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 енергетичної ефективності конвеєрних ліній промислових об’єктів

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1413-з
Климчук Д.В.
(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 Друбецька Т.І.
(прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2024 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__2024 року

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційну роботу студенту

_____Климчук Д.В_____

1. Тема роботи: Підвищення енергетичної ефективності конвеєрних ліній промислових об’єктів

Керівник роботи: ____Друбецька Т.І._____

затверджені наказом ЗНУ від «_28_»_лютого__2023__року №_365 - с__

2. Строк подання студентом роботи: 01 грудня 2024 року ___

3. Вихідні дані до роботи: схеми конвеєрних ліній.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які рекомендовано розробити):

4.1 Особливості конвеєрних ліній.

4.2 Дослідження задачі підвищення енергетичної ефективності конвеєрних ліній.

4.3 Розрахунок навантажень.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1.Ключові компоненти конвеєрних ліній

5.2. Поле допусимих похибок ТТ та ТН

5.3 . Варіанти компенсації реактивної потужності

6. Консультанти розділів дипломної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Друбецька Т.І., доцент		
Розділ 2	Друбецька Т.І., доцент		
Розділ 3	Друбецька Т.І., доцент		
Нормоконтроль	Коваленко І.І., асистент		

7. Дата видачі завдання 01.06.2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів магістерської роботи	Примітка
1	Особливості конвеєрних ліній.	01.10.2024	
2	Дослідження задачі підвищення енергетичної ефективності конвеєрних ліній	01.11.2024	
3	Розрахунок навантажень	25.11.2024	

Студент _____ Климчук Д.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник дипломної роботи _____ Друбецька Т.І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтролер _____ Коваленко І.І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

У представленій роботі було комплексно розглянуто та розв’язано кілька ключових завдань, що стосуються проєктування, оптимізації та експлуатації конвеєрних ліній. У роботі детально описано конструктивні й технологічні особливості конвеєрних систем, включно з різними типами транспортувальних механізмів, їхнім призначенням та умовами експлуатації, приділено увагу факторам, що впливають на вибір приводу, тип стрічки або ланцюга, а також способам компонування обладнання, які дозволяють підвищити надійність та точність роботи конвеєрів. В межах цього дослідження розглянуто шляхи підвищення енергетичної ефективності конвеєрних ліній. Для цього проаналізовано основні чинники, які впливають на енерговитрати. У роботі розглянуто конкретні методи зменшення втрат, пов’язаних із тертям і холостим ходом обладнання, а також заходи щодо зниження пікових навантажень на електричну мережу.

Ключові слова: КОНВЕЄРНА ЛІНІЯ, ПРОМИСЛОВИЙ ОБ’ЄКТ, ЕНЕРГЕТИЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ, РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ, СТРУМ, ПОТУЖНІСТЬ.

ABSTRACT

The presented work comprehensively considered and solved several key problems related to the design, optimization and operation of conveyor lines. The work describes in detail the design and technological features of conveyor systems, including various types of transport mechanisms, their purpose and operating conditions, and pays attention to factors affecting the choice of drive, type of belt or chain, as well as methods of equipment layout that allow increasing the reliability and accuracy of conveyor operation. This study considers ways to increase the energy efficiency of conveyor lines. For this purpose, the main factors affecting energy consumption are analyzed. The work considers specific methods for reducing losses associated with friction and idling of equipment, as well as measures to reduce peak loads on the electrical network.

Keywords: CONVEYOR LINE, INDUSTRIAL FACILITY, ENERGY EFFICIENCY, CALCULATION OF LOADS, CURRENT, POWER.

ЗМІСТ

ВСТУП 6
1 ОСОБЛИВОСТІ КОНВЕЄРНИХ ЛІНІЙ 8
1.1 Загальні відомості 8
1.2 Особливості будови 9
1.3 Тонкощі проєктування конвеєрної лінії 11
2 ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАДАЧІ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ КОНВЕЄРНИХ ЛІНІЙ 14
2.1 Основні засади 14
2.2 Роботи вчених та їх погляди на вирішення задачі 16
2.3 Допустимі небаланси електроенергії 30
2.4 Способи компенсації реактивної потужності 46
3 РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ 53
ВИСНОВОК 61
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ 62
ДОДАТКИ 72

ВСТУП

Підприємства України активно використовують конвеєрні системи для автоматизації та оптимізації виробничих процесів.

У сучасному виробничому середовищі конвеєрні системи є ключовим елементом для ефективного переміщення різних матеріалів та виробів.

В автомобільній промисловості для ефективного переміщення автомобільних деталей та комплектуючих уздовж цехів. виробничих процесів і зменшення ймовірності помилок, пов'язаних з переміщенням деталей, підвищуючи, таким чином, загальну продуктивність, а також для транспортування готової продукції. Такі системи є невід'ємним елементом, що дозволяють швидко переміщати електронні компоненти між виробничими етапами. Це підвищує ефективність виробництва та зменшує ймовірність помилок під час транспортування товарів. Конвеєри відіграють важливу роль у виробництві текстилю, допомагаючи ефективно переміщати тканини та інші матеріали між виробничими етапами. Це прискорює виробничі процеси та сприяє підвищенню ефективності цієї галузі. Допомагає прискорити видобуток та підвищити безпеку.

Конвеєрна система є найважливішим компонентом у різних галузях промисловості, що підвищує ефективність та продуктивність. Її здатність транспортувати широкий спектр матеріалів та товарів, від важких гірничодобувних руд до делікатних харчових продуктів, підкреслює її універсальність та незамінність у сучасних промислових операціях.

Згідно зі звітом Української асоціації виробників, понад 65% великих промислових підприємств України вже впровадили конвеєрні системи у свої виробничі процеси. Ця тенденція вказує на широке застосування технологій автоматизації у ключових секторах економіки.

Статистика показує, що підприємства, які впроваджують конвеєрні системи, спостерігають зростання продуктивності на 25-30% та зниження витрат на логістику на 15-20%, зростання кількості підприємств, які впроваджують конвеєрні системи, на 15%. Статистичні дані підтверджують, що використання конвеєрних

систем в Україні суттєво сприяє підвищенню продуктивності та зниженню витрат на виробництво.

З огляду на вказане вище, вже не постає питання про переваги використання конвеєрних ліній, але ще більш актуальним стає підвищення енергетичної ефективності конвеєрних ліній, що буде безпосередньо розглянуто в магістерській роботі.

1 ОСОБЛИВОСТІ КОНВЕЄРНИХ ЛІНІЙ

1.1 Загальні відомості

Конвеєрна лінія представляє собою технологічну вантажно-транспортну схему, яка складається з двох або декількох послідовно розташованих конвеєрів. Вперше застосована компанією "Форд Мотор" в 1913 р. [1,2]. На рис. 1.1 представлені конвеєрні лінії в Чехії.



Рисунок 1.1 – Конвеєрні лінії в Чехії

Конструкція стрічкової конвеєрної системи носить вирішальне значення для її продуктивності та ефективності роботи. Оптимальна конструкція конвеєрної стрічки гарантує, що система відповідає конкретним потребам операції, включаючи тип матеріалів, що транспортуються, необхідну швидкість транспортування та планування об’єкта.

Налаштування. Однією з ключових переваг конструкції конвеєрної стрічки є можливість налаштувати систему відповідно до конкретних експлуатаційних вимог. Це включає в себе вибір відповідного типу ременя, визначення

оптимального розташування та включення будь-яких необхідних функцій, таких як шипи або бічні стінки.

Масштабованість. Добре спроектовані конвеєрні стрічкові системи можна масштабувати, що дозволяє в майбутньому розширювати та модифікувати. Це особливо важливо для підприємств, що розвиваються, яким може знадобитися збільшити виробничі потужності або змінити план розташування об’єктів.

Довговічність і надійність: Міцна конструкція конвеєрної стрічки враховує довговічність і надійність компонентів. Це включає в себе вибір матеріалів, які можуть витримувати умови експлуатації, і забезпечення того, щоб система витримувала очікуване навантаження без частих поломок.

Енергоефективність: Сучасний дизайн конвеєрної стрічки включає в себе енергоефективні компоненти та технології. Це не тільки зменшує експлуатаційні витрати, але й мінімізує вплив системи на навколишнє середовище.

1.2 Особливості будови

Розглянемо особливості будови конвеєрних ліній. На рис. 1.2 представлені ключові компоненти конвеєрних стрічкових систем [3].

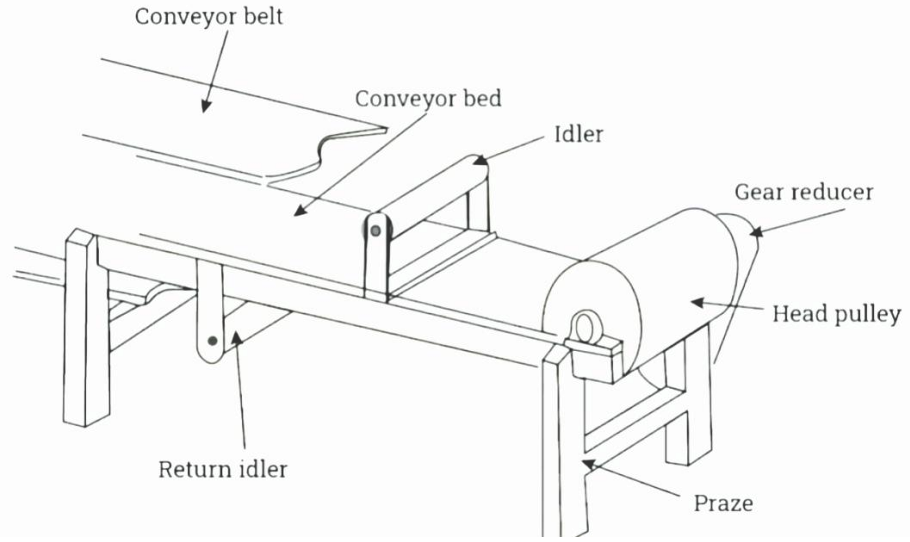


Рисунок 1.2 – Ключові компоненти конвеєрних стрічкових систем

У сфері проектування конвеєрних стрічкових систем розуміння основних компонентів та їхніх функцій має вирішальне значення для забезпечення ефективності та надійності системи. Зазначені компоненти є будівельними блоками конвеєрної системи, і їх якість і сумісність один з одним відіграють значну роль у загальній продуктивності системи.

Серцем кожної конвеєрної системи є сама конвеєрна стрічка, яка є поверхнею, по якій матеріали транспортуються з однієї точки в іншу. Вибір матеріалу стрічки є дуже важливим рішенням при проектуванні системи стрічкового конвеєра, оскільки він повинен відповідати типу матеріалів, що транспортуються, і середовищу, в якому працює система. Варіанти варіюються від гумових і тканинних ременів для загального застосування до спеціалізованих ременів із такими характеристиками, як термостійкість, маслостійкість або рифлені поверхні для транспортування під нахилом.

Шківи направляють і приводять в рух конвеєрну стрічку, при цьому ведучий шків створює рушійну силу для руху стрічки. Хвостовий шків, з іншого боку, служить поверненням для ременя. Шківи розроблені для забезпечення оптимального зчеплення з ременем і часто мають покриття або затримку для покращення зчеплення та зменшення зносу.

Натяжні ролики підтримують конвеєрну стрічку по її довжині, запобігаючи провисанню та забезпечуючи плавний рух стрічки. Вони бувають різних типів, включаючи плоскі направляючі для прямих ділянок конвеєрні жолобкові натяжні ролики які формують ремінь для транспортування сипучих матеріалів. Відстань і конфігурація натяжних роликів ретельно розглядаються при проектуванні системи конвеєрної стрічки, щоб збалансувати розподіл навантаження та підтримку стрічки.

Привод являється силовим агрегатом конвеєрної системи, що складається з двигунів і редукторів, які перетворюють електричну енергію в механічну, необхідну для переміщення стрічки. Специфікація приводу базується на необхідній швидкості стрічки, вантажі, що транспортується, а також довжині та нахилі конвеєра.

Опорна структура забезпечує каркас, який утримує всі інші компоненти на місці. Він повинен бути достатньо міцним, щоб витримати навантаження та стреси, пов’язані з експлуатацією, без деформації. Конструкція опорної конструкції широко варіюється залежно від застосування: від простих каркасів для легких конвеєрів до складних фермових конструкцій для великих навантажень і великих прольотів.

Кожен із цих компонентів має бути ретельно відібраний і розроблений для бездоганної взаємодії. Успіх проектування конвеєрної стрічкової системи залежить від глибокого розуміння цих ключових компонентів та їх взаємодії, гарантуючи, що кінцева система буде не тільки ефективною та надійною, але й адаптованою до конкретних потреб кінцевого споживача.

1.3 Тонкощі проєктування конвеєрної лінії

Проктування конвеєрної лінії – це складний процес, який передбачає ретельне планування та розрахунки для забезпечення функціональності, ефективності та безпеки системи. Цей процес включає кілька критичних проектних розрахунків, кожен з яких служить певній меті в загальній конструкції конвеєрної системи.

Критичні проектні розрахунки складаються з 8 етапів:

1. Швидкість ременя. Визначає швидкість руху стрічки, врівноважуючи потребу в ефективності з потенційним впливом на матеріали, що транспортуються, і саму машину.
2. Ширина поясу. Розраховано, щоб конвеєр міг обробляти запланований об’єм і розмір вантажу, запобігаючи проливанню та оптимізуючи потужність системи.
3. Вантажопідйомність. Передбачає визначення максимального навантаження, яке конвеєрна стрічка може нести в будь-який момент часу, що впливає на вибір матеріалу стрічки та конструкцію опорної конструкції стрічки.

4. Натяг ременя. Необхідний для підтримки належного тиску на ремінь, щоб запобігти ковзанню приводного шківа, забезпечуючи плавну роботу та продовжуючи термін служби ременя.
5. Вимоги до живлення. Розраховано для визначення необхідної вихідної потужності для двигунів конвеєра, щоб вони могли рухати навантажену стрічку без надмірного навантаження на систему.
6. Проміжний інтервал. Визначає відстань між натяжними роликами, щоб забезпечити адекватну підтримку ременя та вантажу, мінімізуючи провисання ременя та забезпечуючи плавну роботу.
7. Діаметр шківа. Впливає на швидкість і натяг ременя; Вибір відповідного розміру шківа має вирішальне значення для ефективності системи та довговічності ременя.
8. Довжина та нахил конвеєра. Загальна довжина конвеєра та будь-які нахили або спуски, по яких він повинен проходити, враховуються в проекті, щоб гарантувати, що система може ефективно транспортувати матеріали на необхідні відстані та градієнти.

Конструкція системи конвеєрної стрічки регулюється набором галузевих стандартів і найкращих практик, які забезпечують безпеку, ефективність і надійність конвеєрних систем. Ці вказівки розроблені такими авторитетними органами, як Американське товариство інженерів-механіків (ASME), Асоціація виробників конвеєрного обладнання (CEMA) і Міжнародна організація стандартизації (ISO), серед інших. Дотримання цих стандартів має вирішальне значення для підтримки високоякісних систем, які відповідають експлуатаційним вимогам, одночасно забезпечуючи безпеку працівників і цілісність матеріалів, що транспортуються.

Основні стандарти:

- ASME B20.1: Стандарт безпеки для конвеєрів і супутнього обладнання.
- ISO 5048: Встановлює методи розрахунку вимог до робочої потужності ведучого шківа стрічкового конвеєра.

- Стандарти CEMA: Стандарт CEMA для стрічкового конвеєра містить вичерпні рекомендації щодо проектування, виробництва та застосування конвеєрних систем.
- DIN 22101: німецький стандарт, який визначає умови для стаціонарних стрічкових конвеєрів.
- BS EN 620: Британський стандарт для обладнання та систем безперервної обробки.
- Стандарти OSHA: Правила безпеки конвеєрів у Сполучених Штатах відіграють вирішальну роль у формуванні Ринок конвеєрних стрічок США.
- Стандарти MSHA: Інструкції з безпеки в гірничій промисловості, в тому числі для конвеєрних систем.
- ISO 5285: Конвеєрні стрічки – Інструкції щодо зберігання та транспортування.

2 ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАДАЧІ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ КОНВЕЄРНИХ ЛІНІЙ

2.1 Основні засади

Для підвищення енергетичної ефективності можна використати різні методи. Основне це зменшення небалансів електроенергії, зниження втрат в лінії та обладнанні, зменшення реактивної потужності.

Для визначення природи небалансів електричної енергії необхідно проаналізувати джерела і характер їх зародження. Розділимо все розмаїття небалансів на дві групи: технічні та економічні.

До небалансу також можна віднести порушення технології передачі і розподілу електроенергії через зростання втрат потужності (електроенергії) і втрат напруги в елементах електричної мережі і, відповідно, зростання відхилень напруги на затискачах електроприймачів.

Фактичні втрати електроенергії не повинні перевищувати нормативні, але в будь-якому випадку вони призводять до небалансу між отриманою та розподіленою електроенергією. За методикою складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38–154 кВ різницю між фактичними і нормативними значеннями втрат називають нетехнічними втратами . У дійсності в нетехнічні втрати слід включати як несанкціонований відбір електроенергії, так і додаткові технічні втрати через порушення технології передачі і розподілу електроенергії.

Згідно з матеріалами Енергетичної стратегії до 2030 року за рахунок проведення у 2006–2030 роках заходів із зниження технологічних витрат електричної енергії в мережах їх обсяг слід очікувати у 2015 році на рівні 9,8 % від загального відпуску електроенергії в мережу, у 2020 р. – 8,6 %, у 2030 році – 8,2 %. За рахунок зменшення величини небалансу можливо очікувати річну економію електричної енергії у 2030 році порівняно з відсотком витрат 2005 р. в обсязі 25 млрд кВт·год.

Додаткові (наднормативні) втрати електроенергії в магістральних та розподільчих мережах призводять до зниження узгодженого з споживачами рівня надійності електропостачання і необхідності додаткового збільшення навантаження. Додаткові ж втрати напруги призводять до порушення нормованої якості електроенергії (по напрузі). Таке порушення можна характеризувати як небаланс втрат напруги, який, в свою чергу, негативно впливає на резонанс графіків виробництва і споживання електроенергії.

Окрім небалансів втрат потужності й напруги електричних мереж, суб'єкти ринку стикаються з технічними небалансами, пов'язаними з обліком енергетичних ресурсів, які видобуваються, виробляються, переробляються, транспортуються, зберігаються і споживаються.

Тому їх виробництво та споживання, зокрема електричної та теплової енергії, в обов'язковому порядку повинно бути оснащене вимірювальними комплексами комерційного обліку, які мають мінімальні технічні похибки вимірювань. У процесі реалізації комерційного обліку виявляється, що цілий ряд учасників ринку, головним чином споживачі, мають межі балансової належності, які розташовуються на елементах мережі, що не входять в розрахункову схему.

Звідси виникає необхідність «приведення заявлених навантажень» учасників ринку до вузлів розрахункової схеми при плануванні цін і обсягів товарної продукції, а так само необхідність «приведення фактичних потужностей навантаження» вузлів розрахункової схеми до фактичних навантажень учасників ринку. Отже, найбільш імовірною необхідною і достатньою умовою технологічної повноти системи комерційного обліку суб'єкта оптового ринку є розстановка вимірювальних комплексів на межі балансової належності його електричної мережі.

Помічником у вирішенні облікової проблеми електроенергії стає впровадження Автоматизованої системи контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ). Тільки АСКОЕ з оперативним дистанційним збором і автоматичною обробкою результатів цього збору здатне ефективно вирішувати завдання балансу, визначення небалансу і виявлення втрат електроенергії.

Для достовірного та оперативного вирішення балансних завдань треба звести до мінімуму застосування старих розрахункових методів, які засновані на статистиці, і, навпаки, розвинути методи розрахунку балансу, що засновані на прямих вимірах в рамках АСКОЕ.

2.2 Роботи вчених та їх погляди на вирішення задачі

Проблемі збалансованого функціонування електроенергетичного сектора і роботи оптового ринку електроенергії України, враховуючи всі аспекти (технічні, економічні, соціальні), присвячені роботи багатьох вчених. Проте дослідницькі розробки вищезазначених вчених не містять відокремлення небалансів в окрему категорію як самостійного поняття з обгрунтуванням різних їх видів, а також з аналізом чинників, що спричиняють їх виникнення й динаміку.

Однією з останніх книг, випущених з даної теми, є книга Желєзко Ю.С. «Розрахунок, аналіз і нормування втрат електроенергії в електричних мережах». В ній найбільш повно представлена структура втрат електроенергії, методи аналізу втрат і вибір заходів щодо їх зниження. Обґрунтовано методи нормування втрат. Докладно описано програмне забезпечення, що реалізує методи розрахунку втрат.

Зокрема, в виданні Железко Ю.С. «Вибір заходів по зменшенню втрат електроенергії в електричних мережах: Керівництво для практичних розрахунків» описані методи розрахунку втрат електроенергії в мережах різних класів напруги і вибору заходів по їх зменшенню. Викладені рекомендації розрахунку допустимих небалансів електроенергії на підстанціях і рівня комерційних втрат в районних електромережах та енергосистемі в цілому. Всі запропоновані методи ілюструються числовими прикладами.

В даній книзі автор описує загальні положення по розрахункам втрат електроенергії і організації робіт по їх зниженню.

Розрахунки втрат електроенергії автор розділяє на три види:

- ретроспективні;
- оперативні;

- перспективні.

Ретроспективні розрахунки (визначення втрат електроенергії за минулі інтервали часу) виконують для:

- визначення структури втрат електроенергії по групам елементів електричної мережі;
- оцінки комерційних втрат електроенергії;
- виявлення елементів (груп елементів) із підвищенними втратами електроенергії і розробки заходів щодо їх зниження;
- визначення фактичної ефективності впроваджених заходів по зниженню втрат електроенергії;
- складання балансів електроенергії по енергосистемі в цілому, її структурних підрозділах і підстанціях та розробки заходів по зниженню небалансів до рівня допустимих значень;
- визначення техніко-економічних показників енергосистеми;
- проведення фінансових розрахунків зі споживачами та іншими енергосистемами за втрати електроенергії в лініях та трансформаторах, невраховані лічильниками електроенергії.

Оперативні розрахунки (визначення втрат електроенергії за поточні інтервали часу) виконують для:

- контролю за поточними значеннями втрат електроенергії і їх зміною в часі;
- оперативною корекцією режимів і схеми електричної мережі з метою мінімізації втрат електроенергії;
- складання балансів попужності по енергосистемі в цілому, її структурним підрозділам і підстанціям з метою контроля за дотриманням ліміту по потужності;
- визначення очікуваних втрат електроенергії на кінець місяця, кварталу, року;
- формування бази данних, які використовуються при прогнозуванні втрат електроенергії.

Перспективні розрахунки (визначення очікуваних втрателектроенергії для розрахункових інтервалів часу в майбутньому) виконують для:

- визначення очікуваних втрат електроенергії на наступний і подальші роки;
- оцінки очікуваної ефективності запланованих заходів по зменшенню втрат електроенергії;
- порівняння варіантів реконструкції електричних мереж.

До основних форм аналізу втрат електроенергії Железко Ю.С. відносить такі:

- складання балансів електроенергії по кожній підстанції та енергосистемі в цілому;
- порівняння розрахункових, планових та звітних втрат електроенергії за різні часові інтервали та аналіз змін втрат по енергосистемі та окремим її підприємствам;
- аналіз зміни окремих складових втрат електроенергії із врахуванням зміни схем, режимів електричних мереж та структури відпуску електроенергії;
- порівняння звітних і планових нормованих і лімітованих складових баланса електроенергії (власні потреби, господарські та виробничі потреби);
- оцінка фактичної ефективності окремих заходів по зменшенню втрат електроенергії, а також плану заходів в цілому;
- виявлення залежності втрат електроенергії від основних факторів, які характеризують схему мережі та режими її роботи.

Також автор приводить існуючі методи розрахунку втрат електроенергії.

Щодо методів та програми вибору заходів по зменшенню втрат електроенергії, то в цьому питання автор виділяє декілька аспектів:

1) до режимних заходів відносять наступне:

- оптимізацію законів регулювання напруги в центрах живлення розімкнених електромереж 35-150 кВ;
- оптимізацію вже встановлених режимів замкнутих електромереж по реактивній потужності та коефіцієнтам трансформації;

- переведення генераторів в режим синхронного компенсатора;
- оптимізацію місць розмикання контурів електромереж 150 кВ і вище з різними номінальними напругами елементів контура;
- оптимізацію місць розмикання електромереж 6-35 кВ із двохстороннім живленням;
- відключення частини трансформаторів в режимах малих навантажень;
- вирівнювання графіку навантаження мережі;
- вирівнювання навантажень фаз в електромережах 380 В.

2) компенсація реактивної потужності.

Автори Воротніцкій В.Е., Желєзко Ю.С. і Казанцев В.М. в книзі «Втрати електроенергії в електричних мережах енергосистем» розглянули детально загальні питання, пов'язані зі зниження втрат електроенергії в мережах: методи розрахунку і прогнозування втрат в мережах, аналіз структури втрат і розрахунок їх техніко-економічної ефективності, планування втрат і заходів щодо їх зниження.

У статті Воротніцкого В.Е., Заслонова С.В. і Калінкіна М.А. «Програма розрахунку технічних втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах 6 - 10 кВ» детально описана програма для розрахунку технічних втрат електроенергії РТП 3.1 Її головною перевагою є простота у використанні і зручний для аналізу висновок кінцевих результатів, що істотно скорочує трудовитрати персоналу на проведення розрахунку.

Стаття Желєзко Ю.С. «Принципи нормування втрат електроенергії в електричних мережах і програмне забезпечення розрахунків» присвячена актуальній проблемі нормування втрат електроенергії. Автор робить наголос на цілеспрямоване зниження втрат до економічно обґрунтованого рівня, що не забезпечує існуюча практика нормування. Також у статті виноситься пропозиція використовувати нормативні характеристики втрат, розроблені на основі детальних схемо технічних розрахунків мереж всіх класів напруг. При цьому розрахунок може здійснюватися при використанні програмного забезпечення.

Метою іншої статті цього ж автора під назвою «Оцінка втрат електроенергії, обумовлених інструментальними похибками вимірювання» не є уточнення

методики визначення похибок конкретних вимірювальних приладів на основі перевірки їх параметрів. Автором у статті проведена оцінка результуючих похибок системи обліку надходження і відпуску електроенергії з мережі енергопостачальної організації, що включає в себе сотні і тисячі приладів. Особливу увагу приділено систематичної похибки, яка в даний час виявляється суттєвою складовою структури втрат.

У статті Галанова В.П., Галанова В.В. «Вплив якості електроенергії на рівень її втрат у мережах» приділено увагу актуальній проблемі якості електроенергії, що робить істотний вплив на втрати електроенергії в мережах.

Стаття Воротніцкого В.Е., Загорського Я.Т. і Апряткіна В.М. «Розрахунок, нормування та зниження втрат електроенергії в міських електричних мережах» присвячена уточненню існуючих методів розрахунку втрат електроенергії, нормування втрат в сучасних умовах, а також новим методам зниження втрат.

У статті Овчиннікова А. «Втрати електроенергії в розподільних мережах 0,38 - 6 (10) кВ» робиться наголос на отримання достовірної інформації про параметри роботи елементів мережевого господарства, і перш за все про завантаження силових трансформаторів. Дана інформація, по думки автора, допоможе істотно знизити втрати електроенергії в мережах 0,38 - 6 - 10 кВ.

У статті Гамбуряна К.А., Єгіазаряна Л.В., Саакова В.І. «Про облік електроенергії при її виробництві, передачі та розподілу» автори для рішення метрологічних потреб по забезпеченню пропонують заміну індукційних лічильників на сучасні високочутливі електронні лічильники класу точності 0,2. Це дасть можливість зменшити похибку лічильника в широкому діапазоні зміни первинного струму навантаження мережі. При цьому знімається такі проблеми, як несинхронність зняття показників лічильників, помилки персоналу при знятті показників лічильників, можливість штучного викривлення показників лічильників (що є характерним для індукційних лічильників).

У статті Загорского Я.Т. «Вдосконалення систем і засобів метрологічного забезпечення виміру и обліку електроенергії при її виробленні, передачі, розподілу та використанні» основною причиною недообліку електроенергії є вплив

систематичних похибок засобів обліку (ТС, ТН, лічильники). Автор перелічує фактори, які приводять до викривлення результатів вимірювань електроенергії.

В. Сопьяник у своїй статті «Похибки вимірювальних трансформаторів струму» наголошує, що підвищення класу точності тільки одного елементу системи – електролічильників – не дасть бажаного результату. необхідно також забезпечити відповідну роботу трансформаторів, зокрема, трансформаторів струму.

Типовий вимірювальний комплекс обліку електроенергії складається з вимірювальних трансформаторів струму, напруги, лічильника та сполучних проводів. Межі допустимих похибок такого комплексу відповідно до [9] визначають за формулою:

$$\delta = \pm 1.1\sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{Л}^2 + \delta_C^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\phi_x}^2}\ , \qquad (2.1)$$

де δ_I , δ_U , δ_C – відносні похибки ТТ, ТН і лічильника;

$\delta_{Л}$ – втрата напруги у вторинному ланцюзі ТН;

δ_θ – відносна похибка виділення з виміряного значення повного струму його активної складової, обумовлена кутовими похибками ТТ і ТН;

δ_{ϕ_x} – сумарна додаткова похибка, викликана впливають факторами (відхиленнями напруги, частоти, температури навколишнього повітря, магнітного поля та іншими факторами від нормальних значень, при яких гарантується знаходження похибки всередині діапазону, відповідного класу точності);

1,1 – коефіцієнт, що враховує особливості метрологи ческий повірки приладів за допомогою еталонних пристроїв, що мають свої похибки і інші причини.

Визначення метрологічних характеристик конкретного вимірювального комплексу проводять відповідно до [9]. Однак при визначенні структури втрат для

організації в цілому неможливо орієнтуватися на наявність таких даних для сотень і тисяч точок обліку і доводиться використовувати усереднену оцінку їх можливих похибок.

При визначенні допустимих похибок вимірювального комплексу за формулою (1.1) відносні похибки приладів зазвичай приймають рівними класів їх точності, а вони визначають граничні значення похибок лише в зонах навантажень, близьких до номінальних. Запис у вигляді середньоквадратичного значення і знак ± говорять про те, що визначається значення випадкової (симетричної) похибки, а як буде показано нижче, в реальних умовах має місце істотна систематична складова похибки в бік недообліку електроенергії.

Використання класів точності приладів (тобто гранично можливих значень похибок) говорить про те, що за формулою (2.1) визначаються граничні значення діапазону допустимих похибок, в той час як у більшості практичних завдань необхідно знати діапазон похибок, відповідний певної ймовірності. В інженерних задачах зазвичай використовується рівень довірчої ймовірності 0,95. Слід зазначити, що клас точності приладу відображає не діапазон можливої флуктуації похибки конкретного приладу, а діапазон, в якійсь точці якого знаходиться похибка конкретного приладу. Похибка будь-якого елемента комплексу має своє конкретне значення, яке при стабільній навантаженні може лише незначно флуктуіровать біля свого середнього рівня завдяки впливу чинників. Разом з тим комплектуючі деталі, що використовуються при виготовленні приладів, мають розкид параметрів.

Технологічний процес виробництва не може забезпечити ідеально однакових параметрів всіх приладів, тому при перевірці на заводі - виготовлювачі кожного приладу будуть переконані, що його похибка потрапляє в припустимий діапазон, а не визначають її конкретне значення. Тому клас точності приладу 1,0 означає, що його похибка не виходить за межі ± 1,0 %, але в якій точці діапазону знаходиться - не відомо. При зміні навантаження приладу фактичне значення похибки змінюється відповідно до його навантажувальної характеристикою.

Похибки ТТ і ТН. Допустимі похибки ТТ відповідно до ГОСТ 7746 нормуються в трьох точках, що відповідають струмового завантаженні ТТ 100, 20

і 5%. Похибки ТТ класів точності 0, 5 і 1, 0 в цих точках не повинні виходити за межі $\pm K_{TT}$; ± 1, 57 K_{TT} і ± 3, 0 K_{TT}, де K_{TT} - клас точності ТТ. Це означає, що фактична похибка ТТ при малих навантаженнях може бути в 1, 5-3 рази більше класу точності. Для ТТ класу точності 0,2 відповідні точки мають рівні $\pm K_{TT}$; ± 1, 75 K_{TT} і ± 3, 75 K_{TT}, залежності похибок ТТ, як і інших аналогових приладів, мають безперервний характер, описуваний кривої А на рис. 1.1, однак у більшості документів, наприклад в [9], ці точки з'єднуються прямими лініями і поле похибок відображається симетричним розтрубом.

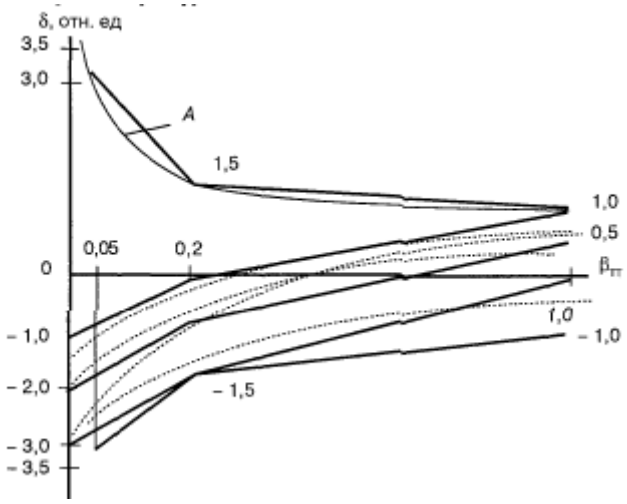


Рисунок 2.1 – Поле допустимих струмових похибок ТТ по ГОСТ7746 і робоча область навантажувальних характеристик

В реальних умовах струмові навантаження ТТ істотно нижче номінальних навіть в максимум навантаження. Це пояснюється тим, що вибір номінальних параметрів обладнання здійснюється у розрахунку на зростання навантажень у перспективі, а насправді вони можуть і зменшитися, як це й сталося в останнє десятиліття. Крім того, похибки вимірювання електроенергії за допомогою ТТ визначаються не максимальним, а середньозваженими (еквівалентним)

коефіцієнтом струмового завантаження ТТ, який завжди нижче максимального значення (в граничному випадку дорівнює йому):

$$\beta_{\text{ТТэкв}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \beta_{\text{ТТ}i} I_i}{\sum_{i=1}^{n} I_i} \quad , \tag{2.2}$$

де n – число ступенів графіка струму ТТ.

У результаті робота ТТ в зоні $\beta_{\text{ТТэкв}} = 0,\ 05 - 0,\ 2$ є в більшості випадків типовий ситуацією. З точки зору вимог до системі обліку ця ситуація не може вважатися допустимою, проте при визначенні структури звітних втрат важливо знати можливі похибки системи обліку у фактичних умовах її роботи, тому що в противному випадку її підвищені похибки будуть помилково розглядатися як комерційні втрати.

Симетричність розтруба допустимих похибок ТТ не означає, що фактичні похибки рівномірно заповнюють допустиму зону. Як відомо, характеристики навантажень ТТ мають вигляд кривих, що падають до початку координат [10]. У цьому випадку характеристики ТТ, використовуваних на об'єкті, будуть більш щільно заповнювати верхню частину діапазону в зоні великих навантажень і нижню - в зоні малих навантажень, як показано пунктирними лініями на рис. 1.1. Робоче поле допустимих похибок обмежено (див. рис. 2.1) прямими лініями з переломом в точці β_{TT}=0,2. Лінія в середині цієї зони відображає середню (систематичну) похибку всіх ТТ, а границі зони - діапазон випадкових похибок. Як випливає з малюнку, для більшості ТТ похибка вимірювання малих навантажень перебуває в негативній області.

Як відомо, похибка ТТ залежить не тільки від його струмового завантаження, але і від навантаження вторинного ланцюга, нормованої в Омах. При перевищенні нормованого значення похибка ТТ також збільшується в негативну сторону. При наявності залежностей, що відображають вплив цього чинника, $\Delta_{2\text{ТТ}} = a_{\Delta}\beta_{\text{ТТ}}$ і $\delta_{2\text{ТТ}} = a_{\delta}\beta_{2\text{ТТ}}$, де $\beta_{2\text{ТТ}}$ – коефіцієнт завантаження вторинного кола ТТ

за потужністю, цей фактор також може бути врахований. На даний момент автори не мають даних досліджень про чисельні значеннях коефіцієнтів a_Δ і a_δ.

Для розрахунку коефіцієнтів струмових завантажень ТТ за формулою (2.2) необхідно мати дані про графіки навантаження контрольованих приєднань, що сильно збільшує обсяг необхідної інформації, особливо при проведенні розрахунку для об'єктів з великим числом точок обліку (дистанція електропостачання). Якщо використовувати інтегральну характеристику графіка навантаження – коефіцієнт заповнення $k_З$, вираз (2.2) набуває вигляду:

$$\beta_{ТТэкв} = \beta_{ТТср} \frac{1+2k_З}{3k_З}, \qquad (2.3)$$

в якій середнє значення коефіцієнта струмового завантаження ТТ – $\beta_{ТТср}$ визначають за даними про пропуск електроенергії через точку обліку W за час T і номінальних значеннях струму $\beta_{2ТН}$ та напруги $U_{ном}$ первинного ланцюга ТТ:

$$\beta_{ТТср} = \frac{W}{T\sqrt{3}U_{ном}I_{ном}}10^3. \qquad (2.4)$$

У формулу (2.4) W підставляють в тисячах кіловат-годин, $U_{ном}$ – в кіловольтах і $I_{ном}$ – в амперах.

З формули (2.3) видно, що еквівалентний коефіцієнт струмового завантаження ТТ більше середнього, тому використання середнього струму для визначення завантаження ТТ кілька завищує похибка.

Поле допустимих похибок ТН на відміну від ТТ має однакову ширину у всьому діапазоні коефіцієнта завантаження вторичної ланцюга $\beta_{2ТН}$ (поняття завантаження первинної ланцюга для ТН не має сенсу). Залежність похибки ТН від завантаження вторинного ланцюга відповідно до [10] має вигляд, наведений на рис. 2.2. Середня лінія представляє собою математичне очікування похибок

(систематичну похибку) всіх ТН, що використовуються на об'єкті, а бокові – межі робочої області поля допустимихпохибок. Очевидно, що при великих навантаженнях вторинних ланцюгів ТН похибка також йде в негативну область.

Формули для систематичної $\Delta_{\text{ТН}}$ і випадкової $\delta_{\text{ТН}}$ похибок ТН по модулю напруги, що відповідають прямим рис. 1.2, мають вигляд:

$$\Delta_{\text{ТН}} = (0.5 - \beta_{2\text{ТН}})K_{\text{ТН}}$$
$$\delta_{\text{ТН}} = \pm 0.5K_{\text{ТН}}$$

де K_{TH} – клас точності ТН.

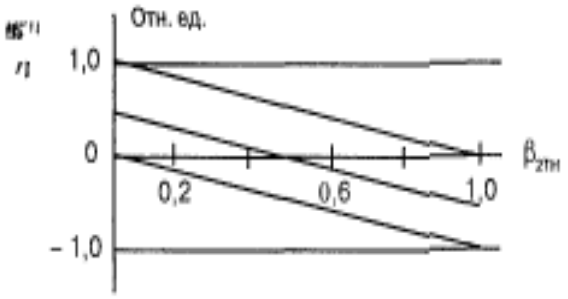


Рисунок 2.2 – Поле допустимих похибок ТН за ГОСТ 1983
і робоча область навантажувальних характеристик

Завантаження вторинних кіл ТН, як правило, істотне і в основному перевищує номінальну. У цих умовах середня похибка ТН, що використовуються на об'єкті, має негативну систематичну похибку. Додаткову негативну похибку вносять втрати у вторинних ланцюгах ТН (сполучних проводах і кабелях). На практиці вони також часто перевищують допустимі значення. Ці втрати діють лише в один бік (зменшуючи напругу на лічильнику в порівнянні з висновками ТН), тому їх облік у формулі (2.1) у вигляді симетричної похибки можна вважатися помилкою. Особливо це очевидно для систем технічного обліку, в яких такі втрати допускаються до 1,5% номінальної напруги.

Кутові похибки ТТ і ТН. Відповідно до [9] додаткову похибку вимірювання активної складової струму d_θ (загальне позначення для похибки, що включає $\Delta_{\text{ТТ}}$

і δ_{TT}), яка обумовлена впливом кутовий похибки ТТ або ТН dQ, визначають за формулою, %:

$$d_\theta = 0.0291 d\theta tg\varphi \qquad (2.7)$$

де tg ф – коефіцієнт реактивної потужності контрольованого приєднання.

Відповідно до ГОСТ 7746 поле допустимих кутових похибок ТТ має такий саме вигляд, як і поле допустимих струмових похибок. Однак розташування навантажувальних характеристик кутових похибок всередині поля дзеркально по відношенню до струмовим похибок – найбільш заповненими галузями є нижня в зоні β_{TT} = 1,0 і верхня - в зоні малих значень β_{TT}. Нормована кутова похибка становить 60 для класу 1,0 і 3,0 для класу 0,5, тобто $d\theta_{TT}$ = 60 K_{TT}. Випадкову і систематичну складові кутовий похибки ТТ при фактичному значенні β_{TT} визначають за тими ж залежностями (вирази в дужках табл.1.1), але зі зміною знака для систематичної похибки.

Характеристики кутових похибок ТН розташовуються аналогічно характеристиками похибок вимірювання модуля напруги. Нормовані кутові похибки ТН відповідно до ГОСТ 1983 складають ± 40 для класу 1, 0 і ± 20 хв, для класу 0, 5, тобто $d\theta_{TT}$ = 40 K_{TH}. Значення вказаних похибок при реальній завантаженні вторинних кіл ТН визначають за формулами (2. 5) і (2. 6) аналогічно погрішностей по модулю напруги, тобто множенням $d\theta_{TT}$ на відповідну функцію (величини, що стоять в (2.5) і (2.6) перед величиною K_{TH}).

У зв'язку з тим, що залежності струмових та кутових похибок мають однаковий вигляд, вони представляють собою пропорційні величини і можуть бути виражені один через одного. Розрахункові вирази для систематичної і випадкової складових інструментальної похибки вимірювального комплексу придбають вигляд, %:

$$\Delta = (1+1.75tg\varphi)\Delta_{TT} + (1+1.16tg\varphi)\Delta_{TH} + \Delta_{сч} - \Delta U_{TH} \qquad (2.8)$$

$$\delta = \pm 1.1\sqrt{(1+3.05tg^2\varphi)\delta_{TT}^2 + (1+1.35tg^2\varphi)\delta_{TH}^2 + \delta_{сч}^2} \quad (2.\ 9)$$

де ΔU_{TH} – втрата напруги у вторинному ланцюзі ТН, %;

Δ_{TT} і δ_{TT} визначають за табл. 1.1;

Δ_{TH} і δ_{TH} – за формулами (1. 5) і (1. 6).

При відсутності даних про фактичні втрати напруги у вторинному ланцюгу ТН їх приймають рівними допустимим відповідно до вимог ПУЕ, для технічного обліку 1,5%; для розрахункового обліку половину класу точності ТН.

При малих струмових навантаженнях ТТ похибка вимірювання кута θ_I збільшується в плюс, при великих навантаженнях вторинної ланцюга ТН похибка вимірювання кута θ_U збільшується в мінус, в результаті обидва чинники збільшують різницю $\theta_I - \theta_U$ приводячи до зменшення активної і збільшенню реактивної енергії (тобто теж до недоучету енергії).

Електричні лічильники. Перевірка більше 1000 індукційних лічильників показала, що вони мають низьку метрологічну надійність і виходять за межі класів точності навіть в протягом міжповірочного інтервалу [11]. Із загального числа перевірених лічильників 50% однофазних і 25% трифазних мали похибку зі знаком «мінус» у 2-5 разів більше нормованої. Беручи для попереднього розрахунку триразове перевищення, отримаємо середнє значення систематичної похибки всієї маси однофазних лічильників Δ_C =- 0, 5-3, 0 = -1, 5 отн. од., атрехфазних Δ_C = -0, 25-3, 0 = -0, 75 отн. од. Нормативні міжповірочні інтервали однофазних і трифазних лічильників в даний час становлять відповідно 16 і 8 років. Допускаючи, що в середньому терміни служби після останньої повірки всієї маси лічильників знаходяться в середині міжповірочних інтервалів, тобто становлять відповідно 8 і 4 роки середній тренд систематичної похибки становить приблизно мінус 0,2 відн. од. на рік для обох типів лічильників. Відповідно до цього значення сістематіческой похибки Ас для індукційних лічильників визначають за формулою, %:

$$\Delta_{СЧ} = -0.2 T_{ПОВ} K_{СЧ} \quad (2.10)$$

де $K_{СЧ}$ – клас точності лічильника;

$T_{ПОВ}$ – термін служби лічильника після останньої повірки.

Для електронних лічильників беруть $\Delta_{СЧ} = 0$. Значення випадкової похибки $\delta_{СЧ}$ дорівнює класу точності для обох типів лічильників.

Деякий недооблік електроенергії обумовлюється також наявністю у індукційного лічильника порога чутливості, що представляє собою мінімальне значення струму, при якому диск лічильника починає безперервно обертатися. Значення нормованого відповідно до ГОСТ 6570 порогу чутливості по струму для індукційних лічильників різних класів наведені нижче.

Клас точності лічильника……..... 0,5 1,0 2,0 2,5

Поріг чутливості по струму, %. ..…. 0,3 0,4 0,45 1,0

Те ж, для активної потужності, % ….0,25 0,34 0,38 0,85

Зв'язок систематичних похибок вимірювальних комплексів з втратами електроенергії. Систематичні негативні похибки занижують як надходження електроенергії на об'єкт, так і її відпустк з об'єкту. При їх однакових значеннях вплив на звітні втрати виявився би позитивним, тобто забезпечувався б невеликий переоблік. Наприклад, при втратах в мережі, рівних 10%, корисний відпуск складе 90%. Якщо всі вимірювальні комплекси мають однакову систематичну похибку, наприклад, 1%, то надходження в мережу буде недовраховано на 1%, а відпустку з мережі на 0, 9% енергії, що надійшла в мережу. Це відповідає загальному переобліку в 0, 1%. Однак на практиці класи точності ТТ, ТН і лічильників в точках обліку надходження енергії в мережу істотно вище, а їх режими ближче до номінальних, ніж в точках її відпуску споживачам. Тому недооблік відпуску електроенергії виявляється істотно вище недообліку надходження, що й обумовлює результуючий недооблік електроенергії на об'єкті.

2.3 Допустимі небаланси електроенергії

Як було зазначено вище, експлуатовані зараз вимірювальні комплекси працюють в ненормативних умовах, у зв'язку з чим їх реальні похибки істотно вище похибок, відповідних класів точності. Термін «допустимий» у цих умовах неоднозначний: в існуючих умовах припустимо (технічно зрозуміло) підвищене значення небалансу, а після приведення системи обліку електроенергії до норми - більш низький.

Тому, в якості допустимих небалансів доцільно використовувати два поняття: технічно зрозумілий небаланс електроенергії (ТНЕ), відповідний реальним умовам роботи приладів обліку, і нормативний небаланс електроенергії (ННЕ), відповідний «ідеальним» параметрами і режимам роботи вимірювальних пристроїв.

Систематичну складову ТНЕ (ННЕ) в абсолютних одиницях визначають за формулою:

$$\Delta W_{\text{H.E}} = \sum_{i=1}^{m} \frac{\Delta_i}{100} \cdot W_i - \sum_{i=1}^{\Delta_i} \frac{\Delta_j}{100} \cdot W_j + \Delta W_{\text{дном}} \quad , \tag{2.11}$$

де Δ_i і Δ_j – систематичні похибки, %, вимірювальних комплексів (інструментальні похибки), що фіксують відповідно відпустку W_i і надходження W_j енергії, взяті зі зворотним знаком (допустима негативна інструментальна похибка відповідає позитивному допустимому небалансу);

m – число точок обліку відпустки енергії;

n – то ж, надходження енергії;

$\Delta W_{\text{дном}}$ – тимчасово допустимі комерційні втрати.

Вираз (2.11) без останнього доданка представляє собою систематичну складову інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті

(середнє значення недообліку). Систематичну похибка методу розрахунку технічних втрат зазвичай враховують у вигляді поправочних коефіцієнтів безпосередньо у формулах розрахунку втрат (2.14) – (2.16), тому у формулі (2.11) вона відсутня.

Слід зазначити, що розрахунок небалансів простіше і наочніше робити в абсолютних одиницях - немає необхідності спочатку визначати частки електроенергії, відпущеної по кожній точці обліку, від сумарного відпустку, а потім підставляти їх у формулу для розрахунку небалансу у відсотках, як це прийнято за традицією в нормативному документі [13]. Віднести згодом абсолютні одиниці до будь-якої величиною для розрахунку відсотка не представляє складності.

Випадкову складову ТНЕ (ННЕ) в абсолютних одиницях визначають за формулою:

$$\delta W_{H.E.} = \pm\sqrt{0.95\sum_{i=1}^{n+m}\left(\frac{\delta_t}{100}W_t\right)^2+\left(\frac{\delta_T}{100}\Delta W_T\right)^2}\ , \qquad (2.12)$$

де δ_t – випадкова похибка *i* -го вимірювального комплексу, %;

δ_T – випадкова похибка методу розрахунку технічних втрат, %, що відповідає рівню довірчої ймовірності 0, 95;

ΔW_T – розрахункове значення технічних втрат.

Перший доданок під коренем формули (2.12) являє собою випадкову складову інструментальної похибки.

Похибка розрахунку технічних втрат має тільки випадкову складову, тому вона присутня лише у формулі (2.12).

Допустимі комерційні втрати виражаються одним числом, тому вони присутні тільки у формулі (2.11).

У метрології вважається, що розподіл фактичних похибок вимірювальних приладів одного і того ж типу підкоряється закону рівномірної щільності, а не

нормальним законом. У зв'язку з цим довірчій імовірності 0,95 відповідають значення, віддалені від меж інтервалу розподілу на 2,5 % з обох сторін, що відповідає коефіцієнту 0,975. Коефіцієнт 0,95 в (2.12) представляэ собою значення 0,975 в квадраті.

Точки обліку з приблизно однаковим споживанням W_i можуть об'єднуватися в групи із зазначенням сумарного споживання енергії. При цьому в знаменник доданка формули (2.12), що відноситься до цієї групи, вводиться додатковий співмножник $\sqrt{k}$, де к – число точок, об'єднаних в групу.

Якщо нормальним умовою роботи ТТ вважати рівність його номінального струму фактичним значенням максимального струму приєднання, тобто $\beta_{TT\,\max}=1$ $\beta_{TTср}=k_З$. Підставивши це значення в формулу (2.3), отримаємо $\beta_{TTэкв}=(1+2k_З)/3$ Однак дискретність шкали номінальних струмів ТТ не дозволяє так точно підібрати його. Тому нормативні значення Δ_{TT} і δ_{TT} визначають при значенні еквівалентного коефіцієнта струмового завантаження ТТ

$$\beta_{TTэквнор}=\beta_{шк}\frac{1+2k_З}{3}, \qquad (2.13)$$

де $\beta_{шк}$ – коефіцієнт, що враховує дискретність шкали номінальних струмів ТТ (типове його значення дорівнює 0, 8).

Дійсно, якщо навіть ідеально підібрати ТТ по реальному максимального струму, то в середньому він буде завантажений відповідно з коефіцієнтом заповнення графіка: при числі годин використання максимального навантаження (наприклад, 4000 год) коефіцієнт заповнення графіка навантаження складе 4000/8760 = 0, 46. Крім того, якщо максимальний струм складає, наприклад, 240 А, а стандартні ТТ мають номінали 200 / 5 та 300 / 5, то буде встановлено ТТ 300 / 5, реальна завантаження якого в максимум складе 240/300 = 0, 8. У результаті ідеально підібраний ТТ буде працювати з середнім завантаженням 0,46*0,8 = 0,37.

Середньозважена (еквівалентна) навантаження у відповідності з формулою (2.3) складе 0,51.

Нормативне значення коефіцієнта завантаження вторинного ланцюга ТН відповідає $\beta_{2TH} = 1$, а втрат напруги – вимогам ПУЕ до розрахункового й технічного облікам.

Значення терміну служби електролічильників, що використовується при розрахунку нормативної похибки системи обліку, залежить від кількості приладів у групі. Пояснимо це положення. Якщо проводиться розрахунок похибки за великим об'єктом, невеликих споживачей зазвичай об'єднують в одну групу, вказуючи загальну кількість точок обліку і сумарну споживану енергію.

Наприклад, число побутових абонентів може обчислюватися десятками, а іноді й сотнями тисяч. Прийняття для такої групи в якості терміну служби після останньої повірки нормованого міжповірочного інтервалу, рівного 16 років, означає, що підприємство з повірки та заміни лічильників один раз на 16 років перевіряє весь цей обсяг лічильників, а 15 років стоїть без роботи. Насправді підприємство має щорічно повіряти в середньому 1 / 16 частину загального числа лічильників, здійснюючи за 16 років повний цикл. Тому нормальне значення середнього терміну служби після останньої повірки для великої групи лічильників відповідає половині нормованого міжповірочного інтервалу.

У той же час, для конкретного лічильника на підприємстві, який обліковується окремим доданком у формулах (2.11) і (2.12), нормальною вважається ситуація, при якій його термін служби після останньої повірки не перевищив нормованого міжповірочного інтервалу. Між цими двома крайніми випадками розташовується цілий ряд проміжних випадків (число об'єднаних в групу точок обліку не сотні, а й не одна), нормального значення терміну служби після останньої перевірки яких розташовано в діапазоні від половини нормованого міжповірочного інтервалу до його повного значення. Для оцінки нормального значення цього терміну можна використовувати такі рекомендації.

При числі лічильників до п'яти нормальною вважається ситуація, коли їхній термін служби після останньої повірки не перевищує нормованого міжповірочного

інтервалу ГМП, при числі лічильників більше п'ятдесяти – половини нормованого міжповірочного інтервалу (наведені цифри носять експертний характер і можуть уточнюватися). Якщо кількість лічильників знаходиться всередині даного діапазону, нормальною вважається ситуація, коли середній термін служби групи лічильників не перевищує значення, визначеного за формулою:

$$T_{\text{слнорм}} = T_{\text{мп}}(1 - \frac{n_{\text{сч}} - 5}{90}), \tag{2.14}$$

де $n_{\text{сч}}$ – число лічильників у групі.

2.4 Реактивна потужність

Реактивна енергія - це потужність, яку джерело змінного струму протягом однієї чверті періоду віддає в зовнішнє коло, що володіє реактивним опором, а протягом іншої чверті періоду одержує її назад. Характеризує вона енергію, не споживану в зовнішньому колі, а ту, що коливається між зовнішнім колом і джерелом, тобто ємнісну й індуктивну енергію, яка накопичується тимчасово, а потім віддається джерелу.

Виражається реактивна потужність добутком напруги на затискачах даного кола на реактивну складову струму в ньому. Якщо реактивна складова струму більша активної складової, то й реактивна потужність буде більша фактично споживаної в колі потужності.

Реактивна потужність затрачається на створення змінних електромагнітних полів. Як відомо, чим більша реактивна потужність при постійній активній, тим нижче коефіцієнт потужності.

При зниженні коефіцієнта потужності споживачів (при незмінній активній потужності) внаслідок зростання реактивного струму збільшуються втрати електроенергії в мережах, трансформаторах і генераторах. При значному зниженні значення коефіцієнта потужності трансформатори і генератори виявляються

настільки завантаженими реактивними струмами, що подальше отримання від них активної потужності стає нереальним. Крім того, при зниженні коефіцієнта потужності збільшуються і втрати напруги в мережах і практично всі показники якості електроенергії за напругою залежать від обсягів споживання реактивної потужності промисловими установками.

Електроприймачі з таким навантаженням споживають як активну P, так і реактивну Q потужність. Реактивна потужність визначається наступним чином:

$$Q = P \cdot tg\varphi, \tag{2.15}$$

де Q – реактивна потужність, квар;

P – активна потужність, кВт.

Для оцінки споживання реактивної потужності був введений коефіцієнт потужності

$$\cos\varphi = \frac{P}{S}, \tag{2.16}$$

де S – повна потужність,кВА;

$cos\varphi$ – показник якості експлуатації установок змінного струму.

Але цей коефіцієнт не відображає повну картину споживання реактивної потужності , так як при значенні $cos\varphi$ близькому до одиниці, споживана реактивна потужність ще достатньо велика. Наприклад, при значенні $cos\varphi = 0,95$ споживана навантаженням реактивна потужність складає 33% споживаної активної потужності. При $cos\varphi = 0,7$ величина споживаної реактивної потужності практично дорівнює величині активної потужності.

Більш вдалим показником, що характеризує величину споживання реактивної потужності, є коефіцієнт реактивної потужності

По значенню cosφ та tgφ можна зробити висновок про те , яка частина споживаної енергії корисно використовується для здійснення роботи.

Активна енергія, що споживається електроприймачами, йде на створення корисної роботи й пов'язана з перетворенням в інші види енергії: механічну, теплову, енергію стисненого повітря й газу й т.п. Певний відсоток активної енергії витрачається на втрати. Реактивна потужність Q не пов'язана з корисною роботою електроприймачів і витрачається на створення електромагнітних полів в електродвигунах, трансформаторах, лініях, циркулюючи увесь час між джерелом струму й приймачами.

З курсу ТОЕ відомо, що реактивна потужність може мати індуктивний або ємнісний характер. Будемо вважати реактивну індуктивну потужність Q_L навантажуючою або споживаною, а реактивну ємнісну потужність Q_C генеруючою.

Проходження в електричних мережах реактивних струмів обумовлює додаткові втрати активної потужності в лініях, трансформаторах, генераторах електростанцій, додаткові втрати напруги, вимагають збільшення номінальної потужності або числа трансформаторів, знижує пропускну здатність всієї системи електропостачання.

Повна потужність

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad = P / \cos\varphi . \tag{2.17}$$

Втрати активної потужності

$$P\Delta = (P^2 + Q^2)R / U_{\text{ном}}^2 . \tag{2.18}$$

Коефіцієнт потужності

$$\cos\varphi = P / S = P / \sqrt{P^2 + Q^2} \,. \qquad (2.19)$$

Втрати напруги

$$\Delta U = (PR + QX) / U_{\text{ном}}, \qquad (2.20)$$

де P, Q, S – активна, реактивна й повна потужності;

R й X – активний і реактивний опори елементів електричної мережі;

$U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга мережі.

Реактивною потужністю додатково навантажуються живильні й розподільні мережі підприємства, відповідно збільшується загальне споживання електроенергії. Заходи щодо зниження споживання реактивної потужності: природна компенсація (природний $\cos\varphi$) без застосування спеціальних компенсуючих пристроїв ; штучна компенсація, що частіше називають просто компенсацією.

Природна компенсація реактивної потужності не вимагає більших матеріальних витрат і повинна проводиться на підприємствах у першу чергу. До природної компенсації відносять:

- упорядкування й автоматизація технологічного процесу, що ведуть до вирівнювання графіка навантаження й поліпшенню енергетичного режиму встаткування (рівномірне розміщення навантажень по фазах, зсув часу обідніх перерв окремих цехів і ділянок, перехід енергоємних великих електроприймачів на роботу поза годинами максимуму енергосистеми й, навпаки, вивід у ремонт потужних електроприймачів у години максимуму в енергосистемі);

- створення раціональної схеми електропостачання за рахунок зменшення кількості ступенів трансформації;

- модернізація трансформаторів та іншого електроустаткування старих конструкцій на нові, зроблені з меншими втратами на перемагнічування;

- заміна мало завантажених трансформаторів і двигунів трансформаторами й двигунами меншої потужності і їхнє повне завантаження;

Гострота проблеми компенсації реактивної потужності на сучасному етапі викликана рядом обставин:

- концентрацією та централізацією генеруючих джерел. Передача дешевої реактивної потужності від генераторів електростанції до споживача по лініях електропередач високої та надвисокої напруги стала економічно доцільно;
- здійснення повсюдно політики ресурсо – та енергозбереження. Оптимізація реактивної потужності, у тому числі за допомогою місцевих пристроїв, що компенсують, дозволяє істотно знизити втрати потужності й електричної енергії в мережах;
- підвищені вимоги до якості електричної енергії відповідно до ГОСТ 13.109–97. Реактивна потужність істотно впливає на зміни режиму напруги в електричних мережах;
- недостатня встановлена потужність установок, що компенсують, у живлячих і розподільчих електричних мережах, у тому числі комплектних автоматично керованих конденсаторних батареях.

Проблема компенсації реактивної потужності містить у собі ряд техніко-економічних завдань, а саме:

- проведення заходів для зниження реактивної потужності самих електроприймачів;
- вибір типу й місць установки компенсуючи пристроїв;
- багатокритеріальна оптимізація режимів роботи компенсуючих пристроїв при розвитку й функціонуванні систем електропостачання.

Джерелами реактивної потужності є:

- синхронні компенсатори;
- синхронні двигуни в режимі перезбудження;
- силові статичні конденсатори;
- статичні тиристорні компенсатори;
- високовольтні лінії електропередач повітряні і кабельні;

- генератори електростанцій;

- компенсаційні перетворювачі з штучною комутацією.

1. Синхронні компенсатори є синхронними машинами - генераторами реактивної потужності. Вони працюють в режимі синхронних двигунів на холостому ходу. Відсутність механічного навантаження дозволяє виконувати синхронні компенсатори зі значно меншою у порівнянні з синхронними двигунами величиною повітряного зазору із полегшеним валом. На промислових підприємствах синхронні компенсатори мають обмежене застосування.

Питомі витрати на установку синхронних компенсаторів значно вище, ніж косинусних конденсаторів високої напруги. Втрати активної потужності у синхронних компенсаторів в кілька разів перевищують втрати в конденсаторних установках.

Перевагою синхронних компенсаторів є можливість плавно і автоматично регулювати вироблення реактивної потужності і впливати на рівень напруги у споживачів. Тому потужні синхронні компенсатори широко застосовуються на підстанціях енергосистем.

2. Використання синхронних двигунів в якості додаткових джерел генераторів реактивної потужності. Синхронні двигуни можуть працювати при випереджаючому значенні cos φ і віддавати в мережу реактивну потужність. При відсутності необхідності в цьому синхронні двигуни повинні працювати при cosφ = l, не споживаючи реактивної потужності і не віддаючи її в мережу.

У таблиці 2.1 приведені технічні характеристики синхронних двигунів, які випускаються промисловістю потужністю від 55 до 1000 кВт, які в основному розраховані на роботу з випереджаючим cos φ дорівнює 0,9. При такій величині cos φ синхронний двигун може генерувати реактивну потужність Q, рівну приблизно 50% номінальної активної потужності двигуна Р. При неповному навантаженні синхронного двигуна віддача реактивної потужності може бути збільшена.

Таблиця 2.1 – Технічні характеристики синхронних двигунів потужністю від 55до 1000 кВт

Серія	Габарит	Кількість полюсів	Напруга, В	Потужність,кВт							ККД,%						
				при частоті обертання, об/хв													
				1500	1000	750	600	500	375	300	1500	1000	750	600	500	375	300
ЕСД	91	4,6	380	55	55	-	-	-	-	-	93	92	-	-	-	-	-
ЕСД	92	4	380	75	-	-	-	-	-	-	93	-	-	-	-	-	-
ДС	101	6,8	380	-	75	55	-	-	-	-	-	92	90	-	-	-	-
ДС	102	6,8	380	-	100	75	-	-	-	-	-	92	90	-	-	-	-
ДС	103	6,8	380	-	125	100	-	-	-	-	-	92	91	-	-	-	-
ДС	104	6,8	380	-	160	125	-	-	-	-	-	92	92	-	-	-	-
ДС	113	8	380	-	-	160	-	-	-	-	-	-	92	-	-	-	-
СД	12-24	6,8,10,12	380	-	250	200	160	125	-	-	-	92	92	91,5	90	-	-

Продовження таблиці 2.1

СД	13-42	13-34	13-25	13-20	12-52	12-46	12-42	12-36	12-36	12-29
СД	13-34	6,8,10	16	16,20	4	6,8,10,12	4	6,8	6,8,10,12	6,8,10,12
СД	13-34	6000	380	380	6000	380	6000	6000	380	380
СД	13-34	-	-	-	630	-	500	-	-	-
СД	13-34	-	-	-	-	500	-	320	400	320
СД	13-34	-	-	-	-	400	-	250	320	250
СД	13-34	-	-	-	-	320	-	-	250	200
СД	13-34	-	-	-	-	250	-	-	200	160
СД	13-34	-	160	125	-	-	-	-	-	-
СД	13-34	-	-	100	-	-	-	-	-	-
СД	13-34	-	-	-	94,5	-	93,5	-	-	-
СД	13-34	93	-	-	-	94	-	92	93	92,5
СД	13-34	93	-	-	-	93,5	-	92	93	92,5
СД	13-34	92	-	-	-	93	-	-	92,5	92
СД	13-34	-	-	-	-	92	-	-	91,5	90,5
СД	13-34	-	88,5	88	-	-	-	-	-	-
СД	13-34	-	-	87	-	-	-	-	-	-

Продовження таблиці 2.1

СД	13-52	6,8,10	6000	-	800	630	500	-	-	-	-	94,5	94	93	-	-	-
СД	13-46	4	6000	800	-	-	-	-	-	-	94,5	-	-	-	-	-	-
СД	13-55	4	6000	1000	-	-	-	-	-	-	95	-	-	-	-	-	-

При цьому для розрахунку найбільшою компенсуючої здатності двигуна можна застосувати вираз, виявлений Л. П. Литваком.

$$q_{\text{макс}} = \left[\sin\varphi + (1-\beta) \cdot \left(\frac{\sin\varphi}{48 \cdot \sin\varphi - 32} + 0,4 \right) \right] \cdot 100, \quad (2.21)$$

де $q_{\text{макс}}$ - максимальна компенсуюча спроможність двигуна.

$$q_{\text{макс}} = \frac{Q}{S} \cdot 100, \quad (2.22)$$

де β - коефіцієнт завантаження двигуна.

Максимальна компенсуюча здатність синхронного двигуна досягається при номінальному значенні струму збудження. При зменшенні струму збудження компенсуюча здатність двигуна різко падає. За досвідченим даними при зменшенні струму всього на 20% компенсуюча здатність двигуни при cos φ=0,8 і β = 0,7 падає на 45%.

Величина реактивної потужності Q, яку синхронний двигун може генерувати в мережу при номінальному навантаженні і номінальному випереджаючому cos φ при номінальному значенні струму збудження вважається номінальної реактивною потужністю синхронного двигуна.

Реактивна потужність, яку синхронний двигун може генерувати, визначається умовами нагрівання статора і ротора. Ця потужність залежить від коефіцієнта завантаження двигуна по активній потужності і від напруги мережі, до якої він приєднаний. При заданому коефіцієнті завантаження двигуна реактивна потужність, яку він може генерувати, при зниженні напруги мережі зростає і при підвищенні знижується, якщо зміна напруги мережі невелика. Так, наприклад, синхронний двигун типу СДН на напругу 6 і 10 кВ при β = 0,9 і при зниженні напруги мережі в порівнянні з номінальною на 5% може генерувати реактивну потужність, рівну 130% номінальної, без перегріву статора і ротора. Навпаки, при підвищенні напруги на 5% допустима величина генерованої двигуном реактивної потужності зменшується до 96%. При зниженні завантаження синхронного двигуна генерована реактивна потужність може бути збільшена.

Для підтримки рівня напруги в мережі приміняється релейне форсування збудження синхронного двигуна, яка спрацьовує при короткочасних зниженнях напруги в мережі до 85%, при цьому тривалість форсування приймається зазвичай до I хв. а співвідношення струму збудження при форсуванні до номінального струму рівним 2.

Активні втрати на генерацію реактивної потужності синхронними двигунами. Коефіцієнт корисної дії синхронних двигунів залежить від їх навантаження. Генерація реактивної потужності при випереджаючому cos φ супроводжується певними додатковими активними втратами ΔР. Ці втрати, віднесені до реактивної потужності $Q_н$, що генерується двигуном, характеризують економічних синхронного двигуна як генератора реактивної потужності.

Величина додаткових втрат активної потужності на генерацію синхронним двигуном реактивної потужності ΔР, кВт, може бути визначена за формулою

$$\Delta P = D_1\alpha + D_2\alpha, \qquad (2.23)$$

де $\alpha = Q/Q_{ном}$ - відношення генерованої двигуном реактивної потужності до номінальної;

D_1 та D_2 - параметри синхронного двигуна, кВт, величина яких залежить від типу двигуна, його потужності і частоти обертання.

Величина зазначених параметрів залишається практично незмінними в межах зміни коефіцієнта завантаження двигуна по активній потужності від 0,5 до 1 і зміни напруги мережі від 95 до 110% номінального.

Величина питомих втрат активної потужності на генерацію $\Delta P/Q_{ном}$ характеризує економічність синхронного двигуна як засобу компенсації реактивної потужності, зростає при зниженні потужності двигуна та його частоти обертання.

Таблиця 2.2 – Залежність питомої витрати активної потужності від частоти обертання для двигунів серії СДН $U_{ном} = 6$ кВ $P_{ном} = 1000$ кВт

Частота обертання	об/хв	1000	750	500	250	167
Питомі витрати	кВт/Мвар	17,8	18,2	24,5	33,7	38,4

Таблиця 2.3 - Залежність питомої витрати активної потужності від потужності двигуна для двигунів серії СДН $U_{ном} = 6$ кВ з частотою обертання 750 об/хв

Потужність двигуна	кВт·год	10000	6300	4000	2000	1000
Питомі втрати	кВт/Мвар	8,9	10,4	11,2	14,9	18,2

Значення параметрів D_1 і D_2 для синхронних двигунів серій СДН, СТДН на напругу 6 і 10 кВ і СД та СДЗ на напругу 380 В визначені в результаті проведених досліджень.

3. Конденсаторні батареї. Необхідна потужність компенсуючих пристроїв (статичних конденсаторів) визначається для кожного споживача окремо. Ємність конденсаторної батареї С для мережі (поперечна компенсація) при з'єднанні конденсаторів в трикутник, мкФ,

$$C = \frac{Q \cdot 10^9}{2\pi f U_{\text{ном}}^2}, \qquad (2.24)$$

де $U_{ном}$ - номінальна напруга конденсаторів.

Найпоширенішими ДРП є конденсаторні батареї. Останнім часом все більше поширення набувають автоматичні пристрої компенсації реактивної потужності (АПКРП) . Дані пристрою дозволяють регулювати реактивну потужність шляхом включення і відключення необхідної кількості ступенів (секцій) з конденсаторами в автоматичному режимі.

4. Тиристорний компенсатор. Штучний здвиг фаз з випереджуючим cos φ можна отримати в схемах з напівпровідниковими керованими вентилями – тиристорами.

Напівпровідниковим компенсуючим пристроям приділяється велика увага з декількох причин. По-перше напівпровідникові, зокрема, тиристорні випрямлячі і перетворювачі частоти отримують все більше використання в електроприводах та інших електроустановках, і вони часто мають низький cos φ, тобто є споживачами реактивної потужності, але ж при деяких змінах в їх схемах можна використовувати в якості компенсуючих пристроїв, генеруючи реактивну потужність. По-друге, напівпровідникові пристрої є принципово відмінними від інших споживачів або джерел реактивної потужності. Споживання або генерування реактивної потужності здійснюється в них шляхом штучного здвигу фаз між струмом і напругою відповідними комутаційними пристроями.

Робота багатьох електроприймачів супроводжується споживанням з мережі не тільки активної, але і реактивної потужності. Традиційний термін «споживачі

реактивної потужності», широко використовуваний електриками як у повсякденній практиці, так й у технічній літературі, є терміном умовним, що не відбиває фізичної сутності реактивної потужності. Більше правильним є термін «індуктивні приймачі електроенергії», а в ряді випадків може бути застосований термін «реактивні навантаження».

Таблиця 2.4 - Дольова участь окремих видів електроприймачів в загальному балансі реактивної потужності

№ п/п	Вид споживача	Дольова участь в %
1	Асинхронні двигуни	50
2	Силові трансформатори	25
3	Електропобутові прилади і лампи	10
4	Електропічні установки	6
5	Повітряні ЛЕП і реактори	5
6	Електрозварювання	2
7	Перетворюючі установки	2
8	Інші	1

Найпоширенішим електроприймачем, споживаючим з мережі реактивну потужність, є асинхронний двигун. Величина коефіцієнта реактивної потужності асинхронного двигуна змінюється в широких межах залежно від потужності, числа оборотів, від коефіцієнта його завантаження і від величини напруги, підведеної до його затискачів, згідно зі статичною характеристикою.

2.4 Способи компенсації реактивної потужності

Повздовжна компенсація

Як нам вже відомо, напруга на струмоприймачеві залежить від втрат в живлячій мережі, трансформаторах підстанцій і втрат в тяговій мережі. Основною складовою цих втрат є індуктивна складова, тобто привалюючим є значення індуктивного опору. Звідси, зменшити втрати напруги можна зменшивши

індуктивний опір, тобто включивши послідовно конденсаторну батарею. Таке включення конденсаторів називається повздовжньою компенсацією.

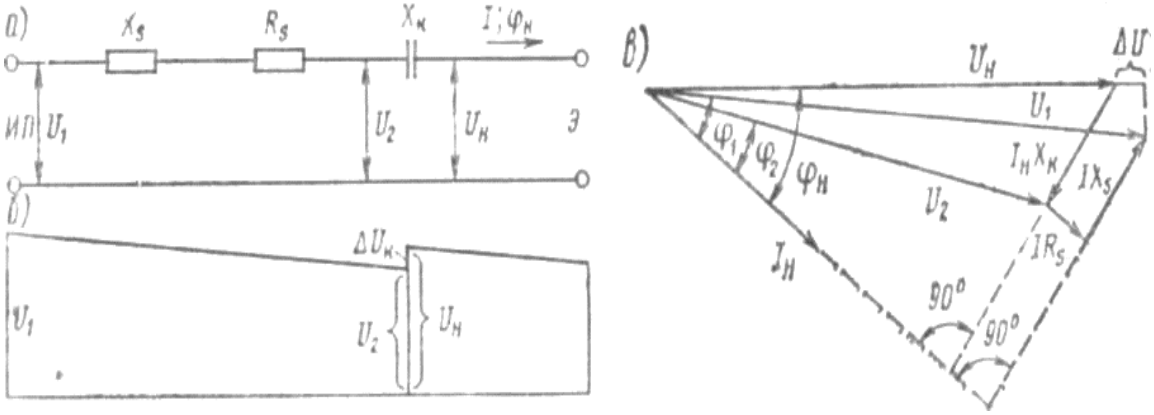


Рисунок 2.3 – Повздовжна компенсація:

а) схема заміщення б) діаграма розподілу напруги в) векторна діаграма

З векторної діаграми слідує: в місцях включення повздовжньої компенсації видно, що напруга змінюється стрибком на значення ΔU_K, яке є арифметичною різницею міжU_2 та U_3, при цьому також зменшується кут зсуву, що призводить до покращення коефіцієнту потужності системи .

Установки повздовжньої компенсації можуть розташовуватись в будь-якій точці , навіть на електровозі, але місце їх розташування визначається з техніко-економічного розрахунку. Залежно від місця розташування цих установок умови роботи і вплив їх на напругу у споживача будуть різними. На рис.2.3 показані можливі місця розташування установок ПДК для найпростішої схеми живлення тягових підстанцій від лінії передачі. Перепад (стрибок) напруги на установках ПДК пропорційний струму, що протікає через них. Якщо через установки ПКД протікає струм тільки даного споживача, то і стрибок напруги залежить тільки від струму цього споживача. Якщо ж через установки ПДК протікають струми і інших споживачів, то перепад напруги залежить вже І від останніх. При цьому треба враховувати, що напруга за установками ПДК не повинна бути вищою допустимої для устаткування, приєднуваного до цієї крапки. Отже не можна в «запас» вибрати

ємність установок ПДК так, щоб компенсувати втрати напруги для видалених споживачів, оскільки тоді у найближчого споживача (на трансформаторі підстанції або електровоза) напруга вийде за допустимі межі.

При розташуванні пристроїв ПДК в точках а, б, в, г (див. рис.2.3.) через них протікатимуть сумарні струми підстанцій і компенсуватися будуть тільки втрати напруги в лінії передачі до відповідної підстанції. Наприклад, при розташуванні установки ПДК в крапці *в* для підстанцій П3 і П4 компенсуватимуться втрати в лінії на довжині від джерела живлення до підстанції П3 від струмів підстанцій П3 і П4,

У разі розташування установки ПДК в точці 2 на вводі тягової підстанції компенсуватимуться втрати напруги в лінії до даної підстанції від її струму. При такому розташуванні, природно, не вдасться компенсувати втрати напруги в лінії до даної підстанції від навантажень інших підстанцій і втрати до інших підстанцій від навантаження даної.

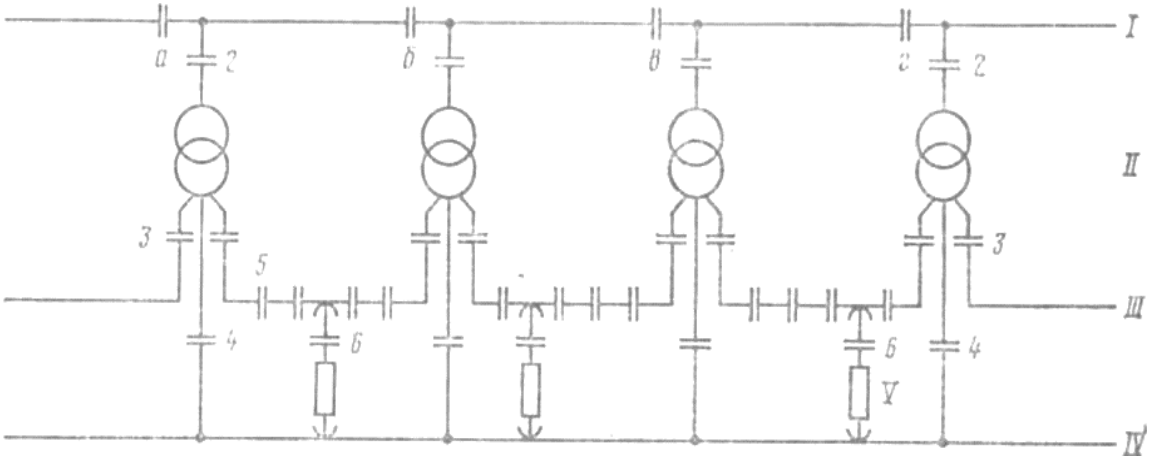


Рисунок 2.4 – Схема можливого розташування установок ПДК

При розташуванні установок ПДК в точках 3 (на фідерах, що живлять контактну мережу) можна компенсувати додатково ще і втрати в трансформаторах підстанції, що викликаються струмами даної фідерної зони (плече підстанції).

Якщо застосовуються однофазні трансформатори, то установки ПДК можна включити замість живлячого в зворотний дріт.

Включення установок ПДК у відсмоктуючий дріт 4 дає можливість компенсувати втрати напруги, викликані струмами обох суміжних фаз, що приводить до вирівнювання їх напруги.

Компенсація індуктивних втрат напруги може бути досягнута і при розподіленому розміщенні установок ПДК на контактній мережі (в точках 5, рис.2.4). При цьому контактна мережа в місці розташування установок ПДК секціонується і секційне роз'єднання шунтується ПДК.

Перевагою застосування пристроїв повздовжньої компенсації є автоматичність та без інерційність дії при компенсації реактивних складових втрат напруги. До недоліків відносять: залежність напруги від протікаю чого струму. При виникненні К.З. напруга може досягати небезпечних значень, тому необхідно захищати конденсатори від перенапруг.

Поперечна компенсація

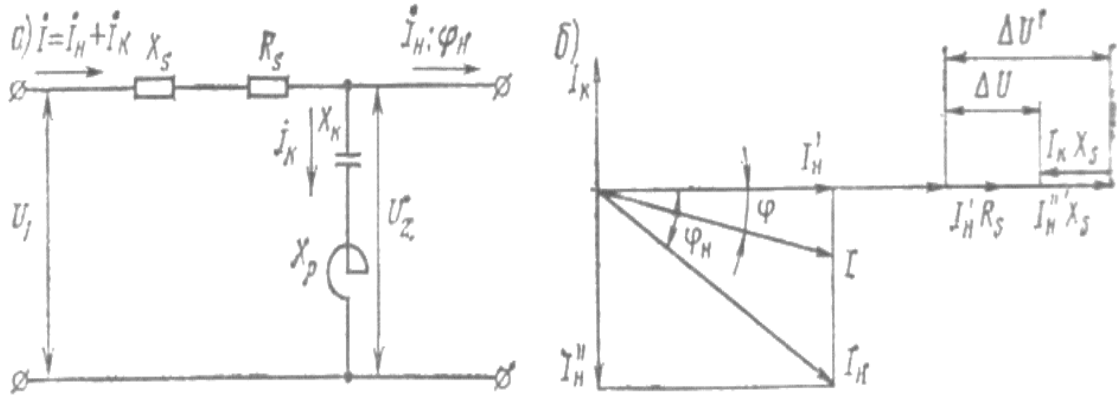


Рисунок 2.5 – Схема заміщення (а) і векторна діаграма (б) при поперечній компенсації

Розглянемо принципову схему ППК стосовно простого однофазного кола з індуктивним навантаженням (рис. 2.5,а). З векторної діаграми рис. 2.5., б видно, що включення конденсаторної батареї зменшує кут зсуву між струмом і напругою на початку лінії, тобто покращує коефіцієнт потужності. Дійсно $\varphi<\varphi_н$. Одночасно зменшується втрата напруги в системі з $\Delta U'$ до ΔU:

$$\Delta U = I'_H \cdot R_S + I''_H \cdot X_S - I_K \cdot X_S . \quad (2.25)$$

З виразу (2.25) і з векторної діаграми видно, що відповідним підбором X_K (а отже, I_K) можна звести втрату напруги до нуля і навіть дати їй негативне значення. У останньому випадку напруга у споживача стане вищою за напругу у джерела енергії. Включення конденсаторної батареї на шинах тягових підстанції 27,5 кВ створює умови для виникнення резонансу напруг. В даному випадку коливальний контур має дві паралельні гілки: одна гілка складається з індуктивних опорів системи і трансформаторів підстанції, інша утворюється індуктивними опорами тягової мережі і електровозів.

При збільшенні напруги стрибком, яке відбувається у момент закінчення комутації вентилів електровоза, тобто двічі за один період, в коливальному контурі виникає струм власних коливань. Цей струм має підвищену частоту і може досягати значень, однакових з основним струмом. Як відомо, резонанс напруг виникає при тобто при $X_P = X_K$, тобто при

$$2\pi fL = 1/2\pi fC , \quad (2.26)$$

де L і C - індуктивність і ємність коливального контуру.

Якщо задані параметри L і C, то частота, при якій виникає резонанс,

$$f = 1/2\pi\sqrt{LC} . \quad (2.27)$$

Щоб розладнати резонанс на всіх гармоніках — 3, 5, 7-й (і т. д.) необхідно для всього цього ряду порушити умову резонансу .

Для цієї мети послідовно з конденсаторною батареєю включають реактор (див. рис. 2.5). Підібравши індуктивність реактора так, щоб його індуктивний опір для 3-й гармоніки $f_3 = 150$ Гц був рівним з ємнісним опором батареї, тобто $X_{\text{рз}} = X_{\text{кз}}$, можна бути впевненим, що індуктивний опір всього контуру для цієї

частоти перевершуватиме ємність, тобто резонанс стане неможливим. Для гармонік вищого порядку індуктивний опір збільшуватиметься, а ємність падати, тобто резонанс тим більше буде неможливий.

Включення послідовно з конденсаторною батареєю реактора приведе до збільшення напруги на конденсаторній батареї на 12,5% відносно напруги на шинах. Струм залишиться тим же, отже, на 12,5% збільшиться і потужність конденсаторної батареї. Враховуючи протікання через батарею струму 3-ї гармоніки, збільшують її потужність не на 12,5, а на 20 %.

Поперечна компенсація набула поширення для підвищення коефіцієнта потужності промислових підприємств. Це стало можливим завдяки простоті пристрою, захисту, управління, обслуговування та експлуатації, можливості дроблення потужності конденсаторних батарей, установлення їх у будь-якому місці мережних пристроїв, де це економічно доцільно з урахуванням технічних та експлуатаційних умов.

При використанні поперечної компенсації рівень напруги підвищується, але коливання напруги при зміні навантаження зберігаються, як і до компенсації. У години мінімуму навантаження системи напругу на затискачах конденсаторів може виявитися вище номінального. Відхилення напруги зростає при збігу мінімуму навантаження підприємства з мінімумом навантаження системи. У таких ситуаціях необхідно вживати заходів до його зниження. Одним із заходів є регулювання потужності приєднаних до мережі конденсаторів автоматично або діями експлуатаційного персоналу шляхом відключення конденсаторної батареї повністю або частково за заздалегідь розробленому графіку.

Повторно-короткочасні і ударні навантаження викликають коливання напруги на шинах джерела живлення, а отже, і в інших приймачів з без ударним навантаженням. Живлення таких навантажень по окремих лініях і навіть від окремих трансформаторів не завжди виявляються економічно доцільними.

Поздовжня компенсація, підвищуючи напругу у прийомного кінця, забезпечує коливання напруги в менших межах. Її доцільно використовувати при короткочасних і різко змінюються навантаженнях. При використанні поздовжньої

компенсації номінальна потужність конденсаторів використовується неповністю, так як змінюється пропорційно квадрату проходить по лінії струму. Включення послідовно в мережу ємності знижує реактивний опір ланцюга (мережі і живлячого трансформатора), що призводить до збільшення струмів короткого замикання. В установках напругою до 1000 В ця обставина має особливе значення, так як не завжди вдається підібрати відключаючу апаратуру з достатньою стійкістю до струмів короткого замикання. Через це нерідко доводиться вдаватися до обмеження одиничної потужності встановлюваних трансформаторів.

Властивості поперечної та поздовжньої ємнісної компенсації розмежовують їх область застосування в системах електропостачання. Поздовжня компенсація застосовується як спосіб регулювання і стабілізації напруги в електричних мережах з різко змінним навантаження. Поперечна компенсація застосовується для підвищення cos φ і для регулювання напруги в системах електропостачання промислових підприємств.

На тягових підстанціях установки ППК включають до вторинних обмоток трансформаторів.

Поперечна компенсація може розташовуватися і в проміжку між підстанціями, наприклад на секційному посту. В цьому випадку можуть бути додатково зменшені втрати енергії в тяговій мережі і підвищено напругу в ній. При малому навантаженні на фідерної зони напруга може вийти за межі, що допускаються, враховуючи до того ж, що потужність ППК росте із збільшенням напруги. Навпаки при великому навантаженні і пов'язаним з цим пониженні напруги в мережі ефект від ППК буде з тієї ж причини сильно падати. У цих умовах доцільно застосовувати регульовану установку.

На залізницях широко застосовують ступінчасто-регульовані установки поперечної компенсації.

3 РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ

Розрахунок навантажень здійснюється для вибору та перевірки струмоведучих елементів (шин, кабелів, проводів), силових трансформаторів, а також для розрахунку втрат, коливань та відхилень напруг та ін

Для визначення розрахункових навантажень підприємства використовуємо метод коефіцієнта максимуму. Розрахунок навантажень ведеться за найнавантаженішу зміну, під час якої є найбільшим споживачем електричної енергії.

Для даного підприємства відомі кількість, паспортні дані та режим роботи обладнання. Тому розрахункові навантаження визначають за формулою:

$$P_p = K_M \cdot P_{CM} = K_B \cdot K_M \cdot P_H, \text{ кВт},$$

де P_{CM} - середнє навантаження за найнавантаженішу зміну групи електроприймачів однакового режиму, кВт;

P_H - сумарна встановлена потужність електроприймачів (ЕП) цієї групи, кВт;

K_M - коефіцієнт максимуму навантаження;

K_B - коефіцієнт використання.

За цією формулою визначаємо розрахункове активне навантаження групи ЕП. Групова встановлена потужність групи (ЕП) даного цеху визначається, як сума номінальних потужностей окремих ЕП, тобто:

$$P_H = \sum_{i=1}^{n} P_H .$$

Середня активна та реактивна потужності за найзавантаженішу зміну для групи ЕП одного режиму роботи визначається:

$$P_{CM} = K_B \cdot P_H;$$

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot tg\ \varphi_{см},$$

де tg φ - функція від характерного cos φ для даної групи ЕП.

Коефіцієнт максимуму Км активної потужності визначається для різних коефіцієнтів використання за довідковими таблицями в залежності від ефективного числа ЕП або за залежностями $К_М = f(n_e)$, при $К_В = 0,1 \div 0,9$, в залежності від величини групового коефіцієнту використання та зведеного числа електроприймачів n_e.

У загальному виді ефективне число ЕП

$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^{n} P_H\right)^2}{\sum_{i=1}^{n} P_H{}^2};$$

Для спрощення розрахунків вводиться поняття коефіцієнту максимуму:

$$m = \frac{P_{H\max}}{P_{H\min}};$$

Ефективне число електроприймачів приймається рівним дійсному їх числу, якщо $m \leq 3$. При $m > 3$ і $К_В \geq 0,2$:

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^{n} P_H}{P_{H\max}},$$

де P_{Hmax} - потужність найбільшого ЕП групи, якщо $n_e > n$, то слід прийняти $n_e = n$.

При $m > 3$ та $n_e < 4$ - розрахункове навантаження приймається рівним:

$$P_p = \beta \cdot P_H, \ кВт;$$

де β - коефіцієнт завантаження, який дорівнює 0,9 - для електроприймачів тривалого режиму роботи електрообладнання та 0,75 - для електроприймачів повторно-короткочасного режиму роботи.

ЕП, сумарна потужність яких не перевищує 5% потужності всієї групи, не враховується в виразах для m.

Методика визначення розрахункової реактивної потужності залежить від значення n_e:

$$n_e > 10; \ Q_p = Q_{см}, \ кВар;$$

$$n_e < 10; \ Q_p = 1{,}1Q_{см}, \ кВар;$$

Після визначення електричних активних та реактивних навантажень, визначаємо повну розрахункову потужність

$$S_p = \sqrt{P_p^{\,2} + Q_p^{\,2}}, \ кВ \cdot А;$$

Визначення середньої активної та реактивної потужності за найнавантаженішу зміну цеха.

Сумарна встановлена потужність електроприймачів складає 241,4 кВт.

$$P_{СМ} = K_В \cdot P_Н = 0{,}3 \cdot 241{,}4 = 72{,}4 \ кВт,$$

$$Q_{СМ} = P_{СМ} \cdot tg\ \varphi_{см} = 72{,}4 \cdot 0{,}75 = 54{,}3 \ кВар.$$

Знаходимо значення m:

$$m = \frac{P_{H\max}}{P_{H\min}} = \frac{30}{3} = 10;$$

Визначаємо ефективне число електричних приймачів

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^{n} P_H}{P_{H\max}} = \frac{2 \cdot 241.4}{30} = 16,$$

Для визначення розрахункової потужності Рр, знаходимо коефіцієнт максимуму, [3]:

$$Км = f(n_e; K_B); \quad Км = 1,09.$$

Знаходимо P_p й Q_p цеху:

$$P_p = K_M \cdot P_{CM} = 1,09 \cdot 72,4 = 78,9 \ кВт;$$
$$Q_p = Q_{CM} = 54,3 \ кВар,$$

тому що $n_e > 10$.

Визначаємо повне розрахункове навантаження електроприймачів:

$$S_p = \sqrt{P_p^{\,2} + Q_p^{\,2}} = \sqrt{78,9^2 + 54,3^2} = 95,78 \ кВ \cdot А.$$

Аналогічно розраховується навантаження для інших цехів.

Виходячи з питомої потужності, що витрачається на одиницю освітлення площі виробничих корпусів і складів, визначається потужність яка витрачається на освітлення

$$P_{р.о} = P_{пит.} \cdot F,$$

де $P_{р.о}$ - розрахункове освітлювальне навантаження, кВт;

F - площа приміщення, м^2.

Для освітлювання виробничих приміщень:

$$P_{пит} = 10 \div 15 \ Вт/м^2;$$

Для допоміжних виробничих приміщень:

$$P_{пит} = 8 \div 10 \ Вт/м^2;$$

Для складів:

$$P_{пит} = 4 \ Вт/м^2;$$

Визначаємо потужність яка витрачається на освітлення: загальна площа приміщення:

$$F = 510 \text{ м}^2, \quad P_{р.о} = 510 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 5{,}1 \ кВт.$$

Враховуючи економічно обґрунтовані величини реактивної потужності, яку енергосистема може передавати промисловим підприємствам у період максимуму та мінімуму навантаження енергосистеми $Qe_1 = 0{,}2 \cdot Qp$ і $Qe_2 = 0$ розрахункова потужність визначається за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_p^{\,2} + (0.2 \cdot Q_p)^2} = \sqrt{1260^2 + (0{,}2 \cdot 568)^2} = 1265 \ кВ \cdot А.$$

Вибір потужності компенсуючих пристроїв буде розраховано після уточнення потужності трансформаторів.

Картограма навантажень являє собою кола. Для кожного цеха окреслиться коло, центр якого збігається з центром навантажень цеха. Кожне коло поділяється

на сектори, які відповідають освітлювальному навантаженню та силовому. Користування картограмою навантажень робить роботу найточнішою і дозволяє запобігти серйозним похибкам.

Для кожного цеха креслиться своє коло. Центр електричних навантажень можна прийняти співпадаючим з центром ваги фігури, що зображає корпус підприємства на плані. Підстанцію слід розмістити, як найближче до центра навантажень. Таке розміщення підстанції дозволяє звести до мінімуму протяжність мереж, втрати енергії та коливання напруги.

Кола на картограмі навантажень відповідають у певному масштабі розрахунковому навантаженню. Площі кіл пропорційні навантаженням, а центри збігаються з центрами навантажень окремих цехів.

Кола поділяються на сектори, площі яких у певному масштабі відповідають певному типу навантажень:

а) розрахункове навантаження електроприймачів;

б) розрахункове освітлювальне навантаження.

На генплані підприємства довільно проводяться вісі координат і знаходяться координати центра навантажень цехів.

Координати умовного центру електричних навантажень визначаємо, виходячи з виразу:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n P_i \cdot x_i}{\sum_1^n P_i}; \quad y_0 = \frac{\sum_1^n P_i \cdot y_i}{\sum_1^n P_i}$$

де x_0, y_0 - координати електричних навантажень підприємства; x_i, y_i - координати електричних навантажень і-го цеху; P_i - розрахункове навантаження і-го цеху.

При побудові картограми враховуємо тільки активні навантаження.

$$P_i = P_p + P_0,$$

де P_0 - розрахункове навантаження внутрішнього освітлення споруд:

$$P_0 = Кс \cdot Рн.о.,$$

де Кс - коефіцієнт попиту освітлювального навантаження;

Рн.о. - номінальна напруга освітлювального навантаження, яка дорівнює:

$$Рн.о. = P_{пит.} \cdot F, \text{ кВт},$$

де $P_{пит.}$ - питоме освітлювальне навантаження, Вт/м2;

F - площа приміщення, м2 ,

$$F = a \cdot b \cdot c \cdot m^2,$$

де а - довжина будинку, м;

b - ширина будинку, м;

с - кількість поверхів;

m - масштаб за генпланом, m = 1 : 500.

Радіус кола і-го цеха можна визначити за формулою:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{m' \cdot \pi}},$$

де m' - масштаб площі кола, який вибирається з міркувань наочності картограми, кВт/мм2;

Приймаємо m’ = 0,05 кВт/ мм2;

Кут, що обмежує сектор освітлювального навантаження:

$\alpha = (P0/Pp) \cdot 360°$.

Визначаємо повну розрахункову потужність

$$P_i = P_p + P_0,$$

$$P_i = 78.9 + 5{,}1 = 84 \ \ кВт.$$

Визначаємо радіус кола і-го цеха:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{m' \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{84}{0{,}05 \cdot 3{,}14}} = 23{,}1 \ \ мм.$$

Кут, що обмежує сектор освітлювального навантаження:

$$\alpha = (P_0/Pp) \cdot 360° = (5{,}1/80{,}4) \cdot 360° = 22{,}3°.$$

Знаходимо відстані відносно осей, побудованих на генплані – $x_1 = 157$ *м;* $y_1 = 22{,}5$ *м.*

Тоді координати умовного центра електричного навантаження:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n P_i \cdot x_i}{\sum_1^n P_i} = 577 \ \ м; \quad y_0 = \frac{\sum_1^n P_i \cdot y_i}{\sum_1^n P_i} = 48 \ \ м.$$

Центр графічних навантажень по заводу $x_0 = 575$ *м;* $y_0 = 152$ *м.*

Вимоги безпеки праці при обслуговуванні компенсуючих пристроїв на тягових підстанціях.

Основним устаткуванням компенсуючого пристрою є конденсатори і реактор. Силові конденсатори і конденсаторні установки повинні відповідати вимогам діючого стандарту ГОСТ 12.2.007.5 – 75 «Система стандартов безопасности труда. Конденсаторы силовые. Установки конденсаторные. Требования безопасности»

Конденсатори мають бути герметичними. Конденсатори в металевих корпусах з ізольованими від корпусу виводами повинні мати на корпусі болт для заземлення і один з виводів яких сполучений з корпусом, повинні мати на корпусі знак високої електричної напруги по ГОСТ 12. 4. 027 – 76 «Знак электрического напряжения. Форма и размеры. Технические требования» або напис «Обережно! Корпус під напругою».

Конденсатори на напругу до 1050 В включно повинні мати вбудовані всередину корпуса плавкі запобіжники, що захищають їх при пробої секції.

Конденсатори після відключення їх від електромережі повинні допускати незалежно від автоматичного розряду індивідуальний розряд замиканням виводів накоротко або на резистор, а також на корпус і на землю. Значення опору резистора має бути вказане в стандартах або технічних умовах на окремі види конденсаторів.

На конденсаторах з вбудованими розрядними резисторами амплітудне значення напруги після відключення конденсатора повинне знижуватися до 50 В за час не більш: 1 хв. – для конденсаторів на номінальну напругу 660 В і нижче, 5 хв. - для конденсаторів на номінальну напругу понад 660 В.

Каркас конденсаторної батареї повинен мати пластину для приєднання заземлюючих провідників.

Болт заземлення кожного з вхідних в батарею конденсаторів, які не ізолюються відносно землі, має бути сполучений провідником з каркасом батареї.

Двері комірок конденсаторних установок на напругу 1000 В і нижче повинні закриватися на вбудований замок.

При діленні конденсаторної установки на секції, роз’єднувачі секцій мають бути забезпечені блокуванням з вимикачем батареї, що не допускає відключення секції без відключення всієї батареї.

Конденсаторні установки на напругу 1000 В і нижче повинні мати груповий захист конденсаторів від струмів КЗ, здійснювану плавкими запобіжниками. Конденсаторні установки повинні мати світлову сигналізацію або вольтметр у введеннях комірок, вказуючи наявність напруги на них, а багатоступінчасті установки, крім того, повинні мати сигналізацію про включення кожного ступеня.

Конденсаторні установки на тягових підстанціях оглядають щодня (без відключення), а в тяговій мережі – не рідше за 1 раз на 10 днів. Під час огляду перевіряють справність огороджень, запорів, блокувань і заземлень, відсутність пилу, грязі, тріщин на ізоляторах, випучування стінок конденсаторів і слідів витікання просочуючої рідини з конденсаторів, відсутність сторонніх предметів у бетонному реакторі, рівень масла та відсутність течі масла в масляному реакторі, справність всіх контактів (візуально), відсутність їх нагріву, температура навколишнього середовища, величини струмів по кожній фазі батареї, напруга на шинах 10 кВ, напруга небалансу на фільтрокомпенсуючих пристроях (ФКП) (не більше 8 В), показання лічильника реактивної енергії, кількість ввімкнень вакуумного вимикача за кожну добу, наявність і справність захисних засобів і засобів гасіння пожежі і тому подібне. Температуру повітря в місці розташування конденсаторних установок контролюють ртутним термометром або іншими приладами і обов'язково відзначають температуру в літній час, вдень в період найбільш високої температури.

Експлуатація конденсаторів забороняється: якщо напруга на виводах одиночного конденсатора перевищує 110 % від його номінальної напруги; при температурі навколишнього повітря вище 40 ˚С і нижче мінус 40 ˚С, якщо перерва в роботі склала більше однієї години; при спучуванні стінок конденсаторів; при нерівномірності завантаження фаз трифазної установки більше ніж на на 10 % по фазах; якщо є краплинна теча просочуючої рідини конденсаторів і, нарешті, в разі пошкодження фарфорових прохідних ізоляторів вводів конденсаторів .

Поточний ремонт виконують 2 рази на рік з відключенням установки: ретельно перевіряють справність контактів у і заземлюючих колах, оскільки несправність може бути причиною передчасного виходу конденсаторів з ладу і аварій всієї установки, замінюють дефектні конденсатори, відновлення лакофарбових покриттів здійснюють нанесенням ґрунтів і емалей, перевіряють відсутність замикання між обкладинками і корпусом конденсаторів мегомметром на 2500 В. Обов'язковим при поточному ремонті є випробування пристроїв автоматики, релейного захисту і дії приводів вимикачів і роз’єднувачів.

Перевіркою розподілу напруги по рядах визначають пошкоджені конденсатори або конденсатори з великим числом згорілих внутрішніх запобіжників.

Для більшої точності рекомендується виконувати вимірювання приладами класу точності 0.5 електродинамічної або електромагнітної системи. Перевіряють розподіл напруги 6 разів на рік, причому одну з перевірок суміщають з поточним ремонтом.

Раз на три роки перевіряють ємкість конденсаторів. Вимірювати ємкість рекомендується при температурі + 15, + 35 °С методом, що забезпечує відносну погрішність не більш ± 1% для конденсаторів на напругу понад 660 В і не більш ± 2 % для конденсаторів на напругу 660 В і нижче.

Шкідливі фактори : підвищена температура повітря, недолік освітленості (роботи можуть проводиться усередині будівлі), шум створюваний пристроями тягової підстанції.

Підвищена температура повітря може призвести до ураження органів дихання та смерті, тим більше, що якщо ця температура більше плюс 40 ˚С, бо можуть виділятися з конденсаторів і з установок поруч шкідливі пари, несприятливо діє на організм людини і може з'явиться причиною професійних і виробничий захворювань. При роботі в умовах підвищеної температури знижується продуктивність праці, уповільнює реакція людини на ті або інші подразники.

При визначенні вимог, що пред'являються до освітлення, виходять з основних властивостей зору, що припускає створення умов, що виключають стомлення зору і виникнення причин виробничого травматизму. Освітлювальні установки повинні забезпечувати:

- достатню яскравість робочої поверхні або її достатню освітленість;

- достатню рівномірність розподілу яскравості (або освітленості) на робочій поверхні;

- відсутність грубих і різких тіней на робочих поверхнях, а також на підлозі і в проходах;

- відсутність у полі зору спостерігача великих яскравостей;

- постійність освітленості робочої поверхні в часі.

Всі ці вимоги враховуються нормами проектування, що діють, і правилами експлуатації освітлення у виробничих приміщеннях і на відкритих просторах. Основним нормативним документом, що регламентує норми проектування, є глава СНіП-2-4-79 «Природне і штучне освітлення», з урахуванням якого розробляються галузеві норми штучного освітлення об'єктів залізничного транспорту. Для того, щоб те або інше робоче місце в приміщенні було забезпечено природним світлом в світлий час доби необхідний пристрій відповідних світлових отворів.

Інтенсивний шум несприятливо діє на організм людини і може з'явиться причиною професійних і виробничий захворювань. При роботі в умовах шуму знижується продуктивність праці. Шум притуплює увага, уповільнює реакцію людини на ті або інші подразники, заважає сприйняттю корисних сигналів. Шумом називається сукупність звуків, що заважають сприйняттю корисних сигналів або що порушують тишу, а також звуків, що роблять шкідливий або дратівливий вплив на організм людини.

Джерелом шуму на тяговій підстанції є механічні коливання частокелектротехнічних пристроїв, спричинених змінним магнітним і електричним полями. До методів боротьби з цим шумом відноситься:

- застосування феромагнітних матеріалів;

- зменшення щільності магнітних потоків в електричних машинах (за рахунок належного вибору їх параметрів, якісного стягування пакетів пластин магнітопроводів трансформаторів, дроселів, якорів і тому подібне);

- косі пази для обмоток в статорах і роторах машин, що зменшують імпульси сил взаємодії обмоток і що розтягують ці імпульси в часі.

Небезпечні фактори: електробезпека, вибухонебезпека і пожежонебезпека.

Конденсаторні установки можуть бути вибухонебезпечні і пожежонебезпечні на тяговій підстанції. Вибухом називається надзвичайно швидке хімічне перетворення речовини, що супроводжується виділенням енергії і утворенням газів, здатних провести роботу.

При розробці технічних заходів, направленихна забезпечення вибухобезпечності технологічних процесів, потрібно виходити з необхідності запобігання утворенню вибухонебезпечних сумішей, виникнення імпульсів займання, можливості розповсюдження полум'я.

Електричний струм, проходячи через тіло людини, виконує термічну, електролітичну і біологічну дію. Теплова дія струму виявляється в опіках тіла, нагріві і пошкодженні кровоносних судин, перегріві нервів і інших органів, що викликає в них значні функціональні розлади. Електрична дія струму виявляється в розкладанні органічної рідини, зокрема крові, викликаючи порушення її фізіологічного складу, а також тканини в цілому. Біологічна дія струму виражається в порушенні біоелектричних процесів в організмі, що приводить до прямої дратівливої дії на тканини, по яких проходить струм, а також рефлекторній дії, при протіканні струму через центральну нервову систему. В результаті виникають мимовільні, судорожні скорочення м'язів, механічне пошкодження тканин, порушення або повне припинення роботи органів дихання і кровообігу.

Дія електричного струму приводить до двох основних видів уражень – електричної травми і електричного удару. Електрична травма – місцеве, поверхневе порушення цілісності тканин, зокрема кісткових. Опіки ділять на: струмові, виникаючі при проходженні струму через тіло людини; дугові, при яких впливає тільки електрична дуга; змішані, коли діють два перші чинники.

Розрізняють чотири ступені електричних опіків:

1 - почервоніння шкіри;

2 - утворення міхурів;

3 - обвуглювання шкіри;

4 - обвуглювання підшкірної клітковини, м'язів, судин, нервів.

Опіки 3 і 4 ступені виникають при напрузі вище 380 В.

Механічні пошкодження виникають при різких, мимовільних скороченнях м'язів під дією струму. В результаті можуть статися розриви шкіри, кровоносних судин і нервової тканини, відривні і компресійні переломи кісток і вивихи суглобів.

При цьому електричні травми можуть бути відсутніми. Прийнята класифікація електричних ударів за ступенем їх тяжкості:

1 - судорожне скорочення м'язів без втрати свідомості;

2 - те саме але з втратою свідомості і збереженням дихання і роботи серця;

3 - втрата свідомості, порушення сердечної діяльності або дихання

(можливо і те і інше);

4 - клінічна смерть (відсутність дихання і кровообігу).

Треба мати на увазі, що людину вражає струм що проходить через неї, а не напруга. Напруга та опір тіла людини виявляють величину вражаючого струму. Струм 0,1 А смертельний для людини, хоча смертельним може бути струм і менше 0,1 А, якщо він проходить більше ніж 2-3 с по шляху рука-рука, рука-нога, тобто крізь серце та легені.

Основні проектні рішення по схемі і компоновці підстанції ухвалені з урахуванням діючих правил улаштування електроустановок, будівельних норм і правил, технологічних норм проектування електрифікованих залізниць, що діють.

Особлива увага приділена забезпеченню мір безпеки, передбачених СНіП III-4-80, гл. IV «Техника безопасности в строительстве».

Монтажні роботи на тягових підстанціях пов'язані з переміщенням і підніманням устаткування, конструкцій і так далі. На ділянці, де ведуться монтажні роботи, не допускається виконання інших робіт і знаходження сторонніх осіб. Способи строповки елементів конструкцій і устаткування повинні забезпечувати їх подачу до місця установки в положенні, близькому до проектного.

Електробезпека на тягових підстанціях повинна забезпечуватися виконанням вимог правил і норм до конструкції і пристрою електроустановки, також технічними способами і засобами захисту, організаційними і технічними заходами.

Організаційними заходами, що забезпечують безпеку праці, є:

- оформлення роботи нарядом, розпорядженням або затвердженням переліку робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;

- допуск до роботи;

- підготовка робочого місця;

- перехід на інше робоче місце;

- оформлення перерв в роботі і її закінчення.

Технічними заходами, що забезпечують безпеку праці, є:

- проведення необхідних відключень і вживання заходів, що перешкоджають помилковому або мимовільному включенню комутаційної апаратури;

- вивішування заборонних плакатів на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;

- перевірка відсутності напруги на струмоведучих частинах, які мають бути заземлені для захисту людей від ураження електричним струмом;

- встановлення заземлення;

- огорожа, при необхідності, робочого місця, або що залишилися під напругою струмоведучих частин і вивішування на огорожах плакатів безпеки.

- індивідуальні засоби захисту.

Конденсаторні установки мають бути забезпечені протипожежним устаткуванням: вогнегасниками, ящиками з піском. Окрім цього, в пересувних установках необхідно передбачити пожежну сигналізацію, що одночасно діє на відключення напруги з установки. Приступати до гасіння виниклої пожежі можна тільки після надійного заземлення конденсаторів.

До обслуговування конденсаторних установок допускаються працівники не молодше 18 років, що пройшли медичний огляд, навчання безпечним методам роботи і перевірку знань техніки безпеки і додаткових інструкцій, що діють на підприємстві, стосовно привласнюваної кваліфікаційної групи по техніці безпеки. Чим вище група, тим більші вимоги пред'являються до працівника.

При виникненні аварійних ситуацій необхідно припинити всі роботи на конденсаторних установках:

- відключити використовуване обладнання;
- виконати заземлення конденсаторних установок.

При виникненні пожежі або загорання працівник зобов’язаний:

- негайно сповістити про це в міську пожежну службу за телефоном 101, указавши адресу об’єкта, що горить та керівникові об’єкта;
- вжити заходів по забезпеченню безпеки й евакуації людей;
- приступити до гасіння пожежі за допомогою наявних на об’єкті первинних засобів пожежогасіння;
- після прибуття підрозділів пожежної служби повідомити їм необхідні відомості про вогнище й мірах, прийнятих по його ліквідації;
- на період гасіння пожежі працівник повинен забезпечити охорону з метою виключення розкрадання матеріальних цінностей.

Працівник зобов’язаний зробити необхідну першу долікарняну допомогу потерпілому на виробництві, звільнивши його від дій фактора, що травмує (електроструму, механізмів і тому подібне)

При одержанні травми на виробництві негайно звернутися в лікувальну установу і повідомити про те, що трапилося, безпосередньому керівникові, зберегти робоче місце без змін на момент одержання травми, якщо це не загрожує оточуючим та не призведе до аварії.

ВИСНОВКИ

В даній роботі були розглянуті та описані особливості конвеєрних ліній; досліджені задачі підвищення енергетичної ефективності конвеєрних ліній; проведений розрахунок навантажень.

Понад 65% великих промислових підприємств України вже впровадили конвеєрні системи у свої виробничі процеси. Ця тенденція вказує на широке застосування технологій автоматизації у ключових секторах економіки. Статистика показує, що підприємства, які впроваджують конвеєрні системи, спостерігають зростання продуктивності на 25-30% та зниження витрат на логістику на 15-20%, зростання кількості підприємств, які впроваджують конвеєрні системи, на 15%. Статистичні дані підтверджують, що використання конвеєрних систем в Україні суттєво сприяє підвищенню продуктивності та зниженню витрат на виробництво.

Для підвищення енергетичної ефективності можна використати різні методи. Основне це зменшення небалансів електроенергії, зниження втрат в лінії та обладнанні, зменшення реактивної потужності.

За рахунок проведення у 2006–2030 роках заходів із зниження технологічних витрат електричної енергії в мережах їх обсяг слід очікувати у 2030 році – 8,2 %. За рахунок зменшення величини небалансу можливо очікувати річну економію електричної енергії у 2030 році порівняно з відсотком витрат 2005 р. в обсязі 25 млрд кВт·год.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. — Д. : Донбас, 2004. — Т. 1 : А — К. — 640 с. — ISBN 966-7804-14-3.

2. Форд Генрі. Моє життя та робота / пер. з англ. Уляни Джаман. – 6-те вид. – К.: Наш формат, 2017. – 344 с. – іл. - С. 101.

3. Gram Conveyor: [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://www.gramconveyor.com/uk/about-us/

4. Тягові підстанції електрифікованих залізниць: навч. посіб. / Т.І. Друбецька, А.М. Бойко. Київ: видавець ФОП Піча Ю.В. 2022. – 338 с.

5. Надійність і діагностика пристроїв тягового електропостачання: Навч. посібник / В. Г. Кузнецов, О. Г. Галкін, О. В. Єфімов, О. О. Матусевич. - Дніпропетровськ : Маковецкий, 2009. - 248 с. :

6. Перхач В.С. Математичні задачі електроенергетики/ В.С. Перхач, Вид. 3, перероб. та допов. – Львів: Вища школа, Вид-во при Львов. ун-ті, 1989 - 464 с.

7. Експлуатація електроустановок: Навч. посібник / Г.Г. Півняк, А.В. Журахівський, Г.А. Кігель, Б.М. Кінаш, А.Я. Рибалко, Ф.П. Шкрабець, З.М. Бахор: За ред. академіка НАН України Г.Г. Півняка. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2005. – 445 с.

8. Посібник з вивчення Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Електротехнічне устаткування електричних станцій та мереж, оперативно-диспетчерське керування / Баженов О.Г. та інші. – К.: ДП НТУКЦ «Аселенерго», 2004. – 800 с.

9. Лут М.Т., Мірошник О.В., Трунова І.М.. Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК.: Підручник для студентів ВНЗ. – Харків: Факт, 2008. - 438 с. ISBN 978-966-637-575-2

10. Kim Y.H., Case K.E., Ghare P.M. A method for computing complex system reliability // IEEE Trans. Reliab. 1972. R21, 215 – 219

11. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Затв.: Наказ Міністерства палива та енергетики України 17.01.2002, № 19 [Текст] / Мін-во палива та енергетики України. – К., 2002. – 14 с.

12. Інформатизація електроенергетичних систем та електричних об’єктів / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, О. Ф. Буткевич, С. П. Денисюк // Праці ІЕД НАН України : Зб. наук. пр. – К. : 2007. – Вип. 1 (16), Ч. 1. – С. 9–15.

13. Стан і перспективи розвитку технологій «інтелектуальних» електромереж, управління попитом та систем режимного управління в умовах розвитку поновлювальних джерел енергії у зарубіжній енергетичній сфері. Київ: НПЦР ОЕС України, відділ інформаційно-аналітичної роботи департаменту міжнародного співробітництва та євроінтеграції, 2018. 122 с.

14. Аналіз зарубіжної практики впровадження автоматизованих систем управління технологічними процесами в електроенергетиці. Київ: Науково-технічний центр електроенергетики, відділ інформаційно-аналітичного забезпечення зарубіжною інформацією ВП НТЦЕ ДП «НЕК Укренерго», 2014. 114 с.

15. Стан першого проекту захисту та керування на основі IEC 61850, багатопрофільного проекту в Сполучених Штатах. Конференція з енергетичних систем: розширене вимірювання, захист, керування, зв'язок і розподілені ресурси /Гольбах Дж., Родрігес Дж., Вестер К., Бейгент Д., Фріск Л., Кунсман С., Хоссенлопп Л. (13–16 березня 2007 р., Клемсон) //Клемсон, 2007. С. 254–277.

16. Болтянська Н.І. Надійність технологічних систем : посібник-практикум / Н.І. Болтянська. – Мелітополь: Люкс, 2019. – 162 с.

17. Кустов В.Ф. Основи теорії надійності та функційної безпечності систем залізничної автоматики: навчальний посібник / В.Ф. Кустов. – Харків: УкрДАЗТ, 2008. - 218 с.

18. ДП «НЕК»УКРЕНЕРГО» Досвід країн Євросоюзу з підвищення енергоефективності, енергоаудиту та енергоменеджменту з енергоощадності в економіці країн.Відокремлений підрозділ. – К.: 2017. – 213с.

19. Економія електроенергії на підприємстві: основні способи. [електронний ресурс].–Режим доступу:https://eenergy.com.ua/energoefectyvnist/ekonomiya-elektroenergiyi-na-pidpryyemstvi/(дата звернення 14.05.20).

20. Безпека праці та промислова санітарія.Навчальний посібник до курсу «Охорони праці»:[К.Н. Ткачук та ін.]– Тернопіль.: 2018. – 213с.

Додаток А

Презентація до магістерської роботи

Підвищення енергетичної ефективності конвеєрних ліній промислових об’єктів