

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Запорізький національний університет
Навчально-науковий інженерний інститут ім. Ю.М. Потебні

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем

Пояснювальна записка

до магістерської роботи

рівень вищої освіти другий (магістерський) рівень

на тему Підвищення енергоефективності роботи Запорізького заводу
кольорових металів

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1412-2

Пасічник Б.А.

(прізвище та ініціали) (підпис)

спеціальності

141 Електроенергетика, електротехніка та

електромеханіка

(шифр і назва)

спеціалізація

(шифр і назва)

освітньо-професійна програма

141.00.11 Електроенергетика, електротехніка та

електромеханіка

(шифр і назва)

Керівник

Артемчук В.В.

(прізвище та ініціали) (підпис)

Запоріжжя
2023 рік

Запорізький національний університет

Навчально-науковий інженерний інститут ім. Ю.М. Потебні

(повне найменування вищого навчального закладу)

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем
(повна назва кафедри)

Рівень вищої освіти другий (магістерський) рівень
(повна назва кафедри)


Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва)

Спеціалізація _____
(шифр і назва)

Освітньо-професійна програма 141.00.11 Електроенергетика,
електротехніка
(шифр і назва)
та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

д.т.н., доц.  В.Л. Коваленко
“ 07 ” грудня 2023 року

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу студенту

Пасічник Богдан Андрійович

1. Тема роботи: Підвищення енергоефективності роботи Запорізького заводу кольорових металів

Керівник роботи: Артемчук В.В.

затверджені наказом ЗНУ від « 01 » травня 2023 року № 639 - с

2. Строк подання студентом роботи: 01 грудня 2023 року




3. Вихідні дані до роботи: поточний тариф вартості електроенергії; мережі внутрішньозаводського електропостачання напругою 6 - 10 кВ; цехові мережі електропостачання, що включають у себе трансформатори КТП і живильні й розподільні мережі 0,4 кВ й електроприймачі з напругою 6 - 10 кВ та напругою 380/220 В

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які рекомендовано розробити): вступ; заходи підвищення ефективності електропостачання промислових підприємств; заходи щодо зниження технічних втрат в системі

електропостачання заводу; визначення економічної ефективності від застосування енергозберігаючих заходів висновки

5. Перелік графічного матеріалу: потужність електроспоживачів у цехах підприємства; втрати активної енергії у мережах підприємства; заходи зниження технічних втрат електричної енергії у системах електропостачання; структурні втрати електричної енергії у системі електропостачання заводу кольорових сплавів

6. Консультанти розділів дипломної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Артемчук В.В., професор		
Розділ 2	Артемчук В.В., професор		
Розділ 3	Артемчук В.В., професор		
Нормоконтроль	Бандуренко І.І., асистент		

7. Дата видачі завдання

01.06.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів магістерської роботи	Примітка
1	ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ	01.10.2023	
2	НАПРЯМКИ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ ПІДПРИЄМСТВА	01.11.2023	
3	ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИ ЗАСТОСУВАННІ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ	01.12.2023	

Студент



(підпис)

Пасічник Б.А.

(прізвище та ініціали)

Керівник дипломної роботи



(підпис)

Артемчук В.В.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтролер



(підпис)

Бандуренко І.І.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

У даній роботі проаналізовано ефективність заходів з енергозбереження в системі енергопостачання підприємств та розроблено конкретні енергозберігаючі ініціативи для електропостачання заводу кольорових металів. Запропоновано заходи, спрямовані на зниження технічних втрат в електропостачальній системі заводу. Проведено оцінку можливого зменшення енерговитрат в елементах мережі підприємства шляхом регулювання графіка навантаження.

Ключові слова: промислове підприємство, мережі внутрішньозаводського електропостачання, розрахункове навантаження, компенсація реактивної потужності, живильні й розподільні мережі.

ANNOTATION

This paper analyzes the effectiveness of energy-saving measures in the energy supply system of enterprises and develops specific energy-saving initiatives for the power supply of a non-ferrous metal plant. Measures aimed at reducing technical losses in the plant's power supply system are proposed. An assessment of the possible reduction of energy consumption in the elements of the enterprise's network by adjusting the load schedule was carried out.

Keywords: industrial enterprise, intra-plant power supply networks, calculated load, compensation of reactive power, power supply and distribution networks.

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ.....	11
2 НАПРЯМКИ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ ПІДПРИЄМСТВА.....	18
2.1 Підвищення ефективності електропостачання за рахунок компенсації реактивної потужності.....	18
2.2 Вибір економічного режиму роботи трансформаторів.....	52
2.3 Регулювання графіка навантаження підприємства.....	62
3 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИ ЗАСТОСУВАННІ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ.....	81
3.1 Економічна ефективність компенсації реактивної потужності.....	81
3.2 Економічна ефективність застосування раціональних режимів роботи трансформаторів.....	85
3.3 Економічна ефективність за рахунок використання раціональних режимів електроспоживання підприємства.....	86
Висновки.....	89
Перелік посилань	91
Додатки.....	94

ВСТУП

У сучасних умовах, при підвищенні енергетичної потужності підприємств, використання високопродуктивних енергоємних технологічних процесів набуває значної актуальності. Висвітлення проблеми підвищення ефективності використання електричної енергії стає важливим завданням в цьому контексті. Вирішення цієї проблеми базується на зменшенні втрат електроенергії на всіх етапах її циркуляції - вироблення, передача, розподіл та споживання. Основні напрямки включають у себе зниження втрат, підвищення надійності електропостачання та забезпечення відповідності нормативам якості електроенергії для споживачів. У контексті дефіциту енергоресурсів в Україні та постійного підвищення тарифів на електроенергію виникає особлива актуальність проблеми енергозбереження. Відзначимо, що в Україні вже прийнято та впроваджено законодавство щодо енергозбереження, яке включає обов'язкові заходи на всіх етапах виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії.

Енергозберігаючі заходи в системах електропостачання можна умовно класифікувати за їхнім застосуванням під час проектування та експлуатації. Крім того, вони поділяються в залежності від ступеня залучення капітальних витрат на менш витратні, а також заходи, пов'язані із значними капітальними вкладеннями.

Оцінка ефективності енергозберігаючих заходів здійснюється на основі техніко-економічного аналізу, в рамках якого визначається економічний ефект від впровадження конкретного заходу та термін його окупності.

Сприяння впровадженню енергозберігаючих заходів досягається за допомогою державного економічного регулювання відносин між енергопостачальною організацією та промисловим підприємством з метою енергозбереження, підвищення якості електроенергії та забезпечення надійності електропостачання. Це стимулювання здійснюється через застосування обліку електроенергії, що диференціюється за зонами та

добовим графіком навантаження, а також використання методики, розробленої Міністерством палива та енергетики України.

Ця методика передбачає розрахунок оплати за спожиту реактивну електроенергію та враховує гнучку систему знижок і надбавок до тарифів на електроенергію. Такий підхід до стимулювання сприяє збереженню енергії, поліпшенню якості електроенергії та забезпеченню стабільності електропостачання.

Представлена магістерська робота присвячена аналізу та оцінці енергозберігаючих заходів для системи електропостачання «Запорізького заводу кольорових сплавів», який є одним із провідних підприємств в Україні у виробництві кабельно-провідникової продукції, а також вторинних алюмінієвих і мідних сплавів. Площа промислового майданчика становить 5,5 гектара. Виробничі площі обладнані будівлями для виготовлення продукції, енергетичними та інженерними комунікаціями.

Завод «Запорізького заводу кольорових сплавів» випускає широкий асортимент продукції, включаючи сплави алюмінієві ливарні, бронзу олов'яну і без олова, сплави мідно-цинкові (латунь), відливки відцентрованого лиття, мідні злитки вогневого рафінування, мідну катанку, електротехнічну мідну проволочку, багатодротяні гнучкі мідні й алюмінієві жилі, неізолювані дроти, дроти для електричного обладнання, силові кабелі марок ВВГ, АВВГ, ПвВГ, ВВГнг, АВВГнг, кабелі контрольні, мідні католи.

Структура підприємства включає такі виробничі підрозділи:

- 1) металургійне виробництво: це дільниця, яка включає плавильну та ливарну дільниці для забезпечення металургійного виробництва;
- 2) виробництво кабелю, дроту й жил: в цьому виробництві працюють дільниці з виробництва мідної катанки, грубого й тонкого волочіння, скручування жил, кабелю й дроту для виготовлення кабельно-провідникової продукції;

3) загальнозаводське виробництво: це виробництво, яке об'єднує автотранспортний цех, інструментальний цех, адміністративний корпус, котельню, енергосиловий цех, очисні споруди, лабораторію якості та метрології для загального виробництва на заводі.

Кожен з цих підрозділів та дільниць відповідає за певний етап виробництва та обслуговує відповідні споживачі і дільниці на підприємстві.

Об'єкт досліджень – система енергопостачання Запорізького заводу кольорових металів.

Предмет досліджень – втрати електричної енергії в системі енергопостачання Запорізького заводу кольорових металів.

Мета роботи полягає у проведенні аналізу ефективності енергозберігаючих заходів у системі енергопостачання «Запорізького заводу кольорових металів» та розробці конкретних енергозберігаючих заходів для оптимізації енергетичних процесів на заводі.

Задачі досліджень:

- 1) Аналіз можливостей підвищення ефективності експлуатації систем електропостачання промислових підприємств і оцінка енергозберігаючих заходів:
 - вивчення технічних та експлуатаційних особливостей систем електропостачання;
 - оцінка поточного рівня ефективності та виявлення слабких місць у системі;
 - аналіз наявних технологій та інновацій для підвищення ефективності.
- 2) Дослідження впливу пристроїв компенсації реактивної потужності на втрати електроенергії в елементах енергосистеми підприємства:
 - аналіз систем реактивної компенсації та їхнього впливу на підвищення ефективності системи;

- визначення оптимального типу та розміру компенсуючих пристроїв.

3) Розрахунок електричних навантажень підприємства:

- визначення режимів роботи основних електроприладів та обладнання;

- прогнозування змін в електричних навантаженнях з урахуванням різних умов експлуатації.

4) Вибір виду, потужності й місця установки компенсуючих пристроїв:

- аналіз різних типів пристроїв для компенсації реактивної потужності;

- оптимізація параметрів компенсаційних пристроїв з урахуванням специфіки підприємства.

5) Оцінка економічної ефективності від впровадження енергозберігаючих заходів:

- розрахунок витрат та економічного виграшу від використання енергозберігаючих технологій;

- визначення періоду окупності та потенційного економічного виграшу.

Наукова новизна полягає у теоретично обґрунтованих пропозиціях енергозберігаючих заходів у системі енергопостачання «Запорізького заводу кольорових металів».

Практичною цінністю є розробка енергозберігаючих заходів для системи електропостачання «Запорізького заводу кольорових металів».

1 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ

Структура електропостачання промислового підприємства включає в себе різні рівні напруги та елементи, які можуть бути джерелами технічних втрат електроенергії. Давайте розглянемо основні складові системи та можливі джерела втрат:

- 1) Силові трансформатори головної знижувальної підстанції (ГЗП):
 - технічні втрати в обмотках трансформаторів під час трансформації напруги;
 - інші втрати, такі як живильні втрати та втрати в магнітному серці трансформатора.
- 2) Мережі внутрішньозаводського електропостачання на напрузі 6 - 10 кВ:
 - втрати в лініях передачі та кабелях, обумовлені опором матеріалу та іншими факторами.
- 3) Цехові мережі електропостачання, трансформатори КТП:
 - втрати в обмотках трансформаторів комплектних трансформаторних підстанцій (КТП);
 - втрати у кабелях та лініях передачі внутрішньоцеховських мереж.
- 4) Живильні й розподільні мережі 0,4 кВ:
 - втрати в кабелях та лініях передачі на напрузі 0,4 кВ.
- 5) Електроприймачі з напругою 6 - 10 кВ та напругою 380/220 В:
 - втрати в обмотках трансформаторів та обмотках електродвигунів.
- 6) Електродвигуни:
 - втрати енергії через тертя та інші механічні втрати;
 - електричні втрати в обмотках електродвигунів.
- 7) Холостий хід силових трансформаторів і електродвигунів:
 - втрати енергії, пов'язані зі створенням магнітного потоку під час роботи в холостому режимі.

Для зменшення технічних втрат електроенергії можливі заходи включають у себе впровадження більш ефективних трансформаторів, використання сучасних технологій передачі та розподілу енергії, оптимізацію роботи обладнання, впровадження енергоефективних технологій, інтелектуальне управління мережами та інші заходи, спрямовані на підвищення загальної ефективності системи електропостачання. Діаграма встановленої потужності електроспоживачів головних цехів підприємства представлена на рисунку 1.1, а на рисунку 1.2 представлені втрати активної енергії у мережах підприємства.

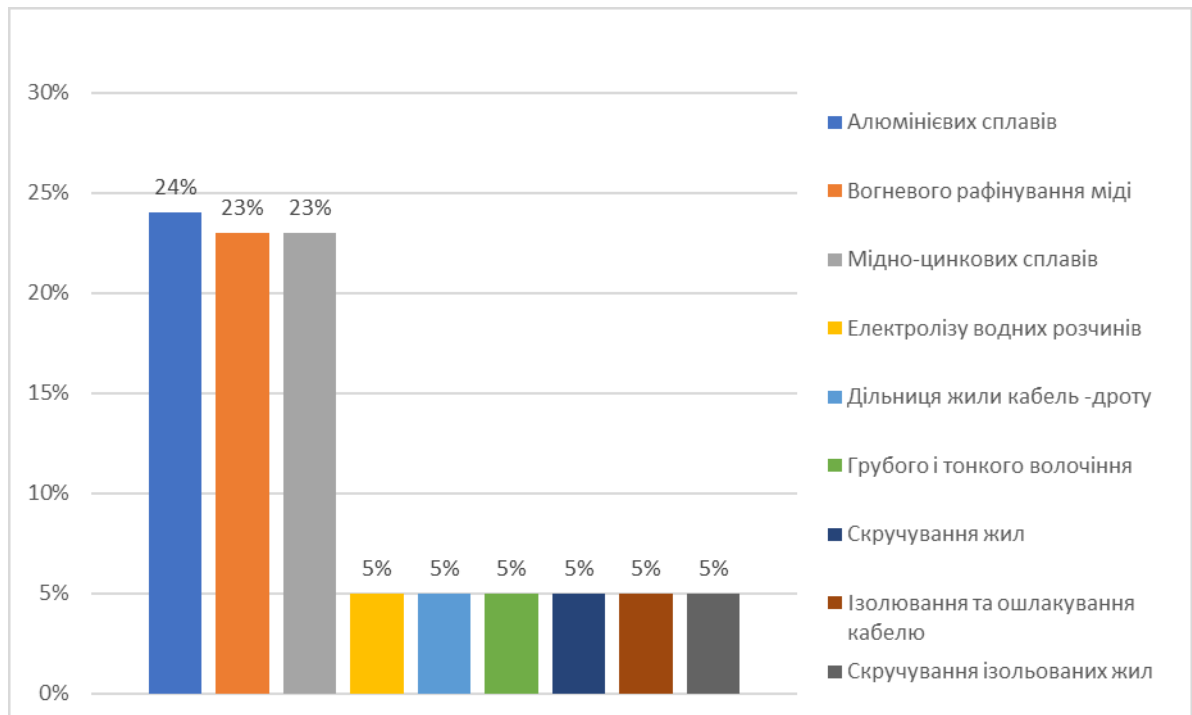


Рисунок 1.1 – Встановлена потужність електроспоживачів у цехах заводу

Як вже зазначалось, застосування енергозберігаючих заходів у мережах електропостачання заводу є актуальним питанням.

Втрати при навантаженні знаходимо за відомою формулою, кВт·г:

$$\Delta W_{нз} = I_p^2 \cdot R_i \cdot T_p \cdot 10^{-3},$$

де I_p - розрахунковий струм i - го елемента мережі, А;

R_i - опір i - го елемента мережі, Ом;

T_p - час облікового періоду, год.

З цієї формули добре видно, що величина втрат навантаження може бути знижена або за рахунок зменшення сили струму I_p , або за рахунок зменшення опору мережі R_i .

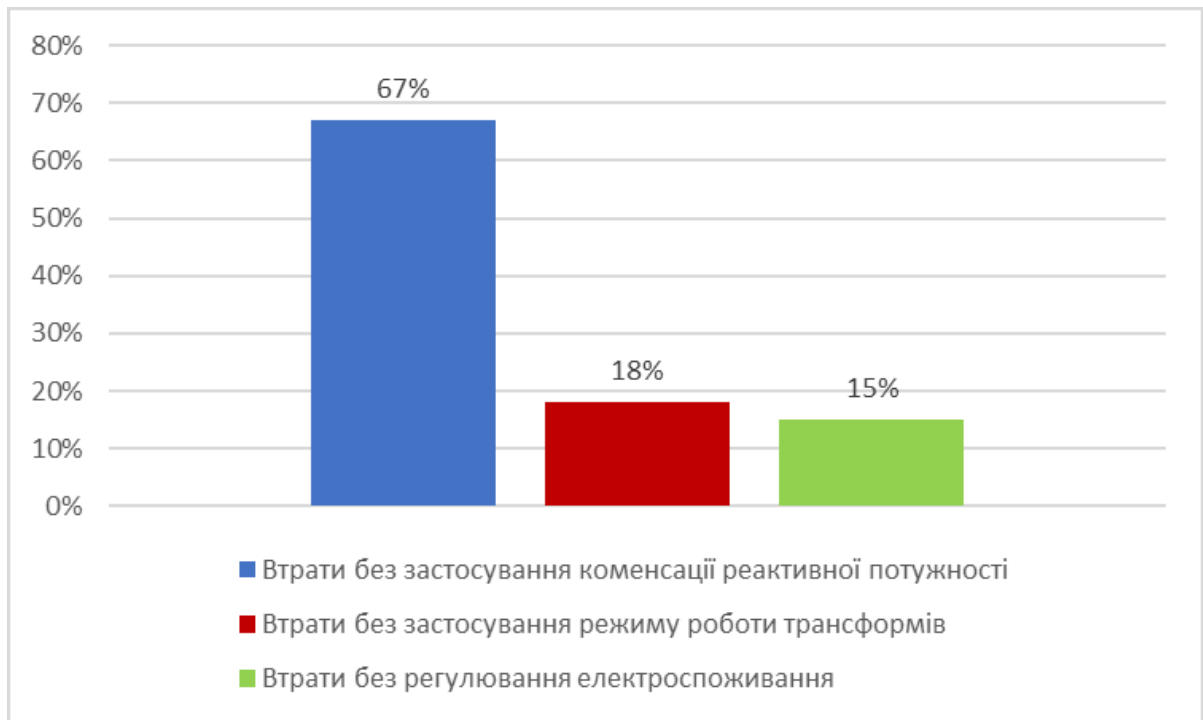


Рисунок 1.2 – Втрати активної потужності у електричних мережах заводу

Відомо, що зменшення сили струму у електричних колах можливо досягти різними способами, наприклад:

- компенсацією реактивної потужності;
- регулюванням напруги джерела живлення;
- обмеженням максимуму споживання активної потужності;
- регулюванням графіка навантаження заводу.

Щодо величини R_i , то її можна зменшити за рахунок:

- збільшення перетину провідника;
- заміни матеріалу провідника з метою зменшення питомого опору (наприклад, заміна алюмінієвих дротів на мідні);
- зменшення довжини провідників між джерелом і приймачем. Даний пункт потребує додаткового роз'яснення, оскільки може здаватися на перший

погляд неможливим до виконання. Для реалізації даного варіанта необхідне спорудження додаткових розвантажувальних і розподільних ліній та вибір раціонального місць розташування джерел живлення, кількості й місця розміщення вузлів навантаження.

Розглянемо деякі можливі заходи для зменшення втрат холостого ходу і спрямовані на оптимізацію роботи електричних систем для енергозбереження:

- 1) Вибір економічного режиму роботи трансформатора:
 - оптимальний коефіцієнт навантаження. Робота трансформатора при оптимальному коефіцієнті навантаження дозволяє знизити технічні втрати, особливо у часи низького попиту на електроенергію.
- 2) Заміна мало завантажених двигунів. Заміна мало завантажених електродвигунів на більш ефективні та менш потужні може зменшити втрати енергії та покращити ефективність системи.
- 3) Обмеження часу роботи на холостому ході. Обмеження часу роботи на холостому ході для зварювальних трансформаторів і електродвигунів допомагає уникнути зайвих енергетичних втрат, оскільки ці пристрої витрачають енергію, навіть коли не використовуються для виробництва корисної роботи.

З метою підвищення надійності систем електропостачання можливо рекомендувати реалізацію наступних заходів:

- вибір оптимальної схеми електропостачання, яка гарантує стійкість живлення відповідно до вимог Правил устрою електроустановок, інтегруючи пристрої автоматичного переключення на резервне живлення як на рівні 6-10 кВ, так і на рівні 0,4 кВ;
- використання надійних електричних пристроїв з високими показниками експлуатаційної стійкості;
- здійснення правильного вибору пристроїв релейного захисту, які забезпечують селективність дії та чутливість до мінімальних значень струму короткого замикання. Крім того, рекомендується

впровадження пристроїв мережної автоматики, таких як автоматичне повторне включення та автоматичне частотне розвантаження, що сумісно працюють із зазначеними реле захисту.

Визначальною роллю в підвищенні ефективності електропостачання виступає забезпечення відповідності нормативних показників якості електроенергії. Зниження якості електроенергії виявляє негативний вплив на функціонування електроприймачів, що призводить до зменшення їх продуктивності, погіршення експлуатаційних характеристик та збільшення втрат електроенергії в обмотках електродвигунів. Водночас, відзначається погіршення якості ізоляції обмоток при перегріві внаслідок дії струмів вищих гармонік.

При експлуатації промислових підприємств суттєвий вплив на якість напруги в мережі відзначають різкозмінні нелінійні та несиметричні навантаження, які викликають коливання напруги, несинусоїдальність та несиметрію. З метою забезпечення високих стандартів якості електроенергії застосовуються наступні стратегії:

- регулювання напруги в електричній мережі, включаючи зустрічне регулювання в центрі живлення за допомогою місцевих засобів;
- живлення різкозмінних та «спокійних» навантажень від різних трансформаторів чи різних обмоток трансформаторів із розщепленою вторинною обмоткою;
- підключення різкозмінних, нелінійних та несиметричних навантажень до точки мережі з більшим значенням потужності короткого замикання;
- рівномірний розподіл несиметричних навантажень по фазах для зменшення коефіцієнта несиметрії;
- використання пристроїв непрямої компенсації реактивної потужності, таких як тиристорні компенсатори реактивної потужності (ТКРН) у мережах з різкозмінними навантаженнями;

- застосування фільтрокомпенсуючих пристроїв у мережах з нелінійними навантаженнями для зменшення коефіцієнта несинусоїдальності;
- використання фільтросиметрируючих пристроїв у мережах з несиметричними навантаженнями з метою зниження коефіцієнта несиметрії.

Зазначимо, що описані вище заходи для підвищення ефективності електропостачання на підприємствах виявляються вкрай різноманітними та численними. Додатково, їхній вплив на ефективність електропостачання характеризується комплексністю, оскільки, як правило, розглядається спільний вплив цих заходів на різноманітні показники ефективності електропостачання. Структура заходів зниження технічних втрат електричної енергії наведена у додатку Б на рисунку Б.1.

Однією з основних стратегій збереження енергії у системах освітлення, розглянутому як елементу електроприймачів, є правильна установка та експлуатація засобів освітлення. Для досягнення ефективності електропостачання на промислових підприємствах слід визначити заходи, які найбільше сприяють економічному ефекту і забезпечують задані експлуатаційні характеристики електропостачання. З аналізу запропонованих заходів, спрямованих на підвищення ефективності електропостачання підприємств, виділяються найпоширеніші та найефективніші, які рекомендується впроваджувати у першу чергу. До таких заходів відносять:

- компенсація реактивної потужності, що є необхідним заходом в системах електропостачання промислових підприємств, сприяючи зменшенню втрат електроенергії в елементах мережі та підтримці якості напруги в мережі;
- вибір економічного режиму роботи трансформаторів, який є режимним заходом і не пов'язаний зі значними капітальними витратами;
- регулювання графіка навантаження підприємства;

- застосування системи автоматизованого обліку та керування електроспоживанням, що дозволяє оптимізувати графік навантаження підприємства та максимізувати використання переваг диференційованого обліку за зонами добового графіка навантаження.

2 НАПРЯМКИ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ ПІДПРИЄМСТВА

2.1 Підвищення ефективності електропостачання за рахунок компенсації реактивної потужності

Розглянемо загальні питання виникнення реактивної потужності і напрямки її компенсації. Відомо, що реактивна потужність Q виникає в електричному колі, якщо в ньому присутні реактивні елементи, а саме індуктивність або/та ємність. Реактивна потужність в електричних системах вимірюється в *вар* (вольт-ампер реактивних). Вона виникає через наявність індуктивного чи ємнісного компонентів у навантаженні. Якщо струм I_n відстає від напруги U на кут зрушення φ , то косинус цього кута $\cos\varphi$ є коефіцієнтом потужності.

Реактивна потужність може бути обчислена за допомогою наступної формули:

$$Q = U \cdot I \cdot \sin \varphi$$

де:

Q - реактивна потужність в варах,

U - напруга в вольтах,

I - струм в амперах,

φ - кут зрушення між напругою та струмом.

Якщо зазначено, що струм відстає від напруги ($\cos \varphi < 1$), то кут зрушення φ буде додатним, і синус цього кута ($\sin \varphi$) буде позитивним. Зазначте, якщо вам потрібно конкретні значення напруги, струму та кута зрушення для обчислення реактивної потужності, і я з радістю вам допоможу.

Активна енергія, яку споживають електроприймачі, піддається конвертації в інші форми енергії, такі як механічна, теплова, енергія

стисненого повітря, газу тощо. Певна частина активної енергії розходується на втрати. Реактивна потужність Q не пов'язана з корисною роботою електроприймачів (ЕП) і витрачається на створення електромагнітних полів в електродвигунах, трансформаторах, лініях.

Загалом відомо, що реактивна потужність може виявлятися індуктивною або ємнісною за своєю природою. Для умовності, прийнемо, що реактивна індуктивна потужність вважається навантажувальною або споживаною, а реактивна ємнісна потужність – генеруючою [10].

Перенесення реактивних струмів в електричних мережах призводить до додаткових втрат активної потужності в лініях, трансформаторах, генераторах електростанцій. Це призводить до додаткових втрат напруги та вимагає збільшення номінальної потужності або кількості трансформаторів, знижуючи, таким чином, пропускну здатність всієї системи електропостачання.

Наведемо відомі формули для пояснення викладеного вище матеріалу:

Повна потужність визначається, як

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \frac{P}{\cos \phi},$$

де S , P , Q , - відповідно активна, реактивна й повна потужності. Вимірюються у ВА, Вт, вар або для зручності для потужних установок у кВА, кВт, квар,

Втрати активної потужності:

$$\Delta P = \frac{(P^2 + Q^2)R}{U_n^2},$$

де U_n – номінальна напруга мережі, В, кВ.

Коефіцієнт потужності знаходять, як:

$$\cos \phi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}},$$

а втрати напруги, кВ :

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_n},$$

де R і X – відповідно активний і реактивний опори елементів електричної мережі, Ом.

Більш всього на промислових підприємствах споживають реактивну потужність (має індуктивний характер) асинхронні двигуни (АД), які забирають приблизно 60...65 % від загального обсягу споживання цієї потужності. Також серед споживачів варто відзначити трансформатори, включаючи зварювальні (до 20...25 %), вентильні перетворювачі, реактори та інші електроприймачі [11].

Живильні та розподільчі мережі підприємства додатково завантажуються реактивною потужністю, що призводить до збільшення загального споживання електроенергії. Заходи для зменшення витрат реактивної потужності включають непримусовану компенсацію (підвищення $\cos \phi$ без використання спеціальних компенсуючих пристроїв), а також штучну компенсацію, частіше відому як просто компенсація, яка передбачає використання компенсуючих пристроїв [12, 13].

Непримусована компенсація реактивної потужності, яка не вимагає значних матеріальних витрат, має бути вдосконалена та впроваджена на промислових підприємствах у першу чергу. До методів непримусованої

компенсації відносяться: створення раціональної схеми електропостачання, використання синхронних двигунів замість асинхронних двигунів, покращення якості ремонту електродвигунів, заміна застарілого електрообладнання, автоматизація технологічного процесу, заміна малонавантажених трансформаторів і двигунів, відключення частини силових трансформаторів при малому навантаженні. Розглянемо їх коротко.

Створення раціональної схеми електропостачання передбачає зменшення кількості щаблів трансформації з метою покращення ефективності.

Використання синхронних двигунів замість асинхронних двигунів можливе лише в разі відповідності технологічного процесу.

Покращення якості ремонту має певні технологічні обмеження і пропонується лише як загальний прийом.

Більш перспективним напрямком є заміна застарілого електрообладнання, що передбачає заміну застарілих трансформаторів і іншого обладнання новим, які, наприклад, мають менші втрати на перемагнічування.

Автоматизація технологічного процесу включає в себе вирівнювання графіка навантаження, поліпшення енергетичного режиму устаткування, рівномірне розміщення навантажень по фазах, зсув часу обідніх перерв окремих цехів, переклад енергоємних споживачів електроенергії на роботу поза годинами максимуму енергосистеми та інші заходи.

Заміна малонавантажених трансформаторів і двигунів включає в себе встановлення трансформаторів і двигунів меншої потужності та їх повне завантаження.

Відключення частини силових трансформаторів при малому навантаженні може включати в себе відключення частини обладнання, наприклад, у нічний час, у вихідні й святкові дні.

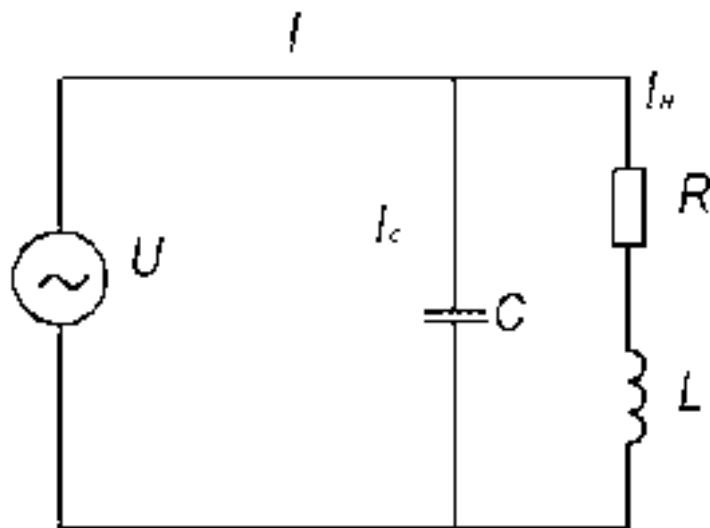
Обмеження тривалості роботи обладнання включає обмеження тривалості роботи деяких електроприймачів і скорочення тривалості та розподіл пуску потужних електроприймачів в часі.

Одним із основних нормативних показників, що характеризує споживану промисловим підприємством реактивну потужність, є середньозважений коефіцієнт потужності $\cos\phi_{срвзв}$ за час t , який визначається за формулою:

$$\cos\phi_t = \frac{W_{at}}{\sqrt{W_{at}^2 + W_{pt}^2}},$$

де W_{at} і W_{pt} – відповідно витрата активної й реактивної електроенергії за розглянутий інтервал часу, кВт·г, квар·г.

Векторна діаграма електричного кола (рис. 2.1 а), що містить реактивні елементи, показано на рисунку 2.1 б, в.



а

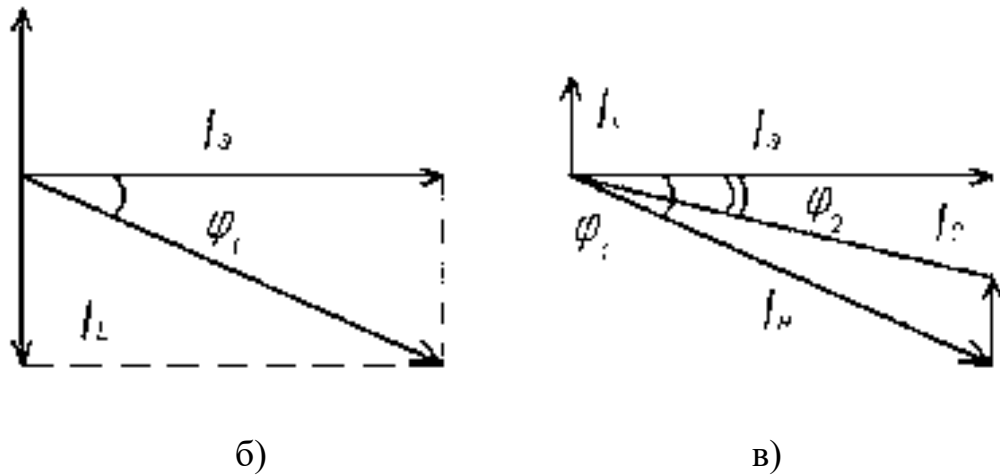


Рисунок 2.1 – Векторна діаграма компенсації реактивної потужності:
а – електрична схема; б, в – векторні діаграми

На векторних діаграмах (рис. 2.1 б, в) видно, що при компенсації реактивної потужності можна спостерігати зменшення кута φ , або іншими словами, збільшення $\cos\varphi$.

Характеристика джерел реактивної потужності включає в себе аналіз штучної компенсації, відомої також як «поперечна» компенсація, за допомогою спеціальних компенсуючих пристроїв, які є джерелами реактивної енергії і мають ємнісний характер.

На промислових підприємствах широке застосування знаходять конденсатори (КБ) – потужні пристрої, спеціально призначені для генерації реактивної ємнісної потужності. Конденсатори виготовляються в однофазному та трифазному виконаннях для внутрішньої та зовнішньої установки з напругою 220, 380, 660, 6300 та 10500 В. Їх класифікують як масляні (КМ) та соволові (КС). Діелектрична проникність совола більша приблизно вдвічі, ніж у масла. Однак соволові конденсатори можуть працювати при температурі не вище -10°C , тоді як масляні можуть експлуатуватися при температурі -40°C .

Широке застосування конденсаторів для компенсації реактивної потужності пояснюється їхніми перевагами порівняно з іншими видами компенсаційних пристроїв: мінімальні втрати активної потужності (до 0,005

кВт/кВАр), відсутність обертових частин, простота монтажу та експлуатації, відносно невеликі витрати, низька маса, відсутність шуму під час роботи та можливість встановлення біля окремих груп споживачів електроенергії та інших.

Проте конденсаторні батареї мають свої недоліки, такі як пожежонебезпека, наявність залишкового заряду, що збільшує ризик при обслуговуванні, чутливість до перенапруг і поштовхів струму, а також можливість лише східчастого, а не плавного регулювання потужності [15]. Треба враховувати, що питома вартість конденсаторів високої напруги менше питомої вартості конденсаторів низької напруги, але конденсатори низької напруги простіше й надійніше в експлуатації. Приєднання до мережі компенсаторів дозволяє зменшити втрати потужності.

Після компенсації втрати потужності визначимо як:

$$\Delta P = \frac{(P^2 + (Q - Q_k)^2) \cdot R}{U_{ном}^2} + \Delta P_{кп},$$

де $\Delta P_{кп}$ – втрати потужності в компенсуючому пристрої, кВт.

Втрати напруги після компенсації, В:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + (Q - Q_k) \cdot X}{U_{ном}}.$$

Розглянемо інший тип компенсаційних пристроїв – синхронні двигуни (СД). Зрозуміло, що при збільшенні струму збудження понад номінальне значення синхронні двигуни можуть генерувати реактивну потужність, тобто їх можна використовувати як засіб компенсації реактивної потужності. Основною відмінністю між синхронними та асинхронними двигунами є те, що для дії синхронного двигуна магнітне поле, необхідне для роботи,

створюється головним чином окремим джерелом постійного струму (збудником). У зв'язку з цим, синхронний двигун в нормальному режимі (з $\cos\varphi = 1$) майже не споживає реактивну потужність з мережі, необхідну для створення основного магнітного потоку. Однак у режимі перезбудження, наприклад, при роботі з випереджальним коефіцієнтом потужності, він може генерувати ємнісну потужність та віддаляти її у мережу.

Синхронні двигуни (СД), які зараз випускаються, розраховані на випереджальний коефіцієнт потужності $\cos\varphi = 0,9$ і при номінальному активному навантаженні $P_{ном}$ і напрузі $U_{ном}$ можуть виробляти номінальну реактивну потужність, вар:

$$Q_{ном} \approx 0,5P_{ном}.$$

Для синхронних двигунів деяких серій середні значення коефіцієнта навантаження по реактивній потужності α , що працюють при напрузі 6 і 10 кВ, представлені у таблиці 2.1 і таблиці 2.2, відображаючи їх залежність від зміни активного навантаження β і напруги мережі. Однією з переваг СД, використовуваних для компенсації реактивної потужності, порівняно із конденсаторними батареями (КБ), є можливість плавного регулювання генерованої реактивної потужності.

Але важливо враховувати, що активні втрати при генерації реактивної потужності для СД перевищують втрати для КБ, оскільки вони залежать від квадрата генерованої потужності СД.

Додаткові активні втрати в обмотці СД, в кількість кіловат-годин, виниклі внаслідок генерації реактивної потужності в межах зміни коефіцієнта потужності ($\cos\varphi$) від 1 до 0,9 при номінальній активній потужності СД, рівній $P_{ном}$, можуть бути оцінені як:

$$\Delta P_{ном} = \frac{Q_{ном}^2 r}{U_{ном}^2},$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, В, кВ;

$Q_{ном}$ – номінальна реактивна потужність синхронних двигунів, вар, квар;

r – опір однієї фази обмотки синхронних двигунів у нагрітому стані, Ом.

Таблиця 2.1 – Залежності коефіцієнта перевантаження по реактивній потужності СД від напруги

Серія, номінальна напруга й частота обертання двигуна	Відносна напруга на затисках двигуна $U/U_{ном}$	Коефіцієнт перевантаження по реактивній потужності α при коефіцієнті завантаження β		
		0,9	0,8	0,7
СДН, 6 и 10 кВ (для всіх частот обертання)	0,95	1,31	1,39	1,45
	1	1,21	1,27	1,33
	1,05	1,06	1,12	1,17
СДН, 6 кВ:				
600-1000 об/мин	1,1	0,89	0,94	0,96
370-500 об/мин	1,1	0,88	0,92	0,94
187-300 об/мин	1,1	0,86	0,88	0,9
100- 167 об/мин	1,1	0,81	0,85	0,87
СДН, 10 кВ:				
1000 об/мин	1,1	0,9	0,98	1
250-750 об/мин	1,1	0,86	0,9	0,92
СТД, 6 и 10 кВ, 3000 об/мин	0,95	1,3	1,42	1,52
	1,0	1,32	1,34	1,43
	1,05	1,12	1,23	1,31
	1,1	0,9	1,08	1,16
СД и СДЗ, 380 В (для всіх частот обертання)	0,95	1,16	1,26	1,36
	1,0	1,15	1,24	1,32
	1,05	1,1	1,18	1,25
	1,1	0,9	1,06	1,15

У загальному випадку, коли P , Q і U відрізняються від номінальних значень, втрати активної потужності, кВт, на генерування реактивної потужності :

$$\Delta P = D_1 \frac{Q'}{Q_{ном}} + D_2 \frac{(Q')^2}{Q_{ном}^2},$$

де Q' - величина генерируємої синхронним двигуном реактивній потужності, кВАр;

D_1 й D_2 - постійні величини, кВт (таблиця 2.2) [8].

Реактивна потужність Q' (кВАр), генерируємая синхронним двигуном при активному навантаженні $P < P_{ном}$:

$$Q' = \frac{\alpha P \operatorname{tg} \phi_{ном}}{\eta_{ном}},$$

де α - коефіцієнт перевантаження по реактивній потужності ;

P – активне навантаження СД, кВт;

$\operatorname{tg} \phi_{ном}$ і $\eta_{ном}$ - відповідно тангенс кута ϕ і ККД двигуна, прийняті за каталогом (паспортом) СД.

Зазвичай, у системах електропостачання промислових підприємств конденсаторні батареї компенсують реактивну потужність основної частини графіків навантажень, а синхронні двигуни, як правило, знижують піки навантажень.

Також зауважимо, що $D_1 + D_2 = \Delta P_{ном}$. Отже, сума постійних коефіцієнтів D_1 і D_2 визначає активні втрати в синхронних двигунах, що викликані генеруванням реактивної потужності $Q_{ном}$ при номінальній напрузі і активної потужності.

Таблиця 2.2 – Основні технічні дані деяких СД на напругу 6 кВ при $\cos\varphi = 0,9$ [8]

Тип двигуна	Номінальна потужність		КПД, %	Постійні величини, кВт	
	активна, кВт	реактивна, кВар		D ₁	D ₂
1	2	3	4	5	6
1000 об/хв.					
СДН-14-49-6	1000	511	95,37	5,09	3,99
СДН-14-59-6	1250	633	95,95	4,74	4,42
СДН-15-30-6	1600	812	95,75	6,65	6,8
СДН-15-49-6	2000	1010	96,06	8,06	7,53
СДН-15-64-6	2500	1260	96,5	8,13	7,74
СДН-15-76-6	3200	1610	96,75	10,3	8,91
СДН-16-69-6	4000	2000	96,48	14,1	11,8
СДН-16-84-6	5000	2500	96,9	13,8	11,5
СДН-16-104-6	6300	3150	97,22	14,6	13,1
600 об/хв					
СДН-14-44-10	630	325	93,98	5,6	4,06
СДН-14-56-10	800	410	94,65	5,76	4,63
СДН-15-39-10	1000	511	94,68	7,66	5,38
СДН-15-49-10	1250	637	95,16	7,54	6,56
СДН-15-64-10	1600	812	95,78	7,79	6,99
СДН-16-54-10	2000	1010	95,66	10,7	8,68
СДН-16-71-10	2500	1265	96,22	10,9	8,46
СДН-16-86-10	3200	1615	96,58	11,6	10,5
СДН-17-59-10	4000	2010	96,67	12,9	12,7
СДН-17-76-10	5000	2510	97,06	14,6	11,7

Синхронні компенсатори (СК) представляють собою варіант синхронних двигунів з полегшеною конструкцією, де відсутній навантажений вал [17]. Такі компенсатори виробляються з потужністю понад

5000 кВАр і мають обмежене застосування в промислових мережах, де вони використовуються лише в окремих випадках для поліпшення якості напруги в потужних електроприймачах з різкозмінним ударним навантаженням, таких як дугові печі та прокатні стани.

У мережах з різкозмінним ударним навантаженням на напрузі 6-10 кВ рекомендується використання не конденсаторних батарей, а спеціальних швидкодіючих джерел реактивної потужності (ДРМ), які слід встановлювати поруч з такими потужними електроприймачами.

Регулювання індуктивності здійснюється тиристорними групами VS, керування електродами яких пов'язане з схемою керування. Перевагами статичних ДРМ є відсутність обертових частин, відносна плавність регулювання видачі реактивної потужності в мережу та можливість тривалого перевантаження по реактивній потужності. Серед недоліків варто відзначити появу вищих гармонік, що можуть виникнути при глибокому регулюванні реактивної потужності.

Компенсація реактивної потужності, або підключення конденсаторів (КП) паралельно до електричного навантаження, призводить до зменшення загальної реактивної потужності споживача з Q_1 до $Q_1 - Q_K$. Це призводить до зниження кута зрушення фаз від φ_1 до φ_2 і підвищення коефіцієнта потужності від $\cos\varphi_1$ до $\cos\varphi_2$. При цьому повна споживана потужність, за фіксованої активної потужності P , зменшується з S_1 до S_2 . Таким чином, компенсація дозволяє підвищити пропускну здатність мережі по активній потужності за тим самим перетином проводів.

До технічних засобів компенсації реактивної потужності входять конденсаторні батареї (КБ) та синхронні двигуни. Серед специфічних навантажень, які ставлять особливі вимоги до системи електропостачання, вказуються нелінійні, несиметричні та різкозмінні. Сучасні промислові підприємства, зокрема, мають потужні стани гарячої та холодної прокатки з вентильними перетворювачами, дугові сталеплавильні печі, потужні зварювальні навантаження та інші спеціалізовані установки [18].

Навантаження, яке включає регульовані вентиляльні перетворювачі, має високий рівень споживання реактивної потужності, що відображається низьким значенням косинуса кута зрушення фаз ($\cos\phi$). Наприклад, у вентиляльних перетворювачів прокатних станів $\cos\phi$ може становити від 0,3 до 0,6. Характеристика різкозмінного споживання реактивної потужності призводить до коливань напруги в електричній мережі. Величина набросів реактивної потужності може перевищувати 100 000 кВАр, і швидкість її зміни (dQ/dt) для гарячої прокатки може досягати 400 000 кВАр/с, а для холодної прокатки – навіть 2 000 000 кВАр/с. При живленні таких електроприводів коливання напруги в мережі 10(6) кВ можуть перевищувати 20%, а в мережі 110-220 кВ – навіть при потужності к.з. 3500-5000 МВ·А можуть бути більшими за 2-3%. Частота коливань реактивної потужності та, відповідно, напруги різних прокатних станів становить 100-1000 коливань у годину. Керовані вентиляльні перетворювачі також вносять значні спотворення форми кривої живильної напруги, і коефіцієнт несинусоїдальності напруги на шинах 10(6) кВ може перевищувати 20 % [19].

Подібний вплив також характерний для навантажень, пов'язаних із дуговими сталеплавильними печами. Частота коливань навантаження, зокрема, під час розплавлення металу та на початку окислювання, рухається в діапазоні 0,1 - 25 Гц. Крім того, дугові печі, через нерівномірне споживання струму по фазах, можуть призводити до значної асиметрії напруги. Усе це підкреслює важливість використання принципів компенсації реактивної потужності, які істотно відрізняються від тих, що застосовуються у мережах з так званим "спокійним" навантаженням.

Можна виділити деякі особливості компенсації реактивної потужності в мережах з різкозмінним несиметричним навантаженням:

- пофазне керування. Нерівномірне споживання реактивної потужності по фазах вимагає застосування компенсуючих пристроїв із пофазним керуванням;

- застосування швидкодіючих компенсуючих пристроїв. Швидкі зміни споживаної потужності вимагають використання швидкодіючих статичних компенсуючих пристроїв з мінімальним запізнюванням у відпрацьовуванні коливань реактивної потужності;
- обмеження застосування батарей конденсаторів. У мережах з різкозмінним вентильним навантаженням обмежується застосування батарей конденсаторів для компенсації постійної складової реактивної потужності через вищі гармоніки струму й напруги при роботі нелінійних навантажень. Вищі гармоніки можуть спричинити значні перевантаження батарей конденсаторів по струму
- потреба у компенсації постійної та змінної складових. Знижений коефіцієнт потужності та різкозмінний характер навантаження вимагають компенсації як постійної, так і змінної складових реактивної потужності.

Компенсація постійної складової спрямована на поліпшення коефіцієнта потужності ($\cos\phi$) та зменшення відхилень напруги в живильній мережі. Компенсація змінної складової реактивної потужності спрямована на зменшення коливань напруги в живильній мережі.

Розрахунок засобів компенсації реактивної потужності для системи електропостачання різкозмінних і вентильних навантажень є важливою частиною проектування електричних систем. Процес розрахунку повинен враховувати графіки споживаної активної та реактивної потужності різних електроприводів. Графіки можуть бути побудовані на етапі проектування або на основі вимірів на аналогічних діючих об'єктах.

Основні етапи розрахунку засобів компенсації реактивної потужності для системи електропостачання різкозмінних та вентильних навантажень включають:

- збір необхідних даних. Отримання параметрів електричної мережі (схема, параметри ліній, трансформаторів). Визначення параметрів навантажень (графіки активної та реактивної потужності);

- побудова графіків потужності. Побудова графіків споживаної активної та реактивної потужності для різних електроприводів на основі отриманих даних або експериментальних вимірів;
- визначення необхідної компенсації. Аналіз графіків для визначення максимальних значень реактивної потужності та часів піків споживання;
- вибір компенсуючих пристроїв. Вибір типу компенсуючих пристроїв (конденсатори, синхронні компенсатори тощо) відповідно до характеристик навантаження та системи.
- розробка системи регулювання. Визначення параметрів регулювання для компенсуючих пристроїв (напруга, струм, реактивне навантаження тощо). Розробка системи управління для забезпечення ефективної компенсації.
- оптимізація режимів роботи. Встановлення оптимальних режимів роботи компенсуючих пристроїв для забезпечення економічних рішень та дотримання відхилень напруги. Цей процес дозволяє ефективно забезпечити компенсацію реактивної потужності для систем з різкозмінними навантаженнями, забезпечуючи стабільність та ефективність електропостачання.

Автоматичне регулювання потужності конденсаторних установок може бути здійснюване за різними параметрами, такими як напруга чи струм навантаження. Одним із методів є автоматичне регулювання по напрузі, яке застосовується з метою одночасного забезпечення регулювання напруги в мережі. Інший метод – автоматичне регулювання по струму навантаження, використовується для приймачів, які мають різкозмінний графік споживання реактивної потужності.

Щодо регулювання за часом, його можна використовувати для ефективного використання конденсаторних установок. Наприклад, батарея конденсаторів може бути розділена на секції, і одна з секцій може бути включена в мережу 24 години на добу, тоді як інша секція включається лише

в певні години згідно графіка навантаження. Це дозволяє ефективно регулювати компенсацію реактивної потужності відповідно до графіка навантаження, зменшуючи витрати електроенергії та забезпечуючи стабільність напруги.

Автоматичне регулювання по напрямку реактивної потужності може бути використане на окремих тупикових підстанціях. Однак цей метод має свої недоліки, такі як тимчасова недостатня або зайве компенсація реактивної потужності та додаткові капітальні витрати на встановлення додаткового обладнання.

Обрання методу автоматичного регулювання залежить від конкретних умов системи, таких як графік навантаження та схема підстанції. Важливо підкреслити, що автоматизація цього процесу особливо важлива на підстанціях без постійного чергового персоналу чи в умовах телемеханічного керування для забезпечення ефективності та стабільності електропостачання.

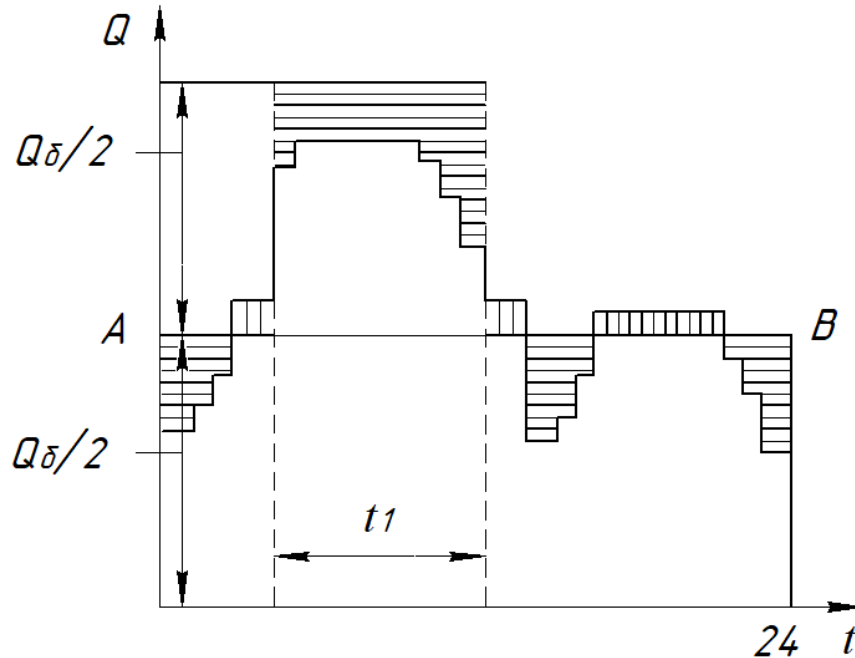


Рисунок 2.2 – Використання графіка реактивних навантажень для рішення питання про розподіл конденсаторної батареї на частини

Вибір компенсуючих пристроїв для конкретного підприємства – заводу кольорових сплавів виробляється на підставі розрахунку електричних навантажень підприємства.

Аналіз електричних навантажень заводу кольорових сплавів.

Розрахунок електричних навантажень заводу кольорових сплавів виробляється методом коефіцієнта попиту, кВт, кВАр:

$$P_{pi} = K_{ni} \cdot P_{есmi};$$

$$Q_{pi} = P_{pi} \cdot tg\varphi_i.$$

де K_{ni} – коефіцієнт попиту для i -го споживача;

$P_{есmi}$ – установлення активна потужність i -го споживача, Вт, кВт;

$t_{g\varphi_i}$ – коефіцієнт реактивної потужності для i -го споживача;

P_{pi} , Q_{pi} – розрахункові активна й реактивна потужності i -го споживача, кВт, квар.

Розрахункове навантаження для групи споживачів визначається з урахуванням коефіцієнта різночасності максимумів навантаження, кВт, квар:

$$P_{p\Sigma} = K_{pm} \cdot \sum P_{pi};$$

$$Q_{p\Sigma} = K_{pm} \cdot \sum Q_{pi}.$$

При використанні компенсації реактивної потужності, реактивна потужність на границі балансової приналежності енергосистема – підприємство визначається як:

$$Q_{PEC} = Q_{e1} = P_{p\Sigma} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{opt}.$$

де Q_{e1} – економічно доцільна реактивна потужність, передана з енергосистеми в години максимального завантаження, квар;

$\operatorname{tg}\varphi_{opt} = 0,3$ – оптимальний коефіцієнт реактивної потужності, заданий енергосистемою.

Для заводу кольорових сплавів було зроблено розрахунок електричних навантажень (табл. 2.3). Для ділянок коефіцієнти різночасності максимумів навантаження приймаємо рівними 0,9, а для відділень та КТП – 0,95. В цілому по підприємству приймаємо цей коефіцієнт 0,98.

Навантаження споживачів 0,4 кВ із урахуванням втрат активної потужності в трансформаторах КТП визначаємо, як:

$$P_{\Sigma 0,4кВ} = 1,02 \cdot \sum P_p.$$

$$P_{\Sigma 0,4кВ} = 1,02 \cdot 5195,56 = 5299,47 \text{ кВт.}$$

У зазначеному заводі, в енергосиловому цеху встановлені 4 синхронних двигуни на напругу 10 кВ із $P_{ном} = 630$ кВт.

Тоді

$$P_{pCD} = Kn \cdot P_{ном} \cdot n_{CD}.$$

$$P_{pCD} = 0,8 \cdot 630 \cdot 4 = 2016,00 \text{ кВт,}$$

$$Q_{CD} = \alpha \cdot P_{ном} \cdot n_{CD} \cdot \operatorname{tg}\varphi,$$

де коефіцієнт α визначається за [14].

$$Q_{CD} = 0,62 \cdot 630 \cdot 4 \cdot (-0,484) = -756,20 \text{ квар.}$$

Визначаємо розрахункове навантаження на границі балансової приналежності.

$$P_{\Sigma} = k_{pm} (P_{\Sigma 0,4} + P_{расч}).$$

$$P_{\Sigma} = 0,98 \cdot (5299,47 + 2016) = 7169,16 \text{ кВт,}$$

$$Q_{E1} = P_{\Sigma} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{onm}$$

$$Q_{E1} = 7169,16 \cdot 0,3 = 2150,75 \text{ квар,}$$

$$S_p = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{E1}^2},$$

$$S_p = \sqrt{7169,1^2 + 2150,75^2} = 7484,7 \text{ квар.}$$

Розглянемо можливі шляхи щодо удосконалення схеми й елементів мережі електропостачання даного підприємства.

Джерелом живлення для електропостачання заводу кольорових сплавів є 2-х трансформаторна знижувальна підстанція, що одержує живлення від районної ПС по двох ВЛ-35 кВ.

Таблиця 2.3 – Розрахунок електричних навантажень заводу кольорових сплавів [9]

Виробництво	Відділення	Дільниця	Обладнання	Вихідні дані				Результати		
				$P_{вст},$ кВт	$K_n,$ в.од	$\cos\varphi,$ в.од.	$tq\varphi,$ в.од	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ кВАр	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Металургійне виробництво (плавильна дільниця)	алюмінієвих сплавів	шихто підготовка	технологічне	220,80	0,65	0,75	0,88	143,52	126,57	
		алюм. лому	допоміжне	10,00	0,6	0,55	1,73	6,00	10,39	
		разом ($K_{рм} = 0,9$)			230,80	-	-	-	134,57	123,27
		плавка алюмінію	технологічне	221,00	0,70	0,8	0,75	154,70	116,03	
		допоміжне	23,00	0,60	0,50	1,73	13,80	23,90		
	разом ($K_{рм} = 0,9$)			244,00	-	-	-	151,65	125,93	
	разом по відділенню ($K_{рм}=0,95$)								271,91	236,74
	вогневого рафінування міді	шихтопідготовка	технологічне	114,00	0,65	0,75	0,88	74,10	65,35	
			допоміжне	23,00	0,60	0,50	1,73	13,80	23,90	
		разом ($K_{рм} = 0,9$)			137,00	-	-	-	79,11	80,33
		плавка міді	технологічне	232,20	0,50	0,80	0,75	116,10	87,08	
		допоміжне	48,95	0,55	0,50	1,73	26,92	46,63		
	разом ($K_{рм} = 0,9$)			281,15	-	-	-	128,72	120,34	
	разом по відділенню ($K_{рм}=0,95$)								197,44	190,63
	разом по відділенням ($K_{рм}=0,95$) – КТП1								445,88	406,00
	мідно- цинкових сплавів	лиття	технологічне	2128,50	0,60	0,60	1,33	1277,10	1702,80	
			допоміжне	103,00	0,40	0,50	1,73	41,20	71,36	
		разом ($K_{рм} = 0,9$)			2231,50	-	-	-	1186,47	1596,74
		обробки втулок лиття	технологічне	66,20	0,12	0,75	0,88	7,94	7,01	
	допоміжне		16,00	0,90	0,50	1,73	14,40	24,94		
разом ($K_{рм} = 0,9$)			86,20	-	-	-	20,11	28,75		

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Металургійне виробництво (плавильна дільниця)	мідно-цинкових сплавів	точного фасонного лиття	технологічне	664,35	0,65	0,60	1,33	431,83	575,77
			допоміжне	259,85	0,40	0,50	1,73	103,94	180,03
		разом (Крм = 0,9)		924,20	-	-	-	482,19	680,22
	разом по відділенню (Крм=0,95) – КТП2							1604,33	2190,43
Разом по виробництву (Крм=0,98)								2032,20	2565,45
Виробництво кабелю, дроту й жил	електролізу водних розчинів		технологічне	465,10	0,70	0,70	1,02	325,57	332,15
			допоміжне	339,60	0,60	0,50	1,73	203,76	352,92
	разом (Крм = 0,9)			804,70	-	-	-	476,40	616,56
	дільниця жили кабелю-дроту		технологічне	675,10	0,80	0,70	1,02	540,08	550,99
			допоміжне	38,40	0,65	0,55	1,52	24,96	37,90
	разом (Крм = 0,9)			713,50	-	-	-	508,54	530,00
	разом по відділенням (Крм=0,95) – КТП3							935,69	1089,24
	грубого і тонкого волочіння		технологічне	1490,00	0,35	0,65	1,17	521,50	609,70
			допоміжне	220,4	0,30	0,50	1,73	6,61	11,45
	разом (Крм = 0,9)			1512,04	-	-	-	475,30	559,04
	скручування жил		технологічне	365,50	0,30	0,50	1,73	109,65	189,92
			допоміжне	4030	0,80	0,50	1,73	32,24	55,84
	разом (Крм = 0,9)			405,80	-	-	-	127,70	221,18
	ізолювання та ошлакування кабелю		технологічне	1257,20	0,30	0,65	1,17	377,16	440,95
			допоміжне	57,30	0,80	0,50	1,73	45,84	79,40
разом (Крм = 0,9)			1314,50	-	-	-	380,70	468,31	
скручування ізольованих жил		технологічне	64,10	0,30	0,55	1,52	19,23	29,20	
		допоміжне	90,70	0,80	0,50	1,73	72,56	125,68	
разом (Крм = 0,9)			154,80	-	-	-	82,61	139,39	
разом по відділенням (Крм=0,95) – КТП4							1013,00	1318,53	
Разом по виробництву (Крм=0,98)								1909,71	2359,61

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Загально- заводське вироб- ництво	Інструментальний цех			986,42	0,20	0,65	1,17	197,28	230,65	
	Котельня управління експлуатації			37,30	0,80	0,70	1,02	29,84	30,44	
	Автотранспортний цех			97,50	0,70	0,60	1,33	68,25	91,00	
	Лабораторія системи якості та метрології			32,42	0,20	0,80	0,75	6,48	4,86	
	Адміністративно-побутовий комбінат			78,00	0,90	0,60	1,33	70,20	93,60	
	разом по підрозділам (Крм=0,95) – КТП5								353,46	428,03
	Енергосиловий цех			606,95	0,75	0,80	0,75	455,21	341,41	
	разом по підрозділам - КТП6								455,21	341,41
	Дільниця очисних споруд експлуатації			588,20	0,80	0,80	0,75	470,56	352,92	
	разом по підрозділам - КТП7								470,56	352,92
Разом по виробництву (Крм=0,98)								1253,64	1099,91	
Разом по заводу								5195,56	6024,97	

Потужність трансформаторів визначається за відомою формулою:

$$S_{ном.т} = 0,7 \cdot S_p ,$$

$$S_{ном.т} = 0,7 \cdot 7484,7 = 5239,3 \text{ кВА.}$$

Після певного розгляду нами було прийнято два трансформатори ТМН 6300/35. Каталожні дані трансформаторів: $S_{ном} = 6,3 \text{ МВА}$, $U_{ВН} = 35 \text{ кВ}$, $U_{НН} = 11 \text{ кВ}$, $\Delta P_x = 8 \text{ кВт}$, $\Delta P_k = 46,5 \text{ кВт}$, $I_k = 0,8 \%$, $U_k = 7,5 \%$.

Коефіцієнт завантаження:

$$\text{- у нормальном режимі } K_{зз} = S_p / 2S_{номт} = 7484,7 / 2 \cdot 6300 = 0,59;$$

$$\text{- у послеаварийном режимі } K_{зз пар} = S_p / S_{номт} = 7484,7 / 6300 = 1,19 < 1,4.$$

Для живлення споживачів заводу прийняті 7 двохтрансформаторних КТП 10/0,4 кВ, розрахункові потужності яких наведені у таблиці 2.3.

Для внутрішньозаводської схеми електропостачання прийнята радіальна схема електропостачання з живленням трансформатора КТП по КЛ-10 кВ марки ААШВ із прокладкою в траншеї. Трансформатори КТП живляться від різних секцій РП-10 кВ ПС. Секції РУ-10 кВ з'єднані між собою секційним вимикачем на якому встановлений пристрій АВР, що забезпечує надійність електропостачання. Крім того, пристрій АВР передбачений також на секційних вимикачах РП-0,4 кВ [4].

Перетин КЛ-10 кВ вибираються з таких умов:

1) термічна стійкість до струмів к.з., мм²:

$$F_{станд} \approx F_{к min} = \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{кз}}}{c} ,$$

де $F_{к min}$ - мінімально припустимий перетин за умовами термічної стійкості до струмів к.з., мм²;

I_{∞} - сталe значення струму к.з., А, ($I_{\infty} = 10200$ А);

$t_{кз}$ - час к.з., с, ($t_{кз} = 0,73$ с);

$c = 0,88$ - коефіцієнт для КЛ марки ААШВ при прокладці в траншеї.

2) Припустиме нагрівання в усталеному режимі, А:

$$I_{дл.доп} \cdot K_n K_3 \geq I_{рmax},$$

де $I_{рmax}$ - струм лінії в уваженому режимі, А;

$I_{дл.доп}$ - довгостроково припустимий струм КЛ, А;

K_n - поправочний коефіцієнт, що залежить від умов середовища;

$K_3 = 1,2$ - коефіцієнт, що враховує припустиме 20% перевантаження КЛ.

3) Економічно доцільна щільність струму, мм²:

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}},$$

де $F_{ек}$ - економічний перетин КЛ, мм²;

$j_{ек} = 1,2 - 1,4$ А/мм² - економічна щільність струму для КЛ із алюмінієвими жилами при $T_m > 5000$ год/рік.

Мінімально припустимий перетин за умовами термічної стійкості до струмів к.з. знайдемо як:

$$F_{к min} = \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{кз}}}{c} \text{ мм}^2.$$

$$F_{к min} = \frac{10200 \sqrt{0,73}}{88} = 99.$$

Для всіх КЛ-10 кВ приймаємо кабель ААШВ3х95.

$$I_{дл.дон} = 240 \text{ А};$$

$$r_0 = 0,329 \text{ Ом/км.}$$

Для вибору електричних апаратів РП-10 кВ визначаємо робочий максимальний струм вводу:

$$I_{pmax.py} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_c},$$

$$I_{pmax.py} = \frac{7484,7}{\sqrt{3} \cdot 10} = 432,6 \text{ А.}$$

Приймаємо чарунки КРП типу КМ-1Ф з вимикачами ВВЕ-10-20/630ВЗ.

Умови вибору	Каталожні	Розрахункові
й перевірки	дані	дані
$U_{ном} \geq U_c$	10 кВ	10 кВ
$I_{ном} \geq I_{рmax}$	630 А	474,1 А
$I_{откл} \geq I''$	20 кА	10,2 кА
$i_{дин} \geq i_y$	51 кА	$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I'' = \sqrt{2} \cdot 18 \cdot 10,2 = 26 \text{ кА.}$
$I_{mtm}^2 > I_{откл}^2$	$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$10,2^2 \cdot 1 = 104 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$

В чарунках КРП встановлені трансформатори струму ТОЛ-10ВЗ, в чарунках трансформаторів напруги встановлені трансформатори напруги ЗХЗНОЛ06-10УЗ по одному на секцію. Ввід на РП-10 кВ здійснюється по комплектному струмопроводі ТЗК- 10-1000051УЗ.

Для РП-35 кВ прийнята блокова схема з вимикачем ВБПЗ-35-12,5/1000У1, роз'єднувачем РНДЗ.1-35/1000У1 і трансформаторами струму ТФЗМ35-150/5У1.

Вибір потужності компенсуючих пристроїв. Вибір потужності компенсуючих пристроїв виробляється з умови забезпечення балансу

реактивної потужності на границі розділі енергосистема - підприємство, кВАр:

$$Q_{p\Sigma} + \Delta Q_m + \Delta Q_{кмп\Sigma} + Q_{p.cd} - \Sigma Q_{нкп} - Q_{вкп} - Q_{el} = 0,$$

де $Q_p = K_{pm} \cdot \Sigma Q_{pi} = 0,98 \cdot 5579,9 = 6024,97$ квар - розрахункова сумарна реактивна потужність споживачів заводу, квар;

ΔQ_m - втрати реактивної потужності в трансформаторах ПС, квар.

$$\Delta Q_m = n_m \left(\frac{I_x \cdot S_{ном_m}}{100} + K_{зг}^2 \cdot \frac{U_k \cdot S_{ном_m}}{100} \right) = 2 \left(\frac{0,8 \cdot 6300}{100} + 0,59^2 \cdot \frac{7,5 \cdot 6300}{100} \right) = 500,1$$

$\Delta Q_{кмп\Sigma}$ - сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах КТП, квар;

$Q_{p.cd} = -756,2$ кВАр - компенсуюча здатність СД, квар;

$\Sigma Q_{нкп}$, $Q_{вкп}$ - потужність конденсаторних батарей з боку НН і ВН відповідно, кВАр.

Потужність $Q_{нкп}$ визначається з умови забезпечення пропускної здатності трансформаторів КТП за наступною методикою:

- визначається номінальна потужність трансформаторів КТП, кВА:

$$S_{ном_m} \geq \frac{P_{расч}}{K_{зонт} \cdot n_2},$$

- втрати реактивної потужності в трансформаторах КТП при $K_{зонт}$, квар;

$$\Delta Q_{КТПi} = n_m \left(\frac{I_x \cdot S_{ном_mi}}{100} + K_{зонт}^2 \cdot \frac{U_k \cdot S_{ном_mi}}{100} \right),$$

- пропускна здатність трансформаторів КТП по реактивній потужності, квар:

$$Q_m = \sqrt{(\kappa_{зонт} \cdot S_{ном.т} \cdot n_m)^2 - P_{pi}^2}$$

Потужність конденсаторних батарей для *i*- ой КТП, квар:

$$Q_{нкпi} = Q_{pi} + \Delta Q_{кттi} - Q_{т.i}$$

Потужність ВКП визначається як:

$$Q_{вкп} = Q_{рп\Sigma} + \Delta Q_m + \Delta Q_{ктт\Sigma} + Q_{р.сд} - \Sigma Q_{нкп} - Q_{el}$$

Вибір потужності НКП й потужності трансформаторів КТП наведений у таблиці 2.4 (варіант 1). В даному випадку була виконана перевірка й оцінка вже встановлених на заводі трансформаторів КТП та НКП, які підключені до розподільчого пристрою 0,4 кВ КТП, а також перевірка по балансу реактивної потужності номінальної потужності ВКП (тобто забезпечення економічно доцільного коефіцієнту реактивної потужності 0,3 на гранці балансової приналежності).

Визначаємо потужність $Q_{вкп}$ як:

$$Q_{вкп} = 6024,97 + 500,1 + 372,8 - 756,2 - 1558,67 - 2600 = 1487,2 \text{ квар,}$$

$Q_{вкп} > 0$ - установка КП на стороні 10 кВ потрібно, тому й встановлено два компенсуючих пристрою УК-10,5-900УЗ, загальною потужністю 1800 квар, а загальна потужність НКП – 2600 квар.

Уточнена розрахункова потужність з урахуванням КП (I варіант):

$$Q_{рi} = Q_{р\Sigma} + \Delta Q_{тi} + \Delta Q_{ктт\Sigma} + Q_{сд} - Q_{нкп} - Q_{вкп}$$

$$Q_{рi} = 6024,97 + 500,1 + 372,8 - 756,2 - 2600 - 1800 = 1741,67 \text{ кВАр,}$$

$$S_{расчI} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{(7169,16)^2 + 1741,67^2} = 7377,67 \text{ кВА},$$

$$K_{32I} = S_p / 2S_{ном.т}$$

$$K_{32I} = 7377,67 / 2 \cdot 6300 = 0,59.$$

Таблиця 2.4 – Параметри режиму споживання КТП заводу

№ КТП	Розрахункове навантаження			Номінальна потужність НКП, кВАр	Розр. навантаження S'_p , кВА	Номінальна потужність трансфор. КТП, кВА	Коеф. завантаження K_3 , в.од.
	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА				
КТП1	445,8	406,0	603,0	200	491,2	630	0,39
КТП2	1604,3	2190,4	2715,1	900	2058,9	1600	0,64
КТП3	935,7	1089,24	1436,0	400	1162,1	1000	0,58
КТП4	1013,0	1318,53	1662,7	600	1242,0	1600	0,39
КТП5	353,5	428,03	555,1	200	420,6	400	0,53
КТП6	455,2	341,41	569,0	150	493,8	400	0,62
КТП7	470,6	352,92	588,2	150	512,4	400	0,64

Застосуємо граничну компенсацію на вузлах системи електропостачання, тобто потужність КП буде дорівнювати близько до розрахункової реактивної потужності для НКП – на шинах 0,4 кВ КТП, а для ВКП – на шинах ПС. Результати зміни режиму споживання КТП заводу наведено у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Параметри режиму споживання КТП заводу (гранична КРП)

№ КТП	Розрахункове навантаження			Номінальна потуж- ність НКП, кВАр	Розр. наванта- ження S'_p , кВА	Номінальна потужність трансфор. КТП, кВА	Коеф. заван- таження K_3 , в.од.
	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА				
КТП1	445,8	406,0	603,0	400	445,9	630	0,35
КТП2	1604,3	2190,4	2715,1	1800	1651,2	1600	0,52
КТП3	935,7	1089,24	1436,0	900	954,6	1000	0,48
КТП4	1013,0	1318,53	1662,7	1200	1019,9	1600	0,32
КТП5	353,5	428,03	555,1	400	354,6	400	0,44
КТП6	455,2	341,41	569,0	300	457,1	400	0,57
КТП7	470,6	352,92	588,2	300	473,5	400	0,59

Визначаємо потужність $Q_{вкп}$ як:

$$Q_{вкп} = 6024,97 + 500,1 + 316,72 - 756,2 - 1558,67 - 5300 = -773,08 \text{ квар,}$$

$Q_{вкп} < 0$ - установка КП на стороні 10 кВ не потрібно, але встановлено буде два компенсуючих пристрою УК-10,5-450УЗ, загальною потужністю 900 квар, так як через трансформатори ПС не буде передаватися реактивна потужність у розмірі 1558,67 квар, при цьому загальна потужність НКП – 5300 квар, також у цьому випадку не застосовується компенсуючи здатність СД, що поліпшує їх умови експлуатації.

Уточнена розрахункова потужність з урахуванням КП (II варіант):

$$Q_{pII} = 6024,97 + 500,1 + 316,72 - 900 - 5300 = 641,32 \text{ квар,}$$

$$S_{расчII} = \sqrt{7169,16^2 + 641,32^2} = 7197,78 \text{ кВА,}$$

$$K_{32II} = 7197,78 / 2 \cdot 6300 = 0,57.$$

Оцінка зниження втрат електроенергії в елементах мережі при застосуванні компенсації реактивної потужності. Зниження втрат електроенергії в елементах мережі для варіантів з компенсацією реактивної потужності визначається як різниця втрат електроенергії в мережі в

порівнянні з варіантом існуючих КП. При цьому визначаються втрати електроенергії в трансформаторах знижувальної ПС, у КЛ 10 кВ і в трансформаторах КТП.

Втрати електроенергії в трансформаторах визначаються по формулі, МВт·год:

$$\Delta W_T = n_T (\Delta P_x \cdot 8760 + \kappa_{з2}^2 \cdot \Delta P_\kappa \cdot \tau_m) \cdot 10^{-3},$$

де ΔP_x , ΔP_κ - втрати потужності холостого ходу й к.з., кВт;

n_m - число трансформаторів;

$\kappa_{з2}$ - коефіцієнт завантаження трансформатора;

τ_m - число годин максимальних втрат, рік.

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760,$$

тоді

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{5200}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3633 \text{ рік.}$$

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах знижувальної підстанції.

I варіант (із існуючою компенсацією реактивної потужності):

$$\Delta W_{TI} = 2(8 \cdot 8760 + 0,59^2 \cdot 46,5 \cdot 3633) \cdot 10^{-3} = 257,77 \text{ МВт·год}$$

II варіант (з граничною компенсацією реактивної потужності):

$$\Delta W_{TII} = 2(8 \cdot 8760 + 0,57^2 \cdot 46,5 \cdot 3633) \cdot 10^{-3} = 249,93 \text{ МВт·год.}$$

Втрати активної електроенергії в КЛ-10 кВ визначаються по формулі, МВт·год:

$$\Delta W_{КЛi} = \frac{1}{n_{КЛ}} \cdot \frac{S_p^2}{U_n^2} \cdot r_0 \cdot l_{кл} \cdot \tau_m \cdot 10^{-3},$$

де $r_0 = 0,329$ Ом/км - питомий активний опір для КЛ ААШВ3х95;

$l_{кл}$ - довжина кабельних ліній, км;

$n_{кл}$ - кількість кабелів у лінії.

Результати розрахунку наведено у таблиці 2.6.

Сумарні втрати електроенергії.

Для I варіанта, МВт·год:

$$\Delta W_{\Sigma I} = \Delta W_{TI} + \Sigma \Delta W_{КТПИ} + \Sigma \Delta W_{КЛИ},$$

$$\Delta W_{\Sigma I} = 257,77 + 478,690 + 32,9 = 769,39 \text{ МВт·год.}$$

Для II варіанта, МВт·год:

$$\Delta W_{\Sigma II} = 249,93 + 436,593 + 27,3 = 713,82 \text{ МВт·год.}$$

Зниження втрат електроенергії в елементах мережі при компенсації реактивної потужності, МВт·год:

$$\delta \Delta W = \Delta W_{\Sigma II} - \Delta W_{\Sigma I}$$

$$\delta \Delta W = 769,39 - 713,82 = 55,57 \text{ МВт·год,}$$

$$\delta\Delta W\% = \frac{\delta\Delta W}{\Delta W_{II}} \cdot 100$$

$$\delta\Delta W\% = \frac{55,57}{769,39} \cdot 100 = 7,2 \%$$

У такий спосіб втрати електроенергії в елементах мережі знижуються на 7,2 % при використанні компенсації реактивної потужності (рисунок 2.4).

Таблиця 2.6 - Визначення втрат електроенергії для КЛ-10 кВ

Ділянки КЛ	Варіант I				Варіант II			
	S _p , кВА	I _{кл} , кМ	n _{кл}	ΔW _{кЛ} , МВт·ч	S _p , кВА	I _{кл} , кМ	n _{кл}	ΔW _{кЛ} , МВт·ч
РУ-КТП1	491,2	0,3	2	12,3	445,9	0,3	2	10,8
РУ-КТП2	2058,9	0,15	2	7,8	1651,2	0,15	2	4,68
РУ-КТП3	1162,1	0,4	2	7,5	954,6	0,4	2	7,3
РУ-КТП4	1242,0	0,15	2	1,4	1019,9	0,15	2	1,1
РУ-КТП5	420,6	0,05	2	1,0	354,6	0,05	2	0,8
РУ-КТП6	493,8	0,1	2	1,7	457,1	0,1	2	1,4
РУ-КТП7	512,4	0,35	2	1,2	445,9	0,35	2	0,9
				ΔW _{кЛI} = 32,9				ΔW _{кЛII} = 27,3

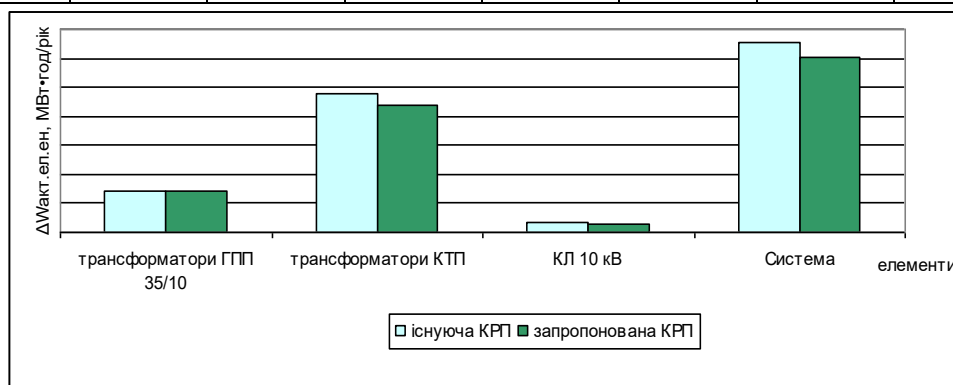


Рисунок 2.4 – Структурні втрати електричної енергії у системі електропостачання заводу кольорових сплавів

Втрати електроенергії в трансформаторах КТП для I і II варіантів наведені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 - Визначення втрат електроенергії в трансформаторах КТП

№ КТП	Варіант I							Варіант II						
	Тип тр-ра КТП	n_T	ΔP_x кВт	ΔP_k кВт	S'_p	$K_{зг}$	$\Delta W_{кТП}$ МВт·год	Тип тр-ра КТП	n_T	ΔP_x кВт	ΔP_k кВт	S'_p	$K_{зг}$	$\Delta W_{кТП}$ МВт·год
КТП1	ТМ3630/10	2	2,27	7,6	491,2	0,39	48,161	ТМ3630/10	2	2,27	7,6	445,9	0,35	46,687
КТП2	ТМ31600/10	2	4,5	16,5	2058,9	0,64	128,470	ТМ31600/10	2	4,5	16,5	1651,2	0,52	110,759
КТП3	ТМ31000/10	2	3,3	11,6	1162,1	0,58	86,274	ТМ31000/10	2	3,3	11,6	954,6	0,48	77,019
КТП4	ТМ31600/10	2	4,5	16,5	1242,0	0,39	96,899	ТМ31600/10	2	4,5	16,5	1019,9	0,32	91,019
КТП5	ТМ3400/10	2	1,45	5,5	420,6	0,53	36,452	ТМ3400/10	2	1,45	5,5	354,6	0,44	33,254
КТП6	ТМ3400/10	2	1,45	5,5	493,8	0,62	40,631	ТМ3400/10	2	1,45	5,5	457,1	0,57	38,450
КТП7	ТМ3400/10	2	1,45	5,5	512,4	0,64	41,802	ТМ3400/10	2	1,45	5,5	473,5	0,59	39,405
							$\Sigma \Delta W_{кТП I} =$ 478,690							$\Sigma \Delta W_{кТП II} =$ 436,593

2.2 Вибір економічного режиму роботи трансформаторів

Втрати активної потужності трансформатора можуть бути представлені як сума втрат холостого ходу і навантажувальних втрат:

$$P_{\text{вт}} = P_{\text{хх}} + P_{\text{нав}}$$

де $P_{\text{вт}}$ - втрати активної потужності трансформатора;

$P_{\text{хх}}$ - втрати холостого ходу;

$P_{\text{нав}}$ - навантажувальні втрати.

Втрати холостого ходу $P_{\text{хх}}$ є константою і не залежать від робочого навантаження трансформатора.

Навантажувальні втрати $P_{\text{нав}}$ пропорційні квадрату струму навантаження $I_{\text{нав}}$, і можуть бути виражені як:

$$P_{\text{нав}} = k \cdot I_{\text{нав}}^2$$

де k – коефіцієнт пропорційності.

Економічний режим роботи трансформатора визначається при забезпеченні мінімальних відносин втрат активної потужності та активної електроенергії при оптимальному коефіцієнті завантаження трансформатора. Оптимальний коефіцієнт завантаження трансформатора, який мінімізує витрати електроенергії, може бути визначений шляхом балансування витрат активної потужності та вигідності експлуатації.

$$\Delta P_T = \Delta P'_x + \frac{\Delta P'_k}{S_{\text{номТ}}^2} \cdot S_{\text{нт}},$$

де $\Delta P'_x$, $\Delta P'_k$ – приведені втрати потужності холостого ходу й к.з. трансформатора відповідно, кВт;

$S_{номТ}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$S_{нт}$ – потужність навантаження трансформатора, кВА.

Втрати активної потужності в трансформаторі можуть бути визначені за допомогою приведених формул, де враховуються втрати як в самому трансформаторі, так і в інших елементах мережі, викликані передачею додаткової реактивної потужності. Формула для втрат активної потужності $P_{вт}$ трансформатора враховує ефекти, пов'язані з втратами реактивної потужності:

$$P_{вт} = S_{нт} \cdot (\cos \varphi_{нт} - \cos \varphi_k)$$

де: $S_{нт}$ - потужність навантаження трансформатора, кВА,

$\varphi_{нт}$ - кут зсуву фаз трансформатора,

φ_k - кут зсуву фаз компенсуючого пристрою або іншого обладнання, що включено паралельно трансформатору.

Для оцінки економічності режиму роботи трансформатора можна використовувати відносні втрати потужності трансформатора, виражені відносно потужності навантаження. Вони розраховуються за формулою:

$$\Delta P'_{x} = \Delta P_x + \kappa_{un} \frac{I_x S_{номТ}}{100},$$

$$\Delta P'_{k} = \Delta P_k + \kappa_{un} \frac{U_k S_{номТ}}{100},$$

де I_x , U_k – струм холостого ходу й напруга к.з. (каталожні дані трансформатора), %;

$\kappa_{вт}$ – коефіцієнт зміни втрат трансформатора.

Значення $\kappa_{вт}$ знаходиться у межах (0,005...0,05) залежно від віддалення трансформатора від джерела живлення. Для оцінки економічності режиму роботи трансформаторів доцільно використовувати відносні втрати потужності трансформатора ($\Delta P_{тх}$), в.о.:

Відносні втрати потужності трансформатора дають ідею про ефективність його роботи в умовах конкретного навантаження, а врахування економічних показників дозволяє приймати оптимальні рішення щодо управління трансформатором для забезпечення максимальної ефективності з урахуванням витрат на електроенергію.

$$\Delta P_{тх} = \frac{\Delta P_T}{S_{HT}},$$

$$\Delta P_{тх} = \frac{\Delta P'_x}{S_{HT}} + \frac{\Delta P'_к}{S_{номТ}^2} S_{HT}.$$

Для визначення величини навантаження, при якій $\Delta P_{тх}$ є мінімальними, необхідно встановити значення екстремума функції $\Delta P_{тх} = f(S_{HT})$ за умови:

Для визначення величини навантаження, при якій відносні втрати потужності трансформатора $\Delta P_{тх}$ є мінімальними, потрібно встановити значення екстремума функції $\Delta P_{тх} = f(S_{HT})$. Це можна зробити, знаходячи похідну функції і прирівнюючи її до нуля:

$$\frac{d\Delta P_{тх}}{dS_{HT}} = 0.$$

Після розв'язання цього рівняння можна знайти значення S_{HT} , при якому $\Delta P_{тх}$ досягає мінімального значення. Якщо у розв'язку також враховується друга похідна та інші критерії (наприклад, стала друга похідна, що підтверджує, що знайдений екстремум є мінімумом), можна підтвердити, що це дійсно мінімум функції.

$$-\frac{\Delta P'_x}{S^2_{HG}} + \frac{\Delta P'_k}{S^2_{номT}} = 0,$$

звідки

$$S_{HG_{opt}} = S_{номT} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P'_x}{\Delta P'_k}}.$$

У такий спосіб оптимальний коефіцієнт завантаження визначається за формулою:

$$K_{зг_{opt}} = \frac{S_{HG_{opt}}}{S_{номT}} = \sqrt{\frac{P'_x}{P'_k}}.$$

На рисунку 2.5 представлені залежності $\Delta P_m = f(S_{нм})$, які побудовані за результатами таблиці 2.8.

При розрахунках прийняти $\kappa_{um} = 0,01$.

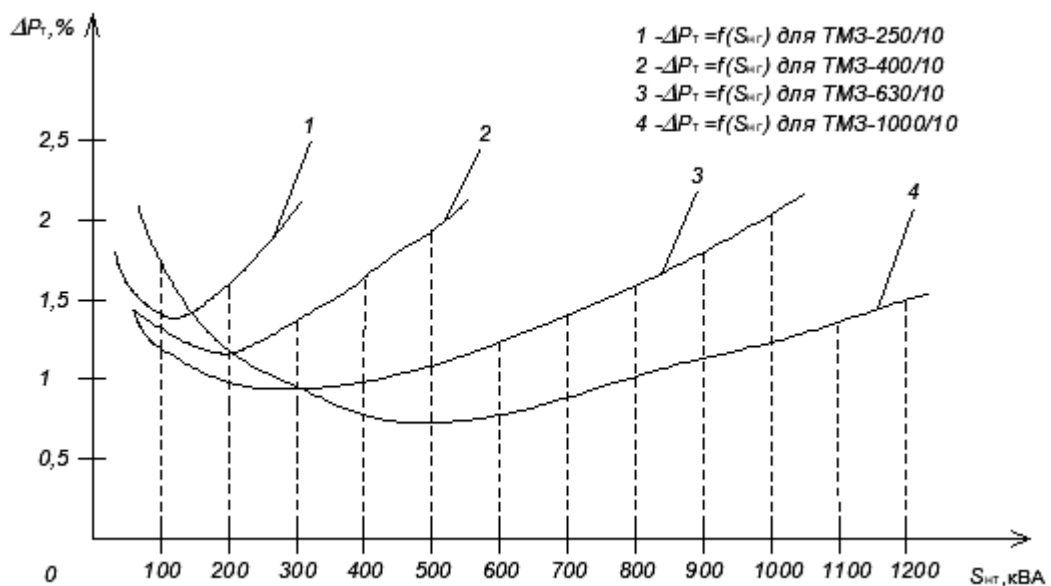


Рисунок 2.5 – Залежність $\Delta P_m = f(S_{нм})$ для різних трансформаторів

Таблиця 2.8 – Результати розрахунку відносних втрат потужності трансформаторів

Тип тр-ра	$S_{нг}$	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	$S_{нг, опт}$ кВА
ТМЗ- 250/10 $\Delta P_x = 0,79$ кВт; $\Delta P_k = 3,81$ кВт	$\Delta P_T,$ %	1,4	1,6	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	107,5
ТМЗ- 400/10 $\Delta P_x = 1,03$ кВт; $\Delta P_k = 5,68$ кВт	$\Delta P_T,$ %	1,39	1,23	1,41	1,68	1,98	-	-	-	-	-	-	170,3
ТМЗ- 630/10 $\Delta P_x = 1,42$ кВт; $\Delta P_k = 7,95$ кВт	$\Delta P_T,$ %	1,68	1,11	1,07	1,16	1,29	1,44	1,6	1,78	1,98	-	-	266,3
ТМЗ- 1000/10 $\Delta P_x = 2,02$ кВт; $\Delta P_k = 11,35$ кВт	$\Delta P_T,$ %	2,03	1,24	1,07	0,96	0,97	1,01	1,1	1,16	1,25	1,34	1,5	421,9

Як видно з рисунка 2.5 залежності відносних втрат потужності трансформаторів від величини навантаження мають екстремальний характер. Питомі втрати потужності в трансформаторах зменшуються при підвищенні номінальної потужності трансформатора.

Визначення граничного навантаження для оптимального режиму трансформаторів може проводитися з урахуванням різниці в потужності

навантаження при роботі одного трансформатора і двох трансформаторів. При значенні навантаження $S_{\text{нГ}} < S_{\text{нГТР}}$, доцільно відключити один трансформатор. Значення граничного навантаження визначається з умов:

Ця умова дозволяє знайти граничне значення навантаження $S_{\text{нГ}}$ при якому доцільно відключити один трансформатор.

для одного трансформатора:

$$\Delta P_T = \Delta P_{\kappa} + \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{\text{номТ}}^2} S_{\text{нГТР}}^2,$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_x + \frac{1}{2} \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{\text{номТ}}^2} S_{\text{нГТР}}^2,$$

$$\Delta P_x + \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{\text{номТ}}^2} S_{\text{нГТР}}^2 = 2\Delta P_x + \frac{1}{2} \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{\text{номТ}}^2} S_{\text{нГТР}}^2,$$

$$\Delta P_x = \frac{1}{2} \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{\text{номТ}}^2} S_{\text{нГТР}}^2,$$

звідки

$$S_{\text{нГТР}} = S_{\text{номТ}} \sqrt{2 \frac{\Delta P_x}{\Delta P_{\kappa}}}.$$

При роботі n трансформаторів однакової потужності, гранична потужність при якій доцільно відключити один трансформатор визначається за формулою:

$$S_{\text{нГТР}} = S_{\text{номТ}} \sqrt{\frac{n_T(n_T - 1)\Delta P_x}{\Delta P_{\kappa}}}.$$

Вибір економічного режиму роботи трансформаторів може бути уточнений при обліку реального значення електроенергії, що передається споживачеві через трансформатор. Втрати активної електроенергії в трансформаторі визначаються як:

$$\Delta W_T = (n_T \cdot \Delta P'_x \cdot 8760 + \frac{1}{n_T} \frac{\Delta P'_k}{S^2_{номТ}} S^2_{номТ} \cdot \tau_M) \cdot 10^{-3}.$$

Для одного трансформатора відносні втрати активної електроенергії визначаються за формулою:

$$\Delta W_{Tx} = \frac{\Delta W_T}{W} = \frac{\Delta P'_x \cdot 8760}{P_M \cdot T_M} + \frac{\Delta P'_k \cdot P_M}{S^2_{номТ} \cdot \cos^2 \varphi} \cdot \frac{\tau_M}{T_M},$$

$$\frac{d\Delta W_{Tx}}{dP_M} = -\frac{\Delta P'_x \cdot 8760}{P_M^2 \cdot T_M} - \frac{\Delta P'_k \cdot \tau_M}{S^2_{номТ} \cdot \cos^2 \varphi \cdot T_M} = 0,$$

звідки

$$S_{НГонт} = \frac{P_M}{\cos \varphi} = S_{номТ} \sqrt{\frac{\Delta P'_x \cdot 8760}{\Delta P'_k \cdot \tau_M}}.$$

Так, зниження втрат електроенергії може бути досягнуто за рахунок відключення одного трансформатора при зниженні навантаження до значення менше граничної потужності. Це є частиною стратегії оптимізації режиму роботи трансформаторів з метою забезпечення економічного та ефективного використання електроенергії.

Визначення економії електроенергії від застосування обраного режиму роботи трансформатора. Економія електроенергії від застосування економічного режиму роботи визначається як різниця між втратами електроенергії в трансформаторах при роботі всіх трансформаторів і втратами електроенергії при відключенні одного трансформатора в незавантажені зміни.

Розрахунок економії електроенергії від застосування економічного режиму роботи трансформатора проводиться для КТП1, що живить споживачів цеху кабелю дроту, який складається з двох ділянок: електролізу водних розчинів та жил кабелю-дроту.

Графік навантаження цеху за добу наведений на рисунку 2.6 і в таблиці 2.9.

Визначаємо граничну потужність відключення, кВА:

$$S_{НГТР} = S_{номТ} \sqrt{2 \frac{\Delta P_x}{\Delta P_k}},$$

$$S_{НГТР} = 1000 \sqrt{2 \frac{3,3}{11,6}} = 754,29 \text{ кВА.}$$

У такий спосіб 1 трансформатор відключається в періоди T_1 ($S_H=464,9$ кВА, $T_1=8$ год), T_5 ($S_H=464,9$ кВА, $T_5=4$ год) та T_6 ($S_H=348,7$ кВА, $T_6=4$ год).

Визначаємо втрати електроенергії за добу, кВт·год:

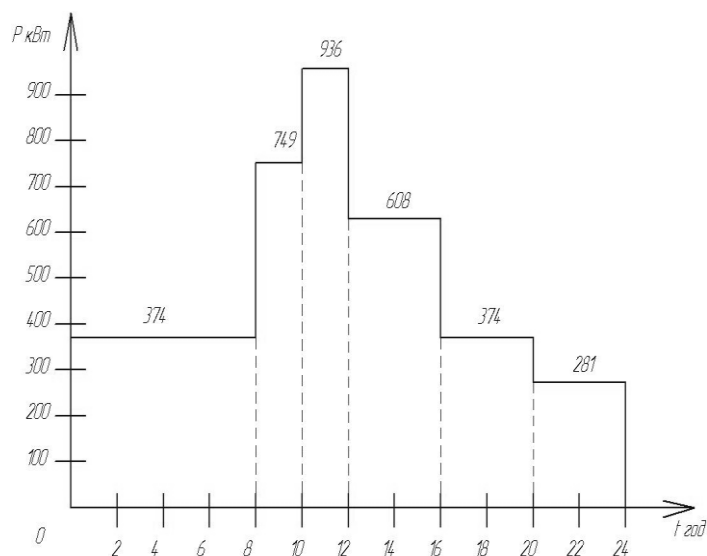
I варіант (включення 2 трансформаторів)

$$\Delta W_{кТПИ} = n_T \cdot \Delta P_x \cdot T_p + n_T \cdot \Delta P_k \cdot \sum \kappa_{зГі} \cdot t_i,$$

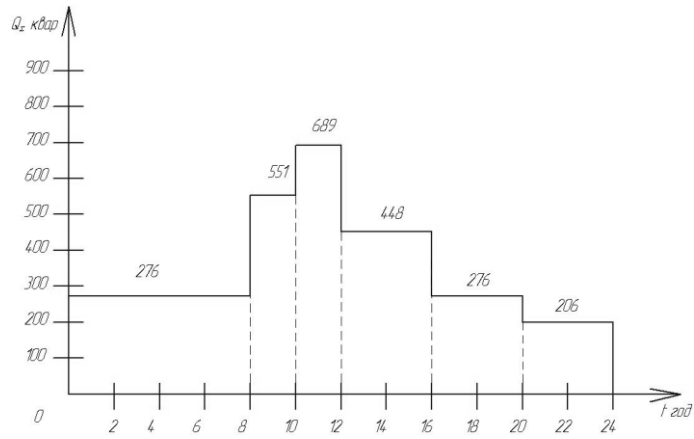
де $T_p = 24$ год – тривалість роботи трансформаторів;

$\kappa_{зГі}$ – коефіцієнт завантаження для i -го періоду при роботі 2-х трансформаторів.

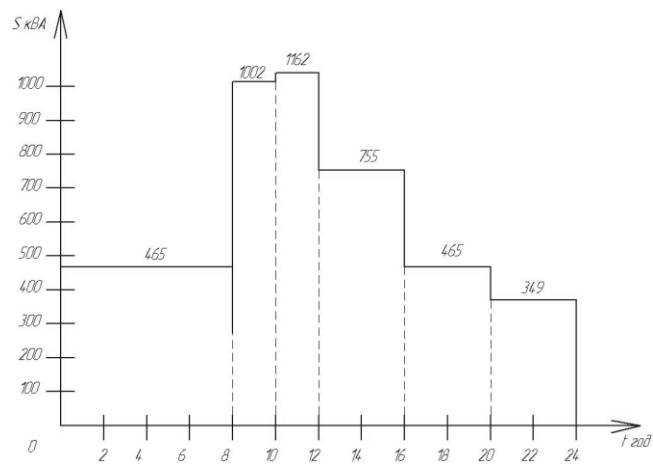
$$\Delta W_{кТПИ} = 2 \cdot 3 \cdot 24 + 2 \cdot 11,6 \cdot (0,23^2 \cdot 8 + 0,5^2 \cdot 2 + 0,58^2 \cdot 2 + 0,37^2 \cdot 4 + 0,23^2 \cdot 4 + 0,17^2 \cdot 4) = 201,3 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$



а)



б)



в)

а) без регулювання; б) один трансформатор; в) два трансформатори

Рисунок 2.6 – Добовий графік навантаження цеху кабелю-дроту

Таблиця 2.9 – Дані добового графіка навантаження цеху кабелю-дроту

№	1	2	3	4	5	6
t_i , год	8	2	2	4	4	4
P_i , кВт	374,3	748,6	935,7	608,2	374,3	280,7
Q_i , квар	675,7	951,4	1089,7	848,0	675,7	606,8
ΔQ_i , квар	33,98	51,8	65,1	43,7	33,9	31,3
$Q_{кп}$, квар	400	400	400	400	400	400
$Q_{\Sigma i}$, квар	275,7	551,4	689,2	448,0	275,7	206,8
$S_{кТПі}$, кВА	464,9	1002,3	1162,3	755,4	464,9	348,7
$K_{зг}$	0,23	0,50	0,58	0,37	0,23	0,17
$K_{зг}$ (після відкол.)	0,46	0,46	0,58	0,37	0,46	0,35

II варіант (у періоди 1, 5 і 6 включений 1 трансформатор, в інші періоди включені 2 трансформатори).

$$\Delta W_{кТПІІ} = (2 \cdot 3 \cdot 8 + 1 \cdot 3 \cdot 16) + 2 \cdot 11,6 \cdot (0,46^2 \cdot 2 + 0,46^2 \cdot 2 + 0,35^2 \cdot 4) + \\ + 1 \cdot 11,6 \cdot (0,46^2 \cdot 8 + 0,46^2 \cdot 4 + 0,35^2 \cdot 4) = 169,28 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Економія електроенергії складе, %:

$$\delta \Delta W_{кТП\%} = \frac{\Delta W_{кТПІ} - \Delta W_{кТПІІ}}{\Delta W_{кТПІ}} \cdot 100,$$

$$\delta \Delta W_{кТП\%} = \frac{201,3 - 169,3}{201,3} \cdot 100 = 15,9 \text{ \%}.$$

При виборі економічного режиму трансформаторів на всіх КТП, а також для трансформаторів знижувальної ПС, економія електроенергії складе, МВт·год:

$$\delta\Delta W_{\Sigma} = \frac{(\Delta W_{КТП\Sigma} + \Delta W_T) \cdot \delta\Delta W_{КТП\%}}{100},$$

$$\delta\Delta W_{\Sigma} = \frac{(478,690 + 140,78) \cdot 11,2}{100} = 69,38 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

2.3 Регулювання графіка навантаження підприємства

Методи регулювання графіка навантаження підприємства можуть бути розділені на кілька основних груп.

Оптимізація виробництва і робочого графіка:

- зміщення виробничого циклу, що надає можливість перенесення деяких етапів виробництва на години з меншим споживанням електроенергії.

Розподіл навантаження:

- регулювання робочого часу обладнання для зниження пікового навантаження;
- впровадження енергозберігаючих технологій.

Оптимізація обладнання:

- застосування передових технологій та обладнання з високою ефективністю.

Енергоефективні заходи:

- зменшення витрат електроенергії шляхом вдосконалення технологічних процесів.

Використання резервів потужності:

- заміна джерел живлення. Перехід на менш енергоємне обладнання або заміна джерел енергії.

Автономне джерела живлення:

- використання автономних джерел живлення у пікові години.

Участь у програмах навантаження:

- гнучкі тарифи. Споживачі можуть бути залучені до гнучких тарифів, що стимулюють споживання в години з меншим навантаженням.

Співпраця з енергопостачальниками:

- договори про навантаження. Укладання договорів з енергопостачальниками для зміни графіка споживання.

Ці методи можна комбінувати для досягнення максимального ефекту вирівнювання графіка навантаження та оптимізації енергоспоживання, а також дозволить регулювати 10...20 % максимального споживання потужності, а в осінньо-зимовий період – навіть до 30 %.

На різних підприємствах, де використовуються енергоємні агрегати, характеризуються різними строками капітальних ремонтів, які можуть тривати від 20 до 45 діб. Проведення капітальних ремонтів в осінньо-зимовий період за спеціальним графіком дозволяє значно знизити максимальне електроенергетичне споживання на об'єкті навантаження на 30%. Для оптимізації використання устаткування рекомендується проводити дрібний та поточний ремонт в години максимального навантаження енергосистеми, а також обслуговування агрегатів у ці періоди.

Розробка технологічних ємностей, які забезпечують неперервну роботу основного технологічного циклу за умови призупинення живильних агрегатів, дозволяє ефективно регулювати задекларовану потужність. Також можливе короткочасне відключення дренажних насосів, вентиляторів та повітродувок за попередньо розробленим графіком, що призводить до зниження споживаної потужності. Ефективне регулювання потужності насосів, які заповнюють технологічні ємності, можливе через графік роботи, де максимальна подача насосів перевищує годинну витрату води на підприємстві на 30%.

Планування послідовного відключення енергоємних споживачів, таких як кондиціонери і вентилятори, на об'єктах будівельної промисловості може

призвести до зменшення максимального навантаження на 12%. Збільшення інтенсивності використання устаткування, що створює додатковий технологічний заділ, може дозволити зупинити встаткування на період максимального навантаження енергосистеми. Введення додаткових агрегатів на енергоємних технологічних лініях та встановлення запасних ємностей сприяють поліпшенню регулювання максимального навантаження, зменшуючи потужність до 45% від максимальної. Такі стратегії ефективно впливають на роботу енергоємних систем, особливо в галузі будівельної промисловості. Підвищення інтенсивності виробництва, наприклад, у млинах для розмелу великих фракцій, може призвести до збільшення вихідної продукції та заповнення технологічних ємностей, забезпечуючи неперервну роботу технологічних ліній навіть при зупинці енергоємних млинів. Впровадження додаткових агрегатів на енергоємних технологічних лініях та встановлення запасних ємностей поліпшують регулювання максимального навантаження, дозволяючи знизити потужність до 25% від максимальної.

Розширення водовідливних установок шахт та їх наповнення у періоди між електропіками, а також відкачування в провалах навантаження, сприяє помітному зменшенню енергоспоживання. Різні споживачі електроенергії несуть різну "відповідальність" за виробничий процес, тому важливо виключати споживачів-регуляторів електронавантаження відповідно до їхнього пріоритету. Застосування методу керування споживанням електроенергії за допомогою споживачів-регуляторів не завжди може забезпечити необхідний ефект, оскільки пріоритети регулятора можуть змінюватися в процесі споживання, і диспетчер приймає рішення, враховуючи інструкції щодо електроспоживання.

Керування електроспоживанням за допомогою корекції навантаження може бути реалізовано методом мінімізації збитків від регулювання споживачем-регулятором. Задача полягає в оптимальному розподілі обмеженої потужності між технологічними установками з урахуванням рівності відносних приростів збитків.

Також освітлювальні установки можуть виступати в ролі споживачів-регуляторів. Залежно від характеру виробництва частка витрат електроенергії на освітлення коливається від 5 % до 10 % від загального споживання електроенергії. Наприклад, у металургійному виробництві вона становить близько 5 %, у машинобудуванні – 10 %, а в легкій промисловості в середньому 15 %. На деяких підприємствах легкої промисловості частка електроспоживання на освітлення може перевищувати 30 %.

Для ефективного використання електроенергії в освітлювальних системах та забезпечення їх ролі споживачів-регуляторів необхідно розробити раціональну схему управління освітленням. Вірна конструкція такої схеми та постійний контроль за електроспоживанням дозволяють ефективно управляти включенням окремих світильників чи груп світильників, освітленням приміщень у будинку чи на всьому підприємстві. Дистанційне керування освітленням цехів повинне володіти необхідною гнучкістю, що дозволяє адаптувати його в залежності від рівня природної освітленості приміщень та часу проведення робіт.

Централізоване управління зовнішнім освітленням також має бути максимально централізованим на рівні всього підприємства. Це вимагає належного керування освітленням території підприємства з пунктів чергового диспетчера енергетичного господарства. Централізація управління освітленням дозволяє реалізувати найбільш раціональний режим освітлення, враховуючи зовнішні умови та інформацію про загальний рівень електроспоживання підприємства. Витрати електроенергії, споживані загальнопромисловими установками, становлять великий відсоток – 50-60% загального електроспоживання підприємства.

Витрата електроенергії по загальнопромислових установках відносно загальнозаводської витрати:

- вентиляційні установки – 15...20 %;
- насосні станції для перекачування води – 5...6 %;
- компресори для вироблення стисненого повітря – 20...25 %;

- транспортні засоби – 7...8 %;
- освітлення – 8...10 %.

Компресорні установки можуть виступати в ролі споживачів-регуляторів, проте це можливо лише при умові наявності достатніх ємностей для акумуляції стисненого повітря, що передбачає додаткові капіталовкладення у їхнє спорудження. Виникла потреба у розробці методів управління навантаженням на промисловому підприємстві в умовах обмежень з боку енергосистеми, і цей процес відбувається в залежності від можливостей реалізації двох основних напрямків.

Перший напрямок спрямований на аналіз режиму електроспоживання промислових підприємств з урахуванням їхньої участі в управлінні навантаженням при оперативних і планових обмеженнях. Під час обстеження конкретного підприємства визначаються споживачі-регулятори та електроприймачі, які можуть виконувати роль споживачів-регуляторів за наявності певних додаткових витрат. Наступним етапом є використання методів економіко-математичного моделювання для вирішення завдання вибору найвигіднішого складу та порядку відключення споживачів-регуляторів з метою мінімізації збитків. Отримані рішення щодо оптимального навантаження використовуються промисловим підприємством у реальних умовах. Далі розвиток цього напрямку передбачає збереження рішень для промислових підприємств однієї енергосистеми в ЕОМ для їхнього використання при аварійному розвантаженні.

Другий напрямок передбачає розробку методів управління, спрямованих на використання автоматизованих систем обліку, контролю і управління електроспоживанням. Ці системи повинні вирішувати завдання управління навантаженням для конкретного промислового підприємства в режимі реального часу. У перерахованих системах використовується метод керування електроспоживанням за шкалою пріоритету, що перебудовується в процесі керування по апріорно заданому циклі, і реалізує критерій рівної

поточної участі електроприймачів відповідно до заданого пріоритету (рисунок 2.7).

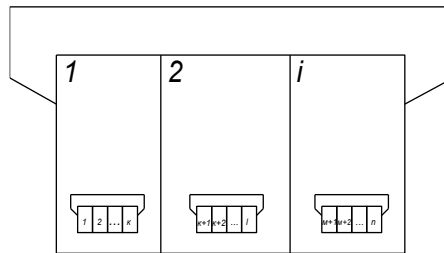


Рисунок 2.7 – Керування споживачами-регуляторами за критерієм рівної поточної участі

Споживачі-регулятори, які налічують n осіб, розташовані в порядку зростання пріоритетів за методом рангової кореляції, поділяються на i груп. Кожна група включає в себе відповідно $k, 1-k, \dots, n-m$ споживачів-регуляторів, приблизно рівних за рангами.

Реалізація принципу управління споживачами-регуляторами за критерієм рівної поточної участі можлива за умови дотримання певних умов. Пріоритет груп споживачів-регуляторів залишається незмінним, якщо в контрольованому періоді $T_{k,p}$ відключається потужність, що не перевищує загальну потужність споживачів-регуляторів, які входять у групу. При цьому жоден із споживачів-регуляторів не може бути повторно відключений протягом контрольованого періоду, доки пріоритет споживача-регулятора не буде відновлено до початкового.

Якщо на k -м кроці управління необхідно зменшити електроспоживання на ΔW_k протягом інтервалу управління $\tau \Delta t$ хвилин (де τ - кількість кроків управління, а Δt - крок прогнозу), то перевіряється умова

$$\Delta W_{\tau}^k = P_1 \tau \Delta t - \Delta W^k,$$

де ΔW_{τ}^k - електроспоживання на τ -м кроці керування;

P_1 - потужність 1-го споживача-регулятора.

Якщо $\Delta W_\tau^k > 0$, то відключається 1-й споживач-регулятор на час $\Delta W^k / P_1$, а в шкалі пріоритетів йому привласнюється найвищий ранг серед споживачів-регуляторів даної групи.

Якщо $\Delta W_\tau^k < 0$, то перевіряється умова

$$\Delta W_\tau^k = (P_1 + P_2)\tau\Delta t - \Delta W^k,$$

де P_2 – потужність 2-го споживача-регулятора. Або в загальному виді:

$$\Delta W_\tau^k = \tau\Delta t \sum_{n=1}^n P_n - \Delta W^k,$$

де P_n - потужність n-го споживача-регулятора;

n – число споживачів-регуляторів.

При цьому ранг кожного відключеного споживача-регулятора в групі зростає стосовно рангів невідключених споживачів-регуляторів.

$$(P_1 + P_2 + \dots + P_n)\tau\Delta t - \Delta W^k < 0.$$

Першій групі споживачів-регуляторів привласнюється найвищий груповий ранг. Такий самий порядок пріоритету залишається для інших і-1 груп споживачів-регуляторів.

При зміні режиму електроспоживання може виникнути ситуація, коли на $k + 1$ кроці управління потрібно додатково знизити електроспоживання на ΔW_{k+1} , і інтервал управління складає $(\tau - 1)$ хвилин. Якщо на k -м кроці управління відключено r споживачів з найменшим пріоритетом, а на попередньому кроці управління порядок пріоритетів споживачів-регуляторів

був перебудований, то найменший пріоритет матиме $(n - r)$ -й споживач-регулятор.

При виконанні умов реалізації принципу управління споживачами-регуляторами за критерієм рівної поточної участі, споживачі-регулятори, які вже були відключені, не відключаються знову. Наприклад, для першої групи споживачів-регуляторів, виконується співвідношення

$$\Delta W_{\tau-1}^{k+1} = \sum_{p=(k-r)}^k P_p (\tau - 1) \Delta t - \Delta W^{k-1} < 0,$$

то відключається споживач-регулятор наступної групи й так далі, аж до виконання умови $\Delta W_{\tau-1}^{k+1} \geq 0$.

При необхідності відновлення відключених споживачів-регуляторів перевага віддається тим із них, які мають найвищий пріоритет, який спочатку встановлено за допомогою методу рангової кореляції. Після завершення контрольованого періоду T_{kp} , групові пріоритети та пріоритети споживачів-регуляторів у групах відновлюються до своїх первісних значень. Як було показано, обов'язковою умовою при управлінні електроспоживанням є дотримання співвідношення:

$$P_{ф.м.} \leq P_{з.м.},$$

де $P_{ф.м.}$, $P_{з.м.}$ — відповідно фактичний і заявлений максимум навантаження.

Невиконання співвідношення $P_{ф.м.} \leq P_{з.м.}$ призводить до накладення штрафних санкцій енергопостачальними організаціями на підприємство, яке перевищило заявлений максимум потужності. Для вирішення цього завдання функцію керування можна реалізувати за допомогою різних методів, таких як:

- по миттєвій нормі. Активне керування потужністю здійснюється в реальному часі відповідно до миттєвих вимірів електроспоживання;
- за ідеальною нормою. Регулювання потужності проводиться відповідно до ідеальної, оптимальної норми електроспоживання, що враховує заздалегідь встановлені параметри;
- за прогнозною величиною електроспоживання. Використання прогнозних даних щодо очікуваного електроспоживання для регулювання потужності;
- метод «рухомого вікна». Застосовується гнучке визначення меж регульованого енергоспоживання в залежності від актуальних обставин і вимог енергосистеми.

При застосуванні керування за миттєвою нормою (рисунок 2.8, а), порівняння заданого значення навантаження P_3 із поточним значенням P_T проводиться в реальному часі. Сигнал, що виникає внаслідок неузгодженості $\Delta P = P_T - P_3$, визначає вироблення керуючого впливу, і його знак залежить від величин P_T та P_3 .

У випадку керування за ідеальною нормою (рисунок 2.8, б), час максимального навантаження енергосистеми розподіляється на рівні інтервали тривалістю $T_{ин}$. В межах кожного інтервалу порівнюється поточне електроспоживання $W_T(t)$ із значенням, обмеженим ідеальною нормою $W_n(t)$:

$$\Delta W(t) = W_n(t) - W_T(t).$$

В процесі керування за ідеальною нормою (рисунок 2.8, б), приймаються верхні та нижні технологічні границі, які визначають допустиме наближення поточного значення електроспоживання до ідеальної норми. Різницю $\Delta W_{ні}$ між ідеальною нормою та поточним електроспоживанням використовують як допустиме наближення, а різницю ΔW_p , яка вказує на розрив між ідеальною нормою та значенням

електроспоживання, що дозволяє включення додаткового навантаження, використовують для встановлення верхніх і нижніх границь.

$$\Delta W_n \leq \Delta W(t) \leq \Delta W_p.$$

При керуванні за прогнозною величиною (рисунок 2.8 в) в інтервалі Тп.в враховується можливе значення поточного електроспоживання $W_T(t)$ наприкінці інтервалу Тп.в. Розраховується як прогнозна точка С, так і довірчий інтервал прогнозування В-Д. У розрахунок приймається тенденція зміни функції $W_T(t)$ до точки А і задається в період попередження, що визначає час настання прогнозної величини електроспоживання (інтервал А-Тп.в). Керуючий вплив застосовується при досягненні заданого значення:

$$\Delta W_{II}(t) = W_n(t) - W_T(t).$$

Критерій керування може бути виражений як:

$$\Delta W_n(t) \rightarrow \min.$$

Реалізація керування за прогнозною величиною електроспоживання найбільш повно відповідає умовам роботи системи електропостачання, однак вимагає досить складного математичного забезпечення й застосування електронної обчислювальної техніки, що володіє необхідним обсягом пам'яті, високою швидкістю й відповідним набором периферійних пристроїв.

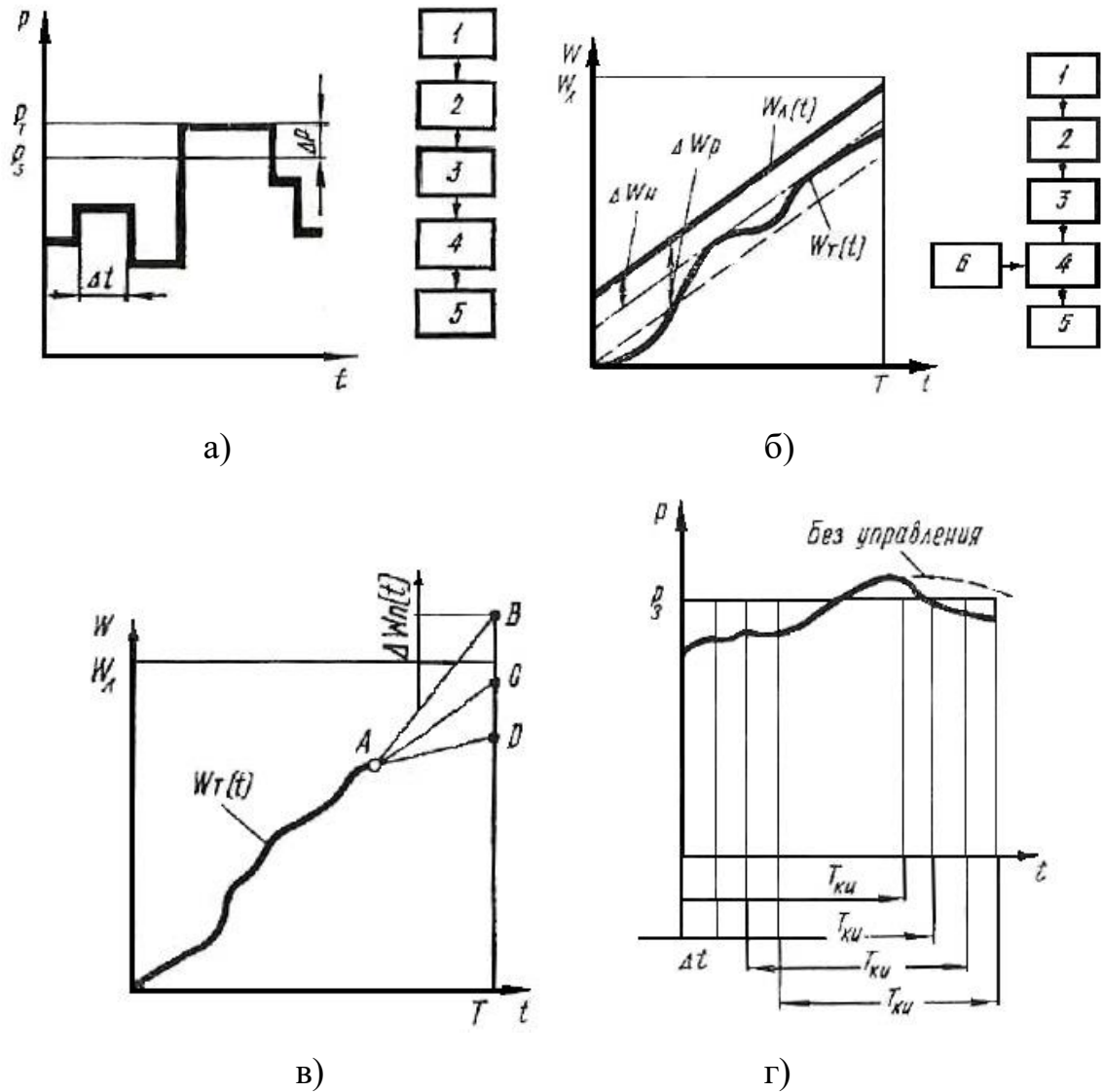


Рисунок 2.8 – Способи реалізації функції керування:

а) - керування за миттєвою нормою електроспоживання; б) - керування за ідеальною нормою; в) - керування по прогнозній величині; г) - керування за методом " рухомого вікна,"; 1 - збір інформації від електролічильників; 2 - передача інформації від каналів зв'язку; 3 - алгебраїчне підсумовування показників витрати електроенергії; 4 - порівняння з вставкою; 5 - вихід керуючого сигналу; 6 - генерація ідеальної норми

Керування за способом "рухомого вікна" (рисунок 2.8, г) схоже на керування за миттєвою нормою, за винятком часу контрольованого періоду. У цьому методі усереднення навантаження проводиться за час Δt , що відрізняється від контрольованого інтервалу $T_{ку}$. Останній розбивається на

ряд контрольованих підінтервалів, де відбувається зрушення контрольованого навантаження.

Інформаційно-вимірювальні системи обліку й контролю енергії:

- системи для збору, обробки та відображення інформації про споживану електроенергію;
- вимірювальні пристрої, що дозволяють отримувати дані про кількість спожитої енергії в реальному часі.

Телемеханічні системи обліку електроенергії:

- застосовуються для віддаленого збору та передачі даних про електроспоживання;
- використовують телекомунікаційні технології для передачі інформації з вимірювальних пристроїв до центральної системи обліку.

Автоматизовані системи керування енергопостачанням:

- системи, які автоматично регулюють енергопостачання з метою оптимізації розподілу електроенергії та підтримання необхідного рівня напруги та частоти в електромережі;
- здатні виявляти та реагувати на навантаження, забезпечуючи ефективну роботу системи енергопостачання.

Системи обліку електроенергії на базі засобів мікропроцесорної техніки:

- використовують мікропроцесорні пристрої для вимірювання, обробки та передачі інформації про електроспоживання;
- забезпечують більш точний індивідуальний облік електроенергії для окремих споживачів.

Автоматизовані системи контролю та регулювання електроспоживання (АСКРЕП) на основі серійних мікро-ЕОМ є ефективними засобами для оптимізації управління енергоспоживанням промислових підприємств. Основні компоненти таких систем включають:

Модуль уведення дискретних сигналів: забезпечує прийом інформації від датчиків, вбудованих в лічильники та інші пристрої. Отримує імпульси від загальної кількості лічильників, які підлягають контролю.

Модуль керування споживачами-регуляторами: забезпечує вихід керуючих сигналів для управління різними виконавчими механізмами регуляторів електроспоживання. Використовує інформацію від датчиків та лічильників для прийняття рішень щодо оптимального управління споживанням електроенергії.

Мікро-ЕОМ: застосовуються для обробки інформації, прийнятої від різних датчиків та лічильників. Виконують операції зі збору, аналізу та передачі даних.

Нестандартні плати користувача: розширюють функціональні можливості мікро-ЕОМ, надаючи користувачеві можливість визначати і налаштовувати параметри системи.

Автоматизовані системи такого типу дозволяють раціонально використовувати електроенергію, зменшуючи витрати та оптимізуючи процес управління електроспоживанням. Однак, при виборі системи важливо враховувати різноманітні фактори, такі як складність енергетичного об'єкта, розмір припустимих капітальних вкладень і інші техніко-економічні параметри для забезпечення оптимального вибору.

Автоматизована система контролю та регулювання електроспоживання (АСКРЕП) забезпечує ряд важливих функцій для ефективного управління енергоспоживанням на промислових підприємствах. Основні функції включають: облік енергії, а саме, облік активної та реактивної енергії за розрахунковий період; контроль нормованих показників електроспоживання; Контроль потужності, тобто контроль найбільшої активної та реактивної потужності за розрахунковий період під час максимального навантаження енергосистеми; технічний облік; оперативне керування; прогнозування; Автоматична видача керуючих сигналів на відключення споживачів-регуляторів; документація.

Контроль середньої реактивної потужності, споживаної з мережі або генеруємої у мережу, за період найменшого активного навантаження за розрахунковий період.

Технічний облік передбачає облік електричної енергії за виробничо-технологічними принципами, включаючи пункт обліку та групу споживачів за територіальною ознакою та технологічною ланкою.

Оперативне керування – керування потужністю в частині максимального навантаження енергосистеми.

Прогнозування поточних значень активної та реактивної потужності на кінець контрольованого періоду з заданим інтервалом керування.

Видача «порад». Вироблення та видача «порад» енергодиспетчеру чи іншій службовій особі з питань керування споживачами-регуляторами.

Документація – автоматична печатка документації про електроспоживання.

Ці функції дозволяють не тільки ефективно керувати електроспоживанням, але й забезпечують контроль, аналіз та документування всіх аспектів енергетичного споживання промислового підприємства.

Для забезпечення ефективного функціонування автоматизованої системи контролю та регулювання електроспоживання (АСКРЕП) важливо враховувати додаткові завдання та функції (рис. 2.9).

Контроль каналів – забезпечення контролю функціонування зв'язкових каналів для забезпечення надійного обміну інформацією між різними частинами системи.

Синхронізація часу – здійснення синхронізації системного і астрономічного часу для забезпечення точності вимірювань та коректної обробки інформації.

Індикація та реєстрація – забезпечення індикації поточного часу та інформації, що обробляється при вирішенні функціональних завдань, за

запитом користувача. Реєстрація дискретної інформації як автоматично, так і за викликом.

Організація діалогу – організація діалогу користувача з системою за допомогою клавіатури, забезпечення уведення часу, дати, початку і кінця періодів максимального навантаження, а також значень лімітів.

Інформаційні зв'язки – організація інформаційних зв'язків між аналогічними системами різних рівнів для забезпечення обміну інформацією.

Зв'язок з енергодиспетчером – організація зв'язку по стандартному телеграфному каналу з енергодиспетчером енергосистеми для отримання інформації про електроспоживання контрольованого об'єкту і автоматизоване уведення обмежень.

Керування витратою електроенергії – контрольованим параметром є витрата електроенергії як по підприємству, так і по його підрозділах, тому важливо забезпечити надійний збір та обробку інформації з різних точок контролю.

Функції телевимірювання – виконання функцій телевимірювання для забезпечення обміну інформацією між ІВУ та первинними інформаційними перетворювачами.

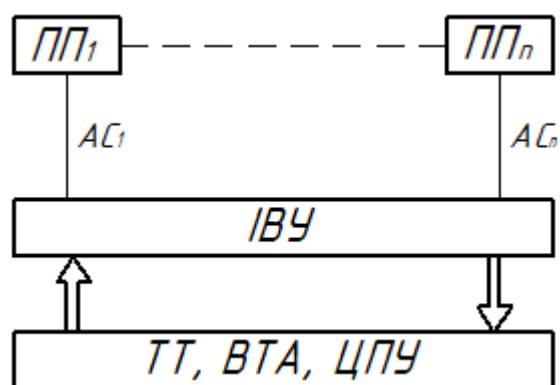


Рисунок 2.9 – Базова структура АСКРЕП

Застосування багатопровідних каналів зв'язку для систем телевимірювання є економічно доцільним при довжині ліній до 5 км. Це

може сприяти покращенню передачі інформації та забезпеченню надійного зв'язку між різними частинами системи.

Додатково, в системах обліку електроенергії для промислових підприємств відстань від первинних перетворювачів (ПП) до ПП у більшості випадків не перевищує певної межі, що також впливає на вибір типу зв'язку та його параметрів.

Зазначені системні завдання, такі як блок індикації, пульт керування, адаптери для зв'язку із цифродрукуючим пристроєм та телеграфним апаратом, а також блок керування споживачами-регуляторами, визначаються потребами конкретної системи та її функціональністю.

Введення адаптера ФС (фотозчитуючого пристрою) може бути обґрунтовано для поліпшення системи читання та обробки деяких типів інформації. Під час налагодження системи важливо враховувати ці аспекти та використовувати необхідне обладнання для забезпечення оптимальної ефективності та функціональності.

У системі АСКРЕП використовуються різноманітні компоненти та пристрої для ефективного збору, обробки та зберігання інформації. Основні компоненти системи включають (рис. 2.10).

Датчики витрати електроенергії аналогові (ДА) використовуються для вимірювання рівня витрати електроенергії. Блок формування вхідних сигналів (БФВС) відповідає за обробку та підготовку сигналів, які надходять від датчиків. Аналого-цифровий перетворювач (АЦП) конвертує аналогові сигнали, отримані від ДА, в цифровий формат для подальшої обробки. Пристрій збору інформації (УЗІ) зовнішній запам'ятовувальний пристрій, який використовується для зберігання інформації та уникнення втрат даних. Інформаційно-обчислювальний пристрій (ІОП) відповідає за обчислення та аналіз інформації, що надходить від датчиків. Блок індикації (БІ) і пульт керування (ПУ) забезпечують інтерфейс користувача для відображення і керування системою. Адаптери зв'язку із цифродрукуючою машинкою (ЦПМ), фотозчитувач (ФС), телетайп (ТТ), використовуються для

забезпечення комунікації та обміну інформацією з іншими пристроями та системами. Блок керування споживачами-регуляторами (БУПР) відповідає за керування режимами споживання електроенергії на підприємстві. Блок зв'язку з аналогічними системами забезпечує взаємодію з іншими системами та можливість обміну даними між ними.

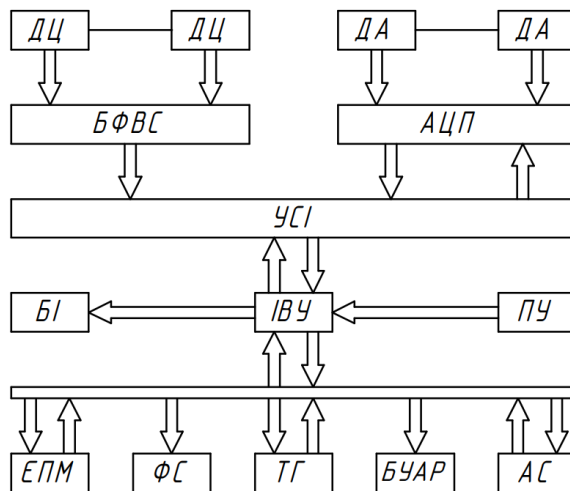


Рисунок 2.10 – Структурна схема АСКРЕП

Проектування систем, особливо таких, як АСКРЕП, є викликом через їхню складність та велику кількість компонентів. Використання ієрархічного принципу конструювання може значно спростити розробку та ефективно вирішити завдання реалізації систем різної складності.

Основні технічні характеристики АСКРЕП.

Кількість підключених датчиків. Можливість підключення 32, 64 або 144 датчиків визначає ємність системи та її здатність взаємодіяти з розширеними мережами вимірювань.

Відстань від контролера до датчиків. Обмеження відстані до 4 км вказує на те, що система орієнтована на роботу в розподілених мережах та може використовуватися для обліку електроенергії на значних територіях.

Споживана потужність. Низька споживана потужність є важливою характеристикою для забезпечення енергоефективності системи. Якщо з урахуванням периферійних пристроїв споживана потужність може бути до 1

кВт, це вказує на те, що система повинна бути економічною у використанні ресурсів.

Проектування таких систем також вимагає врахування стандартів безпеки, надійності та можливостей масштабування для відповіді на майбутні потреби. Узгоджений підхід до оптимізації структур та використання ієрархічних принципів може допомогти забезпечити ефективність та функціональність таких систем.

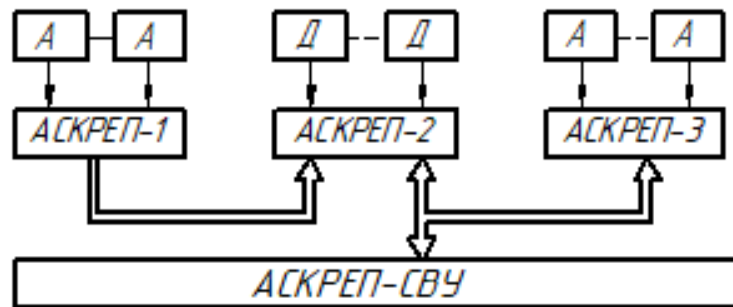


Рисунок 2.11 – Ієрархічна структурна схема АСКРЕП

Основні технічні характеристики АСКРЕП кількість підключених датчиків залежить від ємності пристрою збору інформації й може бути 32, 64, 144; віддаленості контролера.

Оцінка зниження втрат електроенергії в елементах мережі підприємства за рахунок регулювання графіка навантаження. Зниження втрат електроенергії при вирівнюванні графіка навантаження становить за даними застосування автоматизованої системи обліку й керування електроспоживанням для заводу кольорових сплавів:

- зниження втрат електроенергії в трансформаторах КТП $\delta \Delta W_{кмп} = 5,8\%$;
 $\delta \Delta W_{кмп} = 27,8$ МВт·год,

- зниження втрат електроенергії в КЛ-10 кВ внутрішньозаводської мережі $\delta \Delta W_{кл} = 9\%$; $\delta \Delta W_{кл} = 2,96$ МВт·год;

- зниження втрат електроенергії в трансформаторах знижувальної ПС
 $\delta \Delta W_m = 8,5\%$; $\delta \Delta W_m = 11,97$ МВт·год.

Сумарне зниження втрат електроенергії при вирівнюванні графіка навантаження складе: $\delta \Delta W_{\Sigma} = 42,7$ МВт·год (6,5%) (рисунок 2.12).

Зниження оплати електроенергії при диференціальному обліку становить 4,5%.

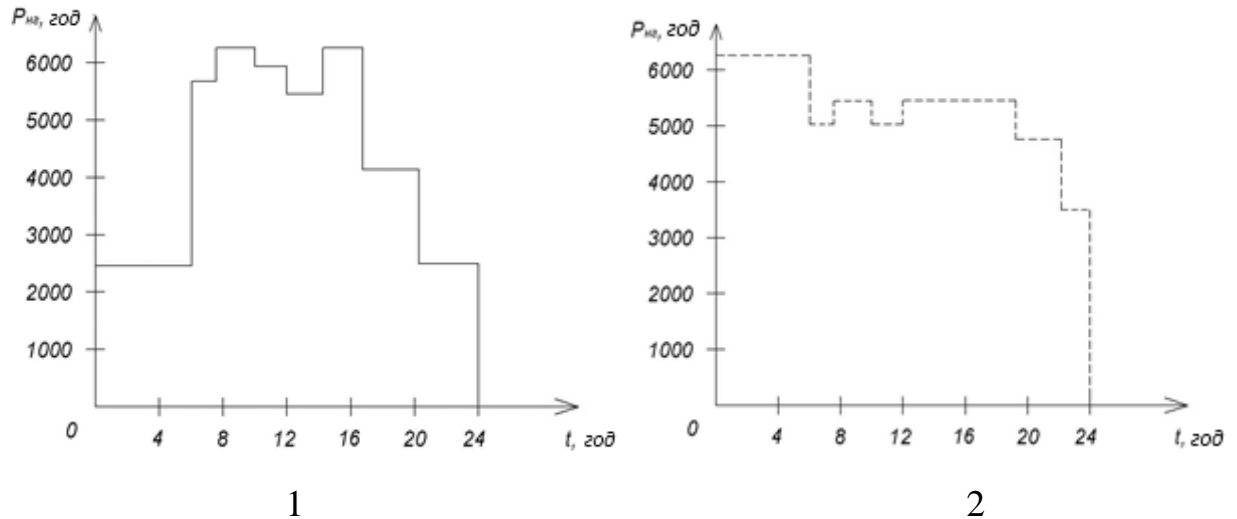


Рисунок 2.12 – Графік навантаження підприємства:

1 – графік навантаження до оптимізації; 2 – графік навантаження після оптимізації

Графік роботи вирівнюється за рахунок переносу часу роботи печей опору встановлених у дільницях плавки алюмінію та міді. Розрахунковий максимум навантаження знижено з величини $P_{расчI 0,4} = 5299,47$ кВт до величини $P_{расчII 0,4} = 4309,5$ кВт.

$$P_{расч\Sigma} = (P_{расчI 0,4} + P_{расчCД}) \cdot K_{рм}$$

$$P_{расч\Sigma} = (4309,5 + 2016) \cdot 0,98 = 6198,99 \text{ кВт},$$

$$S_{расч\Sigma} = \frac{P_{расч\Sigma}}{\cos \varphi_k},$$

$$S_{расч\Sigma} = \frac{6198,99}{0,958} = 6470,76 \text{ кВА},$$

$$K_{32} = \frac{S_{расч\Sigma}}{2S_{ном.т}},$$

$$K_{32} = \frac{6470,76}{2 \cdot 6300} = 0,51$$

$$\Delta W_m = 2(8 \cdot 8760 + 0,51^2 \cdot 46,5 \cdot 3633) \cdot 10^{-3} = 228,04 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

Різниця між втратами електроенергії в трансформаторах ГПП $\Delta W_m = 257,77 - 228,04 = 29,7$ МВт·год, що становить 11,5% після оптимізації графіків завантаження.

3 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИ ЗАСТОСУВАННІ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ

3.1 Економічна ефективність компенсації реактивної потужності

Реактивна потужність є важливою складовою у системах електропостачання, і управління нею може мати значний вплив на загальну ефективність та вартість електроенергії. Основні споживачі реактивної потужності на промислових підприємствах, які ви зазначили, включають асинхронні двигуни, трансформатори, вентильні перетворювачі, реактори та інші електроприлади.

Непримушена компенсація (непримушений $\cos\phi$). Цей метод включає зниження реактивної потужності без застосування спеціальних компенсуючих пристроїв. Один із способів цього досягнення - це підключення конденсаторів до системи, що може забезпечити непримушену компенсацію. Використання конденсаторів дозволяє покращити фактор потужності та зменшити втрати енергії в системі.

Штучна компенсація (компенсація із застосуванням КП). Цей підхід використовує спеціальні пристрої, такі як компенсуючі установки (КП), для активного управління реактивною потужністю. КП можуть автоматично включатися або вимикатися в залежності від потреб системи у реактивній потужності. Цей метод дозволяє ефективно та точно управляти реактивною потужністю в системі.

Непримушена компенсація реактивної потужності може бути впроваджена на підприємствах з мінімальними матеріальними витратами. Серед заходів, які включаються до цього виду компенсації, можна виділити такі:

- оптимізація та автоматизація технологічного процесу для вирівнювання графіка навантаження та поліпшення енергетичного режиму обладнання. Це включає розподіл навантажень за фазами, зміщення часу обідніх перерв в окремих цехах і ділянках,

- перенесення роботи енергоємких пристроїв за години поза піком споживання електроенергії та обслуговування потужного обладнання у години максимального навантаження енергосистеми;
- створення ефективної схеми електропостачання зі зменшенням кількості щаблів трансформації;
 - заміна застарілого обладнання новими конструкціями, які мають менше втрат на перемагнічування;
 - заміна слабо навантажених трансформаторів та двигунів меншої потужності на нове обладнання із збільшеною завантажуваністю;
 - використання сучасних пристроїв із застосуванням силової електроніки замість традиційних електродвигунів;
 - обмеження робочого часу обладнання з низьким навантаженням (наприклад, вночі, у вихідні та святкові дні) чи перенесення його в режим ремонту;
 - покращення якості технічного обслуговування електродвигунів з метою зменшення перехідних опорів контактних з'єднань;
 - вимкнення частини силових трансформаторів у періоди низького навантаження (наприклад, вночі, у вихідні та святкові дні).

Економічні вигоди від впровадження компенсації реактивної потужності визначаються зниженням втрат активної електроенергії в елементах мережі, що становить $\delta\Delta W_{\Sigma}=196,6$ МВт·год (за даними відділу головного енергетика).

Економічний ефект від зниження втрат електроенергії визначим як:

$$E_1 = C_1 \delta\Delta W_{\Sigma},$$

$$E_1 = 2,45 \cdot 196,6 = 481,7 \text{ тис. грн.},$$

де C_1 – основний тариф оплати електроенергії, $C_1 = 0,58$ грн/кВт·год.

При цьому визначається надбавка до тарифу:

$$C_2 = C_1(\kappa_\phi - 1)$$

де $\kappa_\phi = f(\operatorname{tg}\varphi)$ - коефіцієнт надбавки $\kappa_\phi = 1,22$.

Для варіанта I (без компенсації РП) надбавка до тарифу.

$$C_2 = 2,45(1,22-1)=0,54 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год.}$$

Економічний ефект від зниження плати за споживання електроенергії,
тис. грн.:

$$E_2 = C_2 \delta \Delta W_\Sigma = C_2 (P_m \cdot T_m + \Delta W_\Sigma)$$

де P_m – максимальна активна потужність (задається);

T_m – число годин використання максимального навантаження.

$$E_2 = 0,54(7,8556 \cdot 5200 + 670,5) = 22545,3 \text{ тис. грн.}$$

За рахунок зміни амортизаційних відрахувань та витрат на обслуговування через зниження капітальних витрат при зменшенні номінальної потужності трансформаторів КТП у випадку застосування компенсації реактивної потужності, тис. грн:

$$E_3 = \frac{(K_a + K_o)}{100} \cdot (K_{II} - K_I - K_{ky}),$$

де K_{II} – капітальні вкладення для трансформаторів КТП без компенсації реактивної потужності, тис. грн.;

K_I – капітальні вкладення для трансформаторів КТП при компенсації реактивної потужності, тис.грн.;

K_a, K_o – нормативні коефіцієнти відрахувань на амортизацію й обслуговування, тис.грн.

$$K_o = 0,24; K_a = 0,15;$$

K_{ky} - капітальні витрати на компенсацію реактивної потужності, тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження КТП визначаються по формулі:

$$K_{\Sigma} = \sum n_i \cdot K_{КТПi},$$

$K_{КТП1000}, K_{КТП630}, K_{КТП400}$ згідно прейскуранта цін заводу, тис.грн.:

$$K_I = 4 \cdot K_{КТП1000} + 2 \cdot K_{КТП630} + K_{КТП400},$$

$$K_I = (4 \cdot 123,2 + 2 \cdot 113,1 + 1 \cdot 90,18) \cdot 8 = 6464,4 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{II} = 2 \cdot K_{КТП1000} + 3 \cdot K_{КТП630} + K_{КТП400} + K_{КТП250},$$

$$K_{II} = (2 \cdot 123,2 + 3 \cdot 113,1 + 90,18 + 50,4) \cdot 8 = 6864,2 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{ky} = \sum n_i \cdot C_{kyi},$$

$$K_{ky} = (10 \cdot 30,3 + 2 \cdot 40,1 + 2 \cdot 20,6) \cdot 8 = 3393,6 \text{ тис. грн.}$$

C_{ky} згідно прейскуранта цін на комплектні конденсаторні батареї, тис. грн.

Економічний ефект від зниження величини капітальних витрат, тис. грн.:

$$E_3 = \frac{(15 + 24)}{100} \cdot (6864,2 - 6464,4 - 3393,6) = -1167,7 \text{ тис. грн.}$$

$$E_{\Sigma} = E_1 + E_2 + E_3 = 481,7 + 22545 - 1167,7 = 21859 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{K_{ку} + K_I}{E_{\Sigma}}$$

$$T_{ок} = \frac{3393,6 + 6464,4}{21859} = 0,45 \text{ років або } 5,5 \text{ місяців}$$

3.2 Економічна ефективність застосування раціональних режимів роботи трансформаторів

Оцінка економічної ефективності застосування економічного режиму роботи трансформаторів базується на мінімізації втрат активної потужності та електроенергії. Економічний режим визначається оптимальним коефіцієнтом завантаження трансформаторів, при якому досягаються мінімальні відносні втрати.

Втрати активної потужності трансформаторів складаються з втрат холостого ходу та навантажувальних втрат. Втрати холостого ходу є постійним компонентом, що залишається незмінним незалежно від навантаження. Навантажувальні втрати пропорційні квадрату навантаження.

Впровадження економічного режиму роботи трансформаторів є організаційним заходом, не пов'язаним з капітальними витратами. Економічний ефект визначається різницею в грошовому еквіваленті втрат електроенергії до і після впровадження цього режиму. Отже, економічний ефект розглядається як реальна заощадження витрат, що виражені в грошовому еквіваленті внаслідок оптимізації режиму роботи трансформаторів.

$$E_{\Sigma 2} = C_1 \delta \Delta W_{кТП}$$

де - $\delta \Delta W_{кТП} = 52,3$ МВт·год, дані надані відділом головного енергетика;

C_1 – основний тариф оплати електроенергії, $C_1 = 2,45$ грн/кВт·год.

$$E_{\Sigma 2} = 2,45 \cdot 52,3 = 128,1 \text{ тис.грн.}$$

3.3 Економічна ефективність за рахунок використання раціональних режимів електроспоживання підприємства

Оцінка економічної ефективності регулювання електроспоживання підприємства є значущою у забезпеченні енергоефективності та оптимізації ресурсів. Функції технічного обліку, контролю та регулювання електроспоживання можуть бути ефективно автоматизовані різними системами, такими як інформаційно-вимірвальні системи обліку й контролю енергії, телемеханічні системи обліку електроенергії, автоматизовані системи керування енергопостачанням та системи обліку електроенергії на базі мікропроцесорної техніки.

Вибір конкретної системи залежить від різноманітних факторів, таких як складність енергетичної інфраструктури, обсяг функцій, готовність до капітальних вкладень і інші аспекти, що визначають техніко-економічну ефективність впровадження. Осмислений підхід до оцінки економічної вигідності враховує ці фактори, сприяючи раціональному використанню ресурсів та оптимізації енергоспоживання на підприємстві.

Автоматизовані системи контролю та регулювання електроспоживання (АСКРЕП) отримали широкий розвиток, використовуючи серійні мікро-ЕОМ, які були доповнені нестандартними платами користувача для виконання різних операцій, таких як зв'язок з об'єктом, обробка даних від первинних перетворювачів інформації та інші необхідні функції.

Промисловість виробляє значну кількість модулів, які дозволяють скласти автоматизовані системи керування для різних цілей. Для АСКРЕП важливими є модуль уведення дискретних сигналів, призначений для прийому імпульсних сигналів від вбудованих датчиків у лічильниках, одночасно отримуючи імпульси від загальної кількості лічильників, що

підлягають контролю (32, 64, 144). Також важливим є модуль керування споживачами-регуляторами, який забезпечує висновок керуючих сигналів для управління виконавчими механізмами регуляторів електроспоживання.

Зменшення вартості електроенергії за використання диференційованого обліку електроенергії у зонах добового графіка навантаження, в тисячах гривень.

$$E_1 = E_w - \frac{H_a}{100} \cdot K_\Sigma,$$

$$E_w = \Delta C \cdot \Delta \delta \cdot \Delta W = \Delta C (P_m \cdot T_m + \Delta W_\Sigma).$$

де $\Delta C = 0,045$, коефіцієнт зниження тарифу на електроенергію при диференціальному обліку оплати за даними енергопостачальної компанії;

H_a – нормативний коефіцієнт на відрахування, на амортизацію й обслуговування;

$K_\Sigma = 825,6$ тис. грн., сумарні капітальні витрати на впровадження автоматизованої системи обліку відповідно до преїскуранта.

Зниження втрат електроенергії в елементах мережі при регулюванні графіка навантаження, тис. грн.:

$$E_2 = C_1 \cdot \delta \Delta W$$

де - $\delta \Delta W = 44$ МВт·год, дані надані відділом головного енергетика;

C_1 – основний тариф оплати електроенергії,

$C_1 = 2,45$ грн/кВт·год.

$$E_1 = 0,045 \cdot (7,8556 \cdot 5200 + 670,5) \cdot 0,58 - \frac{24}{100} \cdot 125,6 = 1052,75, \text{ тис. грн.},$$

$$E_2 = 2,45 \cdot 44 = 107,8 \text{ тис. грн.},$$

$$E_{\Sigma 3} = 1052,75 + 107,8 = 1160,55 \text{ тис. грн.},$$

$$T_{ок} = \frac{K_{\Sigma 3}}{E_{\Sigma 3}}$$

$$T_{ок} = \frac{825,6}{1160,55} = 0,71 \text{ року або } 8,4 \text{ місяців.}$$

За рахунок впровадження всіх заходів досягається сумарний економічний ефект:

$$E_p = 21859 + 128,1 + 1160,55 = 23147,7 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні витрати:

$$K = 825,6 + 6464,4 + 3394 = 17547 \text{ тис грн.}$$

Загальний термін окупності

$$T_{ок} = \frac{17547}{23147,7} = 0,79 \text{ року або } 9,5 \text{ місяців.}$$

ВИСНОВКИ

У представленій роботі проведено аналіз потенційних заходів з енергозбереження та заходів, спрямованих на підвищення ефективності електропостачання. Результати аналізу енергозберігаючих заходів виявили найбільш ефективні напрямки дій, серед яких варто виділити використання компенсації реактивної потужності, вибір оптимального економічного режиму роботи трансформатора та впровадження автоматизованої системи обліку та управління електроспоживанням.

За допомогою розрахунків електричних навантажень з урахуванням умов забезпечення балансу реактивної потужності на межі енергосистеми та підприємства обрано варіант компенсації реактивної потужності, що включає встановлення конденсаторних батарей на 0,4 кВ стороні. Як наслідок, втрати електроенергії в елементах електричної мережі зменшилися на понад ніж 7 %. Економічний вигаш від застосування компенсаційних пристроїв становить 28129 тис. гривень.

Економічний режим роботи трансформаторів забезпечується шляхом відключення частини трансформаторів у періоди низького навантаження, і цей підхід не пов'язаний із капітальними витратами.

Впровадження економічного режиму роботи трансформаторів представляє собою організаційний захід, який не вимагає значних капітальних витрат. Економічний ефект цього заходу визначається різницею між втратами електроенергії, вираженими у грошовому еквіваленті. Зафіксована економія електроенергії при зменшенні втрат у трансформаторі становить майже 70 МВт·год., що призводить до економічного вигашу в розмірі 210 тис. гривень на рік.

Впровадження автоматизованої системи обліку та управління електроспоживанням призводить до зниження оплати за спожиту електроенергію через використання диференційованого обліку у зонах добового графіка навантаження. Загальний економічний ефект від

застосування енергозберігаючих заходів становить майже 1970 тис. гривень.

Магістерська робота також включає в себе розробку заходів, спрямованих на досягнення нормативних показників промислової санітарії, техніки безпеки та протипожежної безпеки.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Закон України "Про енергозбереження" від 01.07.94 р. № 74/94–ВР, зі змінами та доповненнями.
2. ДСТУ 2339-94. Енергозбереження. Основні положення.- К.: Держстандарт України, 1994.- 4 с.
3. ДСТУ 2155-93.Енергозбереження. Методи визначення економічної ефективності заходів по енергозбереженню. – Чинний від 01.01.95-К.: Держстандарт України - 20 с.
4. ДСТУ 3051-95. Ресурсозбереження. Основні положення.- К.: Держстандарт України, 1995.- 8 с.
5. ДСТУ 2420-94. Енергоощадність. Терміни та визначення. – Чинний від 01.01.95. – К. : Держстандарт України, 1994.
6. ДСТУ 4110-2002. Енергоощадність. Методика аналізу та розрахування питомих витрат енергоресурсів. – Чинний від 01.07.03. – К. : Держстандарт України, 2003.
7. ДСТУ 4081-2002. Енергозбереження. Енергетичне маркування електрообладнання побутового призначення. Загальні технічні вимоги. Чинний від 01.05.02. – К. : Держстандарт України, 2002.
8. ДСТУ 2804-94. Енергобаланс промислового підприємства. Загальні положення. Терміни та визначення. – Чинний від 01.01.96. – К. : Держстандарт України, 1995.
9. Правила улаштування електроустановок. Четверте видання, перероблене й доповнене - Х.: Вид-во «Форт», 2011.- 736 с.
10. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 348 с.
11. Левченко С.А. Навчально-методичний посібник для студентів ЗДІА спеціальності «Енергетичний менеджмент» всіх форм навчання – Запоріжжя: ЗДІА, 2013. – 200 с.

12. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / Под ред. А.С. Овчаренко и др. – К.: Техника, 1987. – 63 с.
13. Radian Belu Smart Grid Fundamentals / Boca Raton: CRC Press. 2022. – 486 p.
14. Практичний посібник з енергозбереження для об'єктів промисловості, будівництва та житлово-комунального господарства України / О. М. Закладний, В. І. Дешко, Є. М. Іншеков та ін. – Луганськ : Видавництво "Місячне сяйво", 2009. – 696 с.
15. Плешков П. Г. Энергетичний інжиніринг та менеджмент. Проектування ефективних енергетичних систем: навч. посіб. - Кропивницький : ЦНТУ, 2018. – 156 с.
16. Barney L. Capenhart, Wayne C. Turner, William J. Kennedy Guide to Energy Management / 8th Edition. New York: River Publishers, 2016. – 745 p.
17. Овчаренко А.С., Розинский Д.И. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий. – К.: Техника, 1989. – 276 с.
18. Воротніцкій, В.Е. Програма розрахунку технічних втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах 6 - 10 кВ. - Електричні станції, 1999, В.Е. Воротніцкій, С.В. Заслонов, М .А. Калінкіна № 8, с.38-4
19. Б.М. Островский Ю.С. Громадский. Проектирование и монтаж систем учёта электроэнергии. -К.: Будивельник 1999.- 159 с.
20. Денисов В.И. Техничко-экономические расчеты в энергетике: Методы экономического управления вариантов. – К.:Техника, 1991. – 165 с.
21. Anco S. Blazev Power Generation and the Environment / 1st Edition. New York: River Publishers/ 2014/ - 1333 p.
22. Копалова Л.Л., Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Энергоатомиздат. – 1989. – 528 с
23. Frank Kreith, D. Yogi Goswami Energy Management and Conservation Handbook / 2nd Edition. Boca Raton: CRC Press, 2016. – 437 p.

24. Radian Belu Smart Grid Fundamentals / Boca Raton: CRC Press. 2022. – 486 p.
25. Соловей О. І, Розен В. П. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств : навч. посіб. М-во освіти і науки України, Кіровоград. нац. техн. ун-т. - Кіровоград : КНТУ, 2015. - 287 с.