках. Розподільна мережа 0,4 кВ виконана проводом марки АПВ, який укладається в пластикові канали та розміщується у підлоговому просторі.

Розподілення вузлів цехової мережі по шафам КТП представлені в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – Розподілення вузлів цехової мережі по шафам КТП

| № приєднання | Назва вузла | Розрах.струм вузла, $I_{р,}$ А | Тип шафи | Тип АЗ | Струм АЗ $I_{ном}$, А |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Ввод | 488,5 | ЩО-2000 | ВА88-43 | 1000 |
| 2 | резерв | - | | - | - |
| 3 | ГЩО | 44,3 | ЩО-2000 | ВА88-35 | 250 |
| 4 | СП1 | 103,1 | СПМ-75 | ВА88-35 | 250 |
| 5 | СП2 | 75,0 | | ВА88-35 | 250 |
| 6 | СП3 | 106,2 | | ВА88-35 | 250 |
| 7 | СП4 | 96,1 | | ВА88-35 | 250 |
| 8 | СП5 | 80,8 | | ВА88-35 | 250 |

Продовження таблиці 7.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|
| 9 | СП6 | 51,5 | СПМ-75 | ВА88-35 | 250 |
| 10 | СП7 | 216,9 | | ВА88-35 | 250 |
| 11 | резерв | | | ВА88-35 | 250 |
| 12 | резерв | | | ВА88-35 | 250 |
| 13 | СП8(ЯС1) | 26,2 | ЩО-2000 | ВА88-35 | 250 |

## 7.2 Вибір уставок захисних апаратів і провідників цехової мережі

Живильна мережа у нашому випадку — це ділянка від РУ-0,4 кВ трансформаторної підстанції до силових пунктів СП1–СП8, а також до ГЩО, ЯС1.

Для захисту електричних мереж напругою до 1000 В

застосовуються автоматичні вимикачі серії ВА та плавкі запобіжники, які входять до складу шаф РУ 0,4 кВ КТП-400, ЩО-2000, СПМ-75 та плавкі запобіжники. Типи автоматів ми не вибираємо окремо, оскільки вони конструктивно закладені у шафи, проте необхідно визначити їх номінальні струми та уставки розчеплювачів.

Для автоматичних вимикачів визначаються:

номінальний струм автомата ($I_{номАВ}$);

струм теплового розчеплювача ($I_{ТР}$);

струм електромагнітного розчеплювача ($I_{ЕМП}$);

струм уставки розчеплювача ($I_{УСТР}$).

Для запобіжників визначаються:

номінальний струм патрона ($I_{номЗАП}$);

номінальний струм плавкої вставки ($I_{ВСТ}$).

Умова вибору автомату:

$$Iном_{АВ} \geq Ip. \quad (7.1)$$

$$I_{ТР} \geq Ip, \quad (7.2)$$

$$I_{УСТР} \geq 1,1(1,25;1,0;1,3) \cdot Ip. \quad (7.3)$$

При визначенні уставок захисних апаратів застосовуються поправочні коефіцієнти, що враховують характер навантаження. Для ввідного автомата приймається коефіцієнт 1,1. Для лінійних автоматів, які захищають силові вузли з електродвигунами, використовується коефіцієнт 1,25. Для лінійних апаратів, що працюють на вузли без електродвигунів, а також на освітлювальні установки з лампами розжарювання та люмінесцентними лампами, застосовується коефіцієнт 1,0. Для вузлів з газорозрядними лампами типу ДРЛ уставка визначається з коефіцієнтом 1,3.

Для автоматів, якими комплектується РУ 0,4 кВ КТП мають таке співвідношення (окрім ввідного):

$$I_{УСТР} / I_{ТР} = 1,3. \quad (7.4)$$

Неможливість спрацювання автоматичного вимикача при пуску забезпечується виконанням вимоги, що забезпечує вибір електромагнітного розчеплювача:

$$I_{ЕМР} \geq 1,25 \cdot I_{ПІК}, \quad (7.5)$$

$I_{ЕМР}$ = (2 - 12)·$I_{УСТР}$ – для автоматів ВА-88-43

$I_{ЕМР}$ = 10·$I_{УСТР}$ – для ВА-88-35.

Піковий струм вузла мережі визначається за формулою:

$$I_{ПІК} = Ір – k_{ва}·Іном_{МАКС} + Іпуск_{МАКС}, \quad (7.6)$$

де *Ір* – розрахунковий струм вузла, А;

*Іном*$_{МАКС}$ – номінальний струм електроприймача з найбільшим пусковим струмом, А;

$k_{ва}$·- коефіцієнт використання цього електроприймача, відн.од.;

*Іпуск*$_{МАКС}$ - найбільший пусковий струм електроприймача, А.

Пусковий струм одного електроприймача визначається за формулою:

$$Іпуск = k_{пуск}·Іном, \quad (7.7)$$

де *Іном* – номінальний струм електроприймача, А;

$k_{пуск}$·- коефіцієнт пуску, який приймається 5 – для асинхронних двигунів с коротко замкнутим ротором й для синхронних двигунів, 2,5 – для двигунів постійного струму та асинхронних двигунів з фазним ротором, 3 – для зварювальних та пічних трансформаторів, машин контактного зварювання при максимальній вторинній напрузі.

У лініях з КП струм електромагнітного розчеплювача вибирається за формулою:

$$I_{ЕМР} \geq 1,3·Інкп. \quad (7.8)$$

У лініях з лампами ДРЛ за умов кратності пускового струму 2,25 – 3 та його тривалості 60 – 90 с уставка струму теплового розчеплювача вибирається:

$$I_{УСТР} \geq 1,3·Ір. \quad (7.9)$$

Номінальний струм запобіжника обирається за умовою (для одного електроприймача):

$$Іном_{ЗАП} \geq Іном, \quad (7.10)$$

де *Іном* – номінальний струм електроприймача, А;номінальний струм плавкої вставки обирається найбільшим з умов:

$$I_{ВСТ} \geq Іном;\ I_{ВСТ} \geq Іпуск/Кт, \quad (7.11)$$

де *Кт* = 2,5 – при легкому пуску, 1,6 – при важкому пуску.

Вихідні параметри та результати вибору уставок апаратів захисту для живильної мережі від КТП наведені у таблиці 7.2, а для розподільної мережі – у таблиці 7.3. При проектуванні електричних мереж рекомендується передбачати резерв, приймаючи розрахунковий струм на рівні приблизно 80% від номінального струму автоматичного вимикача.

Таблиця 7.2 – Вихідні дані та результати вибору уставок апаратів захисту живильної мережі 0,4 кВ від КТП

| № фідера | *Ір*, А | $I_{ПІК}$, А | $I_{ТР}$, А | *k* | *k·Ір*,А | $I_{УСТР}$, А | *1,25·*$I_{ПІК}$, А | $I_{ЕМР}$, А | Тип АЗ $Іном_{АВ}$, *А* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | 488,5 | 509,8 | 500 | 1,1 | 550 | 630 | 637,25 | 4000 | ВА88-43/1000 |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | 44,3 | 132,9 | 250 | 1,3 | 325 | 325 | 166,125 | 2500 | ВА88-35/250 |
| 4 | 103,1 | 266,2 | 250 | 1,1 | 275 | 325 | 313,1 | 2500 | ВА88-35/250 |
| 5 | 75,0 | 218 | 250 | 1,1 | 275 | 325 | 272,5 | 2500 | ВА88-35/250 |
| 6 | 106,2 | 443,6 | 250 | 1,1 | 275 | 325 | 554,5 | 2500 | ВА88-35/250 |
| 7 | 96,1 | 268,7 | 250 | 1,1 | 275 | 325 | 335,9 | 2500 | ВА88-35/250 |
| 8 | 80,8 | 199,5 | 250 | 1,1 | 275 | 325 | 249,4 | 2500 | ВА88-35/250 |
| 9 | 51,5 | 224,06 | 250 | 1,1 | 275 | 325 | 280,1 | 2500 | ВА88-35/250 |

Продовження таблиці 7.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10 | 216,9 | 238,17 | 250 | 1,1 | 275 | 325 | 297,7 | 2500 | ВА88-35/250 |
| 13 | 26,2 | 69,6 | 250 | 1,1 | 275 | 325 | 87 | 2500 | ВА88-35/250 |

Таблиця 7.3 - Вихідні дані та результати вибору уставок апаратів захисту розподільної мережі 0,4 кВ цеху

| № ПР на плані | № ПЕ на плані | ∑Іном, А | Іпік, А | Іпік/Кт | Тип | $І_{номЗАП}$, А | $І_{ВСТ}$, А |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| СП1/СПМ-75-73702 | 8.1 | 37,5 | 187,5 | 75 | ПН22-100 | 100 | 80 |
| | 8.2 | 37,5 | 187,5 | 75 | ПН22-100 | 100 | 80 |
| | 8.3 | 37,5 | 187,5 | 75 | ПН22-100 | 100 | 80 |
| | 7.1 | 18,7 | 93,5 | 37,4 | ПН22-100 | 100 | 40 |
| | 22.1 | 19,2 | 96 | 38,4 | ПН22-100 | 100 | 40 |
| | 24.6 | 16,85 | 84,25 | 52,6 | ПН22-100 | 100 | 63 |
| СП2/СПМ-7573709 | 2.9 | 8,7 | 43,5 | 17,4 | ПН33-60 | 60 | 20 |
| | 10.1 | 17,6 | 88 | 35,2 | ПН22-100 | 100 | 40 |
| | 11.1,12.1 | 39,07 | 195,35 | 78,14 | ПН22-100 | 100 | 80 |
| | 11.2,12.2 | 39,07 | 195,35 | 78,14 | ПН22-100 | 100 | 80 |
| | 11.3 | 29,3 | 146,5 | 58,6 | ПН22-100 | 100 | 63 |
| | 13.1 | 10,05 | 50,25 | 20,1 | ПН33-60 | 60 | 25 |
| | 13.2 | 10,05 | 50,25 | 20,1 | ПН33-60 | 60 | 25 |
| | 24.5 | 16,85 | 84,25 | 52,6 | ПН22-100 | 100 | 63 |
| СП3/СПМ-75-737011 | 1.1,2.1 | 26,93 | 134,65 | 53,86 | ПН22-100 | 100 | 60 |
| | 3.1 | 69 | 345 | 138,0 | ПН22-250 | 250 | 160 |

Продовження табл. 7.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 4.1 | 9,77 | 48,85 | 19,54 | ПН33-60 | 60 | 20 |
| | 5.1 | 8,03 | 40,15 | 16,06 | ПН33-60 | 60 | 20 |
| | 6.1 | 18,45 | 92,25 | 36,9 | ПН22-100 | 100 | 40 |
| | 6.2,2.2,7.1 | 45,89 | 229,45 | 91,78 | ПН22-250 | 250 | 100 |
| | 6.3,6.4 | 36,9 | 184,5 | 73,8 | ПН33-60 | 100 | 80 |
| | 24.1 | 16,85 | 84,25 | 52,6 | ПН22-100 | 100 | 63 |
| | 14.1 | 10,53 | 52,65 | 21,06 | ПН33-60 | 60 | 25 |
| | 14.2 | 10,53 | 52,65 | 21,06 | ПН33-60 | 60 | 25 |
| | 16.1,16.2 | 51,5 | 257,5 | 103 | ПН22-250 | 250 | 125 |
| СП4/СПМ-75-73709 | 16.3,15.1 | 51,5 | 257,5 | 103 | ПН22-250 | 250 | 125 |
| | 16.4,2.8 | 30,01 | 150,05 | 60,2 | ПН22-100 | 100 | 63 |
| | 17.1 | 35,81 | 179,05 | 71,62 | ПН22-100 | 100 | 80 |
| | 18.1,18.2 | 45,6 | 228 | 91,2 | ПН22-100 | 100 | 100 |
| | 24.4 | 16,85 | 84,25 | 52,6 | ПН22-100 | 100 | 63 |
| | 2.3 | 8,71 | 43,55 | 17,42 | ПН33-60 | 60 | 20 |
| | 2.4 | 8,71 | 43,55 | 17,42 | ПН33-60 | 60 | 20 |
| | 24.3 | 16,85 | 84,25 | 52,6 | ПН22-100 | 100 | 63 |
| СП5/СПМ-75-73709 | 26.1 | 42,54 | 127,62 | 79,8 | ПН22-100 | 100 | 80 |
| | 26.2 | 42,54 | 127,62 | 79,8 | ПН22-100 | 100 | 80 |
| | 26.3 | 42,54 | 127,62 | 79,8 | ПН22-100 | 100 | 80 |
| | 26.4 | 42,54 | 127,62 | 79,8 | ПН22-100 | 100 | 80 |
| | 1.2 | 18,23 | 91,15 | 36,46 | ПН33-60 | 60 | 40 |
| СП6/СПМ-75-73704 | 1.3 | 18,23 | 91,15 | 36,46 | ПН33-60 | 60 | 40 |

Продовження табл. 7.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| СП7/СПМ-75-73701 | 2.7 | 8,71 | 43,55 | 17,42 | ПН33-60 | 60 | 20 |
| | 6.5 | 18,45 | 92,25 | 36,9 | ПН33-60 | 60 | 40 |
| | 17.1 | 35,8 | 179 | 71,6 | ПН22-100 | 100 | 80 |
| | 20.1 | 15,2 | 76 | 30,4 | ПН33-60 | 60 | 40 |
| | 21.1 | 17,5 | 87,5 | 35 | ПН33-60 | 60 | 40 |
| | 24.7 | 16,85 | 84,25 | 52,6 | ПН22-100 | 100 | 63 |
| | 2.5 | 8,71 | 43,55 | 17,42 | ПН33-60 | 60 | 20 |
| | 2.6 | 8,71 | 43,55 | 17,42 | ПН33-60 | 60 | 20 |
| | 24.2 | 16,85 | 84,25 | 52,6 | ПН22-100 | 100 | 63 |
| | 25.1 | 70,9 | 70,9 | 70,9 | ПН22-100 | 100 | 80 |
| | 25.2 | 70,9 | 70,9 | 70,9 | ПН22-100 | 100 | 80 |

Для комутації кіл кранової установки застосовано силовий пункт українського виробництва типу НКУ (низьковольтна комплектна установка серія ЩО-2000), укомплектований вимикачем навантаження ВН-32 та запобіжниками серії ПН22.

Вибір перерізу кабелю при нагріванні у нормальному режимі полягає у визначенні такого мінімального перерізу, який допускає струм не менше розрахункового:

$$Ідоп \geq Ір, \qquad (7.12)$$

де *Ідоп* – допустимий тривалий струм для провідників з врахуванням умов прокладення та відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов при їх довготривалому характері (вказано у таблицях ПУЕ [1]), згідно яких й обирається переріз провідників, А.

Також необхідно перерізи перевірити за умовою відповідності до захисного апарату:

$$Ідоп \geq Кзах \cdot Ізах, \quad (7.13)$$

де *Кзах* – нормована кратність допустимого струмового навантаження на провідники щодо параметрів апаратів захисту, визначається ПУЕ [1] залежно від призначення прийнятого виду захисту, вимог до захисту електричної мережі, ізоляції провідників і вимог до їх прокладки;

*Ізах* – струм уставок апаратів захисту, А.

У проекті для живильної цехової мережі *Кзах* дорівнює 1, для розподільної – 0,33. Струм уставок апаратів захисту для живильної мережі це струм уставки розчеплювача ($I_{УСТР}$), а для розподільної - номінальний струм плавкої вставки ($I_{ВСТ}$).

Вихідні дані та результати вибору перерізу кабелю АВВГ для живильної мережі від ТП4 вказано у таблиці 7.4, а для розподільної у таблиці 7.5 – для проводу АПВ.

Таблиця 7.4 – Вихідні дані та результати вибору перерізу живильної електричної мережі 0,4 кВ від ТП4

| № фідера | *Ір*, А | $I_{УСТР}$, А | *Кзах·Ізах*, А | *Ідоп*, А | АВВГ | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | s, мм | n, шт. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 3 | 44,3 | 325 | 325 | 368 | 120 | 2 |
| 4 | 103,1 | 325 | 325 | 368 | 120 | 2 |
| 5 | 75,0 | 325 | 325 | 368 | 120 | 2 |
| 6 | 106,2 | 325 | 325 | 368 | 120 | 2 |
| 7 | 96,1 | 325 | 325 | 368 | 120 | 2 |
| 8 | 80,8 | 325 | 325 | 368 | 120 | 2 |

Продовження таблиці 7.4

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 9 | 51,5 | 325 | 325 | 368 | 120 | 2 |
| 10 | 216,9 | 325 | 325 | 368 | 120 | 2 |
| 13 | 26,2 | 325 | 325 | 368 | 120 | 2 |

Таблиця 7.5 – Вихідні дані та результати вибору перерізу розподільної електричної мережі цеху

| № ПЕ на плані | *Ір*, А | $I_{ВСТ}$, А | *Кзах·Ізах*, А | *Ідоп*, А | АПВ | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | s, мм$^2$ | n, шт. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 8.1 | 37,5 | 80 | 26,4 | 39 | 10 | 1 |
| 8.2 | 37,5 | 80 | 26,4 | 39 | 10 | 1 |
| 8.3 | 37,5 | 80 | 26,4 | 39 | 10 | 1 |
| 7.1 | 18,7 | 40 | 9,9 | 23 | 4 | 1 |
| 22.1 | 19,2 | 40 | 26,4 | 23 | 4 | 1 |
| 24.6 | 16,85 | 63 | 13,2 | 23 | 4 | 1 |
| 2.9 | 8,7 | 20 | 4,95 | 15 | 2,5 | 1 |
| 10.1 | 17,6 | 40 | 9,9 | 19 | 2,5 | 1 |
| 11.1.12.1 | 39,07 | 80 | 26,4 | 55 | 16 | 1 |
| 11.2.12.2 | 39,07 | 80 | 26,4 | 55 | 16 | 1 |
| 11.3 | 29,3 | 63 | 19,8 | 30 | 6 | 1 |
| 13.1 | 10,05 | 25 | 4,95 | 15 | 2,5 | 1 |
| 13.2 | 10,05 | 25 | 4,95 | 15 | 2,5 | 1 |
| 24.5 | 16,85 | 63 | 13,2 | 23 | 4 | 1 |
| 1.1.2.1 | 26,93 | 60 | 13,2 | 30 | 6 | 1 |
| 3.1 | 69 | 160 | 49,5 | 70 | 25 | 1 |
| 4.1 | 9,77 | 20 | 4,95 | 15 | 2,5 | 1 |
| 5.1 | 8,03 | 20 | 4,95 | 15 | 2,5 | 1 |
| 6.1 | 18,45 | 40 | 13,2 | 23 | 4 | 1 |

Продовження таблиці 7.5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 6.2.2.2.7.1 | 45,89 | 100 | 26,4 | 55 | 16 | 1 |
| 6.3.6.4 | 36,9 | 80 | 13,2 | 39 | 10 | 1 |
| 24.1 | 16,85 | 63 | 13,2 | 23 | 4 | 1 |
| 14.1 | 10,53 | 25 | 6,6 | 15 | 2,5 | 1 |
| 14.2 | 10,53 | 25 | 6,6 | 15 | 2,5 | 1 |
| 16.1.16.1 | 51,5 | 125 | 16,5 | 55 | 16 | 1 |
| 16.3.15.1 | 51,5 | 125 | 26,4 | 55 | 16 | 1 |
| 16.4.2.8 | 30,01 | 63 | 19,8 | 37 | 8 | 1 |
| 17.1 | 35,81 | 80 | 26,4 | 39 | 10 | 1 |
| 18.1.18.2 | 45,6 | 100 | 16,5 | 55 | 16 | 1 |
| 24.4 | 16,85 | 63 | 13,2 | 23 | 4 | 1 |
| 2.3 | 8,71 | 20 | 4,95 | 15 | 2,5 | 1 |
| 2.4 | 8,71 | 20 | 4,95 | 15 | 2,5 | 1 |
| 24.3 | 16,85 | 63 | 13,2 | 23 | 4 | 1 |
| 26.1 | 42,54 | 80 | 19,8 | 55 | 16 | 1 |
| 26.2 | 42,54 | 80 | 19,8 | 55 | 16 | 1 |
| 26.3 | 42,54 | 80 | 19,8 | 55 | 16 | 1 |
| 26.4 | 42,54 | 80 | 19,8 | 55 | 16 | 1 |
| 1.2 | 18,23 | 40 | 13,2 | 19 | 2,5 | 1 |
| 1.3 | 18,23 | 40 | 13,2 | 19 | 2,5 | 1 |
| 2.7 | 8,71 | 20 | 4,95 | 15 | 2,5 | 1 |
| 6.5 | 18,45 | 40 | 13,2 | 19 | 2,5 | 1 |
| 17.1 | 35,8 | 80 | 4,95 | 39 | 10 | 1 |
| 20.1 | 15,2 | 40 | 3,3 | 19 | 2,5 | 1 |
| 21.1 | 17,5 | 40 | 13,2 | 19 | 2,5 | 1 |
| 24.7 | 16,85 | 63 | 13,2 | 23 | 4 | 1 |
| 2.5 | 8,71 | 20 | 4,95 | 15 | 2,5 | 1 |
| 2.6 | 8,71 | 20 | 4,95 | 15 | 2,53 | 1 |
| 24.2 | 16,85 | 63 | 13,2 | 23 | 4 | 1 |
| 25.1 | 70,9 | 80 | 9,9 | 85 | 35 | 1 |
| 25.2 | 70,9 | 80 | 9,9 | 85 | 35 | 1 |

### 7.3 Вибір тролейних ліній

Визначаємо номінальний та пусковий струми для двигуна максимальної потужності:

$$I_{ном.max} = \frac{P_{ном.max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi_{ном} \cdot \eta_{ном}} \quad (7.14)$$

де $cos\,\phi_{ном} = 0.55$ - номінальний коефіцієнт потужності.

$\eta_{ном} = 0.9$ - номінальний ККД.

$$I_{ном.\max} = \frac{11}{\sqrt{3} \cdot 0.38 \cdot 0.55 \cdot 0.9} = 33.76A$$

$$I_{пуск} = I_{ном.max} \cdot k_{пуск} \quad (7.15)$$

$$I_{пуск} = 2{,}5 \cdot 33.76 = 84{,}4A$$

Розраховую споживану потужність:

$$P_{потр} = \frac{n_{кр} \cdot \Sigma P_{уст} \cdot \sqrt{ПВ}}{\eta} \quad (7.16)$$

$$P_{потр} = \frac{1 \cdot 10.35}{0.9} = 11.5кВт$$

Визначаю розрахунковий струм:

$$I_{р} = \frac{\sqrt{(P_{потр} \cdot k_{с})^2 + (P_{потр} \cdot k_{с} \cdot tg\varphi)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (7.17)$$

де $k_{с} = 0.4$ - для 1 крану у прольоті;

$k_{с} = 0.3 \div 0.35$ - для 2 та більше кранів у прольоті;

$tg\varphi$ - приймається з умови реального споживання реактивної потужності при $cos\,\varphi = 0.5 \div 0.6$.

$$I_p = \frac{\sqrt{(11.5 \cdot 0.4)^2 + (11.5 \cdot 0.4 \cdot 1.33)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.38} = 11.63A$$

Для тролеї приймаю смугу 25×4.

$$I_{доп} = 85A \geq I_p = 11.63A$$

Розраховую критичний струм:

$$I_{кр} = I_{пік.кр} = 84{,}4А$$

Визначаю розрахункову довжину тролеї:

$$L_{тр} = \frac{A - 2 \cdot l_{мз}}{2} \qquad (7.18)$$

де $A$ - довжина прольоту, м;

$l_{мз} = 1 \div 1.5м$ - довжина мертвої зони.

$$L_{тр} = \frac{36 - 2 \cdot 1.5}{2} = 16{,}5м$$

Втрати напруги у тролеях:

$$U_{доп} = \Delta m \cdot L_{тр} \qquad (7.19)$$

де $\Delta m$ - питома втрата напруги, В/А·м;

$$U_{доп} = \frac{10.5}{100} \cdot 16{,}5 = 1.73\% \leq 5\%$$

Обираю плавку вставку запобіжника ПН-22, що встановлений у ЯРП:

$$I_{ном.пл.вст} \geq \frac{I_{кр}}{1.6} \tag{7.20}$$

$$\frac{I_{кр}}{1.6} = \frac{69{,}6}{1.6} = 52.75A$$

$$63 \geq 52.75$$

Результати вибору тролейних шинопроводів наведені в таблиці 7.6.

Таблиця 7.6 – Результати вибору тролейних шинопроводів

| Тип шинопроводу | Розміри шинопроводу | $I_{доп} \geq I_{р}$ | $U_{доп} \leq 5\%$ | $I_{ном.пл.вст} \geq \frac{I_{кр}}{1.6}$ |
|---|---|---|---|---|
| Смуга | 25×4 | 85 ≥11,63 | 1,73 | 63 ≥ 52.75 |

# 8. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕРЖІ ОСВІТЛЕННЯ

Для освітлення прийнято змішану схему живлення з головними щитами освітлення типу ЩО-2000, обладнаними автоматичними вимикачами серії ВА88-35 на відхідних лініях, та груповими щитами освітлення ЯСО-У з вимикачами серії ВА47-100.

Встановлюється п’ять ГРЩО, до яких підключаються світильники наступних приміщень:

ГРЩ01 – підготовче відділення та дільниця механічної обробки, $P_p$ = 4,32 кВт, cosφ = 0,6;

ГРЩО2 – два приміщення дільниці механічної обробки, $P_p$ = 3,84 кВт, cosφ = 0,6;

ГРОЩ3 – зварювальне-кузнечне відділення, $P_p$ = 3,84 кВт, cosφ = 0,6;

ГРОЩ4 – коридор та приміщення дільниці механічної обробки, $P_p$ = 3,17 кВт, cosφ = 0,6;

ГРОЩ5 – службово-побутове приміщення, $P_p$ = 1,92 кВт, cosφ = 0,5.

Розрахункова схема мережі освітлення представлена на рисунку 8.1.

На дільниці 2-3, яка захищається автоматом *QF7* – встановлено три світильника потужністю 400 Вт по шість рядів.

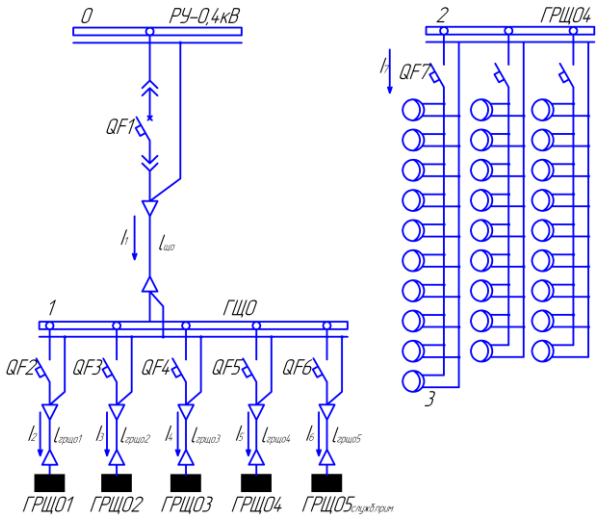



Рисунок 8.1 – Розрахункова схема мережі освітлення

Знаходжу розрахункові струми на ділянках мережі:

$$I_1 = \frac{\sqrt{P_{р.осв}^2 + Q_{р.осв}^2}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (8.1)$$

$$I_1 = \frac{\sqrt{17,09^2 + 23,55^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 44,3A$$

$$I_{2,3,4,5,6} = \frac{P_{р.гр.щ.осв}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} \quad (8.2)$$

$$I_2 = \frac{4,32}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,6} = 10,94A$$

$$I_{3,4} = \frac{3,84}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,6} = 9,72A$$

$$I_5 = \frac{3,17}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,6} = 8,03A$$

$$I_{6сл.поб.прим} = \frac{1,92}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,5} = 5,83A$$

$$I_7 = \frac{P_{ном.св.} \cdot n_{св}}{\sqrt{3} \cdot U_ф \cdot \cos\varphi} \quad (8.3)$$

$$I_7 = \frac{0,4 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 0,22 \cdot 0,6} = 5,25A$$

Для QF1 вище був обраний та перевірений автоматичний вимикач типу ВА88-35;

Для QF2, QF3, QF4, QF5, QF6: ВА88-3

$$I_{номАВ} = 100 \geq I_р$$

$$I_{ном.т.р._2} = 16 \geq I_р = 10,94$$

$$I_{ном.т.р._{3,4}} = 16 \geq I_р = 9,72$$

$$I_{ном.т.р._5} = 16 \geq I_р = 8,03$$

$$I_{ном.т.р._6} = 16 \geq I_р = 5,83$$

$$I_{уст.теп.расц2,3} = 16 \cdot 1,35 = 21,6 \geq k \cdot I_р = 1,25 \cdot 10,94 = 13,7$$

Струм спрацювання для останніх ГРЩО буде таким же.

$$I_{ел.маг.расц} = 3 \cdot I_{уст.теп.расц} \geq 1,25 \cdot I_{пик}$$

$$I_{ел.маг.расц} = 3 \cdot 21{,}6 \geq 1{,}25 \cdot 2 \cdot 10{,}94$$

$$I_{ел.маг.расц} = 64{,}8 \geq 27{,}35$$

Для QF7: ВА47-100-25

$$I_{номАВ} = 25 \geq I_р = 5{,}25$$

$$I_{уст.теп.расц} = 6{,}3 \geq k \cdot I_р = 1{,}1 \cdot 5{,}25 = 5{,}77$$

$$I_{ел.маг.расц} = 75{,}6 \geq 1{,}25 \cdot 2 \cdot 4{,}32 = 10{,}8$$

Обираю переріз КЛ та проводів з умови:

$$I_{дл.доп} \geq I_{роз} \tag{8.4}$$

F1: $101{,}2 \geq 44{,}3$

Обираю АВВГ 3×50+1×25;

За погодженням з апаратами захисту

F2, F3, F4, F5, F6: $17{,}5 \geq 10{,}94$

Обираю АВВГ 4×2,5;

F7: $27{,}35 \geq 5{,}25$

Обираю АПВ 2×2.

Знаходжу втрати напруги на окремих ділянках мережі:

$$\Delta U_{0\text{-}1} = \frac{\Sigma P_{ном.св.} \cdot l_{що}}{F_1 \cdot c} \tag{8.5}$$

де $F_1$ – переріз фазної жили, мм$^2$;

$c$ - коефіцієнт, що залежить від типу мережі та матеріалу провідників:

- для 2-провідної мережі:

$Al\ c = 7{,}7;$

$Cu\ c = 12{,}6;$

- для 4-провідної мережі:

$Al\ c = 46;$

$Cu\ c = 77.$

$$\Delta U_{0\text{-}1} = \frac{44{,}3 \cdot 6{,}0}{50 \cdot 46} = 0{,}115\%$$

$$\Delta U_{1\text{-}2} = \frac{P_{р.гр.що} \cdot l_{\text{гр.що}}}{F_5 \cdot c} \quad (8.6)$$

$$\Delta U_{1\text{-}2} = \frac{10{,}94 \cdot 18}{2{,}5 \cdot 46} = 1{,}71\%$$

$$\Delta U_{2\text{-}3} = \frac{P_{ном.св.і} \cdot l_{\text{св.і}}}{F_7 \cdot c} \quad (8.7)$$

$$\Delta U_{2\text{-}3} = \frac{0{,}4 \cdot 12}{2 \cdot 7{,}7} = 0{,}31\%$$

Визначаю втрати напруги в трансформаторі:

$$\Delta U_{\text{тр}} = \Delta U_a \cdot cos\,\varphi + k_{зг}^2 \cdot \Delta U_p \cdot \sin\varphi \quad (8.8)$$

де $\Delta U_a, \Delta U_p$ - активна й реактивна складові напруги.

$$\Delta U_a = \frac{\Delta P_к}{10 \cdot S_{\text{ном.тр}}} \quad (8.9)$$

$$\Delta U_a = \frac{5{,}9}{10 \cdot 0{,}4} = 1{,}5\%$$

$$\Delta U_p = \sqrt{U_к^2 - \Delta U_a^2} \quad (8.10)$$

$$\Delta U_p = \sqrt{5,5^2 - 1,5^2} = 5,3\%$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = 1,5 \cdot 0,99 + 0,92^2 \cdot 5,3 \cdot 0,01 = 1,53\%$$

Визначаю загальні втрати напруги у найбільш віддаленого світильника:

$$\Delta U_{\text{св}} = 5 - \Delta U_{\text{тр}} - \Delta U_{0\text{-}1} - \Delta U_{1\text{-}2} - \Delta U_{2\text{-}3} \quad (8.11)$$

$$\Delta U_{\text{св}} = 5 - 1,53 - 0,115 - 1,71 - 0,31 = 1,335\%.$$

# 9. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ У МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ МЕНШ 1000В

Розрахунок струмів КЗ виконуємо для найбільш віддаленого ЕП підключеного до СП2.

Розрахунок виконується методом іменованих одиниць. Розрахункова схема й схема заміщення наведені на рисунку 9.1 наприкінці розділу.

Розрахуємо індуктивні та активні опори прямої послідовності елементів схеми.

Визначимо опір системи за формулою:

$$X_c = \frac{U_{НН}{}^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I'' \cdot U_{ВН}} \qquad (9.1)$$

де I″ - надперехідний струм КЗ. $I'' = 11{,}2$кА за завданням;

$U_{ВН}$ - номінальна напруга на високій стороні. $U_{ВН} = 10$ кВ;

$U_{НН}$ - номінальна напруга на низькій стороні. $U_{НН} = 0{,}4$ кВ.

$$X_c = \frac{0{,}4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11{,}2 \cdot 10} = 0{,}825 мОм$$

Визначимо опір для кабельної лінії:

$$r_{КЛ} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}}\right)^2 \qquad (9.2)$$

$$x_{КЛ} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}}\right)^2 \qquad (9.3)$$

де $r_0$. $x_0$ - питомі активний та індуктивний опори відповідно. Ом/км;

$l$ - довжина кабельної лінії, $l$ = 50 м.

Для кабелю марки ААШв(3х50) питомі опори складають $r_0 =$ 0,64 Ом/км, $X_0 = 0{,}083$Ом/км 3 За формулами (9.2). (9.3) визначимо опори:

$$R_{кл} = 0{,}64 \cdot 50 \cdot (\frac{0{,}4}{10})^2 = 0{,}0512 мОм$$

$$X_{кл} = 0{,}083 \cdot 50 \cdot (\frac{0{,}4}{10})^2 = 0{,}00664 мОм$$

Визначимо активний опір трансформатора:

$$R_m = \frac{\Delta P_к \cdot U^2_{номНН}}{S^2_{номТ}} \quad (9.4)$$

$$R_m = \frac{5{,}9 \cdot 0{,}4^2}{0{,}40^2} = 5{,}9 мОм$$

Визначимо повний опір трансформатора:

$$z_{тр} = \frac{U_К \cdot U^2_{НН}}{S_{ном.тр}} \cdot 10 \quad (9.5)$$

де $U_К$ - напруга КЗ. %;

$S_Н$ - номінальна потужність трансформатора. МВА.

Для трансформатора ТМ-400/10/0,4 $U_k = 5{,}5$ %.

$$Z_m = \frac{5{,}5 \cdot 0{,}4^2}{0{,}4} \cdot 10 = 22 мОм$$

Визначимо реактивний опір трансформатора:

$$x_{тр} = \sqrt{z^2_{тр} - r^2_{тр}} \quad (9.6)$$

$$X_T = \sqrt{22,0^2 - 5,9^2} = 21,2мОм$$

Для трансформатора струму з коефіцієнтом трансформації 25/5 опір не враховується.

Кабель марки АВВГ (3х120+1х95). *l*=24м

$$r_{кл\,l} = r_0 \cdot l_{кл1} \quad (9.7)$$

$$r_{кл1} = 0,253 \cdot 24 = 6,1мОм$$

$$x_{кл\,l} = x_0 \cdot l_{кл1} \quad (9.8)$$

$$x_{кл1} = 0,08 \cdot 24 = 1,92мОм$$

Опір петлі 0-ї фази:

$$r_{(0)кл1} = r_{0(0)} \cdot l_{кл1} \quad (9.9)$$

$$r_{(0)кл1} = 0,321 \cdot 24 = 7,7мОм$$

$$x_{(0)кл1} = x_{0(0)} \cdot l_{кл1} \quad (9.10)$$

$$x_{(0)кл1} = 0,08 \cdot 24 = 1,92мОм$$

Провід АПВ 4(1х2,5), *l*=22м

$$r_{пр1} = r_0 \cdot l_{пр1} \quad (9.11)$$

$$r_{\text{пр1}} = 15{,}625 \cdot 22 = 343{,}75 мОм$$

$$x_{\text{пр1}} = x_0 \cdot l_{пр1} \tag{9.12}$$

$$x_{\text{пр1}} = 0{,}0675 \cdot 22 = 1{,}5 мОм$$

Опір петлі 0-ї фази:

$$r_{(0)\text{пр1}} = r_{0(0)} \cdot l_{пр1} \tag{9.13}$$

$$r_{(0)\text{пр1}} = 3{,}08 \cdot 22 = 67{,}76 мОм$$

$$x_{(0)\text{пр1}} = x_{0(0)} \cdot l_{пр1} \tag{9.14}$$

$$x_{(0)\text{пр1}} = 0{,}0815 \cdot 22 = 1{,}782 мОм$$

$$r_{\text{пф0кл1}} = r_{\text{кл1}} + r_{(0)\text{кл1}} = 6{,}1 + 7{,}7 = 13{,}8 мОм$$

$$x_{\text{пф0кл1}} = x_{\text{кл1}} + x_{(0)\text{кл1}} = 1{,}92 + 1{,}92 = 3{,}84 мОм$$

$$r_{\text{пф0пр1}} = r_{\text{пр1}} + r_{(0)\text{пр1}} = 343{,}75 + 67{,}76 = 411{,}51 мОм$$

$$x_{\text{пф0пр1}} = x_{\text{пр1}} + x_{(0)\text{пр1}} = 1{,}5 + 1{,}782 = 3{,}3 мОм$$

$$r_{\text{пер1}} = 5 мОм$$

$$r_{\text{пер2}} = 10 мОм$$

$$r_{\text{пер3}} = 15мОм$$

Опори автоматичного вимикача та трансформатору струму визначаємо з їх паспортних даних:

$$r_{a1,2} = 0{,}14мОм; 1{,}05мОм$$

$$x_{a1,2} = 0{,}065мОм; 0{,}45мОм$$

$$r_{TA1,2} = 0{,}70мОм; 0{,}32мОм$$

$$x_{TA1,2} = 1{,}15мОм; 0{,}28мОм$$

Знайдемо значення струму трифазного КЗ для точки К1:

$$r_{K1} = r_{кл} + r_T + r_a + r_{TA} + r_{пер1} \quad (9.15)$$

$$r_{K1} = 0{,}0512 + 5{,}9 + 0{,}14 + 0{,}70 + 5 = 11{,}8мОм$$

$$x_{K1} = X_{кл} + X_T + x_a + x_{TA} + X_c \quad (9.16)$$

$$x_{K1} = 0{,}00664 + 21{,}2 + 0{,}065 + 1{,}15 + 0{,}825 = 23{,}25мОм$$

$$Z_{k1} = \sqrt{r^2{}_{к1} + x_{к1}^2} \quad (9.17)$$

$$Z_{k1} = \sqrt{11{,}80^2 + 23{,}25^2} = 26{,}073мОм$$

$$I^{"} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot z_{К1}} \tag{9.18}$$

$$I^{"} = \frac{0{,}38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 26{,}073} = 8{,}41кА$$

Визначимо ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I^{"} \tag{9.19}$$

де $K_y$ - ударний коефіцієнт дорівнює 1

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 8{,}41 = 11{,}9кА$$

Розрахунок струму однофазного КЗ:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_ф}{Z_{птф0}} \tag{9.20}$$

Опори знижувального трансформатора із вторинною напругою 0.4кВ при схемі з'єднання обмоток $\Delta / Y_і$ :

$$r_T^{(1)} = 17{,}7мОм;\ x_T^{(1)} = 51мОм$$

$$r_{\text{птфОК1}} = r_T^{(1)} + 2 \cdot r_{\text{пер1}} \tag{9.21}$$

$$x_{\text{птфОК1}} = x_T^{(1)} \tag{9.22}$$

$$r_{\text{птфО}} = 17{,}7 + 2 \cdot 5 = 27{,}7мОм$$

$$x_{\text{птфО}} = 51мОм$$

$$z_{\text{птфО}} = \sqrt{r^2_{пф0к1} + x^2_{пф0к1}} = \sqrt{27,7^2 + 51^2} = 58,04мОм$$

$$I_K^{(1)} = \frac{220}{58,04} = 3,79кА$$

Перевірка ввідного вимикача ВА88-43:

$$I_{откл} \geq I_K''^{(3)} \quad (9.23)$$

$$i_{дин} \geq i_y \quad (9.24)$$

$$\frac{I_к^{(1)}}{I_{єл\text{-}маг.расц}} \geq 1,4 \quad (9.25)$$

$$60кА \geq 8,41кА$$

$$72кА \geq 11,9кА$$

$$\frac{3790}{12600} = 0,3 \leq 1,4$$

Так як умова не виконується. то застосовується захист від однофазних КЗ в однорелейному виконанні із застосуванням реле ЯРЕ-1,. яке приєднується до трансформатору струму, встановленому у нульовому проводі.

Для точки К2:

$$r_{К2} = r_{К1} + r_{КЛ2} + r_{Qa2} + r_{ТА2} + r_{пер2} \quad (9.26)$$

$$r_{К2} = 11{,}8 + 6{,}1 + 1{,}05 + 0{,}32 + 10 = 29{,}27 мОм$$

$$x_{К2} = x_{К1} + x_{КЛ2} + x_{Qa2} + x_{ТА2} \quad (9.27)$$

$$x_{К2} = 23{,}25 + 1{,}92 + 0{,}45 + 0{,}28 = 25{,}9$$

$$z_{К2} = \sqrt{r_{к2}^2 + x_{к2}^2} = \sqrt{29{,}270^2 + 25{,}90^2} = 39{,}1 мОм$$

$$I'' = \frac{U_c \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot z_{К2}} \quad (9.28)$$

$$I_{К2}'' = \frac{0{,}4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 39{,}1} = 5{,}9 кА$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 5{,}9 = 8{,}34 кА$$

Розрахунок струму однофазного КЗ:

$$r_{\text{птфОК2}} = r_{пф0К1} + r_{\text{пф0КЛ1}} + 2 \cdot r_{\text{пер2}} \quad (9.29)$$

$$r_{\text{птфОК2}} = 27{,}7 + 7{,}7 + 2 \cdot 10 = 55{,}4 \text{мОм}$$

$$x_{\text{птфОК2}} = x_{пф0К1} + x_{\text{пф0КЛ1}} \quad (9.30)$$

$$x_{\text{птфОК2}} = 51 + 1{,}92 = 52{,}92 мОм$$

$$z_{\text{пф0К2}} = \sqrt{r_{пф0к2}^2 + x_{пф0к2}^2} = \sqrt{55,40^2 + 52,920^2} = 76,614мОм$$

$$I_K^{(1)} = \frac{220}{76,614} = 2,87кА$$

Перевірка автоматичного вимикача на лінії до СП1 ВА88-35:

$$42кА \geq 5,37кА$$

$$25кА \geq 7,6кА$$

$$\frac{2870}{1875} = 1,53 \geq 1,4$$

умова виконується

Для точки К3:

$$r_{\text{птфОК3}} = r_{пф0к2} + r_{\text{пф0ПР1}} + r_{\text{пер3}} \quad (9.31)$$

$$r_{\text{птфОК3}} = 55,4 + 67,76 + 15 = 138,16\text{мОм}$$

$$x_{\text{птфОК3}} = x_{пф0к2} + x_{\text{пф0ПР1}} \quad (9.32)$$

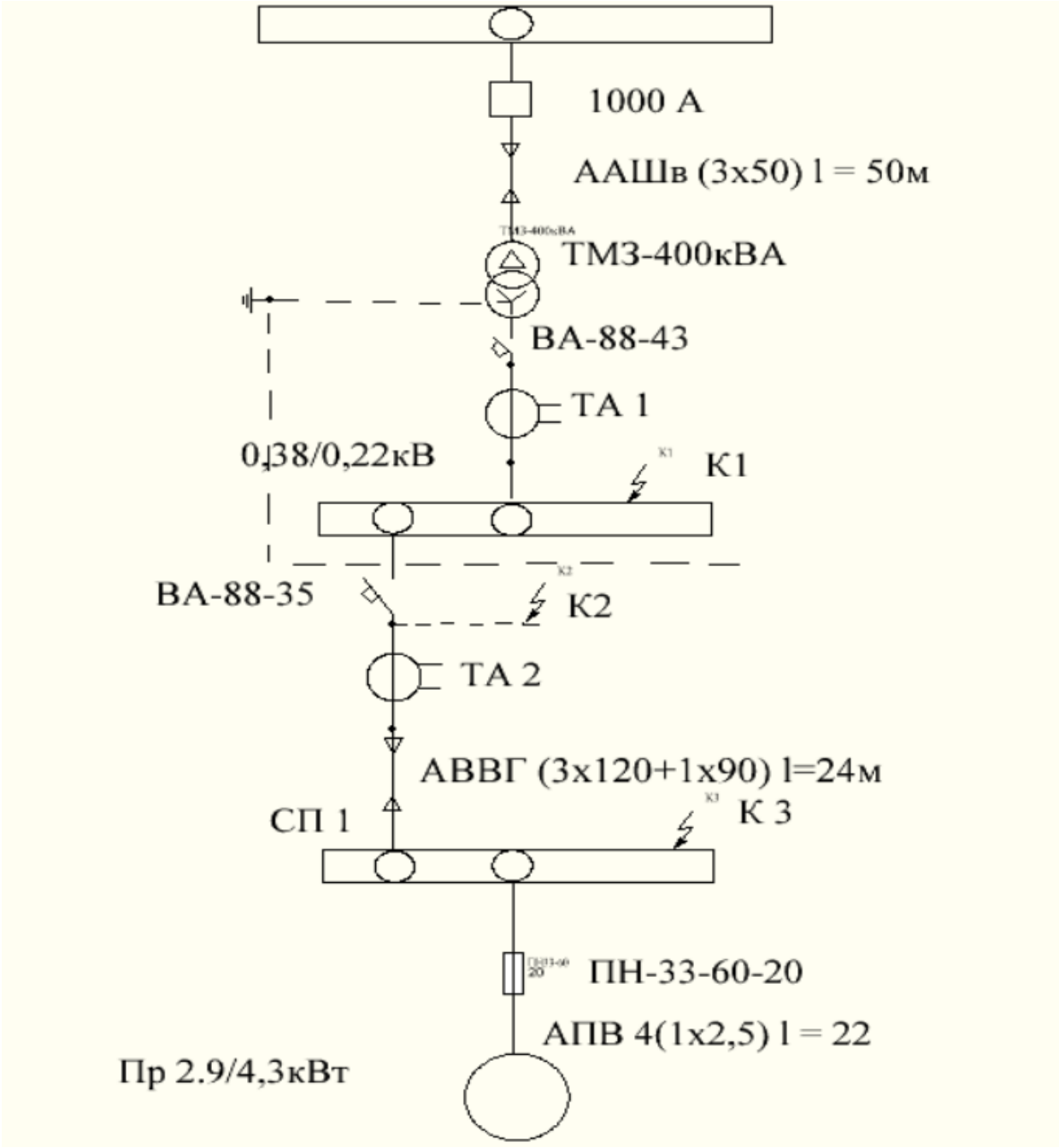
$$x_{\text{птфОК2}} = 52,92 + 1,782 = 54,702мОм$$

$$z_{\text{пф0К3}} = \sqrt{r_{пф0к3}^2 + x_{пф0к3}^2} = \sqrt{138,160^2 + 54,702^2} = 148,6мОм$$

$$I_K^{(1)} = \frac{220}{148,6} = 1,48кА$$

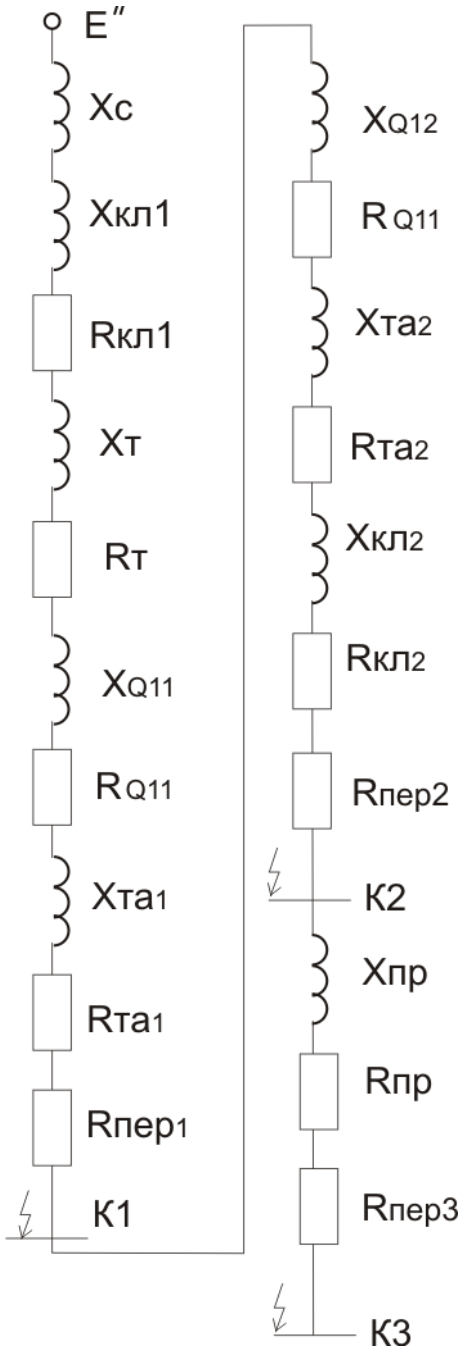
Для ПН-33-60-20: $\frac{I_к^{(1)}}{I_{номпл.вси.}} > 3$ $\frac{63,2}{15} = 63,2 > 3.$

умова виконується




а)

Рисунок 9.1 – Схеми для розрахунку токів КЗ




б)

Продовження рисунку 9.1 – Схеми для розрахунку токів КЗ

а) розрахункова

б) заміщення

# 10. ОСНОВНІ ЗАХОДИ З ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ

У цехових мережах із глухо заземленою нейтраллю основним заходом техніки безпеки є занулення. Воно реалізується шляхом приєднання нейтралі трансформатора до контуру заземлення та корпусів електроприймачів. Такий спосіб забезпечує підвищену чутливість захисних апаратів до струмів однофазних коротких замикань. У розділі 7 проведено перевірку захисних апаратів на чутливість до струмів однофазного КЗ, і встановлено, що вимоги до чутливості виконуються.

У цехових мережах заземлення здійснюється шляхом приєднання до заземлювального пристрою металевих корпусів електроприймачів, що не перебувають під напругою. Заземлювальний пристрій складається з внутрішнього та зовнішнього контурів. Внутрішній контур виконується зі сталевої смуги перерізом 4×40 мм, прокладеної на висоті 0,4 м уздовж периметра цеху. Він з'єднується із зовнішнім контуром, утвореним заглибленими вертикальними електродами (сталеві стрижні довжиною 5 м і діаметром 16 мм), розташованими в ряд та об'єднаними горизонтальним електродом зі сталевої смуги 40×4 мм.

Згідно з вимогами ПУЕ, нормований опір заземлювального пристрою для мереж напругою до 1000 В не повинен перевищувати 4 Ом.

Вихідними даними для розрахунку заземлення є:

вид ґрунту - суглинок;

питомий електричний опір ґрунту -$\rho = 100 Ом \cdot м$

Розраховую опір штучних заземлювачів:

$$R_{ш.з} = \frac{R_{з.норм} \cdot R_{пр.з}}{R_{пр.з} - R_{з.норм}}$$

де $R_{пр.з} = 10 \div 15 Ом$ - опір природних заземлювачів, в якості яких використовуються металоконструкції у фундаменті;

$$R_{ш.з} = \frac{4 \cdot 15}{15 - 4} = 5{,}45 Ом$$

Питомий опір вертикальних та горизонтальних електродів з урахуванням коефіцієнта сезонності:

$$\rho_{ве} = k_{сз.ве} \cdot \rho$$

$$\rho_{ге} = k_{сз.ге} \cdot \rho$$

де $k_{сз.ве} = 1{,}4 \div 1{,}6$ - коефіцієнт сезонності для вертикальних електродів;

$k_{сз.ге} = 2 \div 2{,}5$ - коефіцієнт сезонності для горизонтальних електродів.

$$\rho_{ве} = 1{,}5 \cdot 100 = 150 Ом \cdot м$$

$$\rho_{ге} = 2{,}5 \cdot 100 = 250 Ом \cdot м$$

Опір розтікання струму для вертикальних електродів, виконаних з сталевих прутків:

$$R_{ве} = \frac{\rho_{ве}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot (\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l}) \quad (10.1)$$

де $l = 3м$ - довжина вертикального електроду;

$d = 16мм$ - діаметр електроду;

$t = 2{,}2м$ - відстань від поверхні ґрунту до середини електрода.

$$R_{ве} = \frac{150}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 3} \cdot (\ln \frac{2 \cdot 3}{16 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot ln \frac{4 \cdot 2{,}2 + 3}{4 \cdot 2{,}2 - 3}) = 50{,}02 Ом$$

Знаходжу кількість вертикальних електродів:

$$n_{ве} = \frac{R_{ве}}{R_{ш.з} \cdot \eta_{ве}}$$

де $\eta_{ве} = 0{,}47$ - коефіцієнт використання вертикальних електродів.

$$n_{ве} = \frac{50{,}02}{5{,}45 \cdot 0{,}47} = 19{,}53$$

Приймаємо $n_{ве} = 20шт$

Перераховую загальний опір вертикальних електродів:

$$R_{веΣ} = \frac{R_{ве}}{n_{ве} \cdot \eta_{ве}}$$

$$R_{веΣ} = \frac{50{,}02}{20 \cdot 0{,}47} = 5{,}32Ом$$

Знаходжу довжину горизонтального електрода:

$$L_{ге} = a_{ве} \cdot (n_{\text{ве}} - 1)$$

де $a_{ве} = 3м$ - відстань між вертикальними електродами.

$$L_{ге} = 3 \cdot (20 - 1) = 57м$$

Опір розтікання струму для горизонтального електрода:

$$R_{ге} = \frac{\rho_{ге}}{L_{\text{ге}} \cdot \eta_{ге}} \cdot \ln \frac{L_{\text{ге}}^2}{S} \qquad (10.2)$$

де $S$ - площа поперечного перерізу горизонтального електроду;

$\eta_{ге} = 0{,}42$ - коефіцієнт використання горизонтальних електродів.

$$R_{ге} = \frac{250}{57 \cdot 0{,}42} \cdot \ln \frac{57^2}{4 \cdot 10^{-3} \cdot 40 \cdot 10^{-3}} = 175{,}715Ом$$

Опір штучного заземлення:

$$R_{и.з} = \frac{R_{ве} \cdot R_{ге}}{R_{ве} + R_{ге}}$$

$$R_{ш.з} = \frac{5{,}32 \cdot 175{,}715}{5{,}32 + 175{,}715} = 5{,}164 Ом$$

Опір заземлюючого пристрою:

$$R_{зу.р} = \frac{R_{ш.з} \cdot R_{н.з}}{R_{ш.з} + R_{пр.з}}$$

$$R_{зу.р} = \frac{5{,}164 \cdot 15}{5{,}164 + 15} = 3{,}8415 Ом \leq 4 Ом$$

Інші технічні й організаційні заходи щодо ТБ прийняті відповідно до вимог ПТБ.

# 11. ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАХОДІВ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В РЕМОНТНОМУ ЦЕХУ

Послідовність здійснювання дослідження наступна:

- визначення втрат електричної енергії (ВЕЕ) в запроектованої СЕП цеху;
- запропонування енергозберігаючих заходів (ЕЗЗ) щодо СЕП;
- визначення ВЕЕ для кожного запропонованого ЕЗЗ;
- обчислюємо техніко-економічні показники відповідно кожного ЕЗЗ;
- оцінюємо ефективність запропонованих ЕЗЗ;
- виконання аналізу ефективності кожного ЕЗЗ та разом.

Здійснення вказаного алгоритму виконується для СЕП цеху, а для енергозбереження щодо електроспоживання розглянемо модернізацію системи освітлення, а саме заміну джерел освітлення на більш енергоефективні джерела – світлодіодні лампи. Основа аналізу такого заходу здійснюється на базі світлотехнічного розрахунку освітлення, який наведено в розділі 2.

Система електропостачання ремонтного цеху складається з наступної групи елементів й з відповідними ВЕЕ в них:

- кабельні лінії живильної електричної мережі 10 кВ (ЖЕМ 10 кВ) (ділянка від РП до КТП 10/0,4);
- трансформатори КТП 10/0,4 (КТП 10/0,4);
- кабельні лінії живильної електричної мережі 0,4 кВ (ЖЕМ 0,4 кВ) (ділянка від КТП 10/0,4 до СП, ЯС та ГЩО);
- кабельні лінії розподільної електричної мережі 0,4 кВ (РЕМ 0,4 кВ) (ділянка від СП до приймачів електроенергії (ПЕ)).

Формули визначення ВЕЕ вказаних елементів наведені у розділі 5. Вихідні дані та результати розрахунку ВЕЕ у електричних мережах наведені відповідно у табл. 11.1 – 11.8.

Запропоновані наступні ЕЗЗ для СЕП цеху:

ЕЗЗ1 - встановлення низьковольтних компенсуючих пристроїв (НКП) за принципом повної компенсації реактивної потужності (КРП), тобто потужність НКП обирається за розрахунковою реактивною потужністю цеху й округляється до стандартного значення;

ЕЗЗ2 - прокладання додаткової кабельної ліній на ділянках електричної мережі 10 кВ;

ЕЗЗ3 - прокладання додаткової кабельної ліній на ділянках ЖЕМ 0,4 кВ (це запропоновано в умовах експлуатації);

ЕЗЗ4 – заміна перерізу кабельної ліній на ділянках ЖЕМ 0,4 кВ (це запропоновано в умовах проектування);

ЕЗЗ5 - прокладання додаткового проводу на ділянках РЕМ 0,4 кВ (це запропоновано в умовах експлуатації);

ЕЗЗ6 – заміна перерізу проводу на ділянках ЖЕМ 0,4 кВ (це запропоновано в умовах проектування).

Перший ЕЗЗ обумовлено тим, що КРП на низькій напрузі змінить коефіцієнт навантаження, а це дозволить знизити ВЕЕ в обмотках трансформатора. Останні ЕЗЗ призведуть до зменшення опору провідників мережі й відповідно до зниження ВЕЕ. Тут розглядається два підходи: прокладання додаткових ліній й заміна перерізу. Остання є більш дешевша, але виконується на етапі проектування або модернізації системи. Перша же є більш дорожче, але втрати при цьому будуть меншими порівняно з другим.

Енергозберігаючий захід 1.

При розрахунковій реактивній потужності Qр= 217,5 кВАр номінальна потужність НКП складе 200 кВАр, а тип установки буде УКБН-0,38-200-50 У3. Коефіцієнт завантаження складе:

$$Кз = \frac{\sqrt{Pp^2 + (Q_p - Q_{НКП})^2}}{Sном} \qquad (11.1)$$

$$Кз = \frac{\sqrt{235{,}3^2 + (217{,}55 - 200)^2}}{400} = 0{,}59$$

$$\Delta W_{\text{КТП1}} = 1 \cdot (0{,}92 \cdot 8760 + 0{,}59^2 \cdot 5{,}9 \cdot 2225) \cdot 10^{-3} = 12{,}6\text{МВт} \cdot \text{год}$$

Зміниться також струм у кабельній лінії 10 кВ:

$$Ip = \frac{\sqrt{Pp^2 + (Q_p - Q_{НКП})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \qquad (11.2)$$

$$Ip = \frac{\sqrt{235{,}3^2 + (217{,}55 - 200)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 13{,}6A$$

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = 3 \cdot 13{,}6^2 \cdot 0{,}64 \cdot 0{,}05 \cdot 2225 \cdot 10^{-6} = 0{,}040\text{МВт} \cdot \text{год}$$

Таким чином сумарні ВЕЕ у трансформаторі КТП та КЛ 10 кВ складуть:

- у запроєктованій СЕП

$$\Delta W_{\text{СЕП}} = 16{,}5 + 0{,}074 = 16{,}574\ \text{МВт} \cdot \text{год}$$

- у СЕП після впровадження ЕЗЗ1

$$\Delta W_{\text{СЕП1}} = 12{,}6 + 0{,}040 = 12{,}640\ \text{МВт} \cdot \text{год.}$$

Річна економія електроенергії у СЕП цеху при встановленні НКП складе:

$$\Delta W_{\text{ЕЗЗ1}} = 16{,}574 - 12{,}640 = 3{,}934\ \text{МВт} \cdot \text{год.}$$

Капіталовкладення для НКП визначаються у проекті за питомою вартістю ($Ко_{НКП}$, грн/кВАр) при номінальної потужності НКП ($Q_{НКП}$, кВАр):

$$К_{КП} = Ко_{НКП} \cdot Q_{НКП} \cdot 10^{-3}, \qquad (11.3)$$

у даному випадку $Ко_{НКП}$ = 280 грн/кВАр.

$К_{НКП}$ = 0,280·200 = 56,0 тис.грн

Експлуатаційні витрати на НКП визначаються по формулам:

$$B = B_a + B_o \quad (11.4)$$

де $B_a$, $B_o$ - витрати на амортизацію та обслуговування

$$B_a = k_a \cdot К/100 \quad (11.5)$$

$$B_o = k_o \cdot К/100 \quad (11.6)$$

де $k_a$, $k_o$- нормативні коефіцієнти обчислювань на амортизацію обслуговування. %.

Для компенсуючих пристроїв нормативні коефіцієнти обчислювань на амортизацію й обслуговування складають: $k_a = 6{,}4\%$, $k_o = 3\%$, тоді

$$B_a = 6{,}4 \cdot 56{,}0/100 = 3{,}58 \text{ тис.грн;}$$

$$B_o = 3{,}0 \cdot 56{,}0/100 = 1{,}68 \text{ тис.грн;}$$

$$B = 3{,}58 + 1{,}68 = 5{,}26 \text{ тис.грн.}$$

Річна економія витрат на електроенергію становить:

$$E_W = C_W \cdot \Delta W_{ЕЗЗ}, \quad (11.7)$$

$$E_W = 8{,}0 \cdot 3{,}934 = 31{,}472 \text{ тис.грн.}$$

Але цей ефект у цілому зміниться, так як збільшуються витрати на технічне обслуговування НКП (віднімаються $B_o$), а витрати на амортизацію

розглядаються як надходження додаткових грошей на підприємство (додаються $B_a$):

$$E = E_W - B_o + B_a = 31{,}472 - 1{,}68 + 3{,}58 = 33{,}372 \text{ тис.грн},$$

що призведе до строку окупності, який визначається за формулою:

$$T_{ок} = K_{КП}/E \qquad (11.8)$$

$T_{ок}$ = 56,0/33,372 = 1,7 років, що є допустимим в енергозбереженні.

Таким чином, капітальні витрати, загальний економічний ефект від встановлення НКП та простий строк окупності становлять:

*К* =56,0 тис.грн; *Е* = 33,372 тис.грн; *Ток* = 1,7 років.

Визначимо дисконтовані показники ефективності: чистий поточний прибуток та дисконтований термін окупності. Чистий поточний прибуток (NPV) – це різниця між сумою грошових надходжень, що з'являються завдяки реалізації енергозберігаючих заходів і які дисконтовані до їхньої поточної вартості та сумою дисконтованих поточних вартостей усіх витрат, що необхідні для реалізації цих заходів:

$$NPV = \sum_{i=1}^{n} = \frac{CF_t}{(1+k)^t} - I_0 \qquad (11.9)$$

де $CF_t$ - надходження коштів (грошовий потік) наприкінці періоду t;

$I_0$ - початкове вкладення коштів;

$k$ - бажана норма прибутковості (рентабельності);

$n$ – розрахунковий термін експлуатації енергозберігаючого устаткування.

Якщо поточна вартість проекту NPV позитивна, то це означитимуть, що проект є прийнятним.

Результати розрахунку приведено в табл.11.1 та відображені на рис. 11.1.

Таблиця 11.1 – Визначення дисконтованих показників ефективності для ЕЗЗ1

| Рік | Гр.потік | α=10% | Диск.гр.п., тис.грн | Ком.диск.гр.п. |
|---|---|---|---|---|
| 0 | -56 | 1 | -56 | -56 |
| 1 | 33,372 | 1,1 | 30,33818 | -25,6618 |
| 2 | 33,372 | 1,21 | 27,58017 | 1,918347 |
| 3 | 33,372 | 1,331 | 25,07288 | 26,99122 |
| 4 | 33,372 | 1,4641 | 22,79353 | 49,78475 |
| 5 | 33,372 | 1,61051 | 20,72139 | 70,50614 |

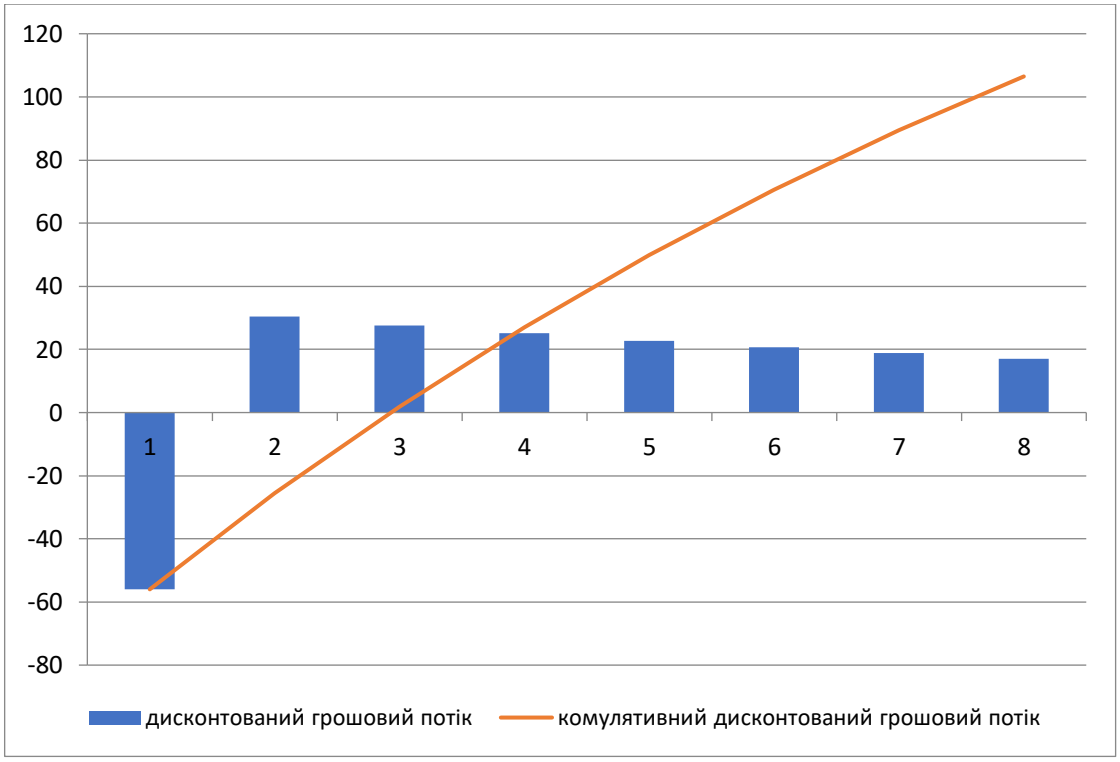



Рисунок 11.1 – Визначення дисконтованого терміну окупності для ЕЗЗ1

Результати проведених розрахунків свідчать про економічну доцільність запропонованого енергозберігаючого заходу - встановлення НКП за принципом повної КРП, адже *ДТок* = 3 роки, що менше 4,0 років (термін, який рекомендується для енергозбереження) та чиста приведена вартість > 0.

Енергозберігаючий захід 2.

Вище було визначено, що річні витрати електроенергії в КЛ 10 кВ дорівнюють:

$$\Delta W_{КЛ} = 0{,}074 МВт \cdot год.$$

Дані втрати визначені при для кабелю ААШв (3х50), вочевидь, що втрати при прокладанні додаткової лінії будуть у два рази меншими, так як зменшиться у два рази опір кабелю, тобто:

$$\Delta W_{КЛ2} = 0{,}037 МВт \cdot год$$

Сумарні втрати у СЕП при ЕЕЗ2 складуть:

$$\Delta W_{СЕП2} = 16{,}5 + 0{,}037 = 16{,}537 МВт \cdot год$$

Річна економія електроенергії у СЕП цеху при прокладанні додаткової кабельної лінії складе:

$$\Delta W_{ЕЗЗ2} = 16{,}574 - 16{,}537 = 0{,}037 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Капіталовкладення для кабельних ліній ($К_{КЛ}$, тис.грн) визначаються за формулою:

$$К_{КЛ} = \sum n \cdot К_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \qquad (11.10)$$

де $К_0$ – вартість 1 м кабельної лінії, грн/м;

$l$ – довжина ділянки електричної мережі, м.

При вартості кабелю ААШВ (3х50) - 1300 грн/м та довжині 50 м та додаткового прокладення однієї лінії капіталовкладення складуть:

$$К_{КЛ} = 1 \cdot 1300 \cdot 50 \cdot 10^{-3} = 65{,}0 \text{ тис.грн.}$$

Для кабельних ліній 10 кВ нормативні коефіцієнти обчислювань на амортизацію й обслуговування складають: $k_a = 5{,}3\%$ , $k_o = 2\%$, тоді

$$B_a = 5{,}3 \cdot 65{,}0/100 = 3{,}445 \text{ тис.грн;}$$

$$B_o = 2{,}0 \cdot 65{,}0/100 = 1{,}300 \text{ тис.грн;}$$

$$B = 3{,}445 + 1{,}30 = 5{,}26 \text{ тис.грн.}$$

Річна економія витрат на електроенергію становить:

$$E_W = 8{,}0 \cdot 0{,}037 = 0{,}296 \text{ тис.грн,}$$

але як було вказано вище цей у ефект змінеться й буде дорівнювати:

$$E = 0{,}296 - 1{,}30 + 3{,}445 = 2{,}241 \text{ тис.грн,}$$

а простий строк окупності складе: *Ток* = 65,0/2,241 = 26,6, що свідчить про абсолютну неефективність цього енергозберігаючого заходу. Тим більш, що вказана економія практично досягається у першому заході, тобто ВЕЕ у електричної мережі 10 кВ мають співмірність з втратами після в провадження КРП: 0,037 та 0,040, але при цьому знижаються ВЕЕ у трансформаторі.

Енергозберігаючий захід 3 та 4.

На початку визначимо ВЕЕ у ЖЕМ 0,4 кВ для запроєктованій СЕП (вихідні дані та результати розрахунку наведено у табл. 11.2, розрахунок базується на формулах у розділі 5). Аналіз ефективності цих заходів аналогічний ЕЗ32, але зі своїми вихідними параметрами ЖЕМ 0,4 кВ, які наведені у таблицях 11.3 та 11.4 (відповідно для ЕЗ33 та ЕЗ34), там вже вказані результати розрахунку ВВЕ й вартість КЛ АВВГ.

Таблиця 11.2 – Вихідні дані та результати розрахунку ВЕЕ у ЖЕМ 0,4 кВ у спроектованій СЕП

| № фідера | *Ip*, А | АВВГ | | опір.пит. ом/км | довжина км | опір, ом | ΔP, кВт |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | s, мм | n, шт. | | | | |
| 3 | 44,3 | 120 | 2 | 0,130 | 0,010 | 0,0013 | 0,008 |
| 4 | 103,1 | 120 | 2 | 0,130 | 0,022 | 0,003 | 0,091 |
| 5 | 75 | 120 | 2 | 0,130 | 0,024 | 0,003 | 0,053 |
| 6 | 106,2 | 120 | 2 | 0,130 | 0,004 | 0,001 | 0,018 |
| 7 | 96,1 | 120 | 2 | 0,130 | 0,069 | 0,009 | 0,249 |
| 8 | 80,8 | 120 | 2 | 0,130 | 0,063 | 0,008 | 0,161 |
| 9 | 51,5 | 120 | 2 | 0,130 | 0,015 | 0,002 | 0,016 |
| 10 | 216,9 | 120 | 2 | 0,130 | 0,014 | 0,002 | 0,257 |
| 13 | 26,2 | 120 | 2 | 0,130 | 0,017 | 0,002 | 0,005 |
| Сумарні втрати активної потужності | | | | | | | 0,856 |

$$\Delta W_{СЕП} = 0{,}856 \cdot 2225/1000 = 1{,}905 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

$$\text{Ввтр} = \ 8{,}0 \cdot 1{,}905 = 15{,}244 \text{ тис. грн}$$

Таблиця 11.3 – Вихідні дані й результати ВЕЕ та вартість у ЖЕМ 0,4 кВ для ЕЗЗ

| № фідера | *Ip*, А | АВВГ | | опір.пит. ом/км | довжина км | опір, ом | ΔP, кВт | *Ко*, грн/м | *Ккл*, тис.грн |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | s, мм | n, шт. | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 3 | 44,3 | 120 | 4 | 0,065 | 0,010 | 0,0007 | 0,004 | 350 | 7 |
| 4 | 103,1 | 120 | 4 | 0,065 | 0,022 | 0,001 | 0,046 | 350 | 7,7 |
| 5 | 75 | 120 | 4 | 0,065 | 0,024 | 0,002 | 0,026 | 350 | 8,4 |
| 6 | 106,2 | 120 | 4 | 0,065 | 0,004 | 0,000 | 0,009 | 350 | 1,4 |
| 7 | 96,1 | 120 | 4 | 0,065 | 0,069 | 0,004 | 0,124 | 350 | 24,15 |
| 8 | 80,8 | 120 | 4 | 0,065 | 0,063 | 0,004 | 0,080 | 350 | 22,05 |
| 9 | 51,5 | 120 | 4 | 0,065 | 0,015 | 0,001 | 0,008 | 350 | 5,25 |

Продовження таблиці 11.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10 | 216,9 | 120 | 4 | 0,065 | 0,014 | 0,001 | 0,129 | 350 | 4,9 |
| 13 | 26,2 | 120 | 4 | 0,065 | 0,017 | 0,001 | 0,002 | 350 | 5,95 |
| Сумарні втрати активної потужності | | | | | | | 0,428 | - | - |
| Капіталовкладення, тис.грн | | | | | | | - | - | 86,8 |

$$\Delta W_{ЖЕМ0.4} = 0{,}428 \cdot 2225/1000 = 0{,}952 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

$$\text{Ввтр} = \ 8{,}0 \cdot 0{,}952 = 7{,}622 \text{ тис. грн}$$

$B_a$ = 5,3·86,8/100 = 4,6 тис.грн;

$B_o$ = 2,0·86,8/100 = 1,736 тис.грн;

$B$ = 4,6 + 1,736 = 6,336 тис.грн.

Річна економія електроенергії у СЕП цеху при прокладанні додаткової кабельної лінії складе:

$$\Delta W_{ЕЗЗЗ} = 1{,}905 - 0{,}952 = 0{,}953 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Річна економія витрат на електроенергію становить:

$E_W$ = 8,0·0,953 = 7,624 тис.грн,

але як було вказано вище цей у ефект зміниться й буде дорівнювати:

$E$ = 7,624 – 1,736 + 4,6 = 10,488 тис.грн,

а простий строк окупності складе: *Ток* = 86,8/10,488 = 8,3 роки, що є дуже неефективним, тому не має сенсу визначати й дисконтований строк окупності.

Таблиця 11.4 – Вихідні дані й результати ВЕЕ та вартість у ЖЕМ 0,4 кВ для Е3З4

| № фідера | *Ір*, А | АВВГ | | опір.пит. ом/км | довжина км | опір, ом | ΔР, кВт | *Ко*, грн/м | *Ккл*, тис.грн |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | s, мм | n, шт. | | | | | | |
| 3 | 44,3 | 150 | 2 | 0,104 | 0,010 | 0,0010 | 0,6 | 456 | 9,12 |
| 4 | 103,1 | 150 | 2 | 0,104 | 0,022 | 0,002 | 3,3 | 456 | 10,032 |
| 5 | 75 | 150 | 2 | 0,104 | 0,024 | 0,003 | 1,8 | 456 | 10,944 |
| 6 | 106,2 | 150 | 2 | 0,104 | 0,004 | 0,000 | 3,5 | 456 | 1,824 |
| 7 | 96,1 | 150 | 2 | 0,104 | 0,069 | 0,007 | 2,9 | 456 | 31,464 |
| 8 | 80,8 | 150 | 2 | 0,104 | 0,063 | 0,007 | 2,0 | 456 | 28,728 |
| 9 | 51,5 | 150 | 2 | 0,104 | 0,015 | 0,002 | 0,8 | 456 | 6,84 |
| 10 | 216,9 | 150 | 2 | 0,104 | 0,014 | 0,001 | 14,7 | 456 | 6,384 |
| 13 | 26,2 | 150 | 2 | 0,104 | 0,017 | 0,002 | 0,2 | 456 | 7,752 |
| Сумарні втрати активної потужності | | | | | | | 0,685 | - | - |
| Капіталовкладення, тис.грн | | | | | | | - | - | 113,1 |

$$\Delta W_{ЖЕМ0.4} = 0{,}685 \cdot 2225/1000 = 1{,}524 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

$$\text{Ввтр} = \ 8{,}0 \cdot 1{,}524 = 12{,}195 \text{ тис. грн}$$

$$B_a = 5{,}3 \cdot 113{,}1/100 = 5{,}994 \text{ тис.грн};$$

$$B_o = 2{,}0 \cdot 113{,}1/100 = 2{,}262 \text{ тис.грн};$$

$$B = 5{,}994 + 2{,}262 = 8{,}255 \text{ тис.грн}.$$

Річна економія електроенергії у СЕП цеху при прокладанні додаткової кабельної лінії у ЖЕМ 0,4 кВ складе:

$$\Delta W_{Е3З3} = 1{,}905 - 1{,}524 = \ 0{,}381 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

Річна економія витрат на електроенергію становить:

$$E_W = 8{,}0 \cdot 0{,}381 = 3{,}048 \text{ тис.грн},$$

але як було вказано вище цей у ефект зміниться й буде дорівнювати:

$$E = 3{,}048 - 2{,}262 + 5{,}994 = 6{,}780 \text{ тис.грн},$$

а простий строк окупності складе: $Ток = 113{,}1/6{,}78 = 16{,}7$, що свідчить про те, що цей ЕЗЗ буде ще більш неефективним, чим при прокладанні додаткових кабельних ліній.

Таким чином, запропоновані для ЖЕМ 0,4 кВ енергозберігаючі заходи: прокладання додаткових кабельних ліній та заміна перерізів на більше значення є неефективними зовсім.

Енергозберігаючий захід 5 та 6.

Аналіз ефективності вказаних заходів аналогічне аналізу для ЕЗЗ3 та ЕЗЗ4 з тією відмінністю, що параметрами провідника є одножильний провід типу АПВ, а параметрами режиму РЕМ 0,4 кВ – номінальні струми електроприймачів. Результати розрахунків ВЕЕ та капіталовкладень наведені у таблицях 11.5, 11.6 та 11.8, у таблицях 11.7 й 11.9 вказані визначення дисконтованих показників ефективності, а на рисунках 11.3 та 11.4 - визначення дисконтованого терміну окупності відповідно для ЕЗЗ5 та ЕЗЗ6.

Таблиця 11.5 – Вихідні дані та результати розрахунку ВЕЕ у РЕМ 0,4 кВ у спроєктованій СЕП

| № ПЕ на плані | *Ір*, А | АПВ | | опір.пит. ом/км | довжина км | опір, ом | ΔР, кВт |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | s, мм$^2$ | n, шт. | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |

Продовження таблиці 11.5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 8.1 | 37,5 | 10 | 1 | 3,125 | 0,009 | 0,03 | 4,2 |
| 8.2 | 37,5 | 10 | 1 | 3,125 | 0,007 | 0,02 | 4,2 |
| 8.3 | 37,5 | 10 | 1 | 3,125 | 0,009 | 0,03 | 4,2 |
| 9.1 | 18,7 | 4 | 1 | 7,813 | 0,006 | 0,05 | 1,0 |
| 2.1 | 19,2 | 4 | 1 | 7,813 | 0,021 | 0,16 | 1,1 |
| 24.6 | 16,85 | 4 | 1 | 7,813 | 0,013 | 0,10 | 0,9 |
| 2.9 | 8,7 | 2,5 | 1 | 15,625 | 0,022 | 0,34 | 0,2 |
| 10.1 | 17,6 | 2,5 | 1 | 12,500 | 0,004 | 0,05 | 0,9 |
| 11.1,12.1 | 39,07 | 16 | 1 | 1,953 | 0,006 | 0,01 | 4,6 |
| 11.2,12.2 | 39,07 | 16 | 1 | 1,953 | 0,016 | 0,03 | 4,6 |
| 11.3 | 29,3 | 6 | 1 | 5,208 | 0,016 | 0,08 | 2,6 |
| 13.1 | 10,05 | 2,5 | 1 | 15,625 | 0,01 | 0,16 | 0,3 |
| 13.2 | 10,05 | 2,5 | 1 | 15,625 | 0,015 | 0,23 | 0,3 |
| 24.5 | 16,85 | 4 | 1 | 7,813 | 0,004 | 0,03 | 0,13 |
| 1.1,2.1 | 26,93 | 6 | 1 | 5,208 | 0,003 | 0,02 | 0,05 |
| 3.1 | 69 | 25 | 1 | 1,250 | 0,017 | 0,02 | 0,36 |
| 4.1 | 9,77 | 2,5 | 1 | 15,625 | 0,013 | 0,20 | 2,64 |
| 5.1 | 8,03 | 2,5 | 1 | 15,625 | 0,008 | 0,13 | 1,00 |
| 6.1 | 18,45 | 4 | 1 | 7,813 | 0,004 | 0,03 | 0,13 |
| 6.2,2.2,7.1 | 45,89 | 16 | 1 | 1,953 | 0,014 | 0,03 | 0,38 |
| 6.3,6.4 | 36,9 | 10 | 1 | 3,125 | 0,009 | 0,03 | 0,25 |
| 24.1 | 16,85 | 4 | 1 | 7,813 | 0,014 | 0,11 | 1,53 |
| 14.1 | 10,53 | 2,5 | 1 | 15,625 | 0,022 | 0,34 | 7,56 |
| 14.2 | 10,53 | 2,5 | 1 | 15,625 | 0,025 | 0,39 | 9,77 |
| 16.21,16.1 | 51,5 | 16 | 1 | 1,953 | 0,016 | 0,03 | 0,50 |
| 16.3,15.1 | 51,5 | 16 | 1 | 1,953 | 0,004 | 0,01 | 0,03 |
| 16.4,2.8 | 30,01 | 8 | 1 | 3,906 | 0,01 | 0,04 | 0,39 |
| 17.1 | 35,81 | 10 | 1 | 3,125 | 0,019 | 0,06 | 1,13 |
| 18.1,18.2 | 45,6 | 16 | 1 | 1,953 | 0,01 | 0,02 | 0,20 |
| 24.4 | 16,85 | 4 | 1 | 7,813 | 0,014 | 0,11 | 1,53 |
| 2.3 | 8,71 | 2,5 | 1 | 15,625 | 0,003 | 0,05 | 0,14 |
| 2.4 | 8,71 | 2,5 | 1 | 15,625 | 0,025 | 0,39 | 9,77 |
| 24.3 | 16,85 | 4 | 1 | 7,813 | 0,005 | 0,04 | 0,20 |

Продовження таблиці 11.5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 26.1 | 42,54 | 16 | 1 | 1,953 | 0,005 | 0,01 | 0,05 |
| 26.2 | 42,54 | 16 | 1 | 1,953 | 0,01 | 0,02 | 0,20 |
| 26.3 | 42,54 | 16 | 1 | 1,953 | 0,018 | 0,04 | 0,63 |
| 26.4 | 42,54 | 16 | 1 | 1,953 | 0,023 | 0,04 | 1,03 |
| 1.2 | 18,23 | 2,5 | 1 | 12,500 | 0,003 | 0,04 | 0,11 |
| 1.3 | 18,23 | 2,5 | 1 | 12,500 | 0,006 | 0,08 | 0,45 |
| 2.7 | 8,71 | 2,5 | 1 | 15,625 | 0,009 | 0,14 | 1,27 |
| 6.5 | 18,45 | 2,5 | 1 | 12,500 | 0,009 | 0,11 | 1,01 |
| 17.1 | 35,8 | 10 | 1 | 3,125 | 0,017 | 0,05 | 0,90 |
| 20.1 | 15,2 | 2,5 | 1 | 12,500 | 0,006 | 0,08 | 0,45 |
| 21.1 | 17,5 | 2,5 | 1 | 12,500 | 0,017 | 0,21 | 3,61 |
| 24.7 | 16,85 | 4 | 1 | 7,813 | 0,014 | 0,11 | 1,53 |
| 2.5 | 8,71 | 2,5 | 1 | 15,625 | 0,009 | 0,14 | 1,27 |
| 2.6 | 8,71 | 2,5 | 1 | 15,625 | 0,024 | 0,38 | 9,00 |
| 24.2 | 16,85 | 4 | 1 | 7,813 | 0,012 | 0,09 | 1,13 |
| 25.1 | 70,9 | 35 | 1 | 0,893 | 0,013 | 0,01 | 0,15 |
| 25.2 | 70,9 | 35 | 1 | 0,893 | 0,018 | 0,02 | 0,29 |
| Сумарні втрати активної потужності | | | | | | | 5,255 |

$$\Delta W_{\text{РЕМ0,4}} = 5{,}255 \cdot 2225/1000 = 11{,}693 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

$$\text{Ввтр} = \ 8{,}0 \cdot 11{,}693 = 93{,}542 \text{ тис. грн}$$

Таблиця 11.6 – Вихідні дані та результати розрахунку ВЕЕ у РЕМ 0,4 кВ для Е335

| № ПЕ на плані | *Ip*, А | АПВ | | опір.пит. ом/км | довжина км | опір, ом | ΔР, кВт | *Ко*, грн/м | *Ккл,* тис.грн |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | s, мм$^2$ | n, шт. | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 8.1 | 37,5 | 10 | 2 | 1,563 | 0,009 | 0,01 | 0,059 | 7,86 | 0,141 |
| 8.2 | 37,5 | 10 | 2 | 1,563 | 0,007 | 0,01 | 0,046 | 7,86 | 0,110 |
| 8.3 | 37,5 | 10 | 2 | 1,563 | 0,009 | 0,01 | 0,059 | 7,86 | 0,141 |

Продовження таблиці 11.6

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 9.1 | 18,7 | 4 | 2 | 3,906 | 0,006 | 0,02 | 0,025 | 3,53 | 0,042 |
| 2.1 | 19,2 | 4 | 2 | 3,906 | 0,021 | 0,08 | 0,091 | 3,53 | 0,148 |
| 24.6 | 16,85 | 4 | 2 | 3,906 | 0,013 | 0,05 | 0,043 | 3,53 | 0,092 |
| 2.9 | 8,7 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,022 | 0,14 | 0,031 | 2,39 | 0,105 |
| 10.1 | 17,6 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,004 | 0,03 | 0,023 | 2,39 | 0,019 |
| 11.1,12.1 | 39,07 | 16 | 2 | 0,977 | 0,006 | 0,01 | 0,027 | 12,15 | 0,146 |
| 11.2,12.2 | 39,07 | 16 | 2 | 0,977 | 0,016 | 0,02 | 0,072 | 12,15 | 0,389 |
| 11.3 | 29,3 | 6 | 2 | 2,604 | 0,016 | 0,04 | 0,107 | 4,87 | 0,156 |
| 13.1 | 10,05 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,010 | 0,06 | 0,019 | 2,39 | 0,048 |
| 13.2 | 10,05 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,015 | 0,09 | 0,028 | 2,39 | 0,072 |
| 24.5 | 16,85 | 4 | 2 | 3,906 | 0,004 | 0,02 | 0,013 | 3,53 | 0,028 |
| 1.1,2.1 | 26,93 | 6 | 2 | 2,604 | 0,003 | 0,01 | 0,017 | 4,87 | 0,029 |
| 3.1 | 69 | 25 | 2 | 0,625 | 0,017 | 0,01 | 0,152 | 19,04 | 0,647 |
| 4.1 | 9,77 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,013 | 0,08 | 0,023 | 2,39 | 0,062 |
| 5.1 | 8,03 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,008 | 0,05 | 0,010 | 2,39 | 0,038 |
| 6.1 | 18,45 | 4 | 2 | 3,906 | 0,004 | 0,02 | 0,016 | 3,53 | 0,028 |
| 6.2,2.2,7.1 | 45,89 | 16 | 2 | 0,977 | 0,014 | 0,01 | 0,086 | 12,15 | 0,340 |
| 6.3,6.4 | 36,9 | 10 | 2 | 1,563 | 0,009 | 0,01 | 0,057 | 7,86 | 0,141 |
| 24.1 | 16,85 | 4 | 2 | 3,906 | 0,014 | 0,05 | 0,047 | 3,53 | 0,099 |
| 14.1 | 10,53 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,022 | 0,14 | 0,046 | 2,39 | 0,105 |
| 14.2 | 10,53 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,025 | 0,16 | 0,052 | 2,39 | 0,120 |
| 16.21,16.1 | 51,5 | 16 | 2 | 0,977 | 0,016 | 0,02 | 0,124 | 12,15 | 0,389 |
| 16.3,15.1 | 51,5 | 16 | 2 | 0,977 | 0,004 | 0,00 | 0,031 | 12,15 | 0,097 |
| 16.4,2.8 | 30,01 | 8 | 2 | 1,953 | 0,010 | 0,02 | 0,053 | 6,37 | 0,127 |
| 17.1 | 35,81 | 10 | 2 | 1,563 | 0,019 | 0,03 | 0,114 | 7,86 | 0,299 |
| 18.1,18.2 | 45,6 | 16 | 2 | 0,977 | 0,010 | 0,01 | 0,061 | 12,15 | 0,243 |
| 24.4 | 16,85 | 4 | 2 | 3,906 | 0,014 | 0,05 | 0,047 | 3,53 | 0,099 |
| 2.3 | 8,71 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,003 | 0,02 | 0,004 | 2,39 | 0,014 |
| 2.4 | 8,71 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,025 | 0,16 | 0,036 | 2,39 | 0,120 |
| 24.3 | 16,85 | 4 | 2 | 3,906 | 0,005 | 0,02 | 0,017 | 3,53 | 0,035 |
| 26.1 | 42,54 | 16 | 2 | 0,977 | 0,005 | 0,00 | 0,027 | 12,15 | 0,122 |
| 26.2 | 42,54 | 16 | 2 | 0,977 | 0,010 | 0,01 | 0,053 | 12,15 | 0,243 |
| 26.3 | 42,54 | 16 | 2 | 0,977 | 0,018 | 0,02 | 0,095 | 12,15 | 0,437 |

Продовження таблиці 11.6

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 26.4 | 42,54 | 16 | 2 | 0,977 | 0,023 | 0,02 | 0,122 | 12,15 | 0,559 |
| 1.2 | 18,23 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,003 | 0,02 | 0,019 | 2,39 | 0,014 |
| 1.3 | 18,23 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,006 | 0,04 | 0,037 | 2,39 | 0,029 |
| 2.7 | 8,71 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,009 | 0,06 | 0,013 | 2,39 | 0,043 |
| 6.5 | 18,45 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,009 | 0,06 | 0,057 | 2,39 | 0,043 |
| 17.1 | 35,8 | 10 | 2 | 1,563 | 0,017 | 0,03 | 0,102 | 7,86 | 0,267 |
| 20.1 | 15,2 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,006 | 0,04 | 0,026 | 2,39 | 0,029 |
| 21.1 | 17,5 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,017 | 0,11 | 0,098 | 2,39 | 0,081 |
| 24.7 | 16,85 | 4 | 2 | 3,906 | 0,014 | 0,05 | 0,047 | 3,53 | 0,099 |
| 2.5 | 8,71 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,009 | 0,06 | 0,013 | 2,39 | 0,043 |
| 2.6 | 8,71 | 2,5 | 2 | 6,250 | 0,024 | 0,15 | 0,034 | 2,39 | 0,115 |
| 24.2 | 16,85 | 4 | 2 | 3,906 | 0,012 | 0,05 | 0,040 | 3,53 | 0,085 |
| 25.1 | 70,9 | 35 | 2 | 0,446 | 0,013 | 0,01 | 0,088 | 26,01 | 0,676 |
| 25.2 | 70,9 | 35 | 2 | 0,446 | 0,018 | 0,01 | 0,121 | 26,01 | 0,936 |
| Сумарні втрати активної потужності | | | | | | | 2,627 | - | - |
| Капіталовкладення, тис.грн | | | | | | | - | - | 4,25 |

$$\Delta W_{РЕМ0.4} = 2{,}627 \cdot 2225/1000 = 5{,}845 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

$$\text{Ввтр} = \ 8{,}0 \cdot 5{,}845 = 46{,}761 \text{ тис. грн}$$

$B_a$ = 5,3·4,25/100 = 0,225 тис.грн;

$B_o$ = 2,0·4,25/100 = 0,085 тис.грн;

$B$ = 0,225 + 0,085 = 0,310 тис.грн.

Річна економія електроенергії у СЕП цеху при прокладанні додаткової кабельної лінії у РЕМ 0,4 кВ складе:

$$\Delta W_{E335} = 11{,}693 - 5{,}846 = \ 6{,}608 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Річна економія витрат на електроенергію становить:

$$E_W = 8{,}0 \cdot 6{,}608 = 52{,}864 \text{ тис.грн,}$$

але як було вказано вище цей у ефект зміниться й буде дорівнювати:

$$E = 52{,}864 - 0{,}085 + 0{,}310 = 53{,}089 \text{ тис.грн,}$$

а простий строк окупності складе: *Ток* = 4,25/53,089 = 0,08 року, що свідчить про те, що цей ЕЗЗ буде ефективним. Визначимо дисконтований строк окупності та дисконтовані показники ефективності для ЕЗЗ5, які наведені у таблиці 11.7 та рисунку 11.3.

Таблиця 11.7– Визначення дисконтованих показників ефективності для ЕЗЗ5

| Рік | Гр.потік | α=10% | Диск.гр.п., тис.грн | Ком.диск.гр.п. |
|---|---|---|---|---|
| 0 | -4,25 | 1 | -4,25 | -4,25 |
| 1 | 53,08 | 1,1 | 48,25455 | 44,00455 |
| 2 | 53,08 | 1,21 | 43,86777 | 87,87231 |
| 3 | 53,08 | 1,331 | 39,87979 | 127,7521 |
| 4 | 53,08 | 1,4641 | 36,25435 | 164,0065 |
| 5 | 53,08 | 1,61051 | 32,9585 | 196,965 |

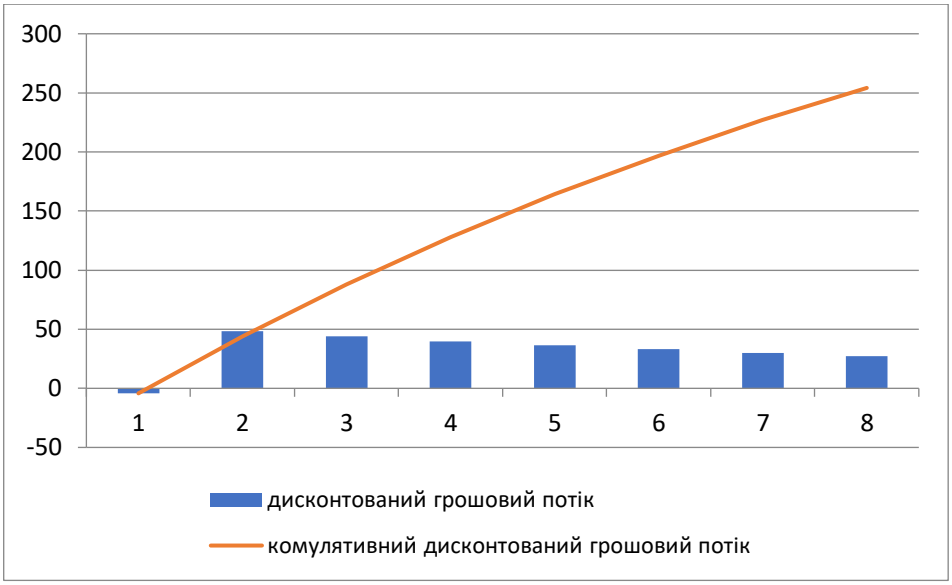



Рисунок 11.3 – Визначення дисконтованого терміну окупності для ЕЗ35

Результати проведених розрахунків свідчать про економічну доцільність запропонованого енергозберігаючого заходу – прокладання додаткової лінії проводу на ділянці РЕМ -0,4кВ, адже *ДТок* = 1 рік, що менше 4,0 років (термін, який рекомендується для енергозбереження) та чиста приведена вартість >0.

Подібний розклад буде й для енергозберігаючого заходу для РЕМ 0,4 кВ – збільшення перерізу проводу АПВ на одну ступень. Вихідні дані та результати надані нижче в таблиці 11.8.

Таблиця 11.8 – Вихідні дані та результати розрахунку ВЕЕ у РЕМ 0,4 кВ для ЕЗ35

| № ПЕ на плані | *Ір*, А | АПВ | | опір.пит. ом/км | довжина км | опір, ом | ΔР, кВт | *Ко*, грн/м | *Ккл*, тис.грн |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | s, мм$^2$ | n, шт. | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 8.1 | 37,5 | 16 | 1 | 1,953 | 0,009 | 0,02 | 0,074 | 12,15 | 0,109 |
| 8.2 | 37,5 | 16 | 1 | 1,953 | 0,007 | 0,01 | 0,058 | 12,15 | 0,085 |
| 8.3 | 37,5 | 16 | 1 | 1,953 | 0,009 | 0,02 | 0,074 | 12,15 | 0,109 |
| 9.1 | 18,7 | 6 | 1 | 5,208 | 0,006 | 0,03 | 0,033 | 4,87 | 0,029 |
| 2.1 | 19,2 | 6 | 1 | 5,208 | 0,021 | 0,11 | 0,121 | 4,87 | 0,102 |
| 24.6 | 16,85 | 6 | 1 | 5,208 | 0,013 | 0,07 | 0,058 | 4,87 | 0,063 |

Продовження таблиці 11.8

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2.9 | 8,7 | 4 | 1 | 7,813 | 0,022 | 0,17 | 0,039 | 3,53 | 0,078 |
| 10.1 | 17,6 | 4 | 1 | 7,813 | 0,004 | 0,03 | 0,029 | 3,53 | 0,014 |
| 11.1,12.1 | 39,07 | 25 | 1 | 1,250 | 0,006 | 0,01 | 0,034 | 19,04 | 0,114 |
| 11.2,12.2 | 39,07 | 25 | 1 | 1,250 | 0,016 | 0,02 | 0,092 | 19,04 | 0,305 |
| 11.3 | 29,3 | 10 | 1 | 3,125 | 0,016 | 0,05 | 0,129 | 7,86 | 0,126 |
| 13.1 | 10,05 | 6 | 1 | 5,208 | 0,01 | 0,05 | 0,016 | 4,87 | 0,049 |
| 13.2 | 10,05 | 6 | 1 | 5,208 | 0,015 | 0,08 | 0,024 | 4,87 | 0,073 |
| 24.5 | 16,85 | 6 | 1 | 5,208 | 0,004 | 0,02 | 0,018 | 4,87 | 0,019 |
| 1.1,2.1 | 26,93 | 10 | 1 | 3,125 | 0,003 | 0,01 | 0,020 | 7,86 | 0,024 |
| 3.1 | 69 | 35 | 1 | 0,893 | 0,017 | 0,02 | 0,217 | 26,01 | 0,442 |
| 4.1 | 9,77 | 4 | 1 | 7,813 | 0,013 | 0,10 | 0,029 | 3,53 | 0,046 |
| 5.1 | 8,03 | 4 | 1 | 7,813 | 0,008 | 0,06 | 0,012 | 3,53 | 0,028 |
| 6.1 | 18,45 | 6 | 1 | 5,208 | 0,004 | 0,02 | 0,021 | 4,87 | 0,019 |
| 6.2,2.2,7.1 | 45,89 | 25 | 1 | 1,250 | 0,014 | 0,02 | 0,111 | 19,04 | 0,267 |
| 6.3,6.4 | 36,9 | 16 | 1 | 1,953 | 0,009 | 0,02 | 0,072 | 12,15 | 0,109 |
| 24.1 | 16,85 | 6 | 1 | 5,208 | 0,014 | 0,07 | 0,062 | 4,87 | 0,068 |
| 14.1 | 10,53 | 4 | 1 | 7,813 | 0,022 | 0,17 | 0,057 | 3,53 | 0,078 |
| 14.2 | 10,53 | 4 | 1 | 7,813 | 0,025 | 0,20 | 0,065 | 3,53 | 0,088 |
| 16.21,16.1 | 51,5 | 25 | 1 | 1,250 | 0,016 | 0,02 | 0,159 | 19,04 | 0,305 |
| 16.3,15.1 | 51,5 | 25 | 1 | 1,250 | 0,004 | 0,01 | 0,040 | 19,04 | 0,076 |
| 16.4,2.8 | 30,01 | 10 | 1 | 3,125 | 0,01 | 0,03 | 0,084 | 7,86 | 0,079 |
| 17.1 | 35,81 | 16 | 1 | 1,953 | 0,019 | 0,04 | 0,143 | 12,15 | 0,231 |
| 18.1,18.2 | 45,6 | 25 | 1 | 1,250 | 0,01 | 0,01 | 0,078 | 19,04 | 0,190 |
| 24.4 | 16,85 | 6 | 1 | 5,208 | 0,014 | 0,07 | 0,062 | 4,87 | 0,068 |
| 2.3 | 8,71 | 4 | 1 | 7,813 | 0,003 | 0,02 | 0,005 | 3,53 | 0,011 |
| 2.4 | 8,71 | 4 | 1 | 7,813 | 0,025 | 0,20 | 0,044 | 3,53 | 0,088 |
| 24.3 | 16,85 | 6 | 1 | 5,208 | 0,005 | 0,03 | 0,022 | 4,87 | 0,024 |
| 26.1 | 42,54 | 25 | 1 | 1,250 | 0,005 | 0,01 | 0,034 | 19,04 | 0,095 |
| 26.2 | 42,54 | 25 | 1 | 1,250 | 0,01 | 0,01 | 0,068 | 19,04 | 0,190 |
| 26.3 | 42,54 | 25 | 1 | 1,250 | 0,018 | 0,02 | 0,122 | 19,04 | 0,343 |
| 26.4 | 42,54 | 25 | 1 | 1,250 | 0,023 | 0,03 | 0,156 | 19,04 | 0,438 |
| 1.2 | 18,23 | 4 | 1 | 7,813 | 0,003 | 0,02 | 0,023 | 3,53 | 0,011 |
| 1.3 | 18,23 | 4 | 1 | 7,813 | 0,006 | 0,05 | 0,047 | 3,53 | 0,021 |

Продовження таблиці 11.8

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2.7 | 8,71 | 4 | 1 | 7,813 | 0,009 | 0,07 | 0,016 | 3,53 | 0,032 |
| 6.5 | 18,45 | 4 | 1 | 7,813 | 0,009 | 0,07 | 0,072 | 3,53 | 0,032 |
| 17.1 | 35,8 | 16 | 1 | 1,953 | 0,017 | 0,03 | 0,128 | 12,15 | 0,207 |
| 20.1 | 15,2 | 4 | 1 | 7,813 | 0,006 | 0,05 | 0,032 | 3,53 | 0,021 |
| 21.1 | 17,5 | 4 | 1 | 7,813 | 0,017 | 0,13 | 0,122 | 3,53 | 0,060 |
| 24.7 | 16,85 | 6 | 1 | 5,208 | 0,014 | 0,07 | 0,062 | 4,87 | 0,068 |
| 2.5 | 8,71 | 4 | 1 | 7,813 | 0,009 | 0,07 | 0,016 | 3,53 | 0,032 |
| 2.6 | 8,71 | 4 | 1 | 7,813 | 0,024 | 0,19 | 0,043 | 3,53 | 0,085 |
| 24.2 | 16,85 | 6 | 1 | 5,208 | 0,012 | 0,06 | 0,053 | 4,87 | 0,058 |
| 25.1 | 70,9 | 50 | 1 | 0,625 | 0,013 | 0,01 | 0,123 | 33,1 | 0,430 |
| 25.2 | 70,9 | 50 | 1 | 0,625 | 0,018 | 0,01 | 0,170 | 33,1 | 0,596 |
| Сумарні втрати активної потужності | | | | | | | 3,388 | - | - |
| Капіталовкладення, тис.грн | | | | | | | - | - | 6,24 |

$$\Delta W_{РЕМ0.4} = 3{,}388 \cdot 2225/1000 = 7{,}539 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

$$Ввтр = \ 8{,}0 \cdot 7{,}539 = 60{,}313 \text{ тис. грн}$$

$$B_a = 5{,}3 \cdot 6{,}24/100 = 0{,}331 \text{ тис.грн};$$

$$B_o = 2{,}0 \cdot 6{,}24/100 = 0{,}125 \text{ тис.грн};$$

$$B = 0{,}225 + 0{,}085 = 0{,}456 \text{ тис.грн}.$$

Річна економія електроенергії у СЕП цеху при прокладанні додаткової кабельної лінії у РЕМ 0,4 кВ складе:

$$\Delta W_{Е335} = 11{,}693 - 7{,}539 = \ 4{,}154 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

Річна економія витрат на електроенергію становить:

$$E_W = 8{,}0 \cdot 4{,}154 = 33{,}232 \text{ тис.грн},$$

але як було вказано вище цей у ефект зміниться й буде дорівнювати:

$$E = 33{,}232 - 0{,}125 + 0{,}456 = 33{,}563 \text{ тис.грн},$$

а простий строк окупності складе: *Ток* = 6,24/33,563 = 0,19 року, що свідчить про те, що цей ЕЗЗ буде ефективним. Визначимо дисконтований строк окупності та дисконтовані показники ефективності для ЕЗЗ6, які наведені у таблиці 11.9 та рисунку 11.4.

Таблиця 11.9 – Визначення дисконтованих показників ефективності для ЕЗЗ6

| Рік | Гр.потік | α=10% | Диск.гр.п., тис.грн | Ком.диск.гр.п. |
|---|---|---|---|---|
| 0 | -6,24 | 1 | -6,24 | -6,24 |
| 1 | 33,563 | 1,1 | 30,51182 | 24,27182 |
| 2 | 33,563 | 1,21 | 27,73802 | 52,00983 |
| 3 | 33,563 | 1,331 | 25,21638 | 77,22621 |
| 4 | 33,563 | 1,4641 | 22,92398 | 100,1502 |
| 5 | 33,563 | 1,6105 | 20,83998 | 120,9902 |

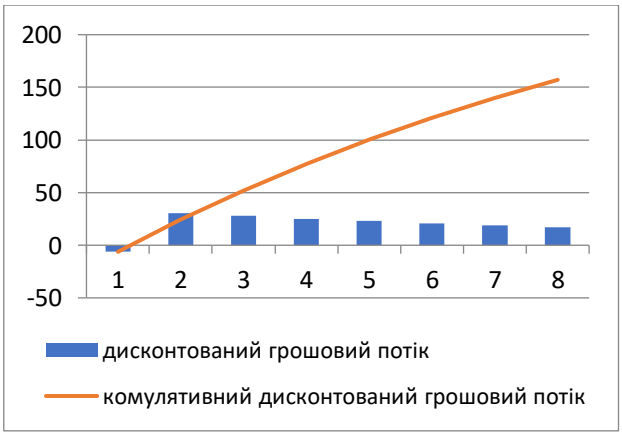



Рисунок 11.4 – Визначення дисконтованого терміну окупності для ЕЗЗ6

Результати проведених розрахунків свідчать про економічну доцільність запропонованого енергозберігаючого заходу – заміна перерізів РЕМ-0,4кВ

більше на одну ступінь, адже *ДТок* = 1,1 рік, що менше 4,0 років (термін, який рекомендується для енергозбереження) та чиста приведена вартість >0.

Таким чином, для електричної мережі 0,4 кВ запропоновані ЕЗЗ для живильних ділянок є неефективними, а для розподільних напроти – з невеликим строком окупності. Це обумовлено, тим що у живильній мережі невисокий потенціал енергозбереження через достатньо великі перерізи кабелів.

Оцінемо ефективність модернізації освітлення.

Кожне промислове підприємство споживає електроенергію не лише для забезпечення основних технологічних процесів, а й для задоволення різноманітних допоміжних потреб. На окремих підприємствах частка енергоспоживання на допоміжні потреби досягає 30 % від загального обсягу. До основних споживачів електроенергії на допоміжні потреби належать системи електричного освітлення, водопостачання, вентиляційне обладнання та внутрішньозаводський електричний транспорт.

У дипломному проекті розглядається зниження споживання електроенергії в системах освітлення промислових підприємств, а саме у ремонтному цеху. Економію електроенергії, що використовується освітлювальними установками, доцільно розглядати як забезпечення нормативних рівнів освітленості робочих місць і виробничих приміщень за умови мінімальних енергетичних витрат.

Величина витрат електроенергії на освітлення залежить від низки факторів, зокрема: кількості та потужності джерел світла, втрат у пускорегулювальній апаратурі та розподільчих мережах, а також від річного фонду часу використання освітлювальних установок. Однією з ключових особливостей освітлення є його суттєвий вплив на продуктивність праці, рівень браку продукції та виробничий травматизм. У зв’язку з цим економія електроенергії шляхом штучного зниження рівня освітленості або погіршення якісних характеристик освітлювальних установок є недопустимим.

У роботі проаналізовано можливості підвищення енергоефективності освітлювальних установок як на стадії проєктування, так і в процесі їх експлуатації. Зокрема, розглядається доцільність заміни застарілих ламп і світильників на сучасні енергоефективні аналоги за умови повного забезпечення нормативних вимог до кількісних і якісних параметрів освітлення.

Відповідно до проведених розрахунків (див. розділ 2), сумарне електроспоживання на освітлення цеху становить за активною потужністю $Pp_{осв}$ = 17,09 кВт та за реактивною потужністю $Qp_{осв}$ =23,55 кВАр. Це від загального споживання за активною потужністю складе більш 7%, знизимо цю складову електроспоживання.

Дослідження асортименту світлотехнічної продукції показали, що існують світильники, лампи яких при меншій потужності забезпечать більший світловий потік. З метою підвищення енергоефективності та зниження експлуатаційних витрат пропонується заміна джерел світла (у запроектованій системі) на сучасні світлодіодні аналоги:

світильники з лампами ДРЛ-400 на LED High-Bay з лампами потужністю 150–180 Вт із світловим потоком до 22 000 лм;

світильники з лампами ЛСП 02-2х80 на LED Batten/Panel з лампами потужністю 65 Вт із світловим потоком 9 500 лм.

Звісно, що у сучасному проектування вже рекомендується застосовувати світильники з лампами LED, але ми зробили два варіанта освітлення з метою демонстрації високої енергоефективності застосування таких світильників не дивлячись на їх високу вартість. Так вартість світильників РСП-18 з лампами ДРЛ-400 й ЛСП-02-2х80 з ламапми ЛЛ 2х80 складають відповідно 1260 грн/шт. й 900 грн/шт., а вартість світильників LED High-Bay й LED Batten/Panel – відповідно 3000 грн/шт. й 1300 грн/шт. Визначимо вартість світильників для запроектованої системи ($К_{осв.спр.}$) та модернізованої системи ($К_{осв.модерн.}$) (при кількості світильників з ДРЛ - 34 шт. та з ЛСП-0,2-2х80 – 12 шт.; кількість світильників з лампами LED однакові):

$$К_{осв.спр.} = (34 \cdot 1260 + 12 \cdot 900) \cdot 10^{-3} = 53{,}640 \text{ тис.грн;}$$

$$К_{осв.модерн.} = (34 \cdot 3000 + 12 \cdot 1300) \cdot 10^{-3} = 117{,}6 \text{ тис.грн.}$$

З розрахунків у розділі бачимо, що при заміні світильників на нові, сумарне електроспоживання освітленням за активною та реактивною потужностями у цілому по цеху зміниться й складе відповідно: $P'р_{осв} = 6{,}35$ кВт; $Q'р_{осв} = 1{,}9$ кВАр, тобто значно знизиться й від загального споживання складе вже – 2,8% за активною потужністю, та 1,0% за реактивною потужністю (порівняно з попередніми лампами воно складало 10,8%). Визначимо наскільки знизиться витрати за споживання освітленням при тарифі електричної енергії – 8,0 грн/кВт·год до заміни та після заміни ламп:

$$В_{осв.спр.} = С_W \cdot W_{осв.} \cdot 10^{-3} = С_W \cdot Рр_{осв} \cdot Тма \cdot 10^{-3}$$

$$В_{осв.спр.} = 8 \cdot 17{,}09 \cdot 3800 \cdot 10^{-3} = 519{,}5 \text{ тис.грн/рік,}$$

$$В_{осв.модерн.} = С_W \cdot W'_{осв.} \cdot 10^{-3} = С_W \cdot P'р_{осв} \cdot Тма \cdot 10^{-3}$$

$$В_{осв.модерн.} = 8 \cdot 6{,}35 \cdot 3800 \cdot 10^{-3} = 193{,}04 \text{ тис.грн/рік.}$$

Таким чином, встановлення нових світильників дозволить знизити річні витрати за споживання активної електроенергії освітлення на величину:

$$\Delta В_{осв} = В_{осв.спр.} - В_{осв.модерн.}$$

$$\Delta В_{осв} = 519{,}5 - 193{,}04 = 326{,}4 \text{ тис.грн/рік,}$$

тобто за рік можливо зекономити 326,4 тис.грн/рік.

Простий строк окупності складе *Ток* = 117,6/326,4 = 0,36 років, тобто трохи за більше 4 місяців модернізована система окупить себе. Визначимо дисконтований строк окупності та дисконтовані показники ефективності для модернізації освітлення, які наведені у таблиці 11.10 та рисунку 11.5.

Таблиця 11.10 – Визначення дисконтованих показників ефективності для модернізації освітлення

| Рік | Гр.потік | α=10% | Диск.гр.п., тис.грн | Ком.диск.гр.п. |
|---|---|---|---|---|
| 0 | -117,6 | 1 | -117,6 | -117,6 |
| 1 | 326,4 | 1,1 | 296,7273 | 179,1273 |
| 2 | 326,4 | 1,21 | 269,7521 | 448,8793 |
| 3 | 326,4 | 1,331 | 245,2292 | 694,1085 |
| 4 | 326,4 | 1,4641 | 222,9356 | 917,0441 |
| 5 | 326,4 | 1,61051 | 202,6687 | 1119,713 |

Результати проведених розрахунків свідчать про економічну доцільність запропонованого енергозберігаючого заходу – модернізація освітелення, адже *ДТок* = 1,4 роки, що менше 4,0 років (термін, який рекомендується для енергозбереження) та чиста приведена вартість >0.

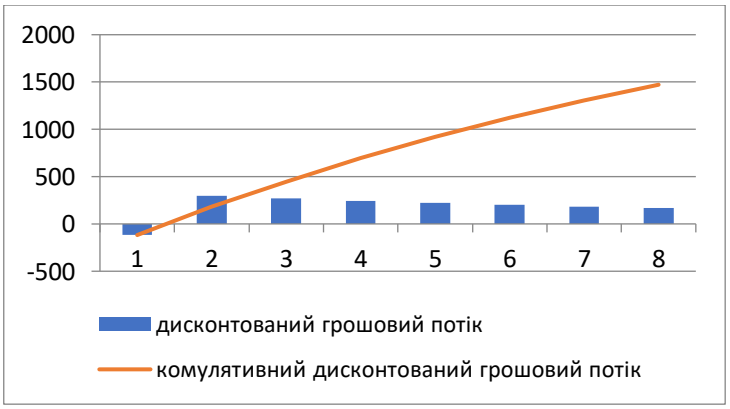



Рисунок 11.5 – Визначення дисконтованого терміну окупності для модернізації освітлення

Незважаючи на високу вартість модернізованої системи освітлення (53,640 тис.грн проти 117,6 тис.грн), витрати на оплату різко знизяться (майже у 2,7 рази) й модернізація системи за дисконтованим строком окупиться за 1,2 роки. Ще додатковим бонусом застосування нової системи освітлення на стадії проектування дозволить знизити навантаження на трансформатор КТП 10/0,4 й можна застосувати трансформатор номінальною потужністю 250 кВА замість 400 кВА для даного режиму споживання. Яка при цьому буде економія у цілому є вже задача другого дослідження.

# ВИСНОВКИ

У дипломному проєкті на тему «Дослідження ефективності заходів з енергозбереження в ремонтному цеху» було виконано комплекс робіт, спрямованих на підвищення енергоефективності системи електропостачання та освітлення промислового підприємства.

1.Проаналізовано технологічний процес та вимоги до приймачів електроенергії ремонтного цеху.

2.Виконано світлотехнічний розрахунок для виробничих та службово-побутових приміщень відповідно до вимог ДБН В2.5-28-2018 та ПУЕ.

3.Розраховано електричні навантаження цеху для силового та освітлювального обладнання методом впорядкованих діаграм та методом коефіцієнту попиту відповідно.

4.Вибрано кількість і потужність трансформаторів КТП на базі техніко-економічного порівняння варіантів та обґрунтовано можливість застосування трансформатора меншої потужності (250 кВА замість 400 кВА) після модернізації освітлення.

5.Вибрані параметри електричної мережі 10 кВ: комірка КРУ серії К- 129 з вакуумним вимикачем типу ВР-1 та кабель типу ААШВ (3х50).

6.Сформовано схему цехової мережі: радіальна для живильної й змішана для розподільної. У якості вузлів цехової мережі обрані силові пункти типу СПМ-75, для тролей ЯС – ЩО2000, для освітлення щитки – ЩО2000

7.Виконано розрахунок цехової електричної мережі та струмів короткого замикання. Для живильної мережі обрані уставки розчеплювачів апаратів захисту ВА-88 та перерізи чотирижильного кабелю АВВГ, для розподільної - уставки запобіжників та перерізи одножильного проводу АПВ.

8.Запропоновані заходи для зниження енергоспоживання, серед яких: заміна з ламп ДРЛ-400 та ЛСП-02-2×80 (які пропонувались до недавнього часу як недорогі й були у типових проектах освітлення) на сучасні LED-світильники

(в умовах модернізації системи освітлення), застосування частотних перетворювачів, модернізація електродвигунів, рекуперація тепла та впровадження системи моніторингу енергоспоживання.

9.Для модернізації освітлення були розраховані наступні показники:

- річні витрати (капіталовкладення) на модернізацію освітлення складають 117,6 тис. грн;
- річна економія електроенергії на оплату за освітлення – 326,4 тис.грн.;
- - простий строк окупності – 0,36 років (≈4 місяці);
- дисконтований строк окупності – 1,4 роки.

Вказані показники демонструють економічну доцільність впровадження нової системи освітлення, яка знижую майже у 2,7 разів споживання електроенергії освітленням.

10. Запропоновані енергозберігаючі заходи щодо спроєктованої системи електропостачання цеху:

- встановлення низьковольтних компенсуючих пристроїв (НКП) за принципом повної компенсації реактивної потужності (КРП), тобто потужність НКП обирається за розрахунковою реактивною потужністю цеху й округляється до стандартного значення;

- прокладання додаткової кабельної ліній на ділянках електричної мережі 10 кВ;

- прокладання додаткової кабельної ліній на ділянках ЖЕМ 0,4 кВ (це запропоновано в умовах експлуатації);

– заміна перерізу кабельної ліній на ділянках ЖЕМ 0,4 кВ (це запропоновано в умовах проектування);

- прокладання додаткового проводу на ділянках РЕМ 0,4 кВ (це запропоновано в умовах експлуатації);

– заміна перерізу проводу на ділянках ЖЕМ 0,4 кВ (це запропоновано в умовах проектування).

11.Розрахована економічна ефективність від впровадження запропонованих енергозберігаючих заходів.

Економічна доцільність встановлення НКП за принципом повної КРП підтверджується значення дисконтованого строку окупності *ДТок* = 3 роки, що менше 4,0 років (термін, який рекомендується для енергозбереження).

Не є економічно доцільним прокладання додаткових КЛ 10 кВ, так як вже простий строк окупності дуже великий. Але отримана економія електроенергії вже реалізується під час впровадження першого енергозберігаючого заходу.

Також неефективним стали й заходи для ЖЕМ 0,4 кВ. Це обумовлено тим, що перерізи кабелів АВВГ збільшені та й ще дві лінії, тому що перерізи обиралися за узгодженням до апаратів захисту, які укомплектовані у шафах РУ-0,4 кВ КТП.

Для РЕМ 0,4 кВ обидва задіяних заходів дозволили знизити втрати електричної енергії. У першому випадку у 1,8 рази, у другом – в 1,6 рази, при цьому дисконтований строк окупності для них складе: 1,0 рік тв 1,1 роки.

Результати дослідження підтверджують, що впровадження енергозберігаючих заходів у ремонтному цеху забезпечує значну економію електроенергії, скорочення експлуатаційних витрат та підвищення ефективності роботи підприємства. Запропоновані рішення можуть бути використані як практична основа для модернізації систем електропостачання та освітлення на інших промислових підприємствах.

# ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1.Правила улаштування електроустановок. Україна Видання офіційне. Міненерговугілля України. — Харків : Форт, 2017. — 760 с.

2.ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 «Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств». – Київ : Мінрегіон, 2016. – 79 с.

3. ДБН В.2.5-28-2018 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення»

4. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення

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

6.НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів»

7. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України №87 від 06.02.2018. DOI: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0392-18

8. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі, затверджений наказом Міненерго України від 20.01.97 р. № 1ПС.

9. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.

10. Бурбело М.Й. Проектування в системах електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. – Винница: УНІВЕРСУМ – Винница, 2005. – 148 с.

11.Демов О.Д. Розрахунок та вибір електричної мережі промислового підприємства: [Навч. посіб. з курс. проектування для студ. спец. 7.090510,

7.090603, 7.000008, 7.092203] / О.Д. Демов, В.В. Вержук; Винница. нац. техн. ун-т. — Винница: ВНТУ, 2005. — 95 с.

12.Рудницький В.Г. Внутрішноцехове електропостачання. Курсове проєктування: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2007. – 280 с.