

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

Інститут електроенергетики  
(інститут)  
Електротехнічний факультет  
(факультет)  
Кафедра електроенергетики  
(кафедра)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
**кваліфікаційної роботи ступеню магістра**

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Буртного Дмитра Івановича  
(ПІБ)

академічної групи 141-22М-1  
(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код і назва спеціальності)

спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(офіційна назва)

на тему Моделювання оптимальних перетоків реактивної потужності в системах електропостачання гірничого підприємства  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
Кваліфікаційної роботи	Папаїка Ю. А.			
Розділів:				
Основний	Папаїка Ю. А.			
Економічний розділ	Тимошенко Л.В.			

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			
----------------	------------------	--	--	--

Дніпро  
2023

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри

електроенергетики  
(повна назва)

\_\_\_\_\_ Папаїка Ю. А.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеню магістра**  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Буртному Д.І. академічної групи 141-22М-1  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(офіційна назва)

на тему Моделювання оптимальних перетоків реактивної потужності в системах електропостачання гірничого підприємства

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 31.10.2023 р. № \_\_\_\_\_

Розділ	Зміст	Термін виконання
Основний	Аналіз основних теорій реактивної потужності в електричних мережах змінного струму. Дослідження характерних особливостей енергобалансів гірничих підприємств та способів вирівнювання графіків електричних навантажень. Розрахунок раціональних перетоків РП в електричних мережах з вищими гармоніками	
Економічний розділ	Техніко-економічна оцінка запропонованих заходів оптимізації перетоків реактивної потужності шляхом впровадження в шахтну мережу пристроїв компенсації реактивної потужності	

Завдання видано \_\_\_\_\_ Папаїка Ю. А.  
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі 31.10.2023 р.

Дата подання до екзаменаційної комісії \_\_\_\_\_

Прийнято до виконання \_\_\_\_\_ Буртний Д.І.  
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ГІРНИЧІ ПІДПРИЄМСТВА, РЕАКТИВА ПОТУЖНІСТЬ, ЕНЕРГЕТИЧІ БАЛАНСИ, ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ, КОМПЕНСАЦІЯ, БАТАРЕЇ КОНДЕНСАТОРІВ, ВИЩІ ГАРМОНІКИ, ЯКІСТЬ НАПРУГИ.

Пояснювальна записка: стр. 82, табл. 14, рис. 23, джерел 35.

**Об'єкт дослідження** – поверхневі та підземні електричні мережі шахти ім. "Героїв Космосу" підпорядкованої ДХК "Павлоградвугілля".

**Мета дослідження** – провести оціночний аналіз сучасного стану електричних мереж шахти. За допомогою моделювання оптимальних перетоків реактивної потужності (РП) в системах електропостачання оцінити економічну доцільності встановлення пристроїв з компенсації реактивної потужності та можливі точки їх встановлення згідно вимог технологічного процесу.

В основній частині приведено аналіз теорій реактивної потужності в мережах змінного струму. Розглянуто характерні особливості графіків електричних навантажень та енергобалансів гірничих підприємств. Проведено розрахунок технологічних установок необхідних для раціоналізації перетоків РП в електричних мережах з вищими гармоніками.

Економічне обґрунтування проекту виконано шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат на реалізацію проекту, визначено термін окупності проектного рішення, а також проведено розрахунок фонду заробітної плати персоналу.

Розроблене інженерно-технічне рішення може бути використано під час модернізації існуючого обладнання шахтної мережі шахти ім. "Героїв Космосу", або проектуванні нових електричних мереж.

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АБ – аварійна броня електропостачання

БК – батарея конденсаторів

ГЕН – графік електричних навантажень

ГПП – головна понижувальна підстанція

ЕП – електроприймачі

КРП – компенсація реактивної потужності

КРП - комплектний розподільчий пристрій

ПСЕС – поверхнева система електропостачання

ПУПП – пересувна ділянкова підземна підстанція

РП – реактивна потужність

УКРВ – установка конденсаторна руднична високовольтна

ФКУ – фільтрокомпенсуюча установка

ЦПП – центральна підземна підстанція

## ЗМІСТ

<b>РЕФЕРАТ</b> .....	3
<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ</b> .....	4
<b>ВСТУП</b> .....	7
<b>ОСНОВНА ЧАСТИНА</b> .....	8
<b>1. Теорії реактивної потужності в електричних мережах змінного струму</b> .....	9
1.1 Теорія потужності Фрізе .....	10
1.2 Модифікована теорія Фрізе.....	13
1.3 Аналіз теорій Фрізе .....	15
1.4 Теорія Будеану .....	16
<b>2. Характерні особливості графіків електричних навантажень та енергобалансів гірничих підприємств</b> .....	17
<b>3. Аналіз методів вирівнювання графіків електричних навантажень</b> .....	21
<b>4. Дослідження способів компенсації реактивної потужності в поверхневих та підземних електричних мережах</b> .....	24
<b>5. Технічні засоби компенсації реактивної потужності</b> .....	27
5.1 Рудничні конденсаторні установки типу УКРВ.....	27
5.2 Сучасні фільтрокомпенсуючі пристрої на основі технології FACTS.....	31
<b>6. Обґрунтування точок компенсації реактивної потужності в підземних мережах 962 лави</b> .....	33
<b>7. Моделювання оптимальних перетоків РП в підземній шахтній мережі</b> .....	35
7.1 Алгоритм моделювання оптимальних перетоків РП в системі електропостачання .....	35
7.2 Розрахунок електричних навантажень підземної підстанції .....	38
7.3 Моделювання реального графіка електричних навантажень 962 лави .....	40
7.4 Компенсація реактивної потужності в мережах несинусоїдальної напруги .....	43
7.5 Вибір параметрів кабельних ліній 6 кВ на ділянці КТПВ - РПП.....	45
7.6 Розрахунок фільтрокомпенсуючих пристроїв.....	47
7.7 Оцінка плати за перетоки РП в підземній мережі електропостачання.....	53
<b>ЕКОНОМІЙНИЙ РОЗДІЛ</b> .....	60
<b>Вступ</b> .....	61
<b>1. Розрахунок капітальних витрат</b> .....	63
<b>2. Визначення експлуатаційних витрат</b> .....	67
2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань .....	68
2.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати .....	69
2.3. Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт .....	70
<b>3. Розрахунок річної економії від впровадження проектного рішення</b> .....	71

<b>4. Визначення та аналіз показників економічної ефективності проекту .....</b>	<b>71</b>
<b>Висновок економічного розділу .....</b>	<b>73</b>
<b>ВИСНОВОК.....</b>	<b>74</b>
<b>ДОДАТОК А .....</b>	<b>80</b>
<b>ДОДАТОК Б .....</b>	<b>81</b>
<b>ДОДАТОК В .....</b>	<b>82</b>

## ВСТУП

Сучасні системи електропостачання гірничих підприємств з підземного видобутку вугілля характеризуються глибиною горизонтів, значними довжинами підземних кабельних ліній, особливими схемами зовнішнього та внутрішнього електропостачання [1-3], що в свою чергу обумовлює унікальні співвідношеннями параметрів режиму електроспоживання стаціонарних установок.

Електричні мережі гірничих підприємств України мають надвисокий рівень втрат електроенергії при передачі (20%), в порівнянні з мережами розвинених європейських країнами (для країн Західної Європи втрати складають 4-5%, США – 6%) [3]. Високий рівень втрат в електричних мережах в першу чергу пов'язаний з низьким рівнем компенсації РП, застарілими основними фондами об'єктів електроенергетики, недостатнім використанням засобів оптимізації режимів роботи і регулювання напруги [3].

Особливості технологічного процесу гірничих підприємств в купі з жорсткими вимогами до електрообладнання щодо вибухо- та пожежебезпеки, вимагають дослідження нових підходів до рішення задачі з раціонального перетоку реактивної потужності [3].

Дослідження цього питання набуває великої актуальності під час модернізації та зміни режимів систем електропостачання шахтних мереж з нелінійним навантаженням. В контексті цього питання також вирішується не менш важливе питання з визначення необхідного рівня компенсації РП і, відповідно, місць встановлення, типу та потужності пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП).

## **ОСНОВНА ЧАСТИНА**



## 1. Теорії реактивної потужності в електричних мережах змінного струму

В контексті розгляду питання підвищення енергетичної ефективності систем електропостачання гірничого підприємства обов'язковим є розгляд теорій реактивної потужності. Необхідність обумовлена передовими вітчизняними та зарубіжними дослідженнями даного питання, оскільки використання засобів з компенсації реактивної потужності дозволяють досягти найбільшої енергетичної ефективності на умовну одиницю капіталовкладень, в порівнянні з провадженням інших заходів.

Розрізняють різні тлумачення поняття реактивної потужності [1]:

- **Реактивна потужність** – значення, що характеризує навантаження, яке створюється в електротехнічних пристроях коливаннями енергії електромагнітного поля;
- **Реактивна потужність** – значення, для якого справедлива умова балансу по всьому ланцюгу змінного струму в цілому;
- **Реактивна потужність** – значення, що дорівнює кореню квадратному з різниці квадратів повної й активної потужностей;
- **Реактивна потужність** – значення, що характеризує швидкість змінення енергії, що періодично запасається в змінних електромагнітних або електростатичних полях;

Розбіжність тлумачень поняття однієї фізичної величини в першу чергу криється в різних підходах до її аналізу та особливостях розрахунку реактивної потужності за кожним з методів.

Усі існуючі методи визначення складових потужності можливо поділити на три групи [1]:

- 1) Спектральні методи ( метод Будеану, метод В. Шеферду – П. Закіхані та метод Шарону );
- 2) Інтегральні методи ( метод Іліовісі – Маєвського);
- 3) Енергопотоківі методи ( метод Фрізе, метод Зарнецького);

Розглянемо дві основних групи методів: спектральні та енергопотоківі, й відповідно методи аналізу реактивної потужності в несинусоїдальних електричних мережах за теоріями Фрізе та Будеану.

### 1.1 Теорія потужності Фрізе

Теорія Фрізе заснована на миттєвих значеннях струмів та напруг. Теорія полягає у розкладанні миттєвого струму навантаження на миттєвий активний струм та миттєвий неактивний (реактивний) струм [2].

Розглянемо трифазну систему електропостачання з нелінійним навантаженням та компенсатором, представлену на рис. 1.1. Однофазна схема може розглядатися як окремий випадок не симетричної трифазної системи.

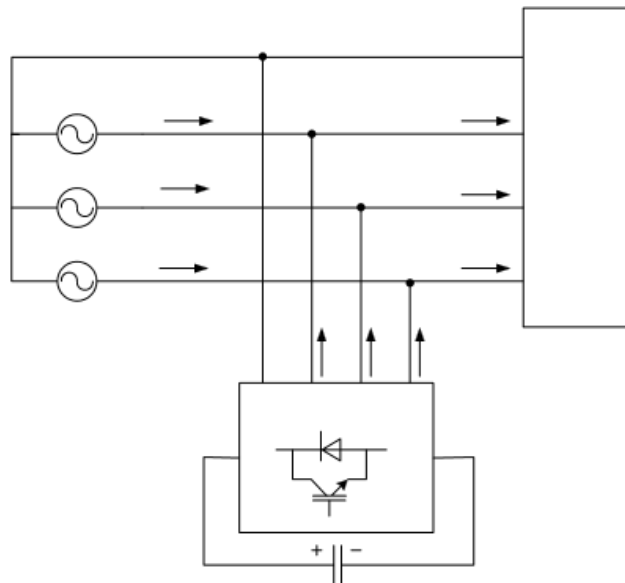


Рисунок 1.1 Трифазна система електропостачання

Миттєвий фазний струм навантаження з теорії потужності Фрізе представляється як алгебраїчна сума "миттєвого активного" та "миттєвого неактивного ( реактивного ) струмів [1-3]:

$$i_{La,b,c} = i_{Lpa,b,c} + i_{Lna,b,c} , \quad (1.1)$$

де

$$i_{Lpa,b,c} = \frac{P_L(t)}{\sum_{a,b,c} U_{Sa,b,c}^2(t)} \cdot U_{Sa,b,c} , \quad (1.2)$$

$$P_L(t) = \frac{1}{T} \int_{t-T_s}^t (u_{Sa} \cdot i_{La} + u_{Sb} \cdot i_{Lb} + u_{Sc} \cdot i_{Lc}) dt, \quad (1.3)$$

– середня активна потужність навантаження, обчислена у періоді  $T_s$  або в іншому інтервалі часу, який слідує перед розглянутим інтервалом часу,

$$\sum_{a,b,c} U_{Sa,b,c}^2(t) = \frac{1}{T} \int_{t-T_s}^t \sum_{a,b,c} U_{Sa,b,c}^2 dt, \quad (1.4)$$

– сума квадратів діючих значень напруг фаз джерела.

Кожне із співвідношень (1.1) – (1.4) представляє собою три співвідношення для фаз a, b, c відповідно.

"Неактивна" складова струму навантаження, яка може використовуватися як завдання по струму компенсатора, підключеного паралельно до навантаження ( рис. 1.1), визначається як [3]:

$$i_{Ca,b,c}^* = i_{Lna,b,c} = i_{La,b,c} - G(t) \cdot u_{Sa,b,c}, \quad (1.5)$$

де  $i_{La,b,c}(t)$  вимірюється за допомогою датчиків струму, а провідність  $G(t)$  – розраховується за співвідношенням:

$$G(t) = \frac{P_L(t)}{\sum_{a,b,c} U_{Sa,b,c}^2(t)} . \quad (1.6)$$

Відповідно до (1.6) співвідношення (1.2) може бути видозмінено:

$$i_{Lpa,b,c} = G(t) \cdot u_{Sa,b,c}. \quad (1.7)$$

У реальній схемі електропостачання графік миттєвої активної потужності трифазного навантаження залежить від технологічного процесу в навантаженні, асиметрії струмів по фазах навантаження та напруг мережі, виду нелінійності опорів навантаження [2]. У загальному випадку можна вважати, що графік миттєвої активної потужності є випадковою функцією часу, яка може бути і неперіодичною. Тому розрахунок параметра  $G(t)$  по співвідношенню (1.6) коректний лише при усталених повторюваних електромагнітних процесів у системи електропостачання [2-3].

Ця обставина є недоліком теорії потужності Фрізе, яка не дозволяє забезпечити повну компенсацію реактивної потужності навіть якщо компенсатор володіє гранично великою швидкодією.

Другим принциповим недоліком теорії потужності Фрізе є неможливість декомпозиції у довільному інтервалі часу миттєвого фазного струму на активну та неактивну складові [1]. Це обумовлено тим, що подання миттєвого струму у вигляді суми двох струмів з точки зору передачі енергії є в загальному випадку розкладанням не на "активну" і "неактивну" складові, а на дві "активні" складові.

Якщо миттєва активна потужність однієї фази трифазної системи електропостачання може бути виражена рівнянням [3]:

$$p_{La} = u_{Sa} \cdot i_{La} = u_{Sa} \cdot (i_{La1} + i_{La2}) = u_{Sa} \cdot i_{La1} + u_{Sa} \cdot i_{La2}, \quad (1.8)$$

то величини

$$\left. \begin{aligned} p_{La1} &= u_{Sa} \cdot i_{La1}, \\ p_{La2} &= u_{Sa} \cdot i_{La2}, \end{aligned} \right\}$$

також є миттєвими активними потужностями, причому:

$$p_{La} = p_{La1} + p_{La2} . \quad (1.9)$$

Ортогональність струмів  $i_{La1}$  та  $i_{La2}$  у тимчасовому інтервалі  $T_S$  не свідчить про їх ортогональність в іншому часовому інтервалі, в тому числі - в нескінченно малому інтервалі, попередньому до моменту часу, що розглядається.

## 1.2 Модифікована теорія Фрізе

Поява модифікованої теорії Фрізе обумовлена принциповими недоліками класичної теорії Фрізе, які роблять неможливим надання повної відповіді у вирішенні задачі з розгляду миттєвої потужності як неперіодичної функції часу [2-3].

Зіставляючи співвідношення (1.2 – 1.4) класичної теорії Фрізе з співвідношеннями (1.10, 1.11) крос-векторної теорії, сутність якої полягає в розгляді активної потужності трифазної системи як скалярного добутку векторів напруги та струму, бачимо, що співвідношення (1.3) з урахуванням співвідношення (1.4) при прагненні інтервалу усереднення  $T_S$  до нуля збігається із співвідношенням (1.11) для миттєвих значень активної потужності.

Згідно до крос-векторної теорії миттєва активна потужність визначається рівнянням [3]:

$$p_L(t) = \vec{u}_S \cdot \vec{i}_L = u_{Sa} \cdot i_{La} + u_{Sb} \cdot i_{Lb} + u_{Sc} \cdot i_{Lc} . \quad (1.10)$$

В той час як вектор миттєвого активного струму може бути записаний:

$$\vec{i}_{pL} = \begin{bmatrix} i_{pLa} \\ i_{pLb} \\ i_{pLc} \end{bmatrix} = \frac{P_L}{\vec{u}_S \cdot \vec{u}_S} \vec{u}_S \quad (1.11)$$

За тієї ж умови,  $T_s \rightarrow 0$ , збігаються також співвідношення (1.2) (з урахуванням (1.4)) та (1.11), оскільки:

$$\vec{u}_s \cdot \vec{u}_s = u_{sa}^2 + u_{sb}^2 + u_{sc}^2 = \sum_{a,b,c} \frac{1}{T_s} \int_{t-T_s}^t u_{sa,b,c}^2 \cdot \quad (1.12)$$

співвідношення (1.6) теорії Фрізе при  $T_s \rightarrow 0$  є складовою частиною співвідношення (1.2), а співвідношення (1.7) – повторює співвідношення (1.2).

Співвідношення (1.5) теорії Фрізе з урахуванням співвідношення (1.6) перетворюється на векторне співвідношення [1-3].

$$\vec{i}_{Ln} = \vec{i}_L - \vec{i}_{Lp} \cdot \quad (1.13)$$

При порівнянні співвідношенням (1.13) з співвідношенням крос векторної теорії (1.14), приходимо до висновку, що при  $T_s \rightarrow 0$  вектор "неактивного" струму модифікованої теорії Фрізе дорівнює вектору реактивного струму крос-векторної теорії.

$$\vec{i}_L = \vec{i}_{LpL} + \vec{i}_{qL} \cdot \quad (1.14)$$

$$\vec{i}_{Ln} = \vec{i}_{qL} \cdot \quad (1.15)$$

Зазначимо, що вектор активного струму  $\vec{i}_{pL}$  в співвідношенні (1.13) у конкретній системі управління може бути визначений декількома способами:

- через миттєве значення активної потужності (1.11);
- через значення датчика миттєвої активної потужності, отримане після фільтрації сигналу;
- як сигнал незалежної розрахункової миттєвої активної потужності.

У першому випадку вектор струму  $\vec{i}_{Ln} = \vec{i}_{qL}$  (1.13), (1.15) ортогональний вектору напруги  $\vec{u}_s$  та не пов'язаний з передачею енергії у системі.

У двох інших випадках ортогональність векторів  $\vec{i}_{qL}$  та  $\vec{u}_s$  порушується, і якщо  $\vec{i}_{qL}$  є завданням за струмом компенсатора:

$$\vec{i}_C = \vec{i}_{qL}, \quad (1.16)$$

Згідно до формули (1.16) компенсатор одночасно компенсуватиме як миттєву реактивну потужність, так і змінну складову миттєвої активної потужності навантаження. Отже, на виході компенсатора повинен бути включений накопичувач енергії відповідної енергоємності [2-3].

### 1.3 Аналіз теорій Фрізе

Класична теорія Фрізе незважаючи на описані фундаментальні підходи до вирішення питання розрахунку реактивної потужності має принциповий недолік, який полягає в тому, що миттєва активна і миттєва реактивна потужності розраховуються за середніми значеннями активної потужності і квадрата модуля напруги джерела в інтервалі часу, який слідує перед моментом часу, який розглядається. Це обставина ускладнює використання теорії потужності Фрізе як основи для побудови сучасних систем управління компенсаторами з використанням силового активного фільтра, оскільки такі системи управління не повинні володіти інерцією та запізненням у вимірі миттєвої активної потужності та напруги джерела, як правило, неприпустимі.

Модифікація теорії потужності Фрізе, полягає у прагненні інтервалу часу, у якому відбувається вимір, до нуля. У цьому випадку теорія потужності Фрізе перетворюється на сучасну "крос-векторну" теорію потужності для трифазних систем електропостачання. Однофазні системи електропостачання у рамках сучасних теорій розглядаються як не симетричні трифазні.

## 1.4 Теорія Будеану

Основною відмінністю даної теорії є те, що Будеану вперше ввів поняття «потужність викривлення». В різних джерелах ця потужність позначається як «D», або "T" [1-4].

По Будеану потужність викривлення обчислюється за формулою:

$$D = \sqrt{S^2 - (P^2 + Q^2)} \quad (1.17)$$

Поняття потужності викривлення можливо продемонструвати зобразивши повну потужність в векторному вигляді рис 1.2.

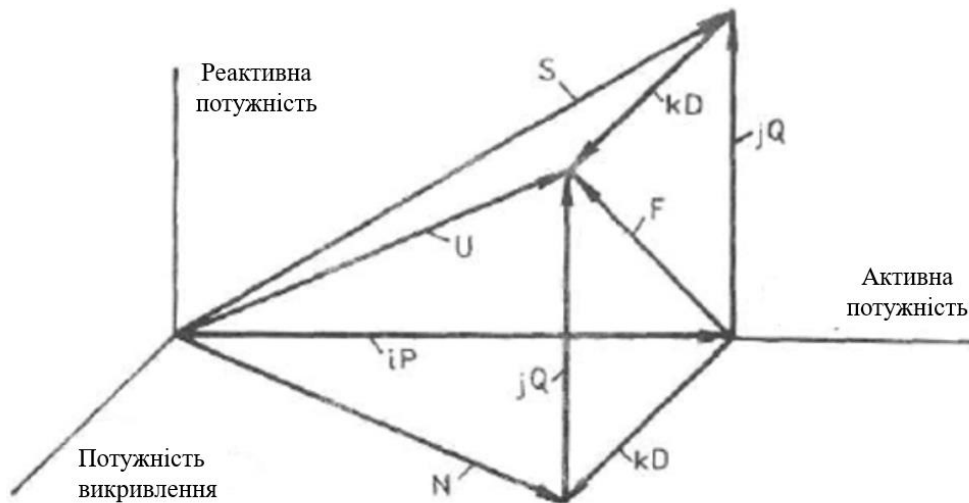


Рисунок 1.2 Складові потужності

Теорія Будеану полягає в розкладанні повної потужності на активну, реактивну та потужність спотворення, яка може бути представлена формулою [3]:

$$S = (\sum_{k=a,b,c} P_k)^2 + (\sum_{k=a,b,c} Q_k)^2 + (\sum_{k=a,b,c} D_k)^2. \quad (1.18)$$



Варто відмітити, що розрахунки реактивної потужності за методом Будеану здобули широкого визнання, оскільки неактивна або реактивна потужність властива сигналу з n-гармоніки:

$$Q = \sum_{n=1} U_n I_n \sin \varphi_n. \quad (1.19)$$

## **2. Характерні особливості графіків електричних навантажень та енергобалансів гірничих підприємств**

Особливості систем електропостачання гірничих підприємств та унікальні співвідношення режиму електроспоживання стаціонарних установок сформували особливий клас електричних «гірничих» мереж, до яких не можуть бути застосовані стандартні підходи до моделювання електричних режимів [3].

Постійна зміна нелінійних навантажень та децентралізація системи електропостачання формує особливі графіки електричних навантажень (ГЕН). Формування групового ГЕН вугільної шахти відбувається в результаті узагальнення індивідуальних графіків електричного обладнання, які мають специфічні особливості пов'язані з технологічним процесом роботи.

Розглянемо складові енергетичних балансів вугільних шахт по технологічним ланкам ( рис. 2.1 ) [3].

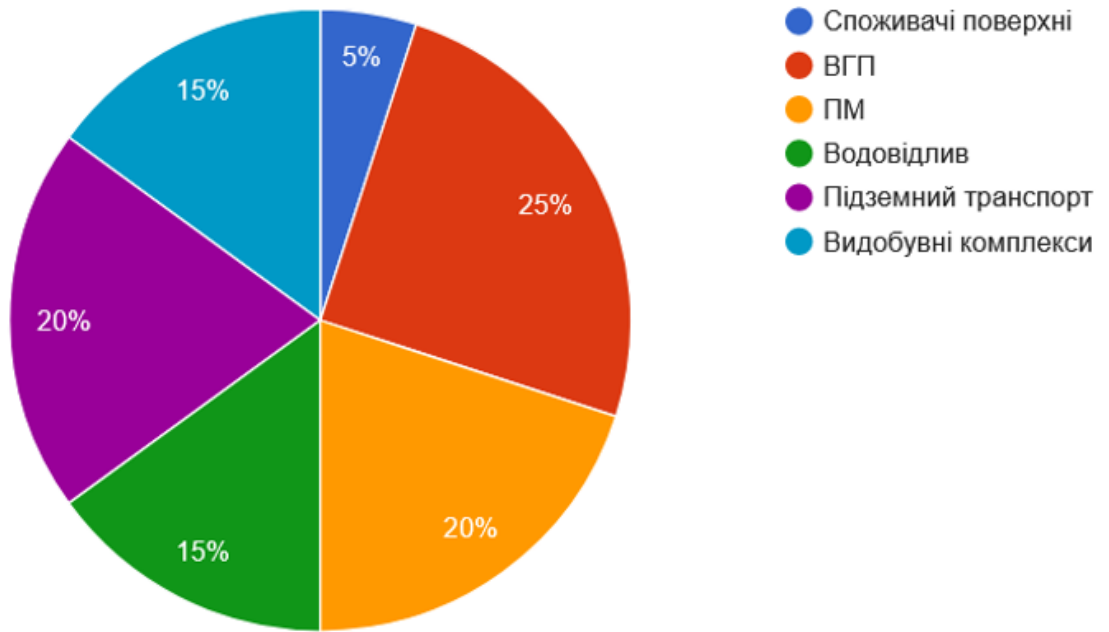


Рисунок 2.1 Енергетичний баланс вугільної шахти по технологічним ланкам

Аналізуючи складові енергетичного балансу бачимо, що стаціонарні установки займають до 60% загальних витрат та формують режим споживання електроенергії з повторно – короткочасними циклами. Також можливо проаналізувати динаміку зростання нелінійного навантаження в енергетичному балансі вугільних гірничих підприємств ( рис. 2.2 ) [3, 6].

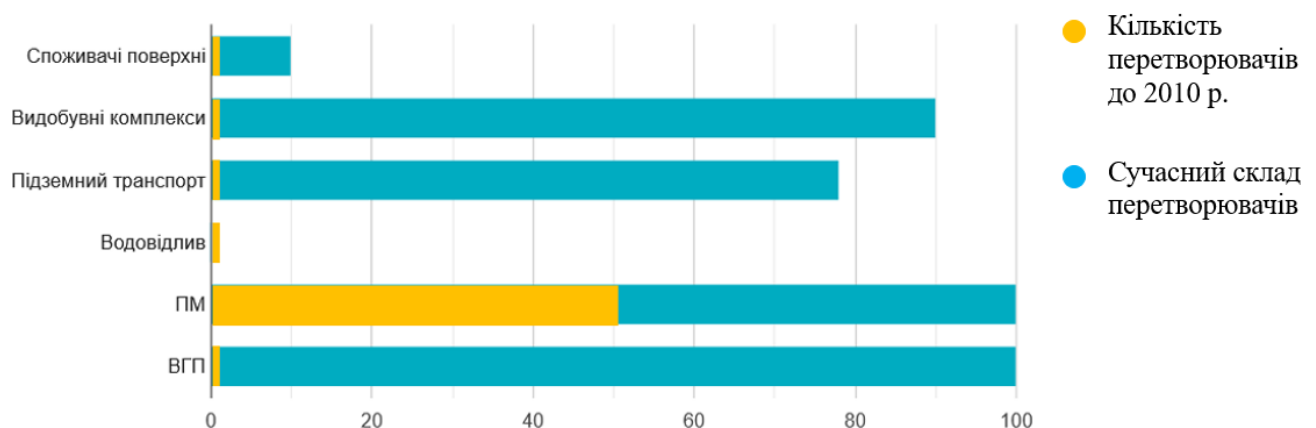


Рисунок 2.2 Динаміка зростання нелінійних навантажень в енергетичному балансі

Для більш чіткого розуміння наведених діаграм, потрібно розглянути ГЕН окремих електроприймачів:

### ***Вентилятори головного провітрювання***

Особливістю експлуатації вентиляторів є їх безперервна робота на шахтну мережу з постійно змінними параметрами та як наслідок – різним необхідним об'ємом повітря. Виходячи з цього споживана електрична потужність знаходиться в прямій залежності від продуктивності вентиляторної установки і створюваного тиску вентилятором ( рис. 2.3 ) [5].

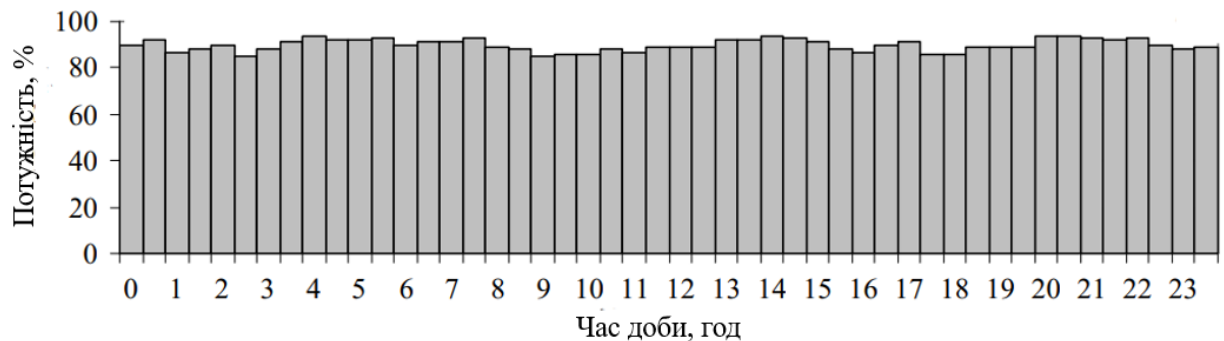


Рисунок 2.3 ГЕН вентилятора головного провітрювання

### ***Головний водовідлив***

Режими роботи водовідливних установок є доволі специфічними та залежать від конкретних особливостей обраної шахти, таких як: величини об'єма води що поступає та об'єма водозбірників, а також від їх стану ( порожні або наповнені ) та ступеня їх замулення на момент незапланованої перерви в електропостачанні [5-6].

На вугільних шахтах спостерігається нерівномірний режим навантаження водовідливних установок, в наслідок чого ГЕН водовідливної установки характеризується значною нерівномірністю через регулярні включення – вимкнення насосних агрегатів ( рис. 2.4 ) [5].

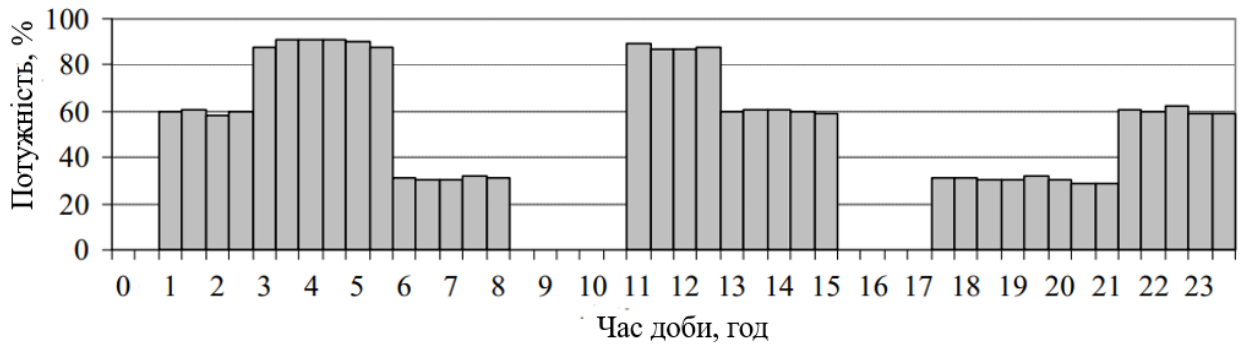


Рисунок 2.4 ГЕН насосів головного водовідливу

### *Клітьової людської та вантажно-людської підйом*

В загальному випадку ГЕН допоміжного підйому характеризується значною нерівномірністю, оскільки осереднене 30-ти хвилинне навантаження пропорційно залежить від кількості виконаних циклів спуску – підйому за цей проміжок часу [5-6].

ГЕН клітьового людського та вантажно-людського підйому характеризується значними та довготривалими провалами навантаження ( рис. 2.5.) [5].

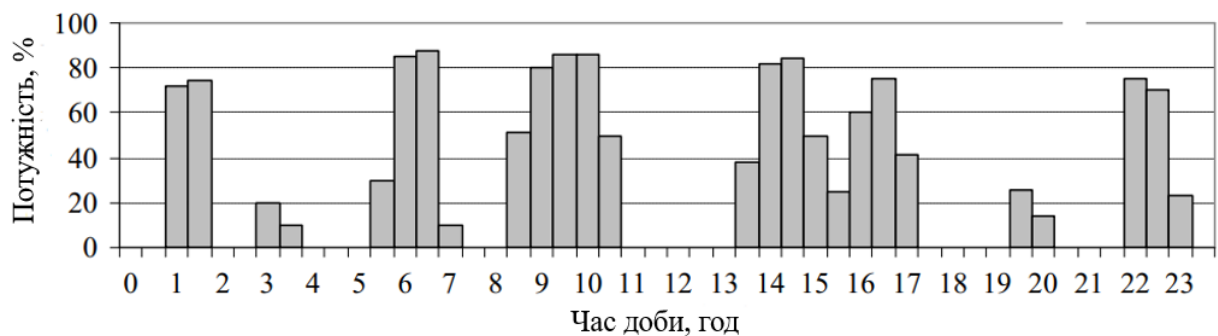


Рисунок 2.5 ГЕН клітьового людського та вантажно-людського підйому

### *Вугільний скіповий підйом*

Характерними особливостями роботи вугільного скіпового підйому є нерівномірна періодичність та інтенсивність роботи, обумовлена: часом до початку ведення робіт по видобутку вугілля; її періодичністю; кількістю лав, що оновлюються; кількістю вугілля, що поступає з одної лави; ємністю

бункера з накопичення вугілля який знаходиться біля ствола шахти; схемою підземного транспорту.

На рис 2.6. наведено узагальнений графік ГЕН двускіпової підйомної установки головного ствола, з використанням бункера з накопичення вугілля [5]. Слід зазначити, що ємність бункера безпосередньо впливає на форму графіку, так як в півгодинні інтервали осереднення можливо виконувати різну кількість циклів підйому вугілля [5-6].

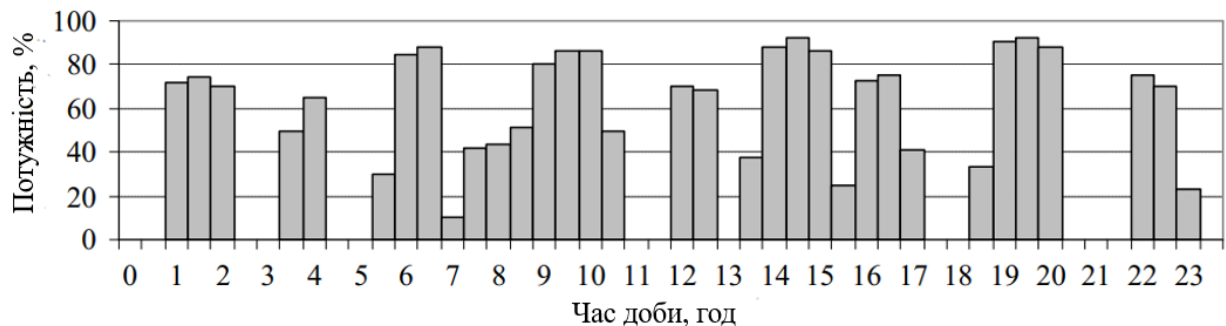


Рисунок 2.6 ГЕН вугільного скіпового підйому

### 3. Аналіз методів вирівнювання графіків електричних навантажень

Задача вирівнювання ГЕН об'єкту вугільної промисловості є доволі специфічною. Шляхи вирішення поставленого завдання, більшою мірою, залежать від технічних особливостей конкретного підприємства. Вирівнювання графіка навантаження набуває особливого значення під час виконання умов дії аварійної броні (АБ) або при електропостачанні підприємства від альтернативного джерела енергії, при аваріях на лініях, від яких підприємство отримує живлення під час нормального режиму роботи [5].

Теоретична основа розв'язання задачі вирівнювання групового ГЕН полягає у введенні затримок між моментами включення електроприймачів, що призводять до мінімуму дисперсії [5-7]. Однак, незважаючи на можливості регулювання ГЕН описаним способом, методика коригування затримок включень повинна вирішуватися з урахуванням технологічних обмежень

підприємства. Це дуже важливо, оскільки первинним є технологічний процес, а режим електроспоживання - вторинним.

Умовно методи моделювання групових ГЕН можна поділити на дві групи: "імовірнісні", тобто ті, які використовують методи математичної статистики та теорії ймовірностей, та "технологічні" – базуються на відомостях про технологічний процес [5,7].

До основних "імовірнісних" методів вирівнювання групових ГЕН відносяться: пріоритетно-кроковий та кореляційно-резонансний. Вони застосовуються для визначення піків та коливань електричних навантажень, вибору обладнання та не дозволяють керувати електроприймачами за індивідуальними графіками.

До основних недоліків "імовірнісних" методів відносять те, що для умов дії АБ необхідно якимось чином вилучити їх із змодельованого групового ГЕН, щоб знати режим роботи кожного споживача. Для таких умов не існує відомих індивідуальних та групових ГЕН, тому їх слід моделювати за технологічними режимами [7-8].

Технологічні методи позбавлені зазначених недоліків. В якості критеріїв вибору групових ГЕН використовують максимальні значення коефіцієнтів нерівномірності та коефіцієнтів заповнення графіка, які дозволяють наочно оцінити його нерівномірність [9]. Такі методи вдало доповнюють один одного і дають можливість не тільки максимально вирівняти ГЕН та визначити мінімальну потужність АБ та як наслідок управляти електроприймачами за змодельованими індивідуальними графіками.

Також одним з ефективних рішень задачі з вирівнювання ГЕН є регулювання режимів електроспоживання шляхом створення спеціалізованої системи перетоків потужності на основі енергоємних електроприймачів (ЕП) та засобів управління енергооб'єктами. Система перетоків потужності являє собою сукупність ЕП, згрупованих за технологічним процесом та керованих за єдиною програмою в режимі регулювання навантаження [10].

Однією з складових системи регулювання є технологічні пристрої: бункери з накопичення вугілля, резервуари водозбірників та інші. Використання цих пристроїв дозволяє споживачеві електричної енергії перейти до іншого режиму роботи, у якому передбачається можливість зниження електроспоживання у години максимуму навантаження в енергосистемі чи інший час доби. Система регулювання електроспоживання формується з урахуванням технологічних та організаційних заходів підприємства. Технологічні забезпечують нормальну роботу підприємства із заданою ритмічністю та випуск продукції належної якості за дотримання вимог Правил безпеки, Правил технічної експлуатації тощо [5-6].

Використання лише організаційних заходів дозволяє планувати та здійснювати роботу ділянок підприємства у режимі, що забезпечує виконання виробничої програми з мінімальними капіталовкладеннями на його улаштування. До організаційних заходів можна віднести допустимі межі інтенсивності роботи ділянок у нічні періоди часу, вихідні, святкові дні та різні пори року. На підставі досліджень технологічних процесів, а також аналізу технологічних та організаційних обмежень для вугільної шахти можуть бути:

- для технологічних процесів видобутку та транспортування вугілля, енергоємні ЕП (приводи) скіпових підйомних установок та магістральних стрічкових конвеєрних ліній у шахті та на поверхні;
- для технологічного процесу відкачування шахтних вод, використання електродвигунів насосних агрегатів та установок.

#### **4. Дослідження способів компенсації реактивної потужності в поверхневих та підземних електричних мережах**

Ідея компенсація реактивної потужності в електричних мережах гірничих підприємств являє собою пошук рішення зменшення втрат активної потужності в елементах електричних мереж шляхом наближення джерела реактивної потужності до точки її споживання. При цьому слід враховувати особливості зміни навантаження стаціонарних установок, нестаціонарних установок та нестабільні навантаження підземних споживачів.

Розрізняють три способи компенсації РП в електричних мережах гірничих підприємств: централізовану, групову та індивідуальну компенсацію реактивної потужності [1].

*При централізованій компенсації* батарея статичних конденсаторів встановлюється в будівлі головної підстанції на поверхні шахти, в основному розвантажуючи від РП лінії електропередачі та підстанцію. Однак фідери, які підводяться до електроприймачів в цьому випадку не розвантажуються від РП, яка споживається електродвигунами та трансформаторами.

*При груповій компенсації* конденсатори можуть бути встановлені на окремих крупних фідерах, від яких отримують живлення електроприймачі, при цьому розвантажуючи від РП розподільчу мережу.

*При індивідуальній компенсації* батареї конденсаторів встановлюються безпосередньо поблизу електродвигунів, при цьому повністю розвантажуючи електричну мережу від РП.

Установка пристроїв компенсації РП біля стволу шахти в центральній підземній підстанції ( ЦПП ) завжди економічно вигідна, оскільки при цьому досягається зменшення кількості стволів кабелів [11].

Розрізняють декілька видів рудничних конденсаторні установок:

- нерегульованими;
- нерегульованими автоматично керованими;
- автоматично регульованими.



## Поверхневі електричні мережі

За результатами техніко-економічних розрахунків, проведених ПАТ АТ «ДПГ» доведено, що для поверхневих електричних мереж шахт напругою 6 (10) кВ найбільш доцільно *ступінчасте регулювання* реактивної потужності [13].

Аналіз схем електричних мереж шахт напругою 6 (10) кВ показує, що кабельні лінії, що відходять від ЦПП, можна розділити на три типи:

- радіальні;
- магістральні;
- магістрально-радіальні.

Кількість кабельних ліній, що відходять від однієї секції шин ЦПП та визначають навантаження на її шинах, змінюється від двох до чотирьох. Найбільш поширені магістрально-радіальні лінії – 46%, магістральні лінії становлять 35%, а радіальні – 19%. До однієї кабельної лінії, що відходить від ЦПП, можна підключати до шістнадцяти ПУПП [13].

Реалізувати принцип ступінчастого регулювання РП поверхневих систем електропостачання ( ПСЕС ) напругою 6 (10) кВ можливо завдяки використанню нерегульованих конденсаторних автоматично керованих установок які мають два ступені потужності:

- номінальну (при підключенні до мережі);
- нульову (при відключенні від мережі).

При цьому поодинокі конденсаторні установки мають бути розосереджені у ПСЕС шахти за довжиною окремих кабельних ліній. Такий принцип компенсування реактивної потужності дає можливість створювати в ПСЕС шахт напругою 6 (10) кВ багаторівневу систему автоматичної ступінчастої компенсації, кількість рівнів та ступенів компенсації якої залежить від кількості окремих магістральних, радіальних та магістрально-радіальних кабельних ліній, що відходять від ЦПП, від кількості РПВ,

розташованих за їх довжиною та необхідною реактивною потужністю, призначеною для компенсації [12].

### Підземні електричні мережі

При розгляді питання компенсації РП в підземних електричних мережах шахт, найбільш ефективним технічним рішенням є використання високовольтних *нерегульованих установок* [13]. При використанні *нерегульованих установок* досягається ступінь компенсації реактивної потужності ( КРП ) на рівні 0,3-0,4, а за допомогою високовольтних *нерегульованих автоматично керованих установок*, що відключаються при реактивних навантаженнях менше 0,5 потужності установки, досягається ступінь КРП, що дорівнює 0,6-0,7.

Використання регульованих двох або триступінчастих рудничних конденсаторних установок в підземних мережах 6 (10) кВ недоцільно через їх не універсальність, тому що їх загальна потужність та співвідношення потужностей ступенів регулювання вибираються при проектуванні та прив'язані до конкретного об'єкта та його технологічного режиму [12-13]. Це ускладнює подальше використання установок при їх підключенні в інші точки підземної мережі у разі зміни її конфігурації через зміну плану гірничих виробок по мірі відпрацювання шахтного поля. Крім того, такі установки мають великі габаритні розміри та масу, що ускладнює їхнє переміщення по гірничих виробках та розміщення на новому місці.

Підземні струмоприймачі шахт можна умовно розділити за рівнем узагальнення електричних навантажень на характерні групи споживачів:

- очисних забоїв;
- прохідницько - добичних та прохідницьких забоїв;
- панельного та магістрального конвеєрного транспорту.

Крім того, у вузлах навантаження характерні групи споживачів – навантаження секцій шин ЦПП, РПВ та РПВ головного водовідливу.

Ефективність застосування рудничних конденсаторних установок, правильність вибору їх потужності та місця підключення, визначення раціонального розподілу втрат потужності та напруги на різних ділянках електричної мережі шахт визначається виходячи з дійсних значень активних та реактивних електричних навантажень у характерних вузлах підземної розподільної мережі напругою 6 (10) кВ [12].

За допомогою конденсаторних установок можливо не тільки компенсувати частину реактивної потужності, але й раціонально розподілити некомпенсовану частину цієї потужності по окремих вузлах мережі, виходячи з мінімуму втрат активної потужності та електроенергії, а також збільшити напругу на затискачах струмоприймачів гірських машин.

## **5. Технічні засоби компенсації реактивної потужності**

### **5.1 Рудничні конденсаторні установки типу УКРВ**

В сучасних шахтах найбільш ефективним рішенням з компенсації реактивної потужності в підземних мережах є впровадження рудничних конденсаторних установок.

Рудничні конденсаторні установки (УКРВ) – це особливий тип електрообладнання призначений для компенсації реактивної потужності (підвищення коефіцієнта потужності) в електричних мережах напругою 6 кВ частоти 50 Гц систем підземного електропостачання шахт, у тому числі небезпечних по газу (метану) та вугільного пилу. Конденсаторні установки розраховані для роботи в електричних мережах трифазного змінного струму із ізолюваною нейтраллю [13].

Розглянемо УКРВ виробництва ПАТ "ДІГ" як основний технічний засіб з компенсації реактивної потужності на шахті ім. "Героїв Космосу" (рис .5.1) [13-14].

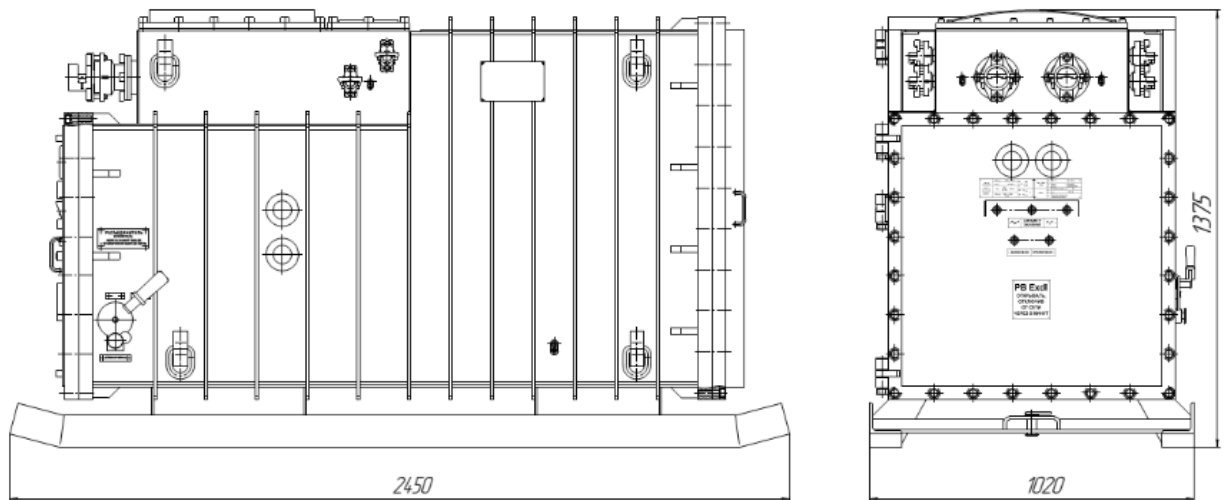


Рисунок 5.1. Креслення конденсаторної установки УКРВ-6,3-XXX-К-УХЛ15 виробництва АТ "ДІГ"

Установка УКРВ-6,3 являє собою самостійний виріб, що включається в розсічку кабельної лінії яка живить високовольні РП або групу трансформаторних підстанцій, а також може підключатися до ввідної шафи комплектного розподільчого пристрою (КРП) або шафи КРП приєднання, що відходить від РПП чи ЦПП [14].

Вибухозахищена оболонка установки УКРВ -6,3 представлена зварною конструкцією, встановленою на салазках. Оболонка поділена на два вибухозахищені відділи: розподільчу камеру та відділення конденсаторної установки.

Розподільча камера призначена для підключення установки до мережі і складається з ввідної коробки, розділеної на дві частини.

Відділення конденсаторної установки складається з сполучених між собою відсіку управління та відсіку конденсаторів. У відсіку управління розміщені апаратура управління та захисту установки, блокувальний пристрій, що відключає шафу високовольного КРП, від якої отримують живлення споживачі, підключені до КРП [14].

Інформація про струм навантаження споживачів знімається з вбудованого в установку трансформатора струму 400/5 А (включеного послідовно в кабельну лінію) або з трансформатора струму відповідної шафи КРП відхідного приєднання.

Виконання приєднання конденсаторної установки до шахтної електричної мережі можливо кількома способами ( рис. 5.2. – 5.3.) [14].

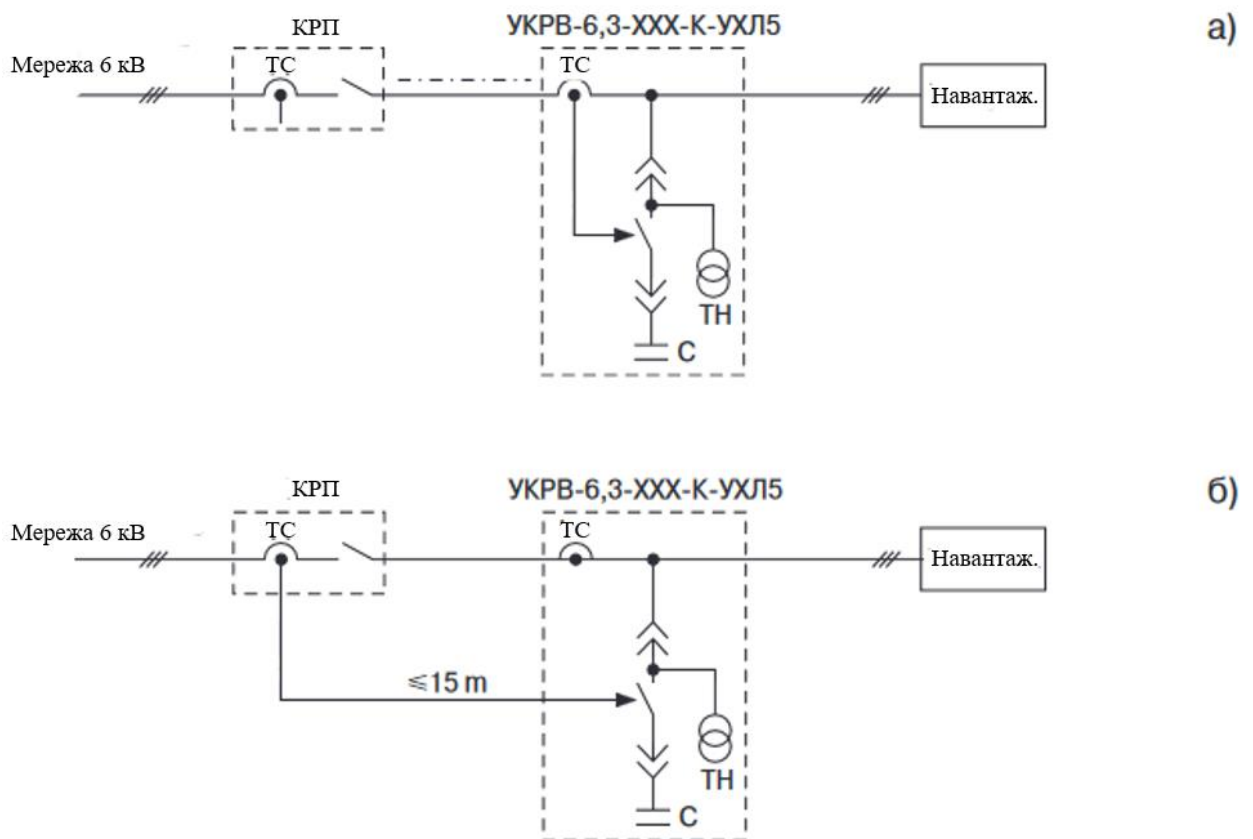
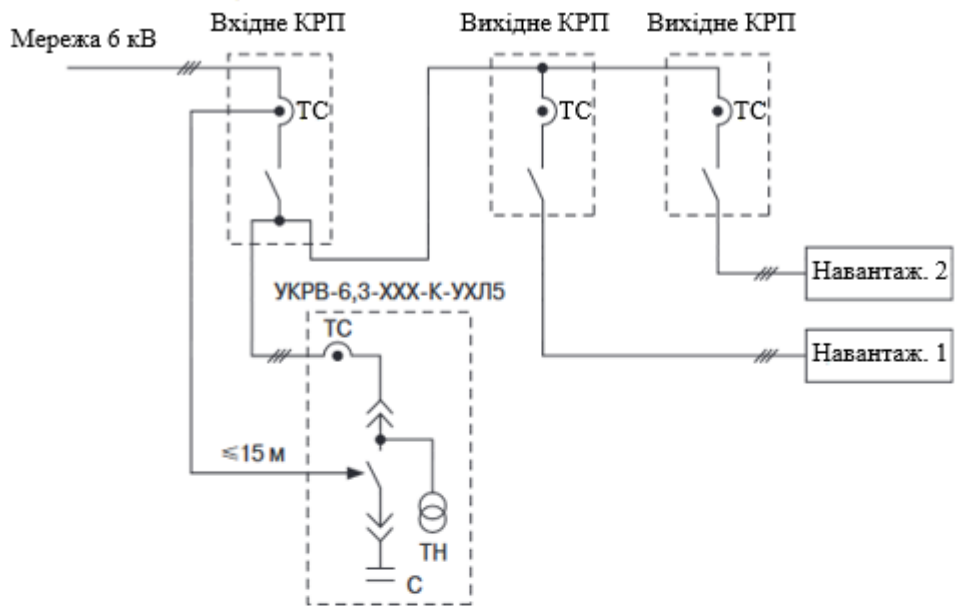


Рисунок 5.2. Схема підключення установки УКРВ-6,3-XXX-К-УХЛ5:

а) у розріз кабельної лінії що живить навантаження; б) до шаф КРП (вхідного та вихідного приєднань).

в)



г)

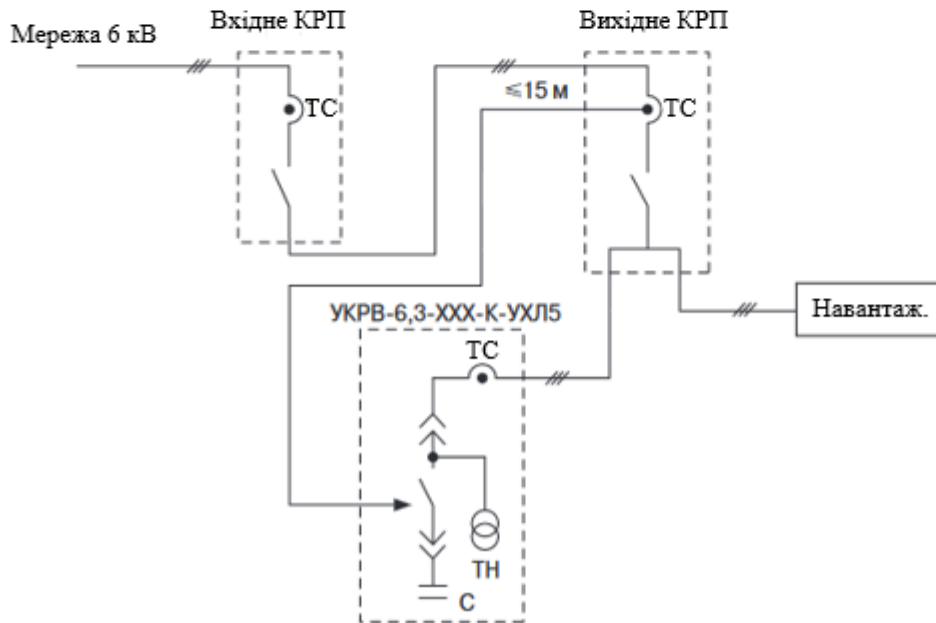


Рисунок 5.3. Схема підключення установки УКРВ-6,3-XXX-К-УХЛ5:  
в) до вхідної шафи КРП; г) до шафи КРП приєднання, що відходить.

## 5.2 Сучасні фільтрокомпенсуючі пристрої на основі технології FACTS

Підземна електрична мережа шахти ім. "Героїв Космосу" побудована з широким використанням вентиляльних перетворювачів, які спричинюють електромагнітні завади різного характеру.

Компенсація реактивної потужності в мережах з підвищеним рівнем вищих гармонік, що генеруються нелінійними навантаженнями, обумовлює деякі труднощі для застосування звичайних засобів КРП, розрахованих на синусоїдальні струми та напруги.

Практика роботи промислових підприємств свідчить про те, що батареї конденсаторів, що працюють при несинусоїдальній напрузі, у ряді випадків швидко виходять з ладу [15]. Причиною руйнування конденсаторів є перевантаження їх струмами вищих гармонік, що виникає, як правило, через те, що конденсаторні батареї змінюють частотні характеристики систем та сприяють виникненню резонансу струмів. При підключенні батареї конденсаторів до шин підстанції, що живить потужне вентиляльне навантаження, яке б не було значення ємності батареї, завжди знайдеться така група гармонік, при яких конденсатори вступають в режим резонансу струмів з індуктивністю мережі. Роботу батарей конденсаторів в умовах несинусоїдальної напруги необхідно розглядати з позицій взаємної впливу вищих гармонік мережі живлення і самих конденсаторів [15-16].

Мінімізації рівня вищих гармонік в шахтній мережі може бути реалізована за допомогою статичних тиристорних компенсаторів реактивної потужності, що побудовані на основі технології FACTS.

Термін і поняття FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System - гнучкі керовані системи електропередачі змінного струму) введені в обіг Інститутом електроенергетики EPRI (США). FACTS є однією з найбільш перспективних електромережових технологій, сутність якої полягає в тому, що електрична мережа з пасивного пристрою транспорту електроенергії

перетворюється в пристрій, що приймає активну участь в управлінні режимами роботи електричних мереж [17].

Завдяки цьому вдається «в режимі реального часу» управляти значеннями пропускної спроможності ЛЕП, перерозподіляти між паралельними лініями електропередачі потоки активної і реактивної потужностей, оптимізуючи їх в сталих режимах і перенаправляти їх за збереженими після аварій лініях електропередачі, не побоюючись порушення стійкості, тим самим забезпечуючи підвищення надійності електропостачання споживачів.

Згідно з технічними рішеннями технології FACTS в конструкції статичних тиристорних компенсаторів (СТК) використовуються такі основні елементи регулювання [15]:

- реактор з тиристорним управлінням (TCR);
- конденсатор з тиристорною комутацією (TSC);
- реактор з тиристорною комутацією (TSR);
- конденсатор з механічною комутацією (MSC).

*Принцип роботи реактора з швидкодіючим тиристорним управлінням за TCR схемою*

TCR – є одним з основних елементів регулювання СТК. TCR це поперечно приєднана тиристорно-керована індуктивність, реактанс якої плавно змінюється за рахунок керування провідністю тиристорного вентиля.

Швидкодіючі тиристорні компенсатори під час роботи вводять ємнісну складову струму в мережу, регулюючи, таким чином, напругу в лінії та підтримують необхідний рівень генерації реактивної потужності [16].

Найбільш часто використовується TCR схема ( тиристорно- керований реактор) (рис. 5.4.). Вона вводить в роботу постійно включені конденсаторні батареї з реакторами, які налаштовані на 3, 5, 7 гармоніки та генерує ємнісну



реактивну потужність, а також керовану тиристорами індуктивність (реактор), що вводиться в роботу повністю або частково для зниження ємнісної частини реактивної потужності [15-17].

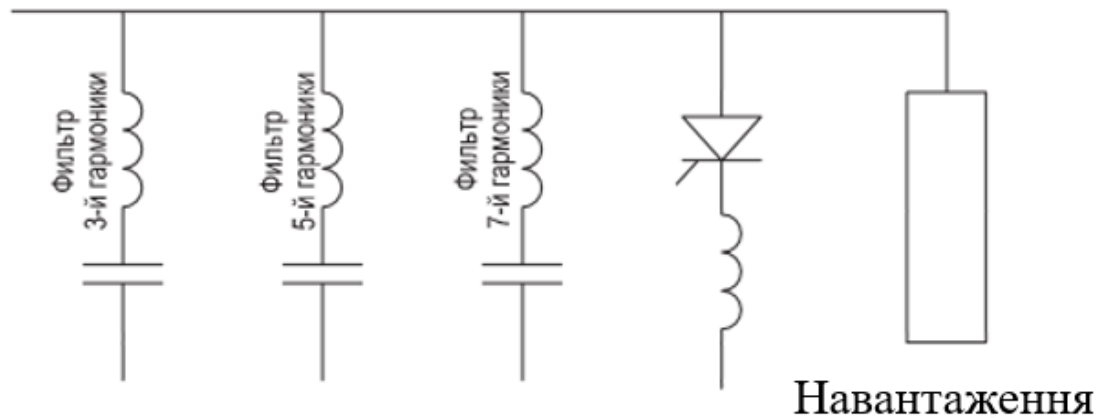


Рисунок 5.4. Принципова схема улаштування реактору з тиристорним керуванням

Застосування СТК призводить до суттєвої економії за рахунок оптимізації витрат електроенергії при передачі та споживанні. Регульована компенсація реактивної потужності досягається використанням конфігурацій вище наведених пристроїв (TCR, TSC, TSR, MSC).

## 6. Обґрунтування точок компенсації реактивної потужності в підземних мережах 962 лави

Електричне навантаження 962 лави шахти ім. "Героїв Космосу" формується з електричних навантажень типових одиничних споживачів, дані яких занесено до таблиці 6.1.

Зазначені електроприймачі підключені до двох комплектних трансформаторних підстанцій вибухозахищених (КТПВ), що розташовані у бортовому та збірному штреках відповідно (рис. 6.1.).

Таблиця 6.1. Відомості про споживачів електроенергії в 962 лави

Назва споживачів	Встановлена потужність	Робоча потужність	cos φ
	P, кВт	P, кВт	
Очисний комбайн КА-200	200	165	0,84
Конвеєр СП-251	200	150	0,86
ВСКП	75	56,2	0,88
ЛГКН	18,5	15,2	0,89
Унізенк	55	47	0,88

Згідно до теоретичних умов компенсації РП, найбільший ефект досягається при максимальному наближенні пристроїв компенсації до споживачів. Особливості технології видобутку вугілля підземним способом накладають деякі обмеження на вибір точок встановлення пристроїв КРП.

В даному випадку слід врахувати, що розробка лави ведеться безперервно упродовж року, отже встановлене обладнання перебуває в постійному русі та встановлення пристроїв КРП безпосередньо біля двигунів основного електрообладнання виявляється недоцільною [18].

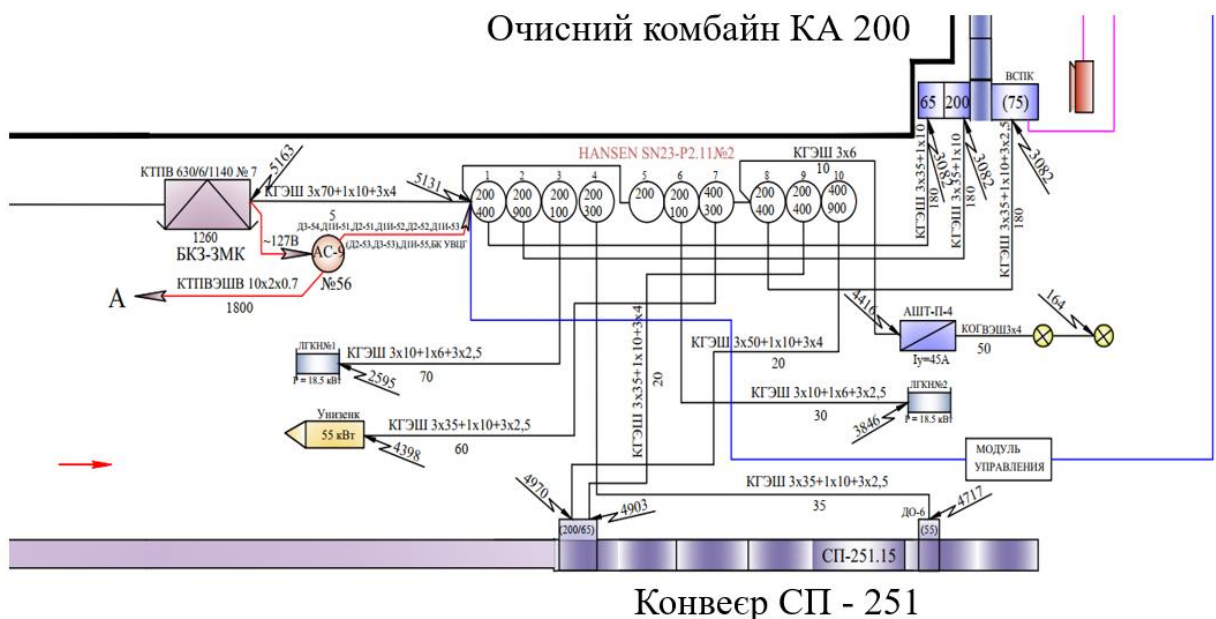


Рисунок 6.1. Схема підключення споживачів до КТПВ збирного штреку 962 лави

Найкращим рішенням з оптимізації перетоків РП в підземній мережі виявляються встановлення не регульованих БК у мережі 6 кВ безпосередньо біля КТПВ, до якої приєднано розподільчу мережу споживачів.

Таке розташування пристроїв КРП має наступні переваги з точки зору технологічного процесу [19]:

- наявне місце для фізичного розташування установки;
- виключається необхідність постійного переміщення установки лавою;
- встановлення КРП не впливає на технологічний процес видобутку вугілля;
- зручність переміщення установки після завершення експлуатації лави.

Також встановлення КРП в мережі 6 кВ має більший економічний ефект, оскільки мережі 6 кВ характеризуються суттєво більшою протяжністю в порівнянні з розподільчими мережами 1140 В. Компенсація саме на даному рівні напруги призводить до значного зменшення реактивної складової струму, що веде за собою підвищення пропускної спроможності мережі на ділянках РПП – ЦПП – ГПП та дозволяє зменшити перетини кабельно-провідникової продукції у загальношахтній мережі.

## **7. Моделювання оптимальних перетоків РП в підземній шахтній мережі**

### **7.1 Алгоритм моделювання оптимальних перетоків РП в системі електропостачання**

Для створення засад забезпечення енергетичної ефективності в умовах діючої вугільної шахти, необхідно виконати комплекс досліджень та розробити технічні рішення проблеми. Одним з найважливіших етапів є оптимізація електричних режимів з забезпеченням раціонального перетоку реактивної потужності. На основі наукових та експериментальних досліджень електричних режимів вугільних шахт проводять в наступній послідовності [3]:

- розрахунок електричних навантажень стаціонарних установок, підземних навантажень та підприємства в цілому;
- перевірка режиму напруги до найбільш віддалених електроприймачів;
- перевірка показників якості напруги при роботі потужних нелінійних навантажень з урахуванням циклічності роботи;
- вибір конфігурації схем і перетинів кабельних ліній (КЛ) електричних мереж;
- вибір засобів компенсації реактивної потужності (КРП) і їх розподіл між мережами 0,4, 0,66 кВ і 6 кВ.

При модернізації виробництва та впровадження перетворювачів енергії на різних технологічних ланках, очевидно, що потужності трансформаторів, а також перетину кабельних ліній можуть бути уточнені, а також потребує нормалізації електромагнітна сумісність підземних та поверхневих приймачів електроенергії з системою електропостачання [24]. Науковими дослідженнями визначні ознаки та специфічні режими стаціонарних установок вугільних шахт, які в комплексному підході вирішення проблеми енергетичної ефективності створюють унікальні співвідношення параметрів електромагнітних процесів передачі та перетворення електроенергії. Режим споживання реактивної потужності та генерації вищих гармонік має варіативний характер, причому ступінь споживання реактивної потужності залежить від споживаної активної потужності.

Одним із можливих методів дослідження та моделювання оптимальних перетоків РП в підземній системі електропостачання є проведення розрахунку згідно до методики визначення економічного ефекту викликаного недостатньою компенсацією або перекомпенсацією РП [3].

Найбільш ефективним шляхом вирішення цієї проблеми є оцінка плати за перетоки реактивної потужності в шахтній мережі, що досліджується.

Розглянемо алгоритм моделювання оптимальних перетоків РП в підземних шахтних мережах ( рис. 7.1).



Рисунок 7.1. Алгоритм моделювання оптимальних перетоків РП в підземних шахтних мережах

## 7.2 Розрахунок електричних навантажень підземної підстанції

Повне розрахункове навантаження підземної трансформаторної підстанції типу КТПВ, необхідної для живлення споживачів «енергопотягу» 962 лави може бути розраховано за формулою (7.1), з урахуванням коефіцієнту участі у максимумі [20]. При цьому, внаслідок невеликої протяжності кабельних ліній, що поєднують споживачів з розподільчим пристроєм, не обов'язкове врахування втрат потужності а цих ділянках.

$$S_p = K_{ум} \sqrt{(\sum P_p)^2 + (\sum Q_p)^2}, \quad (7.1)$$

де:  $K_{ум} = 0,9$  – коефіцієнт участі у максимумі навантаження;

$\sum P_p = \text{кВт}$  - сумарна розрахункова активна потужність споживачів згідно до таблиці 7.1.;

$\sum Q_p = \text{квар}$  – сумарна розрахункова реактивна потужність споживачів згідно до таблиці 7.1.

Повне розрахункове навантаження [21]:

$$S_p = 0,9 \sqrt{(433,4)^2 + (259,15)^2} = 454,5 \text{ кВА}$$

Коефіцієнт завантаження трансформаторів визначається [21]:

$$\beta = \frac{S_p}{\sum S_{т.ном}}, \quad (7.2)$$

де:  $S_p$  – розрахункова потужність, що визначається навантаженням кожного трансформатора;

$\sum S_{т.ном}$  – номінальна потужність трансформатора:

Приймаємо до встановлення комплектну трансформаторну підстанцію шахтного виконання КТПВ 630/6/1140.

$$\beta = \frac{454,5}{630} = 0,72$$

З метою підвищення ефективності електропостачання, можливо проводити живлення усіх споживачів бортового штреку від однієї трансформаторної підстанції. Це дозволить знизити втрати потужності в елементах підстанції за рахунок підвищення коефіцієнту завантаження робочого трансформатора.

Таблиця 7.1. Дані щодо навантаження трансформаторної підстанції бортового штреку 962 лави

№ п/п	Найменування	Встановлена потужність робочих електроприймачів, кВт	Робоча потужність		tg f
			Активна, кВт	Реактивна, квар	
1	Очисний комбайн КА-200	200	165	107,2	0,65
2	Одношвидкісний конвеєр СП 251	200	150	88,5	0,59
3	Очисний комплекс ВСКП	75	56,2	30,3	0,54
4	Лебідка ЛГКН	18,5	15,2	7,75	0,51
5	Грунтовидобувна машина «Унізенк»	55	47	25,4	0,54
<b>Усього</b>		<b>548,5</b>	<b>433,4</b>	<b>259,15</b>	<b>0,56</b>

### 7.3 Моделювання реального графіка електричних навантажень 962 лави

Розглянемо спрощену схему електропостачання шахтної мережі від КТПВ 962 лави до ГПП (рис. 7.2.). Схема побудована шляхом узагальнення повної схеми підземного електропостачання шахти.

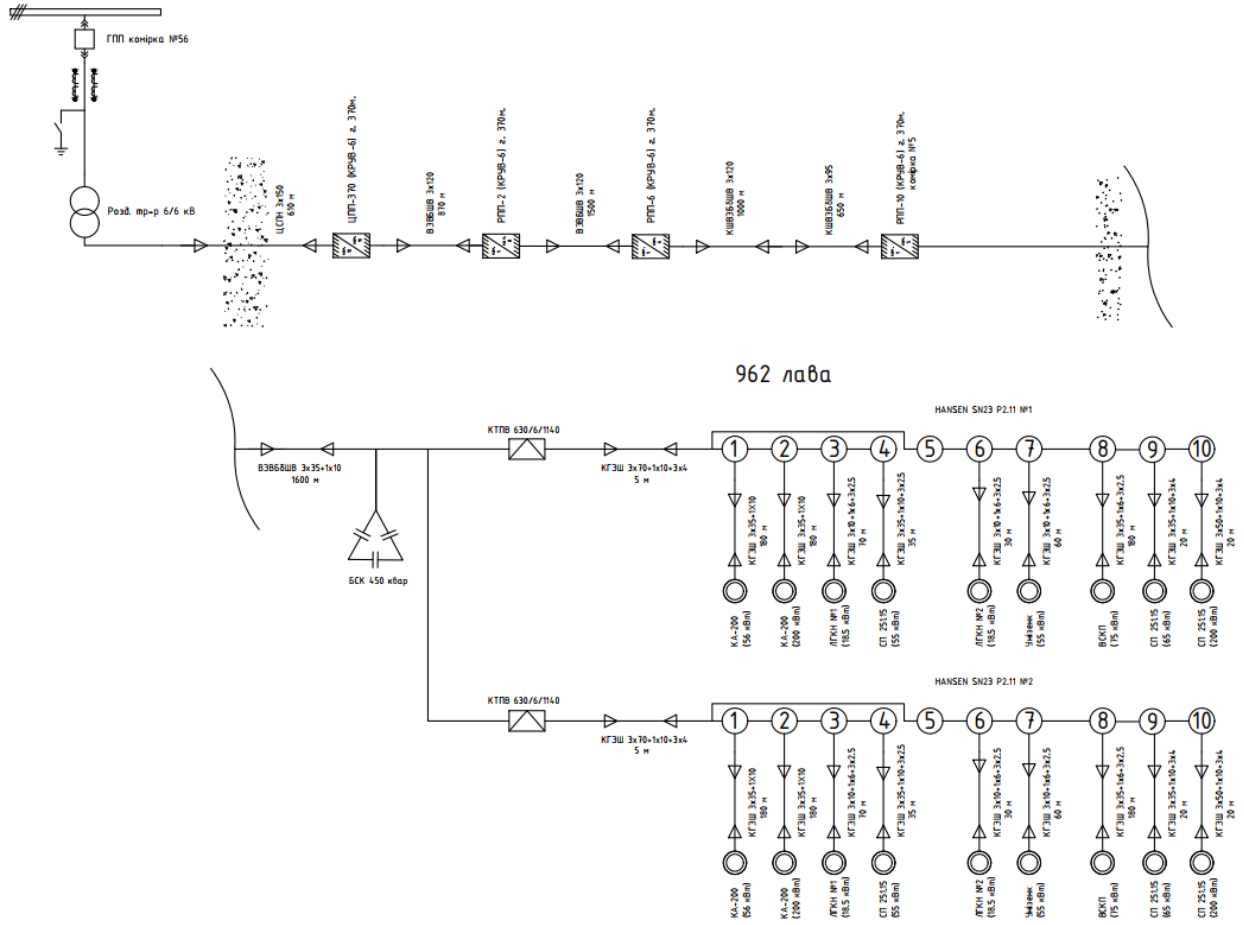


Рисунок 7.2. Схема електропостачання 962 лави

За даними, отриманими від енергомеханічної служби шахти ім. «Героїв Космосу» про рівень активної та реактивної потужностей в точці підключення споживачів до КТПВ бортового штреку ( табл. 7.3 ) можливо провести моделювання добового графіка електричних навантажень (ГЕН), для подальшого розрахунку оптимальних перетоків реактивної потужності у підземній шахтній мережі.



Таблиця 7.2 Добові електричні навантаження КТПВ бортового штреку  
962 лави

Дата	Час	Активна потужність, Р кВт	Реактивна потужність, Q, квар	Повна потужність, S, кВА	cos f
16.06.2023	0:00:00	52	96	109,2	0,48
	1:00:00	55	105	118,5	0,46
	2:00:00	5	95	107,4	0,47
	3:00:00	57	93	109,1	0,52
	4:00:00	60	100	116,6	0,51
	5:00:00	53	102	114,9	0,46
	6:00:00	56	96	111,1	0,50
	7:00:00	380	596	706,8	0,54
	8:00:00	425	653	779,1	0,55
	9:00:00	415	587	718,9	0,58
	10:00:00	408	607	731,4	0,56
	11:00:00	403	590	714,5	0,56
	12:00:00	413	579	711,2	0,58
	13:00:00	409	611	735,3	0,56
	14:00:00	411	587	716,6	0,57
	15:00:00	409	648	766,3	0,53
	16:00:00	403	597	720,3	0,56
	17:00:00	395	634	747,0	0,53
	18:00:00	411	601	728,1	0,56
	19:00:00	400	580	704,6	0,57
	20:00:00	401	624	741,7	0,54
	21:00:00	400	609	728,6	0,55
	22:00:00	409	62	736,1	0,56
	23:00:00	421	584	719,9	0,58

Графік побудовано із використанням програми Excel (рис. 7.3) за вихідними даними про 30-ти хвилинні навантаження у точці підключення споживачів до КТПВ ( для економії місця у табл. 7.2 наведено лише значення за годинний проміжок часу).

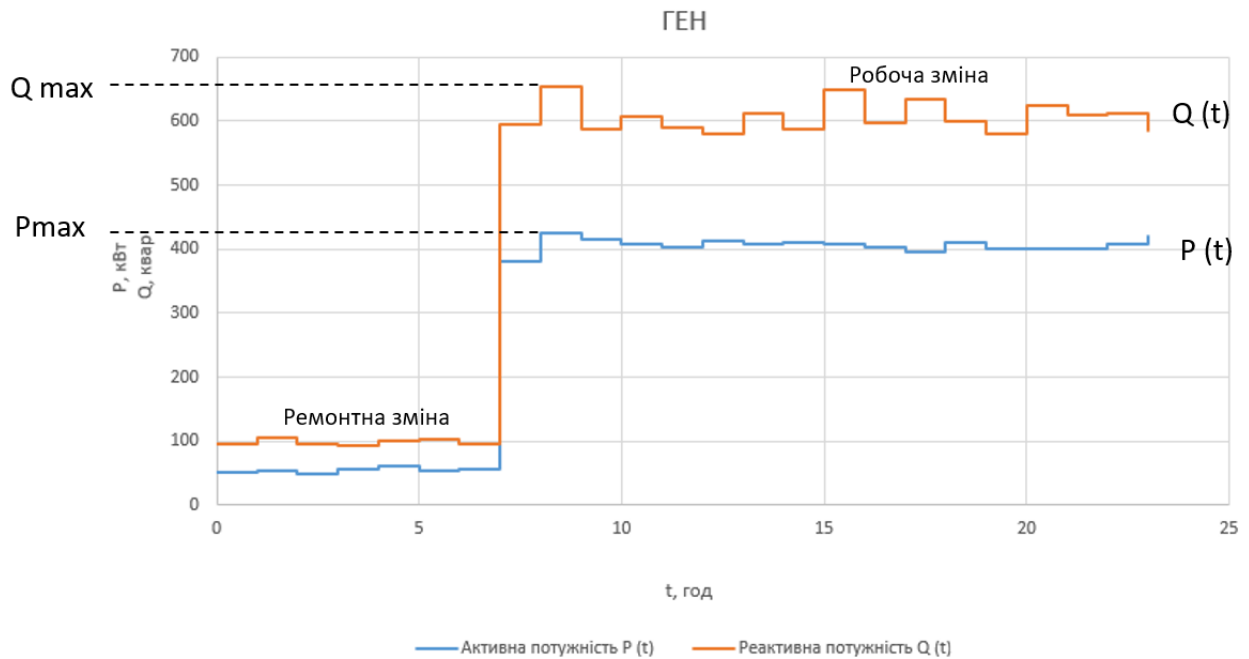


Рисунок 7.3. Графік електричних навантажень 962 лави

Аналізуючи графік бачимо, що режим електропостачання споживачів 962 лави характеризується значним перевищенням рівня реактивної складової в порівнянні з активною.

Така ситуація вимагає розробки технічних рішень з оптимізації рівня РП в мережі. Одним з можливих шляхів вирішення питання є компенсація РП на шинах 6 кВ КТПВ [22]. Встановлення пристроїв компенсації в цій точці доцільно з точки зору умов технологічного процесу видобутку вугілля та має переваги в порівнянні з випадком встановлення БСК безпосередньо в точках підключення споживачів напругою 1140 В.

## 7.4 Компенсація реактивної потужності в мережах несинусоїдальної напруги

Аналізуючи ГЕН 962 лави, який було наведено на рисунку 7.3 та значення добових електричних навантажень на шинах КТПВ бортового штреку ( табл. 7.3 ) приймаємо до встановлення БСК оптимальної потужності згідно до каталогів фірм виробників:

$$Q_{\text{бск}} = 450 \text{ квар} \quad (7.3)$$

Обрана потужність компенсуючих пристроїв дозволяє підтримувати оптимальний рівень РП на шинах КТПВ, при цьому не віддаючи РП в мережу в години з найменшим навантаженням робочої зміни.

Оскільки в ремонтну зміну передбачається вимкнення обладнання для видобутку вугілля з метою проведення ремонтних робіт, ГЕН складається лише з обладнання критичної інфраструктури ( водовідлив, вентиляція тощо ). На час проведення ремонтної зміни раціональним є вимкнення БКС з метою виключення завантаження мережі надлишковою реактивною потужністю.

На рисунку 7.4 наведено ГЕН 962 лави після впровадження БСК в технологічний процес.

Вибір потужності компенсуючого устаткування саме за графіком електричних навантажено ділянки, що розглядається має наступні переваги в порівнянні з розрахунковим методом [23]:

- вибір виконується відповідно до реальних значень навантаження споживачів, що дає змогу уникнути завищення потужності обладнання, в порівнянні з випадком, коли вибір проводить за паспортними параметрами.

Це обумовлено тим, що встановлене обладнання в умовах реального технологічного процесу, в більшості випадків працює з коефіцієнтом потужності нижчим за номінальний;

- можливо дослідити режими роботи аналогічного обладнання для визначення оптимальних точок становлення БСК.

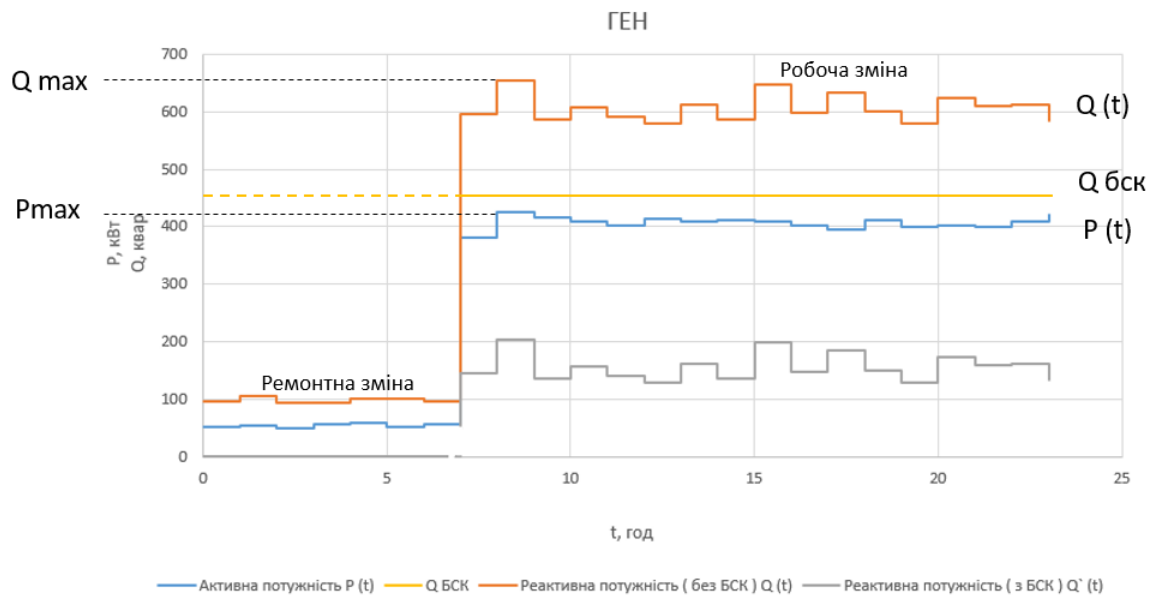


Рисунок 7.4. Графік електричних навантажень 962 лави після компенсації реактивної потужності

Під час дослідження питання з вибору потужності та точок підключення батарей конденсаторів, виникає необхідність у встановленні пристроїв з компенсації негативного впливу вищих гармонік. Необхідність в першу чергу обумовлена широким використання частотних перетворювачів, які використовуються для регулювання режимів роботи асинхронних двигунів основного обладнання з видобутку вугілля.

## 7.5 Вибір параметрів кабельних ліній 6 кВ на ділянці КТПВ - РПП

Для забезпечення безперебійного живлення споживачів електричної енергії у лаві та дотримання вимог з безперервності технологічного процесу з видобутку вугілля потрібно провести вибір кабельної лінії (КЛ) напругою 6 кВ.

Вибір проводимо на основі даних про навантаження у 962 лаві, при цьому враховуємо, що до РПП-10 підключено дві КТПВ збірного та бортового штреку відповідно.

Робочий струм може бути розраховано за формулою [21]:

$$I_{\text{роз}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{780}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 71,56 \text{ А} \quad (7.4)$$

Попередньо приймаємо кабель марки ВЄВБШВ 3х35,  $I_{\text{доп.пасп}} = 105 \text{ А}$ ;  $U_{\text{ном}} = 6,3 \text{ кВ}$  – напруга мережі.

За даними потужності короткого замикання (КЗ) в точці підключення КТПВ до розподільчого пристрою  $S_k = 32,5 \text{ МВА}$  розрахунковий струм КЗ може бути знайдений за формулою [21]:

$$I_k^3 = \frac{S_k}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} = \frac{32,5}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,98 \text{ кА} \quad (7.5)$$

$I_k^3 = 2,98 \text{ кА}$  – максимальний струм 3-ри фазного КЗ в точці підключення КТПВ;

$t_{\text{п}} = 1 \text{ с}$  – повий час тривалості КЗ.

1. Перевірка кабелю за допустимим тривалим струмом навантаження.

Кабель проходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}} \quad (7.6)$$

де:  $I_p$  – розрахунковий струм в мережі, А.

Тривалий допустимий струм мідної жили кабелю ВЄВБбШВ 3х35 у стандартних умовах складає  $I_c = 105$  А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання розраховуємо з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,95$  ( кабель напругою 6,3 кВ прокладено в кабельному каналі );

$k_3 = 0,92$  ( для температури навколишнього середовища 30°C);

$k_4 = 1,0$  ( наявність захисту кабелю від струмових перевантажень).

$k_{(m)} = 1,1$  - коефіцієнт навантаження.

$$I_{\text{доп}} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_m \quad (7.7)$$

$$I_{\text{доп}} = 105 \cdot 0,95 \cdot 0,92 \cdot 1,0 \cdot 1,1 = 100,9 \text{ А}$$

$$71,56 < 100,9 \text{ А} \text{ – умова виконується}$$

2. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по жилі.

Кабель проходить якщо виконується умова [21]:

$$I_k^{(3)} < I_{\text{к.з.ж}}^{(3)} \quad (7.8)$$

де:  $I_k^{(3)}$  – максимальний струм 3-ри фазного КЗ, А;

$I_{\text{к.з.ж}}^{(3)}$  -максимально допустимий струм КЗ жили кабелю, кА.

$$2,5 < 2,98 \text{ – умова НЕ виконується}$$

Обраний кабель не проходить за умови допустимого струму КЗ, отже збільшуємо перетин, та приймаємо ВЄВБбШВ 3х50.

## 7.6 Розрахунок фільтрокомпенсуючих пристроїв

Графік споживання реактивної потужності на шинах ГПП набуває характерних особливостей, які обумовлені генерацією вищих гармонік від перетворювачів енергії на різних технологічних ланках та залежністю споживання РП від споживаної активної потужності [27].

Для визначення спроможності засобів компенсації реактивної потужності забезпечити високі значення коефіцієнта потужності був виконаний моніторинг показників електричних режимів та показників якості напруги з почерговим приєднанням БСК та ФКУ до відповідних секцій шин 6 кВ з використанням трифазного реєстратора якості електричної енергії Fluke 1738.

Розглянемо режим роботи другого вводу шин 6 кВ підстанції 154/35/6 кВ шахти імені «Героїв Космосу» за добу з підключенням ФКУ 5 v до комірки №49 ( рис. 7.5 – 7.7).

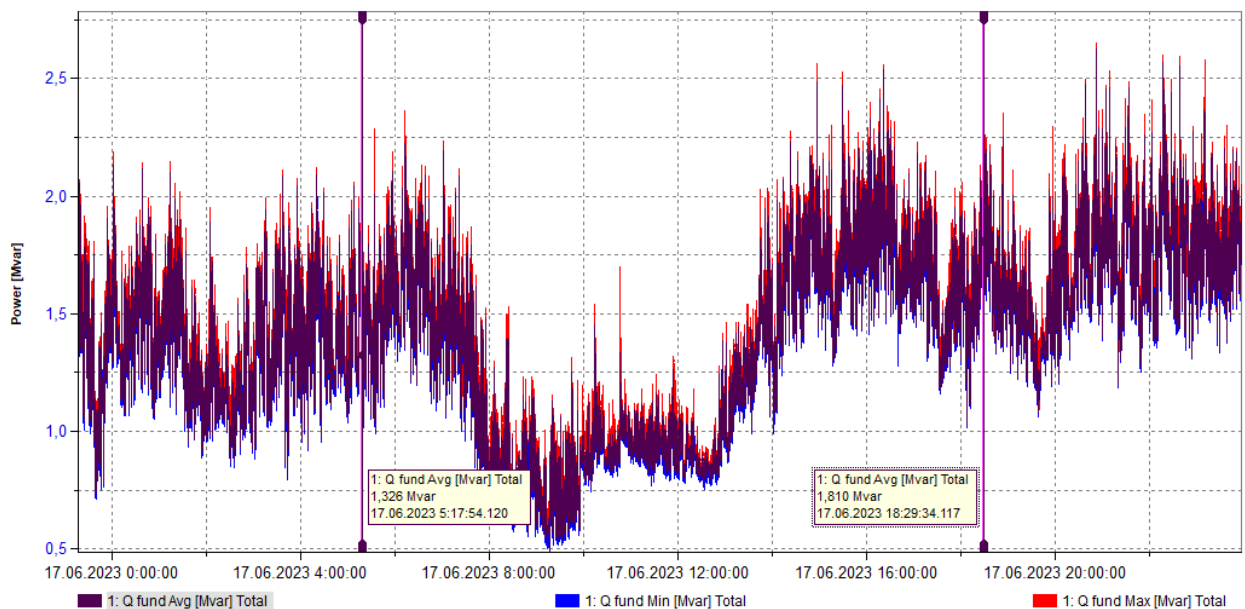


Рисунок 7.5. Графік споживання реактивної потужності за добу реєстрації від 17.06.2023 до 18.06.2023

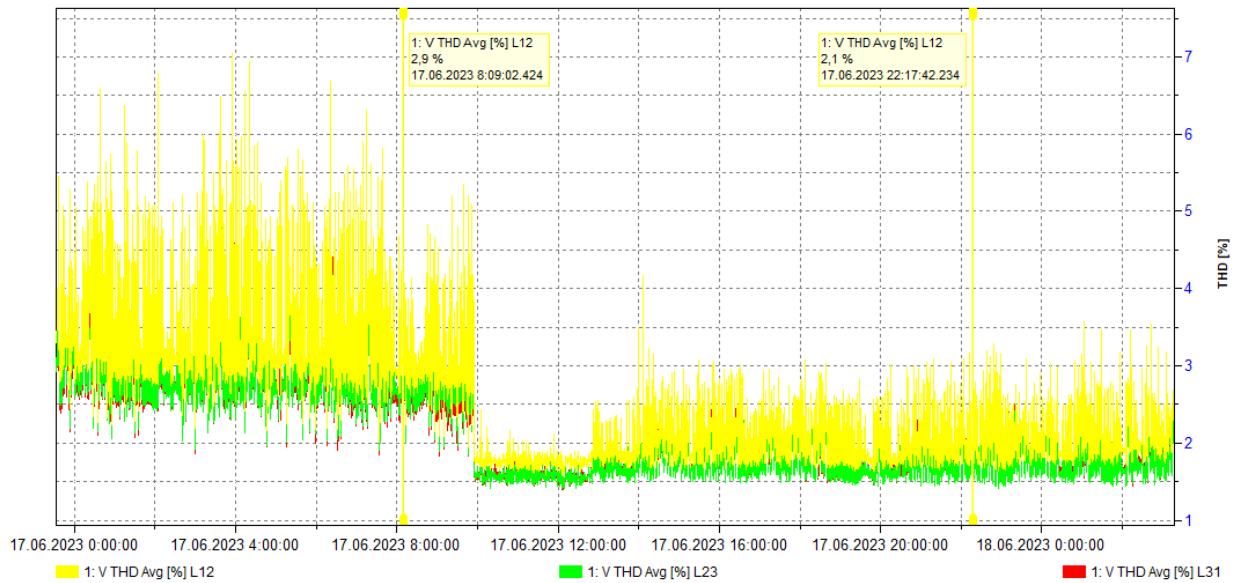


Рисунок 7.6. Графік THD (U) за добу реєстрації від 17.06.2023 до 18.06.2023

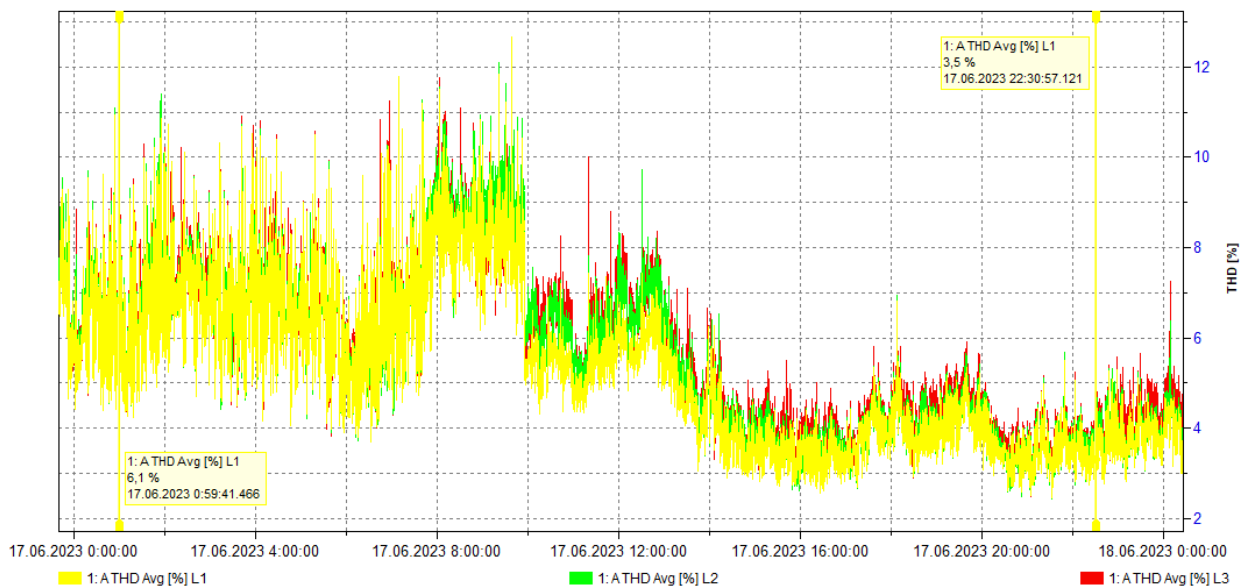


Рисунок 7.7. Графік THD (I) за добу реєстрації від 17.06.2023 до 18.06.2023

Опираючись на результати проведених вимірів, проаналізуємо основний параметр оцінки показника якості електричної енергії - THD (total harmonic distortion).

Під час аналізу даних можемо спостерігати невідповідність параметру якості електричної енергії згідно з EN50160 [28], а саме перевищення рівня одинадцятої гармоніки. Стандарт EN50160 передбачає допустимий рівень одинадцятої гармоніки на рівні 3,5% від номінальної напруги, на відмінну від



зафіксованого значення у 5,47% між фазами А і В. Між фазами В і С максимальний рівень THD = 5,14% та між фазами С і А максимальний рівень THD = 5,09%.

Для нормалізації показників якості електричної енергії та виключення режиму перевантаження для батареї конденсаторів по струму на частотах вищих гармонік найбільш ефективним рішенням є встановлення додаткового захисного реактору (рис. 7.8).

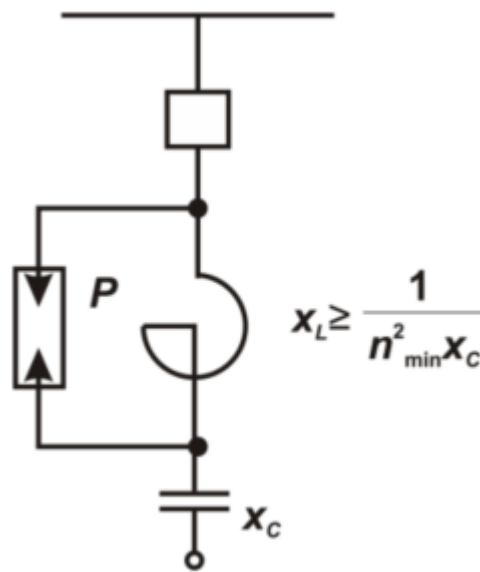


Рисунок 7.8. Схема захисту БК від впливу вищих гармонік

Індуктивність реактору вибирається з умови резонансу напруг за умови, щоб електричне коло «реактор-батарея» носило виключно індуктивний характер на частоті найменшої гармоніки в спектрі.

$$X_c = X_L \quad (7.9)$$

$$v_{\text{нм}} \cdot \omega \cdot L_p \geq \frac{1}{v_{\text{нм}} \cdot \omega \cdot C_{\text{БК}}} \quad (7.10)$$

де:  $v_{\text{нм}}$  – номер гармоніки;

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f .$$

Необхідно вибрати реактор так, щоб електричне коло носило індуктивний характер. Визначимо ємність БК:

$$C_{\text{БК}} = \frac{Q_{\text{БК}} \cdot 10^9}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \quad (7.11)$$

де:  $Q_{\text{БК}}$  – потужність БК, квар.

$$C_{\text{БК}} = \frac{900 \cdot 10^9}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 6300^2} = 72,21 \text{ мкФ}$$

З умови рівняння резонансу можливо визначити опір реактору:

$$L_{\text{р}} = \frac{1}{v_{\text{НМ}}^2 \cdot (2 \cdot \pi \cdot f)^2 \cdot C_{\text{БК}}} \quad (7.12)$$

$$L_{\text{р}} = \frac{1}{5^2 \cdot (2 \cdot 3,14 \cdot 50)^2 \cdot 72,21} = 5,41 \text{ мГн}$$

Приймаємо до установки фільтруючий реактор типу ФРТС 10-167-5,5.

Технічні характеристики реактору:

- номінальна індуктивність реактору  $L_{\text{р}} = 5,5 \text{ мГн}$ ;
- струм першої гармоніки  $I_{1 \text{ реакт}} = 125 \text{ А}$ .

### *Розрахунок фільтро-компенсуючих пристроїв ГПП*

Визначимо струм гармонік перетворювача для розрахунку мінімально допустимої потужності ФКУ.

Струм для 5-ї гармоніки за даними проведених вимірів:

$$I_5 = 86,2 \text{ А} \quad (7.13)$$

Визначимо дефіцит реактивної потужності на рівні КТПВ бортового штреку:

$$Q_{\text{пр}} = 129,74 \text{ квар} \quad (7.14)$$

Визначимо кратність струму 7-ї гармоніки, яка проходить через ФКУ 5-ї гармоніки [26]:

$$I_{\text{екв}} = \sqrt{I_5^2 + (\vartheta_7 \cdot I_7)^2} \quad (7.15)$$

$$\vartheta_7 = \frac{1}{\frac{1}{\Delta_p \cdot n^2} \left[ 1 - \left( \frac{5}{n} \right)^2 \right] + 1} \quad (7.16)$$

$$K_{\text{тр}} = \frac{U_1}{U_2} = \frac{158}{6,3} = 25,07 \quad (7.17)$$

$$\Delta_p = \frac{Q_{\Sigma}}{\frac{S_k}{K_{\text{тр}}}} = \frac{129,74}{\frac{32526}{25,07}} = 0,1 \quad (7.18)$$

$$\vartheta_7 = \frac{1}{\frac{1}{0,1 \cdot 5^2} \left[ 1 - \left( \frac{5}{7} \right)^2 \right] + 1} = 0,88$$

$$\vartheta_{11} = 0,89; \vartheta_{13} = 0,97$$

$$I_{\text{екв}} = \sqrt{86,2^2 + (0,88 \cdot 61,36)^2} = 101,72 \text{ A}$$

Кратність перевантаження БК за струмом дорівнює:

$$k = \frac{101,72}{86,2} = 1,18$$

Визначимо реактивну потужність батарей конденсаторів за еквівалентним струмом [26]:

$$Q_{\text{БК}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{екв}} \cdot U_{\text{н}} = \sqrt{2} \cdot 1,18 \cdot 101,72 \cdot 6,3 = 853,6 \text{ кВар} \quad (7.19)$$

Отримане значення  $Q_{\text{БК}}$  в порівнянні із потужністю прийнятої установки БСК свідчить про раціональність встановлення ФКУ 5-ї гармоніки.

Визначимо остаточне значення вищих гармонік після установки ФКУ 5-ї гармоніки:

$$U_5^* = 0\%$$

$$U_7^* = \sqrt{7}(1 - \vartheta_7) = 0,31\%$$

$$U_{11}^* = 0,28\%$$

$$U_{13}^* = 0,078\%$$

Значення коефіцієнта викривлення після установки ФКУ [26]:

$$K_u^* = \sqrt{(U_5^*)^2 + (U_7^*)^2} \quad (7.20)$$

$$K_u^* = \sqrt{(0)^2 + (0,31)^2} = 0,31 = 3,1\%$$

Отже, після установки ФКУ 5-ї гармоніки коефіцієнт викривлення знаходиться в межах допустимих значень згідно вимог ГОСТ 13109- 97 "Норми якості електричної енергії" [29].

### 7.7 Оцінка плати за перетоки РП в підземній мережі електропостачання

Більша частина електроприймачів лави в процесі роботи споживає з мережі окрім активної потужності, реактивну потужність, надлишкова наявність якої у системі електропостачання призводить до значних не виробничих витрат. Виникає необхідність у збільшенні пропускної спроможності мережі шляхом використання кабелів більшого перетину, збільшення кількості трансформаторних підстанцій. Для запобігання негативних явищ в енергосистемі проводиться оціночний аналіз перетоків РП в шахтній мережі за методом оцінки плати за перетоки РП [29].

Розглянемо схему заміщення підземної мережі електропостачання від КТПВ 962 лави до ГПП ( рис. 7.9).

Для оцінки плати за перетоки РП проведемо розрахунок втрат активної та реактивної потужностей на кожній ділянці в залежності від їх початкового рівня у точці підключення КТПВ до розподільчого пристрою.

Розрахунки проводимо для двох варіантів:

- без встановлення БСК на ділянці КТПВ – РПП-10;
- з встановленням БСК.

Виконаємо розрахунок розподілу потужності в кабельній лінії на ділянці КТПВ – РПП-10 за наступних вихідних даних про сумарну потужність споживачів:

$$S_1 = 461 + j 796 \text{ кВа}$$

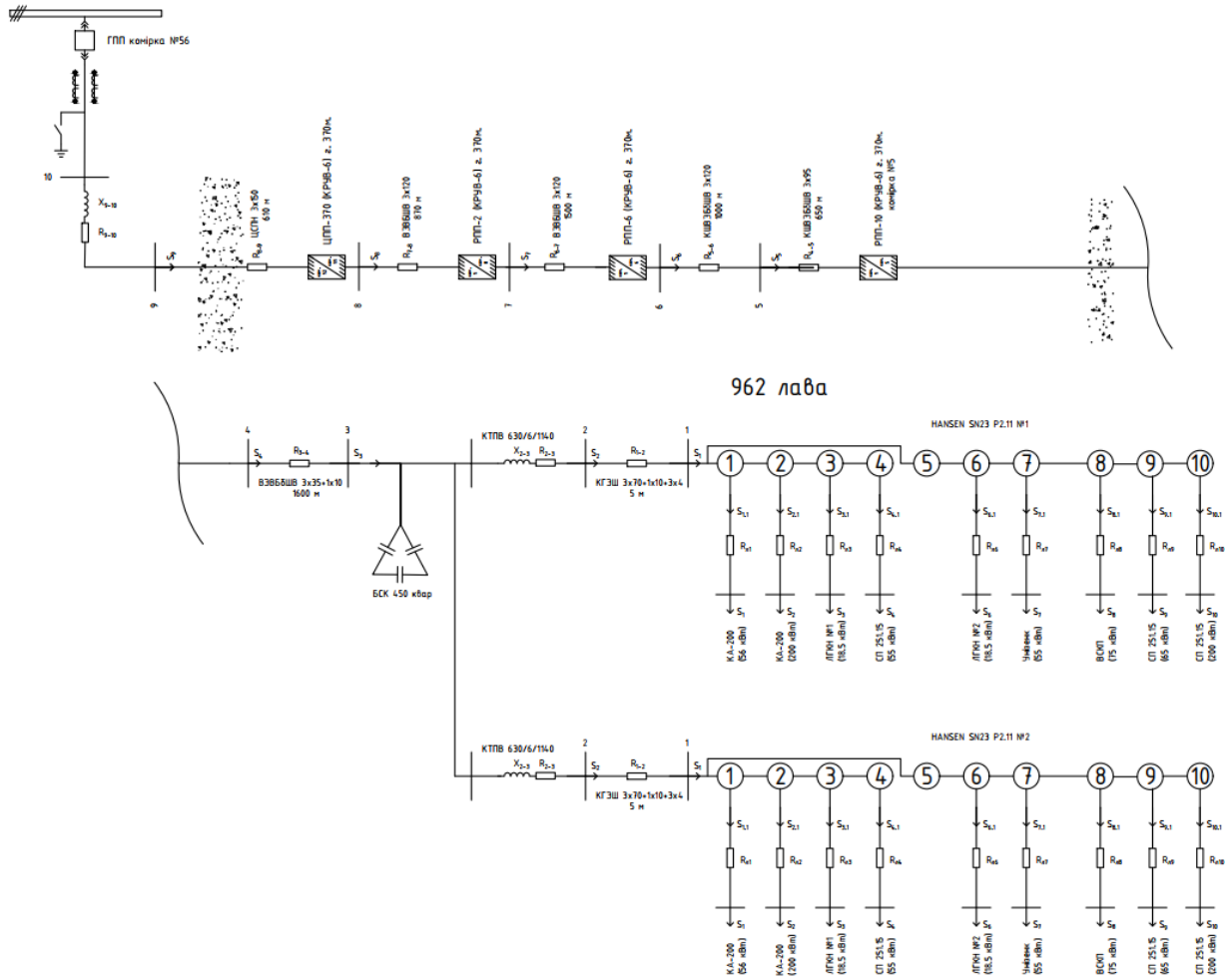


Рисунок 7.9. Схема заміщення підземної мережі електропостачання

Втрати потужності в КТПВ можуть бути розраховані за формулами [21]:

$$\Delta P_T = \left(\frac{S_1}{U_{НОМ}}\right)^2 \cdot r_0 = \left(\frac{780}{6,3}\right)^2 \cdot 2,12 = 32,49 \text{ кВт} \quad (7.21)$$

$$\Delta Q_T = \left(\frac{S_1}{U_{НОМ}}\right)^2 \cdot x_0 = \left(\frac{780}{6,3}\right)^2 \cdot 8,5 = 130,26 \text{ квар} \quad (7.22)$$

- де:  $S_1$  – потужність споживачів, кВА;
- $U_{НОМ}$  – номінальна напруга мережі, кВ;
- $r_0$  – активний опір трансформатора, Ом;
- $x_0$  – реактивний опір трансформатора, Ом;

Потужність на шинах РПП-10 може бути визначена за наступними формулами.

Втрати потужності в кабельній лінії можуть бути розраховані за формулами [21]:

$$\Delta P_1 = \left(\frac{S_1}{U_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot r_0 \cdot l_{\text{кл}} = \left(\frac{920}{6,3}\right)^2 \cdot 0,52 \cdot 1,6 = 17,9 \text{ кВт} \quad (7.23)$$

$$\Delta Q_1 = \left(\frac{S_1}{U_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot x_0 \cdot l_{\text{кл}} = \left(\frac{920}{6,3}\right)^2 \cdot 0,063 \cdot 1,6 = 2,4 \text{ квар} \quad (7.24)$$

де:  $S_1$  – потужність у точці приєднання КТПВ, кВА;

$U_{\text{НОМ}}$  – номінальна напруга мережі, кВ;

$r_0$  – погонний активний опір кабельної лінії, Ом;

$x_0$  – погонний реактивний опір кабельної лінії, Ом;

$l_{\text{кл}}$  – довжина кабельної лінії, км.

Потужність на шинах РПП-10 може бути визначена за формулою [21]:

$$S_2 = S_1 + \Delta S_{\text{кл}} \quad (7.25)$$

$$S_2 = 478 + j799 \text{ кВА}$$

Результати розрахунків розподілу потужностей на ділянці РПП 10 – ЦПП зведено до таблиць 7.3 – 7.4.

Таблиця 7.3 Відомості про електричну мережу

Ділянка		Марка кабелю	Довжина	Опір жили	
			l, км	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км
КТПВ	РПП-10	ВЄВБШВ 3x50	1,6	0,524	0,063
РПП-10	муфта. ПК 252	КШВЄБШ В 3x95	0,65	0,147	0,061
муфта. ПК 252	РПП-6	КШВЄБШ В 3x120	1	0,153	0,057
РПП-6	РПП-2	ВЄВБШВ 3x120	1,5	0,253	0,055
РПП-2	ЦПП-370 гор.	ВЄВБШВ 3x120	0,87	0,253	0,055
ЦПП-370 гор.	Розд. т-р 6/6 кВ	ЦСПН 3x150	0,61	0,122	0,074
Розд. т-р 6/6 кВ	ГПП ком. №56	ЦСПН 3x150	0,5	0,122	0,074

Таблиця 7.4 Розподіл потужності без використання БСК

Ділянка		Втрати потужності		Розподіл потужностей		
		$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , квар	P, кВт	Q, квар	S, кВА
КТПВ	РПП-10	17,9	2,4	478,6	798,7	931,1
РПП-10	муфта. ПК 252	2,3	1,0	480,9	799,7	933,1
муфта. ПК 252	РПП-6	3,7	1,4	484,6	801,0	936,2
РПП-6	РПП-2	9,2	2,0	493,9	803,0	942,8
РПП-2	ЦПП-370 гор.	5,4	1,2	499,3	804,2	946,3
ЦПП-370 гор.	Розд. т-р 6/6 кВ	1,9	1,1	501,2	805,3	948,5
Розд. т-р 6/6 кВ	ГПП ком. №56	10,0	54,0	511,2	859,3	999,7



Для проведення оціночного аналізу плати за перетоки РП в електричній мережі виконаємо розрахунок для варіанту з включенням БСК у точці підключення КТПВ до розподільчого пристрою.

Потужність статичних батарей компенсаторів, згідно до розрахунків у пункті 7.4 дорівнює:

$$Q_{\text{БСК}} = 450 \text{ квар}$$

З урахуванням потужності БСК, потужність на шинах КТПВ дорівнює:

$$S_1 = 461 + j 346 \text{ кВа}$$

Втрати потужності в кабельній лінії:

$$\Delta P_1 = \left(\frac{S_1}{U_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot r_0 \cdot l_{\text{кл}} = \left(\frac{576}{6,3}\right)^2 \cdot 0,52 \cdot 1,6 = 7,7$$

$$\Delta Q_1 = \left(\frac{S_1}{U_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot x_0 \cdot l_{\text{кл}} = \left(\frac{576}{6,3}\right)^2 \cdot 0,063 \cdot 1,6 = 0,9 \text{ квар}$$

Значення розподілу потужностей по шахтній мережі, з використанням БСК зведено у таблиці 7.5

Таблиця 7.5 Розподіл потужності з використанням БСК

Ділянка		Втрати потужності		Розподіл потужностей		
		ΔP, кВт	ΔQ, квар	P, кВт	Q, квар	S, кВА
КТПВ	РПП-10	7,7	0,9	468,5	347,3	583,2
РПП-10	муфта. ПК 252	0,9	0,4	469,4	347,6	584,1
муфта. ПК 252	РПП-6	1,4	0,5	470,8	348,2	585,6
РПП-6	РПП-2	3,6	0,8	474,5	349,0	589,0
РПП-2	ЦПП-370 гор.	2,1	0,5	476,6	349,4	590,9
ЦПП-370 гор.	Розд. т-р 6/6 кВ	0,7	0,4	477,3	349,9	591,8
Розд. т-р 6/6 кВ	ГПП ком. №56	3,9	21,0	481,2	370,9	607,5

Таблиця 7.6 Аналіз впливу компенсації РП на перетоки потужності у шахтній мережі

Ділянка		Розподіл потужностей без БСК			Розподіл потужностей з БСК		
		Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА
Енергопотяг	КТПВ	<b>425,0</b>	<b>653,0</b>	779,1	<b>425,0</b>	<b>203,0</b>	471,0
КТПВ	РПП-10	478,6	798,7	931,1	468,5	347,3	583,2
РПП-10	муфта. ПК 252	480,9	799,7	933,1	469,4	347,6	584,1
муфта. ПК 252	РПП-6	484,6	801,0	936,2	470,8	348,2	585,6
РПП-6	РПП-2	493,9	803,0	942,8	474,5	349,0	589,0
РПП-2	ЦПП-370 гор.	499,3	804,2	946,3	476,6	349,4	590,9
ЦПП-370 гор.	Розд. т-р 6/6 кВ	501,2	805,3	948,5	477,3	349,9	591,8
Розд. т-р 6/6 кВ	ГПП ком. №56	511,2	859,3	999,7	481,2	370,9	607,5

Під час проведення аналізу впливу компенсації РП на перетоки потужності у шахтній мережі були уточнені потужності трансформаторів, а також перетини кабельних ліній на ділянці КТПВ – РПП-10.

Оскільки режим споживання реактивної потужності та генерації вищих гармонік має варіативний характер, причому ступінь споживання реактивної потужності залежить від споживаної активної потужності, в якості дослідження та моделювання оптимальних перетоків РП в підземній системі електропостачання виконаємо розрахунок економічного ефекту викликаного компенсацією РП за формулами [26]:

$$\Delta W1 = \frac{\Sigma P_i^2 \cdot t_i + \Sigma Q_i^2 \cdot t_i}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R \quad (7.26)$$

де:  $\Delta W1$  та  $\Delta W2$  – втрати енергії до компенсації та після компенсації;

$P_i$  та  $Q_i$  – значення потужностей за півгодинний інтервал часу;

$U_{\text{НОМ}}$  – номінальна напруга мережі;

$R$  – сумарний опір схеми заміщення.

$$\Delta W1 = \frac{3,01 + 6,97}{6,3^2} \cdot 3,88 = 1,08 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W2 = \frac{\Sigma P_j^2 \cdot t_j + \Sigma Q_j^2 \cdot t_j}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R \quad (7.27)$$

$$\Delta W2 = \frac{3,01 + 0,39}{6,3^2} \cdot 3,88 = 0,37 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Економічний ефект від компенсації РП може бути розраховано за формулою:

$$\delta W = (\Delta W1 - \Delta W2) \cdot c \quad (7.28)$$

де:  $c = 4,02$  грн/МВт\*год

$$\delta W = (1,08 - 0,37) \cdot 4,02 = 2834,26 \text{ грн}$$

Отримане значення демонструє економію коштів за добу після встановлення засобів компенсації РП на одній з КТПВ у лаві.

## **ЕКОНОМІНИЙ РОЗДІЛ**

## Вступ

Дослідження питання перетоків реактивної потужності (РП) в системах електропостачання гірничих підприємств є доволі актуальною задачею, вирішення якої дозволить не тільки знизить рівень невиробничих витрат, а й значною мірою підвищити стійкість енергосистеми в цілому.

Актуальність дослідження даного питання в першу чергу обумовлена необхідністю пошуку нових підходів до оптимізації перетоків РП [1], з огляду на те, що традиційні підходи до її компенсації не здатні забезпечити раціональні перетоки РП в електричних мережах гірничих підприємств напругою 0,66 – 1,14 – 6- 10 кВ.

Необхідність вирішення зазначеного питання криється в унікальності співвідношень параметрів режиму електропостачання гірничих підприємств, постійній зміні нелінійних навантажень в підземних мережах та сучасними тенденціями з децентралізації систем електропостачання [4-6], які значною мірою ускладнюють розрахунок режимів роботи електричних мереж.

В кваліфікаційній роботі вирішено питання з доцільності встановлення пристроїв компенсації РП у підземних шахтних мережах, розглянуто можливі точки їх встановлення з урахуванням вимог технологічного процесу.

При техніко-економічному обґрунтуванні можливих варіантів компенсації РП великого значення набуває методика визначення економічного ефекту [3-4], викликаного недостатньою компенсацією або перекомпенсацією РП. Сутність методики полягає у вирішенні питання підвищення економічної ефективності шахтної мережі в цілому, одним з можливих шляхів вирішення якого є оцінка плати за перетоки РП.

З метою розв'язання зазначеного питання в кваліфікаційній роботі було вирішено наступні питання:

- проведено аналіз типових електричних навантажень окремих споживачів лави;
- на основі отриманих даних проведено моделювання добового графіка електричних навантажень (ГЕН);
- проведено розрахунок з вибору трансформаторної підстанції для підключення основного навантаження лави;
- виконано розрахунки з вибору кабельно-провідникової продукції;
- проведено розрахунок з вибору пристроїв з компенсації РП;
- досліджено питання впливу засобів компенсації РП на оптимізацію перетоків РП в системі електропостачання.

За результатом проведеного дослідження передбачається оптимізація перетоків РП в підземних електричних мережах шахти ім. «Героїв Космосу», шляхом встановлення статичних батарей конденсаторів безпосередньо на трансформаторній підстанції, від якої отримують живлення споживачі «енергопотягу» у лаві.

Результатом від впровадження технічних засобів з зниження рівня РП в електричній мережі є суттєве підвищення пропускної спроможності мережі по активній потужності при незмінному перетині кабельно-провідникової продукції, виключення потреби у завищенні потужностей трансформаторних підстанцій та збільшенні їх кількості, а також зниженні витрат на розробку додаткових заходів з регулювання напруги.

Вирішення завдання з економічної оцінки запропонованого науково-технічного рішення дозволить провести аналіз доцільності встановлення розглянутих технічних засобів, використання яких можливо під час модернізації існуючого обладнання, або проектуванні нових електричних мереж шахти ім. "Героїв Космосу".

Для проведення аналізу з визначення економічної доцільності впровадження проектного рішення необхідно провести наступні розрахунки [36]:

- капітальних витрат;
- експлуатаційних витрат (а саме: амортизаційних відрахувань, річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт, розрахунок вартості спожитої енергії);
- річної економії від впровадження науково-технічного рішення;
- аналіз показників економічної ефективності.

## 1. Розрахунок капітальних витрат

Капітальні інвестиції – це кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації [36].

Капітальні інвестиції з реалізації проектно-технічного рішення з оптимізації перетоків РП в електричних мережах гірничого підприємства, що розглянуті в даній кваліфікаційній роботі включають:

- витрати на придбання електротехнічного обладнання;
- витрати, пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- витрати, пов'язані з виконанням пуско-налагоджувальних робіт.

Проектні капітальні інвестиції в устаткування і будівельно-монтажні роботи визначаються на основі цін, наведених у прайс-листах фірм виробників обладнання.

З метою визначення величини проектних капіталовкладень ( $K_{пр}$ ) скористаємося формулою [36]:

$$K_{пр} = K_{об} \cdot (\sum_{i=1}^K C_i) + Z_{ТЗС} + Z_M + Z_H + Z_{пр} , \quad (1.1)$$

де:  $K_{об} \cdot (\sum_{i=1}^k C_i)$  - вартість придбання електрообладнання визначеного проектом;

$k$  – кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{тзс}$  – транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_m$  – витрати на монтажні роботи;

$Z_n$  – витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$  – інші одноразові вкладення грошових коштів.

Витрати на придбання технічних засобів та комплектуючих виробів зведено у таблицю 1.1.

Таблиця 1.1. - Зведення капітальних витрат

№ з/п	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Кількість	Од. виміру	Ціна за одиницю, грн.	Посилання на джерела	Сума, грн.
1	Трансформаторна підстанція шахтна КТПВ 630/6/1140	1	шт.	626 993	[30]	626 993
2	Установка конденсаторна руднична УКРВ 6,3-480-К-УХЛ-5	1	шт.	386 173	[31]	386 173
3	Кабель ВСВБШВ 3x50 +1x10	1600	м.	3218	[32]	5 148 800
4	Фільтровий реактор ФРТС 10,5-167-5,5	1	шт.	435 600	[33]	435 600
5	Фільтрокомпенсуючий пристрій 5-ї гармоіки	1	шт.	249 972	[34]	249 972
	<b>ВСЬОГО</b>					<b>7 474 531</b>



Вартість транспортно – заготівельних і складських витрат  $Z_{\text{ТЗС}}$  визначаємо виходячи з [36]:

- відстані доставки обладнання від місця придбання до місця експлуатації;
- кількості, маси і габаритів устаткування;
- виду транспортних засобів;
- тарифів на транспортування вантажу;
- розцінок на вантажно-розвантажувальні роботи;
- витрат на складську обробку.

Відповідно до тарифів на перевезення вантажу в межах України транспортною компанією ЕА – Logistic [35], вартість транспортно-заготівельних і складських витрат  $Z_{\text{ТЗС}}$  складає (табл. 1.2.).

Таблиця 1.2. Вартість транспортно-заготівельних і складських витрат

№	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Маршрут доставки	Вартість доставки, грн
1	Трансформаторна підстанція шахтна КТПВ 630/6/1140	Харків - Павлоград	53 260
2	Установка конденсаторна руднична УКРВ 6,3-480-К-УХЛ-5	Запоріжжя - Павлоград	47 152
3	Кабель ВСВБШВ 3x50 +1x10	Одеса - Павлоград	20 560
4	Фільтровий реактор ФРТС 10,5-167-5,5	Харків - Павлоград	45 210
5	Фільтрокомпенсуючий пристрій 5-ї гармоіки	Харків - Павлоград	39 530
	ВСЬОГО		205 712

Отже, за результатом розрахунку, вартість транспортно-заготівельних і складських витрат складає :

$$З_{ТЗС} = 205,712 \text{ тис. грн. ,} \quad (1.2)$$

Вартість витрат на монтажні ( $З_{м}$ ) і налагоджувальні роботи ( $З_{н}$ ) визначаємо за формулою [36]:

$$З_{м(н)} = \sum(C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{см} \cdot K_{пр} , \quad (1.3)$$

де:  $C_i$  – чисельність працівників  $i$ -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних) робіт, чол.;

$a_i$  – годинна тарифна ставка  $i$ -го розряду, грн.;

$t_i$  - час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних) робіт, год.;

$K_d$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{см}$  – коефіцієнт, що враховує відрахування на соціальні заходи;

$K_{пр}$  – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$$З_{м(н)} = ((4 \cdot 94,6 \cdot 144) + (4 \cdot 87,2 \cdot 126) + (3 \cdot 78,3 \cdot 162) + (2 \cdot 78,3 \cdot 162)) \cdot 1,14 \cdot 1,22 \cdot 1,1 = 161,860 \text{ тис. грн.}$$

Згідно формули (1.1) визначаємо величину проектних капіталовкладень [36]:

$$K_{\text{пр}} = 7\,474,531 + 205,712 + 161,860 = 7\,842,103 \text{ тис. грн.}$$

## 2. Визначення експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі.

Термін експлуатації електротехнічного улаштування, обраного згідно проведених інженерно-технічних розрахунків, для конкретної ділянки шахтої мережі обмежений терміном розробки лави (приблизно 1 рік). Беручи до уваги цей факт, можна зробити висновок, що обране обладнання не потребує заміни протягом періоду експлуатації. Отже, розрахунок експлуатаційних витрат за базовим варіантом є недоцільним.

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування згідно до проектного рішення відносяться [36]:

- амортизаційні відрахування ( $C_a$ );
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж ( $C_T$ );

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складають:

$$C = C_a + C_T, \text{ грн.} \quad (2.1)$$

## 2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання [36]. Строк корисного використання (експлуатації) об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається працівниками електромеханічної служби шахти ім. «Героїв Космосу» самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання.

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний (пропорційний) метод амортизації, при якому річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта основних засобів. [36].

Згідно до проектного рішення передбачається встановлення обладнання у новій лаві, з метою налагоджування процесу видобутку вугілля на новій ділянці шахтного поля.

Під час проведення подальших розрахунків вважаємо, що ліквідаційна вартість основних засобів об'єкта дорівнює нулю.

Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює [36]:

$$N_a = \frac{\Phi_{\text{п}} - \text{Л}}{\Phi_{\text{п}} \cdot T_{\text{п}}} \cdot 100, \% \quad (2.2)$$

де:  $\Phi_{\text{п}}$  – первісна вартість об'єкта основних засобів;

Л – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів;

$T_{\text{п}}$  – термін корисного використання (амортизаційний період).

Згідно до таблиці «Мінімально допустимих термінів корисного використання груп споживачів» [36], термін корисного використання основних засобів у розробленому проектному рішенні, дорівнює 5 років.

Приймаємо первісну вартість об'єктів основних засобів рівною витратам на придбання основних засобів.

Ліквідаційну вартість приймаємо рівною 10% від початкової вартості основних засобів, що підлягають амортизації.

Норма амортизації може бути розрахована за формулою [36] :

$$H_a = \frac{7\,842\,103 - 0,1 \cdot 7\,842\,103}{7\,842\,103 \cdot 5} \cdot 100 = 18\%$$

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом визначаються:

$$AO = \frac{\Phi_{п} \cdot H_a}{100} \quad , \quad (2.3)$$

$$AO = \frac{7\,842\,103 \cdot 18\%}{100} = 1\,211 \text{ тис. грн. .}$$

## 2.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюється за категоріями персоналу, що обслуговує об'єкт проектування відповідно до їхньої чисельності, режиму роботи, за погодинними тарифними ставками, посадовими окладами, формами і системами оплати праці і преміювання, що застосовують на підприємстві.

Оскільки, чисельність обслуговуючого персоналу електромеханічної служби шахти ім. «Героїв Космосу» не залежить від впровадження даного технічного рішення та є незмінною упродовж терміну експлуатації, розрахунок річного фонду заробітної плати не виконується.

### **2.3. Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт**

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним робітникам [36].

Для розглянутого технічного рішення ремонтні роботи та заміна обладнання виконуються силами енергомеханічної служби шахти ім. «Героїв Космосу», працівники якої постійно знаходиться на території об'єкту.

Витрати на поточний ремонт апаратури автоматики і систем автоматизації передбачають проведення незапланованого ремонту кабельних ліній напругою 6 кВ, а також прийнятого до встановлення електротехнічного устаткування.

Величину витрат можливо визначити за фактичними даними підприємства, отриманими під час експлуатації аналогічного обладнання, які складають:

$$Z_{т.р} = Z_{т.р\text{ КЛ}} + Z_{т.р\text{ ЕУ}} = 48,99 \text{ тис. грн.} \quad (2.4)$$

Таким чином, згідно до формули (2.1), річні експлуатаційні витрати складають:

$$C = 1\,211 + 48,9 = 1\,259,9 \text{ тис. грн.}$$

### 3. Розрахунок річної економії від впровадження проектного рішення

Річна економія від розробки та впровадження засобів з зниження рівня реактивної потужності у електричних мережах шахтного комплексу досягається за рахунок розвантаження кабельних ліній від реактивної складової струму, що призводить до зниження рівня не виробничих витрат, шляхом зменшення втрат електричної енергії.

Річна економія від впровадження прийнятого технічного рішення може бути визначена за формулою [36]:

$$E_p = W_p \cdot C_e \quad (3.1)$$

де:  $W_p$  - кількість зекономленої електричної енергії за рік, кВт \*год;

$C_e$  – тарифна ставка на електроенергію, за даними енергомеханічної служби шахти ім. «Героїв Космосу» станом на 01.11.2023, грн. / кВт\*год

$$E_p = 723\,061 \cdot 4,05 = 2\,928,4 \text{ тис. грн.}$$

### 4. Визначення та аналіз показників економічної ефективності проекту

Оцінку економічної ефективності розглянутих технічних рішень проведемо шляхом визначення розрахункового терміну окупності.

Визначення капітальних витрат, в попередніх пунктах, на закупівлю обладнання яке було прийнято до встановлення проводилося згідно чинних риночних тарифів.

Планується, що в розглянутому технічному рішенні, економія грошових коштів буде відбуватися шляхом зниження втрат електричної

енергії від компенсації РП у мережі, а також через можливість вибору електротехнічного устаткування меншої потужності.

Проведемо розрахунок повної річної економії  $E_p^{\text{повна}}$  з урахуванням експлуатаційних витрат  $C$  [36]:

$$E_p^{\text{повна}} = E_p - C = 2\,928,4 - 1\,259,9 = 1\,668,5 \text{ тис. грн.}, \quad (4.1)$$

Термі окупності становить:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{пр}}}{E_p^{\text{повна}}} = \frac{7\,842\,103}{1\,668\,532} = 4,7 \text{ років.} \quad (4.2)$$

Отже термін окупності проекрованої станції складає 4,7 років.

Зводимо результати техніко-економічного обґрунтування ефективності впровадження проектних заходів в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1. Економічні розрахунки проекту

№	Найменування показників	Одиниця виміру	Сума
1	Капітальні витрати	тис. грн	7 842,1
2	Експлуатаційні витрати	тис. грн	1 259,9
	у тому числі:		
	амортизаційні відрахування	тис. грн	1 211
	технічне обслуговування та ремонт	тис. грн	48,9
3	Повна річна економія	тис. грн	1 668,5
4	Розрахунковий термін окупності	років	4,7
5	Зниження втрат електричної енергії за рік	кВт*год	723 061



## Висновок економічного розділу

Під час проведення розрахунків в економічному розділі кваліфікаційної роботи було виконано економічне обґрунтування доцільності впровадження розробленого технічного рішення з оптимізації перетоків РП в системах електропостачання гірничого підприємства.

Результатом проведених розрахунків є отримані значення економічних параметрів проекту, такі як: обсяг капітальних вкладень, що складають 7 842,1 тис. грн. при експлуатаційних витратах на рівні - 1 259,9 тис. грн.

Запланована економія коштів, планується буде нарахована шляхом зниження втрат електричної енергії від компенсації РП у мережі, а також, в подальшому, через можливість вибору електротехнічного устаткування меншої потужності.

Повна річна економія від впровадження проектного рішення складає 1 668,5 тис. грн.

Термін окупності встановленого обладнання з зниження рівня РП в мережі складає 4,7 роки.

На основі проведених розрахунків можна зробити висновок, що впровадження технічного рішення є доцільним, розрахунки з вибору електротехнічного обладнання відповідають технічним умовам і обладнання має бути прийнятим до встановлення.

## ВИСНОВОК

В кваліфікаційній роботі було проведено дослідження питання перетоків РП в системах електропостачання гірничих підприємств, з метою вирішення завдання з зниження рівня невиробничих витрат, та підвищення стійкості енергосистеми в цілому.

В ході проведених обчислень було вирішено наступні питання:

- проведено аналіз типових електричних навантажень окремих споживачів лави;
- на основі отриманих даних проведено моделювання добового графіка електричних навантажень (ГЕН);
- проведено розрахунок з вибору трансформаторної підстанції для підключення основного навантаження лави;
- виконано розрахунки з вибору кабельно-провідникової продукції;
- проведено розрахунок з вибору пристроїв з компенсації РП;
- досліджено питання впливу засобів компенсації РП на оптимізацію перетоків РП в системі електропостачання.

Одним з результатів роботи є оціночний аналіз економічного ефекту від впровадження наступних засобів з компенсації РП:

- батареї статичний конденсаторів у підземній шахтній мережі;
- фільтрокомпенсуючих пристроїв в поверхневих мережах.

Проведений аналіз свідчить про доцільність встановлення пристроїв компенсації РП у підземних шахтних мережах в точках підключення споживачів до підземних трансформаторних підстанцій у лаві з урахуванням вимог технологічного процесу.

Згідно з проведеним техніко-економічним обґрунтуванням варіантів компенсації РП за методикою визначення економічного ефекту викликаного

недостатньою компенсацією або перекомпенсацією РП, були отримані наступні значення:

- економія коштів за добу після встановлення засобів компенсації РП на одній з КТПВ у лаві складає  $\delta W = 2834,26$  грн.

Оскільки підземна електрична мережа шахти є доволі розгалуженою та не обмежуються лише однією КТП встановлення пристроїв КРП в більшій кількості ділянок технологічного процесу дозволить отримати великий економічний ефект.

Результатом від впровадження технічних засобів з зниження рівня РП в електричній мережі є суттєве підвищення пропускної спроможності мережі по активній потужності при незмінному перетині кабельно-провідникової продукції, виключення потреби у завищенні потужностей трансформаторних підстанцій та збільшенні їх кількості, а також зниженні витрат на розробку додаткових заходів з регулювання напруги.

Тривалий моніторинг електричних режимів та показників якості напруги (протягом 1 тижня) з почерговим приєднання засобів компенсації до *I та II секцій шин 6 кВ*, показав, що засобів компенсації недостатньо для забезпечення оптимальної компенсації реактивної потужності.

Розрахунками встановлено, що оптимальний переток реактивної потужності під час видобувних змін буде забезпечено при додатковому встановленні некерованих або керованих БСК потужністю  $Q_{KV1} = 850$  квар для *I секції шин 6 кВ* та  $Q_{KV2} = 800$  квар для *II секції шин 6 кВ*. Для виключення можливості генерації реактивної енергії у систему зовнішнього електропостачання необхідно передбачити вимикання додаткової компенсуючої установки на час ремонтної зміни.

## Перелік посилань

1. Реактивна потужність в електричних мережах : монографія / І.В. Жежеленко, Г.Г. Півняк, Г.Г. Трофімов, Ю.А. Папаїка ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. у-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : НТУ «ДП», 2020. – 72 с.
2. Енергетична ефективність систем електропостачання : монографія / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – 2-ге вид., - Дніпро: НТУ «ДП», 2018. – 148 с.
3. Енергетична ефективність систем електропостачання гірничих підприємств з нелінійними навантаженнями: дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук / Папаїка Ю.А – НТУ «Дніпровська політехніка», 2019.
4. Ефективне використання електроенергії та палива / Разумний Ю. Т.; Рухлов, А. В.; Прокуда, В. М.; Рухлова, Н. Ю. - НГУ, 2014.
5. Моделювання графіків електричного навантаження вугільних шахт: Монографія. – Рухлов А.В. Д.: Національний гірничий університет, 2008. – 119 с.
6. Папаїка Ю.А. Застосування індивідуал. графіків вищих гармонік в задачах електромагн. сумісності та енергоефективності гірничих підприємств / І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, О.Г.Лисенко, К.С. Родна // Гірничя електромеханіка 2019. №101. – С. 3-7.
7. Електропостачання глибоких і енергоємних рудних та вугільних шахт: монографія / Ф.П. Шкрабець, О.В. Остапчук; М-во освіти і науки України; Нац. гірн. ун-т. – Д. : НГУ, 2014. – 160 с.
8. Системи живлення підземних споживачів глибоких і енергоємних рудних та вугільних шахт / Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук : ОСТАПЧУК Олександр Володимирович, м. Дніпро, 2017 р.

9. Підвищення ефективності використання навантажувальної здатності трансформаторів вибухобезпечних підстанцій вугільних шахт / Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук : ЛУЦЕНКО Іван Миколайович, м. Дніпро, 2014 р.
10. Енергоефективна робота водовідливної установки вугільної шахти / Ю. Т. Разумний, Н. Ю. Рухлова, А. В. Рухлов // Науковий вісник Національного гірничого університету. - 2015. - № 2. - С. 74-79.
11. Оціночні методи визначення економічного еквіваленту реактивної потужності / І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, О.Г. Лисенко, /Гірничая електромеханіка та автоматика. – 2017.
12. Застосування індивідуальних графіків вищих гармонік в задачах електромагнітної сумісності та енергоефективності гірничих підприємств / І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, О.Г. Лисенко, К.С. Родна // Гірничая електромеханіка та автоматика. – 2019.
13. Приватне акціонерне товариство ДІГ URL: <https://www.deg.com.ua/>
14. Конденсаторні установки типу УКРВ URL: <https://www.deg.com.ua/catalog/product/ustanovki-kondensatornye-vysokovoltnye-tipa-ukrm/>
15. Методи організації гнучких електричних систем: навч. посіб. для студ. Спеціальності 141 «Електроенергет, електротехніка та електромеханіка», / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В.В. Кирик. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 47 с
16. Вибір пристроїв FACTS та місць їх встановлення URL: <https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2020-12/16.pdf>
17. FACTS пристрої URL: <https://crushtymks.com/uk/high-voltage/953-facts-devices-to-enhance-power-system-performance.html>
18. Проблеми електромагнітної сумісності в задачах надійності та ефективності і електропостачання / Ю.А. Папаїка, М.В. Рогоза, О.Г. Лисенко, // Матеріали міжнародної конференції «Форму гірників – 2018». – С. 269-275.

19. Математичні моделі оптимальної компенсації РП URL:  
[https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/fksa/8tereshkevych\\_ASU\\_v\\_elektrospozhyvanni/index\\_3\\_3.html](https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/fksa/8tereshkevych_ASU_v_elektrospozhyvanni/index_3_3.html)
20. В.А. Попов, В.В. Ткаченко, О.С. Ярмолюк, «Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією» - 2021 р.
21. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни „Електрична частина станцій та підстанцій для студентів будь-якої форми навчання за спеціальністю 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Упорядн.: Ю.А. Папаїка, Рогоза М.В., О.Г. Лисенко. – Дніпро: НТУ «ДП», 2020.– 33 с.
22. Реактивна потужність в електричних мережах : монографія / І.В. Жежеленко, Г.Г. Півняк, Г.Г. Трофімов, Ю.А. Папаїка; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : НТУ «ДП», 2020. – 72 с.
23. Енергетична ефективність систем електропостачання : монографія / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – 2-ге вид., переробл. і допов.. – Дніпро: НТУ «ДП», 2018. -148 с.
24. Електромагнітна сумісність у системах електропостачання: Підручник / І. В. Жежеленко, А. К. Шидловський, Г. Г. Півняк, Ю. Л. Саєнко.-Д, Нац. гірнич. ун-т, 2009.-319 с.: іл.
25. Г. Г. Півняк, Г. А. Кігель, Н. С. Волотковський «Розрахунки електричних систем електропостачання». – Д. : НГУ, 2011. – 223 с.
26. І. В. Жежеленко «Вищі гармоніки в системах електропостачання промислових підприємств» – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 331 с.
27. І. В. Жежеленко, М. Л. Рабінович, В. М. Божко «Якість електричної енергії на промислових підприємствах». – К.: Техніка, 1981. –158 с.
28. Стандарт EN 50160 URL:  
<https://www.evm.ua/image/catalog/uslugi/standart-en-50160.pdf>

29. Трансформаторна підстанція КТПВ URL: <http://dontransformator.com.ua>
30. Установка конденсаторна руднична УКРВ URL: <https://www.deg.com.ua/>
31. Кабель ВСВББШВ URL: <https://yuzhcable.com.ua/>
32. Фільтровий реактор URL: <https://legrand.ua/catalog/pristroi-kompensatsii-reaktivnoi-potuzhnosti>
33. Фільтрокомпенсуючий пристрій URL: <https://electrocontrol.com.ua/ua/elektroshhitovoe-oborudovanie>
34. Тарифи на перевезення вантажу URL: <https://ea-logistic.com.ua/perevozka-stroitelnyh-gruzov/>
35. Методичні вказівки до виконання економічної частини кваліфікаційної роботи для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (кваліфікаційний рівень - магістр) / Укладач: Л.В. Тимошенко - Дніпро: НТУ «ДП», 2023. - 17 с.

**ДОДАТОК А**

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

<b>№</b>	<b>Формат</b>	<b>Позначення</b>	<b>Найменування</b>	<b>Кількість аркушів</b>	<b>Примітка</b>
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					



## ДОДАТОК Б

Відгук керівника кваліфікаційної роботи

## ДОДАТОК В

Відгук керівника економічного розділу