

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ
СІКОРСЬКОГО»**

Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту _____
(повна назва інституту)

Кафедра електропостачання _____
(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК 697.13

«До захисту допущено»

В.о. завідувача кафедри

Д.Г. Дерев'янка

«_____» _____ 2022р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
спеціалізації Системи забезпечення споживачів електричною енергією
на тему: «Особливості проектування електропостачання промислового
підприємства з урахуванням перспектив розвитку»

Виконала: студент II курсу, групи ОЕ-01мп

Браславець Андрій Олегович _____
(прізвище, ім'я по батькові) (підпис)

Науковий керівник к.т.н., доц. Ткаченко Вадим Владиславович _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Консультант нормоконтроль _____
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2022 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Інститут/факультет Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

ЗАТВЕРДЖУЮ

В. о. завідувача кафедри

Д.Г. Дерев'яно

« » 2022р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Браславець Андрій Олегович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Особливості проектування електропостачання промислового підприємства з урахуванням перспектив розвитку»

науковий керівник дисертації к.т.н., доц., Ткаченко Вадим Владиславович

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «29» жовтня 2022р. №3602-с

2. Строк подання студентом дисертації 20 грудня 2022 року

3. Об'єкт дослідження є процес проектування систем електропостачання промислових об'єктів

4. Предмет дослідження методи та засоби підвищення надійності та компенсації реактивної потужності

5. Перелік завдань, які потрібно розробити

а) аналіз методів та засобів електропостачання промислових підприємств;

б) розробка методів для зменшення реактивної потужності.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: презентація – наочні матеріали за результатами дослідження.
7. Орієнтовний перелік публікацій результати магістерської дисертації були оприлюднені на IV Науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ, Інститут енергозбереження та енергоменеджменту, Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського". Дата проведення – 17-18 листопада 2022 року.
8. Консультанти розділів дисертації
Нормоконтроль
9. Дата видачі завдання 1 вересня 2022 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Проведення аналізу загальних питань по об'єкту	01.9.22-30.09.22	
2	Аналіз особливостей проектування систем електропостачання промислових підприємств	01.10.22-31.10.22	
3	Аналіз методів та засобів підвищення надійності та компенсації реактивної потужності промислових підприємств	01.11.22-31.11.22	
4	Проектування системи електропостачання промислового підприємства	01.11.22-31.11.22	
5	Вибір методів та засобів підвищення надійності та компенсації реактивної потужності для системи електропостачання промислового підприємства	01.11.22-31.11.22	
6	Розроблення стартап-проекту	07.12.22	
7	Оформлення дисертації та презентації	07.12.22	
8	Оформлення реферату	03.12.22 – 07.12.22	
9	Попередній захист МД	08.12.22	
10	Захист МД	20.12.22 –	

Студент

Браславець А.О.

Науковий керівник дисертації к.т.н. доцент

Ткаченко В.В.

РЕФЕРАТ

Структура і обсяг роботи: дисертація викладена на 109 сторінках, складається з вступу, 4 розділів, висновку, уміщує 18 рисунків, 15 таблиць, 81 формула, список використаних джерел із 31 найменувань на 3 сторінках. При виконанні дисертації використовувалось програмне забезпечення MS Excel та AutoCad.

Актуальність роботи. Проблема надійності електропостачання промислових підприємств є завжди актуальною при експлуатації підприємств. Існує ряд вимог для улаштування та експлуатації системи електропостачання та компенсації реактивної потужності, які контролюються відповідними нормативними документами і повинні бути дотримані та виконані при проектуванні системи електропостачання підприємств.

Забезпечення надійного електропостачання завжди було актуальною науково-технічною проблемою, дослідженню якої присвячено численні роботи вчених та науково-дослідних і проектних організацій. Із появою нових технологій SOP виникла потреба у дослідженні функціонування та особливостей улаштування системи електропостачання. В зв'язку з чим, актуальними напрямками дослідження є: розробка алгоритму ефективного електропостачання підприємств; оцінка та особливості розрахунку компенсації реактивної потужності; аналіз вдосконалення і систем електропостачання підприємств.

Мета та завдання дослідження: удосконалення процедури проектування систем електропостачання промислових підприємств з урахуванням перспектив розвитку.

Для досягнення мети необхідно вирішити такі задачі:

1. Проаналізувати нормативні вимоги щодо проектування сучасних систем електропостачання промислових підприємств.
2. Здійснити аналіз методів та технічних засобів підвищення ефективності роботи систем електропостачання промислових підприємств.
3. Аналіз сучасних засобів підвищення надійності промислових підприємств

та особливостей котрі слід враховувати на стадії проектування.

4. Визначення методів компенсації реактивної потужності найбільш доцільних з огляду на профіль роботи промислового підприємства.

5. Розробка комплексу заходів з підвищення надійності та компенсації реактивної потужності на стадії проектування окремих елементів системи електропостачання промислових підприємств.

Об'єктом дослідження: є процес проектування систем електропостачання промислових об'єктів.

Предмет дослідження: методи та засоби підвищення надійності та компенсації реактивної потужності на промислових об'єктах.

Методи дослідження. Розробки і дослідження проводилися на основі розрахунку електропостачання промислового підприємства та компенсації реактивної потужності – для забезпечення надійності електропостачання, аналіз несправностей розподільчих мереж, дослідження поведінки пристроїв SOP як за збалансованих так і за не збалансованих неопладок. Для розробки проекту використано програмне забезпечення *AutoCAD*.

Наукова новизна одержаних результатів

1. На основі аналізу нормативних вимог щодо проектування сучасних систем електропостачання промислових підприємств, методів та технічних засобів підвищення ефективності роботи систем електропостачання промислових підприємств визначено основні напрямки удосконалення процедури проектування окремих елементів систем електропостачання промислового підприємства.

2. За результатами аналіз сучасних засобів підвищення надійності промислових підприємств та методів компенсації реактивної потужності найбільш доцільних з огляду на профіль роботи промислового підприємства визначено особливості котрі слід враховувати на стадії проектування.

Практичне значення одержаних результатів

Отримані результати від дослідження можна впроваджувати і використовувати:

- для зменшення реактивної потужності;
- для оптимізації вибору та улаштування системи електропостачання;

- для зменшення зменшення втрат та збільшення надійності електропостачання.

Апробація

1. Науково-технічної конференції «Сталий розвиток енергетики. Сучасні системи забезпечення електричною енергією», (Київ, 27 листопада 2020 рік);

Публікації

1.Ковердюк В.В., Браславець А. О. Гілевич. К. М. "Влаштування окремого блискавкоприймача для захисту автозаправної станції" IV Науково-технічна конференція магістрів ІЕЕ (за результатами дисертаційних досліджень магістрантів) Київ, 18 листопада 2021 року

2.В.В.Ковердюк, А.О.Браславець "Автоматизація систем керування вентиляцією адміністративної будовлі з інтеграцією до системи пожежогасіння" Київ, 15 листопада 2021 року

Ключові слова: СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ПРИСТРОЇ SOP, НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КАТЕГОРІЇ СПОЖИВАЧІВ.

ABSTRACT

Structure and scope of work: the dissertation is presented on 78 pages, consists of an introduction, 4 chapters, a conclusion, contains 18 figures, 15 tables, 14 formulas, a list of used sources from 22 titles on 3 pages. MS Excel and AutoCad software were used in the dissertation.

Relevance of the work. The problem of reliability of power supply of industrial enterprises is always relevant in the operation of enterprises. There are a number of requirements for the arrangement and operation of the power supply system and reactive power compensation, which are controlled by the relevant regulatory documents and must be observed and fulfilled when designing the power supply system of enterprises.

Ensuring reliable power supply has always been an urgent scientific and technical problem, the study of which is devoted to numerous works of scientists and research and design organizations. With the advent of new SOP technologies, there is a need to study the functioning and features of the power supply system. In this regard, the actual areas of research are: development of an algorithm for efficient power supply of enterprises; evaluation and peculiarities of calculation of reactive power compensation; analysis of improvement and power supply systems of enterprises.

The purpose and objectives of the study: improvement of the procedure for designing power supply systems for industrial enterprises, taking into account development prospects.

To achieve the goal it is necessary to solve the following tasks:

1. To analyze the regulatory requirements for the design of modern power supply systems for industrial enterprises.
2. To analyze the methods and technical means of improving the efficiency of power supply systems of industrial enterprises.
3. Analysis of modern means of improving the reliability of industrial enterprises and features that should be considered at the design stage.
4. Determination of methods of reactive power compensation most appropriate

for the profile of the industrial enterprise.

5. Development of a set of measures to improve the reliability and compensation of reactive power at the design stage of individual elements of the power supply system of industrial enterprises.

The object of research is the process of designing power supply systems for industrial facilities.

Subject of research: methods and means to improve the reliability and compensation of reactive power at industrial facilities.

Research methods. Development and research were carried out on the basis of calculation of power supply of industrial enterprise and reactive power compensation - to ensure the reliability of power supply, fault analysis of distribution networks, study of the behavior of SOP devices for both balanced and unbalanced neoplados. AutoCAD software was used for project development.

Scientific novelty of the obtained results

1. On the basis of the analysis of regulatory requirements for the design of modern power supply systems of industrial enterprises, methods and technical means of improving the efficiency of power supply systems of industrial enterprises, the main directions of improvement of the design procedure for individual elements of power supply systems of industrial enterprises are determined.

2. According to the results of the analysis of modern means of increasing the reliability of industrial enterprises and methods of compensation of reactive power, the most appropriate in view of the profile of the industrial enterprise, the features that should be taken into account at the design stage are determined.

Practical significance of the results obtained

The results obtained from the study can be implemented and used

- to reduce reactive power;
- to optimize the selection and arrangement of the power supply system;
- to reduce losses and increase the reliability of power supply.

Approbation

1. Scientific and technical conference "Sustainable development of energy.

Modern systems of electricity supply", (Kyiv, November 27, 2020);

Publications

1.Koverdiuk V.V., Braslavets A.O. Gilevich. K. M. "Arrangement of a free-standing lightning arrester for the protection of a gas station" IV Scientific and Technical Conference of Masters of IEE (based on the results of dissertation research of master's students) Kyiv, November 18, 2021

2.V.V.Koverdiuk, A.O.Braslavets "Automation of ventilation control systems of administrative buildings with integration into the fire extinguishing system" Kyiv, November 15, 2021

Keywords: POWER SUPPLY SYSTEM, SOP DEVICES, POWER SUPPLY RELIABILITY, CONSUMER CATEGORIES.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	10
ВСТУП.....	11
1 ОСОБЛИВОСТІ ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ.....	14
1.1 Вимоги до проектування сучасних систем електропостачання.....	14
1.2 Методи та засоби підвищення ефективності систем електропостачання промислових підприємств.....	28
1.3 Методи підвищення надійності систем електропостачання промислових підприємств.....	49
1.4 Проблема реактивної потужності на промислових підприємствах та способи їх вирішення.....	54
Висновки до розділу	59
2 МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ	61
2.1 Методи зменшення споживання реактивної потужності промислових підприємств.....	61
2.5 Методологія вибору компенсуючих пристроїв.....	67
2.6 Особливості розміщення компенсуючих пристроїв.....	69
Висновки до розділу	73
3. ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА	74
3.1 Загальна характеристика підприємства та системи електропостачання.....	74
3.2 Розрахунок навантаження цеху промислового підприємства	75
3.3 Вибір кабельних ліній в мережах номінальною напругою до 1000 В.....	84
3.4 Вибір пристроїв компенсації реактивної потужності	89
Висновки до розділу	93
4 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	95
4.1 Опис ідеї стартап – проекту	95
4.2 Технологічний аудит ідеї проекту.....	96
4.3 Аналіз можливостей запуску стартап-проекту	96
Висновок до розділу.....	99
ВИСНОВКИ.....	100
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	102

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ТП - трансформаторна підстанція

РП - розподільча підстанція

NOP - normal open point /нормальна відкрита точка

ЕПС - електропостачальна система

ЛЕП - лінії електро перердач

VSC - voltage-source converters/перетворювач напруги

ПЛ - повітряна лінія

SOP - soft open point/ м'яка точка відкривання

ФАПЧ – фазове автопідлаштування частоти

MV Medium voltage/середня напруга

ВСТУП

Широке використання розподілених енергоресурсів, наприклад, розосередженої генерації, накопичення енергії та керованих навантажень, очікується в багатьох країнах, але це може призвести до проблем, включаючи надмірний рівень пошкоджень, та обмеженню напруги. У Європейських країнах з лібералізацією ринку електроенергії та прагнення зменшити кількість тривалих перебоїв в електропостачанні, надійне та високоякісне електропостачання стає як ніколи актуальним. Ці драйвери неминуче призводять до нових викликів у роботі мереж розподілу електроенергії.

Розподільні мережі середньої напруги MV зазвичай мають радіальну конфігурацію. Для забезпечення альтернативних маршрутів електропостачання у разі планових або позапланових відключень електроенергії юдують нормально відкриті точки (*NOP*) які з'єднують суміжні фідери. Така конфігурація мережі дозволяє використовувати прості і недорогі схеми захисту, а також забезпечення швидкої ізоляції пошкоджень для обмеження розповсюдження збоїв у мережі. Однак існує розбалансування перетоків потужності між радіальними фідерами через різні умови і гнучкого попиту. Це, в свою чергу, призводить до великих втрат електроенергії, підвищені пікові струми та небажаних скачків напруги.

Актуальність роботи. Проблема надійності електропостачання промислових підприємств є завжди актуальною при експлуатації підприємств. Існує ряд вимог для улаштування та експлуатації системи електропостачання та компенсації реактивної потужності, які контролюються відповідними нормативними документами і повинні бути дотримані та виконані при проектуванні системи електропостачання підприємств.

Забезпечення надійного електропостачання завжди було актуальною науково-технічною проблемою, дослідженню якої присвячено численні роботи вчених та науково-дослідних і проектних організацій. Із появою нових технологій SOP виникла потреба у дослідженні функціонування та особливостей улаштування системи електропостачання. В зв'язку з чим, актуальними напрямками дослідження є: розробка алгоритму ефективного електропостачання

підприємств; оцінка та особливості розрахунку компенсації реактивної потужності; аналіз вдосконалення і систем електропостачання підприємств.

Мета та завдання дослідження: удосконалення процедури проектування систем електропостачання промислових підприємств з урахуванням перспектив розвитку.

Для досягнення мети необхідно вирішити такі задачі:

1. Проаналізувати нормативні вимоги щодо проектування сучасних систем електропостачання промислових підприємств.
2. Здійснити аналіз методів та технічних засобів підвищення ефективності роботи систем електропостачання промислових підприємств.
3. Аналіз сучасних засобів підвищення надійності промислових підприємств та особливостей котрі слід враховувати на стадії проектування.
4. Визначення методів компенсації реактивної потужності найбільш доцільних з огляду на профіль роботи промислового підприємства.
5. Розробка комплексу заходів з підвищення надійності та компенсації реактивної потужності на стадії проектування окремих елементів системи електропостачання промислових підприємств.

Об'єктом дослідження: є процес проектування систем електропостачання промислових об'єктів.

Предмет дослідження: методи та засоби підвищення надійності та компенсації реактивної потужності на промислових об'єктах.

Методи дослідження. Розробки і дослідження проводилися на основі розрахунку електропостачання промислового підприємства та компенсації реактивної потужності – для забезпечення надійності електропостачання, аналіз несправностей розподільчих мереж, дослідження поведінки пристроїв SOP як за збалансованих так і за не збалансованих неопладок. Для розробки проекту використано програмне забезпечення *AutoCAD*.

Наукова новизна одержаних результатів

1. На основі аналізу нормативних вимог щодо проектування сучасних

систем електропостачання промислових підприємств, методів та технічних засобів підвищення ефективності роботи систем електропостачання промислових підприємств визначено основні напрямки удосконалення процедури проектування окремих елементів систем електропостачання промислового підприємства.

2. За результатами аналіз сучасних засобів підвищення надійності промислових підприємств та методів компенсації реактивної потужності найбільш доцільних з огляду на профіль роботи промислового підприємства визначено особливості котрі слід враховувати на стадії проектування.

Практичне значення одержаних результатів

Отримані результати від дослідження можна впроваджувати і використовувати:

- для зменшення реактивної потужності;
- для оптимізації вибору та улаштування системи електропостачання;
- для зменшення зменшення втрат та збільшення надійності

електропостачання.

Апробація

1. Науково-технічної конференції «Сталий розвиток енергетики. Сучасні системи забезпечення електричною енергією», (Київ, 27 листопада 2020 рік);

Публікації

1.Ковердюк В.В., Браславець А. О. Гілевич. К. М. "Влаштування окремого блискавкоприймача для захисту автозаправної станції" IV Науково-технічна конференція магістрів ІЕЕ (за результатами дисертаційних досліджень магістрантів) Київ, 18 листопада 2021 року

2.В.В.Ковердюк, А.О.Браславець "Автоматизація систем керування вентиляцією адміністративної будувлі з інтеграцією до системи пожежогасіння" Київ, 15 листопада 2021 року

1 ОСОБЛИВОСТІ ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

1.1 Вимоги до проектування сучасних систем електропостачання

Сучасні системи електропостачання промислових підприємств повинні відповідати рівню розвитку технологій, обсягу споживання електричної енергії, забезпечувати показники якості електроенергії та відповідну до вимог споживача надійність за максимальної економічної ефективності. Практично на стадії проектування об'єкта в систему електропостачання повинні закладатися такі технічні вирішення, які забезпечили б виконання згаданих умов. Завдання ускладнюється тим, що з часом попередні умови можуть змінюватись як у частині значень електричних навантажень, територіальному їх розташуванні, так і з боку енергосистеми, сторонніх споживачів тощо. До того ж, деякі вихідні дані можуть бути задані з певним наближенням або просто відсутні. Тому розроблена електропостачальна система повинна бути досить універсальною і легко пристосовуватися до деякої варіації вихідних умов, а також має передбачатись можливість її подальшого розвитку.

Звідси випливають основні вимоги до систем електропостачання[1]:

1. Повинні бути забезпечені показники якості електроенергії відповідно дочинних стандартів.
2. Надійність системи повинна відповідати категорії електроприймачів щодо надійності електропостачання.
3. Електропостачальна система повинна бути гнучкою.
4. Система повинна бути придатною до розширення або реконструкції.
5. Необхідно застосовувати найсучасніші способи постачання електроенергії, силові елементи та елементи захисту, автоматики, керування тощо.

Основною вимогою, що висувається до проектів ЕПС, є надійність електропостачання споживачів. Надійність електропостачання забезпечується

вибором найбільш досконалих, відповідних умовам навколишнього середовища, електричних апаратів, силових трансформаторів, кабельно-провідникової продукції, відповідністю електричних навантажень в нормальних і аварійних режимах номінальним навантаженням цих елементів, використанням структурного резервування, пристроїв автоматики і релейного захисту.

Планування та проектування мереж розподілу електроенергії можна розділити на три напрямки. Стратегічне або довгострокове планування стосується майбутніх великих інвестицій і основних конфігурацій мережі. Планування або проектування мережі охоплює окремі інвестиції в найближчому майбутньому, тоді як проектування будівництва включає структурний проект кожного компонента мережі з урахуванням різноманітних доступних матеріалів. Метою цього розділу є ознайомлення з тими факторами, які слід брати до уваги при проектуванні систем розподілу електроенергії. Акцент буде зроблено на загальних планувальних орієнтирах. Подальші розділи присвячені більш детальному розгляду техніко-економічних аспектів і конкретних інженерних питань.

Довгострокове планування системи розподілу є невід'ємною частиною планування діяльності комунального підприємства з постачання електроенергії. Його головна мета полягає у визначенні оптимальних мережевих домовленостей, необхідних інвестицій та їхнього часу для отримання максимальної вигоди. На кожному етапі слід завжди дотримуватися відповідних нормативних актів, що стосуються таких питань, як якість постачання, безпека та зручності, зберігаючи при цьому загальні витрати протягом терміну служби системи якомога нижчими.

Щоб досягти цього, необхідно врахувати всі компоненти витрат - не лише капітальні інвестиції та їх розклад, але й постійні річні витрати, такі як втрати системи та витрати на технічне обслуговування. [1]

У промислово розвинутих країнах існуюча система постачання охоплює практично всі населені території. У цих областях існуюча мережа зазвичай забезпечує гарну відправну точку для планування майбутніх системних заходів.

Потреба в подальших інвестиціях зазвичай полягає в тому, щоб забезпечити зростання навантаження або замінити застарілі активи в мережі. Модернізація існуючих повітряних ліній та інших установок, де це технічно можливо, часто може бути вигідним, ніж встановлення нових схем чи обладнання, якщо врахувати витрати на отримання нових маршрутів ліній або нових ділянок підстанцій.

Однак довгострокові витрати на розвиток мережі також повинні бути розглянуті. Зазначені вище цілі можуть бути змінені з часом. Крім того, необхідно буде враховувати вплив майбутніх змін таких факторів, як зростання навантаження в різних областях, коливання відносних рівнів витрат на матеріали та енергію, а також збільшення використання технічних інновацій, з цих планових досліджень можна скласти списки очікуваних великих річних інвестицій, а також виділити грошові суми для покриття майбутніх невизначених технічних схем. Потім загальні інвестиційні вимоги необхідно порівняти з пов'язаним фінансовим планом, який враховує припущення щодо оптових закупівельних цін електроенергії, зростання навантаження, системних втрат, існуючих кредитів, нових вимог до позик і будь-яких змін у витратах на заробітну плату, вимогах безпеки тощо. [1]

Протягом періоду фінансового плану має бути досягнуто балансу, щоб як технічні, так і фінансові цілі були досягнуті «в межах стабільного та прийнятного рівня тарифів на продаж енергії».

Діяльність з планування часто включає не лише визначення основних майбутніх вимог до мережі, напр. додаткові первинні підстанції або суттєвий перегляд схеми дистанційного керування, а також створення вказівок щодо планування. Вони, як правило, призначені для охоплення менших і більш поширених типів інвестицій, для яких було б економічно неекономічно виконувати окремі техніко-економічні оцінки в деталях; напр. заміна розподільних трансформаторів або проводів повітряних ліній, або проектування постачання житлової нерухомості.

Таким чином можна легше впроваджувати спільну політику. Економічні аспекти часто відіграють важливу роль у визначенні таких керівних принципів, оскільки, окрім будь-яких технічних факторів, при складанні цих керівних принципів також необхідно враховувати вартість альтернативної політики.

Письмові вказівки, які використовуються комунальними підприємствами, все частіше переносяться в мережеві інформаційні системи. [1]

Для того, щоб забезпечити належну експлуатацію систем електропостачання на благо суспільства, розроблено велику різноманітність нормативних актів, інструкцій і рекомендацій.

У більшості країн нормативні акти, що стосуються безпеки, організації постачання та належного використання електроенергії, є частиною урядового законодавства, а в Європі, особливо в країнах ЄС, докладаються зусилля для уніфікації нормативних актів.

Правила або рекомендації для включення економічної оптимізації в процедури проектування, наприклад, або для отримання належного рівня доходу для покриття майбутніх інвестицій найкраще визначаються керівництвом комунального підприємства або власниками. [1]

Незважаючи на те, що комунальні підприємства, що постачають, мають певний ступінь монополії у своїх зонах розподілу, їхня економіка повинна бути збалансована таким чином, щоб рівень тарифу за одиницю та норма прибутку задовольняли споживачів і власників відповідно.

Незалежно від того, чи належать комунальні послуги приватній власності, муніципальним чи державним органам влади чи будь-якій комбінації, принципово не впливає на ситуацію, хоча муніципальні і державні влада часто більше піддається політичному впливу.

Цілі планування щодо якості постачання, рівня тарифних цін і стабільної зайнятості широко використовуються в промислово розвинених країнах. Існують значні відмінності від однієї країни до іншої щодо рівня, на якому формулюються правила, і чи є вони обов'язковими чи обов'язковими, а також щодо ступеня деталізації правил. Це стосується незалежно від того, чи встановлені правила

місцевими чи державними органами влади чи самими комунальними підприємствами.

Деталізовані вимоги окремих технічних регламентів можуть суттєво вплинути на такі питання, як якість постачання, безпека та витрати на постачання електричної енергії споживачам.

Наприклад, норми, що встановлюють мінімально прийнятне відношення найменшого однофазного струму короткого замикання до номіналу захисного запобіжника в мережі низької напруги, мають тенденцію до збільшення витрат, особливо в сільській місцевості. З іншого боку, ця вимога покращує безпеку системи та споживачів, а також зменшує коливання напруги.

Таким чином, це заохочує більш раціональні інвестиції, ніж, наприклад, якби було обрано крайнє значення для мінімальної напруги, яку повинен отримати будь-який споживач. Кількість національних нормативних актів і рекомендацій, а також внутрішньої політики проектування та інженерних рекомендацій комунального підприємства може бути великою.

Потрібні значні зусилля, щоб гарантувати, що всі ці документи регулярно оновлюються з урахуванням вдосконалених технологій або змін у політиці. Тим не менш, для комунального підприємства важливо переконатися, що кожен, хто бере участь у проектуванні його мереж постачання, має найновішу інформацію та інструменти та використовує їх правильно. [1]

Як при довгостроковому плануванні, так і при детальному проектуванні окремого проекту основними аспектами, які слід враховувати, є технічні показники та загальні витрати. Щоб виконати кількісну оцінку системних проблем проектування, необхідно розробити відповідні інструменти для трьох основних завдань:

1. Визначення технічно можливого рішення. Це включає в себе розрахунки для прийняття рішення про те, чи будуть виконані відповідні правила, максимально допустиме падіння напруги або мінімальний струм пошкодження.

2. Оцінка вартості кожного контуру або елемента обладнання. Часто це буде на основі одиниці довжини кабелю, або траншеї, або вартості покупки і встановлення певного автоматичного вимикача або трансформатора.

3. Забезпечення розумного порівняння різних типів витрат. Це вимагає, щоб витрати на різні варіанти, які розглядаються, були у формі, яка дозволяє зробити прийнятні порівняння. Для цього різні річні витрати та індивідуальні капіталовкладення конвертуються в анuitети або, бажано, у поточну вартість, щоб отримати загальні витрати, які потім можна порівняти, щоб прийняти рішення щодо узгодженого курсу дій.

У деяких випадках може знадобитися розглянути деякі відхилення від стандартів, викладених у інженерних або фінансових рекомендаціях, за умови, що законодавчі положення не порушуються.

Наприклад, може бути досліджено невелике відхилення за планову межу падіння напруги. Будь-які непрямі витрати або економія такої дії, порівняно з тим, щоб залишатися в рекомендованих межах, будуть частиною досліджень співвідношення витрат і вигод, необхідних для досягнення оптимального рішення.

Комунальні підприємства зазвичай планують свою інвестиційну програму на кілька років вперед, і в рамках цього плану узгоджують детальний перелік інвестицій на наступний рік або два роки залежно від їх фінансової політики. Для того, щоб вибрати найвигідніші інвестиції з довгого списку пропозицій, необхідно провести дослідження співвідношення витрат і надбань.

Цілком можливо, що пріоритетними будуть, наприклад, схеми, пов'язані з безпекою комунального персоналу та населення. Потім, порівнюючи інвестиції, необхідні для конкретної пропозиції, з такими факторами, як зміна майбутніх витрат на системні втрати, оцінювана нерозподілена енергії через несправності системи та річні витрати на технічне обслуговування, можна визначити порядок пріоритету за пропозиції. При розгляді будь-якої окремої пропозиції застосовуються різні способи досягнення необхідну мету необхідно порівняти як на технічній, так і на економічній основі.

Нинішнє розташування мережі розподільної системи є природною відправною точкою для цілей планування. Різні види обладнання, їх розміщення, електрообладнання, навантаження та механічні умови — усі фактори, які слід брати до уваги при розгляді майбутніх розробок.

Неможливо оцінити загальні технічні можливості будь-якої мережі, якщо не було проведено досліджень для визначення її продуктивності під навантаженням або в умовах несправності. Для цього використовуються комп'ютерні інформаційні системи. Якщо показники поточного навантаження недоступні, тоді для отримання даних про навантаження можна використати річний обсяг продажів одиниць споживача, кВт-год.

Однак точність цього методу залежить від наявної інформації або зроблених припущень щодо коефіцієнта навантаження, різноманітності та коефіцієнта потужності окремих груп споживачів, які використовуються для формування загального показника навантаження. Інформація про криву навантаження, зібрана для різних груп клієнтів, дає можливість отримати деякі надійні коефіцієнти перетворення.

Промислові країни працюють на тлі понад ста років поставок електроенергії. Як наслідок, їхня практика постачання добре налагоджена, хоча вона може відрізнятися від країни до країни. Тому необхідні значні технічні чи фінансові переваги, щоб виправдати заміну існуючої політики на нову. Однак такі зміни були внесені, напр. перехід від постійного до змінного струму, прийняття вищих системних напруг, використання нових типів кабелів або автоматичних вимикачів і децентралізація управління роботою системи.

Оскільки технічний термін служби кожного компонента системи може бути різним, «важко визначити часовий проміжок, за який можна оцінити вплив будь-якої серйозної зміни в політиці протягом життя різних компонентів. Тому прийнятно використовувати простий аналіз витрат і виграшу при розгляді інвестиційної програми на один або два роки в рамках довгострокового плану, за умови, що належним чином враховано майбутні невідомі фактори за допомогою певної форми аналізу чутливості

Різне обладнання, встановлене в енергосистемах, має тривалий термін служби, а деякі з них залишаються в експлуатації протягом 40-50 років. Таким чином, пропозиції, що впливають на існуючу мережу, повинні не лише охоплювати поточні навантаження, але й бути здатними відповідати майбутнім навантаженням або бути готовими до посилення.

Незважаючи на те, що їх неможливо точно передбачити, на етапі планування та проектування слід докласти всіх зусиль, щоб отримати обґрунтовану оцінку майбутнього зростання навантаження в зоні, що розглядається.

Різноманітні дослідження аналізу чутливості показали, що помилки в прогнозах рівнів навантаження на етапі планування є основними причинами неправильних інвестицій, хоча слід зазначити, що більшість надмірних інвестицій у системи передачі та розподілу частково компенсуються результуючим скороченням системи втрати.

Завжди слід враховувати можливість впровадження технічних інновацій у систему повітряними провідниками, нові типи автоматичних вимикачів, використання мікропроцесорних пристроїв захисту, а також локальні схеми автоматики та мережевого телекерування. Часто в цілому дешевше передбачити можливість більш суворих правил у майбутньому ніж доведеться вносити серйозні зміни в розподільчі мережі або пов'язані з ними допоміжні системи пізніше.

Якщо можна передбачити значні коливання у співвідношенні витрат між різними електричними компонентами порівняно з їх можливостями та втратами енергії, це також слід враховувати на етапі оцінки інвестицій. Одним із прикладів є запровадження трансформаторів із низькими втратами, де неможливо виправдати заміну лише економією втрат, хоча економія втрат може бути фактором, що визначає будь-яку заміну застарілих або зношених трансформаторів.

Використання кабелю з зшитого поліетилену з вищою робочою температурою провідника дозволяє використовувати провідник з меншим поперечним перерізом, ніж у старих кабелях. Однак ця зменшена площа поперечного перерізу призводить до збільшення опору, а отже, до вищих втрат.

Тому необхідно брати до уваги капіталізовані збитки, а також початкові інвестиційні витрати, порівнюючи економічні показники кабелів із зшитого поліетилену з економікою існуючих кабелів, розглядаючи можливість підсилення мережі.

Технічні дослідження можуть бути складними, особливо якщо задіяна генерація. Період проектування та будівництва часто включає складні переговори щодо отримання маршрутів для повітряних ліній і підземних кабелів. Отже, загальний час виконання окремих схем високої напруги, від стадії планування до завершення, настільки довгий, що більшу частину робочого навантаження та витрат до кінця періоду перегляду, скажімо, на вісім років вперед, можна досить точно оцінити.

Для розробки зазвичай можливо в перші роки періоду перегляду розділити майбутню робочу програму на ті, які потрібні для конкретних проектів, і ті, які забезпечують загальне зростання навантаження. З цього можна зробити оцінку інженерних і фінансових ресурсів, необхідних принаймні на половину періоду перевірки. Після цього може виникнути необхідність передбачити майбутні схеми, які ще невідомі, на додаток до будь-яких відомих великих проектів.

Усі ці міркування включатимуть певну комбінацію зміцнення та розширення мережі за допомогою ланцюгів і блоків великої потужності, а також додавання нових підстанцій і ланцюгів. Якщо терміни та розмір інвестицій у проекти високої та середньої напруги визначаються на основі аналізу витрат і вигод різних варіантів, доступних для кожного проекту. найбільш рентабельні схеми можна з певною впевненістю включити як в інженерний, так і в фінансовий довгостроковий план.

Це важливий аспект, коли такі схеми займають значну частку фінансових і трудових ресурсів комунального підприємства. З іншого боку, через короткий час, який зазвичай надають комунальному підприємству споживачі та забудовники житла та промисловості, які потребують нових або додаткових поставок, мережі низької напруги не можуть бути досліджені так детально протягом такого тривалого періоду часу.

Тим не менш, дослідження, засновані на оціночних навантаженнях на наступні кілька років, вказують кількість фідерів, які, ймовірно, потребуватимуть посилення, як правило, через надмірне падіння напруги, а також ті випадки, коли може бути недостатній струм короткого замикання для задовільної роботи захисних пристроїв.

Такі дослідження покажуть конкретні вимоги на кілька років вперед. На наступні роки програми потрібно буде зробити деякі загальні положення для систем низького рівня на основі минулого досвіду, можливо, пов'язаного, наприклад, із загальним зростанням навантаження.

У таких планах також необхідно передбачити заміну обладнання на всіх рівнях напруги, а також офісів, магазинів і транспортних засобів, а також різного обладнання, такого як інструменти та комп'ютери.

Для обладнання, яке має тривалий термін служби, наприклад, кабелів, необхідно зробити резерв на списання будь-якого обладнання, яке стає надлишковим для системних вимог, напр. через реорганізацію мережі або втрату навантаження до того, як такі елементи досягнуть кінця свого корисного технічного терміну служби та вимагатимуть заміни.

Це може статися в системі з двома рівнями напруги, де раціоналізація призводить до того, що один рівень напруги буде видалено, із зайвими кабелями, залишеними в землі, які не можна повторно використовувати в переглянутій конфігурації мережі, розробленій для очікуваних майбутніх розробок. За деяких обставин може бути економічна доцільність придбання обладнання за нижчою капітальною вартістю, погоджуючись з тим, що термін його корисного використання може бути коротшим.

Однак економічна оцінка повинна враховувати будь-які збільшені витрати на технічне обслуговування та втрати разом із більш ранньою заміною, коли досягається менший технічний термін служби. На додаток до розрахункових витрат на підсилення та технічне обслуговування електричної системи комунального підприємства, необхідно включити інші майбутні витрати, такі як

забезпечення належного транспортного парку та можливі заходи, пов'язані з системами комбінованого теплопостачання та електроенергії.

Виготовлення довгострокових планів, таким чином, вимагає фінансового плану, який вимагає співпраці між усіма основними підрозділами комунального підприємства. Щорічне оновлення цих планів і документів планування та проектування забезпечує необхідну систему підтримки для детального проектування системи електропостачання комунального підприємства.

При проектуванні системи електропостачання цеху, одним з головних завдань є визначення величини напруги живлення. Для живлення великих і особливо великих підприємств слід застосовувати системи глибокого вводу за допомогою напруг 110, 150, 220, 330 і 500 кВ[2].

Напруга 35 кВ застосовується для живлення підприємств середньої потужності і для розподілу електричної енергії на першому ступені електропостачання за допомогою глибоких введень у вигляді магістралей, до яких приєднуються цехові підстанції 35/10 кВ. Глибоке введення - система електропостачання з наближенням високої напруги до електричних установок з мінімальною кількістю етапів проміжної трансформації [3].

На другому ступені напруга рівна 10 кВ, живить цехові трансформаторні підстанції. Така напруга в 10 кВ застосовується у внутрішньозаводському розподілі електроенергії, а також на підприємстві з потужними двигунами, що допускають безпосереднє приєднання до мережі 10 кВ, на підприємствах невеликої і середньої потужності. Напругу 10 кВ слід застосовувати в якості основної як найбільш економічну на відміну від напруги 6 кВ. Напруга 6 кВ, зазвичай, застосовується за наявності на підприємстві значної кількості електроприймачів на 6 кВ.

На третьому ступені напруга 380/220 В застосовується, в основному на електричних установках до 1000 В, для живлення електроприймачів від загальних трансформаторів, але, як правило, від окремих мереж.

Напруга 220 В призначена для живлення однофазних електроприймачів таких як освітлювальні лампи та побутові прилади [4].

На досліджуваному підприємстві основне електропостачання виконане напругою 10 кВ, оскільки такою напругою живляться підстанції малої потужності. На інструментально-зварювальних дільницях виробництва усі споживачі живляться від змінного струму промислової частоти 50 Гц з напругою 380 і 220 В [5].

Заводські розподільні мережі виконуються радіальними або магістральними (рис. 1.1). Радіальна схема (рис. 1.1,а) використовується у разі розміщення ТП в різних напрямках від ГПП. Магістральна схема (рис. 1.1,б) використовується, якщо ТП розміщені в одному напрямку від ГПП. До магістралі не рекомендується приєднувати більше трьох...чотирьох ТП.

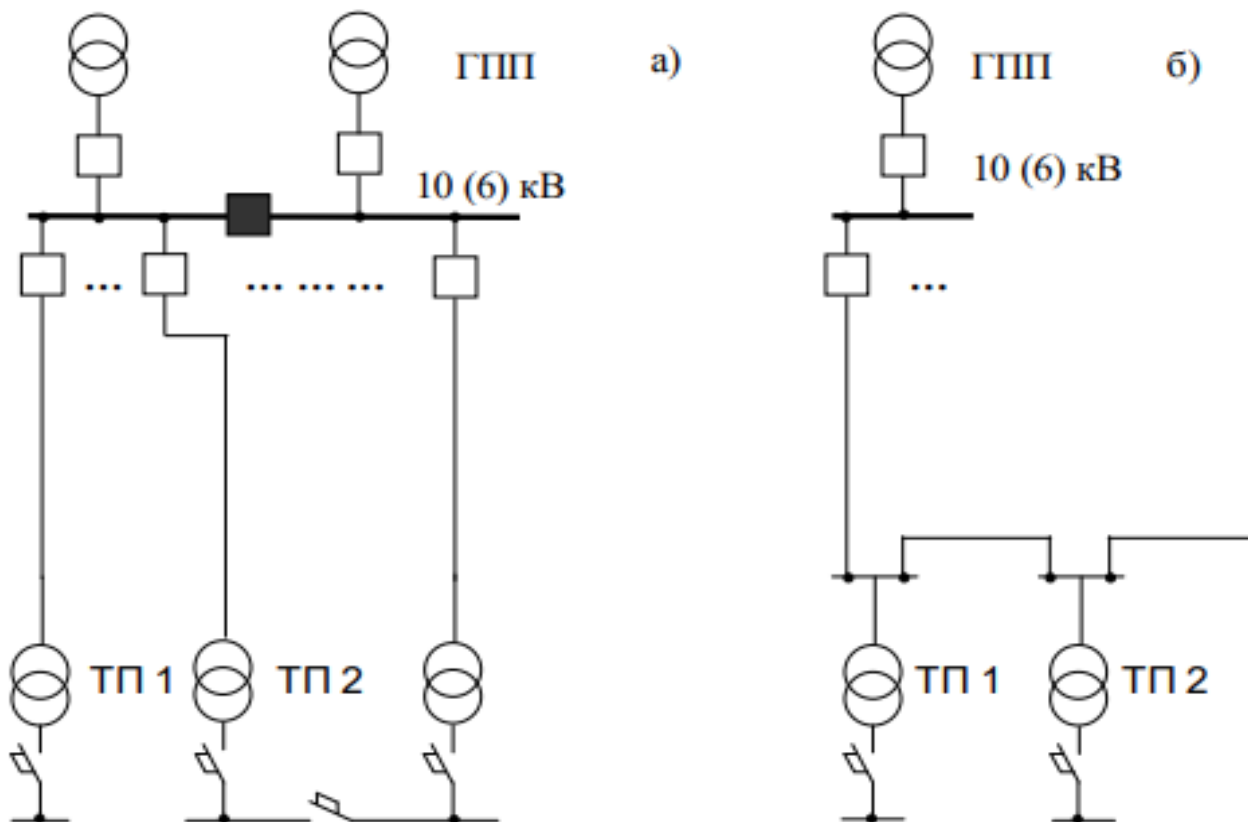


Рисунок 1.1 – Схеми одноступеневих заводських мереж:

а – радіальна; б – магістральна

На великих підприємствах використовуються двоступеневі мережі, в яких передбачаються проміжні розподільні підстанції РП – 10 (6) кВ. Від РП – 10 (6) кВ живляться ТП і високовольтні електродвигуни номінальною напругою 10 (6) кВ (рис. 1.2, а). Схема РП для живлення споживачів особливої групи I категорії за

надійністю зображена на рис. 1.2, б [6].

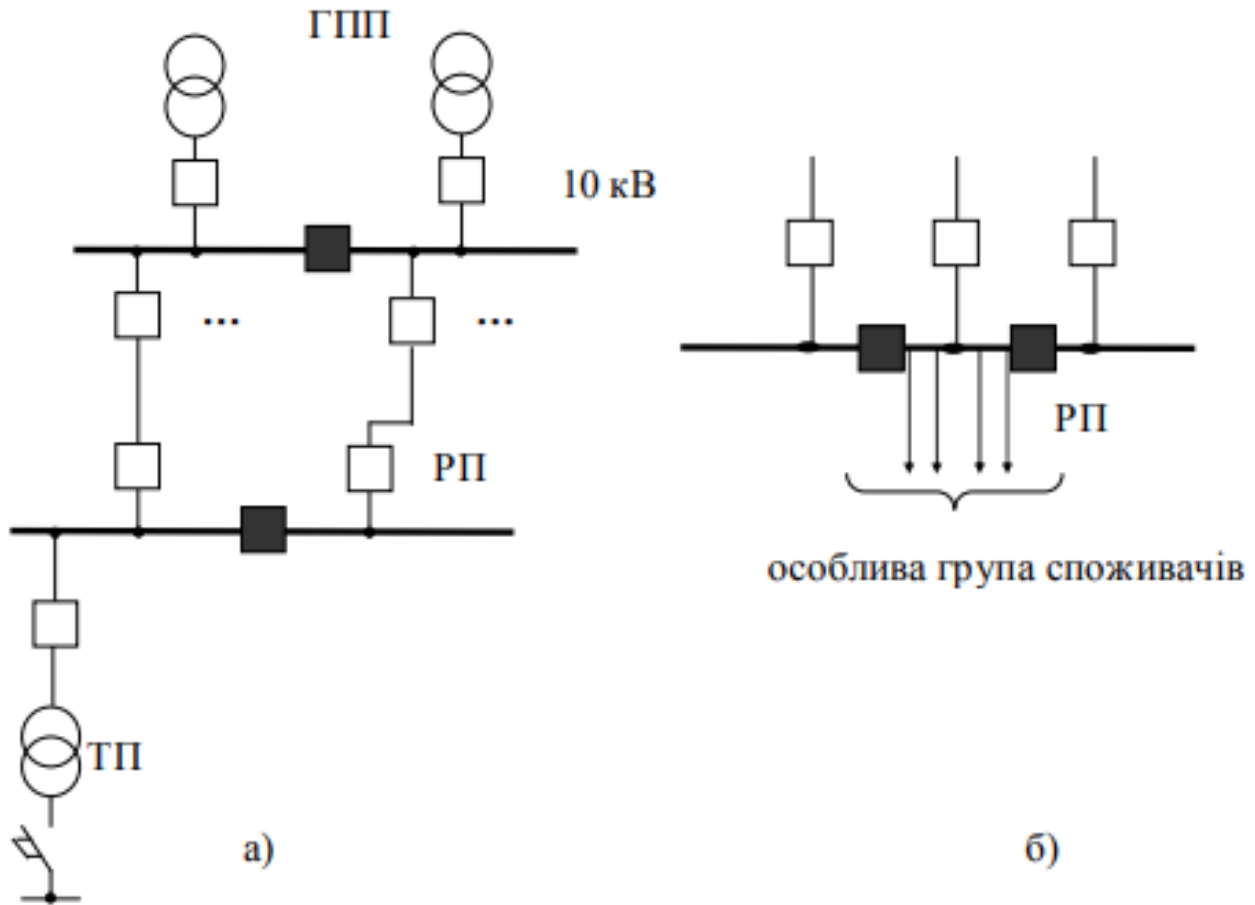


Рисунок 1.2 – Схеми двоступеневих мереж

За наявності електродвигунів з номінальною напругою 6 кВ можуть бути прийняті різні схеми заводських мереж (рис. 1.3) [7]: а) схема з використанням індивідуальних трансформаторів (схема “блок трансформатор-електродвигун”) – у разі невеликої кількості ЕД 6 кВ; б) схема з використанням розподільної мережі напругою 6 кВ – у разі переважання ЕД – 6 кВ в загальному навантаженні; в) схема з використанням групових трансформаторів 10/6 кВ, що встановлюються на РП – для територіально-концентрованої групи ЕД; г) схема з двома секціонованими системами збірних шин напругою 10 і 6 кВ – за приблизно однакового навантаження на обох напругах.

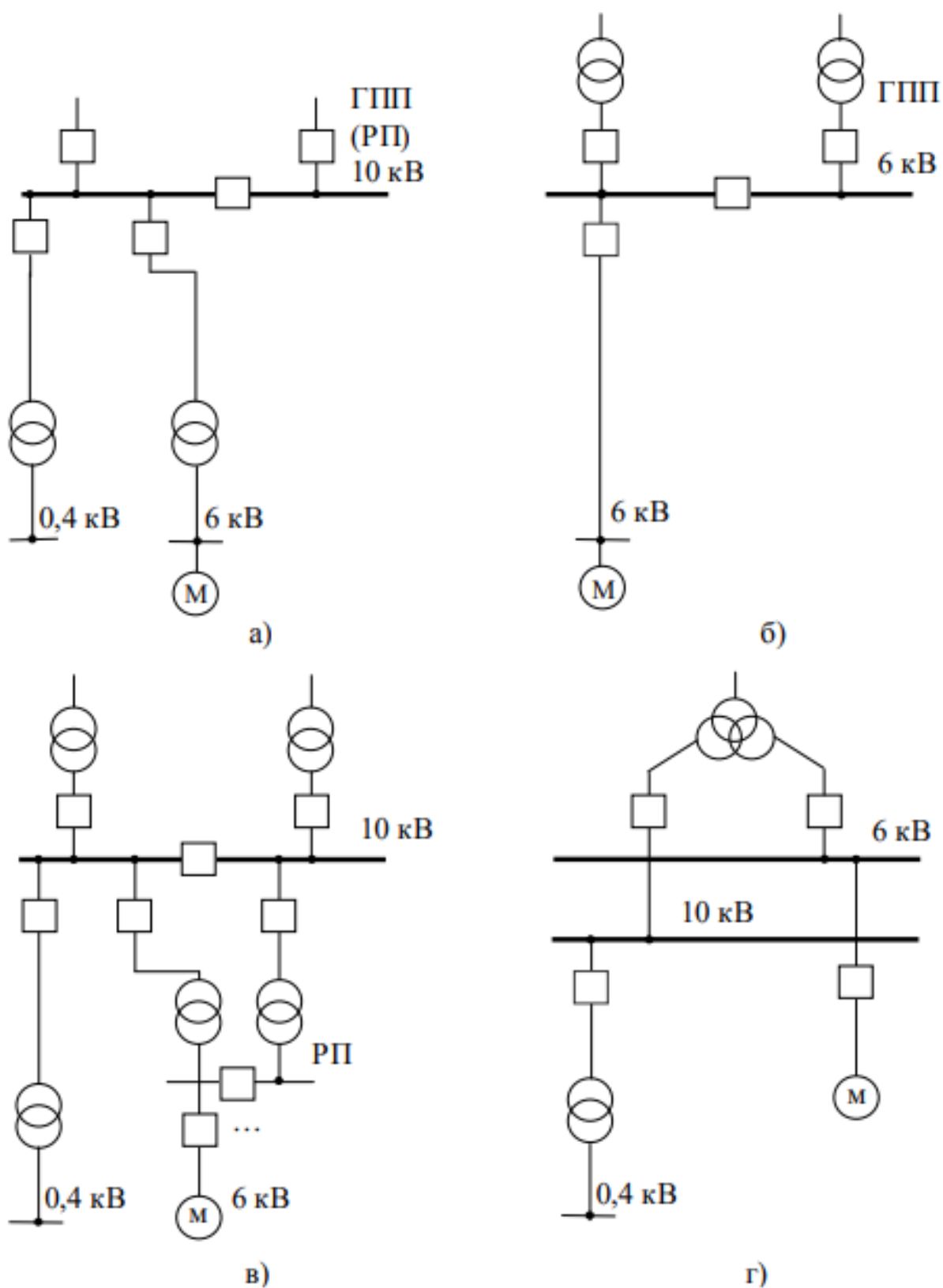


Рисунок 1.3 – Схеми заводських мереж за наявності електродвигунів напругою 6 кВ

Конструктивно цехові мережі середніх за потужністю підприємств виконують кабелями, прокладеними в траншеях, трубах або кабельних каналах.

При невеликій кількості кабелів (до шести) в одному напрямку їх прокладають в траншеях або трубах. Кабельні канали дозволяють прокласти в них 15...20 кабелів. Перспективним є виконання кабельних каналів напівзаглибленими, коли канал накривається плитами і землею не засипається. У випадках ущільненості траси, а також в місцях переходу під дорогами, кабелі прокладають в блоках. Для живлення потужних РП 10 (6) кВ використовують струмопроводи з номінальним струмом до 2000...3000 А. Для підвищення надійності однотрансформаторних ТП використовують резервування на низькій стороні. Резервування виконують за допомогою резервних кабельних або шинних перемичок. Кабельні перемички слід виконувати, виходячи з резервування 15 – 30 відсотків потужності трансформаторів, шинні – до 40 відсотків.

1.2 Методи та засоби підвищення ефективності систем електропостачання промислових підприємств

Споживання енергії людством протягом останнього сторіччя постійно зростало і досягло такого рівня, який істотно впливає на глобальні світові процеси.

Це означає, що загалом у світі на потреби людини видобувається величезна кількість палива, запаси якого не є нескінченними. Звідси випливає необхідність пошуку альтернативних джерел енергії, а також запровадження економніших, енергоощадних технологій. Це і є дві основні глобальні проблеми енергетики та енергоспоживання.

В системах електропостачання енергоефективність полягає головним чином у зменшенні втрат електроенергії в елементах електричних мереж під час її передавання та перетворення, зокрема під час споживання, а також у ширшому застосуванні найсучасніших матеріалів і конструкцій окремих елементів та споруд загалом. Значну роль у підвищенні економічної ефективності систем електропостачання має компенсація реактивної потужності, вирівнювання графіків навантажень, використання вищих номінальних напруг та підтримання

їхнього підвищеного (в межах допустимого) рівня під час роботи, зниження та зміщення пікових потужностей, застосування сучасних нешкідливих матеріалів, обладнання та устаткування, що найменше впливає на довкілля[8].

Значну роль у підвищенні ефективності роботи споживачів електроенергії мають такі властивості електропостачальних систем, як надійність та здатність забезпечити високі показники якості електроенергії. Проблема визначення оптимальних показників надійності електропостачання та якості електроенергії є однією із визначальних.

Важливою проблемою в електропостачанні є перехід на нову елементну базу вторинних кіл - запровадження мікропроцесорних пристроїв захисту, автоматичного керування, сигналізації, обробки даних, аналізу аварій, діагностики тощо. Завдяки цьому з'являється можливість значного зменшення потужності трансформаторів струму та напруги, габаритів вторинних пристроїв, підвищення надійності та ефективності їх роботи. Широке застосування ЕОМ, поєднане з мікроелектронними пристроями вимірювання, захисту, автоматики тощо, повинно підвищити гнучкість та надійність електропостачальних систем, скоротити чисельність обслуговуючого персоналу і загалом дати великий економічний ефект[9].

За тривалий час експлуатації ЕПС сформульовано чотири принципи побудови схем електропостачання.

1. Принцип глибоких введень. Полягає в максимальному наближенні джерел високої напруги до електроустановок споживачів. При цьому мінімізується кількість електричних апаратів, об'єм провідникових матеріалів, кількість ступенів проміжних трансформацій напруги.

2. Принцип відмови від «холодного резерву». Спеціальні резервні, такі, що не працюють в нормальному режимі, ЛЕП і трансформатори не повинні передбачатися. Всі елементи мережі повинні нести навантаження в нормальному режимі, а в після-аварійному режимі, після виходу з ладу одного із елементів, інші повинні витримувати навантаження споживачів I та II категорій надійності.

При цьому підвищується надійність електропостачання внаслідок самоконтролю справності ЛЕП і трансформаторів.

3. Принцип глибокого секціонування ЕПС. Секціонування повинно починатись від шин електростанцій і закінчуватися збірними шинами ТП. В місцях секціонування доцільним є встановлення пристроїв АВР, що істотно підвищує надійність електропостачання.

4. Принцип роздільної або паралельної роботи ЕПС. У разі роздільної роботи зменшуються струми КЗ, полегшується комутація і спрощується релейний захист. У разі паралельної роботи зменшуються втрати електроенергії, підвищується надійність електропостачання.

Для прийому та розподілення електроенергії на потужних підприємствах споруджують ГПП 110/10 кВ. В деяких випадках економічно доцільним є використання принципу розбиття (подрібнення), згідно з яким споруджується не одна а дві ГПП, або використовують підстанції глибоких введень ПГВ, які розміщують поблизу окремих потужних виробництв підприємства.

За способом приєднання до мережі живлення понижувальні підстанції (ГПП, ПГВ) поділяють на: а) тупикові; б) відгалужувальні (проміжні); в) прохідні (транзитні). На тупикових підстанціях використовуються схеми «два блоки – лінія-трансформатор» (рис. 1.4).

Схему «два блоки – лінія-трансформатор» з роз'єднувачем (рис. 1.4, а) застосовують у разі живлення від тупикових, переважно коротких (до 3 км) повітряних ліній напругою 35...220 кВ при потужності трансформаторів $SHOM.T < 6,3$ МВА. В цій схемі встановлюють тільки роз'єднувач на вводі, який в деяких випадках взагалі може бути відсутній.

Відсутність комутувальної апаратури на високій стороні є особливо бажаною у разі розміщення підстанцій на території із забрудненим навколишнім середовищем. Захист та вимкнення трансформаторів в даній схемі забезпечується лінійним захистом та вимикачами районної підстанції енергосистеми.

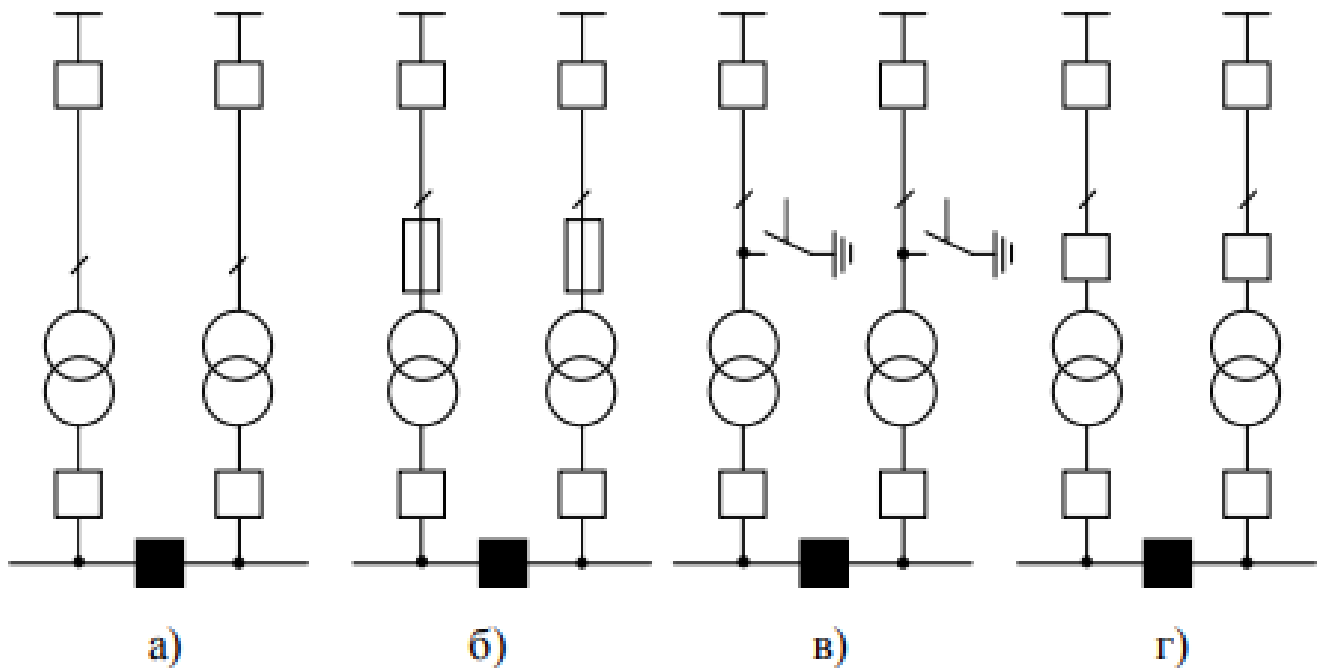


Рисунок 1.4 – Схеми живлення тупикових підстанцій

У разі відсутності високовольтних вимикачів на приймальній підстанції лінійний захист повинен бути чутливим до внутрішніх пошкоджень трансформатора. Якщо чутливість лінійного захисту недостатня, то потрібно використовувати:

- а) передавання телевимикального імпульсу на районну підстанцію;
- б) встановлення запобіжників або вимикачів.

Передавання телевимикального імпульсу пов'язане зі значними капітальними витратами на організацію каналу для його передавання. Організація каналу значно дорожча за встановлення запобіжників і навіть вимикачів. Запобіжники (схема, що зображена на рис. 1.4,б) використовують тільки на напрузі 35 кВ (ПСН-35). Застосування короткозамикачів (рис. 1.4,в) практикувалось раніше і обмежувалось кілометричним ефектом (їх не можна було використовувати на відстані до 4 км для ліній 110 кВ і до 8 км для ліній 220 кВ). З появою елегазових вимикачів 110 кВ схема з вимикачами (рис. 1.4,г) знаходить все більше поширення.

На відгалужувальних підстанціях 35...220 кВ раніше застосовували блочні схеми з відокремлювачами (рис. 1.4,а). Їх використовували за потужності трансформаторів до $S_{НОМ.Т} \leq 25$ МВА. Відокремлювачі були призначені для

від'єднання пошкоджених трансформаторів від магістральної лінії і забезпечення безперервного електропостачання решти споживачів. Вимкнення відокремлювачем відбувається під час безструмової паузи АПВ. Лінійний вимикач на районній підстанції повинен був вимкнути лінію у разі пошкодження трансформатора і після його відокремлення знову ввімкнути лінію під напругу. У разі недостатньої чутливості лінійного захисту використовувалось: передавання телевимикального імпульсу, встановлення короткозамикачів або вимикачів.

Використання відокремлювачів та короткозамикачів через низьку надійність їх роботи не рекомендовано при проектуванні підстанцій.

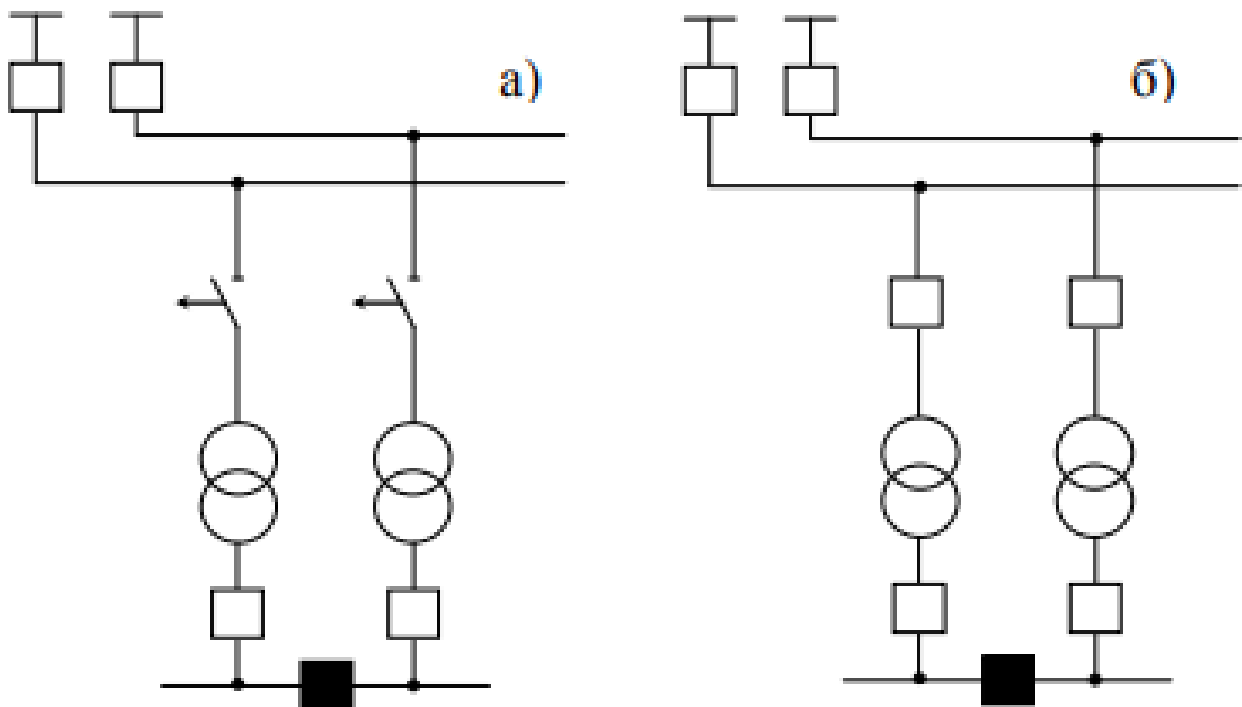


Рисунок 1.5 – Схеми живлення відгалужувальних підстанцій

На прохідних (транзитних) підстанціях 35...220 кВ за необхідності автоматичного секціонування магістральних одноколових ліній з двостороннім живленням застосовують схеми містка з вимикачами в колах ліній (рис. 1.5,а) та вимикачами в колах трансформаторів (рис. 1.5,б).

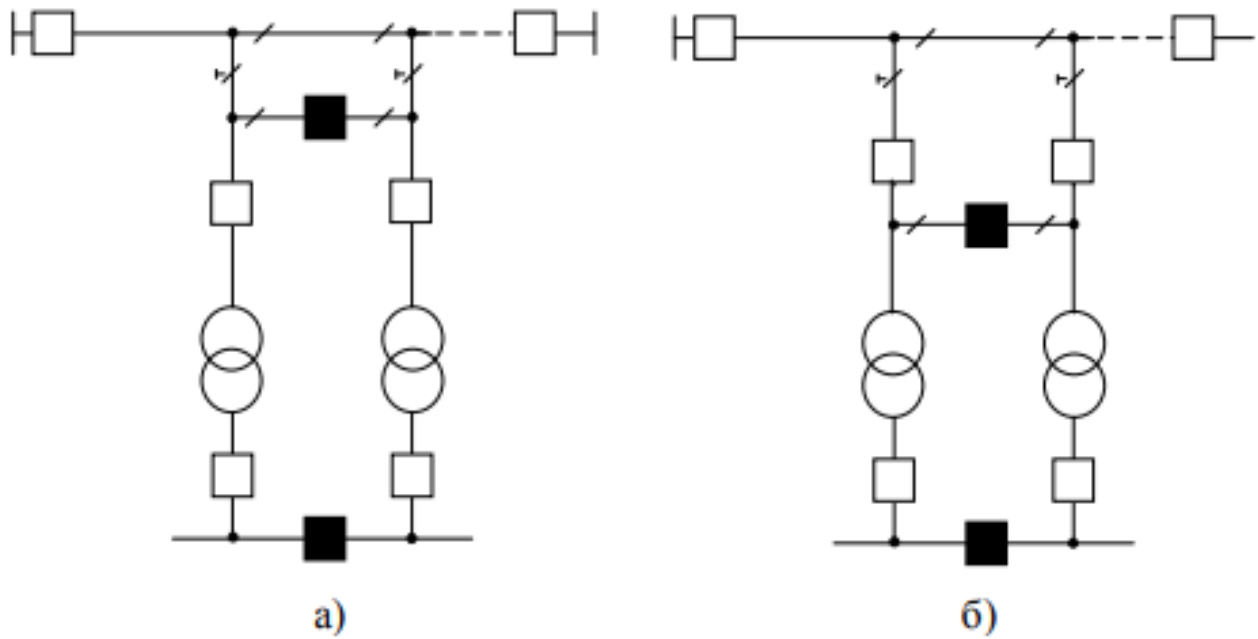


Рисунок 1.6 – Схеми транзитних підстанцій

Використовувалась також схема містка з відокремлювачами в колах трансформаторів (рис. 1.6,а). Схема подвійного містка з відокремлювачами (рис. 1.6,б) використовувалась на напрузі 110 кВ за необхідності приєднання додаткової тупикової або відгалужувальної підстанції з однією радіальною лінією.

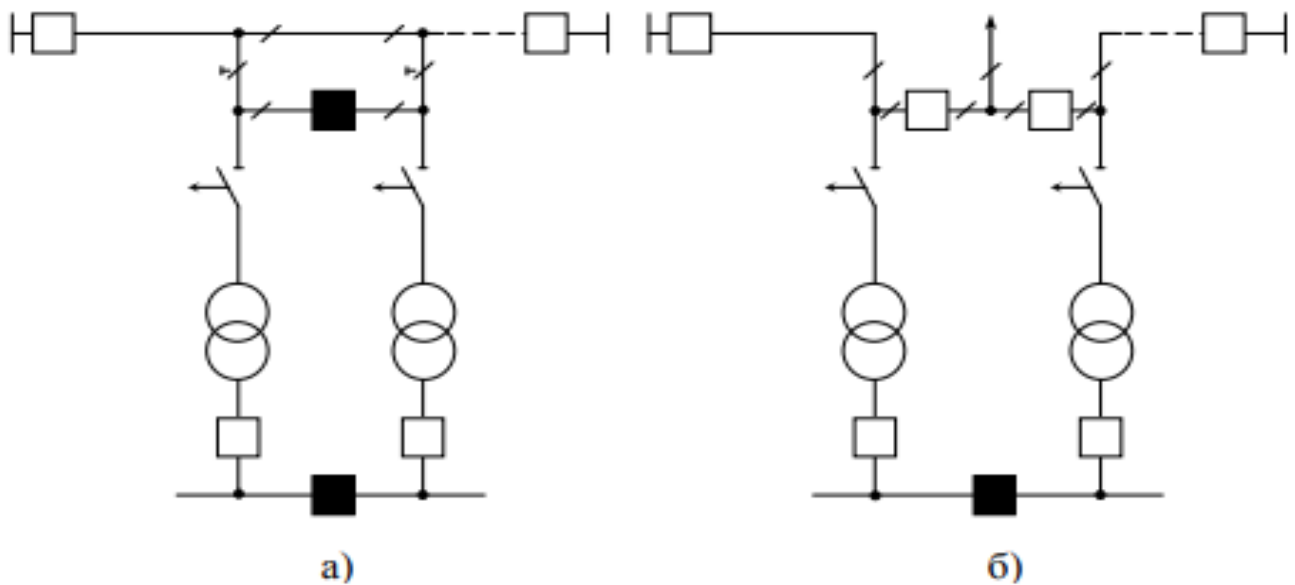


Рисунок 1.7 – Схеми транзитних підстанцій з відокремлювачами

Широке використання розподілених енергоресурсів, наприклад, розосередженої генерації, накопичення енергії та керованих навантажень, очікується в багатьох країнах, але це може призвести до проблем, включаючи

надмірний рівень пошкоджень, та обмеженню напруги [10]. У Європейських країнах з лібералізацією ринку електроенергії та прагнення зменшити кількість тривалих перебоїв в електропостачанні, надійне та високоякісне електропостачання стає як ніколи актуальним [10]. Ці драйвери неминуче призводять до нових викликів у роботі мереж розподілу електроенергії.

Розподільні мережі середньої напруги СН (MV) зазвичай мають радіальну конфігурацію. Для забезпечення альтернативних маршрутів електропостачання у разі планових або позапланових відключень електроенергії існують нормально відкриті точки (*NOP*) які з'єднують суміжні фідери [11]. Така конфігурація мережі дозволяє використовувати прості і недорогі схеми захисту, а також забезпечення швидкої ізоляції пошкоджень для обмеження розповсюдження збоїв у мережі. Однак існує розбалансування перетоків потужності між радіальними фідерами через різні умови і гнучкого попиту. Це, в свою чергу, призводить до великих втрат електроенергії, підвищені пікові струми та небажаних скачків напруги [11].

Більш того, незважаючи на те, що є багато підходів відновлення електропостачання запропоновані для підвищення надійності існуючих мереж, короткочасні перебої все ще існують, коли виникає несправності в мережі [11].

Модернізація розподільчих мереж від їх первісних радіальних до конфігурації замкнутого контуру привертає увагу [11]. Конфігурація замкнутого циклу має переваги радіальній, тому що навантаження можна збалансувати між фідерами що призводить до збільшення якості напруги та підвищення надійності живлення [12]. Однак така конфігурація петлі збільшує ризик глобальних збоїв, оскільки може бути будь-яка помилка яка швидко поширюється. Отже, потрібні складніші і дорожчі схеми захисту для взаємопов'язаної конфігурації загальної мережі [12].

У [12] було запропоновано силові електронні пристрої, встановлені замість *NOP* у розподільній мережі, а саме «м'які» відкриті точки (*SOP*) щоб підвищити керованість мережі. Замість того, щоб просто відкривати/закривати *NOP*, *SOP* контролюють передачу потужності та регулюють профілі напруги мережі шляхом гнучкого керування активною/реактивною потужністю між сусідніми фідерами.

Ізоляція несправності між взаємопов'язаними фідерами, а також швидке відновлення постачання також увімкнено за допомогою цих пристроїв. Тому *SOP* можуть покращити роботу розподільчої мережі, а також сприяти великій проникненню в дистрибуцію низьковуглецевих технологій мережі.

Попередні дослідження відстоювали переваги *SOP* в роботі розподільчої мережі [12]. У [12] показано, що *SOP* є бажаною альтернативою іншим стратегіям контролю напруги підтримка росту *DG*. Узгодження *SOP* з місцевою мережею для послаблення перехідних процесів, спричинених розподіленими фотоелектричними установками великої потужності, було представлено в [12]. Ці дослідження в основному зосереджені на нормальних умовах роботи мережі.

Поведінка *SOP*-пристрою – *VSCs back-to-back* – аварійних умови роботи мережі були проаналізовані в [12].

Однак розглядався лише стан під час несправності. Це філософія управління та продуктивність *SOP* для підтримки після-аварійного відновлення постачання не досліджувалися.

Щоб заповнити цю прогалину, було у [12] розроблено два режими керування для роботи *SOP* на основі *VSC*. Принцип дії *SOP* на основі *VSC*, що базується на послідовності, досліджувався як у нормальних, так і в аварійних умовах роботи мережі. *SOP* з використанням двох режимів керування було проаналізовано за різних умов роботи мережі. Важливість м'якого навантаження та процес синхронізації напруги, які необхідні для плавного переходу між режимами керування під час також було досліджено зміну умов роботи мережі.

На рисунку. 1.8а показана розподільна мережа з двома фідерами, з'єднаними між собою із *SOP* на основі *VSC*. Розташовані два *VSC* між кінцевими точками фідера та підключеними через загальну лінію постійного струму. Топологія основної схеми прямих *VSC*.

Він складається з конденсатора постійного струму, який забезпечує буфер енергії і зменшити пульсації напруги на стороні постійного струму, два дворівневих трифазних біполярних транзисторів з ізольованим затвором на основі *VSC* для генерування напруги сигнали з використанням широтно-імпульсної

модуляції. Кожна клема VSC підключена до послідовного фільтра, індуктивність якого представлена L .

Ця індуктивність забезпечує ослаблення високочастотних гармонік, обмежує швидкість наростання струму короткого замикання та полегшує контроль потоку потужності. Опір лінії та реактивний опір і кінцева точка фідера нехтуються, оскільки лінія між фільтром і кінцевою точкою фідера коротка.

VSC підходить для роботи SOP завдяки наступним характеристикам:

1. Гнучке регулювання активної та реактивної потужності. Обидві VSC будують власні форми сигналів напруги з бажаною амплітудою та фазовий кут. Це дозволяє повністю контролювати активну потужність, що протікає через ланку постійного струму, а також незалежну реактивну потужність. Такий контроль забезпечує роботу SOP для робочого стану нормальної мережі, який включає балансування навантаження фідера, зменшення втрат потужності та покращення якості напруги.

2. Миттєвий і незалежний контроль напруги. Напругу формою сигналу, створеною VSC, можна керувати динамічно протягом мілісекунд, що дозволяє контролювати перехідні процеси, наприклад динамічне керування *Volt/VAR* і коливання потужності [13]. Крім того, VSC може створювати власну напругу без необхідності активного джерела. Тому підняття навантаження для відновлення живлення досягається за допомогою таких пристрів.

3. Ізоляція перешкод і пошкоджень. Перехідна перенапруга і перевантаження по струму VSC можна обмежити за допомогою стратегій керування [14], таким чином, збої в мережі або несправності на одному підключеному фідері можуть бути ізольовані від іншої сторони за допомогою VSC.

Було визначено два режими керування для роботи SOP на основі VSC як у нормальних, так і в аварійних умовах роботи мережі. Режим керування потоком потужності використовувався для (1) регулювання як активної, так і реактивної потужності на підключених фідерах за нормальних умов роботи мережі та (2) ізолювати несправність між з'єднаними фідерами, коли на одному з них виникає

несправність. Режим відновлення живлення використовувався в після-аварійному режимі умови відновлення живлення для забезпечення живлення ізольованих навантажень на одному фідері через інший фідер.

Режим керування потоком потужності, для цього використовувалася подвійна замкнута стратегія, керована струмом [14]. Використовуйте *SOP* для контролю потоку електроенергії фідера в нормальних умовах роботи мережі.

Така поточна керована стратегія вигідна, тому що: (1) він забезпечує незв'язане керування активною і реактивною потужністю, і (2) він за своєю суттю обмежує VSC струм під час збоїв у мережі. На рис. 1.8 представлена загальна структура управління. Зовнішня сила контур керування, внутрішній контур керування струмом і фазова автопідстроювальна петля які є трьома основними компонентами. У зовнішньому контурі керування потужністю (рис. 1.8a) один із VSC працює з керуванням $P-Q$, де похибки активної та реактивної потужності перетворюються в опорні $d-q$ компоненти струму i_d^*, i_q^* , тобто через ПІ-регулятори.

Верхній індекс зірочкою позначає контрольні значення. Інший VSC працює з керованою $V_{dc}-Q$ схемою підтримки постійної напруги на стороні постійного струму для стабільної та збалансованої активної потужності, що протікає через ланку постійного струму. Динамічні обмежувачі для i_d^*, i_q^* вставляються, щоб уникнути обмеження над великого струму під час збоїв у мережі. У внутрішньому контурі регулювання струму (Рис. 1.8b), еталонна напруга VSC $d-q$, V_{dm} і V_{qm} визначаються через ПІ-регулятори з урахуванням струму $d-q$ помилки. Індуктивність перехресного зв'язку L є індуктивністю між термінал VSC і кінцева точка фідера, тобто індуктивність фільтра як показано на рис. 1.8b. L залишається постійним при потоці потужності.

Режим керування використовується для роботи *SOP*. Компенсація зворотного зв'язку напруги та струму використовується для отримання а хороший динамічний відгук [15,16]. *PLL* є важливі для підключення VSC до мережі змінного струму для синхронізації вихідної напруги VSC з напругою мережі

змінного струму. Використовується топологія керування *PLL* на основі теорії [17], як показано на рис. 1.9с. За допомогою суми добутків зворотного зв'язку

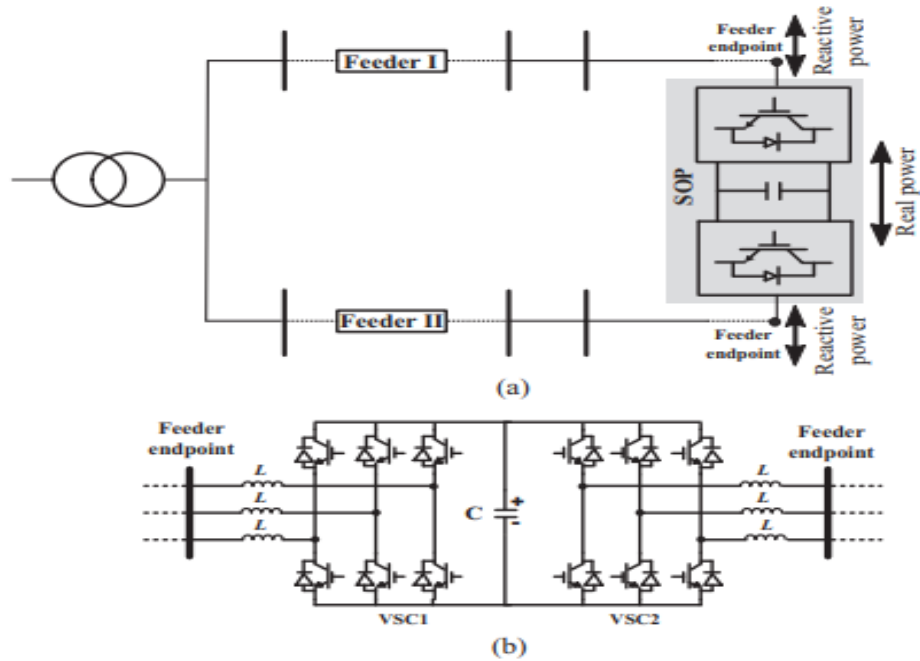


Рис. 1.8 (а) – Базова конфігурація розподільної мережі з SOP; (б) топологія основної схеми SOP на основі VSC.

сигнали, f_α, f_β , і входні напруги $\alpha - \beta$, перетворені через перетворення Кларка [17], зміна кутової частоти $\Delta\omega$ розраховується як

$$\Delta\omega = V_\alpha \cdot f_\beta + V_\phi \cdot f_\alpha \quad (1.1)$$

Тоді вихідний кут із частотою

$$f = 2\pi \cdot \varpi \quad (1.2)$$

дорівнює отримана за допомогою ПІ-регулятора, компенсація зворотного зв'язку базова кутова частота ϖ_b та інтегратор.

Режим відновлення постачання

Коли навантаження, підключені до одного VSC SOP, ізолювані, частота та напруга цього VSC більше не визначаються. Використання попередньої стратегії керування струмом спричиняють коливання напругу або частоти, що може призвести до неприйнятних умов експлуатації [18].

У такому випадку VSC, підключений до ізолюваних навантажень, діє на джерело напруги, щоб забезпечити бажану напругу навантаження зі стабільною

частотою. Інший VSC все ще діє як джерело струму, що працює з схемою керування $V_{dc} - Q$. На рис. 1.9 показана блок-схема стратегія керування напругою та частотою для інтерфейсу VSC. Для контроль напруги, вихідна напруга VSC контролюється безпосередньо в $d-q$, утримуючи V_q до нуля

$$V_d = \sqrt{2/3} \cdot V_{rms}^* \quad (1.3)$$

де V_{rms}^* — бажана номінальна середньоквадратична напруга ізольованих навантажень, $\sqrt{2/3}$ включено, оскільки є перетворення Парка на основі пікового значення фазної напруги.

Вихідна напруга VSC регулюється замкнутим контуром керування. Зверніть увагу, що на відміну від режиму керування потоком потужності немає перехресної індуктивності в контурі регулювання напруги, яка означає, що значення не впливає на стратегію керування напругою. Вхідні напруги визначаються шляхом перетворення того самого посилення $d-q$ напруги для контролю напруги через перетворення Кларка. Таким чином, $\Delta\omega$ обчислюється як

$$\Delta\omega = V_d \cdot \cos\theta \cdot (-\sin\theta) + V_q \cdot \sin\theta \cdot \cos\theta = 0 \quad (1.4)$$

Оскільки $\Delta\omega$ залишається нульовим, фазовий кут θ із постійною частотою $f = 2\pi \cdot \varpi_b$ генерується шляхом інтегрування лише базової кутової частоти $\Delta\omega$, як показано на рис. 1.9.

Принцип роботи SOP на основі VSC за різних умов роботи мережі та продуктивності SOP з використанням вище зазначених двох режимів керування були проаналізовані за допомогою тестової системи, показаної на рис.1.9. Вона складається з двох фідерів, які витягуються з розподільчої мережі [19], і SOP на основі VSC.

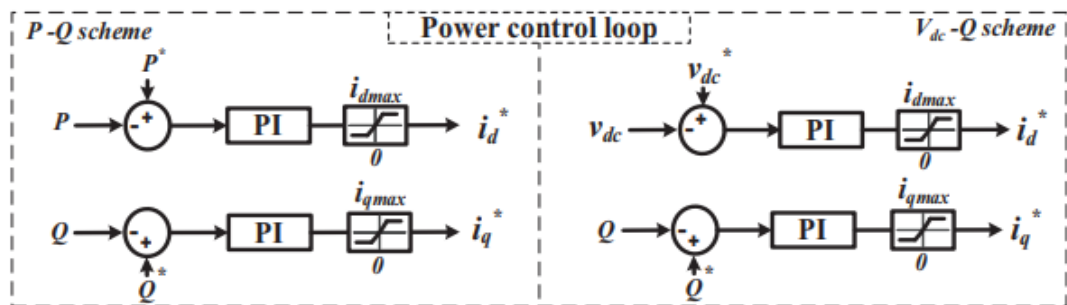
Середня модель використовувалася для представлення пристрою SOP, де втрати, гармоніки та швидкі перехідні процеси перемикання перетворювачів [20,21].

Нормальні умови

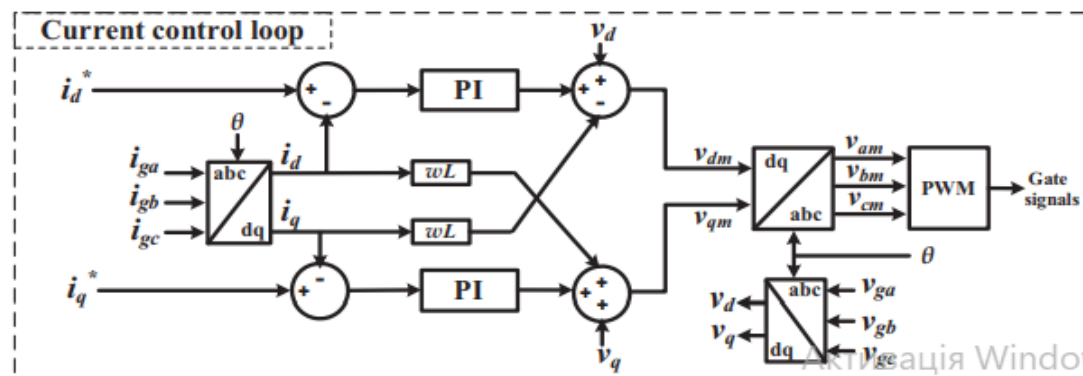
Перевірено працездатність стратегій керування для режиму керування перетоків

потужності. Змодельовано ступінчасту зміну задаючих сигналів активної та реактивної потужностей. Передбачається, що VSC1 працює в режимі $V_{dc} - Q$, і VSC2 працює в режимі $P - Q$, як показано на рис. 1.9.

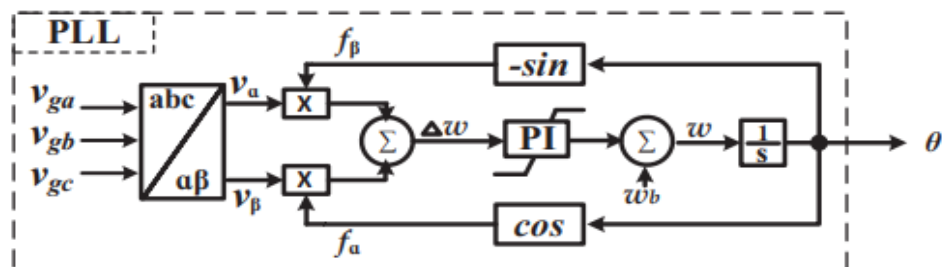
Зміни еталонного кроку були змодельовані наступним чином: позитивні і негативні крокові зміни реактивної потужності VSC1 через 1 і 2 секунд; на VSC2 реактивна потужність Q_2 при 1,5 і 2,5 секунд і активною потужністю P_2 при 1,5 і 2 секунд; напруга постійного струму V_{dc} залишався постійним значенням.



(a)



(b)



(c)

Рисунок. 1.9. – Блок-схема керування SOP для режиму керування потоком електроенергії.

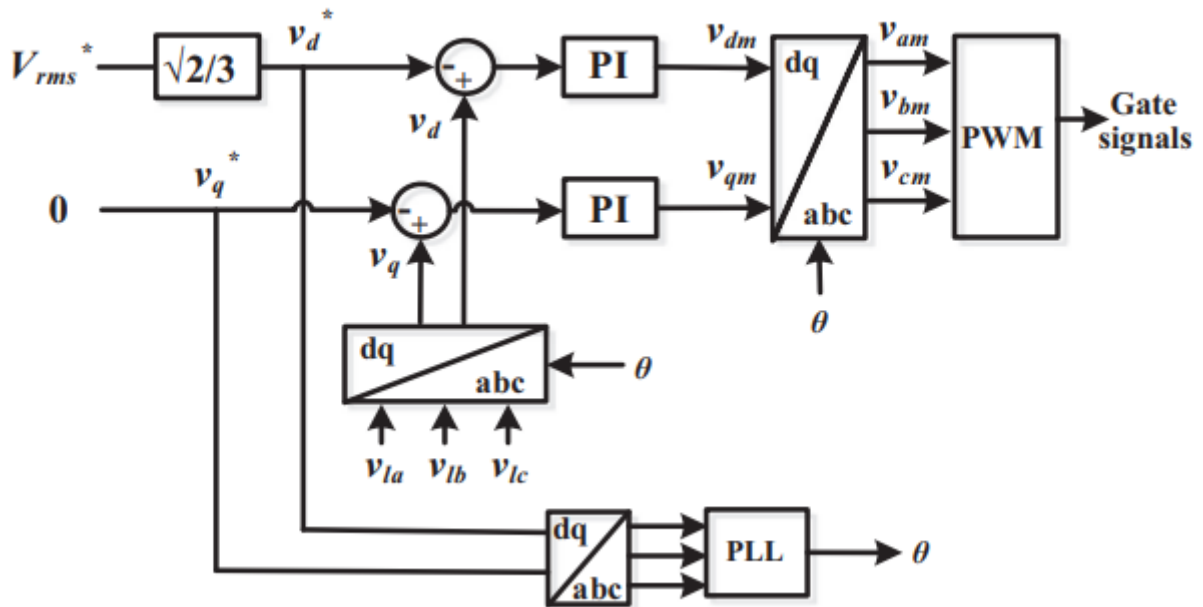


Рисунок. 1.10. – Блок-схема керування інтерфейсом VSC для режиму керування відновленням живлення.

На рис.1.10 наведені перехідні характеристики вихідної потужності з ступінчастою зміною опорних сигналів. Хороша якість відстеження спостерігалася з точним і швидким досягненням сталого стану, тобто протягом кількох мілісекунд без перерегулюванням. Ці результати свідчать про здатність *SOP* забезпечувати як миттєве, так і тривале регулювання потоку потужності, а також керування нормальних умови роботи мережі.

Крім того, напруга залишалася постійним значенням, за винятком перехідних перенапруг, що відбувалися під час стрибків активної потужності. Це пов'язано з раптовою зміною активної потужності, яка викликав миттєвий дисбаланс обміну активною потужністю.

Такі небажані перехідні перевищення зазвичай затухають шляхом збільшення ємності ланки постійного струму. Однак виявлено, що ступінь перевищення напруги постійного струму зменшується зі зменшенням раптової зміни активної потужності.

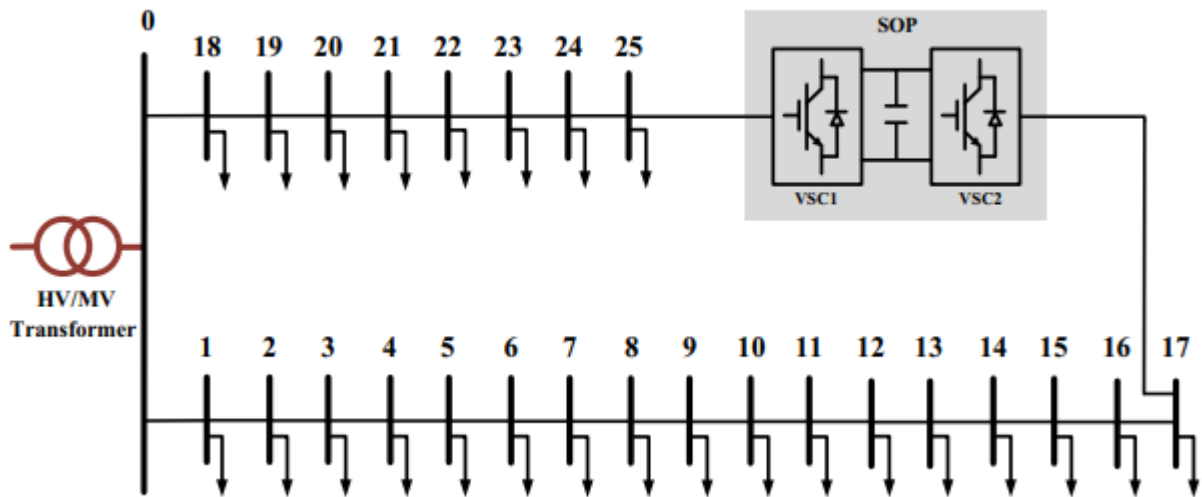


Рисунок. 1.11– Розподільча мережа середнього напруги з двома фідерами з *SOP*, що базується на послідовності.

Аварійний режим

Поведінка пристрою *SOP* та його контролерів досліджували як за збалансованих, так і за незбалансованих несправностей мережі. Усі моделювання, представлені в цьому розділі, були проведені, припускаючи, що на шині 13 сталася несправність (див. рис. 1.11). *VSC1* працює в режимі $V_{dc} - Q$, в *VSC2* працює в режимі $P - Q$.

Збалансована несправність розподільної мережі

Трифазне замикання було змодельовано при $t = 1$ с. Таке замикання з високим опором було вибрано, щоб уникнути спрацювання внутрішнього захисту пристрою *SOP*, який зазвичай призначений для обмеження струму *VSC* до 2–3-кратного значення струму повного навантаження [22].

Передбачалося, що несправність ізолюється шляхом відключення несправної сторони *VSC* через 200 мс. Активна потужність (0,6 МВт) проходить через *SOP* з обох напрямків. Представлені результати моделювання, включаючи напругу, перетікання струму та потужності на несправній стороні *VSC*. Енергія надходила від несправного бічного фідера до несправного бокового фідера до виникнення несправності. Пошкоджена сторона *VSC* мала обмежений внесок у струм замикання перед вимкненням.

Струм пошкодження став нульовим після *VSC* було вимкнено. Однак, як і

очікувалося, його вихідна напруга впала до 2 кВ, тому для виявлення такої несправності достатньо захисту від зниження напруги. На відміну від пошкодженої сторони VSC, пошкоджена сторона VSC мала регульований вихід струму та напруги, на які не вплинула аварія, як показано струм (справа) на аварійній стороні VSC.

Це свідчить про те, що пристрій SOP може ефективно ізолювати пошкодження між з'єднаними фідерами. Скорочення на вихідний струм спостерігається після виникнення пошкодження. Це пояснюється до зменшення перетоку активної потужності між з'єднаними фідерами, показано потік реальної та реактивної потужності обох VSC. Видно, що як активна, так і реактивна потужність на несправній стороні VSC зменшилася під час пошкодження, а потім перетворилася на нуль після вимкнення пошкодженої сторони VSC.

Тим не менш, вихідна реактивна потужність на аварійній стороні VSC залишалася на передаварійному значенні через відключену керованість стратегії контролю. Коли перед-аварійна активна потужність надходила від пошкодженої сторони до непошкодженої сторони, подібна відповідь SOP, спостерігалася, що не показано через пробіл обмеження.

Незбалансована несправність розподільної мережі

Однофазне замикання на землю було змодельовано при $t = 1$ с та ізолювано шляхом відключення VSC сторони пошкодження через 200 мс. Спостережено, що пошкоджена сторона VSC дала більший внесок у струм пошкодження в порівнянні з симетричним пошкодженням, що може прискорити роботу захисту розподільної мережі. Механізми захисту за напругою та струмом від'ємної послідовності є достатнім для захисту фідерів з SOP для такого типу пошкоджень. Стосовно неушкодженої сторони VSC можна побачити, що і вихідний струм, і напруга залишаються на рівні до аварійного значення, незважаючи на великий струм аварійного сигналу з іншого боку VSC.

Щодо потоку потужності, вихідна активна та реактивна потужності на несправній стороні VSC залишився на доаварійних значеннях. Вони стали нульовими після пошкодженої сторони VSC була вимкнена. Навпаки, реактивна

потужність на пошкоджену сторону VSC не вплинула несправність, яка залишився на доаварійному значенні. Коли активна потужність тече від пошкодженої сторони до непошкодженої сторони живлення.

Моделювання також було проведено, коли пошкоджена сторона VSC працює за схемою $V_{dc} - Q$. Схожа продуктивність SOP було отримано та показана на рис. 1.9 і 1.10. З результатів отримано, що пристрій SOP та його контролери вони ефективні для ізоляції несправності між підключеними фідерами, обмежують поширення несправностей в мережі та збільшення струм короткого замикання.

Крім того, незважаючи на появу пошкодження, контрольованість реактивної потужності на стравній стороні VSC залишається.

Умови відновлення післяаварійного електропостачання

За цієї умови SOP повинен забезпечити плавність перехід між різними режимами керування: (1) від потужності керування потоком до режиму керування відновленням подачі електропостачання несправних вимкнених навантажень; і (2) повернутися до нормального режиму керування, коли ізольовані навантаження знову підключаються до оригінального фідера. На рис. 1.12 показано система переходу на основі режимів керування, запропонованих у розділі 2. Опорні $d - q$ напруги, що вводяться в модуляцію а вхідні напруги контролера PLL змінюються на два перемикачі «S1» і «S2».

Керування перехідної системи в умовах післяаварійного відновлення живлення. Усі симуляції, представлені в цьому розділі, слідує за несправністю події. Фідерні термінали (FTU) передбачалося встановити в кожній гілці та потужності ізольованих навантажень були в межах потужності пристрою SOP.

Для контролю навантаження, яке перевищує потужність пристрою SOP, такі як координація з фідерами має бути встановлена автоматика, яка виходить за рамки цієї роботи.

Перехід з режиму регулювання перетоку електроенергії на відновлення подачі

Коли збій виникає на шині 13, а VSC пошкодженої сторони вимикається. SOP переходить у режим відновлення живлення для живлення неушкоджених

непрацюючих навантажень, які знаходяться від шини 14 до шини 17 як тільки вимога відновлення живлення підтверджена, перемикачі «S1» і «S2» одночасно змінюється з режиму керування потоком потужності, «PFC» в режим відновлення живлення «SR». Передбачається, що вимога відновлення підтверджується при $t=2,2$ с, тобто через 1 с після ізоляції несправності. Ця затримка відповіді відображає використаний час автоматикою розподілу, щоб ізолювати постійну несправність і підтвердити вимогу відновлення постачання. На рис. 1.12 наведені результати моделювання при жорсткому переході, тобто безпосередньо підключаючи «S1» і «S2» до «SR». Помічено, що коли сигнал вихідної напруги пошкодженій сторони VSC був ініційований, компонент постійного струму створювався в вихідний змінний струм. Це пов'язано з індуктивними ізолюваними навантаженнями.

У високоіндуктивному ланцюзі миттєва зміна напруги може призвести до утворення постійного компонента, щоб підтримувати початковий струм на нульовому рівні [23]. Зміщення постійного струму стало більш серйозним, коли індуктивність була підключена паралельно до ізолюваного навантаження (при шині 17). Крім того, коли ємність була підключена паралельно з ізолюваним навантаженням (на шині 17) також було перехідне перенавантаження спостерігалось у формі сигналу вихідного струму.

Ємнісні навантаження, підключені до розподільної мережі, зазвичай не відключається автоматично від мережі під час локалізації проблем. Обидва ці перевищення поточного постійного струму та перехідні процеси не можна ігнорувати через ймовірність спрацювання внутрішнього захисту інвертора, а також захисного реле фідера. Процес захоплення навантаження для вирішення поточного зміщення постійного струму або були запропоновані проблеми пускового навантаження:

Щоб уникнути раптового стрибка напруги на клемі, при момент підключення перемикачів «S1» і «S2» до «SR», початкові значення як кута ФАПЧ, так і вихідної напруги контролера встановлюються на значення кута ФАПЧ і значення напруги безпосередньо перед перемиканням на «SR».

Регулятор напруги (ПІ-регулятор) налаштовано на більш повільну перехідну характеристику, тобто більшу постійну часу для досягнення м'якого збільшення вихідної напруги. На рис. 1.12 показані форми сигналів вихідної напруги та струму за допомогою процесу м'якого прийому навантаження. Видно, що вихідна напруга зростала плавно без раптового стрибка до еталонне значення.

Перехід від режиму відновлення електропостачання до регулювання перетоку електроенергії режим

Після усунення несправності ізольовані навантаження живляться від *SOP* повторно підключаються до оригінального пристрою подачі. *SOP* потрібно змінити з режиму відновлення подачі в режим керування потоком електроенергії шляхом перемикавання «S1» і «S2». Передбачалося, що повторне підключення відбудеться о $t = 3$ с. Була течія сплеск і падіння напруги під час переходу, що може призвести до несподіваного спрацьовування реле захисту.

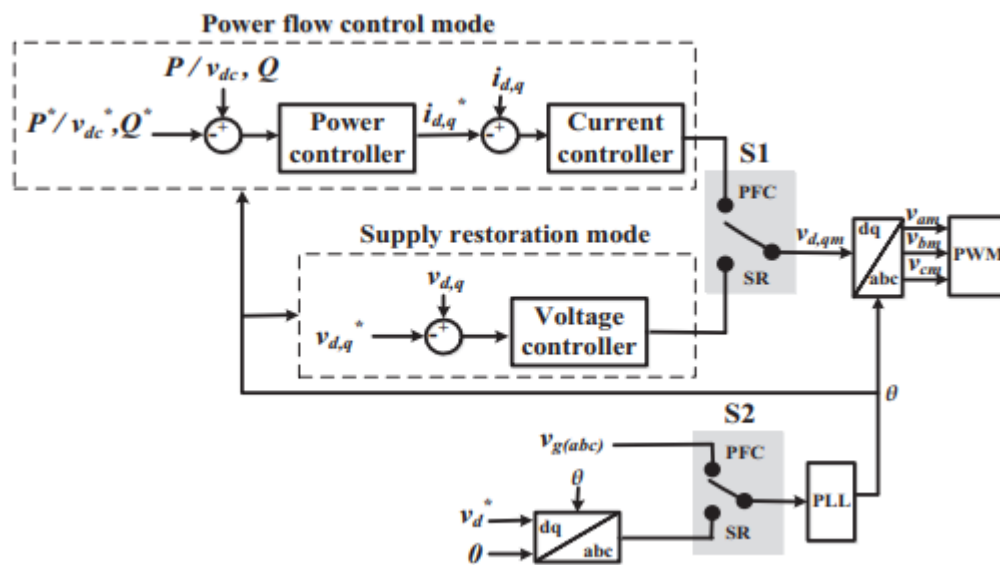


Рисунок. 1.12 – Система переходу режиму керування.

Повторне підключення здійснюється після обох кутів фази напруги і величина синхронізуються з вихідним фідером по порядку щоб уникнути надмірних перехідних процесів. Детальна процедура плавного переходу з режиму відновлення живлення в режим перетоку електроенергії режим керування проілюстрований таким чином:

1. Підтвердьте, що після збою мережі потрібне повторне підключення було

скасвано.

2. Фаза напруги навантаження, $\angle v_{l_r}$ при повторному підключенні точці, тобто на шині 14, синхронізується з оригінальною напруга живлення на шині 13, $\angle v_{f_r}$

3. Різниця фаз між вихідним фідером і фідером Напруга в точці повторного підключення отримується

$$\Delta\theta = \angle v_{f_r} - \angle v_{l_r} \quad (1.5)$$

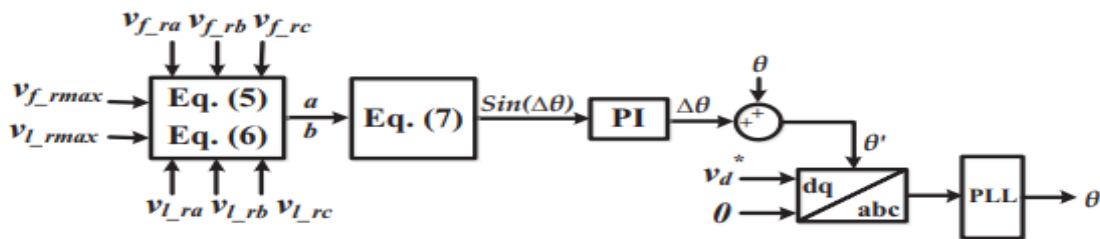


Рисунок. 1.13. Контролер синхронізації

Результати плавного переходу в режим керування потоком потужності за $t = 3$ с: форма вихідної напруги пошкодженої сторони VSC; сигнал вихідного струму. На рис. 1.13 показаний огляд процесу фазової синхронізації. «S2» перемикається на «PFC» після фазової синхронізації завершено.

Напруги живлення $d-q$ призначаються як еталонні напруги $d-q$ контролера напруги, щоб регулювати величину напруги навантаження до напруги мережі.

Коли і фаза, і величина вихідної напруги відповідає вихідній напрузі живлення, S_1 перемикається на «PFC», і ізольовані навантаження знову підключаються до вихідного фідера.

З метою запобігання великих перехідних потоків активної і реактивної потужності, інтеграли ПІ-регуляторів потужності та струму скидаються на нуль і опорні значення активних і реактивних потужностей встановлюються як значення перед передачею в потік потужності режиму контролю.

Показана синхронізація напруг, коли почав працювати алгоритм синхронізації при відновленні живлення. Як бачимо, процес синхронізації

пройшов успішно форсував напругу в кінці ізолюваної області, щоб відстежити напругу на вихідному фідері.

Наведені вихідну напругу і форми струму VSC сторони з пошкодженням після використання процесу синхронізації. Скачок струму та провал напруги вдалося зменшити. Практичне застосування SOP у вибраному розподілі електроенергії мереж у європейських країнах було запущено через низьковуглецеві мережі (LCNF) [24]. Оцінка SOP виконується на основі VSC, встановлених у мережах європейських країнах.

Було розроблено два режими керування для роботи SOP на основі VSC. Для режиму керування потоком потужності подвійної стратегія замкнутого контуру, використовувалася для регулювання обох активної та реактивної потужності на підключених фідерах. Для постачання режимі відновлення, була стратегія контролю напруги та частоти запропоновано забезпечити швидке відновлення електропостачання при зникненні навантажень підключені до однієї сторони SOP ізолювані через несправності мережі.

Принцип роботи SOP на основі VSC було проаналізовано як за нормальної, так і за аварійної роботи мережі умови. Тематичні дослідження на основі розподілу середньої напруги з двома фідерами, мережа оцінила продуктивність пристрою SOP за допомогою двох режимів керування в нормальних, аварійних і післяаварійних умовах відновлення живлення.

За звичайних умов запропонований контролер SOP забезпечує як миттєве, так і довготривале регулювання потоку потужності між з'єднаними фідерами та підтримкою Volt/VAR. Під час несправності контролер SOP може ізолювати збалансований або незбалансований збоїв у мережі між з'єднаними фідерами, і таким чином обмежити поширення несправності в мережі та збільшення струму короткого замикання.

В умовах після-аварійного відновлення живлення пристрій SOP була продемонстрована ефективність у забезпеченні швидкого відновлення постачання через плавний перехід між нормальною роботою і режимом відновлення живлення.

Для переходу з режиму регулювання перетоку потужності в режим

відновлення подачі, процес прийому навантаження був кращим, ніж жорсткий перехід щоб усунути поточне зміщення та проблеми пускової струму, які може викликати несподівані операції захисту.

Для переходу з режиму відновлення живлення в режим керування потоком електроенергії, зменшено небажане перевищення струму та затримку напруги після використання процедури синхронізації напруги та скидання контролерів струму та потужності.

1.3 Методи підвищення надійності систем електропостачання промислових підприємств

При проектуванні системи електропостачання цеху, одним з головних завдань є визначення величини напруги живлення. Для живлення великих і особливо великих підприємств слід застосовувати системи глибокого вводу за допомогою напруг 110, 150, 220, 330 і 500 кВ[6].

Напруга 35 кВ застосовується для живлення підприємств середньої потужності і для розподілу електричної енергії на першому ступені електропостачання за допомогою глибоких введень у вигляді магістралей, до яких приєднуються цехові підстанції 35/10 кВ. Глибоке введення - система електропостачання з наближенням високої напруги до електричних установок з мінімальною кількістю етапів проміжної трансформації [5].

На другому ступені напруга рівна 10 кВ, живить цехові трансформаторні підстанції. Така напруга в 10 кВ застосовується у внутрішньозаводському розподілі електроенергії, а також на підприємстві з потужними двигунами, що допускають безпосереднє приєднання до мережі 10 кВ, на підприємствах невеликої і середньої потужності. Напругу 10 кВ слід застосовувати в якості основної як найбільш економічну на відміну від напруги 6 кВ. Напруга 6 кВ, зазвичай, застосовується за наявності на підприємстві значної кількості електроприймачів на 6 кВ.

На третьому ступені напруга 380/220 В застосовується, в основному на

електричних установках до 1000 В, для живлення електроприймачів від загальних трансформаторів, але, як правило, від окремих мереж.

Напруга 220 В призначена для живлення однофазних електроприймачів таких як освітлювальні лампи та побутові прилади [3].

На досліджуваному підприємстві основне електропостачання виконане напругою 10 кВ, оскільки такою напругою живляться підстанції малої потужності. На інструментально-зварювальних дільницях виробництва усі споживачі живляться від змінного струму промислової частоти 50 Гц з напругою 380 і 220 В [1].

Існує два підходи до оцінювання надійності ЕПС: перший – оснований на вимогах ПУЕ, другий – теоретичний. Ці підходи взаємопов'язані і практичні рекомендації ПУЕ основані на висновках теоретичного аналізу.

Надійність – властивість ЕПС виконувати задані функції зі збереженням експлуатаційних показників у межах, що регламентуються нормативними документами. Для простих об'єктів надійність забезпечується інтуїтивно на підставі досвіду, а для ЕПС така суб'єктивна оцінка часто недостатня. Відмова – втрата робочої здатності елементів частини або усієї системи.

Відмова буває повна і часткова, раптова і поступова, стійка і нестійка, явна і неявна, конструктивна, технологічна чи експлуатаційна.

Відновлення – це подія, яка полягає у підвищенні рівня робочої здатності шляхом проведення ремонтів або заміни обладнання.

Основним теоретичним показником надійності є: $p(t)$ – ймовірність безвідмовної роботи за час t . На практиці використовують такі практичні показники, як частота відмов ω , частота ремонтів μ , тривалість відновлення t_v , тривалість поточного ремонту t_p . Ці показники характеризують як окремі елементи ЕПС, так і систему в цілому.

Ненадійнішим елементом ЕПС є ЛЕП. На них припадає від 85 до 95 відсотків усіх вимкнень.

Основними причинами пошкоджень ПЛ є грозові перекриття ізоляції, ожеледь, вітер, вібрація проводів, падіння дерев, перекриття повітряних

проміжків на будівельні машини. Так, середнє значення відмов ПЛ-110 кВ складає 0,7 рік-1 на 100 км (табл. 1.1). В грозвий період і у випадку ожеледі частота відмов різко зростає. Оскільки КЗ ПЛ часто самоліквідуються, то передбачається їх автоматичне повторне ввімкнення.

Основними причинами виходу з ладу КЛ є їх пошкодження будівельними машинами під час земляних робіт, старіння ізоляції, потрапляння вологи в кабель, пошкодження ізоляції гризунами. Електричні пробої переважно відбуваються на з'єднувальних муфтах, кінцевих заробках, вертикальних ділянках.

Таблиця 1.1 – Показники надійності ліній електропередачі

Елемент ЕПС	ω , рік ⁻¹ на 1 км	t_v , год.	μ , рік ⁻¹ на 1 коло	t_n , год.
ПЛ-110 кВ	0,007	10	0,167	35
ПЛ-35 кВ	0,02	8	0,167	35
ПЛ-10 кВ	0,02	10	0,167	35
КЛ-10 кВ (траншея)	0,03	44	1	9
КЛ-10 кВ (кабельний канал)	0,005	17,5	1	9

Основними причинами відмов силових трансформаторів є: порушення ізоляції обмоток через зовнішні й внутрішні перенапруги, наскрізні струми КЗ, дефекти виготовлення, старіння внаслідок перевантажень; пошкодження регулювальних пристроїв; пошкодження контактних з'єднань; пошкодження введів трансформаторів через перекриття ізоляції; зниження рівня оливи. Основними причинами відмов вимикачів є: неспрацьовування приводів; обгорання контактів; зношування дугогасильних камер; заводські дефекти; помилкові дії персоналу при виконанні перемикачів. Однофазні замикання на землю в мережах 6-35 кВ супроводжуються горінням заземлювальних дуг (внаслідок недостатньої компенсації ємнісних струмів), що призводить до виникнення перенапруг, пробоїв ізоляції, руйнування ізоляторів. Показники надійності електрообладнання підстанцій наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Показники надійності електрообладнання підстанцій

Елемент ЕПС	ω , рік ⁻¹	$t_{в}$, год.	μ , рік ⁻¹	$t_{п}$, год.
Т-110 кВ	0,015	100	1	43
Т-35 кВ	0,02	80	1	28
Т-10 кВ (кабельна мережа 10 кВ)	0,005	60	0,5	10
Т-10 кВ (повітряна мережа 10 кВ)	0,05	60	0,5	10
В-110 кВ (елегазовий)	0,01	30	0,1	30
В-10 кВ (малооливний)	0,02	15	0,33	15
В-10 кВ (вакуумний)	0,01	15	0,33	15
Збірні шини 10 кВ на 1 приєднання	0,03	2	0,167	5
АВ-0,38 кВ	0,05	4	0,33	10
ЕД 6, 10 кВ	0,1	160	0,5	-
ЕД 0,38 кВ	0,1	50	0,5	-

Електроприймачі за надійністю електропостачання поділяють на такі три категорії:

Електроприймачі I категорії – електроприймачі, переривання електропостачання яких може спричинити: небезпеку для життя людей, значний матеріальний збиток споживачам електричної енергії (пошкодження дорогого основного обладнання, масовий брак продукції), розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. У складі електроприймачів I категорії виділяється особлива група електроприймачів, безперебійна робота яких є необхідною для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрозі життю людей, вибухам, пожежам і пошкодженням високовартісного основного обладнання, втраті важливої інформації.

Електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до масового недовідпуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

Електроприймачі III категорії – решта електроприймачів, що не підпадають під визначення I та II категорій. Категорії надійності електропостачання визначають залежно від технології основного виробництва споживача електроенергії згідно з вимогами ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування

електрообладнання об'єктів цивільного призначення». Остаточні категорії надійності узгоджуються замовником проекту електропостачання споживача від зовнішніх джерел електроенергії.

Електроприймачі I категорії треба забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, і перерву їх електропостачання в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення можна допускати лише на час автоматичного відновлення живлення. Перемикання джерел живлення треба здійснювати за мінімально короткий час і по можливості не змінювати режим роботи обладнання споживачів.

Для електропостачання особливої групи електроприймачів I категорії має передбачатися додаткове живлення від третього незалежного взаєморезервуючого джерела живлення. Як третє незалежне джерело живлення для особливої групи електроприймачів і як друге незалежне джерело живлення для решти електроприймачів I категорії може бути використано місцеві електростанції, електростанції енергосистем (зокрема, шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї тощо.

Якщо резервуванням електропостачання не можна забезпечити необхідну безперервність технологічного процесу або якщо резервування електропостачання є економічно недоцільним, то технологічне резервування забезпечується, наприклад, шляхом установавання взаєморезервуючих технологічних агрегатів, спеціальних пристроїв безаварійної зупинки технологічного процесу, які діють у разі порушення електропостачання.

Електропостачання електроприймачів I категорії з особливо складним безперервним технологічним процесом, який потребує тривалого часу на відновлення робочого режиму, за наявності техніко-економічних обґрунтувань рекомендовано здійснювати від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, до яких висуваються додаткові вимоги, що визначаються особливостями технологічного процесу.

Електроприймачі II категорії необхідно забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення. Для електроприймачів II

категорії в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення переривання електропостачання є допустимим на час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Для електроприймачів III категорії електропостачання може здійснюватися від одного джерела живлення за умови, що час переривання електропостачання, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

1.4 Проблема реактивної потужності на промислових підприємствах та способи їх вирішення

Більша частина промислових приймачів в процесі роботи споживає з мережі, крім активної потужності P , реактивну потужність Q . [24]

Основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни (60–65% загального споживання реактивної потужності), трансформатори (20–25%), повітряні електричні мережі, реактори, перетворювачі та інші установки (близько 10%). Залежно від характеру електроустаткування його реактивне навантаження може складати до 130% по відношенню до активної. Передача значної реактивної потужності по лініях і через трансформатори не вигідна з наступних основних причин:

1. Виникають додаткові втрати активної потужності та енергії у всіх елементах системи електропостачання, обумовлені завантаженням їх реактивною потужністю. Так, при передачі активної P реактивної Q потужностей через елемент мережі з опором R втрати активної потужності складуть

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_p. \quad (1.6)$$

Додаткові втрати активної потужності ΔP_p , викликані протіканням реактивної потужності Q , пропорційні її квадрату.

2. Виникають додаткові втрати напруги, які особливо істотні в мережах районного значення. Наприклад, при передачі потужностей P і Q через елемент мережі з активним опором R і реактивним X втрати напруги складуть

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (1.7)$$

де ΔU_a – втрати напруги, обумовлені активною потужністю; ΔU_p – втрати напруги, обумовлені реактивною потужністю.

Додаткові втрати напруги ΔU_p збільшують відхилення напруги на затискачах приймача від номінального значення при змінах навантажень і режимів електричної мережі. Це вимагає збільшення потужності, а отже, і вартості засобів регулювання напруги.

3. Завантаження реактивною потужністю ліній електропередачі та трансформаторів зменшує їх пропускну спроможність і вимагає додаткових заходів щодо збільшення пропускну спроможності мережі (збільшення перетинів дротів повітряних і кабельних ліній, збільшення номінальної потужності або числа трансформаторів підстанцій тощо).

Приведені міркування примушують, наскільки це технічно і економічно доцільно, наближати джерела реактивної потужності до місць її споживання. Це розвантажує значну частину ліній електропередачі та трансформаторів від реактивної потужності. [24]

Зменшення споживання реактивної потужності спеціальними заходами, це застосування пристроїв компенсації. Для компенсації реактивної потужності, споживаної електроустановками промислового підприємства, можуть бути застосовані синхронні компенсатори і статичні конденсатори, а також використані наявні синхронні двигуни. [24]

Синхронні компенсатори по суті є синхронними двигунами полегшеної конструкції без навантаження на валу. Вони можуть працювати як в режимі генерації реактивної потужності (при перезбуджуванні компенсатора), так і в режимі її споживання (при недозбудженні). Зміна значення реактивної потужності

компенсатора, що генерується або споживається, здійснюється регулюванням його збудження.

У даний час промисловість виготовляє синхронні компенсатори потужністю від 5000 до 75000 квар. Втрати активної потужності в синхронних компенсаторах при їх повному завантаженні залежно від номінальної потужності коливаються в межах 0,32 – 0,15 кВт/квар, тобто складають значну величину.

До недоліків синхронних компенсаторів відносяться також дорожчання і ускладнення експлуатації (по порівнянню, наприклад, з конденсаторними батареями) і значний шум під час роботи. Позитивними властивостями синхронних компенсаторів як джерел реактивної потужності є можливість плавного і автоматичного регулювання величини реактивної потужності, що генерується, незалежність генерації реактивної потужності від напруги на їх шинях, достатня термічна і динамічна стійкість обмоток компенсаторів під час коротких замикань, можливість відновлення пошкоджених синхронних компенсаторів шляхом проведення ремонтних робіт. [24]

Конденсатори – спеціальні ємності, призначені для вироблення реактивної потужності. За своєю дією вони еквівалентні синхронному компенсатору в режимі перезбудження і можуть працювати лише як генератори реактивної потужності. Звичайно батареї конденсаторів включаються в мережу трифазного струму по схемі трикутника. При відключенні конденсаторів необхідно, щоб запасена в них енергія розряджалася автоматично без участі чергового персоналу на активний опір, приєднаний до батареї «наглухо» (рис. 1.14).

Конденсатори в порівнянні з іншими джерелами компенсації реактивної потужності мають ряд переваг:

- 1) малі втрати активної потужності (0,0025 – 0,005 кВт/квар);
- 2) простота експлуатації (зважаючи на відсутність частин, що обертаються і труть);
- 3) простота виробництва монтажних робіт (мала вага, відсутність фундаментів);

4) для установки конденсаторів може бути використано будь-яке сухе приміщення.

Серед недоліків конденсаторів слід зазначити залежність реактивної потужності, що генерується ними, від напруги $Q = U^2 \omega C \cdot 10^{-3}$ квар; недостатню міцність (легко ушкоджуються, особливо при КЗ і напругах вище номінального).

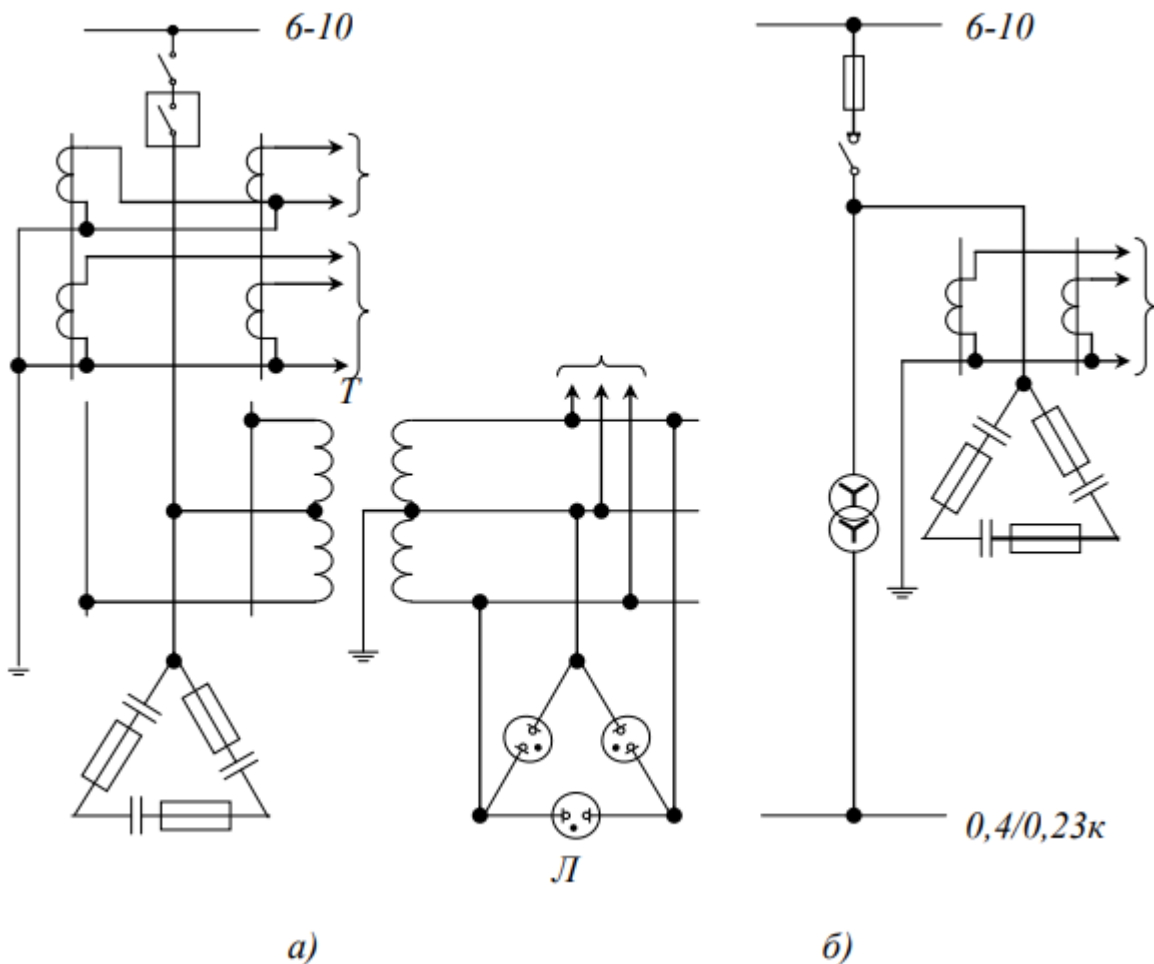


Рисунок. 1.14. – Схема вмикання батарей статичних конденсаторів:
а – під окремий вимикач, б – під вимикач навантаження споживача. В цьому випадку розрядним опором служить сам силовий трансформатор, ТН – трансформатор напруги, що використовується в якості розрядного опору для батареї конденсаторів, ЛІ –сигнальні індикаторні лампи

Питома вартість 1 квар конденсаторної батареї залежить від напруги, але практично не залежить від потужності самої батареї. Тому для компенсації реактивної потужності до 10 Мвар на промислових підприємствах найбільше поширення набули конденсаторні батареї. [24]

Установки конденсаторів бувають індивідуальні, групові та централізовані. Індивідуальні установки застосовуються частіше за все на напругах до 660 В. В цих випадках конденсатори приєднуються наглухо до затисків приймача. Такий вид установки компенсуючих пристроїв має істотний недолік – поганим використанням конденсаторів, оскільки з відключенням приймача відключається й компенсуюча установка. При груповій установці конденсатори приєднуються до розподільних пунктів мережі. При цьому використання встановленої потужності конденсаторів дещо збільшується. При централізованій установці батарей конденсаторів вони можуть приєднуватися на стороні вищої напруги трансформаторної підстанції промислового підприємства. Використовування встановленої потужності конденсаторів в цьому випадку виходить найвищим.

Захист конденсаторів здійснюється плавкими запобіжниками, що включаються поодиночі в ланцюг кожного з них. Крім того, батарея в цілому захищається також за допомогою запобіжників в ланцюзі батареї.

Схеми приєднання батарей конденсаторів на напругу 3 - 6 кВ дані на рис. 1.14. Схема на рис. 1.14, а забезпечує незалежність роботи батареї від роботи приймачів, але вимагає великої кількості апаратури високої напруги. На рис. 1.14, б батарея приєднується до ланцюга приймача наглухо і для включення батареї в цьому випадку не потрібна установка окремих вимикачів.

Щоб уникнути істотного зростання витрат на відключаючу апаратуру, вимірювальні прилади тощо не рекомендується установка батарей конденсаторів 3 - 10 кВ потужністю менше 400 квар при приєднанні конденсаторів за допомогою окремого вимикача (рис. 1.14, а) і менше 100 квар при приєднанні конденсаторів через загальний вимикач з силовим трансформатором, асинхронним двигуном та іншими приймачами (рис. 1.14, б).

Батареї конденсаторів середньої та великої потужності розділяються на секції за допомогою роз'єднувачів. Секціонування дає можливість грубого регулювання приєднаної потужності батареї, огляду і заміни елементів по секціях

без відключення всієї батареї. Звичайно батареї конденсаторів розділяються не більше ніж на дві або три однакові секції.[24]

Синхронні двигуни. Вживання синхронних двигунів в умовах промислових підприємств може бути доцільним в наступних випадках:

- 1) установка синхронних двигунів на приводних механізмах замість асинхронних там, де це можливо за технологічних умов;
- 2) установка синхронних двигунів більшої потужності, ніж вимагає приводний механізм.

Перший захід завжди доцільний. Тому при недостатньому значенні коефіцієнта потужності слід розглянути питання про те, на яких механізмах можливе вживання синхронних двигунів замість асинхронних. Доцільність другого заходу повинна бути техніко-економічно обґрунтована шляхом порівняння з іншими варіантами підвищення коефіцієнта потужності.

Висновки до розділу

У сучасних умовах необхідно зважати на дійсний склад приймачів електричної енергії в даній мережі і проводити відповідний аналіз усієї системи електропостачання з визначенням перспектив розвитку якості електроенергії. Для цього необхідно використовувати сучасні засоби контролю і методи розрахунку.

Проаналізовані види та схеми підключення компенсуючи пристроїв. Розглянуті переваги та недоліки конденсаторних батарей.

Для переходу з режиму відновлення живлення в режим керування потоком електроенергії, зменшено небажане перевищення струму та затримку напруги після використання процедури синхронізації напруги та скидання контролерів струму та потужності.

З огляду на результати проведеного аналізу було сформовано задачі дослідження:

1. Визначення методів компенсації реактивної потужності та підвищення

надійності електропостачання найбільш доцільних з огляду на профіль роботи промислового підприємства.

2. Розробка комплексу заходів з підвищення надійності та компенсації реактивної потужності на стадії проектування окремих елементів системи електропостачання промислових підприємств.

2 МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

2.1 Методи зменшення споживання реактивної потужності промислових підприємств

Поліпшення енергетичних показників системи електропостачання і, як наслідок, підвищення коефіцієнта потужності промислового підприємства можна досягти лише при правильному поєднанні різних способів, кожний з яких повинен бути технічно і економічно обґрунтований. Заходи щодо зменшення споживання реактивної потужності можна розділити на наступні групи: [24]

- а) організаційні - без вживання компенсуючих пристроїв;
- б) спеціальні - вживання компенсуючих пристроїв.

Організаційні заходи щодо зменшення споживання приймачами реактивної потужності повинні розглядатися в першу чергу, оскільки для їх здійснення, як правило, не вимагається значних капітальних витрат. До них відносяться наступні:

- 1) впорядкування технологічного процесу, що веде до поліпшення енергетичного режиму устаткування;
- 2) заміна мало завантажених асинхронних двигунів двигунами меншої потужності;
- 3) зниження напруги біля двигунів, що систематично працюють з малим завантаженням;
- 4) обмеження холостої роботи двигунів;
- 5) вживання синхронних двигунів замість асинхронних у випадках, коли це можливо за умов технологічного процесу;
- 6) підвищення якості ремонту двигунів;
- 7) заміна мало завантажених трансформаторів.

Розглянемо ефективність цих заходів.

Впорядкування технологічного процесу

Цей захід пов'язаний з забезпеченням максимального використання потужностей електродвигунів та других електроприймачів, що приводє до збільшення споживання активної потужності і одночасного зменшення відносного значення реактивної потужності.

Заміна мало завантажених двигунів двигунами меншої потужності

Величина споживання реактивної потужності асинхронними двигунами залежить від коефіцієнта завантаження і номінального коефіцієнта потужності двигунів. При номінальному завантаженні і номінальній напрузі асинхронний двигун споживає реактивну потужність, рівну

$$Q_n = \frac{P_n}{\eta_{\partial.n}} \operatorname{tg} \varphi_n, \quad (2.1)$$

де $\eta_{\partial.n}$ – ККД двигуна при повному завантаженні.

Реактивна потужність, споживана двигуном з мережі при холостому ході, може бути знайдена з виразу

$$Q_{x.x} \approx \sqrt{3} U_n I_{x.x}, \quad (2.2)$$

де $I_{x.x}$ – струм холостого ходу асинхронного двигуна.

Для двигунів з номінальним коефіцієнтом потужності $\cos \varphi_n = 0,91-0,93$ реактивна потужність ХХ складає близько 50% реактивної потужності при номінальному завантаженні двигуна. Для двигунів з $\cos \varphi_n = 0,77-0,79$ вона досягає 70%. [24]

Збільшення споживання реактивної потужності при повному завантаженні двигуна в порівнянні із споживанням при ХХ складає

$$\Delta Q_n = \Delta Q_n - \Delta Q_{xx} \approx \frac{P_n}{\eta_{\partial.n}} \operatorname{tg} \varphi_n - \sqrt{3} U_n I_{x.x}, \quad (2.3)$$

При навантаженнях асинхронного двигуна, меншим за номінальне, зростання споживання реактивної потужності в порівнянні з холостим ходом пропорційний квадрату коефіцієнта завантаження двигуна:

$$\Delta Q = k_z^2 \Delta Q_n, \quad (2.4)$$

де $k_3 = P / P_n$, – коефіцієнт завантаження двигуна.

Таким чином, реактивна потужність, споживана двигуном при довільному завантаженні, складає

$$Q = Q_{x,x} + \Delta Q_n k_3^2. \quad (2.5)$$

Коефіцієнт потужності асинхронного двигуна при довільному завантаженні з врахуванням виходить з виразу

$$\cos\phi = \frac{P}{S} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{Q_{x,x} + \Delta Q_n k_3^2}{P_n k_3} \right)^2}}. \quad (2.6)$$

Як випливає з формули (3.9), коефіцієнт потужності двигуна зменшується при зменшенні його завантаження. Наприклад, якщо для якогось конкретного двигуна при 100% завантаженні $\cos\phi_n = 0,8$, то при 50% завантаженні $\cos\phi_n = 0,65$, при 30% завантаженні $\cos\phi_n = 0,51$. Звідси витікає, що заміна систематично мало завантажених двигунів двигунами меншої потужності сприяє підвищенню коефіцієнта потужності електроустановки. Умови рентабельності вимагають, щоб заміна двигуна спричиняла економічно вигідне зменшення сумарних втрат активної потужності в енергосистемі та двигуні. Для сумарних втрат $\Delta P_{\text{сум}}$, справедливий вираз [24]

$$\Delta P_{\text{сум}} = Q k_{\text{в.п}} + \Delta P. \quad (2.7)$$

де ΔP – повні втрати активної потужності в двигуні; $k_{\text{в.п}}$ – коефіцієнт зміни витрат, кВт/квар, що задається підприємству енергосистемою.

Коефіцієнт зміни витрат $k_{\text{в.п}}$, чисельно дорівнює питомому зниженню втрат активної потужності у всіх елементах системи електропостачання (від джерел живлення до місць споживання електроенергії), що одержується при зменшенні переданої підприємству реактивної потужності. Як показали розрахунки, найменше значення $k_{\text{в.п}}$ дорівнює приблизно 0,02 (кВт/квар) для трансформаторів, приєднаних безпосередньо до шин станції. [24]

Перетворивши (2.7) до більш зручного для розрахунку вигляду, з обліком (2.5) і (2.4) одержимо:

$$\Delta P_{\text{сум}} = [Q_{xx} (1 - k_3^2) + k_3^2 Q_n] k_{\text{в.п}} + \Delta P_{xx} + k_3^2 \Delta P_{\text{ан}}, \quad (2.8)$$

де $\Delta P_{xx} = P_n \left(\frac{1 - \eta_{н.д}}{\eta_{н.д}} \right) \left(\frac{\gamma}{1 + \gamma} \right)$ – втрати активної потужності при холостому ході двигуна, кВт; $\Delta P_{\text{ан}} = P_n \left(\frac{1 - \eta_{н.д}}{\eta_{н.д}} \right) \left(\frac{\gamma}{1 + \gamma} \right)$ – збільшення втрат активної потужності в двигуні при завантаженні 100%, кВт; $\gamma = \frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{\text{ан}}}$ – розрахунковий коефіцієнт, що залежить від конструкції двигуна і визначається з виразу

$$\gamma = \frac{\Delta P_{xx} \%}{(100 - \eta_{н.д} \%) - \Delta P_{xx} \%};$$

де $\Delta P_{xx} \%$ – втрати холостого ходу, виражені у відсотках активної потужності, споживаної двигуном при завантаженні 100%.

Досвід показав, що якщо середнє завантаження двигуна складає менше 45% номінального значення його потужності, то заміна його меншим по потужності завжди доцільна й перевірки розрахунками не вимагається. При завантаженні двигуна більше 70% номінальній потужності можна вважати, що заміна його в загальному випадку недоцільна. При завантаженні двигунів в межах від 45 до 70% доцільність заміни їх повинна бути підтверджено достатнім зменшенням сумарних витрат активної потужності в електричній системі і двигуні, розрахованому за формулою (2.8).

Слід зазначити, що для промислових підприємств розглядати питання про заміну двигунів меншими за потужністю доцільно тільки для двигунів, що не вбудовані в механізм. Заміна мало завантажених двигунів, вбудованих в механізм, настільки дорога і складна, що вона практично недоцільна.

Зниження напруги в мало завантажених двигунах

При неможливості заміни мало завантаженого асинхронного двигуна слід перевірити доцільність зниження напруги на його затисках. Зниження напруги на виводах асинхронного двигуна до певного мінімально допустимого значення

Умін приводить до зменшення споживання їм реактивної потужності (за рахунок зменшення струму намагнічування). При цьому одночасно зменшуються витрати активної потужності та, отже, збільшується к.к.д. двигуна. На практиці застосовуються наступні способи зниження напруги в мало завантажених асинхронних двигунах: [24]

- 1) перемикання обмотки статора з трикутника на зірку;
- 2) секціонування обмоток статорів;
- 3) зниження напруги у фабрично-заводських силових мережах шляхом перемикання відгалужень знижувальних трансформаторів.

Перше уявлення про ефективність перемикання обмотки статора асинхронного двигуна з трикутника на зірку дає табл. 2.1

Таблиця 2.1– Вибір коефіцієнта завантаження

Номінальний коефіцієнт потужності двигуна	Відносини $\cos\varphi_Y/\cos\varphi_\Delta$ при коефіцієнтах завантаження k_3				
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
0,78	1,94	1,8	1,64	1,49	1,35
0,80	1,85	1,73	1,58	1,43	1,30
0,82	1,72	1,61	1,46	1,32	1,22
0,84	1,72	1,61	1,52	1,37	1,26
0,86	1,66	1,55	1,41	1,27	1,18
0,88	1,60	1,49	1,35	1,22	1,14
0,90	1,57	1,43	1,29	1,17	1,10
0,92	1,50	1,36	1,29	1,11	1,06

При перемиканні двигуна з трикутника на зірку зважаючи на зменшення максимального обертаючого моменту в 3 рази необхідно проводити перевірку за граничним коефіцієнтом завантаження двигуна, що визначається умовами стійкості. Граничний коефіцієнт завантаження приблизно рівний

$$k_{з.пр} = \frac{k_{м.м}}{4,5}, \quad (2.9)$$

де $k_{м.м}$ – кратність максимального обертаючого моменту по відношенню до номінального; значення $k_{м.м}$ приводяться в каталогах на двигуни.

Секціонування обмоток статорів асинхронних двигунів можна рекомендувати в тих випадках, коли неможливо здійснити перемикання обмотки статора з трикутника на зірку. Якщо двигуни виготовлені з паралельними гілками в обмотці статора, то секціонування здійснюється відносно просто шляхом перепаявання лобових з'єднань обмотки. Складніше перемкнути обмотку статора двигуна на іншу схему з'єднань, якщо вона виконана одиночним дротом. В таких випадках перемикання секцій обмотки можливе лише при капітальних ремонтах, двигунів.

Перемикання відгалужень знижувального трансформатора для зниження робочої напруги асинхронних двигунів також є нормальним експлуатаційним прийомом, направленим на зменшення споживання реактивної потужності, якщо даний трансформатор не живить одночасно інші приймачі, що не допускають зниження напруги на їх затисках. [24]

Обмеження холостого ходу працюючих асинхронних двигунів

Робота більшості асинхронних двигунів характерна тим, що в перервах між навантаженнями вони обертаються на холостому ходу. Для ряду споживачів час роботи двигунів на холостому ходу досягає 50 – 65% всього часу роботи. Якщо проміжки роботи на холостому ходу достатньо великі, то доцільно на цей час відключати двигун від мережі. Споживання активної і особливо реактивної енергії при цьому значно зменшується. У разі вживання обмежувачів холостого ходу підрахунок економії робиться по графіках активної і реактивної потужності, споживаної асинхронними двигунами.

Підвищення якості ремонту асинхронних двигунів

При виконанні ремонту двигунів необхідно враховувати та точно дотримуватися номінальних даних двигунів. Інакше з ремонту можуть бути випущені двигуни з підвищеним споживанням реактивної потужності, великою нерівномірністю завантаження окремих фаз, збільшеним струмом холостого ходу, значними відхиленнями від заводських обмотувальних даних та іншими серйозними недоліками. Все це створює підвищення споживання реактивної

потужності і, як наслідок, збільшує втрати енергії і погіршує природний коефіцієнт потужності підприємства.

Заміна трансформаторів

Великих успіхів в підвищенні природного коефіцієнта потужності промислового підприємства можна досягти за рахунок раціоналізації роботи трансформаторів, яка проводиться шляхом їх заміни і перегруповування, а також шляхом відключення деяких трансформаторів в години малих навантажень. Якщо при цих заходах знижується споживання реактивної потужності й зменшуються втрати активної потужності, то здійснення їх, без сумніву, доцільно.

2.5 Методологія вибору компенсуючих пристроїв

Вибір компенсуючих пристроїв проводиться на підставі технікоекономічного порівняння варіантів. Серед технічно прийнятих варіантів економічно доцільним буде той, який забезпечує мінімум розрахункових витрат:

$$Z = C_e + 0,15K = \min. \quad (2.10)$$

При виборі засобів компенсації реактивної потужності в системах електропостачання промислових підприємств необхідно розрізняти за функціональними ознаками дві групи промислових мереж залежно від складу їхніх навантажень: 1 група - мережі загального призначення, мережі з режимом прямої послідовності основної частоти 50 Гц; 2 група - мережі зі специфічними нелінійними, несиметричними й різкозмінними навантаженнями. Рішення задачі компенсації для обох груп є різними. [24]

На початковій стадії проектування визначаються найбільші сумарні розрахункові активні та реактивні електричні навантаження підприємства P_m і Q_m при природному коефіцієнті потужності. Найбільше сумарне реактивне навантаження підприємства, прийняте для визначення потужності пристроїв, що компенсують,

$$Q_{m1} = KQ_m, \quad (2.11)$$

де K – коефіцієнт, що враховує розбіжність за часом найбільших активного навантаження енергосистеми й реактивної потужності промислового підприємства.

Значення коефіцієнта розбіжності K для всіх об'єднаних енергосистем приймаються відповідно до галузей промисловості:

Нафтопереробна, текстильна.....	0,95
Чорна та кольорова металургія, хімічна, нафтовидобувна, харчова, будівельних матеріалів, паперова.....	0,90
Вугільна, газова, машинобудівна та металообробна.....	0,85
Торфопереробна, деревообробна.....	0,80
Інші.....	0,75

Значення найбільших сумарних реактивного Q_{m1} та активного P_m навантажень передаються в енергосистему для визначення значення економічно оптимальної реактивної (вхідної) потужності, що може бути передана підприємству в режимах найбільшого і найменшого активного навантаження енергосистеми, відповідно Q_{E1} та Q_{E2} . За вхідною реактивною потужністю Q_{E1} визначається сумарна потужність пристроїв, що компенсують, для підприємства, а відповідно до заданого значення Q_{E2} – регульована частина пристроїв, що компенсують. [24]

Сумарна потужність пристроїв, що компенсують, Q_{K1} визначається необхідним балансом реактивної потужності на межі електричного розподілу підприємства і енергосистеми у період її найбільшого активного навантаження:

$$Q_{K1} = Q_{m1} - Q_{E1} \quad (2.12)$$

Для промислових підприємств з приєднаною сумарною потужністю трансформаторів менше 750 кВ·А значення потужності пристроїв, що компенсують, Q_{K1} задається безпосередньо енергосистемою і є обов'язковим при виконанні проекту електропостачання промислового підприємства. За узгодженням із енергосистемою, яка видала технічні умови на приєднання

споживачів, допускається приймати більшу в порівнянні із Q_{K1} сумарну потужність пристроїв, що компенсують (відповідно менше значення Q_{E1}), якщо це знижує наведені витрати на систему електропостачання в цілому по підприємству.

На підприємстві зі специфічними навантаженнями засоби компенсації повинні забезпечувати належні показники якості електроенергії в електроприймачах і на межі електричного розподілу підприємства та енергосистеми. При живленні від окремого вузла мережі підприємства тільки специфічних електроприймачів допускається перевищення нормованих показників якості електроенергії у цьому вузлі за умови забезпечення нормальної роботи інших електроустановок у системі електропостачання підприємства. [24]

Як показують розрахунки, при потужності компенсуючого пристрою менше 5000 квар при напрузі 6 кВ і 10000 квар при напрузі 10 кВ економічно доцільної є установка статичних конденсаторів.

Якщо необхідна потужність компенсуючого пристрою більше вказаних величин, то слід виконати техніко-економічні розрахунки, враховуючи графік споживання реактивного навантаження і вимоги енергосистеми з метою виявлення ефективності вживання синхронних компенсаторів.

2.6 Особливості розміщення компенсуючих пристроїв

Після попереднього орієнтовного визначення необхідної потужності та вибору типів компенсуючих пристроїв виникає задача оптимального розподілу їх в мережі електропостачання промислового підприємства. Від вибору місця установки компенсуючого пристрою залежать його вартість і величина втрат електричної енергії. Найменша вартість конденсаторних установок виходить при розміщенні їх в мережі напругою 6 – 10 кВ, проте втрати електричної енергії в мережах промислового підприємства при цьому будуть максимальними зважаючи на передачу значної кількості реактивної потужності по мережах напругою нижче 6 – 10 кВ. [24]

Оптимальному розміщенню компенсуючих установок відповідає технічно прийнятний варіант з мінімальними розрахунковими витратами. Оптимальні вибір і розміщення пристроїв, що компенсують, у системі електропостачання промислових підприємств дозволяють не тільки знизити втрати активної потужності й енергії в розподільних і живильних мережах, але одночасно підвищити рівень напруги на затискачах приймачів електричної енергії. Відхилення напруги від номінального значення впливає й на техніко-економічні показники системи електропостачання, і на кількісні і якісні показники продукції, що випускається. Тому завдання визначення раціонального ступеня компенсації реактивних навантажень і регулювання напруги в електричних мережах повинні вирішуватися спільно.

Спільний вибір компенсуючих і регулюючих пристроїв являє собою складне завдання. Складність її обумовлена великій кількістю взаємозалежних факторів. Так, підвищення напруги в технічно припустимих межах для промислових підприємств з великим числом асинхронних двигунів і електротермічних установок викликає прискорення технологічного процесу й, як наслідок, підвищення продуктивності промислових механізмів. З іншого боку, підвищене напруга викликає додаткове споживання активної й реактивної потужностей, що приводить до зростання втрат активної потужності й енергії, скороченню терміну служби елементів системи електропостачання. Можна вказати цілий ряд інших прикладів подібного роду взаємозалежних факторів, у багатьох випадках суперечливих по своїй природі. [24]

Тому рішення питань оптимального вибору й розміщення пристроїв, що компенсують, в електричних мережах промислових підприємств із урахуванням економічних збитків від низької якості напруги може бути здійснене на основі системного підходу, який би враховував весь комплекс виникаючих при цьому взаємозалежних факторів і зв'язків. У зв'язку із цим становить інтерес побудова комплексних математичних моделей, у яких повною мірою відбиті як питання компенсації реактивних навантажень, так і питання оптимального регулювання напруги з урахуванням народногосподарських збитків від низької якості напруги:

$$Z(Q, U) = Z_k + Z_v \rightarrow \min. \quad (2.13)$$

Необхідно вказати на два можливих підходи до рішення поставленого завдання:

– рішення визначається з урахуванням дійсної зміни напруги й дійсних графіків реактивних навантажень у характерних вузлах системи електропостачання. Така постановка завдання вимагає знаходження не тільки оптимальних значень потужностей пристроїв, що компенсують, і макету їхньої установки, але й визначення закону регулювання цими установками;

– більше спрощений підхід заснований на використанні числових статистичних характеристик досліджуваних процесів (математичне очікування відхилення напруги й реактивних навантажень) і припускає установку нерегульованих пристроїв, що компенсують. [24]

Однією з умов успішного рішення цільової функції є побудова техніко-економічних характеристик вузлів навантаження, що представляють собою математичне вираження сумарних збитків на шинах цехової підстанції у функції зміни рівня напруги. Такі характеристики дозволяють визначити не тільки оптимальний рівень напруги розподільної, але й проаналізувати можливі відхилення від оптимуму, викликані наявністю складової Z_k .

Якщо відомо оптимальний рівень напруги на вторинній стороні цехового трансформатора, то можна визначити раціональна напруга на шинах ГЗП (ЦРП)

$$U_{p. ГЗП} = U_{opt. ТП} + \Delta U_{\Sigma} - \delta U_{\Sigma}, \quad (2.14)$$

де ΔU_{Σ} – сумарні втрати напруги в лініях і трансформаторах системи електропостачання; δU_{Σ} – сумарна добавка напруги за рахунок трансформатора, лінійного регулятора й т.п.

Аналізуючи наведене вираження, укажемо можливі шляхи регулювання напруги:

– безпосередній вплив на величину напруги, сюди ставляться перемикання обмоток трансформаторів цехових ТП (сезонні) і ГЗП (добові);

– непряме регулювання здійснюється за допомогою зміни параметрів і режимів роботи електричної мережі, найчастіше зміною коефіцієнта реактивної потужності $\cos\varphi$ або потужності встановлених компенсуючих пристроїв

$$\Delta U = \sum_{i=1}^n \frac{P_i R_i + (Q_i - Q_{\text{квп}}) x_i}{U_{\text{ном}}} = \sum_{i=1}^n \Delta U_a + \sum_{i=1}^n \Delta U_p, \quad (2.15)$$

де ΔU – сумарні втрати напруги на n ділянках мережі; P_i , Q_i – активна й реактивна потужності, передані по i -ої ділянці мережі; R_i , x_i – активний і реактивний опори i -ої ділянки мережі; $Q_{\text{квп}}$ – потужність пристрою, що компенсує, встановленого наприкінці i -ої ділянки; $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі. [24]

Для попереднього орієнтування в питанні про техніко-економічне обґрунтування розміщення компенсуючих пристроїв слід користуватися наступними положеннями з Керівних вказівок:

1. На підприємствах, що мають силові мережі 0,66 кВ, як правило, повинні встановлюватися конденсатори на напругу 0,66 кВ. Якщо на цих підприємствах є асинхронні двигуни високої напруги, то для компенсації їх реактивних навантажень доцільна установка конденсаторів на напругу 6 – 10 кВ.

2. На підприємствах, що мають силові мережі 0,38 кВ, найвигіднішою може виявитися або змішана установка конденсаторів 0,38 і 6 – 10 кВ, або установка конденсаторів тільки 0,38 кВ. Вибір варіанту проводиться на підставі техніко-економічних розрахунків і зіставлень.

3. На підприємствах, що мають силові мережі 0,22 кВ, допускається установка конденсаторів на напругу 0,22 кВ, якщо природний коефіцієнт потужності на стороні 0,22 кВ менше 0,7. При коефіцієнті потужності вище 0,7 слід встановлювати конденсатори 6 – 10 кВ.

4. Конденсатори 0,22 - 0,5 кВ повинні встановлюватися з дотриманням вимог пожежної безпеки біля групових щитків, оскільки централізована установка конденсаторів на трансформаторних підстанціях, як правило, менш доцільна. В тих випадках, коли є необхідність в розвантаженні силових трансформаторів, а

установка конденсаторів напругою 0,22 - 0,5 кВ біля групових щитків чого-небудь неможлива, допускається централізована установка цих конденсаторів.

5. Потужність батареї конденсаторів, встановлюваних біля групового щитка, рекомендується приймати не менше 30 квар щоб уникнути істотного зростання витрат на апаратуру відключення, вимірювальні прилади і настановну шафу.

Висновки до розділу

Проаналізовані особливості електропостачання підприємств, а саме принцип глибокого введення, принцип відмови від «холодного резерву», принцип глибокого секціонування ЕПС, принцип розподільної або паралельної роботи ЕПС. Проаналізовані способи приєднання понижувальних підстанцій які поділяються на тупікові, відгалужувальні (проміжні), прохідні. Проаналізовано два підходи до оцінювання надійності ЕПС: перший – оснований на вимогах ПУЕ, другий – теоретичний. Розглянуті наслідки підвищення споживання реактивної потужності, метод вибору компенсуючих пристроїв.

3. ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА

3.1 Загальна характеристика підприємства та системи електропостачання

В даній дисертації, об'єктом проектування виступає електромеханічний цех (ЕМЦ). ЕМЦ є об'єктом, що виконує різні замовлення підприємств, пов'язані з виконання операцій з обслуговування, ремонту електротермічного і верстатного обладнання. Для цієї мети в цеху передбачені: верстатне відділення, вентиляційну та складське приміщення.

Основне обладнання встановлено в верстатному відділенні: верстати різного призначення (токарні, заточувальні, фрезерувальні, свердлильні, агрегатні), підйомо-транспортні механізми та електротермічні установки.

ЕМЦ живиться від власної цехової трансформаторної підстанції 0,4/10 кВ (ТП), яка прибудована до цеху. Підстанція живиться від ПС 110/10 кВ «Жуляни», кабелем 2хАПвЭгаПу 20 1х180/50.

Ґрунт в районі цеху чорнозем з температурою 0 ° С, навколишнє середовище не агресивне (об'єкт знаходиться в полі). Виробничий цех з вбудованими адміністративно-побутовими приміщеннями знаходиться селі Петропавлівська Борщагівка за адресом вулиця Макарівська 12.

Максимальне розрахункове навантаження об'єкта 300 кВт навантаження електроопалення 100кВт.

Категорія надійності споживача друга. Електроприймачі другої категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до масового недовідпуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

Електропостачання приймачів II категорії надійності електропостачання рекомендується здійснювати від двох незалежних взаємо-резервованих джерел.

Допускається перерва в електропостачанні на час, необхідний для вмикання резервного живлення черговим персоналом чи виїзною оперативною бригадою.

3.2 Розрахунок навантаження цеху промислового підприємства

Потрібно визначити розрахункові навантаження електроприладів та підприємства в цілому.

Активна потужність групи електроприймачів розраховується за формулою:

$$P_n = nP_{ni}, \quad (3.1)$$

де n – кількість ЕП;

P_{ni} - номінальна потужність електроприймача:

$$P_n = 3 \cdot 22,4 = 67,2 \text{ кВт.} \quad o$$

Визначаємо проміжну активну і реактивну потужності

$$P_{пр} = P_{ni} \cdot K_v, \quad (3.2)$$

$$Q_{пр} = P_{пр} \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (3.3)$$

де K_v - коефіцієнт використання;

$$P_{пр} = 67,2 \cdot 0,20 = 13,44 \text{ кВт},$$

$$Q_{пр} = 13,44 \cdot 1,02 = 13,71 \text{ квар.}$$

Розраховуємо номінальну групову активну потужність:

$$P_n = \sum_{i=1}^n P_{ni} = 67,2 + 11,2 + 8,5 + 2,2 = 142,4 \text{ кВт.} \quad (3.4)$$

Сумарна кількість електроприймачів:

$$n_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m n_i, \quad (3.5)$$

$$n_{\Sigma} = 3 + 1 + 1 + 1 = 29.$$

Серед всіх споживачів шукаємо з максимальною і мінімальною потужностями:

$$P_{\min} = 1 \text{ кВт},$$

$$P_{\max} = 22,4 \text{ кВт},$$

$$m = \frac{P_{\max}}{P_{\min}} = \frac{22,4}{1} = 22,4 \text{ кВт}. \quad (3.6)$$

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності:

$$P_{\Pi} = \sum_{i=1}^n P_{\Pi i}, \quad (3.7)$$

де $\sum P_{\Pi}$ - сума активних проміжних потужностей,

$$P_{\Pi} = 13,44 + 1,79 + 1,36 = 33 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Pi} = \sum_{i=1}^n Q_{\Pi i}, \quad (3.8)$$

де $\sum Q_{\Pi}$ - сума реактивних проміжних потужностей.

$$Q_{\Pi} = 13,71 + 3,10 + 2,36 = 35 \text{ квар}.$$

Розраховуємо коефіцієнт використання всього силового пункту:

$$K_{\varepsilon} = \frac{P_{\Pi}}{P_{\Pi\Sigma}}, \quad (3.9)$$

де P_{Π} - сумарна проміжна потужності;

$P_{\Pi\Sigma}$ - сумарна номінальна потужність;

$$K_{\varepsilon} = \frac{33}{142,4} = 0,23.$$

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

$$n_{\text{p.e.}} = \frac{\left(\sum P_{\Pi\Sigma}\right)^2}{\sum (P_{\Pi i})^2} \quad (3.10)$$

де $P_{\Pi \max}$ - максимальна номінальна потужність

$$n_{\text{e}} = \frac{3 \cdot 22,4^2 + 1 \cdot 11,2^2 + 1 \cdot 8,5^2 + 1 \cdot 2,2^2 + 1 \cdot 3,4^2}{142,4^2} = 9.$$

Приймаємо $n_e = 9$.

Згідно [25] визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження:

$$K_p = 0,82. \quad (3.11)$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність:

$$P_p = K_p \cdot \sum P_{\Pi} \cdot K_B, \quad (3.12)$$

де P_{Π} - сумарна проміжна активна потужність;

K_p - коефіцієнт розрахункового навантаження;

K_B - коефіцієнт використання;

$$P_p = 0,82 \cdot 142,4 \cdot 0,23 = 26,6 \text{ кВт.}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

при $n_e \leq 10$ $Q_p = 1,1 Q_{\text{пр}}$;

при $n_e > 10$ $Q_p = Q_{\text{пр}}$.

$$Q_p = 1,1 Q_{\text{пр}} = 1,1 \cdot 35 = 38,3 \text{ квар (так як } n_e = 9 \leq 10); \quad (3.13)$$

Повна розрахункова потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (3.14)$$

$$S_p = \sqrt{26,6^2 + 38,3^2} = 46,6 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (3.15)$$

де S_p - повна розрахункова потужність;

U_H - номінальна напруга;

$$I_p = \frac{46,6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 70,59 \text{ А.}$$

Розрахунки споживачів наведені у додаток А.

Для забезпечення безперебійної роботи електроприладів на підприємстві нам необхідно симетрично розподілити навантаження на два вводи для

забезпечення безаварійної роботи приладів освітлення, вентиляційних установок та кондиціонерів.

Розраховуємо розрахункову активну потужність:

$$P_p = P_{\Pi} \cdot K_{\Pi}, \quad (3.16)$$

де P_{Π} - сумарна активна потужність;

K_{Π} - коефіцієнт попиту;

$$P_p = 22,4 \cdot 0,25 = 5,60 \text{ кВт.}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (3.17)$$

$$Q_p = 5,6 \cdot 1,02 = 5,71 \text{ квар.}$$

Розраховуємо номінальну групову активну потужність:

$$P_{\Pi} = \sum_{i=1}^n P_{\Pi i} = 0,87 + 16,76 + 5,26 + 19,0 + 36,53 + 22,40 + 3,5 + 12,00 = 116,32 \text{ кВт.} \quad (3.18)$$

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності:

$$P_{\Pi} = \sum_{i=1}^n P_{\Pi p}, \quad (3.19)$$

де $\sum P_{\Pi p}$ - сума активних проміжних потужностей,

$$P_{\Pi} = 0,87 + 13,41 + 4,21 + 12 + 29,22 + 5,6 + 2,45 + 4,8 = 72,56 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\Pi} = \sum_{i=1}^n Q_{\Pi p i}, \quad (3.20)$$

де $\sum Q_{\Pi p}$ - сума реактивних проміжних потужностей.

$$Q_{\Pi} = 0,3 + 10,06 + 3,16 + 10,58 + 21,92 + 5,71 + 1,52 + 8,31 = 61,63 \text{ квар.}$$

Розраховуємо коефіцієнт використання всього силового пункту:

$$K_{\epsilon} = \frac{P_n}{P_{\Pi \Sigma}}, \quad (3.21)$$

де P_{Π} - сумарна розрахункова потужності;

$P_{\Pi \Sigma}$ - сумарна номінальна потужність;

$$K_B = \frac{72,56}{116,32} = 0,62.$$

Повна розрахункова потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (3.22)$$

$$S_p = \sqrt{72,56^2 + 61,63^2} = 95,20 \text{ кВА}.$$

Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (3.23)$$

де S_p - повна розрахункова потужність;

U_H - номінальна напруга;

$$I_p = \frac{95,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,24 \text{ А}.$$

Такі самі розрахунки виконуємо для другого вводу та заповнюємо у додаток Б.

Після модернізації цеху збільшилася кількість фрезерних, токарних станків також добавили муфельні печі, верстати, компресори. Визначаємо розрахункові навантаження електроприладів та підприємства після модернізації.

Активна потужність групи електроприймачів розраховується за формулою: потужність групи ЕП розраховується за формулою:

$$P_H = nP_{Hi}, \quad (3.24)$$

де n – кількість ЕП;

P_{Hi} - номінальна потужність електроприймача для маніпуляторів за формулою (3.24):

$$P_H = 4 \cdot 22,4 = 89,6 \text{ кВт.} \quad \text{о}$$

Визначаємо проміжну активну і реактивну потужності

$$P_{пр} = P_{Hi} \cdot K_B, \quad (3.25)$$

$$Q_{пр} = P_{пр} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.26)$$

де K_B - коефіцієнт використання;

$$P_{\text{пр}} = 89,6 \cdot 0,25 = 22,40 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{пр}} = 22,40 \cdot 1,02 = 22,85 \text{ квар.}$$

Розраховуємо номінальну групову активну потужність:

$$P_{\text{н}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ни}} = 89,6 + 22,4 + 8,5 + 6,6 = 215,7 \text{ кВт} \quad (3.27)$$

Сумарна кількість електроприймачів:

$$n_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m n_i, \quad (3.28)$$

$$n_{\Sigma} = 5 + 3 + 2 + 3 = 43.$$

Серед всіх споживачів шукаємо з максимальною і мінімальною потужностями:

$$P_{\text{min}} = 1 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{max}} = 22,4 \text{ кВт},$$

$$m = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{min}}} = \frac{22,4}{1} = 22,4 \text{ кВт.} \quad (3.29)$$

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності:

$$P_{\Pi} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пр}}, \quad (3.30)$$

де $\sum P_{\text{пр}}$ - сума активних проміжних потужностей,

$$P_{\Pi} = 22,40 + 3,38 + 1,36 = 55 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Pi} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{при}}, \quad (3.31)$$

де $\sum Q_{\text{пр}}$ - сума реактивних проміжних потужностей.

$$Q_{\Pi} = 22,85 + 6,21 + 2,36 = 60 \text{ квар.}$$

Розраховуємо коефіцієнт використання всього силового пункту:

$$K_{\epsilon} = \frac{P_n}{P_{n\Sigma}}, \quad (3.32)$$

де P_n - сумарна проміжна потужності;

$P_{n\Sigma}$ - сумарна номінальна потужність;

$$K_B = \frac{55}{215,7} = 0,26.$$

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

$$n_{p.e.} = \frac{\left(\sum P_{n\Sigma}\right)^2}{\sum (P_{ni})^2} \quad (3.33)$$

де $P_{n \max}$ - максимальна номінальна потужність

$$n_e = \frac{5 \cdot 22,4^2 + 3 \cdot 11,2^2 + 2 \cdot 8,5^2 + 3 \cdot 2,2^2 + 4 \cdot 3,4^2}{270,8^2} = 8.$$

Приймаємо $n_e = 8$.

Згідно [9] визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження:

$$K_p = 0,82.$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність:

$$P_p = K_p \cdot \sum P_n \cdot K_B, \quad (3.34)$$

де P_n - сумарна проміжна активна потужність;

K_p - коефіцієнт розрахункового навантаження;

K_B - коефіцієнт використання;

$$P_p = 0,82 \cdot 215,7 \cdot 0,23 = 45,1 \text{ кВт.}$$

Визначасмо розрахункову реактивну потужність:

$$\text{при } n_e \leq 10 \quad Q_p = 1,1 Q_{\text{пр}};$$

$$\text{при } n_e > 10 \quad Q_p = Q_{\text{пр}}.$$

$$Q_p = 1,1 Q_{\text{пр}} = 1,1 \cdot 60 = 65,6 \text{ квар (так як } n_e = 8 \leq 10); \quad (3.35)$$

Повна розрахункова потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (3.36)$$

$$S_p = \sqrt{45,1^2 + 65,6^2} = 79,6 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (3.37)$$

де S_p - повна розрахункова потужність;

U_H - номінальна напруга;

$$I_p = \frac{79,6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 120,6 \text{ А.}$$

Розрахунки споживачів заповнюємо у додатку В.

Для забезпечення безперебійної роботи електроприладів на підприємстві необхідно симетрично розподілити навантаження на два вводи для забезпечення безаварійної роботи приладів, станків, освітлення, вентиляційних установок та кондиціонерів.

Розраховуємо розрахункову активну потужність:

$$P_p = P_H \cdot K_H, \quad (3.38)$$

де P_H - сумарна активна потужність;

K_H - коефіцієнт попиту;

$$P_p = 67,2 \cdot 0,25 = 16,80 \text{ кВт.}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (3.39)$$

$$Q_p = 16,80 \cdot 1,02 = 17,14 \text{ квар.}$$

Розраховуємо номінальну групову активну потужність:

$$P_H = \sum_{i=1}^n P_{Hi} = 0,9 + 67,2 + 48,0 + 12,0 + 3,5 + 16,8 + 5,3 + 19,00 = 172,6 \text{ кВт.} \quad (3.40)$$

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності:

$$P_{\Pi} = \sum_{i=1}^n P_{\Pi i}, \quad (3.41)$$

де $\sum P_{\Pi}$ - сума активних проміжних потужностей,

$$P_{\Pi} = 16,80 + 38,40 + 4,8 + 2,45 + 0,87 + 13,41 + 4,21 + 3,04 = 84,0 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Pi} = \sum_{i=1}^n Q_{\Pi i}, \quad (3.42)$$

де $\sum Q_{\Pi}$ - сума реактивних проміжних потужностей.

$$Q_{\Pi} = 17,14 + 28,80 + 8,31 + 1,52 + 0,37 + 10,06 + 3,16 + 5,27 = 74,6 \text{ квар}.$$

Розраховуємо коефіцієнт використання всього силового пункту:

$$K_{\epsilon} = \frac{P_n}{P_{\Pi\Sigma}}, \quad (3.43)$$

де P_{Π} - сумарна розрахункова потужності;

$P_{\Pi\Sigma}$ - сумарна номінальна потужність;

$$K_{\epsilon} = \frac{84,0}{172,6} = 0,49.$$

Повна розрахункова потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (3.44)$$

$$S_p = \sqrt{84,0^2 + 74,6^2} = 112,3 \text{ кВА}.$$

Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\Pi}}, \quad (3.45)$$

де S_p - повна розрахункова потужність;

U_{Π} - номінальна напруга;

$$I_p = \frac{112,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 170,21 \text{ А}.$$

Такі самі розрахунки виконуємо для другого вводу та заповнюємо у додатку Г.

3.3 Вибір кабельних ліній в мережах номінальною напругою до 1000 В

Мінімально допустимі перерізи мережі напругою до 1000 В, в загальному випадку, повинні задовольняти наступним вимогам [26].

Втрата напруги в нормальному режимі не повинна перевищувати допустимої величини: $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$.

Втрата напруги в післяаварійному режимі не повинна більш ніж на 5% перевищувати допустиму величину: $\Delta U_{\text{п/а}} \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\%$.

Струмове навантаження в нормальному режимі не повинне перевищувати допустимої величини, визначеної з урахуванням умов прокладки кабельної лінії

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2,$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустиме тривале струмове навантаження, яке визначається за довідковими даними з урахуванням марки кабелю і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і так далі);

K_1 – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії;

K_2 – корегуючий (уточнюючий) коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів;

Струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати допустиме значення, визначене з урахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}},$$

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з урахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ;

Вибраний переріз повинен відповідати параметрам захисного апарату:

$$I_{\text{доп}} \geq K_3 I_z,$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустимий струм вибраного провідника, визначений з урахуванням умов його прокладки;

K_3 – коефіцієнт кратності захисту;

I_3 – номінальний струм або струм спрацьовування захисного апарату;

Визначимо переріз КЛ напругою до 1000 В.

Переріз КЛ визначимо за формулою:

$$F = \frac{\rho \cdot \sum_{i=1}^n (P_i \cdot L_i)}{10 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп}}}, \quad (3.46)$$

де P_i розрахункове навантаження, що проходить через кабельну лінію 0,4 кВ у нормальному режимі роботи через ділянку довжиною L_i ;

ρ – питомий опір кабельної лінії, для алюмінію $\rho = 26,2\text{--}29,5$ Ом/км·мм² (для розрахунків приймаємо 29,2 Ом/км·мм²);

L_i – довжина кабельної лінії, км;

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

$\Delta U_{\text{доп}}$ – допустима втрата напруги, %;

Довжину ліній обираємо довільно в діапазоні 0,03–0,1 км.

$$F_{B1} = \frac{\rho \cdot (P \cdot L)}{10 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп}}} = \frac{29,2 \cdot (84,0 \cdot 0,1)}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 33,97 \text{ мм}^2,$$

$$F_{B2} = \frac{\rho \cdot (P \cdot L)}{10 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп}}} = \frac{29,2 \cdot (90,2 \cdot 0,1)}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 36,47 \text{ мм}^2,$$

Визначаємо струмове навантаження в нормальному режимі:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (3.47)$$

$$I_{p1} = \frac{112,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 170,21 \text{ А},$$

$$I_{p1} = \frac{115,9}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 175,63 \text{ А}.$$

По максимальному перерізу та струмовому навантаженню обираємо кабель, так щоб виконувалась наступна умова:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p K_1 K_2.$$

Обираємо АВВГнг 4х95, $I_{\text{доп}}=212$ А. [11]

$$K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,9 \cdot 212 = 190,8 \text{ А},$$

$$190,8 > 170,21$$

$$190,8 > 175,63$$

В після-аварійному режимі від лдного вводу живиться весь об'єкт.

Розрахуємо навантаження:

$$P^{\text{п/а}} = P_{B1} + P_{B2} = 84,0 + 90,2 = 174,2 \text{ кВт}, \quad (3.48)$$

$$Q^{\text{п/а}} = Q_{B1} + Q_{B2} = 74,6 + 72,9 = 147,5 \text{ квар.} \quad (3.49)$$

Визначимо струмове навантаження в після-аварійному режимі:

$$I^{\text{п/а}} = \frac{228,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 345,84 \text{ А.} \quad (3.50)$$

Перевірка:

$$K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,9 \cdot 212 = 190,8 \text{ А},$$

$$190,8 < 345,84$$

Перевірка не виконується. Обираємо кабель АВВГ 4х240

($I_{\text{доп}}=355$ А, $r_0=0,125$ Ом/км).[11]

$$1 \cdot 1 \cdot 355 = 355 > 345,84$$

$$\Delta U = \frac{r_0 \cdot (P_{B1} \cdot L_{B1} + P_{B2} \cdot L_{B2})}{10 \cdot U_{\text{н}}^2}, \quad (3.51)$$

$$\Delta U = \frac{0,125 \cdot (84,0 \cdot 0,1 + 90,2 \cdot 0,1)}{10 \cdot 0,38^2} = 1,50\% < 10\%.$$

Результати розрахунку струмів ліній наведені в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 - Розрахунок струмів та вибір ліній

Номер вводу	Марка	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	$I_{\text{р}}, \text{ А}$	$I_{\text{р}}^{\text{п/а}}, \text{ А}$	$\Delta U_{\text{п/а}}, \%$
Ввод №1	АВВГ 4х240	355	170,21	345,84	1,50
Ввод №2	АВВГ 4х240	355	175,63	345,84	1,50

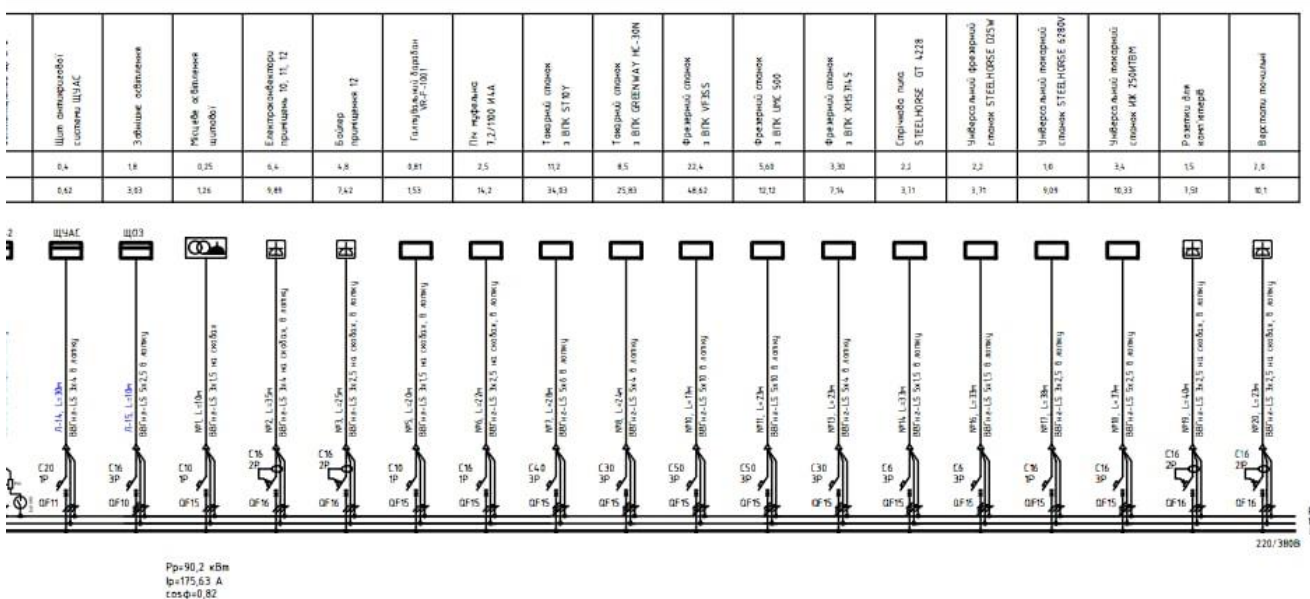
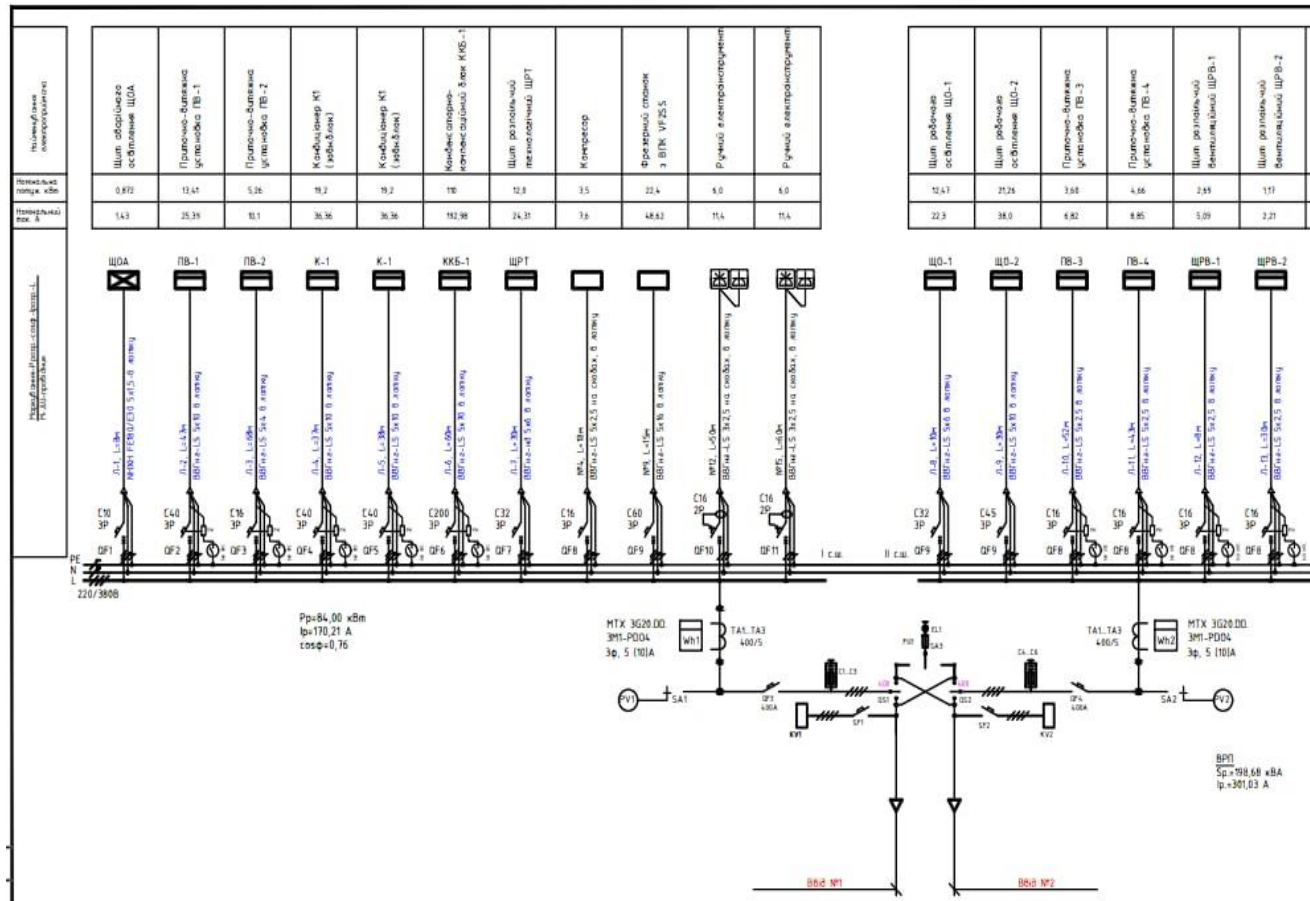


Рисунок 3.1 – Схема електропостачання промислового підприємства

3.4 Вибір пристроїв компенсації реактивної потужності

КРП згідно вимог та вказівок передбачаємо здійснювати за допомогою комплектних компенсуючих установок (ККУ), які встановлюються у ВРП, вибір яких проводимо згідно умови:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{дк}} = \frac{Q}{P}, \quad (3.52)$$

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{дк}}$ - коефіцієнт до компенсації,

Q - повна реактивна потужність,

P - повна активна потужність;

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{дк}} = \frac{147,5}{174,2} = 0,83.$$

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{пк}} = 1$ - коефіцієнт після компенсації тоді коефіцієнт $K=0,83$ взятий з таблиці[31].

$$Q_{\text{кв}} = P \cdot K, \quad (3.53)$$

$$Q_{\text{кв}} = 174,2 \cdot 0,63 = 108,612 \text{ кВар}.$$

На основі розрахунків вибираємо ККУ

Таблиця 3.2 – Каталогні дані компенсуючої установки.

Тип	$Q_{\text{ном}},$ кВар	$U_{\text{ном}},$ кВ	Мінімальна ступінь, кВАр	Кількість, шт	Вартість, грн
УКРМ (АКУ) -0,4- 110-10	110	0.38	10	1	34580 грн

Повна потужність цеху після компенсації реактивної потужності;

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + (Q_p^2 - Q_{\text{кв}}^2)}, \quad (3.54)$$

$$S_p = \sqrt{174,2^2 + (147,5^2 - 110^2)} = 198,68 \text{ кВА}.$$

Струм після компенсації реактивної потужності;

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (3.55)$$

де S_p - повна розрахункова потужність;

U_H - номінальна напруга;

$$I_p = \frac{198,68}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 301,03 \text{ A.}$$

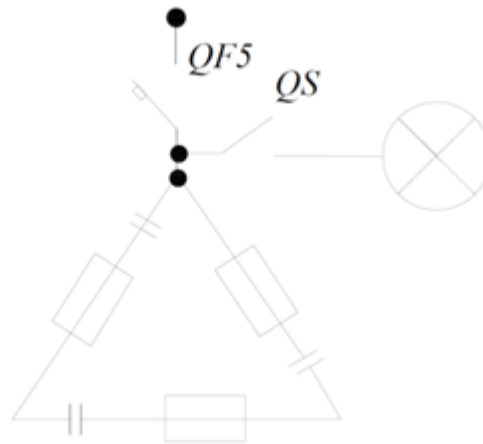


Рисунок 3.2 - Схема компенсації реактивної потужності цеху ПП

3.5 Вибір трансформаторної підстанції

Знаючи загальне навантаження цеху, та номінали конденсаторних батарей, розрахуємо номінал ТП:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + (Q_p^2 - Q_{KV}^2)}, \quad (3.56)$$

$$S_p = \sqrt{174,2^2 + (147,5^2 - 110^2)} = 198,68 \text{ кВА.}$$

Для цеху обираємо трансформатори представлений в таблиці 3.3:[27]

Таблиця 3.3 - Характеристики трансформаторів цеху

Тип трансформатора	Схема и група з'єднання	Втрати КЗ, кВт	Напруга КЗ, %	Втрати холостого ходу, кВт
2хТгіhаl в в металічному кожухі 250 кВА(ІР31) 6,10 кВ/400 В	У/У _Н -11	3,5	6	0,82

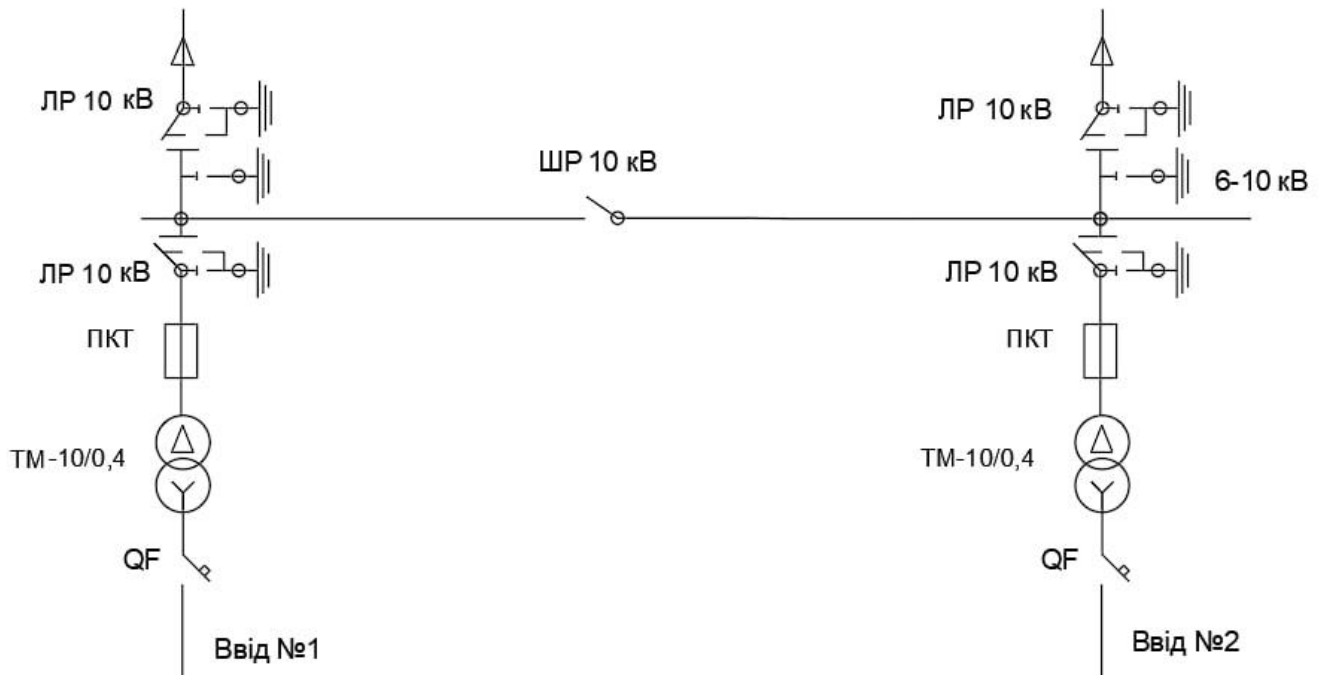


Рисунок 3.3 Схема трансформаторної підстанції підприємства

3.6 Вибір генератора аварійного живлення для підвищення надійності системи електропостачання

Для забезпечення безперебійного електропостачання під час аварійних виключень мережі в електропостачанні цеху передбаченно дизель генератор. Потрібно вибрати такий генератор який зможе забезпечити всі потреби підприємства.

Навантаження в після-аварійному режимі:

$$P^{п/а} = 174,2 \text{ кВт}, \quad (3.57)$$

$$Q^{п/а} = 147,5 \text{ квар.} \quad (3.58)$$

Струмове навантаження в після-аварійному режимі:

$$I^{п/а} = 345,84 \text{ А.}$$

Для цеху вибираємо генератор [28]

Таблиця 3.4 - Характеристики генератора цеху

Тип генератора	Потужність, кВт	Сила струму, А	Втрати дизелю, л
NPT 200GFT	200	360	60

Для підключення генератора вибираємо кабель

Таблиця 3.5 - Вибір кабельної лінії

Марка	$I_{\text{доп}}$, А	I_p , А	$I_p^{п/а}$, А	$\Delta U_{п/а}$, %
АВВГ 4х240	355	170,21	345,84	1,50

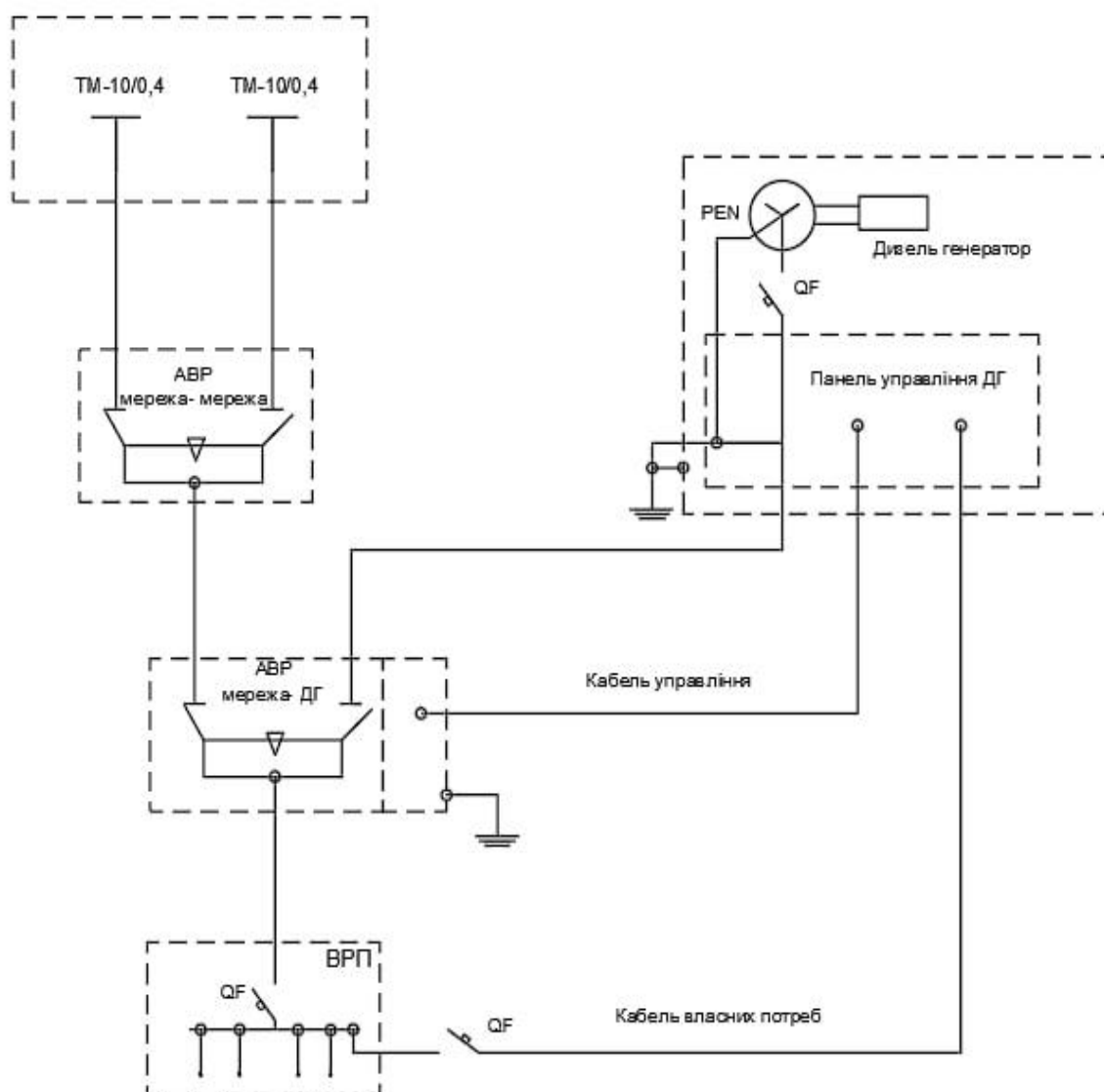


Рисунок 3.4 - Схема підключення резервного генератора до підприємства

Висновки до розділу

Електромеханічний цех спроектований після модернізації, збільшена кількість електроприладів. Таблиці з розрахунками представлено у додатках.

Спроектвані та вибрані два трансформатора (2хTrihal в металічному кожухі 250 кВА(IP31) 6,10 кВ/400 В), розроблено схема підключення промислового підприємства рисунок 3.3.

На основі проведених розрахунків вибраний компенсаційний пристрій

(УКРМ (АКУ) -0,4-110-10) з допомогою якого вдалося зменшити кількість реактивної потужності, що позитивно впливає на електропостачання підприємства і збільшує надійність системи електропостачання.

Також розрахований та вибраний резервний дизель генератор (NPT 200GFT) розроблена схема підключення генератора рисунок 3.4.

4 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

4.1 Опис ідеї стартап – проекту

Стартапи – це проекти на яких початкові підприємці мають можливість розробки унікального продукту або послуги, виведення його на ринок [29]. Класифікація стартапів відбувається за різними критеріями відповідно до характеру ринку. Найчастіше такі проекти розробляються в технічних галузях.

Даний проект можна реалізувати для компаній які займаються монтажем і проектуванням систем електропостачання промислових підприємств. Стартап-проект реалізовано на методології перспектив розвитку електропостачання підприємств. Програмне забезпечення дозволить мінімізувати фінансові витрати на улаштування системи електропостачання та зменшити час розробки проекту.

Зміст ідеї, напрямки застосування та користь для споживача продукції наведено у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямок застосування	Вигода для користувача
Програмне забезпечення аналізу ефективності електропостачання	Проектно-монтажні компанії	Зменшення часу та фінансових витрат на проектування системи електропостачання..
	Великі та середні промислові підприємства	Можливість реалізації додаткових послуг з проектування систем електропостачання. Аналіз економічної вигоди впровадження матеріалів для монтажу ЕП.
	Державні компанії по розподілу електроенергії	Забезпечення надійного захисту та економія вкладень при улаштуванні ЕП

4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Задля прогнозування технологічної реалізації проекту здійснено аналіз складових зазначених в таблиці 4.2

Таблиця 4.2 – Технологічна реалізація ідеї проекту

Ідея проекту	Технології реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
Програмне забезпечення аналізу ефективності впровадження систем ЕП	Створення алгоритму розрахунку системи ЕП	Існує	Доступні
	Створення бази даних каталогів різних виробників	Наявна	Доступні
	Створення програмного забезпечення мовою програмування JavaScript та Python	Немає у наявності ПЗ, доступність мов програмування	Великий вибір ІТ-спеціалістів для реалізації програмного забезпечення

4.3 Аналіз можливостей запуску стартап-проекту

При дослідженні перспектив та проблем, які можуть вплинути на проект, виникає можливість спланувати заходи розвитку проекту із урахуванням впливу на ринок, що дає змогу дослідити ринок та попит на продукцію, визначити основних клієнтів та конкурентів. Характеристика ринку реалізації стартап-проекту зазначено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проекту

Показники стану ринку (найменування)	Характеристика
Кількість головних гравців, од	5
Динаміка ринку	Зростає
Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Стандарти для здійснення розрахунків у ПЗ

Щоб зрозуміти на яку групу клієнтів орієнтуватися здійснимо характеристику вимог до товару (табл. 4.).

Таблиця 4.4 – Характеристика клієнтів стартап-проекту

Потреби ринок	Цільова аудиторія	Відмінності у поведінці цільових груп клієнтів	Вимоги споживачів до товару
Потреби в точному розрахунку електропостачання підприємств. Економія коштів при монтажу системи.	Основні клієнти це проектно-монтажні компанії.	Проектні компанії можуть економити час та кошти на розробку проекту при розрахунку електропостачання.	Швидкість та простота розрахунку системи електропостачання. Підбір якомога більш вигідного обладнання.

Після визначенням групи споживачів проведемо аналіз ринку, (див.таблиці 4.5 та 4.6).

Таблиця 4.5 – Чинники з якими можуть бути проблеми для реалізації проекту

Чинники загрози	Зміст загрози	Вплив на компанію
Незацікавленість клієнтів в провадженні програмного забезпечення	Проекті компанії здійснюють розрахунки за допомогою програм MS Office.	Продаж продукції за конкурентними цінами, надання методичних вказівок роботи у програмі.
Впровадження конкурентного програмного забезпечення	Можливість зменшення кількості клієнтів, що негативно впливатиме на фінанси.	Реалізація найкращих умов для провадження інвестицій, що дасть змогу зменшити кількість коштів які виділяються на маркетинг і збільшувати маржинальний дохід компанії.
Сумніви щодо використання клієнтами нового ПЗ	Проблеми з кадрами необізнаність людей.	Просування продукту за допомогою маркетингових стратегій також розробка зручного оновлення через мережу.

Таблиця 4.6 – Фактори можливостей

Фактори можливостей	Зміст можливості	Реакція компанії
Підтримка державою	Дотації держави для вдосконалення програмного забезпечення	Вкладання коштів на розвиток інноваційного маркетингу, вдосконалення інтерфейсу для простоти використання ПЗ.

Фінальним етапом аналізу та запуску проекту є складання SWOT-аналізу (матриці аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities) на основі виділених ринкових загроз та можливостей, та сильних і слабких сторін.

Перелік загроз та ринкових можливостей складається на основі аналізу, можливостей маркетингу. Ринкові загрози та ринкові можливості є наслідками (прогнозованими результатами) впливу факторів на ринок стартап-проектів, і, на відміну від них, ще не є реалізованими на ринку та мають певну ймовірність здійснення [30].

Таблиця 4.7 – SWOT-аналіз

Сильні сторони(S)	Слабкі сторони(W)
Швидкість виконання розрахунків. Постійний попит на проектування систем електропостачання. Необхідність продукту в майбутньому Економія витрат на реалізацію проектів по проектуванню ЕП	Недовіра з боку споживачів Недостатній кадрів у використанні ПЗ Відсутність дотацій з боку держави
Можливості (O)	Загрози(T)
Підбір якомога більш ефективних системи ЕП для промислових підприємств. Зменшення часу на проектування проектів. Зростання попиту на проекти.	Проблеми з політичною і економічною ситуацією в Україні.

Висновок до розділу

Проектування промислових підприємств є обов'язковим для економічного розвитку країни адже промисловість це одна із важливіших галузей економіки. Тому попит на проектування підприємств буде зростати, тому гарантує збільшення попиту на проект проект та його розвиток. У зв'язку сильними сторонами проект може стати монополістом на ринку та збільшити кількість клієнтів. Через безліч плюсів проект може розвиватися та вдосконалюватися протягом свого існування, та забезпечити своїм користувачам стабільну і перспективну працю у галузі проектування промислових підприємств.

ВИСНОВКИ

1. У сучасних умовах необхідно зважати на дійсний склад приймачів електричної енергії в даній мережі і проводити відповідний аналіз усієї системи електропостачання з визначенням перспектив розвитку якості електроенергії. Для цього необхідно використовувати сучасні засоби контролю і методи розрахунку.

Проаналізовані види та схеми підключення компенсуючих пристроїв. Розглянуті переваги та недоліки конденсаторних батарей.

Для переходу з режиму відновлення живлення в режим керування потоком електроенергії, зменшено небажане перевищення струму та затримку напруги після використання процедури синхронізації напруги та скидання контролерів струму та потужності.

2. Проаналізовані особливості електропостачання підприємств, а саме принцип глибокого введення, принцип відмови від «холодного резерву», принцип глибокого секціонування ЕПС, принцип розподільної або паралельної роботи ЕПС. Проаналізовані способи приєднання понижувальних підстанцій які поділяються на тупікові, відгалужувальні (проміжні), прохідні. Проаналізовано два підходи до оцінювання надійності ЕПС: перший – оснований на вимогах ПУЕ, другий – теоретичний. Розглянуті наслідки підвищення споживання реактивної потужності, метод вибору компенсуючих пристроїв.

3. Електромеханічний цех спроектований після модернізації, збільшена кількість електроприладів. Таблиці з розрахунками представлено у додатках.

Спроектвані та вибрані два трансформатора (2хTrihal в металічному кожухі 250 кВА(IP31) 6,10 кВ/400 В), розроблено схема підключення промислового підприємства рисунок 3.3.

На основі проведених розрахунків вибраний компенсаційний пристрій (УКРМ (АКУ) -0,4-110-10) з допомогою якого вдалося зменшити кількість реактивної потужності, що позитивно впливає на електропостачання підприємства і збільшує надійність системи електропостачання.

Також розрахований та вибраний резервний дизель генератор (NPT 200GFT) розроблена схема підключення генератора рисунок 3.4.

4. Проектування промислових підприємств є обов'язковим для економічного розвитку країни адже промисловість це одна із важливіших галузей економіки. Тому попит на проектування підприємств буде зростати, тому гарантує збільшення попиту на проект проект та його розвиток. У зв'язку сильними сторонами проект може стати монополістом на ринку та збільшити кількість клієнтів. Через безліч плюсів проект може розвиватися та вдосконалюватися протягом свого існування, та забезпечити своїм користувачам стабільну і перспективну працю у галузі проектування промислових підприємств.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Василега П. О. Електропостачання. – Суми : ВТД «Університетська книга», 2008. - 415 с.
2. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / Под ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – 2-е изд. перераб. и доп. – М. : Энергия, 1980. – 576 с. : ил.
3. Липкин Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. - М. : Высшая школа, 1975. – 320 с.
4. Василега П. О. Електропостачання. – Суми : ВТД «Університетська книга», 2008. - 415 с.
5. Артемов А. И. Электроснабжение промышленных предприятий в примерах и задачах / А. И. Артемов. – Под ред. В. И. Минченкова. – Смоленск, 2000. – 300 с. Вагин Г. Я.
6. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / Под ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – 2-е изд. перераб. и доп. – М. : Энергия, 1980. – 576 с. : ил.
7. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет / А. С. Овчаренко и др. – Киев : Техніка, 1987. – 185 с
8. Иванов В. С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В. С. Иванов, В. И. Соколов. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.
9. Системы электроснабжения: комплекс учеб.- метод. матер. / Г. Я. Вагин, Е. Н. Соснина. – 2-е изд., перераб. и доп.; Нижегород. гос. техн. ун-т. – Нижн. Новгород, 2012. – 143 с.
10. PANSINI, A. J.: 'Electrical distribution engineering' (GALLET. G.: French distribution systems; basic features and practices', ZEE Prec. C.. 133, pp. 327-383
11. Hung DQ, Mithulananthan N, Bansal RC. Інтеграція PV і BES блоків в комерційні системи розподілу з урахуванням втрат енергії та стабільності напруги. Appl Energy 2014; 113: 1162–70.

12. Mu Y, Wu J, Jenkins N, Jia H, Wang C. A spatial-temporal model for Grid Impact аналіз зарядних електромобілів. *Appl Energy* 2014;114:456–65.
13. Абдулла М.А., Агалгаонкар А.П., Муттакі К.М. Оцінка енергозабезпечення і безперервність обслуговування в розподільній мережі з поновлюваними розподіленими покоління. *Appl Energy* 2014; 113: 1015–26.
14. Fotouhi Ghazvini MA, Morais H, Vale Z. Coordination between mid-term рішення про відключення технічного обслуговування та короткострокове планування з обмеженнями безпеки в розумних системах розподілу. *Appl Energy* 2012; 96: 281–91.
15. Savic' A, Đurišić' Z'. Оптимальний розмір і розташування пристроїв SVC для покращення профілю напруги в розподільній мережі з розосередженими фотоелектричними та вітрові електростанції. *Appl Energy* 2014; 134: 114–24.
16. Lakervi E, Holmes EJ. Проектування мереж розподілу електроенергії. 2-е вид. Лондон (Великобританія): Peregrinus; 1995 рік.
17. Чень Т.Х., Вей-Цзер Х., Чжи-Чернг Г., Гуан-Чі П., Єн-Фен Х., Цзун-Ї Г. Техніко-економічне обґрунтування модернізації первинних живильників з радіальних і від розімкнутого до нормально замкнутого контуру. *IEEE Trans Power Syst* 2004;19:1308–16.
18. Okada N, Kobayashi H, Takigawa K, Ichikawa M, Kurokawa K. Loop power flow керування та характеристики напруги системи розподілу для розподіл генерації, включаючи фотоелектричну систему. В кн.: Матеріали 3-ї всесвітньої конференції перетворення фотоелектричної енергії, вип. 3; 2003. стор. 2284–87.
19. Bloemink JM, Green TC. Збільшення проникнення розподіленої генерації за допомогою м'які нормально відкриті точки. В: Загальні збори IEEE Power and Energy Society; 2010. стор. 1-8.
20. Bloemink JM, Green TC. Переваги силової електроніки розподільного рівня для підтримка зростання розподіленого покоління. *IEEE Trans Power Del* 2013; 28: 911
21. Bloemink JM, Green TC. Збільшення проникнення фотоелектричної енергії за допомогою місцевої енергії зберігання і м'які нормально відкриті точки.

В: IEEE Power and Energy Society загальні збори; 2011. стор. 1–8.

22. Сіманджоранг Р., Міура Й., Ісе Т., Сугімото С., Фудзіта Х. Застосування типу серії Перетворювач ВТВ для мінімізації циркуляційного струму та балансуєної потужності трансформатори в контурних розподільних лініях. У: Конференція IEEE з енергетики перетворення. Нагоя; 2007. стор. 997–1004.

23. Трухільо К. Л., Веласко Д., Гуарнізо Дж. Г., Діас Н. Розробка та реалізація ВСЦ для приєднання до електричних мереж, використовуючи метод ідентифікації система через простір станів для обчислення контролерів. Appl Energy 2011; 88 (9): 3169–75.

24. Навчальний посібник Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П.Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015.

25. Довідкова книга зі світлотехніки. Айзенберг Ю.Б. (Ред.) 1983 3-е изд. Перераб. И доп. М.: Знак. – 972 стр.: ил. ISBN 5-87789-051-4

26. Правила улаштування електроустановок [Текст] : вид. 3-є, перероб. і доп.– Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2010. – 736 с.

27. Каталог France
Transfohttp://tekhar.com/Programma/Schneider/pdf_pict/Trihal-cat_dop.pdf

28. Каталог промислових генераторів
<https://ukravtonomgaz.ua/catalog/generator-dlya-promislovikh-pidpriemstv-npt-300gft-300-kvt-375-kva-na-palivi-lpg-ng>

29. Стартап проекти та їх оцінювання: конспект лекцій для студентів за спеціальністю 7.121 «Інженерія програмного забезпечення» факультету інформаційних технологій УжНУ / Розробник: к.т.н. Поліщук В.В. –Ужгород:.

30. Методичні рекомендації з розроблення стартап-проекту [Електронний ресурс].–Режим доступу
:https://ep.kpi.ua/files/navchannia/mag/roz_startap_proektiv_met_vk.pdf

31. Каталог конденсаторних установок Режим доступа
:<https://electrocontrol.com.ua/ua/elektroshhitovoeoborudovanie/kondensatornye-ustanovki-aku-04>

ДОДАТОК А

№	Початкові дані						Розрахункові величини				Ефективне число ЕП $n_{\text{eff}} = \Sigma P_n^2 / \Sigma P_n^2$	Коеф. розрахункового навантаження, Кр	Розрахункова потужність			Розрахунковий струм, А
	Найменування ЕП	Кількість ЕП, шт. п	Встанов. потужність кВт		Коеф. викор. Кв	Коефіцієнти реактивної потужності		КаРн	КаРн*tgφ	прн ²			Рр=КрΣКвРн	Qp=КрΣКвРн*tgφ	Sp=√Рр ² +Qp ²	
			одного ЕП, рн	групова Рн*прн		Cosφ	tgφ									
ВРП																
1	Фрезерний станок з ВПК	3	22,4	67,2	0,25	0,70	1,02	16,80	17,14				67,20	68,56	96,00	145,45
4	Токарний станок з ВПК ST10Y 3584к2	1	11,2	11,2	0,16	0,50	1,73	1,79	3,10				11,20	19,40	22,40	33,94
5	Токарний станок з ВПК GREENWAY HC-30N	1	8,5	8,5	0,16	0,50	1,73	1,36	2,36				8,50	14,72	17,00	25,76
6	Універсальний фрезерний станок STEELHORSE D25W	1	2,2	2,2	0,20	0,70	1,02	0,44	0,45				2,20	2,24	3,14	4,76
7	Універсальний токарний станок ИЖ 250ИТВМ	1	3,4	3,4	0,16	0,50	1,73	0,54	0,94				3,40	5,89	6,80	10,30
8	Універсальний фрезерний станок KOMUNARAS 676 П 910к2	1	2,3	2,3	0,20	0,70	1,02	0,46	0,47				2,32	2,37	3,31	5,02
9	Фрезерний станок з ВПК XHS7145 3500к2	1	11,0	11,0	0,20	0,70	1,02	2,20	2,24				11,00	11,22	15,71	23,81
10	Універсальний токарний станок STEELHORSE 6280V	1	1,0	1,0	0,16	0,50	1,73	0,16	0,28				1,00	1,73	2,00	3,03
11	Стрічкова пила STEELHORSE GT 4228	1	2,2	2,2	0,15	0,90	0,48	0,33	0,16				2,20	1,07	2,44	3,70
12	Піч муфельна	2	2,5	5,0	0,70	0,95	0,33	3,50	1,15				5,00	1,64	5,26	7,97
13	Пісокоструйна машина	1	2,2	2,2	0,50	0,65	1,17	1,10	1,29				2,20	2,57	3,38	5,13
14	Верстат точильний універсальний та спеціалізований	6	1,7	10,2	0,16	0,50	1,73	1,63	2,83				10,20	17,67	20,40	30,91
15	Компресор	1	3,5	3,5	0,70	0,85	0,62	2,45	1,52				3,50	2,17	4,12	6,24
16	Верстат гальмувальний	1	1,5	1,5	0,54	0,80	0,75	0,81	0,61				1,50	1,13	1,88	2,84
17	Карбон	1	3,0	3,0	0,40	0,85	0,62	1,20	0,74				3,00	1,86	3,53	5,35
18	Електроінструмент	5	1,0	5,0	0,40	0,50	1,73	2,00	3,46				5,00	8,66	10,00	15,15
19	Зварювальний апарат	1	3,0	3,0	0,30	0,35	2,68	0,90	2,41				3,00	8,03	8,57	12,99
Всього ВРП		29		142,4	0,26			38	41		13	0,82	30,7	45,3	54,7	82,88

ДОДАТОК Б

№	Найменування груп споживачів	потужність	К-т потужн.	Розрахункові коефіцієнти		Розрахункові величини потужності			розр. струм вд. прилн.
		P_{Σ} , кВт	K_{Σ}	Потужності $\cos \varphi$	Резистивного навантаження γ_{Σ}	Активної $P_{\Sigma}=P_{\Sigma} \cdot K_{\Sigma}$, кВт	Реактивної $Q_{\Sigma}=P_{\Sigma} \cdot \tan \varphi$, квар	Повної $S_{\Sigma}=\sqrt{P_{\Sigma}^2+Q_{\Sigma}^2}$, кВА	$I_{\Sigma}=S_{\Sigma}/\sqrt{3}=I$, А
	ВРП-1 Ввід №1								
1	Аварійне освітлення	0,07	1,00	0,92	0,43	0,07	0,37	0,95	1,44
2	Приточно-втяжна установка ПВ-1	16,76	0,80	0,80	0,75	13,41	10,06	16,76	25,39
3	Приточно-втяжна установка ПВ-2	5,26	0,80	0,80	0,75	4,21	3,16	5,26	7,97
4	Щит розподільчий технологічний ЩРГ	19,00	0,63	0,75	0,88	12,00	10,58	16,00	24,24
5	Кондиціонери	36,53	0,80	0,80	0,75	29,22	21,92	36,53	55,35
6	Фрезерний станок з ВПК VF2SS	22,40	0,25	0,70	1,02	5,60	5,71	8,00	12,12
7	Компресор	3,50	0,70	0,85	0,62	2,45	1,52	2,88	4,37
8	Ручний електроінструмент	12,00	0,40	0,50	1,73	4,80	8,31	9,60	14,55
Всього по вводу №1		116,32	0,62	0,76	0,85	72,56	61,63	95,20	144,24
	ВРП-1 Ввід №2								
1	Робоче освітлення	7,91	0,90	0,90	0,48	7,12	3,45	7,91	11,99
2	Підруткові розетки	20,00	0,60	0,90	0,48	12,00	5,81	13,33	20,20
3	Електроконвектори	9,00	0,80	0,98	0,20	7,20	1,46	7,35	11,13
4	Бойлери	6,00	0,80	0,98	0,20	4,80	0,97	4,90	7,42
5	Розетки ПК	7,50	0,90	0,90	0,48	6,75	3,27	7,50	11,36
6	Місцеве освітлення щитової	0,25	0,90	0,90	0,48	0,23	0,11	0,25	0,38
7	Приточно-втяжна установка ПВ-3	4,36	0,80	0,80	0,75	3,49	2,62	4,36	6,61
8	Приточно-втяжна установка ПВ-4	4,66	0,80	0,80	0,75	3,73	2,80	4,66	7,06
9	Фрезерний станок з ВПК VF3SS	22,40	0,25	0,70	1,02	5,60	5,71	8,00	12,12
10	Щит розподільчий вентиляції ЩРВ-1	3,36	0,80	0,80	0,75	2,69	2,02	3,36	5,09
11	Щит розподільчий вентиляції ЩРВ-2	1,46	0,80	0,80	0,75	1,17	0,87	1,46	2,21
12	Антикригова система	0,40	1,00	0,98	0,20	0,40	0,08	0,41	0,66
13	Галтувальний барабан	1,50	0,54	0,80	0,75	0,81	0,61	1,01	1,53
14	Піч муфельна	2,50	0,70	0,95	0,33	1,75	0,58	1,84	2,79
15	Токарний станок з ВПК ST10Y	11,20	0,30	0,50	1,73	3,36	5,82	6,72	10,18
16	Токарний станок з ВПК GREENWAY HC	8,50	0,30	0,50	1,73	2,55	4,42	5,10	7,73
17	Фрезерний станок з ВПК UMC 500	22,40	0,25	0,70	1,02	5,60	5,71	8,00	12,12
18	Стрічкова пила	2,20	0,15	0,90	0,48	0,33	0,16	0,37	0,56
19	Фрезерний станок з ВПК з ВПК XHS7M	11,00	0,30	0,70	1,02	3,30	3,37	4,71	7,14
20	Чіп-фрезерний станок STEELHORSE D2	2,20	0,30	0,70	1,02	0,66	0,67	0,94	1,43
21	Чіп-токарний станок STEELHORSE 628	1,00	0,30	0,50	1,73	0,30	0,52	0,60	0,91
22	Чіп-токарний станок ИЖ 250MTBM	3,40	0,30	0,50	1,73	1,02	1,77	2,04	3,09
23	Верстати точильні	2,00	0,30	0,50	1,73	0,60	1,04	1,20	1,82
24	Зовнішнє освітлення	2,00	0,90	0,90	0,48	1,80	0,87	2,00	3,03
Всього по вводу №2		157,20	0,49	0,82	0,71	77,25	54,70	94,66	143,42
Аварійний режим		273,52				149,81	116,33	189,7	287,4

ДОДАТОК В

№	Початкові дані								Розрахункові величини			Ефективне число ЕП $\cos \varphi = \frac{P_r}{\Sigma P_n} / \Sigma P_n^2$	Коеф. розрахункового навантаження, K_p	Розрахункова потужність			Розрахунковий струм, А
	Найменування ЕП	Кількість ЕП, шт. п	Встанов. потужність кВт		Коеф. викор. K_v	Коефіцієнти реактивної потужності		активна, кВт						реактивна, кВ*Ар	повна, кВ*А		
			одного ЕП, рн	групова $P_{гн} = P_{гн}$		$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	$K_a P_n$	$K_a P_n \tan \varphi$	$P_r = K_p \Sigma K_a P_n$	$Q_r = K_p \Sigma K_a P_n \tan \varphi$			$S_r = \sqrt{P_r^2 + Q_r^2}$	$I_r = S_r / (\sqrt{3} U_n)$		
ВРП																	
1	Фрезерний станок з ВПК	4	22,4	89,6	0,25	0,70	1,02	22,40	22,85					89,60	91,41	128,00	193,94
4	Токарний станок з ВПК ST10Y 3584кz	2	11,2	22,4	0,16	0,50	1,73	3,58	6,21					22,40	38,80	44,80	67,88
5	Токарний станок з ВПК GREENWAY HC-30N	1	8,5	8,5	0,16	0,50	1,73	1,36	2,36					8,50	14,72	17,00	26,76
6	Універсальний фрезерний станок STEELHORSE D25W	3	2,2	6,6	0,20	0,70	1,02	1,32	1,35					6,60	6,73	9,43	14,29
7	Універсальний токарний станок ИЖ 250ИТВМ	3	3,4	10,2	0,16	0,50	1,73	1,63	2,83					10,20	17,67	20,40	30,91
8	Універсальний фрезерний станок KOMUNARAS 676 П 910кz	2	2,3	4,6	0,20	0,70	1,02	0,93	0,95					4,64	4,73	6,63	10,04
9	Фрезерний станок з ВПК XHS7145 3500кz	1	11,0	11,0	0,20	0,70	1,02	2,20	2,24					11,00	11,22	15,71	23,81
10	Універсальний токарний станок STEELHORSE 6280V	3	1,0	3,0	0,16	0,50	1,73	0,48	0,83					3,00	5,20	6,00	9,09
11	Стрічкова пила STEELHORSE GT 4228	2	2,2	4,4	0,15	0,90	0,48	0,66	0,32					4,40	2,13	4,89	7,41
12	Піч муфельна	2	2,5	5,0	0,70	0,95	0,33	3,50	1,15					5,00	1,64	5,26	7,97
13	Пісокоструйна машина	2	2,2	4,4	0,50	0,65	1,17	2,20	2,57					4,40	5,14	6,77	10,26
14	Верстат точильний універсальний та спеціалізований	5	2,0	10,0	0,16	0,50	1,73	1,60	2,77					10,00	17,32	20,00	30,30
15	Компресор	3	3,5	10,5	0,70	0,85	0,62	7,35	4,56					10,50	6,51	12,36	18,72
16	Верстат гальмувальний	3	1,5	4,5	0,54	0,80	0,75	2,43	1,82					4,50	3,38	5,63	8,52
17	Карбон	1	3,0	3,0	0,40	0,85	0,62	1,20	0,74					3,00	1,86	3,53	5,35
18	Електроінструмент	4	3,0	12,0	0,06	0,50	1,73	0,72	1,25					12,00	20,78	24,00	36,36
19	Зварювальний апарат	2	3,0	6,0	0,30	0,35	2,68	1,80	4,82					6,00	16,06	17,14	26,97
Всього ВРП		43		215,7	0,26			55	60		8	0,82		45,1	65,6	79,6	120,60

ДОДАТОК Г

№	Початкові дані							Розрахункова потужність			Розрахункова вартість, грн.
	Найменування ЕП	Кількість ЕП, шт. п.	Встановлена потужність, кВт		Коеф. безпеки, КБ	Коефіцієнти реактивної потужності		акт. існа, кВт	реакт. існа, кВт	побит., кВт	
			однор. ЕП, кВт	агрег. ЕП, кВт		cosφ	tgφ				
ВРП 1 ВВІД №1											
1	Фрезерний станок з ВПК	3	22,4	67,2	0,25	0,70	1,02	16,80	17,14	24,00	36,36
4	Кондиціонери	4	12,0	48,0	0,80	0,80	0,75	38,40	28,80	48,00	72,73
5	Електроінструмент	4	3,0	12,0	0,40	0,50	1,73	4,80	8,31	9,60	14,55
6	Компресор	1	3,5	3,5	0,70	0,85	0,62	2,45	1,52	2,88	4,37
7	Аварійне освітлення	1	0,9	0,9	1,00	0,92	0,43	0,87	0,37	0,96	1,43
8	Приточно-випускна установка ПВ-1	1	16,8	16,8	0,80	0,80	0,75	13,41	10,06	16,76	25,39
9	Приточно-випускна установка ПВ-2	1	5,3	5,3	0,80	0,80	0,75	4,21	3,16	5,26	7,97
10	ЩРТ	1	19,0	19,0	0,16	0,50	1,73	3,04	5,27	6,08	9,21
Всього ВРП		16		172,6	0,62	0,76	0,86	84,0	74,6	112,3	170,21
ВРП ВВІД №2											
1	Фрезерний станок з ВПК	1	22,4	22,4	0,25	0,70	1,02	5,60	5,71	8,00	12,12
4	Токарний станок з ВПК ST10Y 3584кз	2	11,2	22,4	0,30	0,50	1,73	6,72	11,64	13,44	20,36
5	Токарний станок з ВПК GREENWAY HC-30N	1	8,5	8,5	0,30	0,50	1,73	2,55	4,42	5,10	7,73
6	Універсальний фрезерний станок STEELHORSE 025W	3	2,2	6,6	0,30	0,50	1,73	1,98	3,43	3,96	6,00
7	Універсальний токарний станок ИЖ 250ИТМ	3	3,4	10,2	0,30	0,50	1,73	3,06	5,30	6,12	9,27
8	Універсальний фрезерний станок KOMUNARAS 676 П 910кз	2	2,3	4,6	0,20	0,70	1,02	0,93	0,95	1,33	2,01
9	Фрезерний станок з ВПК XHS7145 3500кз	1	11,0	11,0	0,30	0,70	1,02	3,30	3,37	4,71	7,14
10	Універсальний токарний станок STEELHORSE 6280V	3	1,0	3,0	0,30	0,50	1,73	0,90	1,56	1,80	2,73
11	Стрічкова пила STEELHORSE GT 4228	2	2,2	4,4	0,15	0,90	0,48	0,66	0,32	0,73	1,11
12	Піч муфельна	2	2,5	5,0	0,70	0,95	0,33	3,50	1,15	3,68	5,58
13	Ліскоструйна машина	2	2,2	4,4	0,50	0,65	1,17	2,20	2,57	3,38	5,13
14	Верстат точильний універсальний та спеціалізований	3	2,0	6,0	0,30	0,50	1,73	1,80	3,12	3,60	5,45
15	Компресор	2	3,5	7,0	0,70	0,85	0,62	4,90	3,04	5,76	8,73
16	Верстат гальмувальний	2	1,5	3,0	0,54	0,80	0,75	1,62	1,22	2,03	3,07
17	Карбон	1	3,0	3,0	0,40	0,85	0,62	1,20	0,74	1,41	2,14
18	Верстати точильні	2	2,0	4,0	0,30	0,50	1,73	1,20	2,08	2,40	3,64
19	Зовнішнє освітлення	1	2,0	2,0	0,90	0,90	0,48	1,80	0,87	2,00	3,03
20	Гальмувальний барабан	1	1,5	1,5	0,54	0,80	0,75	0,81	0,61	1,01	1,53
21	Антикризова система	1	0,4	0,4	1,00	0,98	0,20	0,40	0,08	0,41	0,62
22	ЩРВ-1	1	3,4	3,4	0,80	0,80	0,75	2,69	2,02	3,36	5,09
23	ЩРВ-2	1	1,5	1,5	0,80	0,80	0,75	1,17	0,88	1,46	2,21
24	Приточно-випускна установка ПВ-3	1	4,5	4,5	0,80	0,80	0,75	3,60	2,70	4,50	6,82
25	Приточно-випускна установка ПВ-4	1	0,3	0,3	0,80	0,80	0,75	0,20	0,15	0,25	0,38
26	Місцеве освітлення шитовот	1	0,3	0,3	0,90	0,90	0,48	0,23	0,11	0,25	0,38
27	Розетки ПК	3	2,5	7,5	0,90	0,90	0,48	6,75	3,27	7,50	11,36
28	Бойлери	3	2,0	6,0	0,80	0,98	0,20	4,80	0,97	4,90	7,42
29	Конвектори	8	1,0	8,0	0,80	0,98	0,20	6,40	1,30	6,53	9,89
30	Побутові розетки	10	2,0	20,0	0,60	0,90	0,48	12,00	5,81	13,33	20,20
31	Робоче освітлення	1	8,0	8,0	0,90	0,90	0,48	7,20	3,49	8,00	12,12
Всього ВРП		65		188,8	0,49	0,82	0,70	90,2	72,9	115,9	175,63
Аварійний режим				361,4				174,2	147,5	228,2	345,84