Міністерство освіти і науки України

Запорізький Національний Університет

(повне найменування закладу вищої освіти)

Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка

(назва факультету)

ЕІКФС

(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

рівень вищої освіти Бакалавр

(перший (бакалаврський) рівень)

на тему Розробка схеми електропостачання термічного цеху

Виконав: студент 4 курсу, групи 6.141.1

Пашкульський Кирило Антонович

(ПІБ) (підпис)

спеціальності

141 Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка

(шифр і назва)

освітньо-професійна програма

Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка

(шифр і назва)

Керівник Прихно В.Л.

(прізвище та ініціали) (підпис)

Запоріжжя - 2025 року

Запорізький Національний Університет
(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка
Кафедра ЕІКФС
Рівень вищої освіти Бакалавр
(перший (бакалаврський) рівень)
Спеціальність -
(шифр і назва)
Спеціалізація Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка
(шифр і назва)

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри Коваленко В.Л.
"27" 12 2024 року

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ «БАКАЛАВР»
Пашкульський Кирило Антонович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема кваліфікаційної роботи бакалавра
Розробка схеми електропостачання термічного цеху
керівник кваліфікаційної роботи бакалавра Прихно Валерія Леонідівна,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом закладу вищої освіти від "27" грудня 2024 року №2029-с
2. Строк подання здобувачем кваліфікаційної роботи бакалавра 15.06.2025
3. Вихідні дані кваліфікаційної роботи бакалавра План розміщення приймачів електричної енергії термічного цеху та їх номінальні потужності, геометричні розміри цеху, зовнішнє джерело живлення – РП 10 кВт на відстані 35м від цеху
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ, 1) Характеристики технологічного процесу й споживачів, 2) Світлотехнічний розрахунок, 3) Розрахунок електричних навантажень, 4) Вибір кількості й потужності трансформаторів КТП, 5) Техніко-економічне порівняння варіантів цехової трансформаторної підстанції, 6) Вибір електричних апаратів й провідників живильної електричної мережі, 7) Розрахунок цехової електричної мережі, 8) Розрахунок струмів короткого замикання у мережі напругою до 1000 В, 9) Основні заходи з безпеки, 10) Релейний захист блоку лінія-трансформатор
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Чертеж варіант 1, чертеж варіант 2, чертеж варіант 3, чертеж варіант 4

6. Консультанти розділів кваліфікаційної роботи бакалавра:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата завдання прийняв
1	**Прихно В.Л.**	
2	**Прихно В.Л.**	
3	**Прихно В.Л.**	

7. Дата видачі завдання 17.06.2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи бакалавра	Строк виконання етапів кваліфікаційної роботи бакалавра	Примітка
1	**Характеристика обєкту проектування**	**12.05-15.05**	**Виконано**
2	**Визначення розрахункових навантажень**	**16.05-24.05**	**Виконано**
3	**Вибір схеми для системи електропостачання**	**25.05-30.05**	**Виконано**
4	**Формування схеми електропостачання і вибір основних елементів**	**31.05-08.06**	**Виконано**
5	**Релейний захист**	**09.06-11.06**	**Виконано**
6	**Формування схеми в мережі освітлення**	**12.06-14.06**	**Виконано**

Здобувач вищої освіти _____ Пашкульський К.А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник кваліфікаційної роботи бакалавра _____ Прихно В.Л.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи на тему: "Електропостачання термічного цеху машинобудівного заводу" містить 87 ст., 6 табл., 3 рис., 30 використаних джерел.

У кваліфікаційної роботі розглянуті основні питання щодо створення систем електропостачання промислових цехів, а саме: проведено визначення розрахункового навантаження для силової і освітлювальної мережі, на основі технікоекономічного порівняння обрано схему електропостачання, проведен розрахунок струмів короткого замикання, обрані основні елементи схеми.

Робота включає розділ “релейний захист” та повний світлотехнічний розрахунок.

Всі розрахунки та вибір елементів проводились на основі затверджених методик, на основі вимог ПУЄ та інших нормативних документів

ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІ, КАТЕГОРІЯ НАДІЙНОСТІ, КОЕФІЦІЄНТ МАКСИМУМУ, КОЕФІЦІЄНТ ПОПИТУ, РОЗРАХУНКОВЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ НАВАНТАЖЕННЯ

ЗМІСТ

Вступ ……

1. Характеристики технологічного процесу й споживачів ……
2. Світлотехнічний розрахунок …….
3. Розрахунок електричних навантажень …….

3.1 Розрахунок освітлювального навантаження…….....

3.2 Розрахунок силового навантаження……

4. Вибір кількості й потужності трансформаторів КТП ……
5. Техніко-економічне порівняння варіантів цехової трансформаторної підстанції ……....
6. Вибір електричних апаратів й провідників живильної електричної мережі ……....
7. Розрахунок цехової електричної мережі ……

7.1Вибір схеми й конструктивного виконання цехової мережі…….

7.2Вибір уставок захисних апаратів і провідників цехової мережі…….

7.3Розрахунок електричної мережі освітлення……...……

7.4 Вибір тролейних ліній……..

8. Розрахунок струмів короткого замикання у мережі напругою до 1000 В ..…….
9. Основні заходи з безпеки ...……...……...

10 Релейний захист блоку лінія-трансформатор ……

11 Охорона праці

Висновок ……

Список використаних джерел посилань і додатки

ВСТУП

Сучасний динамічний розвиток промислових електромереж вимагає створення нових, більш ефективних систем електропостачання, які поєднують надійність, економічність та високу якість електроенергії.

Систему електропостачання промислового підприємства поділяють на:

- **внутрішньозаводське** (високовольтні мережі);
- **цехове** (мережі до 1000 В, включаючи КТП).

Ключові принципи проектування:

1. Врахування особливостей розподілу навантажень у цеху.
2. Оптимальний вибір джерел живлення.
3. Забезпечення резервування та швидкого відновлення після аварій.
4. Можливість локального обслуговування без відключення суміжних ділянок.
5. Дотримання вимог до якості електроенергії (стабільність напруги, частоти тощо).

Проектні рішення ґрунтуються на аналізі техніко-економічних показників для вибору оптимального варіанту.

1 ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ Й СПОЖИВАЧІВ

Організація термічного цеху та особливості електропостачання

Структура цеху:

Цех включає три основні виробничі ділянки:

1. Термічна обробка деталей
2. Термічна обробка інструментів (після механічної обробки)
3. Термічна обробка штампів

Технічне оснащення:

- Кількість одиниць обладнання: понад 140
- Основні типи обладнання:
    - Електропечі (неавтоматизовані)
    - Вентиляційні системи
    - Насосні агрегати
    - Підвісні крани
    - Верстатне обладнання

Умови експлуатації:

1. Середовище:
    - Клас за ПУЕ: агресивне
    - Рекомендований ступінь захисту обладнання: мінімум IP44
    - Рівень запиленості: до 5 мг/м³
2. Енергетичні параметри:
    - Нормована освітленість: 200 Лк (газорозрядні лампи)
    - Характеристики ґрунту:
        - Тип: суглинок
        - Питомий опір: 100 Ом/м
    - Число використання максимуму навантаження: 4355 год/рік

Система електропостачання:

- Джерело живлення: Розподільчий пункт заводу
    - Відстань до цеху: 35 м
    - Напруга: 10 кВ
- Категорії споживачів:
    - II категорія: 90% (критично важливі)
    - III категорія: 10%

Заходи щодо надійності електропостачання:

Для споживачів II категорії передбачено:

- Живлення від двох незалежних джерел
- Допустимий час перерви - не більше ніж необхідно для введення резерву
- Відповідальні за перемикання:
    - Черговий персонал
    - Оперативні бригади

Вплив перерв у електропостачанні:

Відключення споживачів II категорії призводить до:

- Значного зниження виробництва
- Простою технологічного обладнання
- Зупинки промислового транспорту

Технологічні переваги:

Використання сучасного обладнання забезпечує:

- Високі показники якості продукції
- Стабільність технологічних процесів
- Ефективне виконання виробничих завдань

2 СВІТЛОТЕХНІЧНИЙ РОЗРАХУНОК

Проектування систем освітлення згідно з ДБН В2.5-28-2006

Згідно з вимогами ДБН В2.5-28-2006, у виробничих приміщеннях передбачається три типи освітлення:

1. **Робоче освітлення**
    - Обов'язкове для всіх приміщень
    - Забезпечує найвищий рівень освітленості
    - Використовується під час нормальної експлуатації
2. **Аварійне освітлення**
    - Необхідне для безпечного завершення технологічних процесів
    - Запобігає аварійним ситуаціям (вибухам, пожежам)
    - Нормативна освітленість: 5% від робочого (мінімум 2 лк)
    - У даному випадку також виконує функцію евакуаційного
3. **Евакуаційне освітлення**
    - Забезпечує безпечний вихід персоналу (мінімум 0,5 лк)
    - Особливо важливе для приміщень з кількістю понад 50 осіб

Параметри приміщення:

- Розміри: 72×12×6,5 м
- Клас середовища: агресивне (за ПУЕ)

Вибір освітлювальних приладів:

1. **Для основного освітлення:**
    - Джерела світла: лампи ДРЛ (високий тиск)
    - Світильники: УПД ДРЛ (клас П, крива Д, IP54)
    - Особливості: висока світловіддача, стійкість до агресивного середовища

2. **Для службових приміщень:**
    - Люмінесцентні лампи ЛБ
    - Світильники ЛСП 02-2×80

Організація аварійного освітлення:

- Використовуються робочі світильники
- Живлення від окремого щита (ЩЕО)
- Маркування літерою "А"

Розрахункові параметри:

- Коефіцієнт запасу: 1,8 (для ДРЛ)
- Схема розміщення: рівномірна, симетричними рядами
- Оптимальна відстань між світильниками визначається з умов мінімізації потужності при забезпеченні рівномірності освітлення

Висновки:

Запропонована система освітлення враховує всі вимоги нормативних документів та особливості конкретного приміщення. Комбіноване використання робочого та аварійного освітлення дозволяє забезпечити як нормальну експлуатацію, так і безпеку персоналу у разі аварійних ситуацій.

Розрахунок висота приміщення визначається за формулами:

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

де h = 6,5 м – висота приміщення;

h_c = 0,7 м – висота підвісу світильника;

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

$$H_p = 6{,}5 - 0{,}7 - 0{,}8 = 5м$$

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

Для КСС типа Д: $\lambda = 1{,}2 \div 1{,}6$

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

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

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

$$L_{св}(L_p) = 1{,}2 \cdot 5 = 6м$$

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

$$L_{св}(L_p) = 1{,}6 \cdot 5 = 8м$$

Приймаємо відстань між світильниками у ряді – 6 м, а між рядами – 8 м.

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

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

$$N_p = \frac{B - 2 \cdot l}{L_p} + 1 \qquad (2.6)$$

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.

$$N_p = \frac{12 - 8}{8} + 1 = 1{,}5 \approx 2 ряди$$

$$N_{св} = \frac{72 - 6}{6} + 1 = 12 світильників$$

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.

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

де *Фрозр* - світловий потік одного світильника, лк;

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

$k_з$ - коефіцієнт запасу $k_з = 1{,}8$ для ламп ДРЛ;

S - площа підлоги, м^2;

N - загальна кількість світильників в одному прольоті

$k_и$ - 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:

$$i = \frac{S}{H_р (A + B)} \qquad (2.8)$$

$$i = \frac{12 \cdot 72}{(72 + 12) \cdot 5} = 2{,}1$$

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

Згідно з довідковими даними: $k_и = 0{,}55$

$$N = N_р \cdot N_{св} \tag{2.9}$$

$$N = 2 \cdot 12 = 24шт.$$

$$Ф_{расч} = \frac{200 \cdot 1{,}8 \cdot 12 \cdot 72 \cdot 1{,}1}{0{,}55 \cdot 24} = 25920Лм$$

Приймаю лампу типу ДРЛ 400(10)-4 з номінальним початковим світловим потоком $Ф_{ст} = 24000Лм$

Фактична освітленість:

$$E_ф = \frac{Ф_{станд}}{Ф_{расч}} \cdot E_{норм} \tag{2.10}$$

$$E_ф = \frac{24000}{25920} \cdot 200 = 185{,}19Лк$$

Шукаємо похибку рівня освітленості, яка повинна лежати в межах (-10.61-- 20.32)%:

$$\Delta E = \frac{E - E_{норм}}{E_{норм}} \cdot 100\% \tag{2.11}$$

$$\Delta E = \frac{200 - 185{,}19}{200} \cdot 100\% = 7{,}4\,\%$$

Встановлена електрична потужність для всього відділення:

$$P_{уст} = N_{св} \cdot P_{ном.св} \tag{2.12}$$

$$P_{уст} = 24 \cdot 4 \cdot 400 \cdot 10^{-3} = 38{,}4кВт$$

$$Q_{уст} = P_{уст} \cdot tg\varphi \tag{2.13}$$

$$Q_{уст} = 38{,}4 \cdot 1{,}33 = 51{,}08кВАр$$

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

$$P_{уст} = P_{уд} \cdot S \cdot n \qquad (2.14)$$

де $P_{уд}$ - 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 $E_{норм} = 100 Лк$

Для цих умов приймаємо: $P_{уд.станд} = 6{,}6\, Вт/м^2$

$$P_{уст,осв} = 6{,}6 \cdot 6 \cdot 36 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 2{,}85 кВт$$

$$Q_{уст} = P_{уст} \cdot tg\varphi \qquad (2.15)$$

$$Q_{уст} = 2{,}85 \cdot 1{,}73 = 4{,}93 кВАр$$

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_c, а для газорозрядних ламп – ще й помноженням на коефіцієнт $K_{ПРА}$ що враховує втрати потужності в пускорегулюючій апаратурі (ПРА).

$$P_{расч}^{осв} = P_{ном}^{осв} \cdot K_{с.а.} \cdot K_{ПРА} \qquad (3.1)$$

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

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

K_c - коефіцієнт попиту;

$K_c = 0,9$ - для приміщень відділення;

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

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

$K_{ПРА} = 1,12$ - для ламп ДРЛ;

$K_{ПРА} = 1,3$ - для люмінесцентних ламп.

Розрахункове навантаження за реактивною потужністю визначається:

$$Q_{расч}^{осв} = P_{расч}^{осв} \cdot tg\varphi \qquad (3.2)$$

де $Q_{расч}^{осв}$ - 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:

$$P_{р.освДРЛ(цех)} = 38{,}4 \cdot 0{,}9 \cdot 1{,}12 = 38{,}71кВт$$

$$Q_{р.освДРЛ(цех)} = 38{,}71 \cdot 1{,}33 = 51{,}48кВАр$$

$$P_{р.освЛЛ(служ–поб)} = 2{,}85 \cdot 0{,}85 \cdot 1{,}25 = 3{,}03кВт$$

$$Q_{р.освЛЛ(служ–поб)} = 3{,}03 \cdot 1{,}73 = 5{,}24кВАр$$

$$P_{р.осв.общ} = P_{р.освДРЛ(цех)} + P_{р.освЛЛ(служ–поб)} = 38{,}71 + 3{,}03 = 41{,}74кВт$$

$$Q_{р.осв.общ} = Q_{р.освДРЛ(цех)} + Q_{р.освЛЛ(служ–поб)} = 51{,}48 + 5{,}24 = 56{,}73кВАр$$

$$S_{р.осв} = \sqrt{P_{р.осв.общ} + Q_{р.осв.общ}} = \sqrt{41{,}74^2 + 56{,}73^2} = 70{,}43кВА$$

3.2 Розрахунок силового навантаження

Розрахунок електричних навантажень проводиться методом упорядкованих діаграм [7 -11].

Для електропостачання відділення прийнята змішана схема з постачанням електроенергії частини ЕП від 4-х розподільних шинопроводів ШРА-73 і частини споживачів від 2-х силових пунктів типу ШР-11(табл 3.1)

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

№п/п	№ н/п	Назва	Руст, кВт	Ки	cos φ	ПВ,%	Вар-ти піклю-чення	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1.1	Електропечі неавтоматизовані	31	0,8	0,76	100	1	1
2	4.1	Вентилятори	11	0,67	0,9	100	1	1
3	2.1	Електропечі неавтоматизовані	21	0,8	0,76	100	1	1
4	2.2	Електропечі неавтоматизовані	21	0,8	0,76	100	1	1
5	3.1	Електропечі неавтоматизовані	11	0,8	0,76	100	1	1
6	4.2	Вентилятори	11	0,66	0,9	100	1	1
7	1.2	Електропечі неавтоматизовані	31	0,8	0,76	100	1	1
8	2.3	Електропечі неавтоматизовані	21	0,8	0,76	100	1	1
9	5.1	Вентилятори	8	0,66	0,9	100	1	1
10	1.3	Електропечі неавтоматизовані	31	0,8	0,76	100	1	1
11	6.1	Верстати	21	0,15	0,6	100	1	1
12	6.2	Верстати	21	0,15	0,6	100	1	1
13	6.3	Верстати	21	0,15	0,6	100	1	1
14	7.1	Верстати	15	0,15	0,6	100	1	1
15	7.2	Верстати	15	0,15	0,6	100	1	1
16	7.3	Верстати	15	0,15	0,6	100	1	1
17	4.3	Вентилятори	11	0,66	0,9	100	1	1
18	8.1	Верстати	8	0,15	0,6	100	1	1
19	8.2	Верстати	8	0,15	0,6	100	1	1
20	8.3	Верстати	8	0,15	0,6	100	1	1
21	8.4	Верстати	8	0,15	0,6	100	1	1
22	8.5	Верстати	8	0,15	0,6	100	1	1
23	5.2	Вентилятори	8	0,66	0,9	100	1	1
24	3.2	Електропечі неавтоматизовані	11	0,8	0,76	100	1	2
25	3.3	Електропечі неавтоматизовані	11	0,8	0,76	100	1	2
26	5.3	Вентилятори	8	0,66	0,9	100	1	2
27	2.4	Електропечі неавтоматизовані	21	0,8	0,76	100	1	2
28	3.4	Електропечі неавтоматизовані	11	0,8	0,76	100	1	2
29	3.5	Електропечі неавтоматизовані	11	0,8	0,76	100	1	2
30	4.4	Вентилятори	11	0,66	0,9	100	1	2
31	3.6	Електропечі неавтоматизовані	11	0,8	0,76	100	1	2
32	9.1	Верстати	4,6	0,15	0,6	100	1	2
33	9.2	Верстати	4,6	0,15	0,6	100	1	2
34	6.4	Верстати	21	0,15	0,6	100	1	2
35	6.5	Верстати	21	0,15	0,6	100	1	2
36	6.6	Верстати	21	0,15	0,6	100	1	2
37	7.4	Верстати	15	0,15	0,6	100	1	2

Продовження табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
38	5.4	Вентилятори	8	0,66	0,9	100	1	2
39	8.6	Верстати	8	0,15	0,6	100	1	2
40	8.7	Верстати	8	0,15	0,6	100	1	2
41	8.8	Верстати	8	0,15	0,6	100	1	2
42	4.5	Вентилятори	11	0,66	0,9	100	1	2
43	8.9	Верстати	8	0,15	0,6	100	1	2
44	8.11	Верстати	8	0,15	0,6	100	1	2
45	7.5	Верстати	15	0,15	0,6	100	1	2
46	7.6	Верстати	15	0,15	0,6	100	1	2
47	7.7	Верстати	15	0,15	0,6	100	1	2
48	7.8	Верстати	15	0,15	0,6	100	1	2
49	4.6	Вентилятори	11	0,66	0,9	100	1	2
50	10.1	Крани	20,8 (10,36)	0,16	0,6	25 (100)	1	1
51	10.2	Крани	20,8 (10,36)	0,16	0,6	25 (100)	1	1
52	15.1	Вентилятори	8	0,66	0,9	100	1	2
53	11.1	Електропечі неавтоматизовані	21	0,8	0,76	100	1	2
54	16.1	Насоси	4,6	0,8	0,9	100	1	2
55	12.1	Електропечі неавтоматизовані	16	0,8	0,76	100	1	2
56	14.1	Вентилятори	41	0,66	0,9	100	1	2
57	12.2	Електропечі неавтоматизовані	16	0,8	0,76	100	1	2
58	12.3	Електропечі неавтоматизовані	16	0,8	0,76	100	1	2
59	12.4	Електропечі неавтоматизовані	16	0,8	0,76	100	1	2
60	15.2	Вентилятори	8	0,66	0,6	100	1	2
61	11.2	Електропечі неавтоматизовані	21	0,8	0,76	100	1	2
62	11.3	Електропечі неавтоматизовані	21	0,8	0,76	100	1	2
63	16.2	Насоси	4,6	0,8	0,9	100	1	2
64	11.4	Електропечі неавтоматизовані	21	0,8	0,76	100	1	2
65	15.3	Вентилятори	8	0,66	0,9	100	1	2
66	13.1	Електропечі неавтоматизовані	11	0,8	0,76	100	1	2
67	12.4	Електропечі неавтоматизовані	16	0,8	0,76	100	1	2
68	12.5	Електропечі неавтоматизовані	16	0,8	0,76	100	1	3
69	14.2	Вентилятори	41	0,66	0,9	100	1	3
70	13.2	Електропечі неавтоматизовані	11	0,8	0,76	100	1	3
71	13.3	Електропечі неавтоматизовані	11	0,8	0,76	100	1	3
72	13.4	Електропечі неавтоматизовані	11	0,8	0,76	100	1	3
73	15.4	Вентилятори	8	0,66	0,9	100	1	3
74	13.5	Електропечі неавтоматизовані	11	0,8	0,76	100	1	3

Продовження табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
75	16.3	Насоси	4,6	0,8	0,9	100	1	3
76	13.6	Електропечі неавтоматизовані	11	0,8	0,76	100	1	3
77	15.5	Вентилятори	8	0,66	0,9	100	1	3
78	13.7	Електропечі неавтоматизовані	11	0,8	0,76	100	1	3
79	13.8	Електропечі неавтоматизовані	11	0,8	0,76	100	1	3
80	15.6	Вентилятори	8	0,66	0,9	100	1	3
81	17.1	Крани	20,8 (10,36)	0,16	0,6	25 (100)	1	2
82	21.1	Вентилятори	13	0,66	0,9	100	1	9
83	18.1	Електропечі неавтоматизовані	41	0,8	0,76	100	1	3
84	18.2	Електропечі неавтоматизовані	41	0,8	0,76	100	1	3
85	18.3	Електропечі неавтоматизовані	41	0,8	0,76	100	1	3
86	22.1	Вентилятори	8	0,66	0,9	100	1	3
87	20.1	Електропечі неавтоматизовані	13	0,8	0,76	100	1	3
88	20.2	Електропечі неавтоматизовані	13	0,8	0,76	100	1	3
89	20.3	Електропечі неавтоматизовані	13	0,8	0,76	100	1	3
90	25.1	Верстати	4,6	0,15	0,6	100	1	3
91	24.1	Верстати	11	0,15	0,6	100	1	3
92	24.2	Верстати	11	0,15	0,6	100	1	3
93	24.3	Верстати	11	0,15	0,6	100	1	3
94	21.2	Вентилятори	13	0,66	0,6	100	1	3
95	23.1	Верстати	15	0,15	0,6	100	1	3
96	23.2	Верстати	15	0,15	0,6	100	1	3
97	23.3	Верстати	15	0,15	0,6	100	1	3
98	23.4	Верстати	15	0,15	0,6	100	1	3
99	19.1	Електропечі неавтоматизовані	26	0,8	0,76	100	1	4
100	19.2	Електропечі неавтоматизовані	26	0,8	0,76	100	1	4
101	21.3	Вентилятори	13	0,66	0,9	100	1	4
102	20.4	Електропечі неавтоматизовані	13	0,8	0,76	100	1	4
103	20.5	Електропечі неавтоматизовані	13	0,8	0,76	100	1	4
104	22.2	Вентилятори	8	0,66	0,9	100	1	4
105	20.6	Електропечі неавтоматизовані	13	0,8	0,76	100	1	4
106	24.4	Верстати	11	0,15	0,6	100	1	4
107	24.5	Верстати	11	0,15	0,6	100	1	4
108	24.6	Верстати	11	0,15	0,6	100	1	4
109	25.2	Верстати	4,6	0,15	0,6	100	1	4
110	22.3	Вентилятори	8	0,66	0,9	100	1	4
111	25.3	Верстати	4,6	0,15	0,6	100	1	4
112	25.4	Верстати	4,6	0,15	0,6	100	1	4
113	25.5	Верстати	4,6	0,15	0,6	100	1	4
114	25.6	Верстати	4,7	0,15	0,6	100	1	4

Продовження табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
115	25.7	Верстати	4,6	0,16	0,6	100	1	4
116	26.1	Крани	20,8 (10,36)	0,16	0,6	25 (100)	1	3
117	30.1	Вентилятори	15	0,66	0,9	100	1	4
118	29.1	Електропечі неавтоматизовані	21	0,8	0,76	100	1	4
119	29.2	Електропечі неавтоматизовані	21	0,8	0,76	100	1	4
120	30.2	Вентилятори	15	0,66	0,9	100	1	4
121	27.1	Електропечі неавтоматизовані	41	0,8	0,76	100	1	4
122	28.1	Електропечі неавтоматизовані	31	0,8	0,76	100	1	4
123	30.3	Вентилятори	15	0,66	0,9	100	1	4
124	29.3	Електропечі неавтоматизовані	21	0,8	0,76	100	1	4
125	30.4	Вентилятори	15	0,66	0,9	100	1	4
126	27.2	Електропечі неавтоматизовані	41	0,8	0,76	100	1	4
127	27.3	Електропечі неавтоматизовані	41	0,8	0,76	100	1	4
128	32.1	Насоси	11	0,8	0,9	100	1	4
129	28.2	Електропечі неавтоматизовані	31	0,8	0,76	100	1	5
130	31.1	Вентилятори	11	0,66	0,9	100	1	5
131	28.3	Електропечі неавтоматизовані	31	0,8	0,76	100	1	5
132	27.4	Електропечі неавтоматизовані	41	0,8	0,76	100	1	5
133	31.2	Вентилятори	11	0,66	0,9	100	1	5
134	28.4	Електропечі неавтоматизовані	31	0,8	0,76	100	1	5
135	28.5	Електропечі неавтоматизовані	31	0.8	0.76	100	1	5
136	31.3	Вентилятори	11	0.66	0.9	100	1	5
137	29.4	Електропечі неавтоматизовані	21	0.8	0.76	100	1	5
138	29.5	Електропечі неавтоматизовані	21	0.8	0.76	100	1	5
139	33.1	Крани	20.8 (10.36)	0.16	0.6	25 (100)	1	4

Розрахунок проведений для двох варіантів:

1 варіант - визначене розрахункове навантаження КТП;

2 варіант - визначене розрахункове навантаження вузлів для прийнятої системи, значення струмів для кожного вузла, а саме: ШРА1 – ШРА4 та СП1 й СП2 наведено урозділі 2.

Таблиця 3.2 - Результати розрахунку електричних навантажень методом упорядкованих діаграм

Вузол	$P_{уст}$. кВт	P_m. кВт	Q_m. кВАр	S_m. кВА	I_m. А	$P_{см}$. кВт	$Q_{см}$. кВАр	$S_{см}$. кВА
Весь цех	2019.7	1138.9	1008.9	1521.1	2195.0	1111.3	1008.9	1498.5

З урахуванням навантаження освітлення:

$$P_{расч} = P_{т} + P_{росв} = 1137{,}9 + 41{,}74 = 1179{,}64 кВт$$

$$Q_{расч} = Q_{т} + Q_{росв} = 1007{,}9 + 56{,}73 = 1064{,}63 кВАр$$

4 ВИБІР ТРАСФОРМАТОРА З УРАХУВАННЯМ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

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).

Для I варіанта визначимо розрахункову потужність трансформатора:

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

де $K_з^{опт} = 0{,}9$ для однотрансформаторної КТП

$$S_{рт} \geq \frac{1179{,}64}{0{,}9}.$$

$$S_{рт} \geq 1310{,}7 \text{ кВА}$$

$S_{рт}$ визначаємо за активною потужністю. так як недостатня реактивна потужність може бути скомпенсована джерелами реактивної потужності. Обираємо найближче більше стандартне значення потужності трансформатора 1600 кВА. трансформатор ТМ-1600/10. Відповідно. можна встановити комплектну трансформаторну підстанцію КТП-1600/10/0.4. що допускає пе-

ревантаження на 40%. Трансформатор має такі параметри: $S_{номт} = 1600кВА$. $U_{вн} = 10кВ$. $U_{нн} = 0{,}4кВ$. $U_к = 5{,}5\%$. $I_х = 1{,}3\%$. $\Delta P_к = 16{,}5кВт$. $\Delta P_х = 3{,}3кВт$.

Втрати реактивної потужності:

$$\Delta Q_т = \left(\frac{I_х \cdot S_{номт}}{100} + (K_з^{опт})^2 \cdot \frac{U_к \cdot S_{номт}}{100}\right) \cdot n_т \qquad (4.2)$$

$$\Delta Q_т = \frac{1{,}3 \cdot 1600}{100} + (0{,}9)^2 \cdot \frac{5{,}5 \cdot 1600}{100} = 92{,}08кВАр$$

Визначимо пропускну здатність трансформатора за реактивною потужністю:

$$Q_{тр} = \sqrt{(K_з \cdot n_т \cdot S_{ном.т})^2 - P_{расч}{}^2} \qquad (4.3)$$

$$Q_{тр} = \sqrt{(0{,}9 \cdot 1600)^2 - 1179{,}64^2} = 825{,}86кВАр$$

Визначимо розрахункову потужність компенсуючих пристроїв на стороні НН:

$$Q_{НКУ} = Q_{расч} + \Delta Q_{тр} - Q_{тр}. \qquad (4.4)$$

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

$$Q_{НКУ} = 1064{,}63 + 92{,}08 - 825{,}86 = 330{,}85кВАр$$

Обираємо конденсаторну батарею УКРП 0.4-360-40У3. $Q_{НКУ}^{станд} = 360кВАр$

Розрахункова потужність із урахуванням установки компенсуючих пристроїв:

$$S_р = \sqrt{P_{розр}^2 + (Q_{розр} + \Delta Q_т - Q_{НКУ}^{станд})^2} \qquad (4.5)$$

$$S_р = \sqrt{1179{,}64^2 + (1064{,}63 + 92{,}08 - 360)^2} = 1423{,}48кВА$$

Перевірка трансформатора по режимам роботи:

$$K_з^{НР} = \frac{S_р}{n_т \cdot S_{номт}} \le 0{,}93 \qquad (4.6)$$

$$K_з^{НР} = \frac{1423{,}48}{1600} = 0{,}89 \le 0{,}93$$

II варіант:

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

Визначимо розрахункову потужність трансформатора:

$$S_{рт} \ge \frac{P_{розр}}{n_т \cdot K_з^{опт}}. \qquad (4.8)$$

$$S_{рт} \ge \frac{1179{,}64}{2 \cdot 0{,}7}.$$

$$S_{рт} \ge 842{,}6кВА$$

Обираємо найближче більше стандартне значення потужності трансформатора 1000 кВА. Відповідно. можна встановити комплектну трансформаторну підстанцію КТП-$2\times1000/10/0{,}4$ з масляними трансформаторами типу ТМ-1000/10. що допускає перевантаження на 40%. Трансформатор має такі параметри: $S_{номт} = 1000кВА$. $U_{вн} = 10кВ$. $U_{нн} = 0{,}4кВ$. $U_к = 5{,}5\%$. $I_х = 1{,}4\%$. $\Delta P_к = 11кВт$. $\Delta P_х = 2{,}45кВт$.

Аналогічно з I варіантом:

$$\Delta Q_т = (\frac{I_х \cdot S_{номт}}{100} + (K_з^{опт})^2 \cdot \frac{U_к \cdot S_{номт}}{100}) \cdot n_т$$

$$\Delta Q_т = (\frac{1,4 \cdot 1000}{100} + 0,7^2 \cdot \frac{5,5 \cdot 1000}{100}) \cdot 2 = 81,9 кВАр$$

$$Q_{тр} = \sqrt{(K_з \cdot n_т \cdot S_{ном.т})^2 - P_{расч}{}^2}$$

$$Q_{тр} = \sqrt{(0,7 \cdot 2 \cdot 1000)^2 - 1179,64^2} = 753,96 кВАр$$

$$Q_{НКУ} = Q_{расч} + \Delta Q_{тр} - Q_{тр}$$

$$Q_{НКУ} = 1064,63 + 81,9 - 753,96 = 392,57 кВАр$$

Обираємо конденсаторні батареї 2хУКРП 0.4-200-20У3; $Q_{НКУ}^{станд} = 400 кВАр$

$$S_р = \sqrt{P_{розр}^2 + (Q_{розр} + \Delta Q_т - Q_{НКУ}^{станд})^2}$$

$$S_р = \sqrt{1179,64^2 + (1064,63 + 81,9 - 400)^2} = 1396,01 кВА$$

$$K_з^{НР} = \frac{1396,01}{2 \cdot 1000} = 0,69 \le 0,93$$

$$K_з^{ПАР} = \frac{1396,01}{1000} = 1,39 \le 1,4$$

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ ЦЕХОВОЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНІЇ

Техніко-економічний аналіз варіантів трансформаторних підстанцій

Проведене порівняння варіантів дозволяє вибрати оптимальне рішення для трансформаторної підстанції, виходячи з критерію мінімізації річних приведених витрат.

Варіант 1: Однотрансформаторна підстанція КТП-1600/10

- **Особливості:**
  - Передбачає встановлення компенсуючого пристрою УКРП 0.4-360-40У3 на стороні 0,4 кВ
  - Вимагає компенсації реактивної потужності
- **Переваги:**
  - Нижча вартість у порівнянні з двотрансформаторним варіантом
- **Недоліки:**
  - Повна втрата живлення відділення при відключенні трансформатора
  - Необхідність додаткового обладнання для компенсації

Варіант 2: Двотрансформаторна підстанція КТП-2×1000/10

- **Особливості:**
  - Вища початкова вартість інвестицій
- **Переваги:**
  - Підвищена надійність електропостачання
  - Збереження живлення цеху при аварійному відключенні одного трансформатора
  - Відсутність необхідності у додаткових компенсуючих пристроях
- **Недоліки:**

- Вищі капітальні витрати на обладнання

Висновки:

Вибір оптимального варіанту потребує комплексної оцінки як економічних показників (капітальні та експлуатаційні витрати), так і технічних факторів (надійність електропостачання, можливість резервування). Двотрансформаторне рішення забезпечує вищу безпеку електропостачання, тоді як однотрансформаторний варіант відрізняється нижчою вартістю, але зниженою надійністю.

Техніко-економічне порівняння варіантів проводится шляхом визначення зведених витрат по формулі:

$$З_i = E_н \cdot К_i + U_i + У_i \qquad (5.1)$$

де =0,12 - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних витрат;

$К_i$ - капітальні витрати для і-го варіанта;

U_i - експлуатаційні витрати для і-го варіанта;

$У_i$ - збиток від перерви електропостачання для і-го варіанта;

Капітальні витрати визначають для елементів. які розрізняються у варіантах з урахуванням коефіцієнта перерахунку К=28 грн/у.о. (перерахунок у.о. в грн.):

$$К_\Sigma = К_{КЛ} + К_{КТП} + К_{КУ}. \qquad (5.2)$$

Експлуатаційні витрати визначаються по формулі:

$$U = U_a + U_o + U_{пот} \qquad (5.3)$$

де U_a, U_o - витрати на амортизацію та обслуговування

$U_{пот}$ - витрати від втрат електроенергії

$$U_{пот} = C_w \cdot \Delta W_{\Sigma} \qquad (5.4)$$

де C_w - вартість електроенергії, уданий час вона дорівнює 2,49 грн/кВт·год;

ΔW_{Σ} - втрати активної електроенергії в трансформаторах та лініях.

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{КТП} + \Delta W_{л}. \qquad (5.5.)$$

$$\Delta W_{КТП} = n_m \cdot (\Delta P_x \cdot 8760 + K_{зг}^2 \cdot \Delta P_к \cdot \tau_м) \cdot 10^{-3}. \qquad (5.6)$$

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

де ΔP_x - втрати холостого ходу трансформатора.

$\Delta P_к$ - втрати короткого замикання.

$$\Delta P_x = \Delta P_{xx} + k_{пп} \cdot \frac{I_{xx} \cdot S_{номт}}{100}. \qquad (5.8)$$

$$\Delta P_к = \Delta P_{кз} + k_{пп} \cdot \frac{U_k \cdot S_{номт}}{100}. \qquad (5.9)$$

де $k_{пп}$ - коефіцієнт втрат. який залежить від передачі реактивної потужності. $k_{пп} = 0{,}07 кВт / кВАр$ - для промислових підприємств.

τ_M - число годин мах втрат:

$$\tau_M = (0{,}124 + \frac{T_{ма}}{10000})^2 \cdot 8760. \qquad (5.10)$$

$T_{ма} = 4355$ - річне число годин використання максимуму загрузки для металообробного підприємства.

$$(U_a + U_o) = \frac{K_a + K_o}{100} \cdot K_i \qquad (5.11)$$

де K_a, K_o - нормативні коефіцієнти обчислювань на амортизацію й обслуговування. %.

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

$$K_a = 6{,}4\%$$

$$K_o = 3\%$$

Для КЛ 6-10кВ у траншеї:

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

$$K_o = 2\%$$

Збиток від перерви електропостачання визначається по формулі:

$$P = y_o \cdot P_м \cdot T_м \cdot g_\Sigma \qquad (5.12)$$

де y_o = 6.8 грн/кВт год - питомий збиток (для машинобудування та металообробки);

g_Σ - сумарна ймовірність перерви електропостачання;

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

де $\lambda_з$ - параметр потокоотказа для і-го елемента

t_i - час відновлення для для і-го елемента

Автоматичний вимикач: $\lambda_A = 0{,}004\frac{1}{рік}; t_A = 8\cdot 10^{-3}\ рік;\ q_A = 3{,}2\cdot 10^{-5}$

КЛ: $\lambda_{КЛ} = 0{,}078\frac{1}{рік}; t_{КЛ} = 10\cdot 10^{-3}\ рік;\ q_{КЛ} = 2{,}73\cdot 10^{-5}$

Трансформатор: $\lambda_T = 0{,}01\frac{1}{рік}; t_T = 7\cdot 10^{-3}\ рік;\ q_T = 7\cdot 10^{-5}$

Вимикач: $\lambda_Q = 0{,}02\frac{1}{рік}; t_Q = 2{,}3\cdot 10^{-3}\ рік;\ q_Q = 4{,}6\cdot 10^{-5}$

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

$$q_{II\Sigma} = (1-q_A)(q_Q + q_T + q_A + q_{КЛ})^2 + 2q_A(q_Q + q_T + q_A + q_{КЛ})$$

Для 1го варіанта:

$$K_{КЛ} = (2{,}38 + 1{,}12)\cdot 28\cdot 0{,}035 = 3{,}43 тис.грн.$$

$$K_{КТП} = 31{,}07\cdot 28 = 869{,}75 тис.грн.$$

$$K_{КУ} = 89{,}775 тис.грн.$$

$$K_\Sigma = 3{,}43 + 869{,}75 + 89{,}775 = 959{,}525 тис.грн.$$

$$U_a + U_o = \frac{6{,}4+3}{100}\cdot(869{,}75 + 89{,}75) + \frac{5{,}3+2}{100}\cdot 3{,}43 = 90{,}44 тис.грн.$$

$$\tau_M = (0{,}124 + \frac{4355}{10000})^2\cdot 8760 = 2742{,}23 год$$

$$\Delta P_x = 3{,}3 + 0{,}07\cdot\frac{1{,}3\cdot 1600}{100} = 4{,}756 кВт$$

$$\Delta P_к = 16,5 + 0,07 \cdot \frac{5,5 \cdot 1600}{100} = 22,66 кВт$$

$$\Delta W_{КТП} = 4,756 \cdot 8760 + 0,89^2 \cdot 22,66 \cdot 2742,23 \cdot 10^{-3} = 90,883 МВт \cdot ч$$

$$\Delta W_{КЛ} = 3 \cdot 82,185^2 \cdot 1,25 \cdot 0,035 \cdot 2742,23 \cdot 10^{-6} = 2,431 МВт \cdot ч$$

$$U_{пот} = 2,49 \cdot (90,883 + 2,431) = 232,351 тис.грн.$$

$$U = 90,444 + 2323,351 = 322,796 тис.грн.$$

$$У = 190,4 \cdot 1179,64 \cdot 4355 \cdot (2,73 + 4,6 + 7 + 3,2) \cdot 10^{-5} = 171,472 тис.грн.$$

$$З_I = 0,12 \cdot 959,525 + 322,796 + 171,472 = 609,411 тис.грн.$$

Для 2го варіанта:

$$К_{КЛ} = (2 \cdot 2,38 + 1,58) \cdot 28 \cdot 0,035 = 6,142 тис.грн.$$

$$К_{КТП} = 28,75 \cdot 28 \cdot 2 = 1610,000 тис.грн.$$

$$К_{КУ} = 2 \cdot 57,834 = 115,668 тис.грн.$$

$$К_{\Sigma} = 6,142 + 1610,00 + 115,668 = 1731,810 тис.грн.$$

$$U_a + U_o = \frac{6,4 + 3}{100} \cdot (1610 + 3115,668) + \frac{5,3 + 2}{100} \cdot 6,142 = 162,661 тис.грн.$$

$$\tau_M = (0,124 + \frac{4355}{10000})^2 \cdot 8760 = 2742,23 год$$

$$\Delta P_x = 2{,}45 + 0{,}07 \cdot \frac{1{,}4 \cdot 1000}{100} = 3{,}43 кВт$$

$$\Delta P_к = 11 + 0{,}07 \cdot \frac{5{,}5 \cdot 1000}{100} = 14{,}85 кВт$$

$$\Delta W_{КТП} = 2 \cdot (3{,}43 \cdot 8760 + 0{,}698^2 \cdot 14{,}85 \cdot 2742{,}23) \cdot 10^{-3} = 99{,}77 МВт \cdot ч$$

$$\Delta W_{КЛ} = 2 \cdot 3 \cdot 40{,}3^2 \cdot 1{,}25 \cdot 0{,}035 \cdot 2742{,}23 \cdot 10^{-6} = 1{,}169 МВт \cdot ч$$

$$U_{пот} = 2{,}49 \cdot (99{,}77 + 1{,}169) = 251{,}388 тис.грн.$$

$$U = 162{,}661 + 251{,}388 = 414{,}049 тис.грн.$$

$$q = (1 - 3{,}2 \cdot 10^{-5}) \cdot (2{,}73 + 4{,}6 + 7 + 3{,}2) \cdot 10^{-10} + 2 \cdot 3{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot (4{,}6 + 2{,}73 + 7 + 3{,}2) \cdot 10^{-5}$$
$$q = 1{,}297 \cdot 10^{-8}$$

$$У = 190{,}4 \cdot 1179{,}64 \cdot 4355 \cdot 1{,}297 \cdot 10^{-8} \cdot 10^{-3} = 0{,}013 тис.грн.$$

$$З_{II} = 0{,}12 \cdot 1731{,}81 + 414{,}049 + 0{,}013 = 621{,}879 тис.грн.$$

Визначаємо зведені витрати:

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

$$\Delta З = \frac{621{,}879 - 609{,}411}{621{,}879} \cdot 100\% = 2{,}0\%$$

Так як $\Delta З < 5\%$ за абсолютним знанням, то варіанти вважаються рівноцінними. тому обираємо двотрансформаторну підстанцію КТП 2х1000кВА. оскільки вона є більш надійною у плані електропостачання.

6 ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ І ПРОВІДНИКІВ ЖИВИЛЬНОЇ МЕРЕЖІ

Для приймання та розподілення електричної енергії трифазного змінного струму промислової частоти 50 та 60 Гц і напругою 6-10 кВ в системах з ізольованою або заземленою через дугогасильний реактор нейтралі використовуються шафи серії КУ-10 Ц, параметри якої наведені у таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Параметри шафи серії КУ-10 Ц

Параметри	Номінальне значення
Номінальна напруга, кВ	6; 10
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

Шафи можуть комплектуватися вакуумними вимикачами ВР-1($I_{НОМ}$ = 630; 1000А; $I_{НОМ}$ = 20 кА); ВР-2 ($I_{НОМ}$= 630; 1000; 1600; 2000 А; $I_{НОМ.ВИМ}$ = 20 кА; 31,5 кА) та ВР-3 ($I_{НОМ}$ = 2000; 2500; 3150 А; $I_{НОМ.ВИМ.}$ = 40 кА). У шафі з вимикачем може бути до трьох високовольтних кабелів 3х240 мм2.

Для РП-10кВ вибираємо цю комірку з вимикачем типу ВР-1-10/630/20У3. Відомо, що високовольтні комутаційні апарати вибирають за номінальними параметрами і перевіряють на комутаційну здатність, на динамічну та термічну стійкість до струмів короткого замикання.

Вибір за номінальними параметрами виконують за такими умовами:

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

$$I_{ном} \geq I_р, \qquad (6.2)$$

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:

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

Перевірка на динамічну стійкість виконується за умовами:

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \qquad (6.4)$$

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

Значення ударного струму визначається за формулою:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_у \cdot I'' . \qquad (6.5)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1{,}8 \cdot 15{,}5 = 39{,}5 кА.$$

Значення струму ударного току на шинах ЗРП-10 кВ – 39,5 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_τ - струм термічної стійкості протягом τ, дорівнює 20 або 31,5 кА, τ = 3 с (див. табл.6.1)

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

$$B_к = I^2_\infty \cdot t,$$

де I_∞ - діюче значення сталого струму короткого замикання (вихідні дані), кА;

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 [5];

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

На лініях, що відходять до ТП (при одноступеневій схемі електропостачання) установлюється двоступеневий струмовий захист, який складається з максимального струмового захисту (МСЗ) та струмової відсічки (СВ). Для радіальних схем живлення ТП без апаратів на вводі до трансформатора (глухий від) при коротких лініях (що є характерним для промислових підприємств) основним захистом є СВ. Час дії СВ можна прийняти $t_{рз}$ = 0,1 с.

Тоді для комірок 10 кВ РП-10 кВ максимальний дійсний час вимикання к.з. та розрахункове значення теплового імпульсу складе:

t = 0,1 + 0,05 + 0,05 = 0,2 с;

$B_к$ = 11,3^2·0,2 = 25,5 кА^2·с.

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

Перевірка на термічну стійкість виконується за вказаними умовами, тобто:

1200 ≥ 25,5.

При вище вказаних вихідних даних обираємо комірку з наступними параметрами: $U_{ном}$ = 10 кВ, $I_{ном}$ = 630 А, $I_{ном\ вимик}$ = 20 кА, $i_{дин}$ = 51 кА, I_τ = 20 кА.

Критерії вибору трансформаторів струму та кабельних ліній

Вибір трансформаторів струму:

1. Основні параметри вибору:
    - Номінальна напруга
    - Первинний та вторинний струми
    - Клас точності
2. Перевірка експлуатаційних характеристик:
    - Електродинамічна стійкість (вже виконана для комплектних комірок)
    - Термічна стійкість (вже перевірена для комплектних комірок)
3. Вибір номінального струму:
    - Визначається параметрами основного обладнання
    - Враховується перевантажувальна здатність
    - Виключається можливість перевантаження за номінальним первинним струмом
4. Стандартні параметри:
    - Номінальний вторинний струм: 5 А (типове значення)
    - Клас точності:
        - 0,5 - для розрахункових лічильників електроенергії
        - 1,0 - для технічного обліку

Вибір кабельних ліній:

1. Критерії вибору перерізу:
    - Довгостроковий допустимий нагрів (перша умова)
    - Економічно оптимальний переріз (друга умова)
    - Термічна стійкість до струмів КЗ (третя умова)
2. Рекомендований тип кабелів:
    - ААШв (алюмінієві жили, ізоляція з зшитого поліетилену, захисний покрив)

Примітка: Для трансформаторів струму, встановлених у комплектних комірках, перевірку на стійкість до КЗ можна опустити, оскільки вона вже виконана на етапі комплектації обладнання.

Умова вибору перерізів кабельних ліній за тривалим допустимим нагрівом така:

$$I`_{доп} > I_{рПАР}, \quad (6.8)$$

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

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 [1] 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 [1], й дорівнює 1.

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

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

$$S_{ек} = I_р / j_е \rightarrow S_{ст}, \quad (6.10)$$

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:

$$S_т = I_\infty \cdot \sqrt{t} / K_т, \quad (6.11)$$

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

t – дійсний час вимикання к.з., с;

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

Тоді розрахунковий переріз за цією умовою буде дорівнювати:

S_m =12200√0,2/95=57,4 мм^2 ,

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

Розрахунковий струм у нормальному та післяаварійному режимі:

$$I_p = \frac{Sp}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U} \qquad (6.12)$$

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

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

$$I_p = \frac{1302{,}3}{2 \cdot 1{,}73 \cdot 10} = 37{,}6A;$$

$$I_{pПАР} = \frac{1302{,}3}{1{,}73 \cdot 10} = 75{,}2A.$$

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

- за тривалим допустимим нагрівом:

1,25·0,9·80 = 90 > 75,2 → 35 мм^2 → ААШв(3х35);

- за економічно доцільним перерізом:

$S_{ек}$ = 37,6/1,4= 26,9 мм^2 → 35 мм^2 → ААШв(3х35);

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

Обираємо найбільше значення перерізу з трьох умов, тобто ААШв (3х 50).

7 РОЗРАХУНОК ЦЕХОВОЇ МЕРЕЖІ

7.1 Вибір схеми й конструктивного виконання цехової мережі

Для цехової мережі обрана змішана схема із застосуванням силових пунктів типу ШР11 та шинопроводів ШРА73, укомплектованих запобіжниками. приєднаних до РП-0.4 кВ КТП.

Розташування КТП у відділенні неможливо. тому КТП виконується прибудованого типу з боку зовнішнього джерела живлення. КТП містить у собі два силові трансформатори ТМ-1000/10. шафи вводу ШНВ-3У3. секційну шафу ШНС-2У3. лінійні шафи ШНЛ-4У3, укомплектованих автоматичними вимикачами серії ВА.

Живильна мережа 0,4 кВ виконана кабельними лініями. із прокладкою кабелів по стінах на конструкціях.

Розподільна мережа 0,4 кВ виконана проводом марки АПВ із прокладкою в пластикових трубах, у підлозі.

Таблиця 7.1 – Вибір апаратів захисту шаф КТП

№ приєднання	Назва вузла	Розрах. струм вузла. $I_р$. А	Тип шафи	Тип АЗ	Струм АЗ. $I_{îò}$.А
1	Ввод1	2195	ШНВ-3У3	ВА75-45	2500
2	НКУ1	288.69		ВА52-39	630
3	ЩО	107.02		ВА51-35	250
4	ШРА1	353.5	ШНЛ-4У3	ВА52-39	630
5	ШРА2	547.7		ВА52-39	630
6	СП1	169.9		ВА52-35	250
7	1-2Секція	1098	ШНС-2У3	ВА55-43	1600
8	ШРА3	499.1		ВА52-39	630

Продовження таблиці 7.1

9	ШРА4	548.1		ВА52-39	630
10	СП16	135.9	ШНВ-3У3	ВА52-35	250
11	НКУ2	288.69		ВА52-39	630
12	Ввод2	2195		ВА75-45	2500

Обираю наступні шинопроводи по наступній умові:

$$I_{номШРА} \geq I_р \tag{7.1}$$

ШРА1 – ШРА-73-400У3

ШРА2 – ШРА-73-630У3

ШРА3 – ШРА-73-630У3

ШРА4 – ШРА-73-630У3

Перевіряю шинопроводи на втрату напруги:

$$\Delta U_{ШРА} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0{,}5 \cdot I_р \cdot l \cdot 100}{U^2_{ном}} \cdot (r_п \cdot \cos\varphi + x_п \cdot \sin\varphi) \tag{7.2}$$

де l - довжина шинопроводу.

$r_п, x_п$ - питомі активні та індуктивні опори. $Ом/км$

$$\Delta U_{ШРА1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0{,}5 \cdot 353{,}4 \cdot 60 \cdot 10^{-3} \cdot 100}{380^2} \cdot (0{,}45 \cdot 0{,}761 + 0{,}51 \cdot 0{,}649) = 0{,}009\%$$

$$\Delta U_{ШРА2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0{,}5 \cdot 547{,}6 \cdot 60 \cdot 10^{-3} \cdot 100}{380^2} \cdot (0{,}3 \cdot 0{,}761 + 0{,}39 \cdot 0{,}648) = 0{,}01\%$$

$$\Delta U_{ШРА3} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0{,}5 \cdot 499 \cdot 60 \cdot 10^{-3} \cdot 100}{380^2} \cdot (0{,}3 \cdot 0{,}764 + 0{,}39 \cdot 0{,}645) = 0{,}0086\%$$

$$\Delta U_{ШРА4} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0{,}5 \cdot 548 \cdot 60 \cdot 10^{-3} \cdot 100}{380^2} \cdot (0{,}3 \cdot 0{,}762 + 0{,}39 \cdot 0{,}648) = 0{,}009\%$$

Розрахункові значення є допустимими.

6.1 Вибір уставок захисних апаратів і провідників цехової мережі

Живильна мережа - це ділянка цехової мережі від РП-0.4 кВ до СП і ЩСУ.

Уставки автоматичних вимикачів вибираються за наступними умовами:

$$U_{номА} \geq U_с \tag{7.3}$$

$$I_{номА} \geq I_{розр} \tag{7.4}$$

$$I_{тепл.расц.} \geq I_р \tag{7.5}$$

$$I_{уст.тепл.расц} \geq k \cdot I_р \tag{7.6}$$

$$I_{ел.маг..расц} \geq 1{,}25 \cdot I_{пик} \tag{7.7}$$

де $I_{номА}$ - номінальний струм АВ.

$I_{тепл.расц}$ - номінальний струм теплового розчеплювача АВ;

$I_{ел.маг..расц}$ - струм електромагнітного відсічення;

$I_р$ - розрахунковий струм лінії;

$I_п$ - піковий струм лінії;

$$I_{пик} = I_р + (K_п - 1) \cdot I_{номmaxc} \quad (7.8)$$

$K_п$ - коефіцієнт пуску.

Для НКУ:

$$I_{ел.маг..расц} \geq 1{,}3 \cdot I_{НКУ} \quad (7.9)$$

Переріз КЛ вибирається за наступними умовами:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{pmax}}{k_{пр} \cdot k_{пер} \cdot k_{сер}}. \quad (7.10)$$

де $k_{пер} = 0{,}92$ - поправочний коефіцієнт.

$k_{пр} = 0{,}9$ - коефіцієнт. що враховує умови прокладки КЛ.

$k_{сер} = 1$ - коефіцієнт. що враховує вплив навколишнього середовища.

Вибір уставок АВ і перерізи КЛ наведені у таблиці 7.2

Таблиця 7.2. - Вибір уставок АВ і перерізів КЛ для живильної мережі

Найме-нування	Тип АВ	$I_{номА} \geq I_{розр}$	$I_{устт.тепл.расц} \geq k \cdot I_р$	$I_{ел.маг..расц} \geq 1{,}25 \cdot I_{пик}$	Кабель АВВГ	$I_{доп} \geq \frac{I_{pmax}}{k_{пр} \cdot k_{пер} \cdot k_{сер}}$
Ввод1	ВА75-45	$2501 \geq 2195$	$2501 \geq 2414$	$5001 \geq 2843.8$	-	-
НК1	ВА52-39	$631 \geq 288.69$	$401 \geq 314.9$	$4001 \geq 375.29$	3х185+1х95	$386 \geq 348.66$
ЩО	ВА51-35	$251 \geq 107.02$	$201 \geq 117.8$	$2501 \geq 133.77$	3х35+1х25	$141 \geq 133.77$
ШРА1	ВА52-39	$401 \geq 353.5$	$401 \geq 388.8$	$4001 \geq 517.8$	2х(3х95+1х50)	$2х256 \geq 427.82$

Продовження таблиці 7.2

ШРА2	ВА52-39	631 ≥ 547.7	631 ≥ 602.5	6301 ≥ 851.48	2х(3х150+1х75)	2х335 ≥ 661.35
СП1	ВА52-35	251 ≥ 169.9	201 ≥ 187.9	2501 ≥ 313.55	3х70+1х35	210 ≥ 205.07
1-2Секція	ВА55-43	1601 ≥ 1098	1601 ≥ 1207	3201 ≥ 1410.05	-	-
ШРА3	ВА52-39	631 ≥ 498	631 ≥ 548.8	6301 ≥ 725.05	2х(3х150+1х75)	2х335 ≥ 602.66
ШРА4	ВА52-39	631 ≥ 549	631 ≥ 602.9	6301 ≥ 787.28	2х(3х150+1х75)	2х335 ≥ 661.8
СП2	ВА52-35	251 ≥ 135.9	251 ≥ 149.5	2501 ≥ 245.73	3х50+1х25	175 ≥ 164.01
НКУ2	ВА52-39	631 ≥ 288.69	401 ≥ 314.6	4001 ≥ 375.29	3х185+1х95	385 ≥ 348.65
Ввод2	ВА75-45	2501 ≥ 2195	2501 ≥ 2414	5001 ≥ 2843.8	-	-

Для розподільчої мережі вибираємо провід АПВ. силові пункти та шинопроводи з запобіжниками типу ПН.

Номінальний струм плавкої вставки вибирається за умовами:

$$U_{номПР} \geq U_{ном.с} \tag{7.11}$$

$$I_{номПР} \geq I_{ном.ел.} \tag{7.12}$$

$$I_{ном.пл.вст} \geq \frac{I_{пик}}{K} \tag{7.13}$$

де $I_п$ - пусковий або піковий струм.

К – умови пуску. К=2.5 – для легкого пуску. К=1.6 – для важкого.

$$I''_k \geq 3 \cdot I_{ном.пл.вст.} \tag{7.14}$$

Переріз проводів АПВ вибирається за умовою:

$$I_{дл.доп} \geq I_{ном.ел.} \tag{7.15}$$

Таблиця 7.3 - Вибір уставок запобіжників і перерізів проводів розподільчої мережі

Вузол	№п/п ЕП	Тип запобіж.	$I_{ном ПР} \geq I_{ном ЕП}$	$I_{ном.пл.вст} \geq \frac{I_п}{K}$	Переріз проводу АПВ. $мм^2$	$I_{дл.доп} \geq I_{ном.ЕП}$
ШРА1	1	ПН2-100	100 ≥ 60.774	30 ≥ 24.309	3x25+1x16	65 ≥ 60.774
	2	ПН2-100	100 ≥ 18.992	40 ≥ 37.984	3x4+1x2.5	21 ≥ 18.992
	3	ПН2-100	100 ≥ 40.516	30 ≥ 17.206	3x16+1x8	55 ≥ 40.516
	4	ПН2-100	100 ≥ 40.516	30 ≥ 17.206	3x16+1x8	55 ≥ 40.516
	5	ПН2-100	100 ≥ 20.258	30 ≥ 8.1032	3x5+1x3	24 ≥ 20.258
	6	ПН2-100	100 ≥ 18.992	40 ≥ 37.984	3x4+1x2.5	21 ≥ 18.992
	7	ПН2-100	100 ≥ 60.774	30 ≥ 24.309	3x25+1x16	65 ≥ 60.774
	8	ПН2-100	100 ≥ 40.516	30 ≥ 17.206	3x16+1x8	55 ≥ 40.516
	9	ПН2-100	100 ≥ 13.294	30 ≥ 27.589	3x2.5	16 ≥ 13.294
	10	ПН2-100	100 ≥ 60.774	30 ≥ 24.309	3x25+1x16	65 ≥ 60.774
	11	ПН2-250	250 ≥ 60.774	150 ≥ 121.55	3x25+1x16	65 ≥ 60.774
	12	ПН2-250	250 ≥ 60.774	150 ≥ 121.55	3x25+1x16	65 ≥ 60.774
	13	ПН2-250	250 ≥ 60.774	150 ≥ 121.55	3x25+1x16	65 ≥ 60.774
	14	ПН2-100	100 ≥ 42.542	100 ≥ 85.083	3x16+1x8	55 ≥ 42.542
	15	ПН2-100	100 ≥ 42.542	100 ≥ 85.083	3x16+1x8	55 ≥ 42.542
	16	ПН2-100	100 ≥ 42.542	100 ≥ 85.083	3x16+1x8	55 ≥ 42.542
	17	ПН2-100	100 ≥ 18.992	40 ≥ 37.984	3x4+1x2.5	21 ≥ 18.992
	18	ПН2-100	100 ≥ 21.271	50 ≥ 42.542	3x6+1x44	24 ≥ 21.271
	19	ПН2-100	100 ≥ 21.271	50 ≥ 42.542	3x6+1x4	24 ≥ 21.271
	20	ПН2-100	100 ≥ 21.271	50 ≥ 42.542	3x6+1x4	24 ≥ 21.271
	21	ПН2-100	100 ≥ 21.271	50 ≥ 42.542	3x6+1x4	24 ≥ 21.271
	22	ПН2-100	100 ≥ 21.271	50 ≥ 42.542	3x6+1x3	24 ≥ 21.271
	23	ПН2-100	100 ≥ 13.294	30 ≥ 27.589	3x2.5	16 ≥ 13.294
	50	ПН2-100	100 ≥ 31.45	50 ≥ 49.141	3x8+1x4	32 ≥ 31.45
	51	ПН2-100	100 ≥ 31.45	50 ≥ 49.141	3x8+1x4	32 ≥ 31.45

Продовження табл. 7.1

ШРА2	24	ПН2-100	100 ≥ 20.258	30 ≥ 8.1032	3x5+1x3	24 ≥ 20.258
	25	ПН2-100	100 ≥ 20.258	30 ≥ 8.1032	3x5+1x3	24 ≥ 20.258
	26	ПН2-100	100 ≥ 13.294	30 ≥ 27.589	3x2.5	16 ≥ 13.294
	27	ПН2-100	100 ≥ 40.516	30 ≥ 17.206	3x16+1x8	55 ≥ 40.516
	28	ПН2-100	100 ≥ 20.258	30 ≥ 8.1032	3x4+1x2.5	21 ≥ 20.258
	29	ПН2-100	100 ≥ 20.258	30 ≥ 8.1032	3x4+1x2.5	21 ≥ 20.258
	30	ПН2-100	100 ≥ 18.992	40 ≥ 37.984	3x4+1x2.5	21 ≥ 18.992
	31	ПН2-100	100 ≥ 20.258	30 ≥ 8.1032	3x4+1x2.5	21 ≥ 20.258
	32	ПН2-100	100 ≥ 13.674	30 ≥ 27.348	3x2.5	16 ≥ 13.674
	33	ПН2-100	100 ≥ 13.674	30 ≥ 27.348	3x2.5	16 ≥ 13.674
	34	ПН2-250	250 ≥ 60.774	150 ≥ 121.55	3x25+1x16	65 ≥ 60.774
	35	ПН2-250	250 ≥ 60.774	150 ≥ 121.55	3x25+1x16	65 ≥ 60.774
	36	ПН2-250	250 ≥ 60.774	150 ≥ 121.55	3x25+1x16	65 ≥ 60.774
	37	ПН2-100	100 ≥ 42.542	100 ≥ 85.083	3x16+1x8	55 ≥ 42.542
	38	ПН2-100	100 ≥ 13.294	30 ≥ 27.589	3x2.5	16 ≥ 13.294
	39	ПН2-100	100 ≥ 21.271	50 ≥ 42.542	3x6+1x4	26 ≥ 21.271
	40	ПН2-100	100 ≥ 21.271	50 ≥ 42.542	3x6+1x4	26 ≥ 21.271
	41	ПН2-100	100 ≥ 21.271	50 ≥ 42.542	3x6+1x4	26 ≥ 21.271
	42	ПН2-100	100 ≥ 18.992	40 ≥ 37.984	3x4+1x2.5	21 ≥ 18.992
	43	ПН2-100	100 ≥ 21.271	50 ≥ 42.542	3x6+1x4	26 ≥ 21.271
	44	ПН2-100	100 ≥ 21.271	50 ≥ 42.542	3x6+1x4	26 ≥ 21.271
	45	ПН2-100	100 ≥ 42.542	100 ≥ 85.083	3x16+1x8	55 ≥ 42.542
	46	ПН2-100	100 ≥ 42.542	100 ≥ 85.083	3x16+1x8	55 ≥ 42.542
	47	ПН2-100	100 ≥ 42.542	100 ≥ 85.083	3x16+1x8	55 ≥ 42.542
	48	ПН2-100	100 ≥ 42.542	100 ≥ 85.083	3x16+1x8	55 ≥ 42.542
	49	ПН2-100	100 ≥ 18.992	40 ≥ 37.984	3x4+1x2.5	21 ≥ 18.992
	52	ПН2-100	100 ≥ 13.294	30 ≥ 27.589	3x2.5	16 ≥ 13.294
	53	ПН2-100	100 ≥ 40.516	30 ≥ 17.206	3x16+1x8	55 ≥ 40.516
	54	ПН2-100	100 ≥ 8.5463	30 ≥ 17.093	3x2.5	16 ≥ 8.5463
	55	ПН2-100	100 ≥ 30.387	30 ≥ 12.155	1x8+1x4	32 ≥ 30.387
	56	ПН2-250	250 ≥ 75.967	200 ≥ 151.93	3x50+1x25	105 ≥ 75.967
	57	ПН2-100	100 ≥ 30.387	30 ≥ 12.155	1x8+1x4	32 ≥ 30.387
	58	ПН2-100	100 ≥ 30.387	30 ≥ 12.155	1x8+1x4	32 ≥ 30.387
	59	ПН2-100	100 ≥ 30.387	30 ≥ 12.155	1x8+1x4	32 ≥ 30.387
	60	ПН2-100	100 ≥ 13.294	30 ≥ 27.589	3x2.5	16 ≥ 13.294
	61	ПН2-100	100 ≥ 40.516	30 ≥ 17.206	3x16+1x8	55 ≥ 40.516

Продовження табл. 7.1

	62	ПН2-100	100 ≥ 40.516	30 ≥ 17.206	3x16+1x8	55 ≥ 40.516
	63	ПН2-100	100 ≥ 8.5463	30 ≥ 17.093	3x2.5	16 ≥ 8.5463
	64	ПН2-100	100 ≥ 40.516	30 ≥ 17.206	3x16+1x8	55 ≥ 40.516
	65	ПН2-100	100 ≥ 13.294	30 ≥ 27.589	3x2.5	16 ≥ 13.294
	66	ПН2-100	100 ≥ 20.258	30 ≥ 8.1032	3x4+1x2.5	21 ≥ 20.258
	67	ПН2-100	100 ≥ 30.387	30 ≥ 12.155	1x8+1x4	32 ≥ 30.387
	81	ПН2-100	100 ≥ 31.45	50 ≥ 49.141	1x8+1x4	32 ≥ 31.45
ШРА3	68	ПН2-100	100 ≥ 30.387	30 ≥ 12.155	1x8+1x4	32 ≥ 30.387
	69	ПН2-250	250 ≥ 75.967	200 ≥ 151.93	3x50+1x25	105 ≥ 75.967
	70	ПН2-100	100 ≥ 20.258	30 ≥ 8.1032	3x4+1x2.5	21 ≥ 20.258
	71	ПН2-100	100 ≥ 20.258	30 ≥ 8.1032	3x4+1x2.5	21 ≥ 20.258
	72	ПН2-100	100 ≥ 20.258	30 ≥ 8.1032	3x4+1x2.5	21 ≥ 20.258
	73	ПН2-100	100 ≥ 13.294	30 ≥ 27.589	3x2.5	16 ≥ 13.294
	74	ПН2-100	100 ≥ 20.258	30 ≥ 8.1032	3x4+1x2.5	21 ≥ 20.258
	75	ПН2-100	100 ≥ 8.5463	30 ≥ 17.093	3x2.5	16 ≥ 8.5463
	76	ПН2-100	100 ≥ 20.258	30 ≥ 8.1032	3x4+1x2.5	21 ≥ 20.258
	77	ПН2-100	100 ≥ 13.294	30 ≥ 27.589	3x2.5	16 ≥ 13.294
	78	ПН2-100	100 ≥ 20.258	30 ≥ 8.1032	3x4+1x2.5	21 ≥ 20.258
	79	ПН2-100	100 ≥ 20.258	30 ≥ 8.1032	3x4+1x2.5	21 ≥ 20.258
	80	ПН2-100	100 ≥ 13.294	30 ≥ 27.589	3x2.5	16 ≥ 13.294
	82	ПН2-100	100 ≥ 22.79	50 ≥ 45.58	3x6+1x4	24 ≥ 22.79
	83	ПН2-100	100 ≥ 81.032	40 ≥ 32.413	3x50+1x25	105 ≥ 81.032
	84	ПН2-100	100 ≥ 81.032	40 ≥ 32.413	3x50+1x25	105 ≥ 81.032
	85	ПН2-100	100 ≥ 81.032	40 ≥ 32.413	3x50+1x25	105 ≥ 81.032
	86	ПН2-100	100 ≥ 13.294	30 ≥ 27.589	3x2.5	16 ≥ 13.294
	87	ПН2-100	100 ≥ 24.309	30 ≥ 9.7238	1x6+1x4	26 ≥ 24.309
	88	ПН2-100	100 ≥ 24.309	30 ≥ 9.7238	1x6+1x4	26 ≥ 24.309
	89	ПН2-100	100 ≥ 24.309	30 ≥ 9.7238	1x6+1x4	26 ≥ 24.309
	90	ПН2-100	100 ≥ 13.674	30 ≥ 27.348	3x2.5	16 ≥ 13.674
	91	ПН2-100	100 ≥ 30.387	80 ≥ 60.774	1x8+1x4	32 ≥ 30.387
	92	ПН2-100	100 ≥ 30.387	80 ≥ 60.774	1x8+1x4	32 ≥ 30.387
	93	ПН2-100	100 ≥ 30.387	80 ≥ 60.774	1x8+1x4	32 ≥ 30.387
	94	ПН2-100	100 ≥ 22.79	50 ≥ 45.58	3x6+1x4	26 ≥ 22.79
	95	ПН2-100	100 ≥ 42.542	100 ≥ 85.083	3x16+1x8	55 ≥ 42.542
	96	ПН2-100	100 ≥ 42.542	100 ≥ 85.083	3x16+1x8	55 ≥ 42.542

Продовження табл. 7.1

	97	ПН2-100	100 ≥ 42.542	100 ≥ 85.083	3x16+1x8	55 ≥ 42.542
	98	ПН2-100	100 ≥ 42.542	100 ≥ 85.083	3x16+1x8	55 ≥ 42.542
	116	ПН2-100	100 ≥ 31.45	50 ≥ 49.141	1x8+1x4	32 ≥ 31.45
ШРА4	99	ПН2-100	100 ≥ 50.645	30 ≥ 20.258	3x16+1x8	55 ≥ 50.645
	100	ПН2-100	100 ≥ 50.645	30 ≥ 20.258	3x16+1x8	55 ≥ 50.645
	101	ПН2-100	100 ≥ 22.79	50 ≥ 45.58	3x6+1x4	26 ≥ 22.79
	102	ПН2-100	100 ≥ 24.309	30 ≥ 9.7238	1x6+1x4	26 ≥ 24.309
	103	ПН2-100	100 ≥ 24.309	30 ≥ 9.7238	1x6+1x4	26 ≥ 24.309
	104	ПН2-100	100 ≥ 13.294	30 ≥ 27.589	3x2.5	16 ≥ 13.294
	105	ПН2-100	100 ≥ 24.309	30 ≥ 9.7238	1x6+1x4	26 ≥ 24.309
	106	ПН2-100	100 ≥ 30.387	80 ≥ 60.774	1x8+1x4	32 ≥ 30.387
	107	ПН2-100	100 ≥ 30.387	80 ≥ 60.774	1x8+1x4	32 ≥ 30.387
	108	ПН2-100	100 ≥ 30.387	80 ≥ 60.774	1x8+1x4	32 ≥ 30.387
	109	ПН2-100	100 ≥ 13.674	30 ≥ 27.348	3x2.5	16 ≥ 13.674
	110	ПН2-100	100 ≥ 13.294	30 ≥ 27.589	3x2.5	16 ≥ 13.294
	111	ПН2-100	100 ≥ 13.674	30 ≥ 27.348	3x2.5	16 ≥ 13.674
	112	ПН2-100	100 ≥ 13.674	30 ≥ 27.348	3x2.5	16 ≥ 13.674
	113	ПН2-100	100 ≥ 13.674	30 ≥ 27.348	3x2.5	16 ≥ 13.674
	114	ПН2-100	100 ≥ 13.674	30 ≥ 27.348	3x2.5	16 ≥ 13.674
	115	ПН2-100	100 ≥ 13.674	30 ≥ 27.348	3x2.5	16 ≥ 13.674
	117	ПН2-100	100 ≥ 27.589	60 ≥ 53.177	1x8+1x4	32 ≥ 27.589
	118	ПН2-100	100 ≥ 40.516	30 ≥ 17.206	3x16+1x8	55 ≥ 40.516
	119	ПН2-100	100 ≥ 40.516	30 ≥ 17.206	3x16+1x8	55 ≥ 40.516
	120	ПН2-100	100 ≥ 27.589	60 ≥ 53.177	1x8+1x4	32 ≥ 27.589
	121	ПН2-100	100 ≥ 81.032	40 ≥ 32.413	3x50+1x25	105 ≥ 81.032
	122	ПН2-100	100 ≥ 60.774	30 ≥ 24.309	3x25+1x16	65 ≥ 60.774
	123	ПН2-100	100 ≥ 27.589	60 ≥ 53.177	1x8+1x4	32 ≥ 27.589
	124	ПН2-100	100 ≥ 40.516	30 ≥ 17.206	3x16+1x8	55 ≥ 40.516
	125	ПН2-100	100 ≥ 27.589	60 ≥ 53.177	1x8+1x4	32 ≥ 27.589
	126	ПН2-100	100 ≥ 81.032	40 ≥ 32.413	3x50+1x25	105 ≥ 81.032
	127	ПН2-100	100 ≥ 81.032	40 ≥ 32.413	3x50+1x25	105 ≥ 81.032
	128	ПН2-100	100 ≥ 18.992	40 ≥ 37.984	3x4+1x2.5	21 ≥ 18.992

Продовження табл. 7.1

	139	ПН2-100	100 ≥ 31.45	50 ≥ 49.141	1x8+1x4	32.1 ≥ 31.46
СП1	129	ПН2-100	100 ≥ 60.774	30 ≥ 24.309	3x25+1x16	65.2 ≥ 60.785
	130	ПН2-100	100 ≥ 18.992	40 ≥ 37.984	3x4+1x2.5	21.6 ≥ 18.983
	131	ПН2-100	100 ≥ 60.774	30 ≥ 24.309	3x25+1x16	65.7 ≥ 60.873
	132	ПН2-100	100 ≥ 81.032	40 ≥ 32.413	3x50+1x25	105.1 ≥ 81.131
	133	ПН2-100	100 ≥ 18.992	40 ≥ 37.984	3x4+1x2.5	21.5 ≥ 18.999
СП2	134	ПН2-100	100 ≥ 60.774	30 ≥ 24.309	3x25+1x16	65.3 ≥ 60.765
	135	ПН2-100	100 ≥ 60.774	30 ≥ 24.309	3x25+1x16	65.1 ≥ 60.665
	136	ПН2-100	100 ≥ 18.992	40 ≥ 37.984	3x4+1x2.5	21.4 ≥ 18.983
	137	ПН2-100	100 ≥ 40.516	30 ≥ 17.206	3x16+1x8	55.7 ≥ 40.527
	138	ПН2-100	100 ≥ 40.516	30 ≥ 17.206	3x16+1x8	55.9 ≥ 40.527

Для комутації кіл кранових установок обираю ящики силові з рубильником та запобіжником типу ЯРП-100 (з рубильником типу ВР32-31 та запобіжником ПН2-100).

7.2 Розрахунок мережі освітлення

Для освітлення приймаємо радіально-магістральну схему живленням щита освітлення (ЩО) типу ПР 8501 з автоматичним вимикачем серії ВА51-31 від РП-0.4 кВ.

Групові щити освітлення ЯОУ 8501 з вимикачами АЕ-1031 живляться від щитка освітлення по радіальних лініях. Живлення світильників здійснюється по магістральним схемам (рис. 7.1).

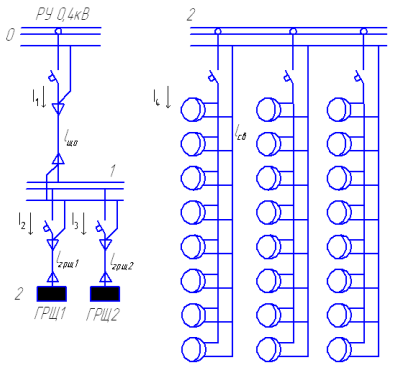


Рисунок 7.1 – Розрахункова схема мережі освітлення

Визначаємо струми на ділянках мережі:

$$I_1 = \frac{\sqrt{P^2_{розр} + Q^2_{розр}}}{\sqrt{3} \cdot U} \tag{7.16}$$

$$I_1 = \frac{\sqrt{41{,}74^2 + 56{,}73^2}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 107{,}01A$$

$$I_{2,3,4,5} = \frac{P_{рГРЩ}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot cos\varphi} \tag{7.17}$$

$$I_{2,3,4,5} = \frac{9{,}678}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38 \cdot 0{,}6} = 24{,}51A$$

$$I_6 = \frac{3{,}03}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38 \cdot 0{,}5} = 9{,}21A$$

$$I_7 = \frac{P_{ном.св} \cdot n_{св}}{\sqrt{3} \cdot U_ф \cdot cos\varphi} \tag{7.18}$$

$$I_7 = \frac{400 \cdot 8 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}22 \cdot 0{,}6} = 13{,}99A$$

Для QF1 вибираємо автоматичний вимикач типу ВА52-33.

$$I_{уст.тел.розч.} = 125A \geq I_р \cdot k = 107{,}01 \cdot 1{,}1 = 117{,}71A$$

$$I_{дл.доп.} = 140A > \begin{cases} I_{розр} = 107{,}01A \\ I_{уст..тел.розч.} = 125A \end{cases}$$

Обираємо КЛ АВВГ 3х35+1х25.

Для QF2. QF3. QF4. QF5 приймаємо автоматичні вимикачі типу ВА51-31.

$$I_{уст..теп.рзч.} = 31{,}5A \geq I_р \cdot k = 24{,}51 \cdot 1{,}25 = 30{,}64A$$

$$I_{дл.доп.} = 38A > \begin{cases} I_{розр} = 24{,}51A \\ I_{уст..теп.рзч.} = 31{,}5A \end{cases}$$

Обираємо КЛ АВВГ 3х4+1х2.5

Для QF6 приймаємо автоматичний вимикач типу ВА51-31.

$$I_{уст..теп.рзч.} = 16A \geq I_р \cdot k = 9{,}21 \cdot 1{,}25 = 11{,}51A$$

$$I_{дл.доп.} = 29A > \begin{cases} I_{розр} = 9{,}21A \\ I_{уст.теп.рзч.} = 19A \end{cases}$$

Обираємо КЛ АВВГ 4х2.5.

Для QF7 приймаємо автоматичний вимикач типу АЕ2036

$$I_{устном.террозч} = 20A \geq I_р \cdot k = 13{,}99 \cdot 1{,}25 = 17{,}49A$$

$$I_{дл.доп.} = 21A > \begin{cases} I_{розр} = 13{,}99A \\ I_{уст.теп.рзч.} = 20A \end{cases}$$

Обираємо провід АПВ 2х4.

Перевіряємо обрані перерізи за втратами напруги:

$$\Delta U_{01} = \frac{\sum P_{ном.св.} \cdot L_{що}}{F_1 \cdot C} \quad (7.19)$$

$$\Delta U_{01} = \frac{41{,}74 \cdot 6}{35 \cdot 46} = 0{,}16\%$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{рГРЩ\backslash} \cdot L_{ГРЩ\backslash}}{F_2 \cdot C} \quad (7.20)$$

$$\Delta U_{12} = \frac{9{,}678 \cdot 43}{4 \cdot 46} = 2{,}26\%$$

$$\Delta U_{23} = \frac{\sum P_{ном.св.} \cdot L_{свi}}{F_{23} \cdot C} \quad (7.21)$$

$$\Delta U_{23} = \frac{0{,}4 \cdot 74{,}7}{4 \cdot 46} = 0{,}16\%$$

Втрати напруги в трансформаторі:

$$\Delta U_{тр} = \Delta U_a \cdot \cos\varphi + k_{зг}^2 \cdot \Delta U_{pmin} \cdot \sin\varphi \quad (7.22)$$

де ΔU_a. ΔU_p - активні й реактивна складові напруги

$$\Delta U_a = \frac{\Delta P_k}{10 \cdot S_{ном.тр.}} \quad (7.23)$$

$$\Delta U_a = \frac{11}{10 \cdot 1000 \cdot 10^{-3}} = 1{,}1\%$$

$$\Delta U_p = \sqrt{U_k^2 - \Delta U_a^2} \tag{7.24}$$

$$\Delta U_p = \sqrt{5{,}5^2 - 1{,}1^2} = 5{,}39\%$$

$$\Delta U_{тр} = 1{,}1 \cdot 0{,}74 + 0{,}79^2 \cdot 5{,}39 \cdot 0{,}67 = 3{,}06\%$$

Втрати напруги у найбільш віддаленого світильника:

$$\Delta U_{св} = 5 - \Delta U_т - \Delta U_{01} - \Delta U_{12} - \Delta U_{23} \tag{7.25}$$

$$\Delta U_{св} = 5 - 3{,}06 - 0{,}16 - 2{,}26 - 0{,}16 = -0{,}64\%$$

$$-2{,}5\% \le \Delta U_{св} \le 5\%$$

Втрати напруги у найбільш віддаленого світильника менші ніж 5%. та складають -0.64%. що припустимо.

7.4 Вибір тролейних ліній

Визначаємо номінальний і пусковий струми для двигуна максимальної потужності:

$$I_{ном.мах} = \frac{P_{ном.мах}}{\cos\gamma \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot \eta} \tag{7.26}$$

$$I_{пуск} = I_{ном.max} \cdot K_n \tag{7.27}$$

Для двигуна максимальної потужності мостового крану:

$$I_{ном.max} = \frac{11 \cdot \sqrt{0,25}}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,9} = 11,61A.$$

$$I_{пик} = 11,61 \cdot 5 = 58,03A$$

Споживча потужність для кранової установки:

$$P_{потр} = \frac{\sum(P_{уст} \cdot \sqrt{ПВ})}{\eta} \tag{7.28}$$

Для мостового крану в першому прольоті А-В:

$$P_{потр} = \frac{2 \cdot 20,7 \cdot \sqrt{0,25}}{0,9} = 23кВт$$

Для мостових кранів у другому. третьому та четвертому прольотах:

$$P_{потр} = \frac{20,7 \cdot \sqrt{0,25}}{0,9} = 11,5кВт$$

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{(K_c \cdot P_{пот})^2 + (K_c \cdot P_{пот} \cdot tg\gamma)^2}}{\sqrt{3} \cdot U} \tag{7.29}$$

$K_c = 0{,}4$ - при підключенні одного крану.

$K_c = 0{,}3 - 0{,}35$ - при підключенні двох та більше.

$tg\varphi$ - визначається залежно від коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ ЕД кранових установок.

Для мостового крану в першому прольоті А-В:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{(0{,}35 \cdot 23)^2 + (0{,}35 \cdot 23 \cdot 1{,}33)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 20{,}35A$$

Для мостових кранів у другому. третьому та четвертому прольотах:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{(0{,}4 \cdot 11{,}5)^2 + (0{,}4 \cdot 11{,}5 \cdot 1{,}33)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 11{,}63A$$

Для троллеї приймаємо кутову сталь 40х40х5

$$I_{дл.доп.} = 120A \geq I_{расч} = 20{,}35A$$

$$I_{дл.доп.} = 120A \geq I_{расч} = 11{,}63A$$

При підживленні від середини розрахункова довжина тролеї:

$$L_{тр.р.} = \frac{A - 2 \cdot l_{мз}}{2} \qquad (7.30)$$

$$L_{тр.р.} = \frac{72 - 2 \cdot 1{,}5}{2} = 34{,}5м$$

Втрати напруги в тролеях:

$$\Delta U_T = \frac{\Delta e I_{пик} \cdot L_{тр.т.}}{10000} \quad (7.31)$$

$$I_{пик} = I_р + I_{пуск.max} - I_{ном.max}$$

Для тролей у першому прольоті:

$$I_{пик} = 20{,}35 + 58{,}03 - 11{,}61 = 66{,}77A$$

$$\Delta U_T = \frac{8{,}7 \cdot 66{,}77 \cdot 34{,}5}{10000} = 2\%$$

Для тролей у другому. третьому та четвертому прольотах:

$$I_{пик} = 11{,}63 + 58{,}03 - 11{,}61 = 58{,}05A$$

$$\Delta U_T = \frac{8{,}7 \cdot 58{,}05 \cdot 34{,}5}{10000} = 1{,}74\%$$

Для підключення тролейних ліній використовуються силові ящики типу ЯРП. укомплектовані запобіжниками ПН-2 та рубильниками РТ1-32

Для ЯРП1 струм плавкої вставки запобіжника ПН-2:

$$I_{ном.пл.вст.} \geq \frac{I_{кр}}{1{,}6}$$

$$I_{ном.пл.вст.} \geq \frac{66{,}77}{1{,}6} = 41{,}73A$$

Приймаємо $I_{ном.пл.вст.} = 50A$ для запобіжника ПН2-100.

Для ЯРП2. ЯРП3. ЯРП4 струм плавкої вставки запобіжника ПН-2:

$$I_{ном.пл.вст.} \geq \frac{58,05}{1,6} = 36,28A$$

Приймаємо $I_{ном.пл.вст.} = 40A$ для запобіжника ПН2-100.

Переріз провідника. що живить лінію. обирається за умовою довготривалого допустимого нагріву:

$$I_{дл.доп.} \geq I_{р} \tag{7.32}$$

$$I_{дл.доп.} \geq I_{ном.т..р} \tag{7.33}$$

Для підживлення тролеї у першому прольоті обираємо кабель АВВГ (3х10+1х6).

$$I_{дл.доп.} = 70A > \begin{cases} I_{розр} = 49,8A \\ I_{ном.теп.рвч.} = 63A \end{cases}$$

Для підживлення тролеї у другому. третьому та четвертому прольотах обираємо кабель АВВГ (3х4+1х2.5).

$$I_{дл.доп.} = 38A > \begin{cases} I_{розр} = 24,9A \\ I_{ном.теп.рвч.} = 31,5A \end{cases}$$

8 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 Рис.8.1 наприкінці розділу.

Розрахуємо індуктивні та активні опори прямої послідовності елементів схеми.

Визначимо опір системи за формулою:

$$X_c = \frac{U_{НН}{}^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I'' \cdot U_{ВН}} \tag{8.1}$$

де I″ - надперехідний струм КЗ. $I'' = 14{,}3$ 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.

$$X_c = \frac{0{,}4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 14{,}3 \cdot 10} = 0{,}646 мОм$$

Визначимо опір для кабельної лінії:

$$r_{КЛ} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \right)^2 \tag{8.2}$$

$$x_{КЛ} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \right)^2 \tag{8.3}$$

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

l - довжина кабельної лінії. $1 = 35$ м.

Для кабелю марки ААШв питомі опори складають $r_0 = 0{,}447$ Ом/км. $X_0 = 0{,}086$ Ом/км [4]. За формулами (8.2). (8.3) визначимо опори:

$$R_{кл} = 0{,}447 \cdot 35 \cdot (\frac{0{,}4}{10})^2 = 0{,}025 мОм$$

$$X_{кл} = 0{,}086 \cdot 35 \cdot (\frac{0{,}4}{10})^2 = 0{,}0048 мОм$$

Визначимо активний опір трансформатора:

$$R_m = \frac{\Delta P_к \cdot U^2_{ном НН}}{S^2_{ном Т}} \quad (8.4)$$

$$R_m = \frac{11 \cdot 0{,}4^2}{I^2} = 1{,}76 мОм$$

Визначимо повний опір трансформатора:

$$z_{тр} = \frac{U_К \cdot U^2_{НН}}{S_{ном.тр}} \cdot 10 \quad (8.5)$$

де U_K - напруга КЗ. %;

S_H - номінальна потужність трансформатора. МВА.

Для трансформатора ТМ-1000/10/0.4 $U_k = 5{,}5$ %.

$$Z_m = \frac{5{,}5 \cdot 0{,}4^2}{l} \cdot 10 = 8{,}8 мОм$$

Визначимо реактивний опір трансформатора:

$$x_{тр} = \sqrt{z_{тр}^2 - r_{тр}^2} \tag{8.6}$$

$$X_T = \sqrt{8{,}8^2 - 1{,}76^2} = 8{,}622 мОм$$

Для трансформатора струму з коефіцієнтом трансформації 1000/5 опір не враховується.

Кабель марки АВВГ (3х50+1х25). l=100м

$$r_{кл1} = r_0 \cdot l_{кл1} \tag{8.7}$$

$$r_{кл1} = 0{,}625 \cdot 100 = 62{,}5 мОм$$

$$x_{кл1} = x_0 \cdot l_{кл1} \tag{8.8}$$

$$x_{кл1} = 0{,}0625 \cdot 100 = 6{,}25 мОм$$

Опір петлі 0-ї фази:

$$r_{(0)к0)} = r_{0(0)} \cdot l_{кл1} \tag{8.9}$$

$$r_{(0)к0)} = 1{,}25 \cdot 100 = 125 мОм$$

$$x_{(0)к0)} = x_{0(0)} \cdot l_{кл1} \tag{8.10}$$

$$x_{(0)к0)} = 0{,}0662 \cdot 100 = 6{,}62 мОм$$

Провід АПВ (3х16+1х8). l=9м

$$r_{пр1} = r_0 \cdot l_{пр1} \tag{8.11}$$

$$r_{пр1} = 1{,}95 \cdot 9 = 17{,}55 мОм$$

$$x_{пр1} = x_0 \cdot l_{пр1} \tag{8.12}$$

$$x_{пр1} = 0{,}0675 \cdot 9 = 0{,}608 мОм$$

Опір петлі 0-ї фази:

$$r_{(0)п0)} = r_{0(0)} \cdot l_{пр1} \tag{8.13}$$

$$r_{(0)п0)} = 3{,}91 \cdot 9 = 35{,}19 мОм$$

$$x_{(0)п0)} = x_{0(0)} \cdot l_{пр1} \tag{8.14}$$

$$x_{(0)п0)} = 0{,}0815 \cdot 9 = 0{,}7335 мОм$$

$$r_{пф0кл1} = r_{кл1} + r_{(0)к0)} = 62{,}5 + 125 = 187{,}5 мОм$$

$$x_{пф0кл1} = x_{кл1} + x_{(0)к0)} = 6{,}25 + 6{,}62 = 12{,}87 мОм$$

$$r_{пф0пр1} = r_{пр1} + r_{(0)п0)} = 17{,}55 + 35{,}19 = 52{,}74 мОм$$

$$x_{пф0пр1} = x_{пр1} + x_{(0)п0)} = 0{,}608 + 0{,}7335 = 1{,}342 мОм$$

$$r_{пер1} = 15 мОм$$

$$r_{пер2} = 5 мОм$$

$$r_{перз} = 5мОм$$

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

$$r_a = 0{,}13мОм$$

$$x_a = 0{,}07мОм$$

$$r_{TA} = 0{,}75мОм$$

$$x_{TA} = 1{,}2мОм$$

Знайдемо значення струму трифазного КЗ для точки К1:

$$r_{К1} = r_{кл} + r_T + r_a + r_{TA} + r_{пер1} \tag{8.15}$$

$$r_{К1} = 0{,}025 + 1{,}76 + 0{,}13 + 0{,}75 + 15 = 17{,}665мОм$$

$$x_{К1} = X_{кл} + X_T + x_a + x_{TA} + X_c \tag{8.16}$$

$$x_{К1} = 0{,}0048 + 8{,}622 + 0{,}07 + 1{,}2 + 0{,}646 = 10{,}543мОм$$

$$Z_{k1} = \sqrt{r^2{}_{к1} + x^2_{к1}} \tag{8.17}$$

$$Z_{k1} = \sqrt{17{,}665^2 + 10{,}543^2} = 20{,}572мОм$$

$$I'' = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot z_{К1}} \tag{8.18}$$

$$I'' = \frac{0{,}38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20{,}572} = 10{,}665кА$$

Визначимо ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I'' \tag{8.19}$$

де K_y - ударний коефіцієнт

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \tag{8.20}$$

$$Ta = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma} \tag{8.21}$$

$$Ta = \frac{10,543}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 17,665} = 0,0019$$

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0019}} = 1,005$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,005 \cdot 10,665 = 15,158 кА$$

Розрахунок струму однофазного КЗ:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\Phi}{Z_{nmф0}} \tag{8.22}$$

Опори знижувального трансформатора із вторинною напругою 0.4кВ при схемі з'єднання обмоток Δ / Y_i :

$$r_T^{(1)} = 5{,}7 мОм;\ x_T^{(1)} = 25{,}6 мОм$$

$$r_{птфОК1} = r_T^{(1)} + 2 \cdot r_{пер1} \tag{8.23}$$

$$x_{птфОК1} = x_T^{(1)} \tag{8.24}$$

$$r_{птфО} = 5{,}7 + 2 \cdot 15 = 35{,}7 мОм$$

$$x_{птфО} = 25{,}6 мОм$$

$$z_{птфО} = \sqrt{r_{пф0к1}^2 + x_{пф0к1}^2} = \sqrt{35{,}7^2 + 25{,}6^2} = 43{,}93 мОм$$

$$I_K^{(1)} = \frac{220}{43{,}93} = 5{,}01 кА$$

Перевірка вводного вимикача ВА75-45:

$$I_{откл} \geq I_K''^{(3)} \tag{8.25}$$

$$i_{дин} \geq i_y \tag{8.26}$$

$$\frac{I_к^{(1)}}{I_{єл\text{-}маг.расц}} \geq 1{,}4 \tag{8.27}$$

$$36 кА \geq 10{,}665 кА$$

$$72 кА \geq 15{,}158 кА$$

$$\frac{5010}{5000} = 1,02 \le 1,4$$

Так як умова не виконується. то застосовується захист від однофазних КЗ в однорелейному виконанні із застосуванням реле РТ-40. яке приєднується до трансформатору струму. встановленому у нульовому проводі.

Для точки К2:

$$r_{K2} = r_{K1} + r_{КЛ2} + r_{qf2} + r_{TA2} + r_{пер2} \tag{8.28}$$

$$r_{K2} = 17,655 + 62,5 + 1,1 + 0,33 + 20 = 101,585 мОм$$

$$x_{K2} = x_{K1} + x_{КЛ2} + x_{qf2} + x_{TA2} \tag{8.29}$$

$$x_{K2} = 10,543 + 6,25 + 0,5 + 0,3 = 17,593$$

$$z_{K2} = \sqrt{r_{к2}^2 + x_{к2}^2} = \sqrt{101,585^2 + 17,593^2} = 103,1 мОм$$

$$I'' = \frac{\mathrm{U}_c \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot z_{K2}} \tag{8.30}$$

$$I_{K2}'' = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 103,1} = 2,239 кА$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,005 \cdot 2,239 = 3,182 кА$$

Розрахунок струму однофазного КЗ:

$$r_{птфОК2} = r_{пф0К1} + r_{пф0КЛ1} + 2 \cdot r_{пер2} \quad (8.31)$$

$$r_{птфОК2} = 35{,}7 + 187{,}5 + 2 \cdot 5 = 233{,}2 мОм$$

$$x_{птфОК2} = x_{пф0К1} + x_{пф0КЛ1} \quad (8.32)$$

$$x_{птфОК2} = 25{,}6 + 12{,}87 = 38{,}47 мОм$$

$$z_{пф0К2} = \sqrt{r_{пф0к2}^2 + x_{пф0к2}^2} = \sqrt{233{,}2^2 + 38{,}47^2} = 236{,}35 мОм$$

$$I_К^{(1)} = \frac{220}{236{,}35} = 0{,}93 кА$$

Перевірка автоматичного вимикача на лінії до СП2 ВА51-37:

$$12{,}5 кА \geq 2{,}239 кА$$

$$25 кА \geq 3{,}182 кА$$

$$\frac{930}{2500} = 0{,}37 \leq 1{,}4$$

Для точки КЗ:

$$r_{птфОК3} = r_{пф0К2} + r_{пф0ПР1} + 2 \cdot r_{пер3} \quad (8.33)$$

$$r_{птфОК3} = 233{,}2 + 52{,}74 + 2 \cdot 5 = 295{,}94 мОм$$

$$x_{птфОК3} = x_{пф0К2} + x_{пф0ПР1} \quad (8.34)$$

$$x_{птфОК2} = 38{,}47 + 1{,}342 = 39{,}812 мОм$$

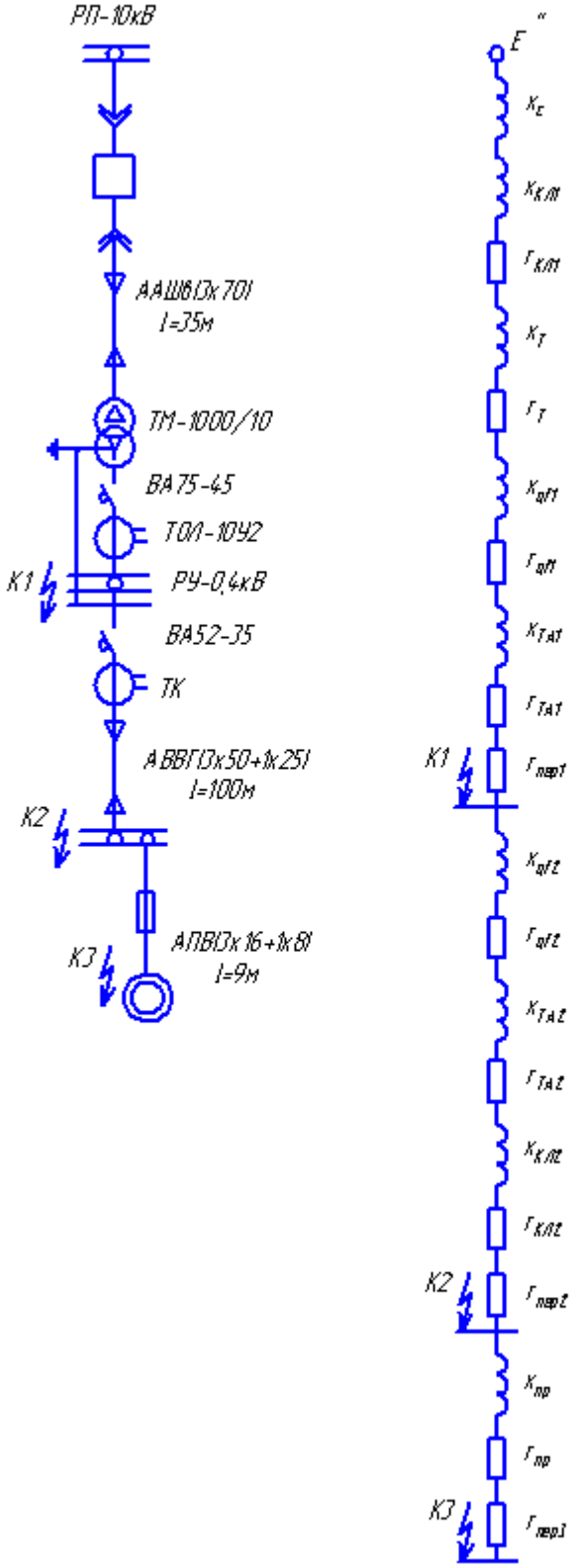
$$z_{пф0КЗ} = \sqrt{r_{пф0к3}^2 + x_{пф0к3}^2} = \sqrt{295{,}94^2 + 39{,}812^2} = 298{,}61 мОм$$

$$I_K^{(1)} = \frac{220}{298{,}61} = 0{,}74 кА$$

Для ПН2-100:

$$\frac{I_к^{(1)}}{I_{ном пл.вси.}} > 3$$

$$\frac{740}{30} = 24{,}6 > 3 .$$ умова виконується



а) б)

Рисунок 8.1 – Схеми для розрахунку токів КЗ

а) розрахункова

б) заміщення

9 ОСНОВНІ ЗАХОДИ ЩОДО ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ

1. **Занулення**
    - Реалізується шляхом з'єднання корпусів електрообладнання з заземленою нейтраллю трансформатора через нульовий провідник.
    - **Переваги:**
        - Підвищує чутливість захисних апаратів до струмів однофазного КЗ (відповідно до вимог розділу 7).
2. **Заземлення**
    - Виконується для металевих корпусів електроустановок, які не знаходяться під напругою.
    - **Конструкція заземлювального пристрою:**
        - **Внутрішній контур:**
            - Мідна смуга (25×4 мм), прокладена на висоті 0,8 м по периметру цеху.
        - **Зовнішній контур:**
            - Вертикальні електроди (сталеві стрижні, l=5 м, d=16 мм), об'єднані горизонтальною смугою (40×4 мм).
3. **Умови застосування**
    - Для установок:
        - U > 1000 В з ізольованою нейтраллю;
        - U < 1000 В із глухозаземленою нейтраллю.
4. **Розрахункові параметри**
    - Тип ґрунту: **суглинок**.
    - Питомий опір ґрунту: *(вкажіть значення)*.
    - Опір вертикальних електродів: враховує коефіцієнт сезонності *(вкажіть значення)*.

$$\rho_{ВЕ} = K_{сезВЕ} \cdot \rho \tag{9.1}$$

$$\rho_{ВЕ} = 1{,}4 \cdot 100 = 140 Ом/м$$

Для горизонтальних електродів опір ґрунту з урахуванням коефіцієнта сезонності $K_{сезГЕ} = 2$:

$$\rho_{ГЕ} = K_{сезГЕ} \cdot \rho \tag{9.2}$$

$$\rho_{ГЕ} = 2 \cdot 100 = 200 Ом/м$$

Опір розтікання струму для вертикальних електродів:

$$R_{ВЕ} = \frac{0{,}366 \cdot \rho_{ВЕ}}{l} \cdot (lg\frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot lg\frac{4t + l}{4t - l}) \tag{9.3}$$

$$R_{ВЕ} = \frac{0{,}366 \cdot 140}{5} \cdot (lg\frac{2 \cdot 5}{16 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot lg\frac{4 \cdot 3{,}2 + 5}{4 \cdot 3{,}2 - 5}) = 30{,}488 Ом$$

Коефіцієнт використання вертикальних електродів $K_{иВЕ} = 0{,}52$. Попередня кількість вертикальних електродів:

$$n_{ВЕ} = \frac{R_{ВЕ}}{R_{знорм} \cdot K_{иВЕ}} \tag{9.4}$$

$$n_{ВЕ} = \frac{30{,}488}{4 \cdot 0{,}52} = 14{,}66 шт.$$

Приймаємо $n_{ВЕ} = 15 шт.$

При відстані між вертикальними електродами $l_{ге} = 5$ довжина горизонтального електрода:

$$L_{ГЕ} = l_{ВЕ} \cdot (n_{ВЕ} - 1) \tag{9.5}$$

$$L_{ГЕ} = 5 \cdot (15 - 1) = 70м$$

Опір розтікання струму для горизонтального електрода:

$$R_{ГЕ} = \frac{0{,}366 \cdot \rho_{ГЕ}}{l_{ГЕ} \cdot \eta_{ГЕ}} \cdot lg \frac{l_{ГЕ}^2}{bxS} \tag{9.6}$$

$$R_{ГЕ} = \frac{0{,}366 \cdot 200}{70 \cdot 0{,}31} \cdot lg \frac{70^2}{0{,}04 \cdot 0{,}04 \cdot 0{,}004} = 30{,}459Ом$$

Сумарний опір вертикальних електродів:

$$R_{\Sigma ВЕ} = \frac{R_{ВЕ}}{n_{ВЕ} \cdot K_{иВЕ}} \tag{9.7}$$

$$R_{\Sigma ВЕ} = \frac{30{,}488}{15 \cdot 0{,}5} = 4{,}065Ом$$

Опір заземлюючого пристрою:

$$R_{зустр} = \frac{R_{\Sigma ВЕ} \cdot R_{ГЕ}}{R_{\Sigma ВЕ} + R_{ГЕ}} \tag{9.8}$$

$$R_{зустр} = \frac{4{,}065 \cdot 30{,}459}{4{,}065 + 30{,}459} = 3{,}59Ом$$

$R_{зустр} = 3{,}59Ом < R_{знорм} = 4Ом$. що задовольняє умовам. Інші технічні й організаційні заходи щодо ТБ прийняті відповідно до вимог ПТБ.

10 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ БЛОКУ ЛІНІЯ-ТРАНСФОРМАТОР

1. Загальні принципи релейного захисту

Енергосистема є складним технологічним комплексом, де аварійні ситуації (зокрема короткі замикання) виникають миттєво та неминуче. Для забезпечення надійності електромережі повинні обладнуватись системами захисту, що забезпечують:

- Мінімальний час відключення
- Високу селективність дії
- Автоматичне виявлення та локалізацію пошкоджень

2. Основні функції релейного захисту:

- Автоматичне відокремлення пошкоджених ділянок
- Реакція на анормальні режими роботи (перевантаження тощо)
- Фіксація спрацьовувань за допомогою спеціальних пристроїв моніторингу

3. Вимоги до систем захисту:

- Наявність основного захисту з мінімальною витримкою часу
- Забезпечення необхідної чутливості (з урахуванням коефіцієнтів чутливості)
- Можливість дії на сигнал або відключення залежно від небезпеки режиму

4. Особливості захисту для мереж 3-10 кВ:

Для ліній з ізольованою нейтраллю (включаючи компенсовані через ДГР) передбачаються:

- Захист від багатофазних КЗ (двофазне виконання)
- Захист від однофазних замикань на землю

5. Схеми захисту для ліній з однобічним живленням:

Рекомендована триступенева система захисту (без другої ступені):

1. **Перший ступінь** - миттєва струмова відсічка

2. **Третій ступінь** - максимальний струмовий захист із часовою витримкою

6. Вибір захисту згідно з ПУЕ:

Для кабельних ліній 10 кВ з однобічним живленням прийнято наступне виконання:

- Використання одно-, дво- або трирелейних схем залежно від вимог чутливості
- Забезпечення можливості відключення при подвійних замиканнях на землю

7. Ключові переваги обраної системи:

- Швидке відключення аварійних ділянок
- Обмеження зони пошкоджень
- Забезпечення безперебійної роботи непошкоджених ділянок мережі
- Можливість аналізу роботи захисту через систему фіксації спрацьовувань

***Примітка**: Конкретні параметри захисту визначаються на підставі розрахунків для кожного конкретного випадку з урахуванням особливостей електроустановки.*

9.1 Розрахунок струмової відсічки без витримки часу

Струм спрацювання захисту

$$I_{с.з.}=K_н \cdot I_{к1max} \qquad (10.1)$$

де $I_{к1max}$ - максимальне значення періодичної складової струму трифазного КЗ в точці К2 рис. 8.1;

$K_н$– коефіцієнт надійності (запасу); $К_н$=1,2÷1,3 для реле РТ-40.

$$I_{с.з.}=1,2 \cdot 10,65 \cdot 0,4/10,5=0,653\text{А}$$

Струм спрацювання реле

$$I_{ср} = Iсз \cdot K_{сх}/K_{тт} \quad (10.2)$$

де $K_{сх}$ – коефіцієнт схеми.

$$I_{ср} = 653{,}7 \cdot 1/50/5 = 65{,}4 \approx 65 \text{ А}.$$

Струм спрацювання захисту з урахуванням округлення $I_{ср}$:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot K_{тт}/K_{сх} \quad (10.3)$$

$$I_{ср} = 65 \cdot 50/5/1 = 650 \text{ А}.$$

Чутливість струмової відсічки

$$K_ч = I_{кмін}^{(2)} / I_{с.з.} \quad (10.4)$$

$$K_ч = 10650\sqrt{3}/2/650 = 19{,}1 \gg 2$$

Коефіцієнт чутливості значно більший за мінімально припустимий.

$I_{с.з.}$= 650А; $I_{с.р.}$= 65А; t = 0.

10.2 Розрахунок максимального струмового захисту

$$I_{с.з.} = I_{роб.max} \cdot K_н \cdot K_{сз}/K_п \quad (10.5)$$

де $I_{роб.max.}$- робочий максимальний струм на стороні ВН (6.1);

$K_{с.з.}$–коефіцієнт самозапуску загальмованого навантаження $K_{с.з.}=2,0\div3,0;$

$K_п$ – коефіцієнт повернення для реле РТ-40 $К_п$=0,10.

$$I_{с.з.} = 20,3\cdot1,2\cdot2,5/0,8 = 302,3 \text{ А}.$$

Струм спрацювання реле

$$I_{ср} = Iсз\cdot K_{сх}/K_{тт}$$

$$I_{ср} = 302,3\cdot1/50/5 = 30,2 \text{ А} \approx 30 \text{ А}.$$

Струм спрацювання захисту з урахуванням округлення $I_{с.р.}$

$$I_{ср} = I_{сз}\cdot K_{тт}/K_{сх}$$

$$I_{ср} = 30\cdot50/5/1 = 300 \text{ А}.$$

Чутливість максимального струмового захисту

$$K_ч = I_{кмін}^{(2)} / I_{с.з.} \qquad (10.6)$$

$$K_ч = 10650\sqrt{3}/2/300 = 41,3 \gg 1,5.$$

Коефіцієнт чутливості значно більший за мінімально припустимий.

$I_{с.з.}$=300А; $I_{с.р.}$=30 А; $t=t_{сз1}+\Delta t.$

t=0,5+0,5=1,0с.

10.3 Розрахунок захисту від перевантаження

Вибираємо з двох умов:

1) тривало допустимий струм кабелю:

$$I_{с.з.} = K_н \cdot I_{доп} / K_п \quad (10.7)$$

$$I_{сз} = 1{,}05 \cdot 162 / 0{,}8 = 212 \text{ А}.$$

2) номінальний струм трансформатора:

$$I_{с.з.} = K_н \cdot I_{доп} / K_п \quad (10.8)$$

$$I_{с.з.} = 1{,}05 \cdot 80{,}6 / 0{,}8 = 105 \text{ А}.$$

Струм спрацювання реле захисту:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot K_{сх} / K_{тт}$$

$$I_{ср} = 105 \cdot 1 / 50 / 5 = 10 \text{ А}.$$

Струм спрацювання реле захисту з урахуванням округлення $I_{с.р.}$:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot K_{тт} / K_{сх}$$

$$I_{ср} = 10 \cdot 50 / 5 / 1 = 100 \text{ А}.$$

Уставка:

$$I_{с.з.} = 100\text{А}$$

$$I_{с.р.} = 10\text{А}.$$

10.4 Розрахунок реле захисту від замикання на землю

$$I_{сз} = I_{с.кл} \cdot K_н / K_п \quad (10.9)$$

$$I_{с.кл} = U_{номкл} L_{кл} / 10 \quad (10.10)$$

де $I_{с.кл}$ – струм замикання КЛ на землю ;

$U_{ном.кл}$ – номінальна напруга КЛ, кВ;

$L_{кл}$ – довжина КЛ, км.

$$I_{с.кл} = 10,5 \cdot 0,030/10 = 36 \text{ А}$$

$$I_{сз} = 36 \cdot 1,2/0,8 = 54 \text{ А}.$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot K_{сх} / K_{тт}$$

$$I_{ср} = 54 \cdot 1/50/5 = 5,4 \text{ А} = 5 \text{ А}.$$

Струм спрацювання реле захисту з урахуванням округлення $I_{ср}$

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot K_{тт} / K_{сх}$$

$$I_{ср} = 5 \cdot 50/5/1 = 50 \text{ А}.$$

$I_{сз} = 50$ А $\qquad\qquad$ $I_{ср} = 5$ А.

11 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНОГЕНА БЕЗПЕКА

Оскільки тема дипломного проекту – «Електропостачання термічного цеху машинобудівного заводу» передбачає проектування джерела живлення, тому нижче розглянемо заходи по забезпеченню безпеки, виробничої санітарії, гігієні праці і пожежної безпеки при експлуатації комплектної трансформаторної підстанції (далі КТП 10/0,4 кВ) термічного цеху машинобудівного заводу, у відповідності з методичними вказівками.

11.1 Аналіз потенційних небезпек

На основі аналізу технологічних процесів та роботи обладнання КТП 10/0,4 кВ термічного цеху, згідно ГОСТ 12.0.003-74 (1999) «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация», виявлені наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, здатні привести до травм або ушкодження здоров'я працівників і нанести збитки навколишньому середовищу:

- при певних обставинах або порушеннях умов і режимів експлуатації обладнання підстанції, порушеннях ізоляції або помилкових діях обслуговуючого персоналу наявність підвищеного значення напруги в електричному колі, може привести до його замикання через тіло людини, тобто до електротравм та опіків різного ступеню важкості;

- дотик до гострих та обертових частин обладнання, при порушеннях умов експлуатації або необережному поводженні обслуговуючого персоналу може привести до важких механічних травм;

- розташування робочого місця на значній висоті відносно поверхні землі (підлоги) при певних обставинах або порушеннях умов праці передбачених при роботах на висоті, може привести до падіння з висоти, а як наслідок травмувань;

- підвищена або понижена температура поверхонь обладнання під час експлуатації при відсутності огороджень або необережному поводженні обслуговуючого персоналу може призвести до ураження шкіри людини;

- відсутність або нестача природнього світла, недостатня освітленість робочої зони, підвищена яскравість світла, знижена контрастність, пряма й відбита блескость та підвищена пульсація світлового потоку у наслідок помилок у розрахунках освітленості, неправильної або нераціональної організації освітлення приміщення та робочих місць, а також недотримання вимог до специфіки світлотехнічного обладнання КТП може призвести до помилок, зниженню працездатності, а також може бути причиною порушення зору обслуговуючого персоналу;

- коротке замикання у електричному колі, при невідповідності ступеня захисту оболонок (ізоляції) обладнання що експлуатується в приміщенні класу пожежанебезпечної зони приміщення або механічних ушкодженнях ізоляції провідників може привести до виникнення пожежі, а це може бути причиною термічних опіків осіб, що працюють в приміщенні;

- відсутність або неправильний вибір типу та необхідної кількості первинних засобів гасіння пожеж (вогнегасників) у результаті помилок у розрахунках, може стати причиною поширення пожежі, а як наслідок причиною термічних опіків різного ступеню важкості.

Також необхідно враховувати, що різні по природі своєї дії небезпечні і шкідливі виробничі фактори можуть проявлятися одночасно.

11.2 Заходи з охорони праці

КТП 10/0,4 кВ являє собою електроустановку, яка забезпечує: прийом, перетворення та розподіл між споживачами електроенергії, а також захист від коротких замикань мереж термічного цеху заводу емальованого посуду.

КТП 10/0,4 кВ термічного цеху спроектована згідно вимог ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 «Настанова з проектування систем електропостачання

промислових підприємств», ГКД 341.004.001-94 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ», ТУ РБ 100211261.029-2003 «Подстанции трансформаторные комплектные мощностью 63-1000 кВ·А», «Правил улаштування електроустановок» (далі «ПУЕ»), НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок», ДСТУ 3399-96 (ГОСТ 14695-97) «Підстанції трансформаторні комплектні потужністю від 25 до 2500 кВ·А на напругу до 10 кВ. Загальні технічні умови», НАПБ В.01.056-2013/111 «Правила будови електроустановок. Пожежна безпека електроустановок. Інструкція» та буде експлуатуватися згідно НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок» (далі «ПБЕЕ»), ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» (далі «ТЕСіМП»), ГОСТ 12.2.007.0-75* (2001) «ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности» та ДСТУ 3335-96 (ГОСТ 12.2.007.4-96) «Шафи негерметизованих комплектних розподільчих пристроїв та комплектних трансформаторних підстанцій. Вимоги безпеки».

Відповідно до вимог пункту 8.4 ГКД 341.004.001-94 «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ», КТП має бути прибудованою до адміністративної будівлі, адже її розміщення, за даними завдання у будівлі неможливе.

У складі КТП буде експлуатуватися наступне основне обладнання: трансформатори; шафи КРП.

Відповідно до вимог пункту 1.7.100 «ПУЕ», для забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу для КТП 10/0,4 кВ виконаний один спільний заземлюючий пристрій, до якого приєднані:

- нейтраль трансформатора на стороні напругою до 1 кВ;
- корпус трансформатора;
- металеві оболонки та броня кабелів напругою до 1 кВ і вище;
- відкриті провідні частини електроустановок напругою до 1 кВ і вище;
- сторонні провідні частини.

Згідно вимог п. 1.7.98 «ПУЕ» та пунктів 3.1, 3.2 ГОСТ 12.1.030-81 (2001) «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление», заземлюючий пристрій КТП 10/0,4 кВ виконаний загальним з ізольованою нейтраллю, з дотриманням вимог до його одночасного використання для електроустановок напругою до 1 кВ, тому в будь-який час року його опір $R_з = 125/I$ (де I - розрахункова сила струму заземлення на землю, А), але не більше 10 Ом ($R_з \leq 10$ *Ом*.) з урахуванням опору природних і штучних заземлювачів.

До оперативного обслуговування обладнання КТП 10/0,4 кВ, як електроустановки понад 1000 В, згідно пунктів 5.1.1, 5.1.2 и 6.1.7 НПАОП 40.1-1.01-97 «ПБЕЕ», допускаються працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які знають її схему, інструкції з експлуатації, особливості конструкції та роботи і пройшли навчання та перевірку знань. Працівники що одноособо обслуговують обладнання КТП, а також старші в зміні мають групу IV, решта - групу III. Допускач що відповідає за правильність і достатність вжитих заходів безпеки та їх відповідність характеру і місцю роботи, зазначених у наряді, за правильний допуск до роботи, а також за повноту та якість проведеного ним інструктажу, повинен мати IV групу з електробезпеки.

Згідно вимог п.п. 5.1.8-10, 5.1.12 НПАОП 40.1-1.01-97 «ПБЕЕ», з метою виключення можливості ураження персоналу електричним струмом, передбачені наступні заходи:

- вимикання та вмикання роз'єднувачів, відокремлювачів та вимикачів понад 1000 В з ручним приводом здійснюється в діелектричних рукавичках;

- зняття та встановлення запобіжників здійснюється при знятій напрузі;

- зняття та встановлення запобіжників на приєднаннях під напругою, але без навантаження, здійснюють тільки якщо в схемі відсутні комутаційні апарати, що дозволяють зняти напругу;

- допускається замінювати запобіжники під напругою та під навантаженням лише у вторинних колах, мережах освітлення та запобіжники трансформаторів напруги;

- під час знімання та встановлення під напругою запобіжників як для електроустановки понад 1000 В обов'язково використовуються ізолювальні кліщі (штанги) із застосуванням діелектричних рукавичок та захисних окулярів (масок);

- двері приміщень електроустановок, камер, щитів та збірок зачинені на замок (ключі від яких перебуває на обліку у оперативних працівників), крім тих, в яких проводяться роботи;

Згідно вимог п. 5.2.6 НПАОП 40.1-1.01-97 «ПБЕЕ», в КТП як в електроустановці понад 1 кВ під час проведення робіт на струмовідних частинах, що перебувають під напругою, за допомогою захисних ізолювальних засобів, з метою виключення можливості ураження персоналу електричним струмом, передбачені наступні заходи::

- використовують тільки випробувані сухі та чисті ізолювальні засоби з непошкодженим лаковим покриттям;

- ізолювальні засоби тримають за ручки-захвати не далі обмежувального кільця;

- ізолювальні засоби розміщують так, щоб не виникала небезпека перекриття між фазами або фази на землю.

Згідно вимог п. 6.1.1 НПАОП 40.1-1.01-97 «ПБЕЕ», для безпечного проведення робіт передбачені наступні організаційні заходи:

- призначені працівники, відповідальні за безпечне проведення робіт;

- роботи виконуються тільки при наявності наряду або розпорядження;

- передбачена підготовка робочого місця та допуск до роботи;

- здійснюється нагляд під час виконання роботи;

- передбачені перерви у роботі та своєчасне її закінчення.

Згідно вимог п. 5.2 ДСТУ 3335-96 (ГОСТ 12.2.007.4-96) «Шафи негерметизованих комплектних розподільчих пристроїв та комплектних трансфо-

рматорних підстанцій. Вимоги безпеки», шафи РУНН мають блокування, що забезпечує відключення комутаційного апарата, що знаходиться у включеному положенні при відкриванні дверей відсіку апарата, та не допускає його включення при відкритих дверях відсіку. При цьому доступні для дотику струмоведучі частини закриті захисними кришками з попереджуючим знаком «Обережно! Електрична напруга» по ДСТУ ISO 3864-1:2005 «Графічні символи. Кольори та знаки безпеки. Частина 1. Принципи проектування знаків безпеки для робочих місць і місць громадського призначення. (ISO 3864-1:2002, IDT)».

Освітлення території підстанції забезпечується у відповідності до вимог ДБН В.2.5-28-2006 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення». Зовнішнє освітлення КТП забезпечує нормативну освітленість $E_н = 20\ лк$, для ЗРУ 10 кВ $E_{норм} = 150\ лк$, для приміщення ПКОС $E_{норм} = 150\ лк$. Зовнішнє освітлення здійснюється за допомогою ламп розжарення прожекторного типу встановлених на прожекторних щоглах.

Частина світильників робочого освітлення використовується для чергового освітлення.

Аварійне освітлення вмикається автоматично при зникненні живлення нормального освітлення. Для аварійного освітлення застосовуються лампи розжарювання. Світильники аварійного освітлення відрізняються від світильників робочого освітлення спеціально нанесеною буквою «А» червоного кольору.

Охоронне освітлення з використанням газорозрядних ламп високого тиску передбачається вздовж межі території КТП.

11.3 Заходи з пожежної безпеки

Заходи з пожежної безпеки для КТП 10/0,4 кВ термічного цеху заводу емальованого посуду розроблені відповідно до вимог НАПБ А.01.001-2014

«Правила пожежної безпеки в Україні» та НАПБ В.01.056-2013/111 «Правила будови електроустановок. Пожежна безпека електроустановок. Інструкція».

З аналізу речовин і матеріалів, що використовуються при роботі КТП термічного цеху, згідно ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою» та СНиП 2.09.02-85* «Производственные здания», підстанція належить до приміщень категорії «В» з пожежної безпеки, оскільки електроприміщення ізольовано від приміщення цеху.

Відповідно до категорії виробництва з пожежної безпеки і вимогами ДБН В.1.1-7:2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги», приміщення КТП термічного цеху заводу емальованого посуду має II ступінь вогнестійкості.

Згідно ДБН В.2.5-56:2014 «Системи протипожежного захисту», приміщення КТП оснащене датчиками протипожежної сигналізації ТПТ-2 та автоматичною системою пожежогасіння ВЩК.

Згідно вимог розділу «Типові норми належності вогнегасників» ДСТУ 4297:2004 «Пожежна техніка. Технічне обслуговування вогнегасників. Загальні технічні вимоги», з огляду на пожежну небезпеку виробництва, для гасіння електроустаткування, що перебуває під напругою, передбачено 10 вуглекислотних вогнегасників типу ВВК-3,5 (зі шлангом).

Передбачений для цехової КТП 10/0,4 кВ термічного цеху машинобудівного заводу, комплекс заходів по забезпеченню безпеки, виробничої санітарії, гігієни праці і пожежної безпеки забезпечує безпечні та комфортні умови праці персоналу.

ВИСНОВОК

У кваліфікаційній роботі була розроблена схема електропостачання термічного цеху машинобудівного заводу.

Зроблений світлотехнічний розрахунок і обрані світильники робочого освітлення. Розрахункове навантаження освітлення визначене методом коефіцієнта попиту. Розрахунок силового навантаження проводився методом упорядкованих діаграм на ЕОМ.

На підставі ТЕП варіантів обрана КТП 2х1000кВА із трансформатором ТМ-1000/10/0.4 і установка НКП типу 1хУКБН 0,38-200-50УЗ.

Для мереж 10 кВ обрані комірки КРП типу КУ-10Ц з вимикачем ВР-1-10-20/630У2 та КЛ 10 кВ ААШв(3х70) із прокладкою у траншеї. КТП обрана прибудованого типу.

Розроблено схему цехової мережі. обрані уставки захисних апаратів і переріз проводів та КЛ. зроблений розрахунок мережі освітлення. В якості тролейних ліній обрана кутова сталь 40х40х5. На підставі розрахунків струмів КЗ у мережі U до 1кв зроблена перевірка захисних апаратів.

Розроблено схему релейного захисту блоку кабельна-лінія-трансформатор.

Як захід по ТБ зроблений розрахунок заземлюючого пристрою й вибір його конфігурацій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок : [арх. 22 серпня 2015] Міненерговугілля України. 5-те вид., перероб. і доп. (станом на 22.08.2014) (чинне з 22.11.2014). Харків: [б. в.], 2014. 793 с.

2. ДБН В2.5-28-2006 «Природне і штучне освітлення»

3. Методичні вказівки до практичної роботи «Розрахунок загального рівномірного штучного освітлення виробничих приміщень методом світлового потоку» з дисципліни «Охорона праці в галузі» для студентів всіх форм навчання Укл. В.І. Шмирко, О.В. Коробко, А.Є. Островська. Запоріжжя: ЗНТУ, 2011. 34с.,

4. СН 357 “ Інструкція з проектування силового та освітлювального обладнання промислових підприємств ”. 36с.,

5. Методические указания к курсовому проекту по курсу “ Электроснабжение промышленных предприятий ”. ЗНТУ. 2014 94с.,

6. Шишов В.П. Електричні машини та апарати: навч. посіб. , Київ: Вид-во Центр учбової літератури, 2018.

7. Шастун С. В. Комплексна оцінка стану енергоефективності в Україні, Київ Технологический аудит и резервы производства, № 6/5(32), 2016., С. 36-41.

8. Москаленко Ю.С. Основи технічного обслуговування та ремонту електричних машин., Київ: Вид-во "Нова Книга", 2017.

9. Москалюк С. Особливості реалізації державної енергетичної політики України. НУЦЗУ, Державне управління та місцеве самоврядування, 2019, вип.2 (41). С. 145–151.

10. С. С. Антоненко, В. М. Козін, Е. В. Колісніченко. , Суми: Сумський державний університет, 2015, 50 с.

11. Устенко О. С. Шляхи впровадження системи енергоменеджменту в територіальних громадах. Наукові праці ПНТУ, 2018 С. 25–29.

12. Іваненко О. В Проблема розмежування категорій «енергозбереження» та «енергоефективність» в управлінні підприємством. Науковий вісник Херсонського державного університету. Серія: Економічні науки. Вип. 5. Ч. 2. Херсон: Вид-во ХДУ, 2017, С. 103-105.

13. Гаприндашвілі Б. В. Енергозбереження як чинник підвищення конкурентоспроможності промислових підприємств. Бізнес Інформ. № 8. Харків: Вид-во ХНЕУ, 2017, С. 213-217.

14. Дейна А. Прогнозування показників енергозбереження та енергоефективності України. Наукові праці МАУП. 2018, вип. 52(1), С. 57–48.

15. Денисюк С. П., Коцар О. В., Чернецька Ю. В. Енергетична ефективність України. Кращі проектні ідеї.

16. Курилов А. Ф. Теплотехнічні вимірювання і прилади: навч. посіб, А. Ф. Курилов, В. М. Козін, Суми: Сумський державний університет, 2015, 188 с.

17. Зінкевич М.Д. Експлуатація електроустаткування: навчальний посібник, Київ: Центр учбової літератури, 2016.

18. Терещук О.В. Технічне обслуговування електроенергетичного обладнання, Київ: Вид-во ТОВ "Техніка", 2016.

19. Голуб О.В. Електротехніка. Підручник для вищих навчальних закладів, Київ: Вид-во НТУУ "КПІ", 2018.

20. Марусин В.Ф. Електричні машини. Конспект лекцій, Київ: Вид-во НТУУ "КПІ", 2015.

21. Поляков С.О. Методика визначення технічного стану трансформаторів, Київ: Вид-во ТОВ "Техніка", 2019.

22. Павленко П. М. Математичне моделювання систем і процесів: навч. посіб., П. М. Павленко, С. Ф. Філоненко, О. М. Чередніков, В. В. Трейтяк. – К:НАУ, 2017, 392 с.

22. Іванов О.І. Підвищення надійності роботи трансформаторів та електричних машин, Київ: Вид-во ТОВ "Техніка", 2018.

23. Шишов В.П. Електричні машини та апарати: навч. посіб. , Київ: Вид-во Центр учбової літератури, 2018.

24. Шастун С. В. Комплексна оцінка стану енергоефективності в Україні, К: Технологический аудит и резервы производства, № 6/5(32), 2016., С. 36-41.

25. Москаленко Ю.С. Основи технічного обслуговування та ремонту електричних машин., Київ: Вид-во "Нова Книга", 2017.

26. Москалюк С. Особливості реалізації державної енергетичної політики України. НУЦЗУ, Державне управління та місцеве самоврядування, 2019, вип.2 (41). С. 145–151.

27. С. С. Антоненко, В. М. Козін, Е. В. Колісніченко. , Суми: Сумський державний університет, 2015, 50 с.

28. Ford, M., & Chang, L. (2020). IoT and energy efficiency in mechanical systems. Journal of Industrial IoT.

29. International Energy Agency (IEA). (2022). Global energy consumption report. International Energy Agency.

30. Smith, A., & Johnson, B. (2021). Energy efficiency in mechanical systems. Journal of Industrial Engineering.