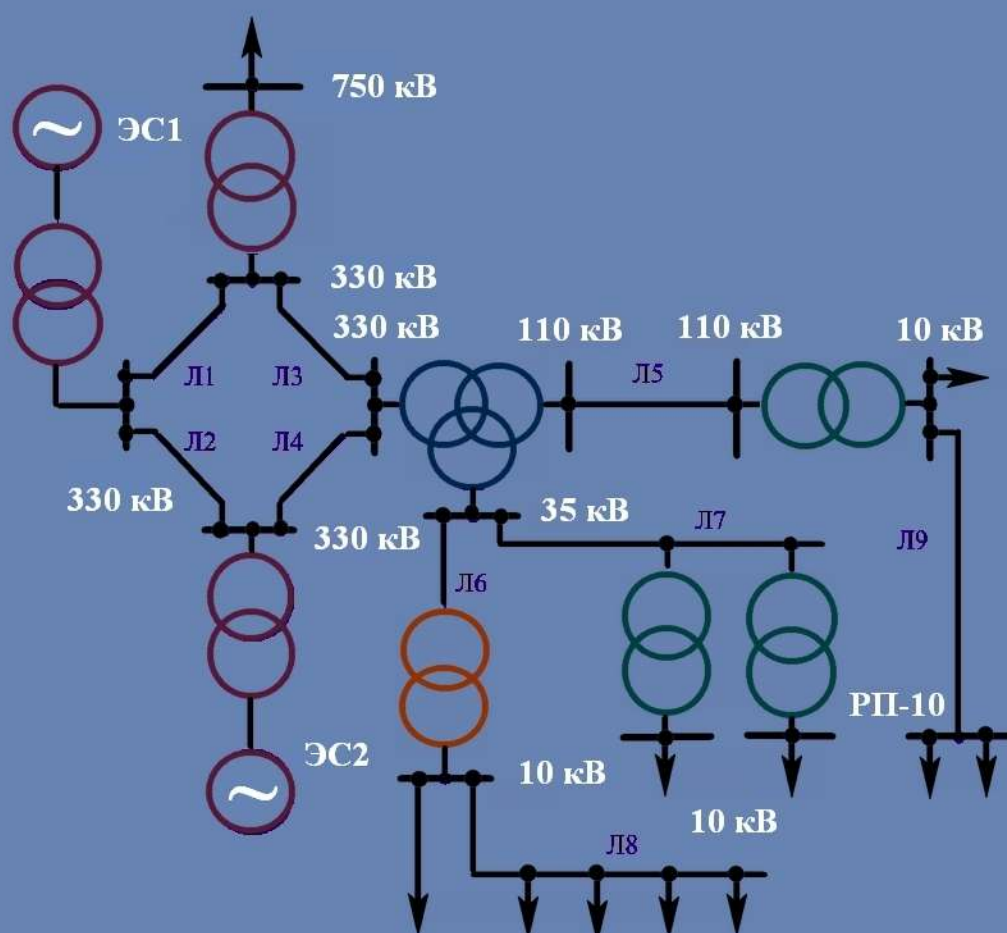


В.А.Попов, В.В.Ткаченко, О.С.Ярмолюк

# ПРОЄКТУВАННЯ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

**В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк**

# **ПРОЄКТУВАННЯ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ**

*Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського  
як навчальний посібник для студентів,  
які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»,  
освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»  
та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології»*

Київ  
КПІ ім. Ігоря Сікорського  
2021

Рецензенти: *Дешко Валерій Іванович*, д-р техн. наук, проф.  
Відповідальний редактор *Федосенко Микола Миколайович*, канд. техн. наук, доц.

*Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол № 8 від 24.06.2021 р.)  
за поданням Вченої ради інституту (протокол № 13 від 24.06.2021 р.)*

Електронне мережне навчальне видання

*Попов Володимир Андрійович*, д-р техн. наук, проф.  
*Ткаченко Вадим Владиславович*, канд. техн. наук, доц.  
*Ярмолюк Олена Сергіївна*, канд. техн. наук, доц.

# ПРОЄКТУВАННЯ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ

ПРОЄКТУВАННЯ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 14,5 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 222 с.

У навчальному посібнику розглянуто теоретичні та практичні аспекти проектування систем забезпечення електричною енергією широкого кола споживачів, що включають у себе питання вивчення існуючих схем підстанцій центрів живлення, обґрунтування та визначення розрахункових навантажень на різних ієрархічних рівнях систем електропостачання промислових підприємств, міст та агропромислового комплексу, обґрунтування вибору параметрів кабельних і повітряних ліній, шинопроводів, трансформаторів у мережах напругою до та понад 1000 В. Представлені у посібнику матеріали можуть бути використані студентами електротехнічних спеціальностей вищих навчальних закладів для кращого розуміння матеріалів лекційних і практичних занять з дисциплін «Електрична частина станцій і підстанцій», «Електричні системи та мережі», «Системи електропостачання» та «Вибір схем і параметрів внутрішніх схем живлення будинків і споруд», при виконанні курсового та дипломного проектування.

© В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк, 2021  
© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021

## ПЕРЕДМОВА

Однією з основних причин, що спонукали авторів до підготовки даного навчального посібника, є поширення в останній час дистанційної форми навчання студентів. В умовах обмежених можливостей безпосереднього спілкування з викладачами при вивченні теоретичних матеріалів та виконанні практичних розрахунків, у процесі підготовки фахівців згідно спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» виникає потреба у систематизації матеріалу, який подається в курсі «Системи електропостачання», його прив'язці до знань і компетенцій, які отримують студенти при вивченні низки інших фахових дисциплін, що повинно сприяти підвищенню загальній ефективності навчального процесу.

Структура навчального посібника, зміст і методика подання матеріалу відповідають багаторічному досвіду викладання на кафедрі електропостачання інституту енергозбереження та енергоменеджмента КПІ ім. Ігоря Сікорського таких дисциплін як «Електрична частина станцій та підстанцій», «Електричні системи та мережі», «Системи електропостачання», «Вибір схем і параметрів внутрішніх схем живлення будинків і споруд» та знайшли позитивний відгук від студентів та їх принципових роботодавців.

Навчальний посібник складається з трьох розділів.

У першому розділі розглянуто та проаналізовано різноманітні схеми побудови підстанцій, пояснюються умови використання кожної з них; надано найбільш поширені схеми побудови мереж живлення, розподільних мереж і мереж низької напруги з обґрунтуванням умов їх використання в залежності від вимог до надійності електропостачання; описано загальні принципи організації внутрішньоцехового розподілу електричної енергії відповідно до особливостей технологічних процесів й характеристики оточуючого

середовища, представлено й описано схеми побудови внутрішньобудинкових мереж житлових і суспільних об'єктів.

У другому розділі наведено різноманітні графіки електричних навантажень та визначення їх основних характеристик; наведено теоретичне обґрунтування та практичні методи розрахунків електричних навантажень на найбільш принципових ієрархічних рівнях у системах електропостачання промислових підприємств, міст, агропромислового комплексу й електрифікованого міського транспорту.

У третьому розділі запропоновано загальноприйняті у вітчизняній практиці підходи до вирішення питань обґрунтування параметрів мереж напругою до та понад 1000 В при проєктуванні систем електропостачання; здійснено аналіз умов та перспектив використання кабельних ліній напругою 20 кВ у системах розподілу електричної енергії; наведено загальні принципи механічного розрахунку повітряних ліній і вибору шинопроводів при здійсненні каналізації електричної енергії; розглянуто підходи до аналізу навантажувальної здатності трансформаторів та обґрунтування їх номінальної потужності.

Навчальний посібник має додатки, в яких наведено довідкові матеріали, які можуть бути використані при вирішенні практичних завдань, а також при проєктуванні елементів систем забезпечення електричною енергією споживачів промислових підприємств і мікрорайонів міст.

Наведені в навчальному посібнику матеріали будуть також корисні при виконанні курсового та дипломного проєктів, а також для студентів інших електротехнічних спеціальностей, зокрема, які здійснюють підготовку згідно спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією», «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» тощо, під час вивчення відповідних фахових дисциплін.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	7
ВСТУП .....	8
1 СТРУКТУРА СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ .....	14
1.1 Принципові схеми підстанцій живлення та головних понижувальних підстанцій .....	14
1.2 Схеми мереж напругою 6...20 кВ та 0,38 кВ.....	28
1.3 Внутрішньоцеховий і внутрішньобудинковий розподіл електричної енергії .....	40
2 РОЗРАХУНКОВЕ НАВАНТАЖЕННЯ У СИСТЕМАХ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ .....	75
2.1 Електричне навантаження, графіки електричних навантажень, теоретичне обґрунтування розрахункового навантаження .....	75
2.2 Практичні методи визначення розрахункових навантажень у системах електропостачання промислових підприємств.....	100
2.3 Розрахункове навантаження у системах електропостачання міст .....	116
2.4 Особливості визначення розрахункових навантажень у системах електропостачання агропромислового комплексу .....	122
2.5 Електричні навантаження систем гарантованого електропостачання.	134
3 ВИБІР ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ .....	146
3.1 Вибір параметрів мереж напругою до 1000 В .....	146
3.2 Вибір параметрів мереж напругою понад 1000 В .....	157
3.3 Особливості застосування кабельних ліній напругою 20 кВ.....	161
3.4 Основні принципи механічного розрахунку повітряних ліній .....	171
3.5 Розрахунок шинопроводів .....	182
3.6 Обґрунтування номінальної потужності трансформаторів.....	188

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ .....	199
Додаток А Довідкові таблиці до виконання практичних розрахунків проектування систем забезпечення споживачів електричною енергією.....	201

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АБЖ – агрегат безперервного живлення;

АВР – автоматичне включення резерву;

ВН – висока напруга;

ГПП – головна понижувальна підстанція;

ДЕС – дизельна електрична станція;

ЕКГ – електроприймачі критичної групи;

ЕП – електроприймач;

КЗ – коротке замикання;

КЛ – кабельна лінія;

КПІ ім. Ігоря Сікорського – Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»;

КТП – комплектна трансформаторна підстанція;

ЛОМ – локальні обчислювальні мережі;

НН – низька напруга;

ПЛ – повітряна лінія;

РП – розподільний пункт;

СГЕ – система гарантованого електропостачання;

СЕП – системи електропостачання;

СН – середня напруга;

ТП – трансформаторна підстанція;

ЦЖ – центр живлення.



## ВСТУП

Широке застосування електричної енергії у всіх сферах нашого життя обумовлено її важливими специфічними властивостями:

- здатністю перетворюватися практично в усі інші види енергії;
- можливістю відносно легко передаватися на далекі відстані в відносно великих обсягах;
- здатністю до перетворення параметрів (наприклад, зміна рівнів напруги або частоти струму);
- можливістю дроблення, що дає змогу створити, як двигуни дуже маленької потужності, так і надпотужні приводи, наприклад, прокатних станів;
- великою швидкістю протікання електромагнітних процесів.

Сьогодні в електроенергетиці будь-якої країни традиційно виділяють декілька основних секторів:

- виробництво електричної енергії (електричні станції);
- передача електроенергії (електричні мережі й підстанції);
- розподіл електроенергії;
- перетворення й споживання електроенергії для виробничих і комунально-побутових потреб (перетворювальні установки й електроприймачі (ЕП)).

Останні два сектора саме і розглядаються як системи електропостачання (СЕП) або системи забезпечення споживачів електричною енергією.

Діючи в єдиному технологічному ланцюжку, використовуючи, у принципі, ті ж самі фізичні процеси, та підкоряючись загальним законам електротехніки, кожний із зазначених вище секторів електроенергетики володіє рядом принципових особливостей, зокрема, пов'язаних з їхньою структурою, номенклатурою номінальних напруг, які використовуються,

системою керування, параметрами устаткування, яке в них застосовується, характером завдань, які необхідно розв'язувати при їх проектуванні й експлуатації та т.ін.

Таким чином, під системою забезпечення споживачів електричною енергією розуміють сукупність електроустановок необхідних для розподілу електричної енергії у межах певної території або певного об'єкта електропостачання. Її основними частинами є підстанції живлення; мережі живлення, розподільні та низьковольтні мережі; розподільні пункти (РП); понижуючі трансформаторні підстанції (ТП); мережі й обладнання внутрішньоцехового та внутрішньобудинкового розподілу електричної енергії.

ЕП являють собою частину технологічних установок, які, одержуючи електричну енергію, перетворюють її в інші види енергії (теплову, механічну, світлову тощо). Група ЕП, звичайно поєднана єдиним технологічним процесом, з'єднаних межу собою електричними мережами та розташовані у межах деякого виробничого (цех, підприємство), комунально-побутового (школа, кінотеатр) або іншого об'єкта називаються споживачем електричної енергії.

Джерелами живлення у СЕП в основному є понижуючі підстанції 35–220/6–10 кВ, а також місцеві електричні станції.

Сучасні електричні мережі характеризуються достатньою різноманітністю й тому для їхньої класифікації можуть використовуватися різні ознаки. З точки зору номінальної напруги, електричні мережі принципово діляться на мережі напругою до та вище 1000 В. Для компенсації втрат напруги, які мають місце при передачі електричної енергії, номінальна напруга генераторів і вторинних обмоток трансформаторів на 5 % перевищує номінальну напругу ЕП й електричної мережі.

За своєю структурою електричні мережі можуть бути замкненими та розімкненими. У замкнених мережах споживачі одержують живлення від декількох джерел, що забезпечує відповідний рівень надійності

електропостачання. У розімкнених мережах передача енергії здійснюється тільки в одному напрямку та, таким чином, споживач одержує живлення від єдиного джерела. Розрізняють: радіальні лінії – з одним навантаженням наприкінці лінії; магістральні лінії – при наявності декількох навантажень розподілених уздовж лінії; розгалужені мережі.

За режимом роботи нейтралі електроустановки розділяють на дві групи залежно від величини струму замикання на землю [1]. Виділяють установки з великими (струм однофазного замикання на землю більше 500 А) та малими струмами замикання. У першому випадку нейтраль приєднується до заземлюючих пристроїв безпосередньо або через невеликий опір. Такі установки одержали назву установок із глухозаземленою нейтраллю. Тут будь-яке замикання на землю є коротким замиканням (КЗ) і супроводжується більшим струмом. У другому випадку нейтралі установок приєднано до заземлюючих пристроїв через елементи з великим опором. Подібні установки називають установками з ізольованою нейтраллю. Тут замикання однієї з фаз на землю не є КЗ і величина струму замикання обумовлена, в основному, ємнісними провідностями фаз щодо землі.

В електроустановках напругою до 1 кВ найпоширенішими є чотири- та п'ятипровідні мережі, які працюють із глухозаземленою нейтраллю. Таке рішення є доцільним виходячи з того, що з появою дефектів нейтральний провід, що не має заземлення, являє собою пожежну небезпеку. При однофазних замиканнях на землю утворюється контур для протікання струму КЗ через нейтральний провід, що може викликати його значний перегрів.

Додатково для цілей безпеки у чотирипровідних мережах здійснюється заземлення всього устаткування, наприклад, на заземлену нейтраль. Відповідно, у даних мережах при протіканні струму КЗ відбувається негайне автоматичне відключення ушкодженої ділянки.

Електричні мережі номінальною напругою 6...35 кВ мають малі струми замикання на землю. Тоді при невеликих значеннях ємнісних струмів замикання на землю мережі працюють із ізольованою нейтраллю. При

більших ємнісних струмах – з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор.

Якщо в одній з фаз мережі, що працює з ізолюованою нейтраллю, відбувається замикання на землю, то напруга в ушкодженій фазі буде дорівнювати нулю, а в інших фазах підвищиться в  $\sqrt{3}$  раз. Враховуючи, що нейтраль ізолюована, то відсутній контур для проходження струму КЗ і його величина буде невеликою, що не приведе до аварійного відключення лінії. Таким чином, при зазначеній структурі мережі зростає надійність електропостачання. Разом із тим, у зв'язку з підвищенням напруги в неушкоджених фазах, ізоляція повинна виконуватися з розрахунку на лінійну напругу, що приводить до певного подорожчання мережі й електричних апаратів.

Не дивлячись, що системи забезпечення електричною енергією промислових споживачів, споживачів міст та агропромислового комплексу мають певні специфічні риси, при вирішенні завдань їхнього проєктування або керування функціонуванням повинен бути виконаний ряд загальних вимог, серед яких, у першу чергу, варто виділити такі [2]:

1. Одним з найбільш складних й актуальних вимог до зазначених систем є економічна обґрунтованість прийнятих технічних рішень при їх проєктуванні, керуванні, плануванні розвитку. Економічність, у загальному випадку, характеризується показником ефективності використання коштів, вкладених у систему. Такими показниками можуть бути собівартість надаваних послуг, прибуток, рентабельність й інші, а для оцінки рішень, пов'язаних із розвитком систем можуть служити індекс прибутковості, внутрішня норма прибутковості й ін.

Зокрема, останнім часом у якості одного з найбільш поширених критеріїв, що характеризують економічну доцільність, використовують, так звані, дисконтовані витрати, визначені за той або інший строк (звичайно 5–25 років). Дисконтовані витрати за розрахунковий період враховують: можливість поетапних інвестицій у спорудження, реконструкцію або

розвиток системи; зміну в часі щорічних експлуатаційних витрат; витрати на компенсацію втрат енергії в елементах СЕП; не повністю використану частину капітальних вкладень; збиток як від недовідпуску електроенергії при аварійних або планових відключеннях її, відповідно, припиненні при цьому електропостачання споживачів, так і пов'язаний з неадекватною якістю електроенергії, яка споживається; міру дисконту.

2. Забезпечення необхідного рівня надійності. Відповідно до діючих нормативних документів, з погляду надійності електропостачання, всі ЕП поділяються на три категорії. Найбільш відповідальні ЕП відносяться до першої категорії. Вони повинні мати можливість одержувати електроенергію не менш ніж від двох незалежних джерел живлення, а перерва в їхньому електропостачанні допускається тільки на час включення резервного живлення засобами спеціальної автоматики. Для ЕП другої категорії також необхідно передбачати живлення від двох незалежних джерел. Однак для них перерва в електропостачанні допускається на час, необхідний для проведення відповідних комутаційних операцій, пов'язаних із перемиканням споживача на резервне джерело силами оперативного персоналу енергокомпаній. ЕП третьої категорії можна живити від єдиного джерела. У цьому випадку допустимі перерви в електропостачанні на час необхідний для проведення ремонту, заміни ушкодженого елемента або організації тимчасового живлення споживачів, але не більше ніж на добу.

3. Забезпечення нормативної якості електричної енергії. Діючий у нашій країні стандарт визначає номенклатуру показників якості електричної енергії й їх допустимі значення для СЕП загального призначення змінного трифазного й однофазного струму частотою 50 Гц. До основних показників якості відносять відхилення напруги, коливання напруги, несинусоїдальність напруги, несиметрію напруги, відхилення частоти. Показники якості повинні виконуватися з імовірністю 95 % і регламентуються в точках підключення ЕП або у вузлах, де сходяться мережі, що перебувають на балансі різних власників.

4. Дотримання вимог безпеки обслуговування. Тут варто виділити два напрями. Перший із них відноситься до повсякденної нормальної експлуатації систем. Неминучий техногенний вплив на людину й оточуюче середовище ставлять ряд практичних завдань по охороні праці й екологічній безпеці технологій, що використовуються. Другий напрямок пов'язаний із технологічними порушеннями й одержав назву промислової безпеки. Під промисловою безпекою технічного об'єкта або системи розуміють його здатність забезпечити захист людини й оточуючого середовища від небезпечних впливів, що виникають при аваріях на об'єкті.

Якщо при аналізі надійності основна увага приділяється дослідженню стану об'єкта у процесі технологічного порушення, що відбулося, то при вивченні промислової безпеки виявляються причинно-наслідкові зв'язки виникнення аварій та їх наслідків (соціальних, екологічних, економічних).

5. Забезпечення живучості системи. Живучість об'єкта в широкому змісті відбиває його здатність повністю або частково виконувати свої функції при впливах, що виходять за рамки нормальної експлуатації або відновлення працездатності за допустимий час. Зокрема, в електроенергетиці це проявляється у протистоянні збуренням, які можуть викликати каскадний розвиток аварії з масовим порушенням електропостачання споживачів.

6. Виконання екологічних обмежень (по викидах відходів виробництва в оточуюче середовище, по напруженості електричних і магнітних полів, шумовим ефектам і т.д.).

7. Реалізація політики енергозбереження.

8. Гнучкість СЕП і зручність її експлуатації.

9. Можливість подальшого розвитку СЕП без корінної перебудови існуючої її частини.

# **1 СТРУКТУРА СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ**

## **1.1 Принципові схеми підстанцій живлення та головних понижувальних підстанцій**

Електричні схеми підстанцій є важливою складовою частиною структури електроенергетичної системи та тому обов'язково повинні вибиратися з урахуванням загальних принципів її побудови. При цьому до основних елементів електричної схеми підстанцій відносять трансформатори, шини, вимикачі, роз'єднувачі, відокремлювачі, реактори, вимірювальні трансформатори.

Шини, залежно від їхнього призначення, розділяють на збірні, обхідні, робочі та резервні. Збірні шини служать для прийому електричної енергії та її наступного розподілу між приєднаннями. Звичайно під приєднаннями розуміють сукупність комутаційних апаратів, шин, сполучних провідників, що відносяться до певного елемента основного устаткування підстанції (трансформатору або лінії). Обхідні шини дають можливість проводити ремонти устаткування без перерви нормальної роботи приєднань, які у цей час одержують живлення, так би мовити, в обхід свого вимикача від цієї допоміжної системи шин. На багатьох підстанціях використовують схеми з двома системами шин. У цьому випадку кожна з них може виконувати функції як робочої, так і резервної.

Вимикачі слугують для відключення трансформаторів, ліній і приєднань у нормальних й аварійних умовах, з'єднують між собою збірні шини (секційні вимикачі), можуть бути пов'язані з обхідною системою шин з метою заміни основних вимикачів приєднань при їхньому ремонті (обхідні вимикачі).

Роз'єднувачі в основному мають ремонтне призначення, створюючи видимий розрив між устаткуванням, яке знаходиться у ремонті, й елементами

розподільних пристроїв, що перебувають під напругою. Крім того, вони служать для надійного заземлення виведеного в ремонт устаткування, вибору системи шин при підключенні до них приєднань. Спеціальним видом роз'єднувачів є короткозамикачі, які використовуються для включення на землю однієї або декількох фаз, що перебувають під напругою.

Відокремлювачі використовуються для створення ізоляційного проміжку в мережі у безструмову паузу. В окремих випадках відокремлювачі у сполученні з короткозамикачами замінюють вимикачі.

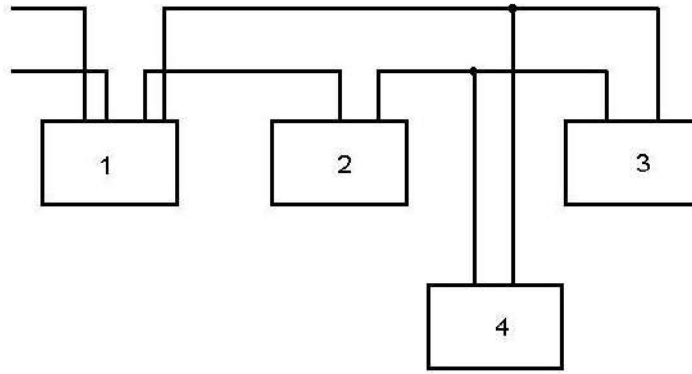
Обмеження струмів КЗ, полегшення комутаційної апаратури та шин досягається за рахунок використання реакторів. Трансформатори струму та напруги призначені для перетворення струму та напруги первинних ланцюгів у величини, зручні для безпосереднього виміру за допомогою стандартних вимірювальних приладів і забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу.

Принципова схема електричних з'єднань підстанції визначає її основні характеристики та функціональні особливості: надійність, економічність, гнучкість в експлуатації, безпеку та зручність обслуговування, можливість подальшого розвитку всієї СЕП. У більшості випадків вибір схем підстанцій у системах забезпечення споживачів міст, промислових підприємств, агропромислових об'єктів (особливо, коли мова йде про підстанції з двома номінальними напругами) електричною енергією ґрунтується на аналізі існуючих типових рішень [3].

З урахуванням схем підключення підстанцій до мереж живлення можливе використання однієї з наступних принципових схем (рис. 1.1): опорна (вузлова), транзитна (прохідна), тупикова та відгалужувальна.

Найбільш високі вимоги стосовно надійності пред'являються до вузлових системоутворюючих підстанцій, що зв'язують декілька електричних станцій, транзитних або тупикових підстанцій та одночасно забезпечують живлення великих районів зі значним навантаженням. Аварія на такій підстанції може стати причиною розвалу всієї енергосистеми та порушення електропостачання великих територій на тривалий час.





1 – опорна, 2 – прохідна, 3 – тупикова, 4 – відгалужувальна

Рисунок 1.1 – Типи підстанцій за формою їхнього підключення до мережі живлення

Менш жорсткі вимоги пред'являються до тупикових і транзитних підстанцій, ушкодження на яких у меншій ступені впливають на роботу інших підстанцій і системи у цілому.

Відповідно до існуючої практики більшість підстанцій припускають використання не більше двох трансформаторів. При необхідності розширення підстанцій і збільшення їхньої потужності, існуючі трансформатори замінюють на більш потужні, не збільшуючи їх кількості. Це передбачається заздалегідь шляхом вибору при проєктуванні системи шин і всієї апаратури з урахуванням можливості розміщення у перспективі потужніших трансформаторів.

Найбільш простими є схеми з однією несекціонованою системою шин. Основна її перевага полягає в простоті. Однак подібні схеми не забезпечують достатньої надійності електропостачання. Пошкодження шин, шинних роз'єднувачів або будь-якого вимикача викликає повне погашення всіх приєднань. Ремонт чи ревізія будь-якого вимикача також вимагає припинення електропостачання всіх споживачів.

Найбільш характерним представником даної групи є блокові (лінія – трансформатор) схеми (рис. 1.2).

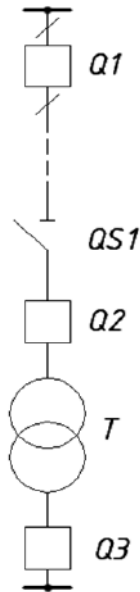


Рисунок 1.2 – Блокова схема одотрансформаторної підстанції з вимикачем

Необхідно відзначити, що теоретично подібні схеми можуть виконуватися як із відокремлювачами та короткозамикачами (рис. 1.3), так і з вимикачами.

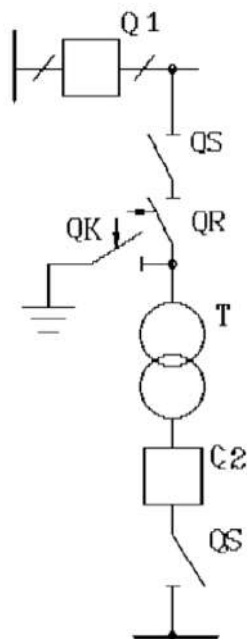


Рисунок 1.3 – Блокова схема одотрансформаторної підстанції з відокремлювачем і короткозамикачем

Багато років найпоширенішим був перший варіант побудови схеми, що і зараз реалізовано на ряді діючих підстанціях. Це обґрунтовувалося тим, що відключити трансформатор (наприклад, для виводу його в ремонт) можна вимикачем на районній підстанції та роз'єднувачем трансформатора на

понижувальній підстанції. При ушкодженні трансформатора спрацьовує релейний захист, що включає привід короткозамикача, чим створюється КЗ, що викликає спрацьовування захисту встановленого на живлячому кінці лінії. При цьому вимикач на районній підстанції відключає лінію разом із трансформатором. Більше того, при наявності коротких ліній іноді обходяться й без короткозамикача, тому що у випадку ушкодження трансформатора, його відключення може бути здійснено вимикачем, встановленим на початку лінії.

Разом із тим, у наш час усі нові підстанції проєктуються за схемою з вимикачем на боці високої напруги. Більше того, дана вимога поширюється й на об'єкти, що підлягають реконструкції.

Подібні схеми застосовуються на тупикових підстанціях напругою до 220 кВ включно, а також на відгалужувальних підстанціях, приєднаних до електроенергетичної системи однією або двома паралельними лініями напругою до 220 кВ.

Блокові схеми без перемички з боку високої напруги (рис. 1.4) доцільні при невеликій довжині ліній живлення, оскільки у цьому випадку ймовірність аварійного відключення лінії разом із трансформатором порівняно низька. Очевидно, що основний недолік даної схеми полягає в тому, що при пошкодженні лінії або виведенні її в ремонт у роботі залишається один трансформатор. Електропостачання об'єкта при цьому не порушується, але при проєктуванні підстанції дана ситуація повинна бути передбачена в процесі вибору номінальних потужностей трансформаторів.

На двохтрансформаторних підстанціях із трансформаторами невеликої або середньої потужності напругою 35...220 кВ, для приєднання до ліній із двостороннім живленням застосовуються схеми з однією секціонуючою системою шин.

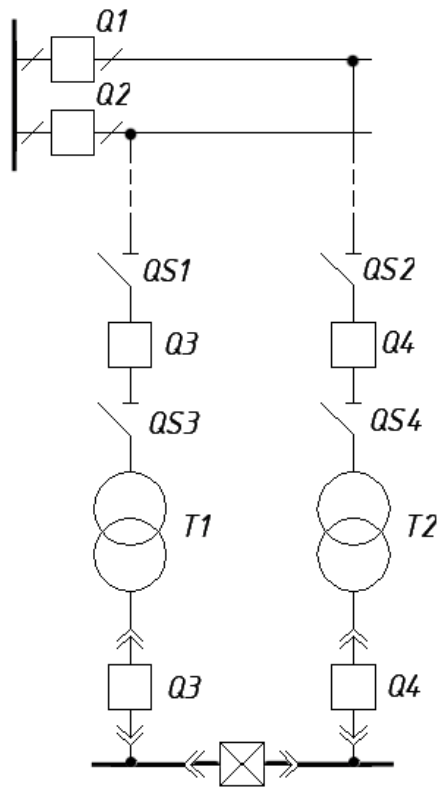


Рисунок 1.4 – Блокова схема двотрансформаторної підстанції

Схема з ремонтною неавтоматизованою перемичкою між сусідніми лініями (рис. 1.5), у якій встановлені роз'єднувачі, забезпечує можливість приєднання обох трансформаторів до однієї з ліній, при виведенні другої в ремонт або її відключенні для технічного обслуговування. Тут можлива ревзія будь-якого лінійного вимикача без погашення приєднань. Зазначена схема характерна для відгалужувальних підстанцій.

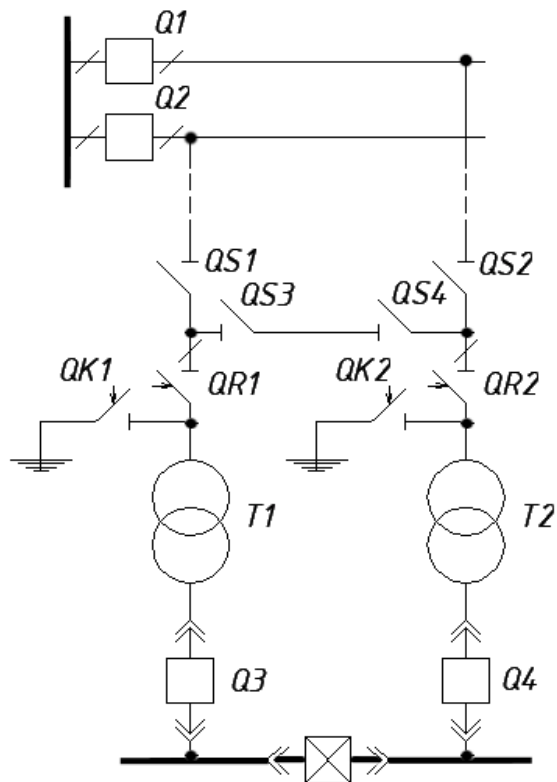


Рисунок 1.5 – Схема підстанції з неавтоматизованою ремонтною перемичкою із двох роз'єднувачів

Схема з відокремлювачем двосторонньої дії на перемичці (рис. 1.6) дає можливість при пошкодженні лінії та відключенні відповідного трансформатора автоматично перемкнути все навантаження на другу лінію, чим істотно зменшується час спрацьовування захисту.

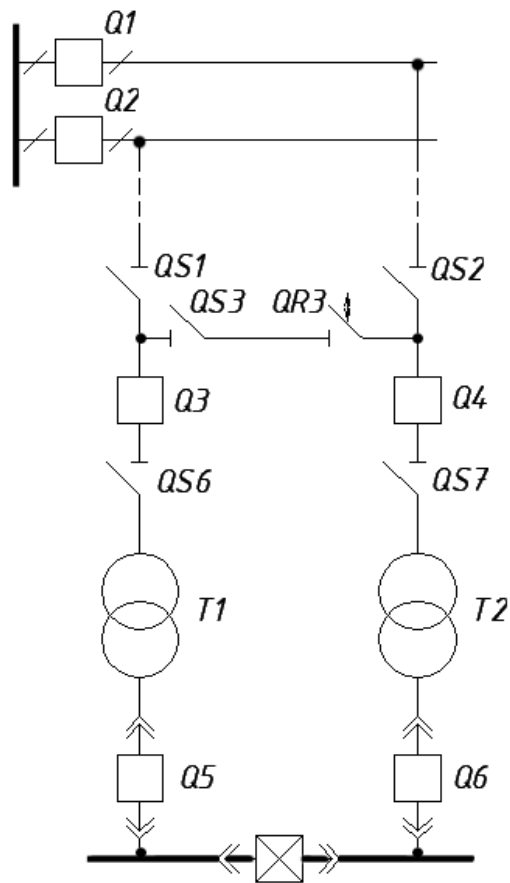


Рисунок 1.6 – Схема з відокремлювачем двосторонньої дії в ремонтній перемичці

Для підвищення надійності й додаткового зниження часу спрацьовування захисту, у перемичці встановлюється вимикач (рис. 1.7).

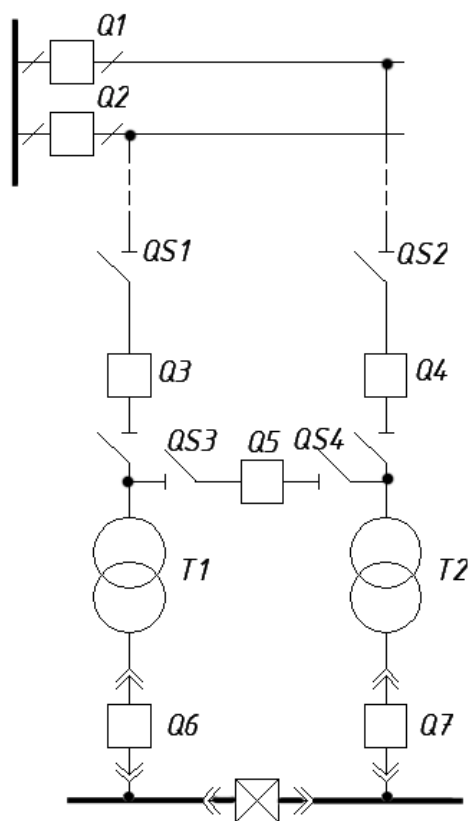


Рисунок 1.7 – Схема з вимикачем у ремонтній перемичці

При цьому створюється схема з трьома вимикачами, яка є зручною, наприклад, при живленні двотрансформаторних підстанцій транзитною лінією. При цьому чи буде перемичка розміщена з боку ліній живлення (рис. 1.5 та 1.6) або з боку трансформаторів (рис. 1.7) визначається довжиною лінії та, у певній мірі, графіком навантаження підстанції. Схеми подібні наведеним на рис. 1.5 та 1.6 доцільні, коли лінії живлення короткі, а графік навантаження достатньо нерівномірний. В іншому випадку можна використати схеми подібні представленим на рис. 1.7.

Істотно більшу гнучкість і ремонтпридатність мають, так звані, схеми «місток» (рис. 1.8–1.10) або «квадрат» (рис. 1.11), які застосовуються як для двотрансформаторних тупикових, так і транзитних підстанцій.

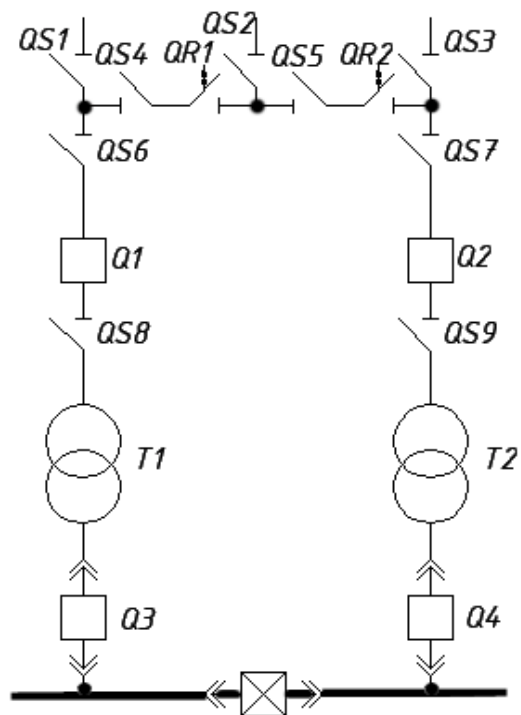


Рисунок 1.8 – Місткова схема

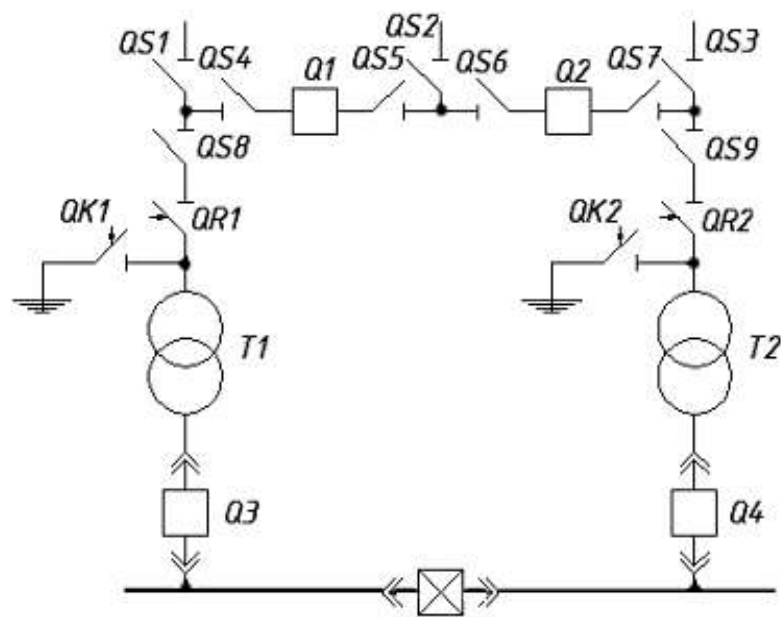


Рисунок 1.9 – Варіант 1 схеми зведеного містка



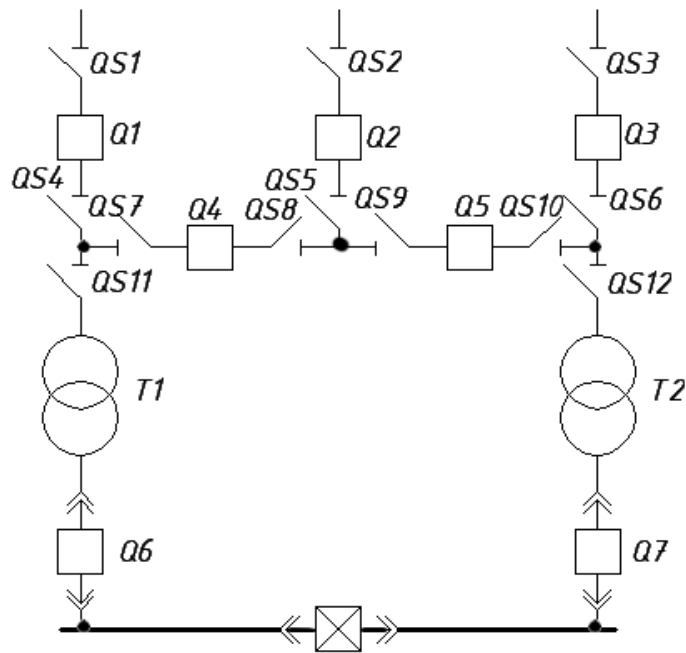


Рисунок 1.10 – Варіант 2 схеми зв'язного містка

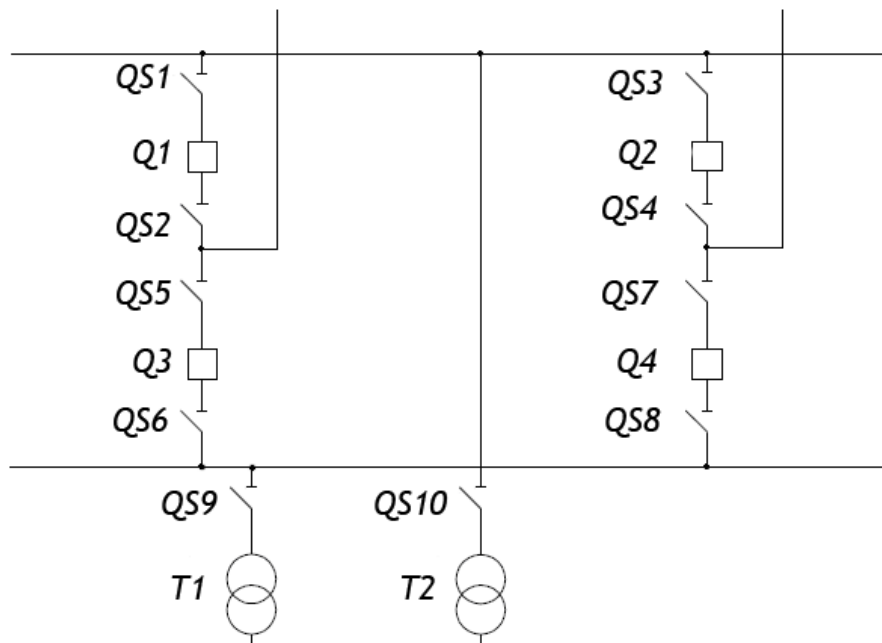


Рисунок 1.11 – Приклад схеми «квадрат»

На транзитних підстанціях застосовуються схеми містка з вимикачами у ланцюгах трансформаторів, а також розміщенням транзитного вимикача та ремонтної перемички з боку трансформаторів, або з вимикачами у ланцюгах лінії та встановленням транзитного вимикача та ремонтної перемички з боку лінії електропередачі (рис. 1.12 та 1.13).

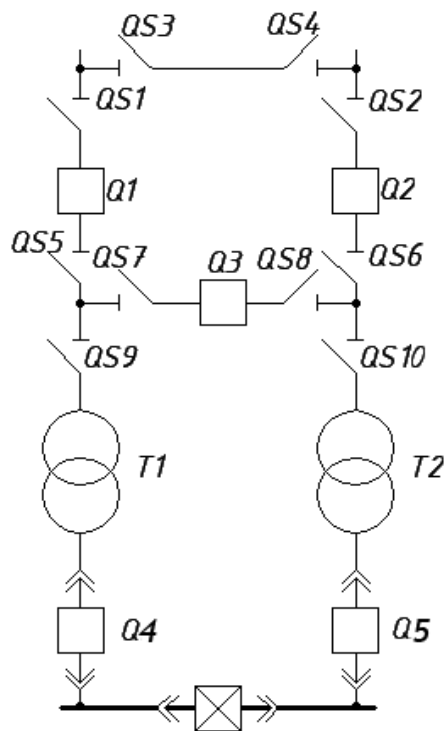


Рисунок 1.12 – Варіант схеми з ремонтною перемичкою й транзитним вимикачем

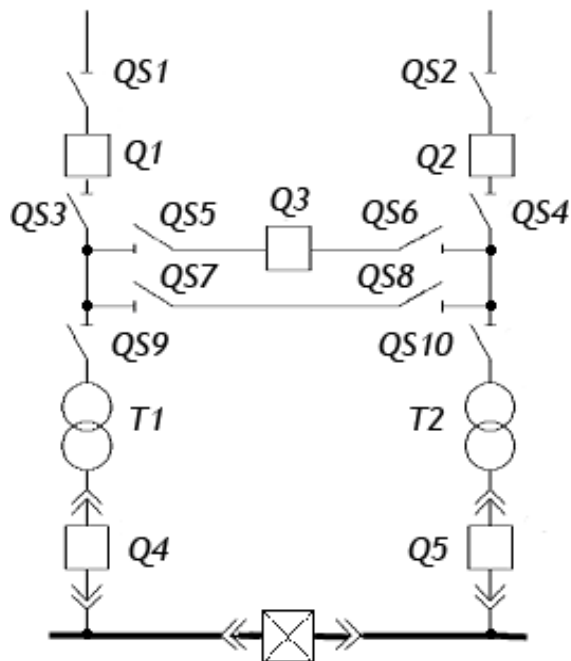


Рисунок 1.13 – Варіант схеми з ремонтною перемичкою та транзитним вимикачем

Однак, якщо переривання транзиту потужності є допустимо, то можна використати схему аналогічну представленим на рис. 1.7 або місткові схеми (рис. 1.8–1.10).

Схеми з обхідною системою шин (рис. 1.14) дають можливість здійснювати ревізію будь-якого вимикача або системи шин без відключення приєднань.

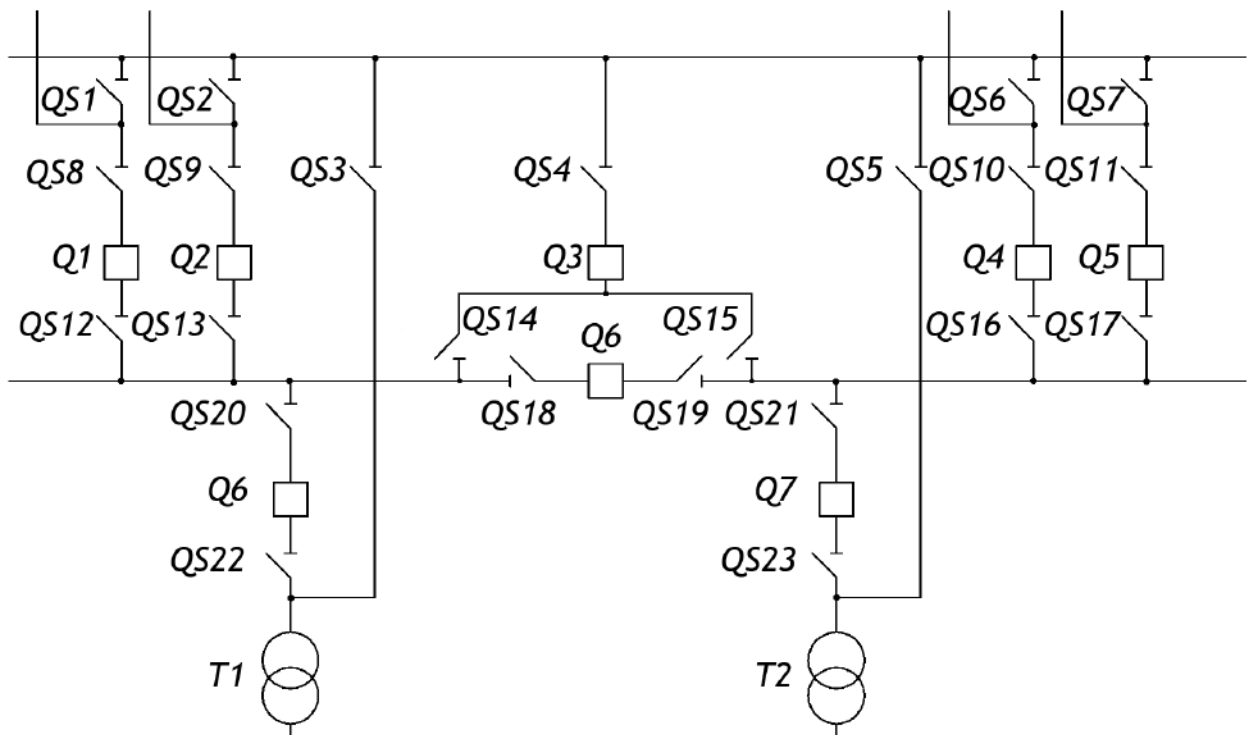


Рисунок 1.14 – Схема з секціонуючою й обхідною системами шин із роздільними секційним та обхідним вимикачами

Певним обмеженням до масового застосування даної схеми є висока вартість вимикачів. На підстанціях 330 кВ і вище рекомендується при числі приєднань до шести застосовувати схеми з однією секціонуючою й однією обхідною системами шин, а при більшому числі приєднань – з двома робочими й однією обхідною системами шин.

Деякі рекомендації [4] щодо вибору схем електричних з'єднань підстанцій наведено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Рекомендації щодо застосування схем понижувальних підстанцій у мережах різної номінальної напруги

№ з/п	Найменування схеми	Номінальна напруга, кВ				Сторона напруги* підстанції	Умови застосування
		35	110	220	330		
1	Блок трансформатор-трансформатор-лінія-трансформатор) з роз'єднувачами	+	+	+		ВН	Тупикові підстанції, що живляться лінією без відгалужень; релейний захист трансформатора здійснюється з боку кінця живлення
2	Блок (трансформатор-трансформатор-лінія-трансформатор) з вимикачами		+	+	+	ВН	Тупикові та відгалужувальні підстанції
3	Два блоки з вимикачами та неавтоматизованою перемичкою з боку ліній	+	+	+		ВН	Тупикові та відгалужувальні підстанції
4	«Місток» з вимикачем у перемичці й відокремлювачами в ланцюгах трансформаторів		+	+		ВН	Прохідні підстанції з потужністю трансформаторів до 63 МВ·А
5	«Місток» з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів		+	+	+	ВН	Прохідні підстанції з потужністю трансформаторів до 63 МВ·А
6	«Квадрат»			+	+	ВН	Зазвичай при потужності трансформаторів 125 МВ·А та більше
7	Одна секціонована система шин	+	+			ВН, СН, НН	
8	Одна секціонована система шин з обхідною й окремими секціонуючим й обхідним вимикачами		+	+		ВН, СН	Кількість повітряних ліній (ПЛ) не більше однієї на секцію
9	Дві не секціоновані системи шин		+	+	+	ВН, СН	При не виконанні умов необхідних для застосування схеми «8»
10	Дві секціоновані системи шин з обхідною			+	+	ВН, СН	Зазвичай при потужності трансформаторів 125 МВ·А та більше

\* – високої (ВН)/ середньої (СН)/ низької напруги (НН)

## 1.2 Схеми мереж напругою 6...20 кВ та 0,38 кВ

Мережі живлення напругою 6...20 кВ використовуються в СЕП великих промислових підприємств і міст. Однак, у багатьох випадках, доцільність розміщення РП у структурі СЕП конкретного об'єкта, а, відповідно, і наявність мереж живлення, необхідно обґрунтовувати техніко-економічними розрахунками.

У загальному випадку мережі живлення рекомендується споруджувати за схемами, що мають автоматичне резервування вводу у РП. При цьому переріз кожної лінії живлення повинен передбачати можливість живлення сумарного навантаження РП та, крім того, як правило, приймається максимальним з метою економії комірок у РП 6... 20 кВ центра живлень (ЦЖ). До найпоширеніших схем мереж живлення, які використовуються, у першу чергу, у СЕП міст, можна віднести: схеми з двома паралельними лініями (рис. 1.15), схеми із двома незалежними лініями (рис. 1.16) та комбіновані схеми (рис. 1.17).

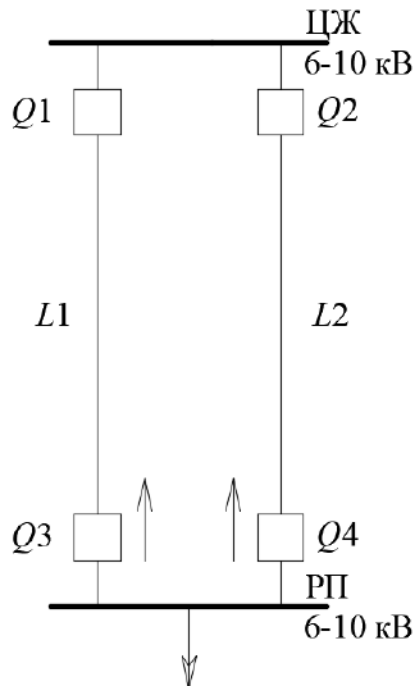


Рисунок 1.15 – Схема мережі живлення з двома паралельними лініями

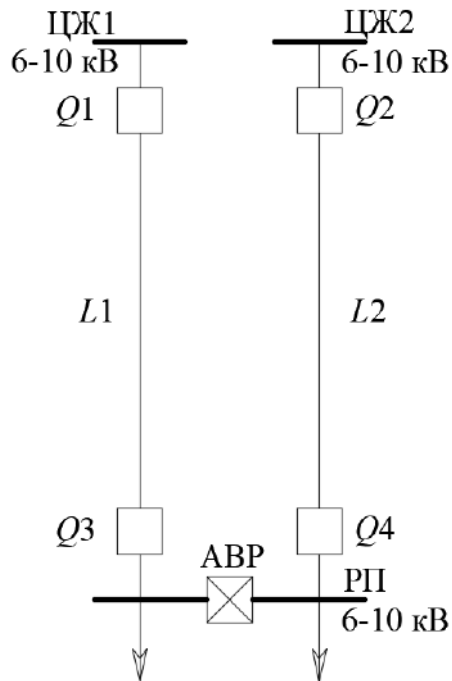


Рисунок 1.16 – Схема мережі живлення з двома незалежними лініями

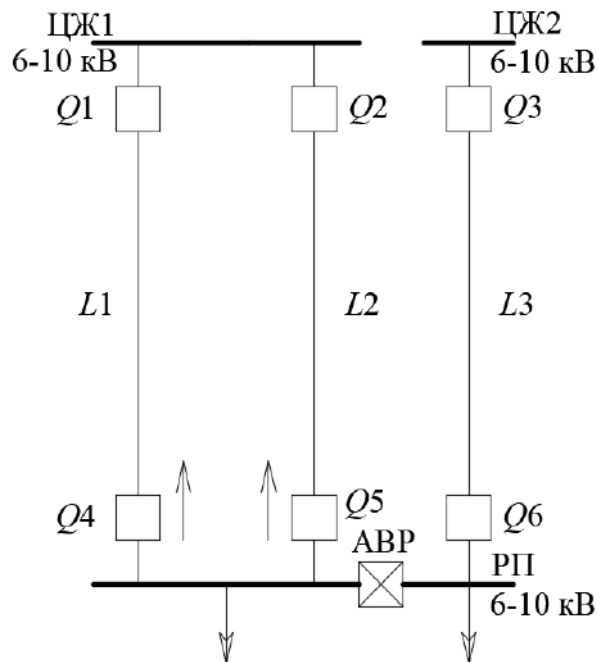


Рисунок 1.17 – Комбінована схема мережі живлення

Особливістю схеми з двома паралельними лініями (рис. 1.15) є те, що для забезпечення вибіркового захисту на лініях з боку РП передбачається використання максимального спрямованого струмового захисту. Це необхідно для того, щоб, наприклад, при пошкодженні лінії  $L1$ , з боку РП відключився тільки вимикач  $Q3$  (а не вимикачі  $Q3$  й  $Q4$  спільно, що мало б

місце при використанні простого максимального захисту) та тим самим збереглося живлення РП.

Ще однією важливою вимогою до даної схеми є необхідність підключення обох ліній до того ж самого джерела живлення. Таким чином, при наявності на підстанції трансформаторів з розщепленими обмотками або здвоєними реакторами, лінії повинні завжди підключатися до однієї секції РП 6...20 кВ, щоб уникнути шунтування розщеплених обмоток трансформатора або гілок реактора [2]. У даній схемі кожна лінія у нормальному режимі може бути завантажена на 65 % її пропускної здатності (довгостроково допустимого струму за нагріванням). Це дає змогу в післяаварійному режимі (при виході з ладу однієї з ліній) забезпечити електропостачання РП по лінії, що залишилася у роботі. При цьому її завантаження не буде перевищувати 130 %, що є допустимим згідно діючих нормативів.

Теоретично, при збільшенні числа паралельно працюючих ліній, повинна підвищуватися ефективність використання їхньої пропускної здатності. Однак, у зв'язку з виникаючим при цьому ускладненням структури систем захисту та зростанням величини струмів КЗ, подібні рішення не знаходять практичного застосування.

Найчастіше живлення РП здійснюється від двох незалежних джерел (рис. 1.16). При цьому збірні шини РП розділені на дві секції, зв'язані між собою відключеним у нормальному режимі вимикачем із пристроєм автоматичного включення резерву (АВР) двосторонньої дії. У нормальному режимі кожна лінія живить власну секцію шин РП. У випадку пошкодження однієї з ліній, засоби релейного захисту й автоматики подають сигнал на відключення вимикача розташованого наприкінці ушкодженої лінії та на включення секційного вимикача. Цим самим живлення РП (практично без перерви в електропостачанні) буде тривати по неушкодженій лінії. Очевидно, що й у цьому випадку пропускна здатність лінії в нормальному режимі складає 65 %. Однак на відміну від схеми з паралельною роботою ліній даний

варіант побудови мережі живлення дає можливість істотно зменшити потужність КЗ на шинах РП.

Підвищити ефективність використання пропускної здатності ліній можна за рахунок застосування комбінованих схем. На рис. 1.17 наведено схему, у якій передбачено як паралельна, так і роздільна робота ліній живлення. Зокрема, лінії *L1* й *L2* працюють паралельно та завантажені в нормальному режимі на 65 %. На кожній лінії з боку РП встановлюється максимальний спрямований захист. Таким чином, зазначені лінії є такими, що взаєморезервують одна одну. Секційний вимикач із АВР однобічної дії може вмикатися лише при виході з ладу лінії *L3*, яка у нормальному режимі завантажується на 100 %. Отже, при пошкодженні однієї з ліній (*L1* або *L2*) лінія, що залишилася в роботі, завантажується на 130 % та приймає на себе все навантаження даної секції шин РП. При виході з ладу лінії *L3*, навантаження другої секції шин РП перерозподіляються між лініями *L1* та *L2*, що приводить до їхнього завантаження на 115 %. Очевидно, у цьому випадку вважається, що параметри всіх ліній ідентичні й не передбачається можливість одночасного відключення (пошкодження) ліній *L1* й *L2*.

Розподільні мережі напругою 6...20 кВ використовуються для передачі електричної енергії від підстанції або РП до ТП. Структура розподільних мереж повинна бути сформована таким чином, щоб забезпечити необхідний рівень надійності електропостачання та регламентовані показники якості електричної енергії, що поставляється споживачам. При цьому схеми розподільних мереж повинні бути досить гнучкими, передбачати можливість подальшого розвитку згідно збільшення навантажень без принципової реконструкції вже існуючих частин, забезпечувати безпеку та зручність експлуатації.

Всі схеми, які використовуються у розподільних мережах можуть бути розділені на три групи, залежно від рівня надійності електропостачання споживачів, який ними забезпечується [5].



До першої групи відносяться схеми, які можуть бути використані для електропостачання споживачів III категорії надійності (рис. 1.18). У цих схемах відновлення живлення при ушкодженні будь-якого елемента можливо тільки після його ремонту або заміни. Друга група охоплює схеми, у яких відновлення живлення споживачів при ушкодженні елементів мережі забезпечується за рахунок введення резервних елементів діями оперативного персоналу. У третю групу входять схеми, де передбачається автоматичне підключення резервних джерел живлення при порушенні нормального режиму роботи мережі.

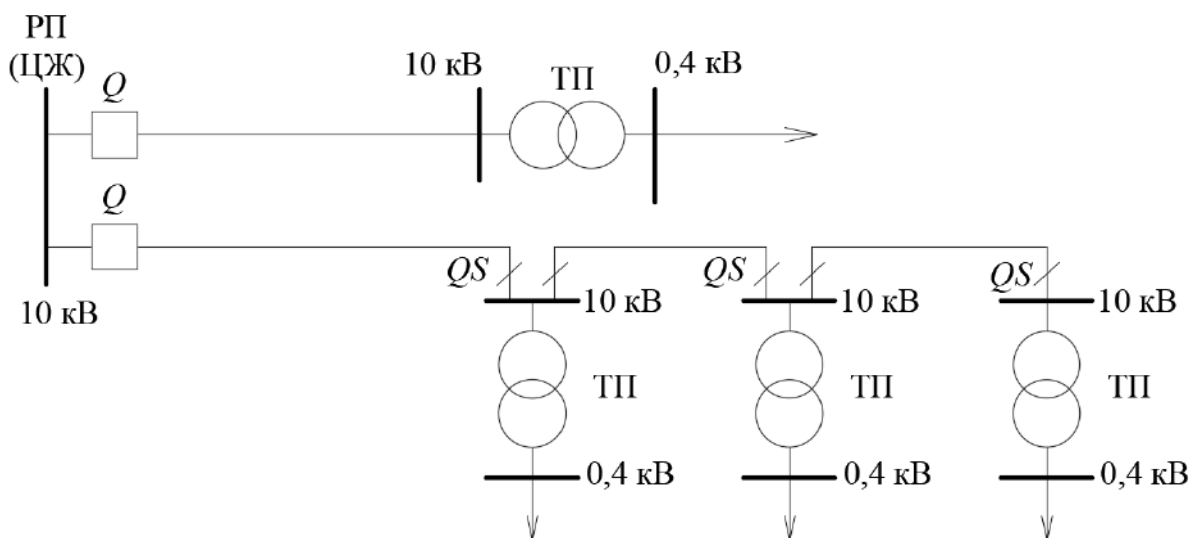


Рисунок 1.18 – Радіальна та магістральна схеми розподільної мережі

Звичайно прагнуть використати мережі живлення та розподільні мережі для спільного живлення міських комунально-побутових і промислових споживачів. Таке рішення дає можливість реалізувати ефект незбігу максимумів навантажень різнорідних споживачів та, тим самим, підвищити ефективність використання пропускної здатності електричних мереж.

Очевидно, найпростішими, дешевими й, одночасно, найменш надійними є розподільні мережі, виконані за радіальною або магістральною схемами (рис. 1.18). У зв'язку з одностороннім електропостачанням, будь-яке ушкодження на лінії або шинах ТП приводить до автоматичного відключення всієї лінії вимикачем, встановленим на її головній ділянці. У цьому випадку

всі споживачі, приєднані до ТП, що одержують живлення за даною лінією, залишаються без електропостачання на час усунення ушкодження. Рівень надійності даних схем дає можливість їх застосовування у СЕП лише невеликих міст і селищ, в основному, коли розподільні мережі 6...20 кВ виконані повітряними лініями.

У СЕП промислових підприємств радіальні схеми обґрунтовані в тих випадках, коли пункти прийому електроенергії сконцентровані в різних напрямках від джерела живлення.

Магістральні схеми дають можливість поліпшити завантаження ліній у нормальному режимі, зменшити число комірок на РП. Звичайно до однієї магістралі приєднується не більше двох–трьох цехових трансформаторів потужністю 1600...2500 кВ·А та чотирьох–п'яти трансформаторів номінальною потужністю 400...630 кВ·А.

Одним із варіантів підвищення надійності радіальних і магістральних ліній, є резервування (там, де це є можливим й доцільним) електропостачання окремих споживачів по низьковольтній мережі.

Для живлення ЕП II категорії надійності в СЕП невеликих міст і деяких промислових підприємств застосовують петлеві схеми розподільних мереж (рис. 1.19).

Дана схема не автоматизована, але передбачає можливість двостороннього живлення кожної трансформаторної підстанції. У нормальному режимі лінія розімкнута (нормально відключеним комутаційним апаратом). Таким чином, кожна навіппетля (магістральна лінія) незалежно живить від РП (ЦЖ) певну групу ТП. При пошкодженні в будь-якій точці магістралі, під дією релейного захисту автоматично відключається вимикач, встановлений на її головній ланці. Після визначення місця ушкодження відповідна ділянка лінії локалізується шляхом відключення найближчих до неї комутаційних апаратів силами оперативного персоналу енергокомпаній. На наступному етапі вмикають нормально відключений (секціонуючий) комутаційний апарат. Після цього

електропостачання споживачів може бути відновлено. Очевидно, що для електричних мереж даної групи час, необхідний для відновлення електропостачання, буде істотно менший у порівнянні з нерезервуваними лініями.

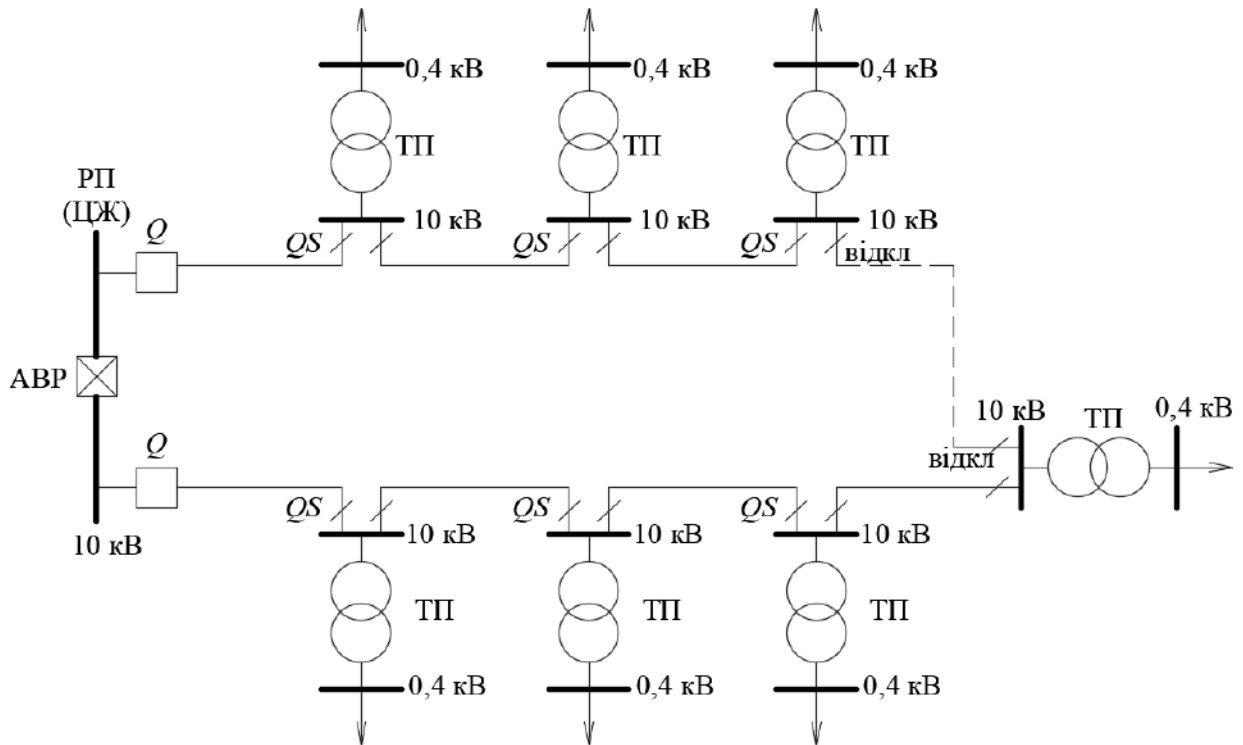


Рисунок 1.19 – Петлева схема розподільної мережі

Певним недоліком петлевої схеми є те, що в нормальному режимі одна з ділянок мережі не використовується для передачі електричної енергії, хоча найчастіше постійно перебуває під напругою.

Вибір оптимальних місць розмикання (секціонування) у нормальному режимі мереж, виконаних за петлевою схемою, є популярним оптимізаційним завданням, яке регулярно повинно вирішуватися практично у всіх енергетичних компаніях і спрямованим, у першу чергу, на мінімізацію втрат електричної енергії, а також поліпшення режиму напруг і підвищення надійності електропостачання.

Для забезпечення більш високого рівня надійності електропостачання використовуються, так звані, двопроменеві схеми (рис. 1.20). Дані схеми допускають використання двотрансформаторних ТП із установкою АВР на стороні 6...20 кВ або 0,4 кВ. Перший варіант найбільш характерний для СЕП

промислових підприємств. При використанні зазначених схем, трансформатори ТП живляться від РП або ЦЖ окремими лініями.

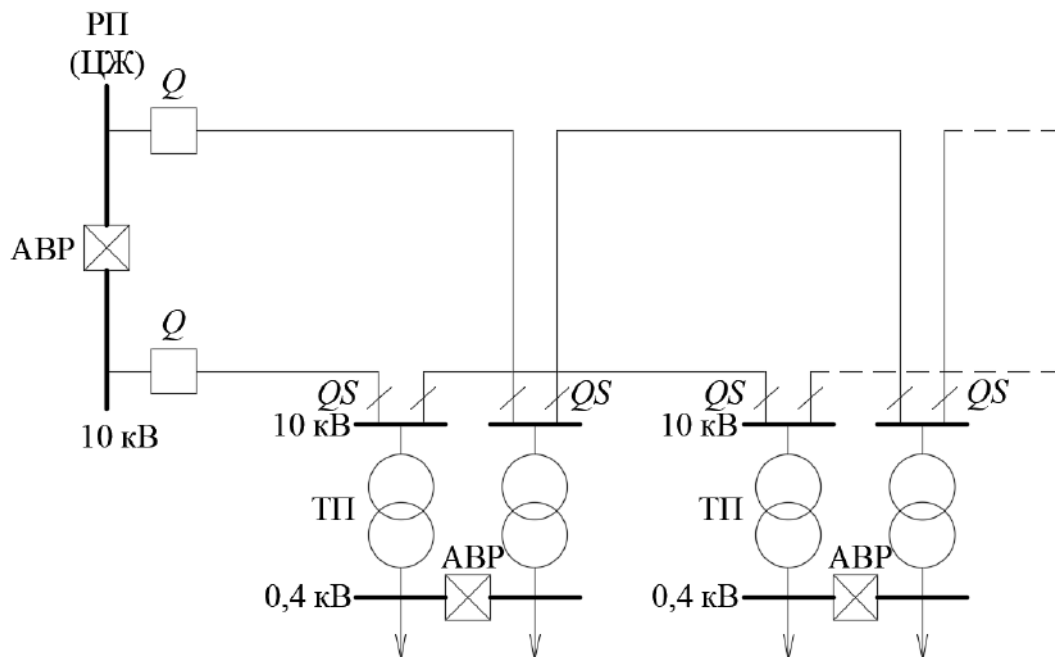


Рисунок 1.20 – Двопроменева схема розподільної мережі з АВР на стороні низької напруги ТП

Очевидно, що розміщення АВР на стороні ВН або НН трансформаторів ТП передбачає повне резервування навантажень. Разом із тим, у ряді випадків немає необхідності у 100 % резервуванні. Для цього або РП кожного трансформатора ТП формується з двох секцій (до однієї секції підключаються маловідповідальні споживачі, а до другої – ЕП, що не мають бути не відключені), або пристрій АВР встановлюється безпосередньо на введенні до споживача. В останньому випадку ввідно-розподільний пристрій об'єкта будується таким чином, що при виникненні аварійної ситуації найбільш відповідальні ЕП автоматично перемикаються на трансформатор, що залишився в роботі, а маловідповідальні ЕП також автоматично відключаються від мережі на час ремонту.

Теоретично, багатопроменеві схеми побудови мереж дали б змогу поліпшити використання пропускної здатності ліній. Однак подібні схеми не знаходять широкого застосування на практиці.

Класифікація мереж номінальною напругою до 1000 В багато в чому подібна до класифікації розподільних ліній. Для електропостачання споживачів

III категорії надійності, зокрема, малоповерхових житлових будинків і споживачів допоміжного виробництва, застосовуються радіальні або магістральні мережі з однобічним живленням без резервування (рис. 1.21). Очевидно, що вони дають можливість забезпечити електропостачання споживачів тільки в нормальному режимі. При будь-якому ушкодженні лінія відключається на час необхідний для ремонту або заміни ушкодженого елемента.

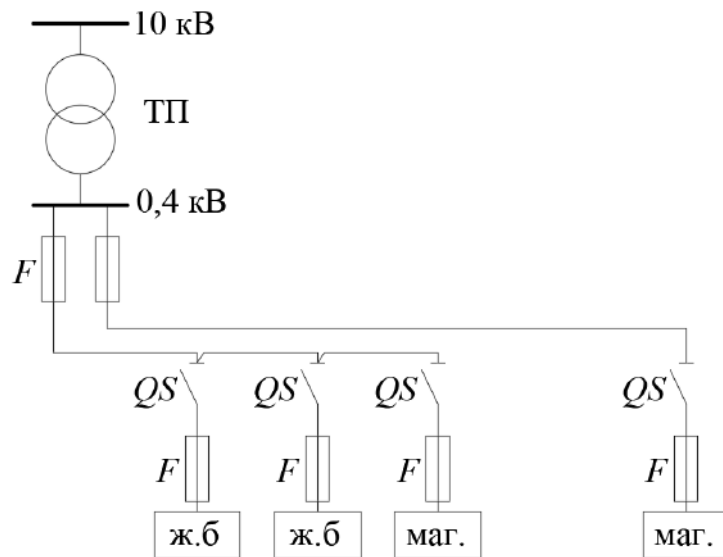


Рисунок 1.21 – Магістральна та радіальна схеми низьковольтної мережі

Підвищення надійності може бути досягнуте шляхом формування петлевих схем, які вже можуть бути використані для електропостачання споживачів II категорії надійності (рис. 1.22).

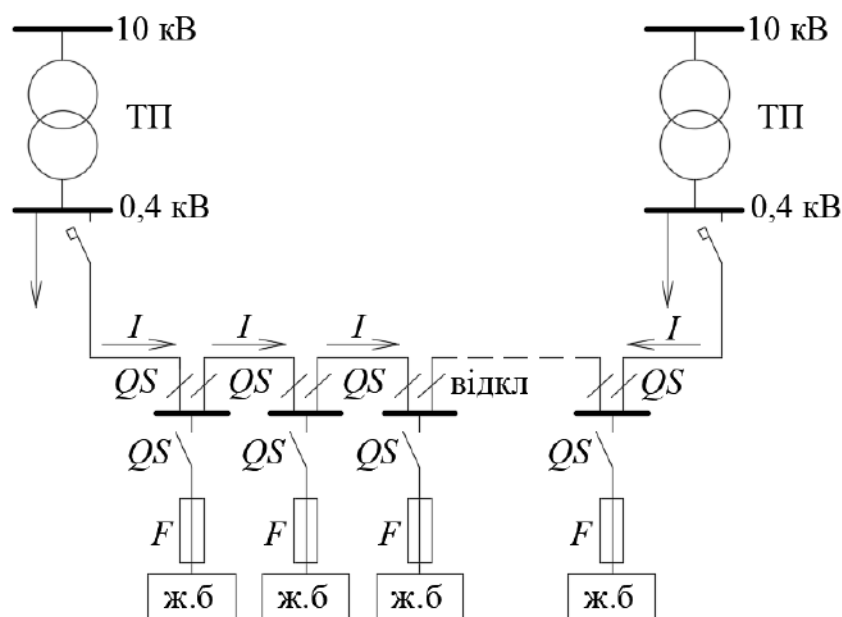


Рисунок 1.22 – Петлева схема мережі низької напруги

Дана схема дає можливість за необхідності локалізувати пошкоджену ділянку та відновити електропостачання шляхом включення резервної перемички. Основним недоліком даної схеми є істотне подовження шляху живлення споживачів (а, відповідно, зростання втрат напруги) у післяаварійному режимі (рис. 1.23). Тим часом, даний фактор у багатьох випадках є визначальним при виборі перерізів ліній напругою до 1000 В.

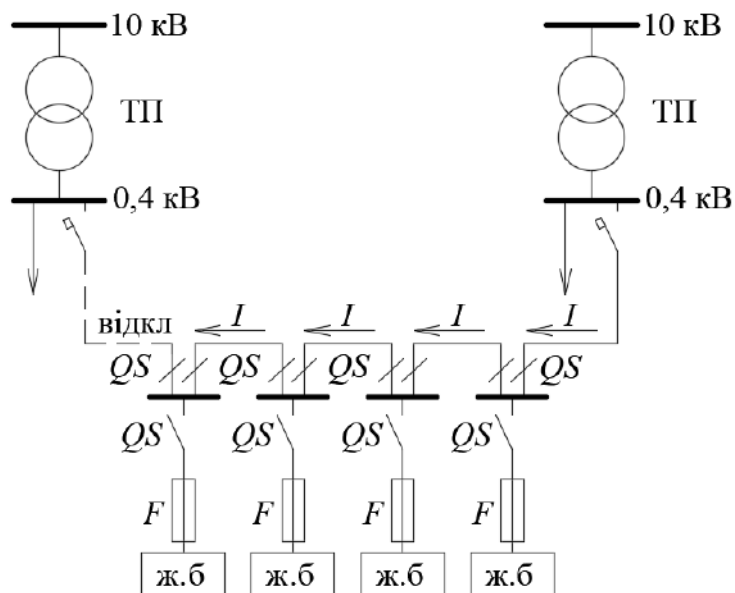


Рисунок 1.23 – Режим роботи петлевої схеми низьковольтної мережі у післяаварійному режимі

У зв'язку з цим широке поширення одержали, так названі, петлеві магістральні схеми з двома (як правило, кабельними) лініями, які є

взаєморезервованими та перемикаючим пристроєм на вводі до споживача (рис. 1.24).

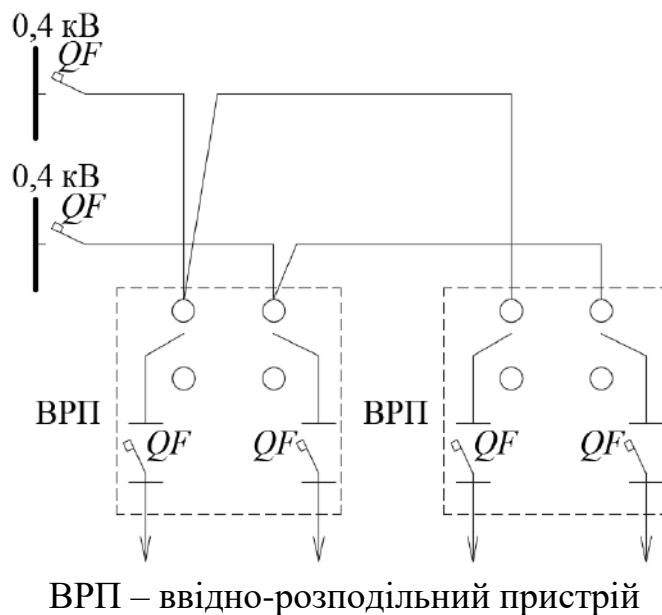


Рисунок 1.24 – Петлева магістральна схема низьковольтної лінії

Тут живлення споживача у післяаварійному режимі буде здійснюватися по одній із ліній, яка залишилася в роботі, відповідно, більш коротким шляхом. Крім можливих економічних переваг, така схема дасть можливість скоротити час необхідний для підключення резервного живлення в аварійних ситуаціях.

Можна вважати, що окремим варіантом даної схеми є петлева радіальна схема (рис. 1.25).

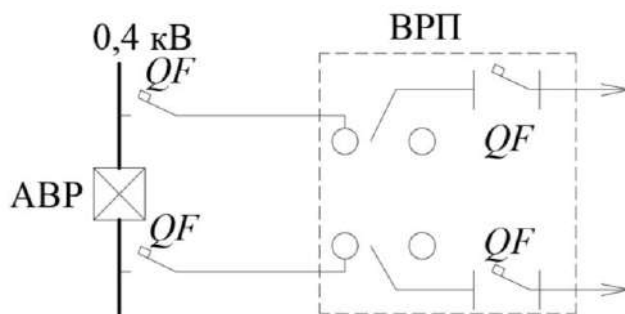


Рисунок 1.25 – Петлева радіальна схема низьковольтної лінії

Однак, у цьому випадку крім ручного введення резервного живлення в аварійних ситуаціях можна також передбачити й можливість автоматичного резервування електропостачання виділеної групи споживачів (рис. 1.26).

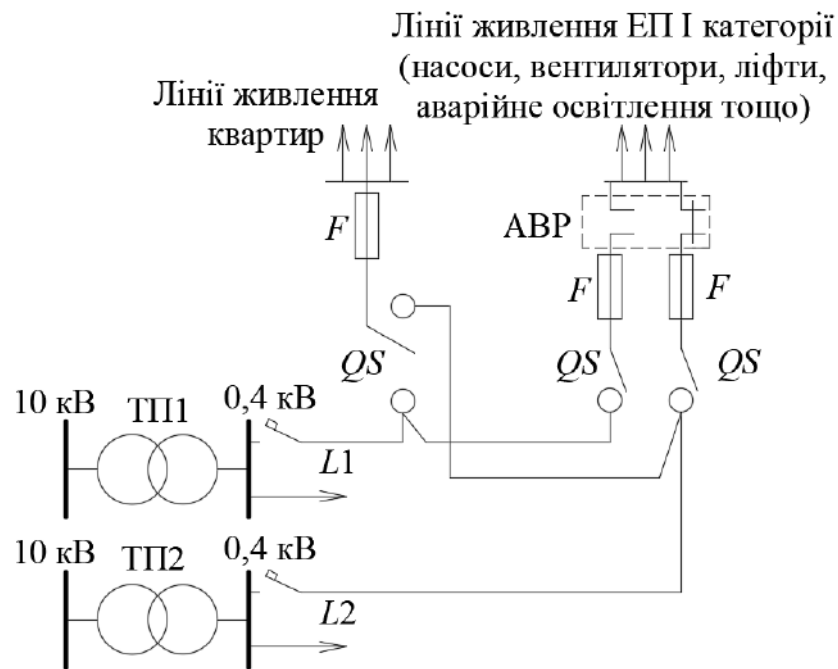


Рисунок 1.26 – Схема низьковольтної мережі з вибіркоким АВР

Якщо припустити, що ЕП I-ї категорії надійності у нормальному режимі живляться по лінії  $L2$ , то у випадку її пошкодження, АВР автоматично перемкне їхнє живлення на лінію  $L1$ , забезпечуючи, тим самим, безперебійне електропостачання відповідних споживачів.

У той же час для ЕП, які живляться в нормальному режимі по лінії  $L1$ , в аварійному режимі для відновлення живлення (від лінії  $L2$ ) необхідно буде виконати певні комутаційні операції вручну.

З огляду на широке поширення на промислових підприємствах вбудованих або прибудованих ТП, мережі напругою до 1000 В у цьому випадку найчастіше являють собою, так називану, внутрішньоцехову систему розподілу електроенергії.



### 1.3 Внутрішньоцеховий і внутрішньобудинковий розподіл електричної енергії

Цехові ТП відрізняються в основному схемами розподільних пристроїв високої напруги, які, у свою чергу, залежать від того підключається підстанція: до радіальної мережі, до магістралі або передбачається можливість резервування електропостачання з боку розподільної мережі.

При підключенні ТП до радіальної мережі (рис. 1.27) розподільний пристрій ВН може бути відсутнім. Це можливо, коли розподільна лінія невеликої довжини, виконана кабелем від головна понижувальна підстанція (ГПП) або РП, які знаходяться у тій же власності, що і ТП.

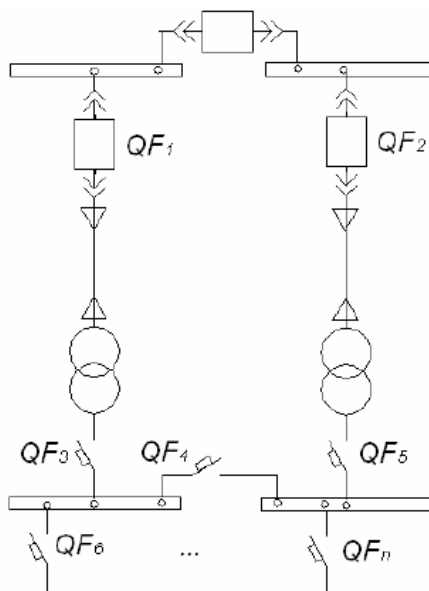


Рисунок 1.27 – Схема ТП без РП ВН

Відсутність електричних апаратів на РП ВН підвищує надійність електропостачання при інших рівних умовах, тому що зменшено кількість елементів в послідовному ланцюжку передачі електроенергії. Захист і комутація в даному випадку здійснюється високовольтними вимикачами  $QF_1$ ,  $QF_2$ , розташованими в центрі живлення.

У розподільних пристроях НН можуть застосовуватися [6]: рубильники – як комутаційні апарати; запобіжники – як захисні апарати; автоматичні вимикачі – як захисно-комутаційні апарати. У СЕП промислових споживачів для реалізації РП НН застосовуються автоматичні вимикачі, що

виключає можливість появи неповнофазних режимів, у порівнянні з використанням запобіжників.

При підключенні ТП до магістральної мережі розподільний пристрій ВН виконує такі функції: відключає підстанцію від магістралі – це реалізується роз'єднувачем (*QS*) або вимикачем навантаження (*QW*); захищає підстанцію при перевантаженнях і КЗ – це виконують запобіжники (*FU*) (рис. 1.28).

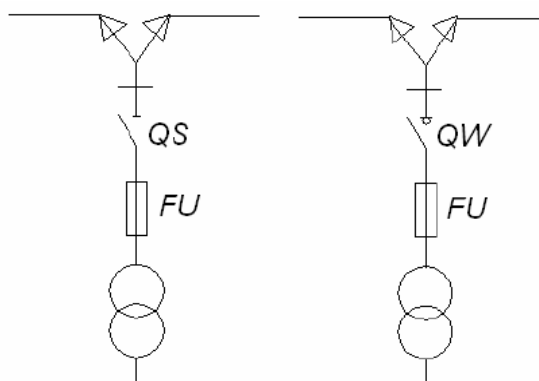


Рисунок 1.28 – Схеми РП ВН ТП 10/0,4 кВ при їх підключенні до магістральної мережі

Роз'єднувачі встановлюються на підстанціях із трансформаторами невеликої потужності (до 250 кВ·А) і ними можна комутувати тільки струм холостого ходу цих трансформаторів. При трансформаторах більшої потужності встановлюються вимикачі навантаження, що дають можливість комутувати струми навантаження. Керування вимикачем навантаження здійснюється ручним важільним приводом із вбудованим електромагнітом для дистанційного відключення. Включення проводиться тільки вручну рукояткою, при цьому розтягується пружина відключення. Вимикачі навантаження у блоці з запобіжниками виконуються з пристроєм для подачі команди на відключення при перегоранні запобіжника, що складається з важеля, на який впливає показчик спрацьовування запобіжника, та контактної групи, що дає сигнал на відключення. Дане рішення дає можливість уникнути появи неповнофазних режимів роботи підстанцій. Запобіжники можуть встановлюватися як до, так і після вимикача навантаження.

При підключенні ТП до резервованої розподільної мережі, розподільний пристрій ВН цієї підстанції повинен виконувати такі функції: відключати підстанцію від мережі – це виконується роз'єднувачем або вимикачем навантаження; захищати підстанцію при перевантаженнях і КЗ – це виконують запобіжники; здійснювати включення або відключення ліній живлення – це виконується вимикачами навантаження.

Для зовнішньої установки завжди застосовуються масляні трансформатори, для внутрішньої – сухі або масляні, якщо використання останніх не суперечить вимогам [6] та [7]. Основна особливість, що обмежує їх застосування в виробничих будівлях – наявність масла, що обумовлює пожежебезпеку трансформаторів.

Існує декілька варіантів розташування ТП. Внутрішні, розташовані всередині виробничих приміщень серед технологічного обладнання. Таке розміщення ТП відповідає найменшим витратам на побудову СЕП великих виробничих цехів. Внутрішні цехові підстанції особливо доцільні в багатопрогонових цехах великої ширини, коли вони не заважають розташуванню технологічного обладнання. Допускається відкрита установка в цехах комплектних ТП (КТП). При цьому КТП відгороджується сталевим сітчастою огорожею, обладнану дверима, що замикаються. Внутрішньоцехові підстанції, включаючи КТП, можуть використовуватися тільки у тих виробничих приміщеннях, де це не забороняється протипожежними нормами, а також де це дає змогу середовище в цеху.

Вбудовані ТП, які розташовано всередині виробничих приміщень, що примикають безпосередньо до зовнішньої стіни будівлі та, на відміну від внутрішніх, мають окремий вихід на вулицю. Застосування вбудованих ТП менш жорстко обмежується протипожежними нормами й умовами середовища в цеху, так як вони не мають виходу в цех.

Прибудовані ТП, які прибудовують зовні до зовнішньої стіни будівлі. Головний недолік цих підстанцій, що обмежує їх застосування, – погіршення архітектурного вигляду виробничих будівель і звуження проїздів між ними.

Окремо розташовані ТП, які розміщено в спеціальних окремих будівлях, або відкрито у вигляді КТП зовнішньої установки. Окремо розташовані закриті ТП вимагають підвищених витрат на будівельну частину та застосовуються тоді, коли з яких-небудь причин не можна або недоцільно використовувати внутрішні або вбудовані підстанції.

Мережі низької напруги в більшості випадків виконуються всередині виробничих приміщень (тому їх часто називають внутрішньоцеховими мережами), та багато вимог, що пред'являються до них, диктуються умовами середовища в цих приміщеннях [7].

Залежно від характеру оточуючого середовища приміщення класифікуються таким чином:

1. Сухі приміщення – приміщення, в яких відносна вологість не перевищує 60 % при 20 °С.

2. Вологі приміщення – приміщення, в яких пари або волога, що конденсується виділяються лише тимчасово та в невеликих кількостях, відносна вологість при цьому не перевищує 75 % при 20 °С.

3. Сирі приміщення – приміщення, в яких відносна вологість тривалий час перевищує 75 % при 20 °С.

4. Особливо сирі приміщення – приміщення, в яких відносна вологість повітря близька до 100 % при 20 °С (стелі, стіни, підлогу та предмети, що знаходяться в приміщенні, покриті вологою).

5. Жаркі приміщення – приміщення, в яких температура тривалий час перевищує 30 °С.

6. Запилені приміщення – приміщення, в яких за умовами виробництва виділяється технологічний пил у такій кількості, що вона може осідати на дротах, проникати всередину машин і апаратів. Дані приміщення, у свою чергу, поділяються на приміщення з провідним і непровідним пилом.

7. Приміщення з хімічно активним середовищем – приміщення, в яких за умовами виробництва постійно або тривалий час утримуються пари, що діють руйнівно на ізоляцію та струмоведучі частини електрообладнання.

8. Вибухонебезпечні приміщення – приміщення (та зовнішні установки), в яких за умовами технологічного процесу можуть утворюватися вибухонебезпечні суміші: горючих газів, парів або горючого пилу. У свою чергу, вибухонебезпечні приміщення поділяються на класи: В-I, В-Ia, В-Iб, В-Iг, В-II, В-IIa.

9. Пожежонебезпечні приміщення – приміщення, в яких за технологічним процесом виділяються, застосовуються або зберігаються горючі речовини. Пожежонебезпечні приміщення поділяються на такі класи: П-I, П-II, П-IIa, П-III.

З точки зору можливості ураження електричним струмом приміщення поділяються на приміщення з підвищеною небезпекою, особливо небезпечні та приміщення без підвищеної небезпеки.

Приміщення з підвищеною небезпекою характеризуються наявністю в них однією з наступних умов, що визначають підвищену небезпеку:

- вогкості або провідного пилу;
- струмопровідних підлог;
- високої температури;
- можливості одночасного дотику людини до з'єднаних з землею металоконструкцій будинків, технологічних апаратів, механізмів і т.п., з одного боку, та до металевих корпусів електрообладнання – з іншого.

Особливо небезпечні приміщення характеризуються наявністю однієї з наступних умов:

- особливої вогкості;
- хімічно активного середовища;
- одночасної наявності двох або більше умов підвищеної небезпеки.

Крім врахування умов оточуючого середовища, до внутрішньоцехових електромереж пред'являються такі вимоги як:

- надійність;
- зручність і безпеку в експлуатації;
- оптимальність техніко-економічних показників;

- гнучкість, тобто можливості легко вносити зміни в мережу при зміні кількості або місць розташування ЕП.

При цьому данні мережі мають ряд таких специфічних особливостей, які слід враховувати при їх проектуванні.

- від центру живлення – РП 0,4 кВ ТП отримують живлення у багатьох випадках сотні різних ЕП, що знаходяться у цеху промислового підприємства.

- на промислових підприємствах зазначені мережі розташовуються у безпосередній близькості від ЕП, тому необхідно враховувати їх вплив на роботу електротехнічного обладнання;

- у безпосередній близькості від ЕП та, відповідно, низьковольтних мереж знаходиться велика кількість людей, які не мають спеціальної підготовки, для яких потрібно забезпечити необхідний ступінь електробезпеки;

- потрібно передбачити роздільне виконання силових і освітлювальних електричних мереж.

Умовно силові низьковольтні мережі можна розділити на дві частини:

- силові мережі живлення;
- силові розподільні мережі.

Мережі живлення, забезпечують передачу та розподіл електроенергії серед розподільних силових пунктів, від яких вже безпосередньо живляться ЕП. Розподільні силові пункти у залежності від конструктивних особливостей і характеру споживачів можуть мати різні назви: групові або розподільні щити, розподільні або силові пункти, силові або освітлювальні збірки, розподільні шинопроводи. Але в будь-якому випадку вони включають в себе ряд електричних апаратів (рубильники, запобіжники, автоматичні вимикачі).

Розподільні силові мережі забезпечують передачу та розподіл електроенергії від розподільних силових пунктів до ЕП.

Силові мережі живлення можуть мати різні схеми побудови. При радіальній схемі (рис. 1.29), до кожного розподільного пункту протягнуто індивідуальну лінію та у РП 0,4 кВ ТП цю лінію підключено до збірних шин через окремий автоматичний вимикач. Ці схеми відрізняються найбільшою надійністю та, природно, вимагають найбільших витрат. Пошкодження у будь-якій лінії або в будь-якому розподільному силовому пункті викликає відключення тільки цієї лінії і не відбивається на роботі інших ліній і розподільних силових пунктів.

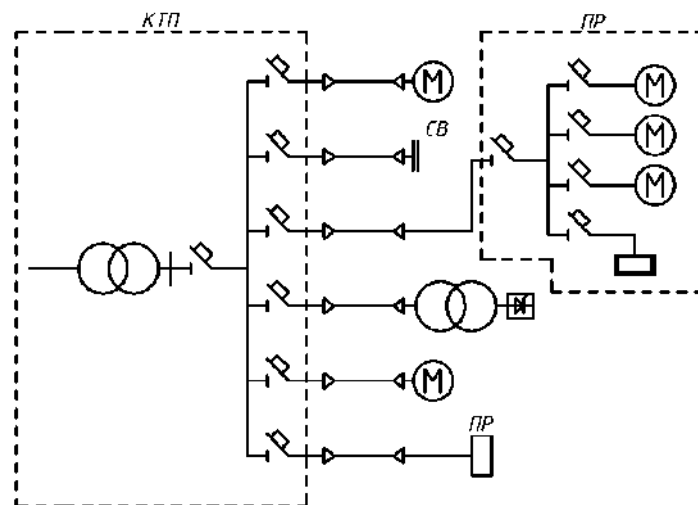


Рисунок 1.29 – Радіальна схема побудови низьковольтної розподільної мережі

До переваги радіальних схем відноситься також і те, що зосередження захисно-комутаційних апаратів в одному місці на ТП дає можливість легше вирішувати завдання автоматизації управління низьковольтною розподільною мережею, а також спрощує завдання обліку та керування електроспоживанням в цеху.

Єдиним недоліком, який обмежує застосування радіальних схем, є високі капітальні витрати, зумовлені необхідністю споруди розгалуженого РП 0,4 кВ і прокладки великої кількості радіальних ліній.

Магістральні схеми дають можливість відмовитися від застосування громіздкого та кошовного РП 0,4 кВ ТП і знизити вартість мережі (рис. 1.30).

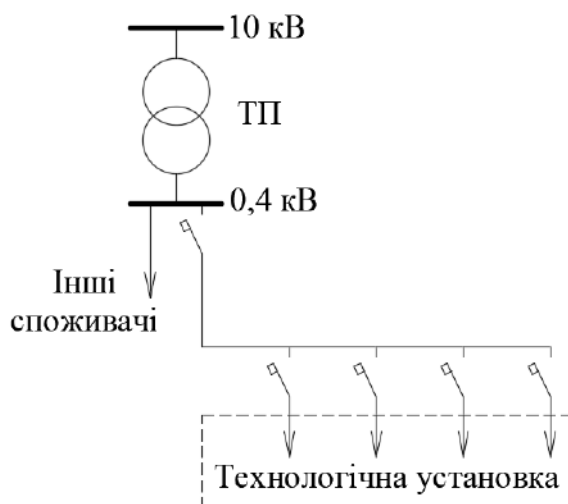


Рисунок 1.30 – Магістральна схема електропостачання  
ЕП технологічної установки

У чистому вигляді радіальні або магістральні схеми застосовуються рідко. Найбільшого поширення отримали змішані схеми, що поєднують в собі елементи радіальних і магістральних схем одночасно. При цьому всі схеми індивідуальні та залежать від конкретних умов проєктування.

Великий вплив на рішення, що приймаються при виборі схеми, структури та конструктивного виконання низьковольтних розподільних мереж мають умови середовища в цеху. При несприятливих середовищах (пожежо- та вибухонебезпечних, особливо запилених або агресивних) є два основних способи виконання даної мережі:

- розміщення всього основного електрообладнання ТП і низьковольтних мереж поза приміщеннями з несприятливим середовищем, тобто в спеціальних електротехнічних приміщеннях, ізольованих від несприятливих середовищ. При цьому у виробничих приміщеннях прокладаються з виконанням спеціальних вимог тільки ті мережі, що мають радіальну схему. Тут кожен ЕП, що знаходиться в цеху, живиться індивідуальною лінією від захисно-комутаційного апарата, розташованого у спеціальному електротехнічному приміщенні, ізольованому від виробничої зони з несприятливим середовищем;

- коли застосування вищенаведеного рішення виявляється нераціональним або вкрай складним, то передбачається використання



спеціально сконструйованого для конкретних несприятливих середовищ електрообладнання, наприклад вибухозахищеного або вибухобезпечного.

У деяких випадках з метою підвищення надійності використовується взаємне резервування магістральних ліній (рис. 1.31).

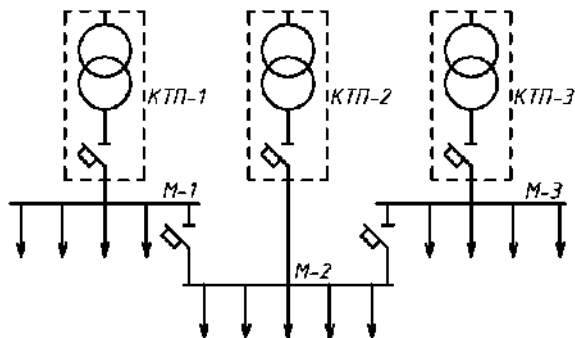


Рисунок 1.31 – Взаємне резервування магістральних ліній

Конструктивне виконання низьковольтних розподільних мереж для конкретних об'єктів відрізняється значним різноманіттям і залежить від великої кількості факторів, які характеризують особистість мережі (схема, величина навантажень, площа, яку займає об'єкт, необхідна ступінь надійності, прагнення до зниження витрат і ін.), а також умов середовища та вимог забезпечення електробезпеки [8].

Залежно від прийнятої схеми електропостачання й умов оточуючого середовища цехові електричні мережі виконують шинопроводами, кабельними лініями та проводами.

Шинопровід – це коротка лінія електропередачі, у якій замість проводів чи кабелів використовуються жорсткі шини. Найбільш поширені є закриті комплектні шинопроводи, призначені для виконання функцій магістральних ліній. Такі шинопроводи комплектуються з окремих секцій довжиною до 4 м. Кожна секція містить собою короб із листової сталі чи алюмінію або з твердого поліхлорвінілу. Всередині коробка по одному з його боків прикладено плоскі квадратні чи круглі голі жорсткі шини з міді, алюмінію чи біметалу.

Біметал – металевий матеріал, що складається з двох шарів різнорідних металів або сплавів (наприклад, сталь і алюміній, сталь і ніобій, алюміній і

титан, титан і молібден й ін.). Застосовують для підвищення міцності та жаростійкості конструкцій, зниження їх маси з метою економії дорогих і дефіцитних металів або як матеріал із спеціальними властивостями. Наприклад, в електротехніці поширення біметалу обумовлено тим, що щільність змінного струму падає від периферії провідника до його середини, тому інколи доцільно поверхню дроту виконану з дешевшого матеріалу (сталі, алюміній) покривати хорошим провідником (мідь, срібло).

Для ізоляції шин між собою та від металевого короба застосовуються суцільні профільні ізоляційні прокладки, держачи або опорні ізолятори, встановлені на певній відстані один від одного. Для під'єднання до шинопроводу електроприймачів служать відгалужувальні вставки. Між собою секції з'єднуються за допомогою спеціальних перехідних з'єднувачів, що дозволяє утворити лінію потрібної довжини. Шинопроводи прокладають по стінах, перекриттях, фермах тощо за допомогою скоб і кронштейнів, підвішують на тросах. Монтуються вони на висоті 2,5...3,0 м від підлоги. Для виконання поворотів існують гнучкі секції, виконані проводами в метало-рукавах.

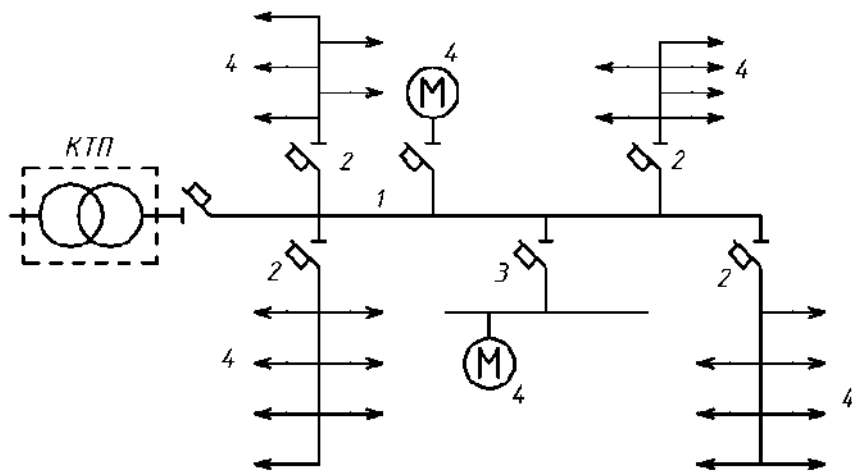
Порівняно з кабелями, у шинопроводах менші втрати напруги через низькі значення опорів, також вони можуть пропускати більшу електричну силу струму за одного й того рівня напруги (тобто є можливість підключити більше навантаження), їх конструкція дає змогу приєднувати споживачів електричної енергії у довільній точці, що є зручним для користувачів, та має меншу масу неметалевих матеріалів, що вважається проектувальниками потенційним чинником зменшення ризику пожежі на об'єктах.

Визначення та вимоги до систем шинопроводів визначені частиною 2 ГОСТ 28668.1-91.

Розміщення розподільних ліній системи шинопроводів залежить від розміщення навантаження, а також від розміщення джерела живлення. Захист навантаження розміщується у відповідних блоках у точці відводу електричної енергії від шинопроводу. Ступінь захисту (*IP*) згідно з ГОСТ 14254-96

визначається, виходячи з умов можливих зовнішніх впливів у приміщеннях, через які проходить система шинопроводів. Як правило, для встановлення всередині будівель завжди достатньо ступеня захисту *IP55*. Стійкість систем шинопроводів до високих температур, опір розповсюдженню полум'я, вибір вогнестійких закладень (протипожежних бар'єрів) за умови проходження систем шинопроводів між приміщеннями з різними ступенями вогнестійкості визначається згідно з чинними протипожежними вимогами. Проектування трас за горизонтального чи вертикального прокладання систем шинопроводів виконується з врахуванням рекомендацій виробника стосовно мінімальних відстаней від шинопроводу до несучих, огорожувальних конструкцій та рекомендованих вузлів кріплення. У випадку, коли довжина одиничних прямих ділянок систем шинопроводів складає більше 35–40 м (або коли система шинопроводів проходить через розширювальний шов, чи коли шинопровід проходить через розширювальний шов двох будівель, що примикають), необхідно передбачати термокомпенсаційні секції та відповідні засоби для жорсткого кріплення шинопроводу. Кінці та, у деяких випадках, центри ділянок лінії повинні бути жорстко закріплені для того, щоб направити розширення у бік термокомпенсаційних секцій. Тип, розміщення компенсаційних секцій та вузлів жорсткого кріплення вибирається за вимогами (рекомендаціями) виробника системи шинопроводів.

Широке застосування в цехах промислових підприємств з нормальним середовищем мають закриті комплектні шинопроводи (рис. 1.32), що виготовляються на заводах у вигляді готових секцій, зібраних в лінії на місці монтажу. Вони призначені для відкритої прокладки в виробничих і електротехнічних приміщеннях по опорним конструкціям, колонам і фермам будівель, можуть прокладатися в тунелях, естакадами, галереями та т.п.



- 1) магістральний шинопровід; 2) розподільний шинопровід;  
3) троллейний шинопровід; 4) окремі ЕП

Рисунок 1.32 – Схема внутрішньощехового електропостачання з використанням шинопроводів

Магістральні мережі виконуються відкритими, захищеними або закритими шинопроводами. Для головних магістралей використовуються комплектні шинопроводи (типів ШМА) на 1600–4000 А.

Магістральні шинопроводи являють собою ізольовані алюмінієві шини, укладені в металевий кожух, що оберігає від випадкових дотиків до шин і захищає їх від пошкоджень. Виготовляються у вигляді окремих типових секцій, що з'єднуються на місці монтажу за допомогою зварювання або болтового кріплення. Для розгалуження шинопроводів передбачено відгалужувальні секції, для приєднання кабельних відгалужень – приєднувальні секції. Існують також кутові та гнучкі секції. Нульовими й одночасно заземлюючими провідниками є деталі кожуха шинопроводів, виконані з алюмінієвого сплаву.

Низьковольтні розподільні лінії виконують комплектними шинопроводами серій ШРА (з алюмінієвими шинами) і ШРМ (з мідними шинами) на 100–630 А. Вони виготовляються у вигляді короба з листової сталі, в якому закріплені на ізоляторах чотири неізольовані алюмінієві шини. ЕП підключаються через відгалужувальні коробки, що приєднуються до шинопроводів через штепсельні роз'єми, в яких встановлюється необхідна захисно-комутаційна апаратура.

При цьому забезпечується підвищена електробезпека завдяки тому що доступ до апаратів, встановлених в відгалужувальній коробці, можливий тільки після її зняття з шинопроводу, тобто після розмикання штепсельного роз'єму. Є розподільні шинопроводи спеціальної конструкції, призначені, наприклад, для вертикальної прокладки в будівлях підвищеної поверховості, пилозахищені – для прокладки середовищі насиченому пилом тощо.

Комплектні шинопроводи типу ШМА для головних магістралей вибирають за розрахунковим струмом силового трансформатора, до якого підключено магістраль.

Втрати напруги в головній магістралі визначають за формулою, %:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \sum I_p L \cdot 100}{U_n} (r_{\text{пит}} \cos \varphi + x_{\text{пит}} \sin \varphi),$$

де  $\sum I_p L$  – сума моментів струмових навантажень шинопроводу, А·км;

$I_p$  – розрахунковий струм ШРА, А;

$L$  – довжина ШРА, км;

$r_{\text{пит}}, x_{\text{пит}}$  – відповідно питомі активний та індуктивний опори шинопроводу, Ом/км.

Розподільні шинопроводи типу ШРА вибирають за розрахунковим струмом  $I_p$ , виходячи з умов

$$I_p \leq I_n,$$

де  $I_n$  – номінальний струм шинопроводу.

Втрату напруги в розподільному шинопроводі з рівномірним навантаженням і розташуванням ввідної секції в середині шинопроводу визначають за формулою, %:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot \sum I_p L \cdot 100}{U_n} (r_{\text{пит}} \cos \varphi + x_{\text{пит}} \sin \varphi).$$

При розташуванні ввідної коробки на початку шинопроводу втрату напруги визначають з урахуванням всієї довжини шинопроводу.

Комплектні шинопроводи перевіряють на електродинамічну стійкість за умовою

$$i_y < i_{y.\text{доп}},$$

де  $i_y$  – розрахунковий ударний струм КЗ на початку шинопроводу;

$i_{y.\text{доп}}$  – допустимий ударний струм КЗ для даного типу шинопроводу.

Шинопроводи у зібраному вигляді встановлюють на спеціальних опорних конструкціях. Відстань між кріпленнями шинопроводів складає 3 та 6 м (рис. 1.33 та 1.34).

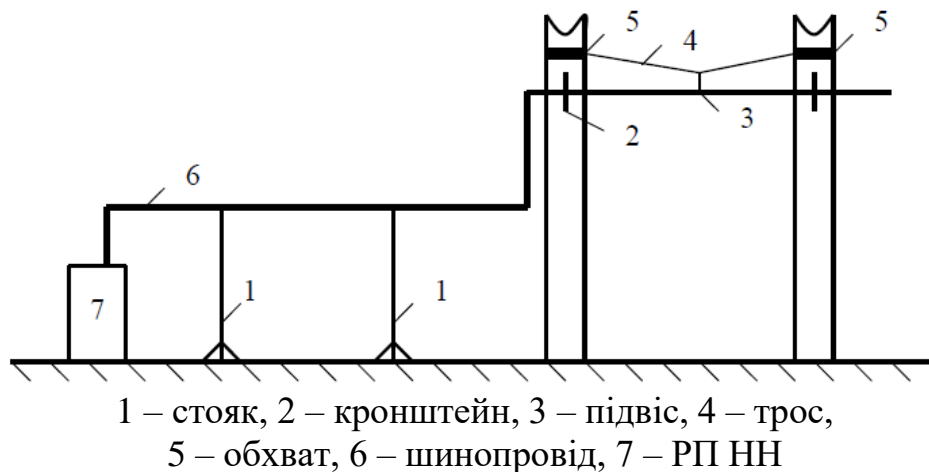
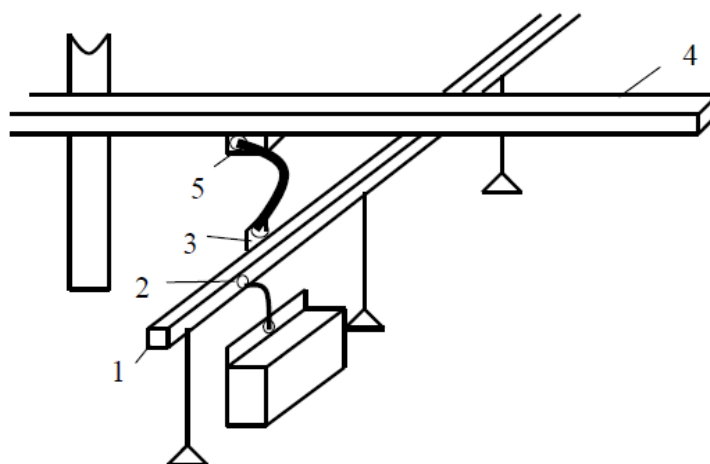


Рисунок 1.33 – Прокладка магістрального шинопроводу



1 – розподільний шинопровід, 2 – коробка відгалуження,  
3 – коробка вводу, 4 – магістральний шинопровід

Рисунок 1.34 – Приєднання розподільного шинопроводу

Освітлювальні шинопроводи призначені для виконання у виробничих приміщеннях функції групових освітлювальних мереж, а також для живлення електричного ручного інструменту й інших дрібних ЕП. Вони являють собою закритий металевий короб, всередині якого розташовані чотири ізольованих мідних провідники. З'єднання секцій між собою здійснюється штепсельним пристроєм. Відгалуження приєднуються за допомогою спеціального штепсельного роз'єму. Принципова відмінність освітлювальних шинопроводів від розподільних полягає у відсутності відгалужувальних коробок з захисними та комутаційними апаратами.

Кабелі застосовують в основному в радіальних мережах для живлення потужних зосереджених навантажень або вузлів навантажень. У разі прокладання кабелів всередині будівель їх розташовують відкритим способом по стінах, колонах, фермам і перекриттям, у трубах, прокладених в підлозі та перекриттях, каналах і блоках.

При малих струмах (у разі живлення дрібних споживачів) у багатьох випадках використовуються електропроводки. Вони виконуються ізольованими проводами або неброньованими кабелями дрібних перерізів (до  $16 \text{ мм}^2$ ) з гумовою або пластмасовою ізоляцією жил і широко застосовуються всередині будівель і споруд як для виконання силових і освітлювальних мереж, так і для ланцюгів вторинної комутації, захисту й управління. Електропроводки класифікуються наступним чином:

- відкрита (по конструкціях будівель, в лотках, коробах, трубах);
- прихована (в пустотах конструкцій, в зазорах між плитами, в шарі штукатурки);
- зовнішня.

Електропроводки в коробах на відміну від електропроводок в лотках захищають дроти та кабелі від забруднень. Короба виготовляють у вигляді П-подібних профілів секціями довжиною 3 м. У коробах є планки для кріплення покладених у них проводів і кабелів. Число проводів, що прокладаються в одному коробі, не повинно бути більше 12.

Прихована електропроводка застосовується в конструктивних елементах будівель, у стінах, підлогах і перекриттях, у фундаментах устаткування та т.п., та може бути виконана у трубах, у каналах, утворених у товщі бетону, та закладатися в будівельні елементи будівель або труби.

Для електропроводок застосовують захищені та незахищені ізольовані проводи, а також кабелі. Захищений провід має поверх ізоляції металеву або іншу оболонку, призначену для його захисту від зовнішніх впливів.

Для електропроводок застосовують проводи та кабелі переважно з алюмінієвими жилами за винятком приміщень з вибухонебезпечним середовищем категорій В-I і В-Ia, де застосування провідників з мідними жилами є обов'язковим. Крім цього, мідні провідники застосовуються для механізмів, які працюють в умовах постійних вібрацій, а також для пересувних електроустановок.

Якщо передбачається прокладати електропроводки в трубах, то бажано орієнтуватися на пластмасові труби. Металеві труби використовують у вибухо- та пожежонебезпечних зонах, а також в цехах, де є гарячий метал. Діаметр (зовнішній) труби (мм) вибирається з наступного ряду 10, 12, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 75, 90 в залежності від числа та діаметра проводів, які в них прокладаються, а також кількості вигинів труби на ділянці між протяжними або відгалужувальними коробками.

РП – розподільні пристрої напругою до 1 кВ – складаються з повністю або частково закритих шаф чи блоків з вбудованими у них апаратами, пристроями захисту й автоматики, вимірювальними приладами та допоміжними пристроями. До таких розподільних пристроїв відносяться: розподільні щити, силові пункти, пости керування й ін.

У низьковольтних силових мережах РП з невеликою кількістю приєднань часто називають силовими пунктами (шафами). Ці пункти виконують дві функції: розподілу електроенергії та захисту ліній силових розподільних мереж. Залежно від використовуваних захисних апаратів розрізняють два види силових пунктів.



Силові пункти з плавкими запобіжниками, наприклад типу ШР-11, які являють собою металеві шафи з дверима, всередині яких розміщується вхідний рубильник і запобіжники ліній, які від нього відходять. Ці силові пункти відрізняються невисокою ціною та, природно, деякими незручностями в експлуатації, що виникають при заміні згорілих запобіжників. Мають 5–8 триполюсних груп запобіжників серії ПН2 або НПН2 на номінальні струми 60, 100 і 250 А і ввідний рубильник, за допомогою якого відключається напруга при заміні запобіжників. При виведенні з роботи будь-якого ЕП або при заміні запобіжників потрібно відключення всього силового пункту вхідним рубильником.

Силові пункти, наприклад, серій ПР8500, ПР8700, ПР11 з автоматичними вимикачами типу ВА, АЕ і АЗ700 є дорожче, але відрізняються більшими зручностями в експлуатації, мають від чотирьох до дванадцяти триполюсних автоматів для ліній, що відходять і, якщо необхідно, вхідний автомат. Для відновлення живлення по будь-якій лінії, що відходить, після усунення в ній пошкодження досить включити відповідний автомат. При цьому не потрібно, як в першому випадку, відключати весь силовий пункт.

Щити закритого виконання встановлюють у цехах промислових підприємств. Щити, наприклад, серії ЩО-70 розраховані на одностороннє обслуговування, захисних огорожень зверху та ззаду не мають.

Силові пункти, що містять лише один апарат, і які використовують для комутації та захисту однієї трифазної лінії напругою 380/220 В, називаються силовими ящиками, наприклад ЯС, ШС, ЯУ. Вони оснащуються або блоком рубильник-запобіжник, або автоматичним вимикачем.

Всебічний аналіз розглянутих схем електричних мереж промислових підприємств, а також вимог, що пред'являються до них, дозволяє сформулювати деякі загальні принципи та рекомендації, що складаються в наступному.

В усіх випадках, коли дозволяють вимоги по надійності електропостачання, слід застосовувати магістральні схеми з невеликими РП 0,4 кВ ТП або зовсім без них. Тільки при наявності вагомих підстав допускається відмовитися від магістральних схем і перейти до радіальних.

При наявності великих поодиноких ЕП або розподільних пунктів, для яких необхідна індивідуальна лінія та відповідний автоматичний вимикач на 400 або 630 А, доцільна радіальна схема, якщо не передбачений магістральний шино провід.

Якщо основна маса ЕП у цеху з точки зору забезпечення необхідного ступеня надійності електропостачання є споживачами II категорії з надійності й є лише кілька поодиноких ЕП I категорії, то при загальній магістральній схемі розподілу електроенергії в цеху, ЕП I категорії повинні неодмінно мати радіальну схему живлення з установкою АВР в РП 0,4 кВ ТП.

Для споживачів I категорії силові живлячі мережі повинні бути резервованими, тобто виконаними за схемою з двостороннім живленням.

Якщо технологічний агрегат має кілька ЕП, які здійснюють єдиний технологічний процес, і припинення живлення будь-якого з цих ЕП викликає зупинку всього агрегату в цілому, то в таких випадках може використовуватися магістральна схема живлення цих ЕП незалежно від необхідного ступеня надійності.

Якщо в цеху розташовано кілька ТП і силова мережа живлення виконана магістральними шинопроводами, то широко використовується їх взаємне резервування. Окремі магістралі з'єднуються резервними перемичками, обладнаними рубильниками або автоматичними вимикачами. Це дає можливість виводити в ремонт будь-які ТП в цеху без відключення відповідних магістралей. При зменшенні навантажень у нічний час або під час ремонтів технологічного обладнання така система забезпечує можливість відключення мало навантажених трансформаторів з метою економії електроенергії.

Розглянемо особливості побудови схем живлення пересувних ЕП.

Для живлення електродвигунів підйомно-транспортних пристроїв (кранів, кран-балок, тельферів, пересувних візків) застосовуються тролейні лінії, виконані шинопроводами. Тролейні шинопроводи серії ШТМ, призначені для живлення як трифазних, так і однофазних ЕП, виконуються на номінальні струми 200 і 400 А. Кожна секція шинопроводу являє собою сталевий короб, що має знизу щілину. Всередині короба у пазах ізолятора монтуються чотири мідних тролєа (три фазних і один нульовий). Струмознімач здійснюється за допомогою ковзних контактів.

Переріз тролейних ліній вибирають за умовами нагріву та перевіряють на допустиму втрату напруги при максимальних навантаженнях. При цьому вважається, що допустима втрата напруги не повинна перевищувати 12 % з яких 4–5 % припадає на лінію живлення, 4–5 % на тролєї, 1–2 % – на розподільну мережу.

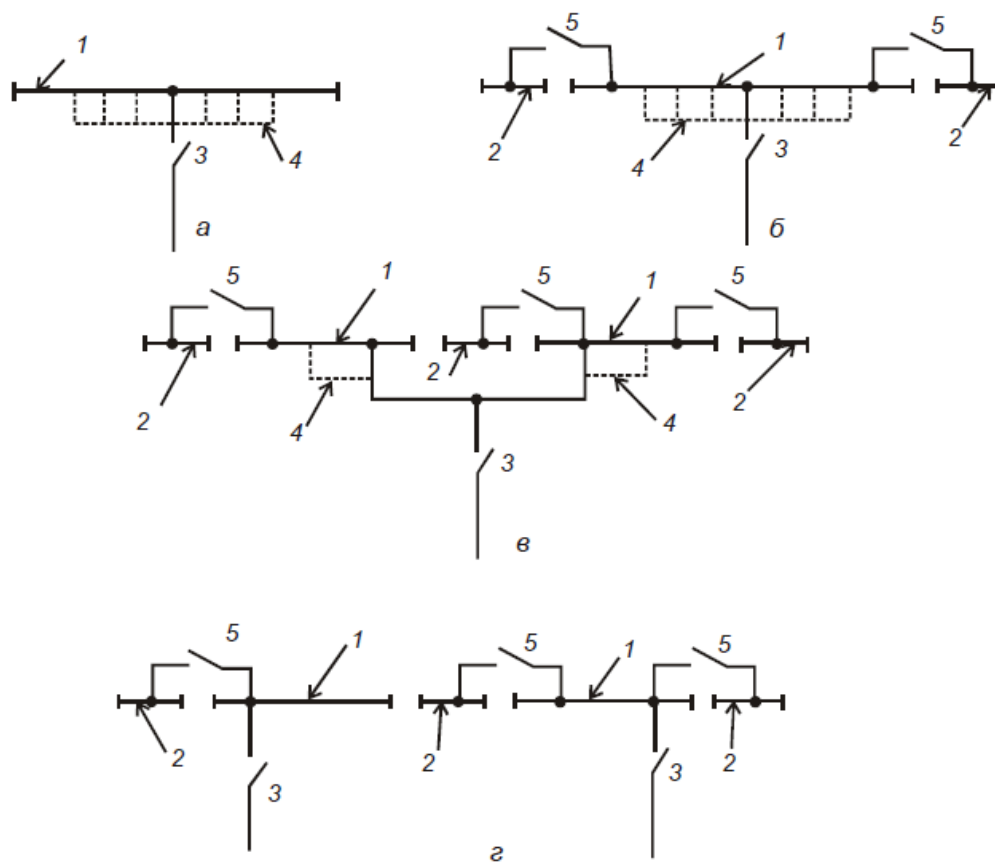
Живлення тролейних мереж може здійснюватися від РП НН цехових трансформаторів, магістральних або розподільних шинопроводів та низьковольтних комплектних розподільних пристроїв. У точці підключення лінії живлення до тролєїв встановлюється комутаційний апарат.

Секціонування тролєїв здійснюється через ізоляційний проміжок, який, перекриваючись струмознімачем, не викликає перерви в електропостачанні механізмів підйомно-транспортного пристрою.

На рис. 1.35 наведено можливі схеми живлення тролейних ліній. При відсутності секціонування живлення доцільно підводити до середини тролєа, що дає можливість зменшити втрати напруги.

При живленні від тролейних ліній одного підйомно-транспортного пристрої ремонтні секції не передбачається (ремонт здійснюється при відключеному тролєї). При живленні двох кранів по кінцях тролейних ліній повинні передбачатися ремонтні секції, приєднані до основної лінії за допомогою рубильників. При наявності трьох і більше кранів у прольоті слід

передбачати кілька ремонтних секцій. Їх розташовують уздовж тролейних ліній та по їх кінцях.



1 – тролейна лінія, 2 – ремонтна секція, 3 – ввідний комутаційний апарат, 4 – підживлення алюмінієвою шиною, 5 – секційний рубильник

а – несекціонована; б – з двома ремонтними секціями;  
в, г – з трьома ремонтними секціями,

Рисунок 1.35 – Схеми тролейних ліній

У вибухо- та пожежонебезпечних приміщеннях або при недостатній висоті (що створює небезпеку ураження електричним струмом), коли використовувати тролейні лінії неможливо, живлення пересувних ЕП здійснюється гнучкими кабелями або проводами, підвішеними до сталевого троса або такими, що намотуються на барабан.

При визначенні втрати напруги розрахунок проводиться при найбільш несприятливому розташуванні рухомих механізмів у прольотах цеху. Втрата напруги у тролєях визначається наступним чином

$$\Delta U = \frac{\Delta u L I_{\max}}{10^4}$$

де  $\Delta u$  – втрата напруги на 100 А пікового струму й на 100 м довжини тролєя, які визначаються у відповідності з даними таблиці 1.2;

$L$  – довжина тролєя в один бік відносно точки підключення лінії живлення;

$I_{\max}$  – піковий струм тролєя.

Таблиця 1.2 – Питомі втрати напруги в тролєях різних профілів на напругу 380 В

Параметри тролєя	Полоса	Куток			Швелер		
	50х5	40х40х5	50х50х5	63х63х6	№ 8	№ 10	№ 12
Допустимий струм, А	120	120	190	250	455	545	675
Питомі втрати напруги, В/А м	10,5	8,7	7,0	6,0	4,5	4,2	3,5

За великої довжини тролєйних ліній або великому навантаженні втрата напруги може виявитися вище допустимого значення. У цьому випадку для зниження втрати напруги можна передбачити: збільшення перерізу тролєїв, зміну схеми їх живлення за рахунок перенесення точки підключення живлення ближче до середини тролєїв, секціонування тролєїв із роздільним живленням секцій, застосування додаткового підживлення тролєїв за допомогою алюмінієвих шин, що прокладаються паралельно кожному тролєю, та приєднуються до них через кожні 1,5 м.

При розрахунку втрати напруги у тролєйних лініях із додатковим підживленням втрати напруги у самих сталевих тролєях нехтують, визначаючи тільки втрату напруги у підживлюючих алюмінієвих шинах.

Мережі електричного освітлення призначені для електропостачання освітлювальних установок – світильників з лампами розжарювання, дуговими ртутними лампами, люмінесцентними лампами, лампами *LED*.

Для світильників допускається застосовувати такі рівні напруг:

- не вище 380/220 В змінного струму – при заземленій нейтралі;
- 220 В – при ізольованій нейтралі.

Для ручних переносних світильників у приміщеннях із підвищеною небезпекою слід застосовувати напругу не вище 50 В. За особливо несприятливих умов, коли небезпека ураження струмом посилюється тісністю, незручним положенням працюючого, зіткненням із заземленими металевими поверхнями, слід застосовувати напругу не вище 12 В.

Мережі освітлення зазвичай не поєднуються з силовими мережами. Проте, живлення освітлювальних установок у більшості випадків проводиться від загальних для силових і освітлювальних мереж трансформаторів.

Область застосування окремих освітлювальних трансформаторів обмежується випадками, коли характер силового навантаження промислових підприємств (потужні зварювальні апарати, частий пуск потужних електродвигунів) не дає змоги при спільному живленні забезпечити необхідну якість напруги у ламп.

Світильники аварійного освітлення (для продовження робіт), а також світильники евакуаційного освітлення в приміщеннях без природного світла повинні приєднуватися до незалежного джерела або перемикатися на нього автоматично при раптовому відключенні робочого освітлення (рис. 1.36а та 1.36б).

Світильники евакуаційного освітлення в приміщеннях із природним світлом приєднуються до мережі, незалежної від мережі робочого освітлення, починаючи від розподільного пристрою підстанції або від введення в будівлю (рис. 1.36в).

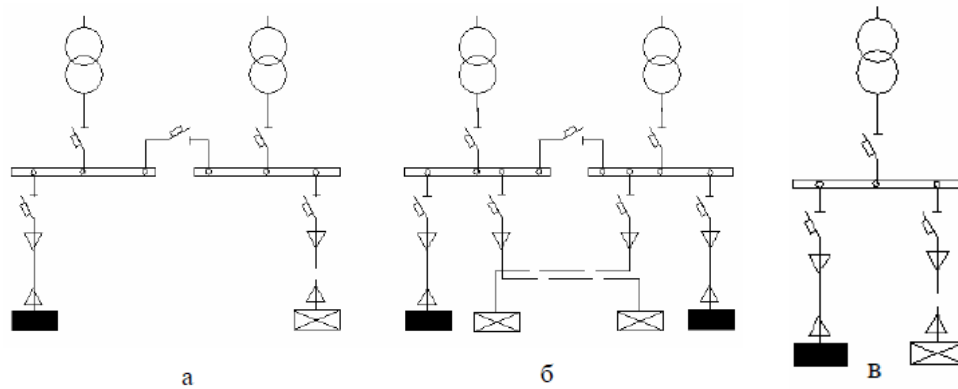


Рисунок 1.36 – Варіанти живлення робочого й аварійного освітлення

Електрична освітлювальна мережа в загальному випадку може складатися з наступних ланок (рис. 1.37): розподільний пристрій ТП 1, яка живить мережу 2, магістральний щиток 3, щитки аварійного 4 та групові щитки робочого освітлення 5, групова мережа 6, а також джерела світла 7. При реалізації конкретних схем живлення освітлювальних установок ті чи інші ланки можуть бути відсутні.

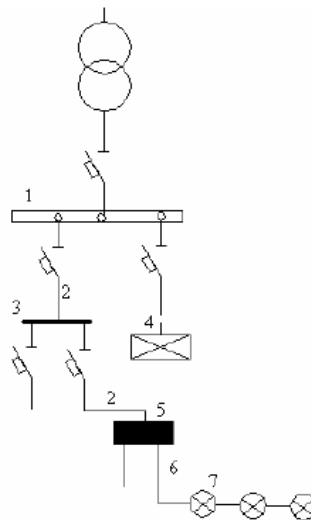


Рисунок 1.37 – Структура мережі освітлення

Мережі освітлення поділяються на мережі живлення та групові. До мережі живлення відносяться лінії від ТП або інших точок живлення до групових щитків, а до групової мережі – лінії від групових щитків до світильників.

На початку кожної лінії живлення встановлюються апарати захисту та відключення. На початку групової лінії обов'язковий апарат захисту, а комутаційний апарат може не встановлюватися при наявності таких апаратів

вздовж лінії або, коли керування освітленням здійснюється апаратами, встановленими в лініях мережі живлення.

Групові щитки, в яких встановлюються апарати захисту та керування для групових ліній, призначені для живлення безпосередньо освітлювальних приладів.

При використанні групових щитків їх слід розміщувати в центрі навантаження (для зменшення протяжності груповий мережі та витрат провідникового матеріалу) та у місцях, легкодоступних для обслуговуючого персоналу.

При розподілі світильників між лініями груповий мережі слід керуватися встановленими ПУЕ граничними даними відносно максимального струму апаратів і числу підключених ламп. Наприклад, у кожен фазу групової лінії включається не більше 20 ламп розжарювання, дугових ртутних ламп або не більше 60–100 люмінесцентних ламп в залежності від максимальної одиничної потужності джерела світла.

Групові лінії виконують одно-, дво- та трифазними. Збільшення фазності дає змогу зменшити рівень пульсацій освітленості.

При побудові групових мереж для трифазних систем змінного струму застосовуються такі схеми:

- у разі глухозаземленої нейтралі:
  - двопровідна однофазна (рис. 1.38а та 1.38б);
  - двопровідна двофазна (рис. 1.38д);
  - трипровідна двофазна з нульовим дротом (рис. 1.38в);
  - трипровідна трифазна (рис. 1.38е);
  - чотирипровідна трифазна з нульовим дротом (рис. 1.38г);
- у разі ізолюваної нейтралі:
  - двопровідна двофазна (рис. 1.38д);
  - трипровідна трифазна (рис. 1.38е).



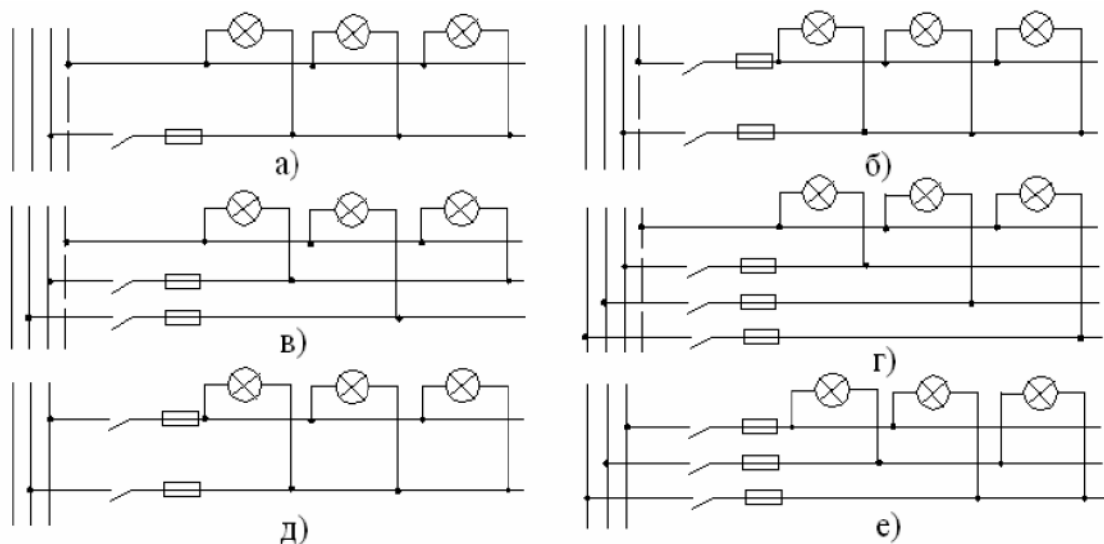


Рисунок 1.38 – Схеми групової мережі освітлення

Як вже зазначалось, в окремих випадках у виробничих приміщеннях знаходять застосування освітлювальні шинопроводи.

Схема розподілу електроенергії в житлових і суспільних будинках залежить від ряду факторів: вимог до надійності електропостачання, рівня електричних навантажень, конструктивних і планувальних особливостей будинку, наявності вбудованих об'єктів. Крім економічності та надійності важливе місце при проєктуванні внутрішньобудинкових мереж грають питання простоти та зручності їхнього обслуговування, а також електробезпечності.

Основним елементом внутрішньобудинкової мережі є ввідно-розподільний пристрій (ВРП), до якого підключаються зовнішні мережі, розміщується комутаційно-захисна та вимірювальна апаратури, встановлюється розподільний пристрій внутрішніх мереж.

ВРП – ввідний пристрій, який містить у собі також апарати та прилади на відхідних лініях. Ввідний пристрій – сукупність конструкцій, апаратів і приладів, які встановлюються на вводі лінії живлення в будинок або в його відокремлену частину та живляться від головного розподільного щита. Головний розподільний щит – через який забезпечується живлення електроенергією всієї будівлі або її відокремленої частини. Функції

головного розподільного щита може виконувати ВРП або щит низької напруги підстанції.

Від ВРП відходять лінії живлення до силових розподільних пунктів, групових щитів освітлення або лінії живлення квартир. На всіх лініях живлення встановлюються комутаційно-захисні апарати, у якості яких найчастіше використовуються автоматичні вимикачі. Якщо для електропостачання будинку передбачено два вводи, то, природно, ВРП також має дві секції розподільних шин. Лінії живлення в більшості випадків виконують ізольованими проводами, що прокладають у трубах. Однак останнім часом у висотних будинках для цієї мети починають використати та шинопроводи.

Внутрішні мережі житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення складаються з розподільних (від ввідного пристрою, ВРП, головного розподільного щита до розподільних пристроїв і щитків) і групових мереж (від щитків і розподільних пристроїв до світильників, штепсельних розеток та інших ЕП) [9].

Повний перелік вимог до внутрішніх мереж викладений в ДНАОП 0.00-1.32-01 [10], а нижче наведемо лише деякі з них:

- допускається приєднувати кілька стояків до окремої лінії. На відгалуженнях до кожного стояка, який живить квартири житлових будинків, що мають більше п'яти поверхів, слід установлювати апарат керування, спільний із апаратом захисту;

- у житлових будинках світильники сходових кліток, вестибюлів, холів, поверхових коридорів та інших внутрішніх приміщень, які розміщуються поза квартирами, повинні живитися окремими лініями від ВРП або від окремих групових щитків, які живляться від ВРП. Приєднання цих світильників до поверхових і квартирних щитків не допускається;

- для сходових кліток і коридорів, що мають природне освітлення, рекомендується передбачати автоматичне або диспетчерське керування електричним освітленням з урахуванням природного освітлення;

- живлення електроустановок нежитлового фонду рекомендується виконувати окремими лініями;

- у будинках слід застосовувати кабелі та проводи з мідними жилами;

- для житлових будинків встановлені такі найменші допустимі перерізи мідних провідників:

- для групової мережі – 1,5 мм<sup>2</sup>;

- для розподільної мережі до групових щитків – 2,5 мм<sup>2</sup>;

- для розподільної мережі (стояків) живлення квартир – 4 мм<sup>2</sup>;

- допускається прокладання проводів і кабелів ліній живлення квартир разом із проводами та кабелями групових ліній робочого освітлення сходових кліток, поверхових коридорів та інших приміщень усередині будинків у загальній трубі, загальному коробі або каналі із негорючих або важкогорючих будівельних конструкцій із помірною димоутворювальною здатністю за ГОСТ 12.1.044;

- мережу від поверхового розподільного щитка до квартири слід виконувати в окремій трубі або каналі, тобто окремо від групової мережі інших квартир. Допускається прокладати до 12 проводів групових мереж квартир житлових будинків в одному каналі;

- у всіх будинках лінії групової мережі, що прокладаються від групових, поверхових і квартирних щитків до світильників загального освітлення, штепсельних розеток і стаціонарних ЕП, повинні виконуватися трипровідними (фазний – *L*, нульовий робочий – *N* і нульовий захисний – *PE* провідники). Забороняється об'єднання нульових робочих і нульових захисних провідників різних групових ліній. Нульовий робочий і нульовий захисний провідники не дозволяється підключати на щитках під спільний контактний затискач.

Вибір перерізу провідників слід виконувати таким чином:

- однофазні дво- і трипровідні лінії, а також трифазні, чотири- та п'ятипровідні лінії, що живлять однофазні ЕП;

- повинні мати переріз нульових робочих  $N$  провідників, який дорівнює перерізу фазних провідників;

- трифазні, чотири- та п'ятипровідні лінії, які живлять трифазні ЕП навантаження, повинні мати переріз нульових робочих  $N$  провідників, рівний перерізу фазних провідників до  $16 \text{ мм}^2$  по міді та  $25 \text{ мм}^2$  по алюмінію, а при більшому перерізі – не менше 50 % перерізу фазних провідників; переріз  $PEN$  провідників має бути не менше перерізу  $N$  провідників і не менше  $10 \text{ мм}^2$  по міді та  $16 \text{ мм}^2$  по алюмінію незалежно від перерізу фазних провідників;

- переріз  $PE$  провідників повинен дорівнювати перерізу фазних до  $16 \text{ мм}^2$  та  $16 \text{ мм}^2$  – при перерізі фазних провідників від 16 до  $35 \text{ мм}^2$  та 50 % перерізу фазних провідників при більших перерізах;

- переріз  $PE$  провідників, які не входять до складу кабелів, повинен бути не менше  $2,5 \text{ мм}^2$  за наявності механічного захисту та  $4 \text{ мм}^2$  – за його відсутності.

На вибір схеми розподільної мережі багатоповерхового будинку впливає багато факторів, основними з яких є: кількість поверхів і секцій, призначення будинку, кількість квартир (службових приміщень) на одному поверсі, вид плит для приготування їжі й інше. Нижче наведемо рекомендації стосовно вибору кількості стояків житлового будинку:

- у будинках з плитами на газоподібному та твердому паливі при кількості поверхів до 10, а також з електроплитами при кількості поверхів до п'яти, як правило, планується один стояк на одну секцію будинку (рис. 1.39а), але кількість стояків може бути й більшою, якщо цього вимагають конструктивні особливості будинку, або це підтверджується техніко-економічними розрахунками;

- у будинках з електроплитами при кількості поверхів понад п'ять та до 17 – планується один стояк на секцію з підключенням на кожному поверсі до чотирьох квартир (рис. 1.39а), або ж два стояки з підключенням до одного

40 % квартир, тих, що розташовано на верхніх поверхах, а до другого – 60 % квартир, тих що розташовано на нижчих поверхах (рис. 1.39б).

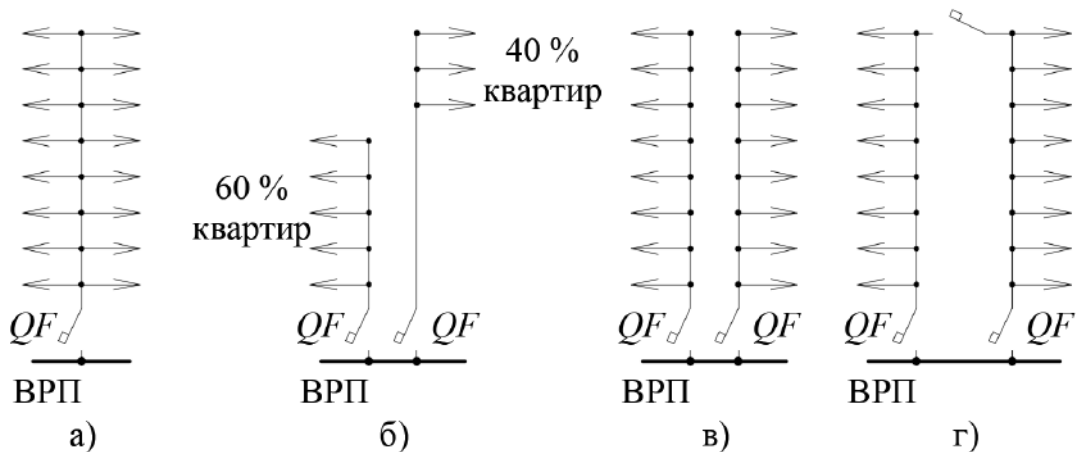


Рисунок 1.39 – Схеми стояків багатоповерхового житлового будинку

– у будинках понад 17 поверхів планується два стояки на секцію з підключенням до чотирьох квартир на кожному поверсі (рис. 1.39в, 1.39г).

У багатоповерховому будинку від ВРП можуть прокладатися:

- лінії живлення квартир;
- силові лінії живлення ліфтів;
- групові лінії робочого евакуаційного й аварійного освітлення;
- групові лінії штепсельних розеток для підключення механізмів прибирання (наприклад, пилососи);
- лінії живлення, які розташовано в житловому будинку підприємства й установи;
- лінії живлення зовнішньої реклами й ілюмінації та інше.

У принципі, завдання вибору структури розподілу енергії усередині будинку повинне вирішуватися на основі порівняльного техніко-економічного аналізу. Після відмови від типового проєктування, практично для кожного проєкту необхідно індивідуальне рішення щодо побудови внутрішньобудинкових мереж із урахуванням всіх особливостей об'єкта. Природно, при цьому існують загальні вимоги, які регламентуються відповідними нормативними документами [11].

Зокрема, живлення квартир і силових ЕП (ліфтових установок, вентиляторів, насосів), а також групових (поверхових) освітлювальних щитів і силових розподільних пунктів у суспільних будинках повинне здійснюватися окремими лініями починаючи від ВРП. При цьому навантаження на кожен ліній не повинна перевищувати 250 А. Природно, що робоче й аварійне освітлення також повинне живитися індивідуальними лініями, приєднаними до окремих секцій розподільного пристрою (ВРП). Аналогічним чином, самостійні лінії повинні бути використані для живлення холодильного устаткування на підприємствах торгівлі та громадського харчування, для кожної ліфтової установки, розміщеної у межах однієї секції житлового будинку.

Розподіл електроенергії до силових розподільних пунктів і групових щитів освітлення бажано здійснювати по магістральних схемах. При цьому силові пункти необхідно розміщати на тих же поверхах й у тих же приміщеннях, де перебуває силове устаткування.

По одній лінії групової мережі допускається жити не більше чотирьох ЕП потужністю до 3 кВт і до двох ЕП потужністю 5 кВт. У цьому випадку ЕП бажано поєднувати у групи з урахуванням їхнього технологічного призначення.

Питання електробезпечності займають особливе місце при формуванні системи розподілу енергії усередині житлових, суспільних будинків або виробничих приміщень. У цьому плані особливо виділяють питання правильного й ефективного заземлення ЕП.

Захисне заземлення служить для запобігання від ураження струмом при дотику до металевих конструктивних частин електроустановок, які можуть виявитися під напругою внаслідок ушкодження ізоляції. Якщо корпус устаткування не заземлений, то при порушенні ізоляції між корпусом устаткування та землею з'являється напруга. Дотик людини до такого корпусу буде таким самим небезпечним, як і дотик безпосередньо до оголеного провідника однієї з фаз.

Тому система заземлення відіграє важливу роль як для належного й надійного функціонування електроустановок, так і для забезпечення безпеки людей. Відповідно до діючої класифікації існуючі типи систем заземлення позначаються в такий спосіб: *TN-C*, *TN-S*, *TN-C-S*, *TT*, *IT* [11]. У наведених позначеннях перша літера визначає спосіб заземлення джерела живлення: *T* – безпосереднє з'єднання нейтралі джерела живлення з землею, *I* – всі струмоведучі частини ізолювано від землі. Друга літера визначає характер заземлення відкритих провідних частин електроустановки будинку: *T* – безпосередній зв'язок відкритих провідних частин електроустановки з землею, незалежно від того, як пов'язано із нею джерело живлення, *N* – безпосередній зв'язок відкритих провідних частин установки з місцем заземлення джерела живлення.

Наступне літерне позначення, яким чином виконаний нульовий захисний і нульовий робочий провідники: *S* – функції нульового захисного *PE* і нульового робочого *N* провідників розділені, *C* – функції нульового захисного та нульового робочого провідників об'єднані в один загальний провідник *PEN*.

У нашій країні донедавна застосовувалася, в основному, система *TN-C*, у якій від джерела до електроустановки йде три робочих провідника: *L1*, *L2*, *L3* й один провідник *PEN*, що поєднує функції нульових робочих і нульового захисного провідників. Відкриті провідні частини електроустановок (корпуса електроустаткування, освітлювальні та силові щити) з'єднувалися із провідником *PEN*, тобто «занулялися» (рис. 1.40). Ця система відносно проста та дешева, однак не забезпечує достатній рівень електробезпечності.

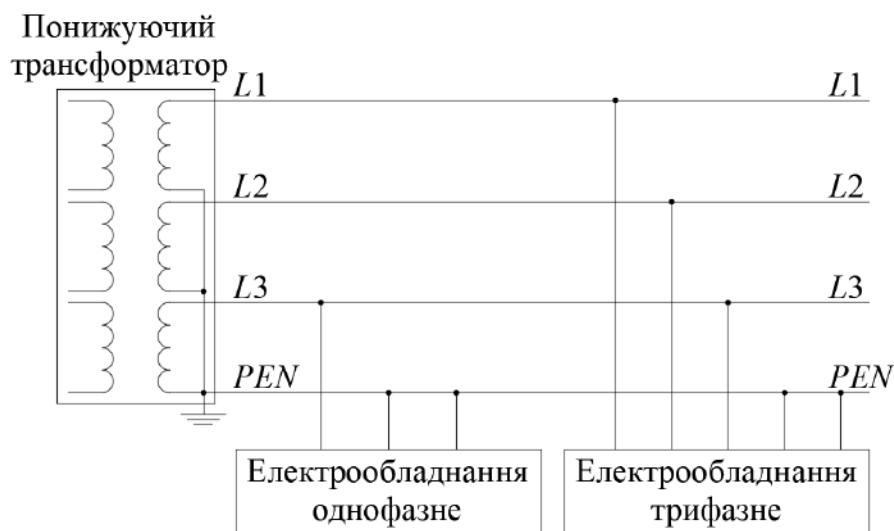


Рисунок 1.40 – Система заземлення *TN-C*

У системі *TN-S*, розповсюдженій в Європейських країнах, всі відкриті провідні частини електроустановок будинку з'єднано окремим нульовим захисним провідником *PE* безпосередньо з заземленою нейтраллю джерела (рис. 1.41).

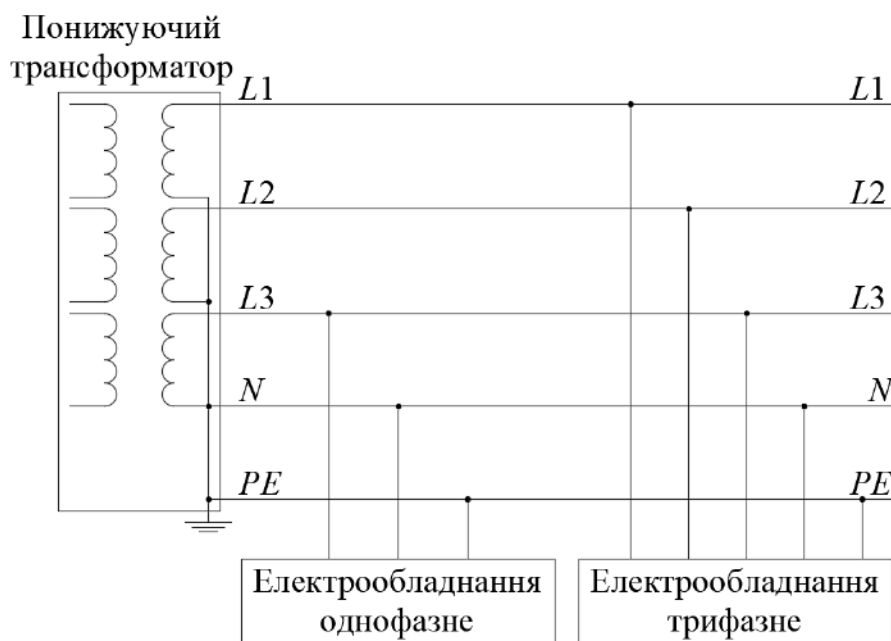


Рисунок 1.41 – Система заземлення *TN-S*

У системі *TN-C-S*, також як й у системі *TN-S*, нульовий захисний *PE* і нульовий робочий *N* провідники розділені. Заземлення споживачів можливо як через *PEN* провідник, так і через *PE* провідник (рис. 1.42).



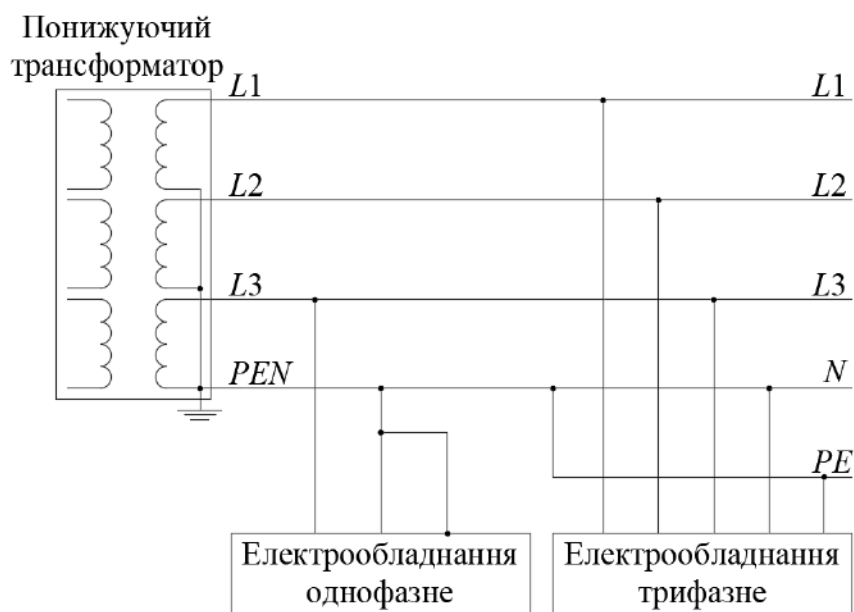


Рисунок 1.42 – Система заземлення *TN-C-S*

Наприклад, для заземлення електричної розетки досить з'єднати окремим провідником її заземлюючий контакт із *PEN* провідником (рис. 1.43).

При розширенні вже існуючих мереж рекомендується прокладати додатково *PE* провідник, що підключається в розподільному щитку до *PEN* провідника.

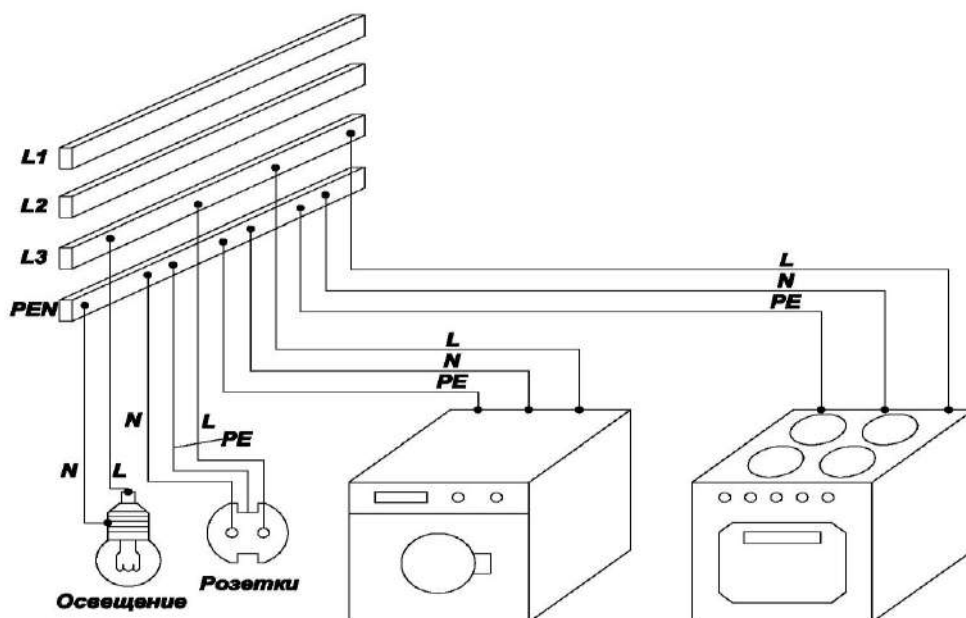


Рисунок 1.43 – Підключення електроустаткування при використанні системи заземлення *TN-C-S*

Використання провідників  $PEN$  або  $PE+N$  для декількох незалежних ланцюгів електроживлення (освітлювальні прилади, розетки, електроплити й т.д.) не допускається. Таке підключення повинне бути реалізоване окремими провідниками через розподільну шину щита електроживлення. Зокрема, у житлових будинках металеві корпуси електроустаткування повинні приєднуватися до захисних провідників, а мережі живлення розеток виконуватися трипровідними, що відповідає системам заземлення  $TN-C-S$ ,  $TN-S$  (рис. 1.44).

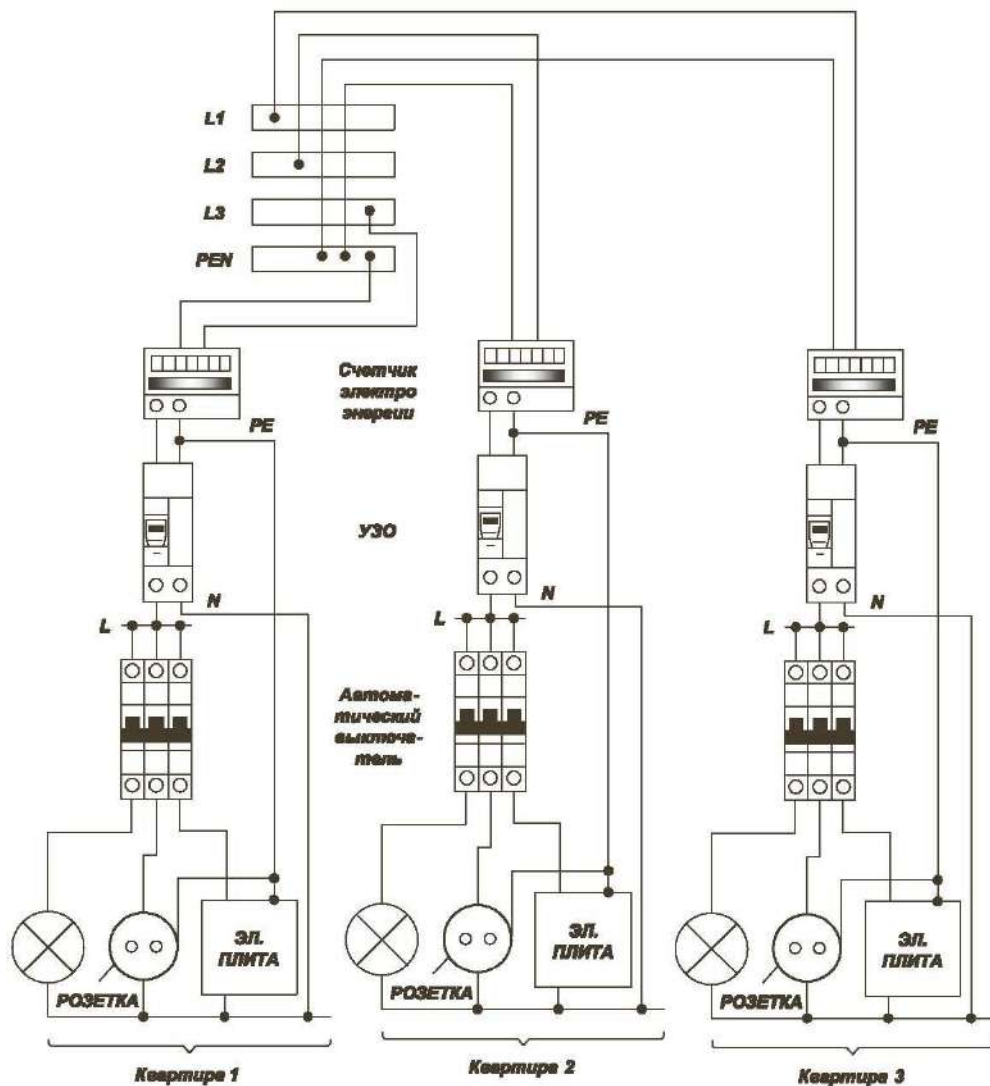


Рисунок 1.44 – Умовна схема розподілу енергії від поверхового щитка

Основним недоліком системи  $TN-C-S$  є те, що в результаті обриву  $PEN$  провідника корпус електроустаткування у випадку порушення ізоляції може виявитися під напругою щодо землі.

З огляду на умови нашої країни, застосування структури  $TN-C-S$  дасть можливість забезпечити необхідний рівень електробезпеки в електроустановках без корінної реконструкції існуючих систем заземлення. При цьому необхідно відзначити, що для забезпечення високого рівня електробезпеки в системах  $TN-S$  й  $TN-C-S$  важливу роль грають пристрої захисного відключення.

У системі заземлення  $TT$  (рис. 1.45) заземлення електроустаткування здійснюється незалежно від заземлення джерела електроенергії – їхні місця заземлення просторово рознесено.

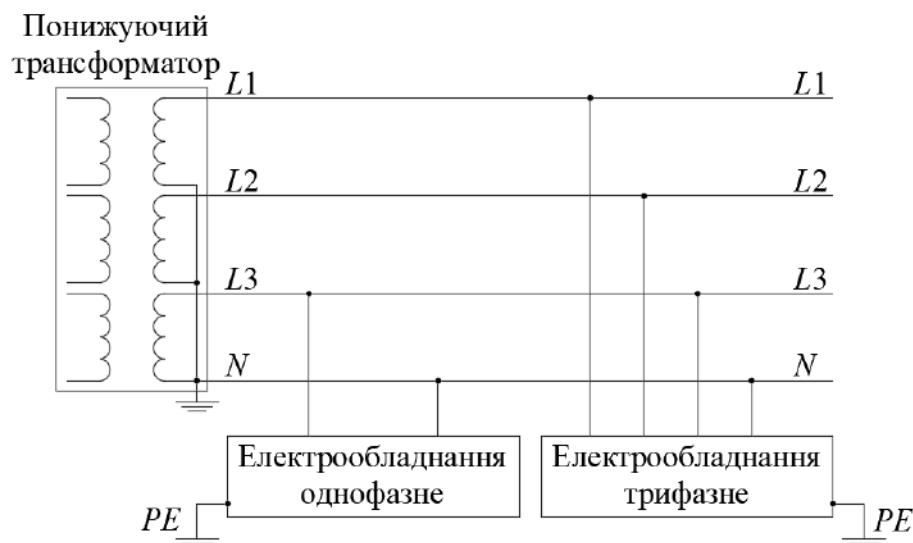


Рисунок 1.45 – Система заземлення  $TT$

Системи заземлення  $IT$  у мережах напругою 380/220 В використовуються, якщо до них пред'являються підвищені вимоги надійності та безпеки, наприклад, у лікарнях для аварійного електропостачання й освітлення.

## **2 РОЗРАХУНКОВЕ НАВАНТАЖЕННЯ У СИСТЕМАХ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ**

### **2.1 Електричне навантаження, графіки електричних навантажень, теоретичне обґрунтування розрахункового навантаження**

Одним із найважливіших параметрів, необхідних для реалізації проєктів електропостачання, керування функціонуванням СЕП, вирішення завдань планування їх розвитку та реконструкції, є електричні навантаження, які необхідно вміти визначати на різних ієрархічних рівнях системи. Коректні значення електричних навантажень дають можливість вибрати параметри елементів електричних мереж (переріз струмопровідних частин, потужність трансформаторів, параметри електричних апаратів та іншого електротехнічного устаткування), режими роботи компенсуючих пристроїв, засобів регулювання напруги, релейного захисту й автоматики потрібних для формування оптимальних режимів роботи системи. При цьому виключається як недовикористання провідникових матеріалів, потужності трансформаторів та іншого устаткування, так і скорочення терміну служби елементів мереж за рахунок їх надмірного перегрівання або підвищеного зношування ізоляції. Тим самим забезпечуються оптимальні обсяги інвестицій і експлуатаційних витрат у об'єкт, що проєктується або знаходиться в експлуатації.

Складність визначення значень електричних навантажень значною мірою пов'язана з тим, що для більшості ЕП вони не є постійними, а під впливом різноманітних випадкових чинників змінюються в часі. При цьому, якщо величина навантаження окремого ЕП у деякий момент часу визначається, в основному, лише технологічним процесом, то для їх групи характер навантаження багато в чому залежить від випадкового зсуву в часі режимів роботи окремих ЕП. Більше того, внаслідок дуже великої різноманітності ЕП та, відповідно, безлічі їхніх можливих комбінацій у групі, зазначені зміни навантаження практично неможливо задати в аналітичній

формі. У зв'язку з цим, зміна навантаження (активної, реактивної, повної потужностей або струму) в часі  $X(t)$  звичайно представляється кривими або ламаними лініями, а також ступінчастими фігурами, що одержали назву графіків електричного навантаження.

Залежно від поставленої мети графіки навантаження можуть розглядатися за різні проміжки часу (технологічний цикл, робоча зміна, доба, рік тощо). Різними можуть бути також методи експериментального визначення й оброблення вихідних даних для їх надання у формі прийнятній для подальшого практичного застосування.

Найчастіше графіки задаються у вигляді часових рядів  $X(t)$ . У цьому випадку ступінь адекватності такого графіка фактично залежить головним чином від величини інтервалів часу  $\Delta t$ , через які фіксуються значення навантажень, або протягом яких навантаження вважається незмінним. Чим менший даний інтервал, тим більшою мірою побудований графік буде відображати фактичну зміну навантаження (рис. 2.1).

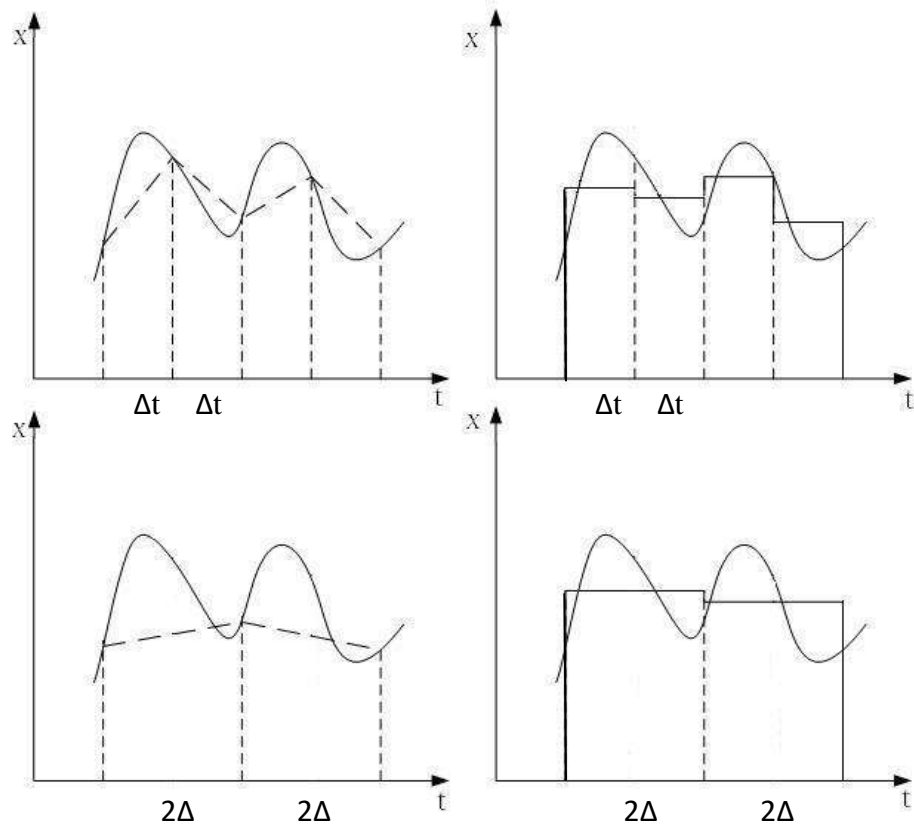


Рисунок 2.1 – Вплив величини інтервалів усереднення на адекватність формованих графіків навантаження

У загальному випадку, класифікація ЕП (насамперед промислових підприємств) може здійснюватися за різними показниками: надійність, номінальна напруга, тип струму, режим роботи тощо. З погляду на режими роботи розрізняють тривалий, короткочасний і повторно-короткочасний. Дана диференціація пов'язана з різним температурним впливом навантажень (залежно від їх режиму роботи) на ЕП і елементи електричних мереж.

При роботі ЕП у тривалому режимі через деякий час досягається теплова рівновага, та встановлюється певна постійна температура самого ЕП і струмопровідних частин системи. Як приклад ЕП, які працюють у даному режимі, можна вказати на електродвигуни компресорів, насосів, вентиляторів, які створюють рівномірне, симетричне навантаження з досить високим і стабільним значенням коефіцієнта потужності.

Короткочасний режим характеризується тим, що після нетривалого ввімкнення та нагрівання ЕП потребує вимкнення, протягом якого його температура та температура його елементів живлення знижується до рівня температури оточуючого середовища. Прикладом таких ЕП можуть слугувати електродвигуни допоміжних механізмів металообробних верстатів.

При повторно-короткочасному режимі період ввімкнення тривалістю  $t_{\text{в}}$  чергується з паузою тривалістю  $t_{\text{п}}$ . У даному режимі тривалість циклу ( $t_{\text{в}} + t_{\text{п}}$ ) звичайно не перевищує 10 хв. Тут має місце поступове нагрівання ЕП, однак, у порівнянні з тривалим режимом (з аналогічним навантаженням) він відбувається повільніше. Характерним прикладом таких ЕП є електродвигуни підйомно-транспортних механізмів і електрозварювальні установки.

Для характеристики даного режиму вводиться показник, який одержав назву тривалості ввімкнення

$$TB = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{в}} + t_{\text{п}}} \quad \text{або} \quad TB = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{в}} + t_{\text{п}}} \cdot 100 \% .$$

Графік навантаження у повторно-короткочасному режимі та визначення показника ТВ наведено на рис. 2.2.

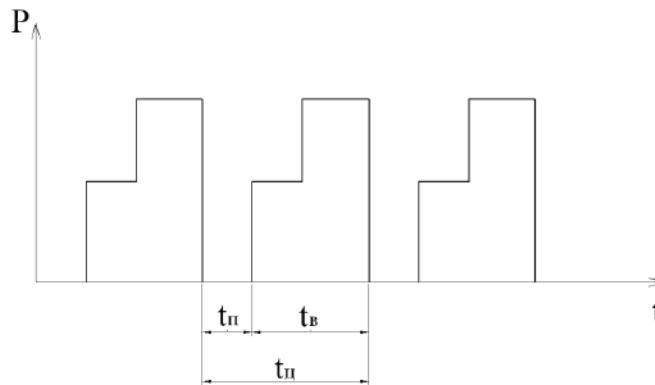


Рисунок 2.2 – Визначення показника ТВ

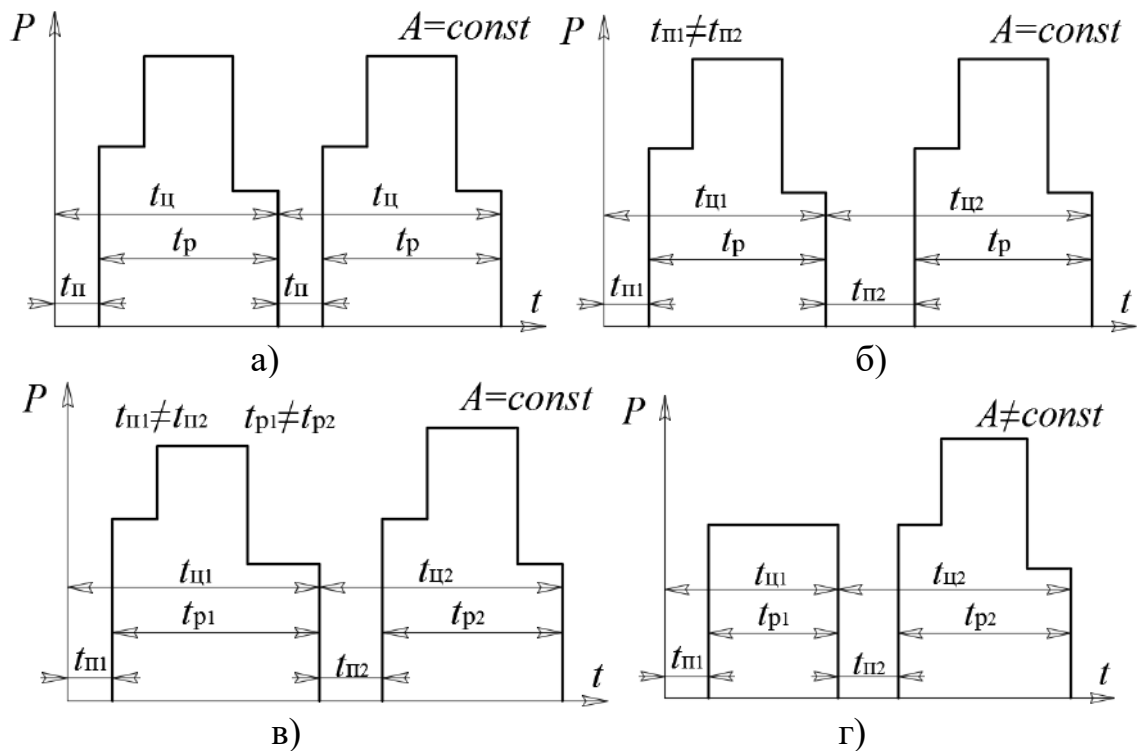
Устаткування, що серійно випускається, зазвичай має наступні значення ТВ: 15 %, 25 %, 40 %, 60 %. Очевидно, якщо  $ТВ = 1$  (або 100 %), це означає, що ЕП працює у тривалому режимі.

Номінальна (встановлена) потужність ЕП, під якою для двигунів розуміють потужність, що розвивається на їх валу при номінальній напрузі, а для інших типів ЕП – споживану з мережі при номінальній напрузі (яка звичайно розглядається в якості початкових даних при визначенні розрахункових навантажень). Для ЕП, що працюють у повторно-короткочасному режимі, номінальна тривала потужність (при  $ТВ = 1$ ) визначається на основі їх паспортної потужності в такий спосіб

$$P_n = P_{\text{пасп}} \sqrt{ТВ}.$$

Додатково режими роботи ЕП можуть бути поділено на такі типи: періодичні, циклічні, нециклічні, нерегулярні (рис. 2.3).

Періодичні графіки (рис. 2.3а) відповідають строго ритмічному, частіш за все – автоматизованому виробництву з однаковими циклами. Для циклічних графіків (рис. 2.3б) характерна певна відмінність циклів, в основному за рахунок різної тривалості пауз. Робочі ділянки циклу залишаються практично незмінними.



а) періодичний; б) циклічний; в) нециклічний; г) нерегулярний

Рисунок 2.3 – Типи індивідуальних графіків

При нециклічних режимах роботи (рис. 2.3в) істотно змінюється тривалість як пауз, так і робочих інтервалів. Може бути трохи відмінним при цьому й характер зміни навантаження в межах робочих інтервалів. Однак обсяг споживання електроенергії за кожен цикл лишається практично незмінним.

Нерегулярний режим роботи (рис. 2.3г) характерний тим, що тут відсутня яка-небудь стабільність споживання електроенергії, тобто технологічний процес має несталий характер.

На практиці найчастіше доводиться мати справу з груповими графіками навантаження, тобто тих, які мають відношення до групи ЕП, поєднаних однією лінією живлення. На відміну від індивідуальних, груповий графік може бути строго періодичним тільки для автоматизованого виробничого процесу, тобто, коли режими роботи окремих ЕП жорстко регламентовані та пов'язані між собою загальним технологічним процесом. В інших випадках груповий графік, строго кажучи, є неперіодичний. Однак, якщо за деякі досить тривалі проміжки часу, які повторюються, споживання



електроенергії для однієї та тієї самої групи ЕП виявляється однаковим, то може бути введено поняття узагальненого циклу. Для промислових підприємств цій умові відповідає так звана найбільш завантажена зміна, а для комунально-побутових споживачів міст і сільськогосподарських районів – доба.

У принципі залежно від конкретного завдання можуть використовуватися графіки, обумовлені різними проміжками часу: технологічний цикл, найбільш завантажена зміна, місяць, рік. Часто корисними є річні графіки, побудовані на підставі даних про місячні максимуми навантаження (рис. 2.4) або, так званий, річний графік навантаження за тривалістю (рис. 2.5), що формується шляхом розміщення ординат у міру убавання їхніх значень.

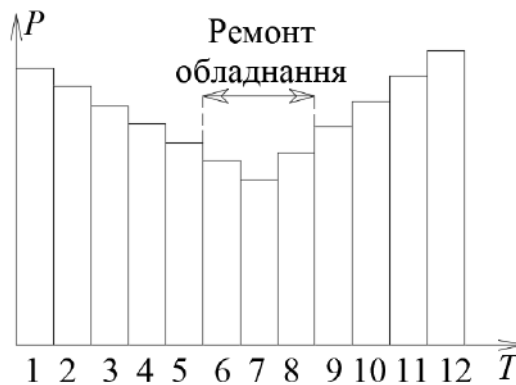


Рисунок 2.4 – Річний графік місячних максимумів навантажень

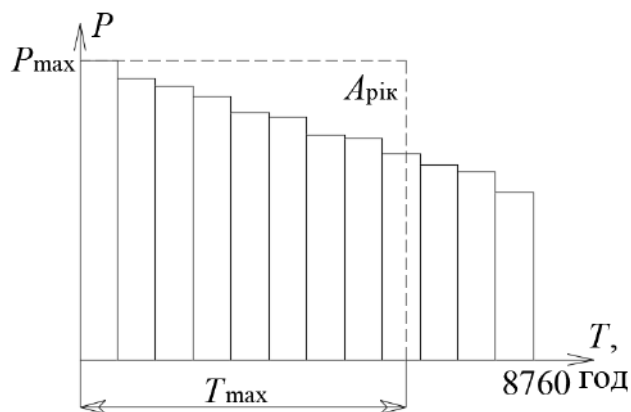


Рисунок 2.5 – Річний графік за тривалістю максимального навантаження

Перший графік може бути використаний, наприклад, при складанні щорічних планів ремонтів і профілактичних оглядів устаткування. Другий графік з огляду на те, що його площа пропорційна спожитій (або відпущеній)

енергії, наочно демонструє можливість визначення такого важливого показника, як час використання максимуму навантаження –  $T_{\max}$ . Дана величина відповідає часу, протягом якого ЕП, працюючи з максимальним навантаженням, споживає електроенергію, що за обсягом дорівнює фактичній, спожитій при роботі за реальним змінним графіком. Зокрема, для графіка активної потужності, маємо:

$$T_{\max} = \frac{A_p}{P_{\max}}.$$

У подальшому буде показано, що величина  $T_{\max}$  використовується в багатьох техніко-економічних розрахунках, пов'язаних із вибором оптимальних параметрів елементів або режимів роботи СЕП.

Графіки електричних навантажень більшою або меншою мірою можуть бути описані переліком їх характерних величин (рис. 2.6).

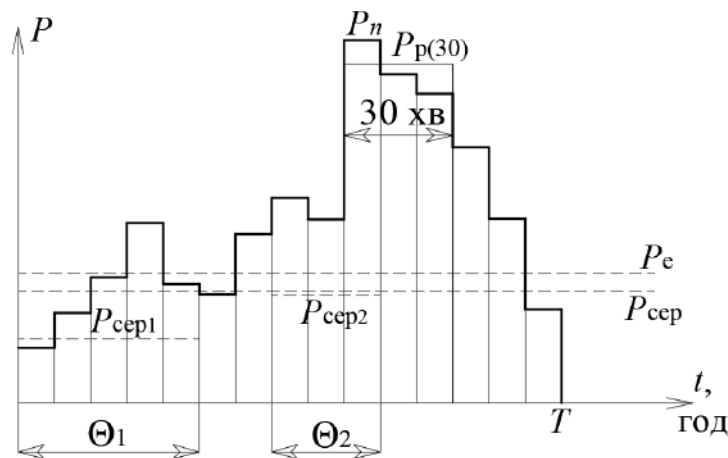


Рисунок 2.6 – Фізичні характеристики графіків електричних навантажень

1. *Номінальна або встановлена потужність* –  $p_n$ . Ця величина відповідає навантаженню, при якому конкретний ЕП може працювати тривалий час. Для групи ЕП маємо

$$P_n = \sum_{i=1}^n p_{ni}.$$

2. *Середнє* навантаження за інтервал часу заданої тривалості у загальному випадку визначається наступним чином

$$X_{\text{сер}\Theta} = \frac{1}{\Theta} \int_t^{t+\Theta} X(t) dt .$$

У наведеному виразі у якості  $X$  може розглядатися активна, реактивна, повна потужність або струмове навантаження.

При різній тривалості інтервалу  $\Theta$  або різному його розташуванню на часовій осі можуть бути отримані різні значення середнього навантаження, наприклад, активної потужності:  $P_{\text{сер}1}$ ,  $P_{\text{сер}2}$  (рис. 2.6). На практиці найбільший інтерес являють середні навантаження за робочу зміну або за добу.

Для групового середнього навантаження також справедливе співвідношення

$$X_{\text{сер}} = \sum_{i=1}^n X_{\text{сер}i} .$$

Середня величина ординати деякого графіка, визначена на деякому інтервалі часу  $T$ , залежить від форми графіка та його тривалості. Важливість даного показника певною мірою пов'язана з відносною простотою його визначення. Наприклад, очевидно, що площа графіка зміни активної потужності характеризує споживання активної енергії за певний період часу. Отже

$$P_{\text{сер}} = \frac{\int_0^T p(t) dt}{T} = \frac{A_p}{T} .$$

Тим часом, визначення середнього струмового навантаження на підставі отриманого значення  $P_{\text{сер}}$  з використанням виразу

$$I_{\text{сер}} = \frac{P_{\text{сер}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{сер}}}$$

пов'язано з внесенням до розрахунку помилки, обумовленої припущенням, що напруга в будь-який момент часу дорівнює номінальній, а коефіцієнт потужності – його середньому (або середньозваженому) за час  $T$  значенню.

### 3. Середньоквадратичне або ефективне навантаження

$$X_{\text{е}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [X(t)]^2 dt}.$$

Це таке стале в часі навантаження, що створює в мережі за деякий період часу  $T$  такі само втрати електричної енергії, як і фактичне, що змінюється в часі. При нерівномірному графіку  $X_{\text{е}}$  завжди більше  $X_{\text{сер}}$ , причому ця різниця зростає в міру збільшення нерівномірності графіка. Відповідно, при сталому навантаженні  $X_{\text{сер}} = X_{\text{е}}$ .

4. *Максимальне навантаження.* Аналогічно попереднім показникам, дана величина також залежить від прийнятих інтервалів усереднення. Тут найбільший інтерес являє собою так зване пікове навантаження – найбільше з усереднених за невеликі (кілька секунд) проміжки часу, а також найбільше з усереднених за певний інтервал часу навантажень, що одержало назву розрахункового. Перший показник слугує для вибору уставок релейного захисту, перевірки мереж за умовами самозапуску електродвигунів, аналізу якості електричної енергії (коливань напруги), другий – в основному для вибору параметрів елементів СЕП.

У практичних розрахунках крім параметрів навантаження в іменованих величинах дуже часто використовуються безрозмірні показники, що називаються коефіцієнтами графіків електричних навантажень. Нижче

розглядаються основні коефіцієнти, які характеризують режим роботи як окремих ЕП, так і їх груп. Загально прийнято, що коефіцієнти індивідуальних графіків позначаються малою літерою, а групових – великою.

*Коефіцієнт використання* визначає відношення середнього навантаження до номінального, причому як середнє найчастіше розглядається навантаження, усереднене за найбільш завантажену зміну (або добу)

$$k_{\text{в}} = \frac{P_{\text{сеп}}}{P_{\text{н}}}, \quad K_{\text{в}} = \frac{P_{\text{сеп}}}{P_{\text{н}}}.$$

Важливою рисою даного показника є можливість безпосереднього обчислення групового коефіцієнта використання на основі аналогічних характеристик окремих ЕП:

$$K_{\text{в}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{в}i} P_{\text{н}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{н}i}}.$$

*Коефіцієнтом ввімкнення* називають відношення тривалості ввімкненого стану ЕП  $t_{\text{в}}$  за час циклу до загальної тривалості циклу  $t_{\text{ц}}$ . З огляду на те, що тривалість ввімкнення ЕП у межах циклу в загальному випадку складається з тривалості роботи  $t_{\text{р}}$  і тривалості холостого ходу  $t_{\text{о}}$ , можна записати

$$k_{\text{в}} = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{ц}}} = \frac{t_{\text{р}} + t_{\text{о}}}{t_{\text{ц}}}.$$

Для визначення групового коефіцієнта ввімкнення використовується значення середньої потужності за узагальнений цикл  $T_{\text{ц}} - p_{\text{н.о}}$

$$p_{\text{н.о}} = k_{\text{в}} p_{\text{н}}.$$

Тоді з урахуванням того, що

$$p_{\text{н.о}} = \frac{1}{T_{\text{ц}}} \int_0^{T_{\text{ц}}} p_{\text{н}}(t) dt = \frac{p_{\text{н}} t_{\text{в}}}{T_{\text{ц}}} = k_{\text{в}} p_{\text{н}},$$

груповий коефіцієнт ввімкнення визначається як середньозважене (за номінальною потужністю) значення коефіцієнтів ввімкнення всіх ЕП, що входять до групи:

$$K_{\text{в}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{в}i} p_{\text{н}i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{н}i}}.$$

Відношення  $\frac{P_{\text{н}}(t)}{P_{\text{н}}} = K_{\text{о}}(t)$  можна розглядати як груповий коефіцієнт

одночасності роботи ЕП у цей момент часу  $t$ . Таким чином, груповий коефіцієнт ввімкнення являє собою середнє за узагальнений цикл значення групового коефіцієнта одночасності

$$K_{\text{в}} = \frac{1}{T_{\text{ц}}} \int_0^{T_{\text{ц}}} K_{\text{о}}(t) dt.$$

Необхідно зазначити, що, на відміну від індивідуального коефіцієнта ввімкнення, поняття групового коефіцієнта ввімкнення позбавлене чіткого фізичного змісту та використовується лише як розрахункова величина.

*Коефіцієнт завантаження* визначається як відношення середньої (за час ввімкнення протягом узагальненого циклу) величини потужності до її номінального значення

$$p_{\text{сер.вкл}} = \frac{p_{\text{сер}}}{\frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{ц}}}} = \frac{p_{\text{сер}}}{k_{\text{вкл}}}.$$

$$\text{Тоді, } k_3 = \frac{P_{\text{сер.вкл}}}{P_{\text{н}}} = \frac{P_{\text{сер}}}{k_{\text{вкл}} P_{\text{н}}} = \frac{k_{\text{в}}}{k_{\text{вкл}}}.$$

При цьому припускаємо, що середнє навантаження за узагальнений цикл дорівнює середньому навантаженню за зміну (що справедливо для періодичних, циклічних і нециклічних графіків навантаження).

Аналогічні залежності справедливі й для групових графіків навантаження

$$K_3 = \frac{K_{\text{в}}}{K_{\text{вкл}}}.$$

*Коефіцієнт форми* графіка навантаження – це відношення середньоквадратичного (ефективного) навантаження до його середнього значення за певний період часу

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{е}}}{P_{\text{сер}}}, \quad K_{\phi} = \frac{P_{\text{е}}}{P_{\text{сер}}}.$$

При наявності ступінчастого графіка навантаження  $P_{\text{е}}$  визначається в такий спосіб

$$P_{\text{е}}^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_i^2,$$

де  $n$  – кількість ординат графіка навантаження.

Аналогічний коефіцієнт для групового графіка визначається істотно складніше. Для цієї мети вводиться поняття ефективного числа ЕП –  $n_{\text{е}}$ . Величина  $n_{\text{е}}$  відповідає числу однакових за потужністю ЕП, що працюють за графіком, і які при ідентичній сумарній номінальній потужності матимуть такий само коефіцієнт форми групового графіка, що й фактичне число ЕП різної номінальної потужності.

Для визначення  $n_e$  на практиці використовуються такі формули

$$n_e = \frac{\left( \sum_{i=1}^n p_{ni} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{ni}^2} \quad \text{або} \quad n_e = \frac{2 \sum_{i=1}^n p_{ni}}{p_{\text{н.найб}}}, \quad (2.1)$$

де  $p_{\text{н.найб}}$  – номінальна потужність (єдинична) найпотужнішого ЕП у групі ЕП.

Тоді коефіцієнт форми групового графіка навантаження може бути визначено у такий спосіб

$$K_\phi = \sqrt{1 + \frac{\sum_{i=1}^n (k_{\phi i}^2 - 1)}{n_e}}.$$

У загальному випадку  $n_e \leq n$ . Це впливає з тих міркувань, що взаємна компенсація на графіках піків і провалів, що виникають випадковим чином, у незалежних ЕП одного режиму роботи менш повна у порівнянні з ситуацією, коли ЕП розрізняються за потужністю. Якщо ж усі ЕП мають однакову номінальну потужність, то

$$n_e = \frac{(np_n)^2}{np_n^2} = \frac{n^2 p_n^2}{np_n^2} = n.$$

Якщо всі ЕП, що входять до групи, мають подібний графік роботи (тобто  $k_{\phi i} = k_\phi$ ), то  $K_\phi = k_\phi$ . При  $n_e \rightarrow \infty$  коефіцієнт форми  $K_\phi \rightarrow 1$ . Це означає, що при необмеженому зростанні числа ЕП, груповий графік для стаціонарного режиму стає постійним з варіацією навантаження  $\gamma \rightarrow 0$ .



Інтерес являє експериментальне визначення  $K_\phi$ . Очевидно, що

$$P_e^2 = \frac{P_1^2 \Delta t_1 + P_2^2 \Delta t_2 + \dots + P_n^2 \Delta t_n}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i}.$$

За умови рівності часових інтервалів  $\Delta t$  одержуємо

$$P_e^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_i^2.$$

Тим часом  $P_i \approx \frac{A_{Pi}}{\Delta t_i}$ , де  $A_{Pi}$  – споживання електроенергії за проміжок часу  $\Delta t_i$ .

Отже

$$P_e^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (A_{Pi})^2}{n(\Delta t_i)^2}.$$

Якщо сумарне споживання енергії за час  $T = \sum_{i=1}^n \Delta t_i$  становить величину

$$A_P, \text{ то } P_{\text{сеп}} = \frac{A_P}{T}.$$

$$\text{Тоді, } K_\phi = \frac{P_e}{P_{\text{сеп}}} = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (A_{Pi})^2}{n(\Delta t)^2}}}{\frac{A_P}{T}} = \frac{1}{\Delta t} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (A_{Pi})^2}{n}} \cdot \frac{T}{A_P} = \sqrt{n} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (A_{Pi})^2}{A_P^2}}.$$

*Коефіцієнт максимуму* групового графіка являє собою відношення максимального (за той або інший період часу) навантаження до його середнього значення за аналогічний період (наприклад, найбільш завантажену зміну)

$$K_{\max} = \frac{P_{\max}}{P_{\text{сеп}}}.$$

*Коефіцієнт попиту* пов'язує величину максимального (тієї або іншої тривалості) навантаження та номінальної потужності

$$K_n = \frac{P_{\max}}{P_n}.$$

Очевидно, що  $K_{\Pi} = K_v K_{\max}$ .

*Коефіцієнт заповнення* групового графіка визначається відношенням середнього навантаження до максимального (за певний період часу), тобто є величиною оберненою щодо коефіцієнту максимуму

$$K_{\text{з.г}} = \frac{P_{\text{сеп}}}{P_{\max}} = \frac{1}{K_{\max}}.$$

*Коефіцієнт співпадіння максимумів навантажень.* У реальних умовах від елементів СЕП найчастіше одночасно отримують живлення різноманітні за своїм характером споживачі, які мають максимум навантаження у різний час. Отже, максимум сумарного навантаження таких елементів не може бути визначений шляхом підсумовування максимумів навантажень окремих ЕП. Таким чином, коефіцієнт співпадіння максимумів ( $K_{\text{с.макс}}$ ) характеризує відношення максимального навантаження групи ЕП до суми максимальних навантажень окремих споживачів. Очевидно, що  $K_{\text{с.макс}} \leq 1$ . У технічній літературі даний показник також називається коефіцієнтом одночасності максимумів, коефіцієнтом участі в максимумі, коефіцієнтом різночасності, коефіцієнтом розбіжності максимумів.

Досить велике поширення у проєктній, та особливо експлуатаційній, практиці керування режимами СЕП одержали так звані типові графіки навантаження. Дані графіки визначаються для характерних груп споживачів (однозмінна школа, продовольчий магазин, механічний цех тощо) та наводяться у відносних одиницях. При цьому для нормалізації графіків, у принципі, можуть використовуватися різні прийоми. Найчастіше застосовуваним на практиці підходом є нормалізація ординат графіка активної та реактивної потужностей щодо їх максимальних значень або щодо максимуму повної потужності

$$P_t^* = \frac{P_t}{\max_t P_t}, \quad Q_t^* = \frac{Q_t}{\max_t Q_t} \quad \text{або} \quad P_t^* = \frac{P_t}{\max_t S_t}, \quad Q_t^* = \frac{Q_t}{\max_t S_t}.$$

У багатьох сучасних інформаційно-обчислювальних комплексах, що слугують для моделювання режимів СЕП, використовуються досить великі бази типових графіків, які диференціюються не лише за групами споживачів, але також за сезонами року та навіть характерними днями тижня (робочий, суботній і вихідний дні). Сам по собі типовий графік не надає інформації щодо величини навантаження, а лише відображає характер його зміни в часі. Тому при моделюванні режимів крім типових графіків також використовуються значення розрахункового навантаження або результати періодичних вимірювань (струмового навантаження, потужності) або навіть дані про електроспоживання. У зв'язку з цим для можливості адекватного й ефективного використання зазначених даних типові графіки можуть нормалізуватися й іншим способом.

Незалежно від того, які графіки навантаження розглядаються, та на підставі яких даних вони формуються, одним із найбільш важливих питань лишається обґрунтування оптимальної тривалості усереднення при знаходженні значень окремих ординат. Дане питання досить тісно пов'язано з визначенням розрахункових навантажень [10].

Протікання струму елементами електричної мережі супроводжується тепловим ефектом. У технічних даних устаткування для нормальних умов його застосування вказується незмінне в часі струмове навантаження (номінальний струм), яке за умовами нагрівання є допустиме протягом тривалого часу, тобто таке, що забезпечує його надійну та довгострокову роботу. Як технічний критерій, що визначає допустимість навантаження, приймається або деяка температура устаткування, або заданий рівень зношення ізоляції.

Під час протікання струму елементи мережі нагріваються. Якби не було віддачі тепла в оточуюче середовище, все виділене в провіднику тепло йшло б на його нагрівання. При цьому температура устаткування змінювалася б за лінійним законом. Однак у дійсності нагрівання елементів мережі супроводжується віддаванням частини теплоти в оточуюче середовище, а інтенсивність цього процесу залежить від різниці температур поверхні струмопровідного елемента й оточуючого середовища. Природно, що в процесі нагрівання швидкість підвищення температури поступово сповільнюється, й після настання теплової рівноваги температура стабілізується: частина одержуваної провідником теплової енергії віддається в оточуюче середовище за рахунок теплопровідності, випромінювання або конвекції.

У найпростішому вигляді рівняння теплового балансу можна представити у такий спосіб

$$3I^2 R_0 (1 + \alpha \psi_{\text{ог}}^{\circ}) dt = C d\tau + A \tau dt, \quad (2.2)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт, який враховує зміну опору провідника від його температури;

$\psi_{\text{ог}}^{\circ}$  – температура обладнання;

$C$  – теплоємність обладнання;

$A$  – тепловіддача в оточуюче середовище;

$\tau$  – різниця температури обладнання й оточуючого середовища,  
 $\tau = (\psi_{об}^o - \psi_{нс}^o)$ .

Для порівняно невеликого діапазону зміни температури (не розглядаючи, наприклад, процеси КЗ) можна прийняти ряд допущень. Зокрема, вважаємо, що віддача тепла в оточуюче середовище пропорційна різниці температур, теплоємність оточуючого середовища необмежена, коефіцієнт теплоємності постійний і не залежить від температури, при збільшенні температури коефіцієнт тепловіддачі зростає, але це компенсується збільшенням опору (у такий спосіб можна допустити, що  $A = A_0$  й  $\alpha = 0$ ).

У цьому випадку вираз (2.2) після деяких перетворень буде представлено в такому вигляді

$$T_0 \frac{d\tau}{dt} + \tau = 3I^2 \frac{R_0}{A_0},$$

де  $T_0$  – стала часу нагрівання провідника,  $T_0 = \frac{C}{A_0}$ .

Розрахункове навантаження  $I_p$  (тобто навантаження усереднене на деякому часовому інтервалі та вважається незмінним у часі) повинне забезпечувати такий самий температурний вплив (перегрівання провідника або старіння ізоляції), що й фактичне навантаження, що змінюється у часі,  $I_t$ .

У процесі визначення оптимальної тривалості інтервалу усереднення виходять із наступних міркувань. Інтервал не повинен бути занадто малим, щоб урахувати інтегральний характер впливу навантаження на температуру провідника. Тим часом він не може бути і дуже великим, щоб не пропустити пікове навантаження, що може викликати значне перегрівання провідника, й тим самим не втратити зв'язок між усередненою величиною навантаження та найбільшим перегріванням провідника у розглянутому інтервалі. Зазначена умова виконується, якщо навантаження на попередньому інтервалі часу принципово не впливає на процес нагрівання провідника, а найбільше його

перегрівання досягається наприкінці інтервалу. Доведено, що всі наведені умови будуть задоволені, якщо інтервал усереднення  $\Theta$  складає величину, яка дорівнює трикратному значенню сталої часу нагрівання. Таким чином, максимальне з середніх навантажень, усереднених за інтервал  $\Theta = 3T_0$ , приймається як розрахункове навантаження. Параметр  $T_0$  істотно відмінний для ліній і трансформаторів. Більше того, він різний для повітряних і кабельних ліній, залежить від умов прокладання та перерізу провідників.

Величина інтервалу усереднення (а, отже, і розрахункового навантаження) може бути також обґрунтована, розглядаючи графіки навантаження як випадковий процес, що у математичному плані найбільш адекватно віддзеркалює їх природу.

Фіксуючи для певних інтервалів часу характер зміни навантаження за різними змінами (добі) можна встановити, що кожен запис графіка являє собою лише деяку часткову реалізацію  $X_i(t)$  випадкового процесу  $X(t)$  зміни навантаження у часі (рис. 2.7). Випадковий процес характеризується, як сукупністю всіх можливих його часткових реалізацій  $X_i(t)$ , так і сукупністю випадкових величин  $X(t_j)$  для будь-яких моментів часу  $t$ , тобто знайденими за часовими перетинами значеннями математичного очікування  $M\{X_t\}$ , дисперсії  $D\{X_t\}$  та кореляційною функцією  $K_t$  (рис. 2.7). Якщо процес має сталий (стаціонарний) характер, то всі зазначені характеристики не залежать від часу  $t$ . При цьому кореляційний момент двох випадкових величин  $X_t$  і  $X_{t+\tau}$  буде залежати тільки від величини  $\tau$ . Графіки навантаження є цілком не є стаціонарними. Однак дана умова дотримується для деяких їх ділянок, що отримали назву інтервалів стаціонарності.

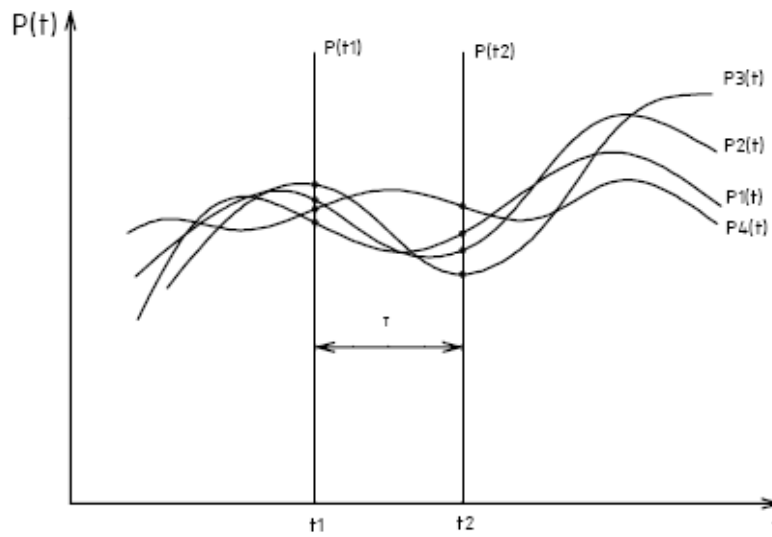


Рисунок 2.7 – Зміна навантаження як випадковий процес

Зазначений аналіз дає змогу обґрунтувати формування ступінчастих графіків навантаження. Очевидно, що для окремих періодів доби (зміни) інтервали стаціонарності можуть бути різні (наприклад, у період нічного провалу навантаження або його ранкового максимуму). Разом із тим дослідження показали, що у більшості випадків результати такого аналізу збігаються з попередніми рекомендаціями стосовно того, що інтервал стаціонарності повинен дорівнювати трикратному значенню сталої часу нагрівання. Наведені міркування дають можливість сформулювати ступінчатий графік, одержаний на основі початкового шляхом його усереднення на послідовних інтервалах часу – ділянках стаціонарності. Побудований у такий спосіб графік уже являє собою дискретну послідовність випадкових величин  $P_{\Theta 1}$ ,  $P_{\Theta 2}$ , ...,  $P_{\Theta n}$  ... Це дає змогу надалі розглядати характеристики випадкового графіка зміни навантаження певного типу, нехтуючи фактором часу, тобто як випадкові величини. На даному посиланні засновано ймовірно-статистичні методи аналізу навантажень.

Групове навантаження будь-якого елемента електричної мережі являє собою суму індивідуальних навантажень. Виходячи з цього та керуючись теоремою Ляпунова можна стверджувати, що випадкова величина групового навантаження за наявності в групі не менш десяти ЕП підкоряється нормальному закону розподілу

$$E(P) = \frac{1}{\sqrt{2\pi D(P)}} \int_{-\infty}^P e^{-\frac{\{P-M(P)\}^2}{2D(P)}} dP.$$

Основними числовими характеристиками нормального закону розподілу є математичне очікування  $M(P)$  та дисперсія  $D(P)$ . Окрім цього, у багатьох випадках для характеристики випадкових величин використовуються такі показники, як середньоквадратичне відхилення

$$\sigma_P = \sqrt{D(P)} \text{ та варіація } \gamma_P = \frac{\sigma_P}{M(P)}.$$

Дисперсію навантаження (як дисперсію випадкової величини) може бути визначено у такий спосіб

$$D(P) = M(P^2) - M^2(P).$$

Якщо математичне очікування навантаження задане його середнім значенням  $M(P) = P_{\text{сеп}}$ , то з огляду на те, що  $M(P^2)$  являє собою ефективне (середньоквадратичне) значення навантаження, дисперсію можна також обчислити, використовуючи наступний вираз

$$D(P) = P_e^2 - P_{\text{сеп}}^2.$$

У випадку, коли режими роботи окремих ЕП групи незалежні, то

$$M(P_{\Sigma}) = \sum_i M(P_i), \quad D(P_{\Sigma}) = \sum_i D(P_i).$$



У загальному випадку

$$D(P_{\Sigma}) = \sum_i D(P_i) + 2 \sum_{i < j} K_{ij}, \quad (2.3)$$

де  $K_{ij}$  – кореляційний момент випадкових величин навантажень  $P_i$  й  $P_j$ .

При цьому у виразі (2.3) враховуються всі можливі попарні сполучення навантажень ЕП, що входять до групи.

Кореляційний момент характеризує зв'язок між випадковими величинами. Наявність кореляційного зв'язку між парою ЕП, у загальному випадку, може призводити як до збільшення, так і до зменшення сумарного навантаження, залежно від характеру навантажень окремих споживачів. Природно, оскільки для незалежних випадкових величин кореляційний момент дорівнює нулю.

Часто для характеристики зв'язків між випадковими величинами застосовуються безрозмірні показники, які називають коефіцієнтами кореляції.

$$r_{ij} = \frac{K_{ij}}{\sigma_i \sigma_j}.$$

Характеризуючи ступінь лінійної залежності між випадковими величинами, коефіцієнт кореляції, у принципі, може набувати значення в діапазоні від -1 до +1. При цьому своїх граничних значень  $\pm 1$  коефіцієнт кореляції набуває за наявності строгої функціональної залежності між параметрами. Позитивна кореляція між випадковими величинами  $r_{ij} > 0$  свідчить про те, що при зростанні однієї величини інша також має тенденцію до зростання. Відповідно, негативна кореляція  $r_{ij} < 0$  свідчить, що зі зростанням однієї випадкової величини інша має тенденцію до зниження.

При нормальному розподілі, теоретично, як завгодно великі та як завгодно малі (навіть негативні) значення навантажень з дуже малою, але все-таки відмінною від нуля ймовірністю, можуть мати місце. Тому вважають такими, що практично дорівнюють нулю, ймовірності, які не перевищують деякої величини  $\lambda$ . Відповідно до цього значення навантаження, що перевищують деяке значення  $P_{\max}$ , розглядаються як неможливі, якщо

$$E(P \geq P_{\max}) = 1 - E(P \leq P_{\max}) = 1 - E(P_{\max}) < \lambda.$$

Максимальні навантаження в цьому випадку можуть бути визначені в такий спосіб:

$$P_{\max} = P_{\text{сеп}} + \beta \sigma_P.$$

При цьому величина  $\beta$  залежить від прийнятої в розрахунках ймовірності  $\lambda$ . Можна показати, що при  $\beta = 3; 2,5; 2; 1,65$  ймовірності перевищення фактичним навантаженням величини  $P_{\max}$  відповідно становлять: 0,0001; 0,005; 0,025; 0,05.

Раніше вже зазначалося, що сталі часу нагрівання  $T_0$  струмопровідних частин, що підлягають вибору при проектуванні СЕП, строго кажучи, різні. Відповідно, різними повинні бути й інтервали усереднення навантажень при визначенні їх розрахункових значень. Даний факт може бути враховано при використанні ймовірнісно-статистичних методів розрахунку.

Допустимо, що вимірювання навантаження виконувалися через кожні  $t$  хвилин. На їх підставі для отриманого графіка обчислено значення  $P_{\text{сеп}}$  і  $\sigma_P$ . Тепер розіб'ємо графік на  $K$  інтервалів більшої тривалості  $\alpha t$  ( $\alpha > 1$ ).

Середнє навантаження для кожного з нових інтервалів може бути визначено в такий спосіб:

$$P_1 = \frac{P_{11} + \dots + P_{1\alpha}}{\alpha}, \dots, P_k = \frac{P_{k1} + \dots + P_{k\alpha}}{\alpha}.$$

Середнє інтегральне значення навантажень  $P_1, \dots, P_k$  залишається незмінним і дорівнює  $P_{\text{сер}}$ . Тим часом дисперсія цих навантажень, що є середніми значеннями вибірок обсягом  $\alpha$  елементів кожна, зменшується та визначається відповідно до властивості дисперсії

$$\sigma_{\alpha}^2 = \frac{\sigma^2}{\alpha}, \text{ або } \sigma_{\alpha} = \frac{\sigma}{\sqrt{\alpha}}.$$

Тоді, якщо при певному розрахунковому навантаженні для вибору параметрів деякого елемента мережі необхідно приймати більшу сталу часу нагрівання ( $T > T_0$ ), а відповідно й більший інтервал усереднення, то необхідну корекцію значення розрахункового навантаження можна виконати на підставі виразу

$$P_{\text{max}} = P_{\text{сер}} + \frac{\beta \sigma_{T_0}}{\sqrt{\frac{T}{T_0}}}.$$

Практичний інтерес являє розгляд ситуації, коли по деякій лінії мережі отримують живлення  $m$  однотипних (з ідентичними значеннями  $P_{\text{сер}i}, \sigma_i$ ), незалежних ( $r_{ij} = 0$ ) навантажень. Середнє навантаження головної ділянки, з огляду на те, що математичне очікування суми незалежних випадкових величин дорівнює сумі їхніх математичних очікувань, складе

$$\bar{P}_{\text{сер}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{сер}i} = m P_{\text{сер}i}.$$

Аналогічним чином для дисперсії маємо

$$\bar{D} = \sum_{i=1}^m D_i.$$

$$\text{Відповідно, } \bar{\sigma} = \sqrt{\bar{D}} = \sigma_i \sqrt{m}.$$

При цьому максимальне навантаження головної ділянки буде становити

$$P_{\max} = \bar{P}_{\text{сер}} + \beta \bar{\sigma} = m P_{\text{сер}i} + \beta \sigma_i \sqrt{m} = m P_{\text{сер}i} \left( 1 + \beta \frac{\sigma_i}{P_{\text{сер}i} \sqrt{m}} \right) = m P_{\text{сер}i} \left( 1 + \beta \frac{\gamma}{\sqrt{m}} \right),$$

де  $\gamma$  – варіація навантаження.

Таким чином, максимальне навантаження групи однотипних ЕП залежать від середнього навантаження окремого ЕП, характеристики її варіабельності  $\gamma$ , кількості ЕП, і для неї завжди буде виконуватися умова

$$P_{\max} \leq \sum_{i=1}^m P_{\max i}. \text{ Для характеристики різниці між } P_{\max} \text{ і } \sum_{i=1}^m P_{\max i} \text{ слугує}$$

$$\text{коефіцієнт різночасності } K_{\text{різн}} = \frac{P_{\max}}{\sum_{i=1}^m P_{\max i}}. \text{ Зокрема, для умов } P_{\text{сер}i} = 1 \text{ кВт,}$$

$\sigma_i = 0,5$  кВт,  $\beta = 2$ , коефіцієнт різночасності, залежно від кількості ЕП, які входять до складу групи, змінюється відповідно до кривої, наведеної на рис. 2.8.

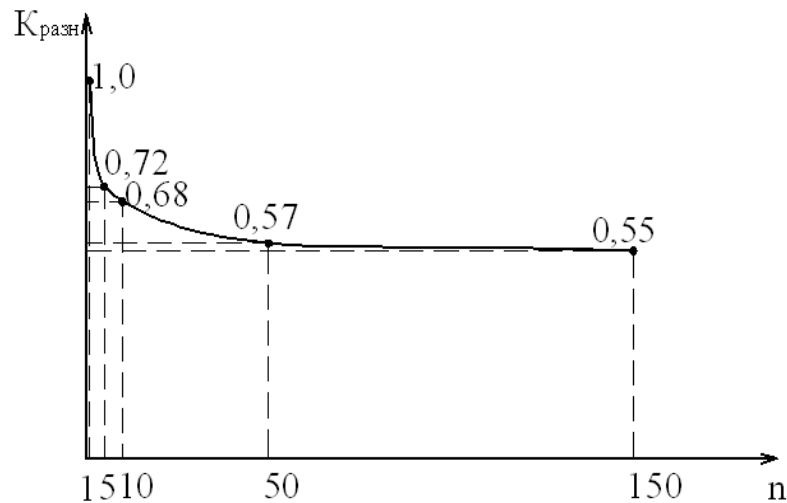


Рисунок 2.8 – Зміна коефіцієнта різночасності навантажень залежно від числа ЕП, що входять до групи

## 2.2 Практичні методи визначення розрахункових навантажень у системах електропостачання промислових підприємств

У СЕП промислових підприємств визначення величини розрахункового навантаження здійснюється, виходячи з оцінки теплового ефекту, що проявляється в нагріванні струмопровідних частин або у формі теплового зношування ізоляції. Як розрахункове навантаження приймають незмінний струм  $I_p$ , що викликає тепловий ефект аналогічний тому, до якого призводить протікання фактичного, змінного в часі струму  $I(t)$ . При проектуванні електропостачання розрахункове навантаження повинно визначатися на різних ієрархічних рівнях [11].

У якості найбільш характерних розрахункових точок у СЕП промислових підприємств (рис. 2.9) виділяють:

- окремі ЕП;
- силові розподільні пункти (СП) і щитки освітлення (ЩО);
- кабельні лінії або розподільні шинопроводи напругою до 1000 В;
- збірні шини цехових ТП і магістральні шинопроводи;
- розподільні лінії 6–10 кВ, що живлять цехові трансформатори або окремі високовольтні ЕП;

- Як відмічалось вище, залежно від конкретного елемента електричної мережі у якості розрахункового розглядається максимальне середнє навантаження, визначене на різних часових інтервалах. Відповідно до існуючих нормативних документів інтервали усереднення вибираються, виходячи з того, що стала часу нагрівання складає:

- 

101

Метод коефіцієнта розрахункового навантаження визнано основним для проєктування СЕП промислових підприємств [6]. При використанні даного методу як початкові дані використовуються:

- номінальна (встановлена) потужність окремих ЕП –  $p_{hi}$ . Для агрегатів із приводом, який містить декілька двигунів, приймається найбільша сума номінальних потужностей одночасно працюючих двигунів;
- номінальна реактивна потужність, тобто реактивна потужність, яку ЕП споживає з мережі або віддає в мережу при номінальній активній потужності та номінальній напрузі, а для синхронних двигунів – при номінальному струмі збудження:

$$q_{hi} = p_{hi} \operatorname{tg} \varphi_{hi},$$

де  $\operatorname{tg} \varphi_{hi}$  – паспортне значення коефіцієнта реактивної потужності;

- коефіцієнт використання окремих ЕП або характерних їх категорій

$$k_b = \frac{p_{\text{ср}}}{p_n}.$$

У цьому випадку до однієї категорії відносять ЕП, що мають однакове технологічне призначення та однакові верхні границі можливих значень  $k_b$  та  $\operatorname{tg} \varphi$ . Значення коефіцієнтів використання для окремих категорій ЕП наведено в довідковій літературі (наприклад, таблиця А.1).

Звичайно визначення розрахункового навантаження починається з нижніх ієрархічних рівнів. Відповідний алгоритм містить у собі такі операції:

1. Всі ЕП незалежно від їхньої номінальної потужності поєднуються в групи за характерними категоріями. У межах кожної категорії всі ЕП мають однакові значення  $k_b$  та  $\operatorname{tg} \varphi$ .

2. Фіксується найменша ( $p_{n.\text{найм}}$ ) та найбільша ( $p_{n.\text{найб}}$ ) номінальні потужності окремого ЕП для кожної категорії/групи.

3. За наявності в групі однофазних ЕП, які розподілені по фазах з нерівномірністю, що не перевищує 15 % (відносно сумарної потужності

трифазних і однофазних ЕП групи), вони можуть бути представлено як еквівалентні трифазні такої ж сумарної номінальної потужності. Якщо нерівномірність розподілу навантаження перевищує 15 %, то номінальна еквівалентна трифазна потужність приймається такою, що дорівнює трикратному значенню потужності найбільш завантаженої фази. При цьому, якщо ряд ЕП підключений на лінійну напругу, то еквівалентне однофазне навантаження обчислюється у такий спосіб

$$P_A = \frac{P_{AB} + P_{AC}}{2}, \quad P_B = \frac{P_{AB} + P_{BC}}{2}, \quad P_C = \frac{P_{BC} + P_{AC}}{2}.$$

4. Обчислюються групова номінальна активна й реактивна потужності

$$P_H = \sum_{i=1}^n p_{Hi}, \quad Q_H = \sum_{i=1}^n p_{Hi} \operatorname{tg} \varphi_i.$$

5. Визначаються, так звані, проміжні значення активної та реактивної потужності

$$p_{\text{пр}} = p_H k_B, \quad q_{\text{пр}} = p_H \operatorname{tg} \varphi,$$

$$P_{\text{пр}} = \sum_{i=1}^n p_{Hi} k_{Bi}, \quad Q_{\text{пр}} = \sum_{i=1}^n p_{Hi} \operatorname{tg} \varphi_i.$$

По суті у процесі виконання даних розрахунків знаходимо найбільше можливе значення середньої активної та реактивної потужностей за найбільш завантаженою зміну, тобто за зміну з найбільшим споживанням електричної енергії групою ЕП, цехом, або підприємством у цілому.

6. Обчислюється значення групового коефіцієнта використання

$$K_B = \frac{P_{\text{пр}}}{P_H} \quad \text{або} \quad K_B = \frac{\sum_{i=1}^n p_{Hi} k_{Bi}}{\sum_{i=1}^n p_{Hi}},$$

де  $n$  – число ЕП, що входять до групи.



7. Визначається ефективне число ЕП  $n_e$ . Як уже вказувалося, ця величина відповідає кількості ЕП однакової потужності з ідентичним режимом роботи, що спричиняють таке ж значення основних показників групового графіка навантаження, а відповідно – і розрахункового навантаження, що й реальна група ЕП різної потужності.

Розрахункове (попереднє) значення ефективної кількості ЕП  $n_{p.e}$  для незначної кількості ЕП ( $n < 10$ ) визначається за виразом (2.1). При значній кількості ЕП ( $n \geq 10$ ) розрахункове (попереднє) значення ефективної кількості ЕП може бути визначено за спрощеною формулою

$$n_{p.e} = \frac{2 \sum P_n}{P_{n.найб}}.$$

Значення (остаточне) ефективної кількості ЕП  $n_e$  приймається виходячи з наступних умов:

- якщо  $\frac{P_{n.найб}}{P_{n.найм}} \leq 3$ , то вважають, що  $n_e = n$ ;
- якщо  $\frac{P_{n.найб}}{P_{n.найм}} > 3$  та  $n_{p.e} \geq n$ , то вважають, що  $n_e = n$ ;

якщо  $\frac{P_{n.найб}}{P_{n.найм}} > 3$  та  $n_{p.e} < n$ , то вважають, що  $n_e$  приймають отримане

значення  $n_{p.e}$  округлене до найменшого цілого.

8. Знаходять коефіцієнт розрахункового навантаження  $K_p$  у функції від групового коефіцієнта використання й ефективного числа ЕП. Залежно від розрахункової точки даний коефіцієнт вибирається з таблиці А.2 (розрахункові точки 1, 2, 3 на рис. 2.9) або з таблиці А.3 (розрахункова точка 4 на рис. 2.9).

9. Обчислюють розрахункову активну потужність

$$P_p = K_p P_{пр}.$$

10. Визначають розрахункову реактивну потужність:

Для мереж напругою до 1000 В та розподільних шинопроводів (розрахункові точки 1, 2, 3 на рис. 2.9):

- при  $n_{\epsilon} \leq 10 \rightarrow Q_p = 1,1Q_{\text{пр}};$
- при  $n_{\epsilon} > 10 \rightarrow Q_p = Q_{\text{пр}}.$

Для магістральних шинопроводів і збірних шин ТП (розрахункова точка 4 на рис. 2.9)

$$Q_p = K_p Q_{\text{пр}}.$$

11. Знаходять розрахункове струмове навантаження

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3}U_n}.$$

Як правило, визначення розрахункових навантажень виконується у вигляді таблиці встановленої форми Ф636-92 (таблиця А.4).

Як вже зазначалося, процедура визначення розрахункового навантаження однофазних ЕП має певні особливості [12]. Загальну схему їх обчислення можна представити таким чином. Очевидно, що, перш за все, всі однофазні ЕП необхідно намагатися максимально рівномірно розподілити по фазах трифазної мережі. Вважається, що розподіл по фазах однофазних ЕП виконано рівномірно, якщо сумарна номінальна потужність, що залишилася нерозподіленою рівномірно по фазах, не перевищує 15 % загального навантаження вузла мережі (загальної потужності трифазних і однофазних ЕП, розподілених по фазах рівномірно). Якщо симетричний розподіл всіх навантажень з тих чи інших обставин є неможливим, то для однофазних споживачів, у залежності від схеми їх включення, еквівалентні навантаження, які використовуються у розрахунках замість номінальних (так звану, умовну трифазну номінальну потужність), при кількості ЕП більше 4 та при

однакових значеннях коефіцієнтів потужності та використання, визначаються у такий спосіб

$$P_{\text{н}} = 3P_{\text{н.мак}}, \quad S_{\text{н}} = 3S_{\text{н.мак}},$$

або

$$P_{\text{н}} = \sqrt{3} \sqrt{P_{1\text{н}} + P_{2\text{н}} + P_{1\text{н}} P_{2\text{н}}}, \quad S_{\text{н}} = \sqrt{3} \sqrt{S_{1\text{н}} + S_{2\text{н}} + S_{1\text{н}} S_{2\text{н}}},$$

де  $P_{\text{н.мак}}$ ,  $S_{\text{н.мак}}$  – сумарна номінальна потужність ЕП найбільш завантаженої фази при включенні на фазну напругу;

$P_{1\text{н}}$ ,  $P_{2\text{н}}$  – найбільша та наступна за цією величиною номінальна потужність ЕП найбільш завантажених пар фаз при включенні на лінійну напругу.

Найбільш завантаженою вважають фазу, що має найбільше середнє навантаження від однофазних ЕП. При цьому навантаження при необхідності попередньо приводять до  $TB = 100\%$

$$P_{AB} = nS_{\text{н}} \sqrt{TB} \cos \varphi, \quad (2.4)$$

де  $P_{AB}$  – приведені навантаження однофазних ЕП, які включено на фази  $A$  та  $B$ ;

$n$  – кількість ЕП однакової номінальної потужності, які мають ідентичний коефіцієнт потужності;

При наявності однофазних навантажень підключених як на лінійну, так і на фазну напругу, маємо

$$P_A = \frac{P_{AB} + P_{AC}}{2} + P_{A0}. \quad (2.5)$$

Навантаження інших фаз визначаються аналогічно (2.4) та (2.5).

Якщо значення коефіцієнтів потужності або коефіцієнтів використання різні й однофазні приймачі підключені як на фазну, так і на лінійну напругу,

то розрахунки, пов'язані з визначенням середнього навантаження кожної фази здійснюються відповідно наступних виразами

$$P_{\text{ср}(A)} = K_B P_{AB} p_{AB}^{(A)} + K_B P_{CA} p_{CA}^{(A)} + K_B P_A,$$

$$Q_{\text{ср}(A)} = K_B P_{AB} q_{AB}^{(A)} + K_B P_{CA} q_{CA}^{(A)} + K_B P_A \operatorname{tg} \varphi_A,$$

де  $P_{\text{ср}(A)}$ ,  $Q_{\text{ср}(A)}$  – середнє за зміну відповідно активне та реактивне навантаження на фазу  $A$ ;

$P_{AB}$  – номінальна потужність ЕП включених на фази  $AB$ ;

$p_{AB}^{(A)}$ ,  $q_{AB}^{(A)}$  – коефіцієнти приведення (таблиця 2.1) до фази  $A$  відповідно активного та реактивного навантажень, підключених до фаз  $AB$  та  $CA$ .

Таблиця 2.1 – Коефіцієнти приведення

Позначення	Значення $\cos \varphi$							
	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,8	0,9	1,0
$p_{AB}^{(A)}, p_{BC}^{(B)}, p_{CA}^{(C)}$	1,17	1,0	0,89	0,84	0,8	0,72	0,64	0,5
$p_{AB}^{(A)}, p_{CA}^{(C)}, p_{BC}^{(B)}$	-0,17	0	0,11	0,16	0,2	0,28	0,36	0,5
$q_{AB}^{(A)}, q_{BC}^{(B)}, q_{CA}^{(C)}$	0,86	0,58	0,38	0,3	0,22	0,09	-0,05	-0,29
$q_{AB}^{(A)}, q_{CA}^{(C)}, q_{BC}^{(B)}$	1,44	1,16	0,96	0,88	0,8	0,67	0,53	0,29

При спільному підключенні до трифазної мережі однофазних і трифазних ЕП, розрахункове навантаження визначають наступним чином:

$$P_p = K_p \left( \sum_{i=1}^n P_{\text{ср}i} + \sum_{i=1}^m P_{\text{ср}i} \right) + \sum_{i=1}^v P_{\text{ср}i} + \sum_{i=1}^w P_{\text{ср}i},$$

якщо  $n_e \leq 10$ , то

$$Q_p = 1,1 \left( \sum_{i=1}^n Q_{\text{ср}i} + \sum_{i=1}^m Q_{\text{ср}i} \right) + \sum_{i=1}^v Q_{\text{ср}i} + \sum_{i=1}^w Q_{\text{ср}i},$$

у протилежному випадку, коли  $n_e > 10$ , то

$$Q_p = \sum_{i=1}^n Q_{\text{ср}i} + \sum_{i=1}^m Q_{\text{ср}i} + \sum_{i=1}^v Q_{\text{ср}i} + \sum_{i=1}^w Q_{\text{ср}i},$$

де  $n, v$  – відповідно число трифазних і однофазних ЕП зі змінним графіком навантажень;

$m, w$  – відповідно число трифазних і однофазних ЕП з практично постійним графіком навантажень.

Природно, існують певні специфічні ЕП, які припускають застосування спеціальних методів визначення розрахункових навантажень. Так, зокрема, як розрахункове навантаження машин контактного зварювання приймають їх ефективне (середньоквадратичне) навантаження. Попередньо всі машини розбивають по відповідних парах фаз. Після цього обчислюють

$$S_{\epsilon AB} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n S_{\text{сеп}i}\right)^2 + 3\sum_{i=1}^n S_{\text{ei}}^2},$$

де  $S_{\text{сеп}}$ ,  $S_{\text{е}}$  – середня й ефективна потужності машин, які підключено до відповідної пари фаз.

У цьому випадку

$$S_{\text{сеп}} = S_{\text{пik}} K_{\text{в}}, \quad S_{\text{е}} = \sqrt{S_{\text{пik}}^2 K_{\text{в}}},$$

де  $S_{\text{пik}}$  – пікова потужність машини,  $S_{\text{пik}} = S_{\text{вст}} K_3$ ;

$S_{\text{вст}}$  – встановлена потужність машини;

$K_3$  – коефіцієнт завантаження;

$K_{\text{в}}$  – коефіцієнт включення.

При  $TB = 40\%$  можна приймати  $K_3 = 0,3-0,5$ , при  $TB = 60\%$  –  $K_3 = 0,4-0,75$ .

Окрім силових ЕП, у формуванні розрахункового навантаження ряду цехових ТП бере участь і електричне освітлення.

Визначення освітлювальних навантажень виконується після повного світлотехнічного розрахунку, вибору типу та кількості світильників. Це предмет спеціального розгляду. Водночас, з метою спрощення на всіх етапах проєктування, дозволяється замість повного розрахунку користуватися

таблицями питомої потужності. При цьому враховується площа приміщення, його висота, точність виконуваної роботи, характер відбивання поверхонь.

Послідовність визначення розрахункового навантаження освітлення за питомою потужністю така:

а) визначають розряд роботи за точністю; вибирають систему освітлення; вибирають тип джерела світла; вибирають освітлювальну арматуру; визначають необхідну освітленість;

б) визначають питому потужність освітлення;

в) визначають розрахункову потужність за методом коефіцієнта попиту з урахуванням втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі.

Примітки:

1. Розряд роботи за точністю залежить від мінімального розміру об'єкта, який необхідно розрізняти. Роботи найвищої точності (коли необхідно розрізняти об'єкти розміром до 0,15 мм) відносять до I розряду.

2. Під час проєктування електричного освітлення приміщень використовують: систему загального освітлення з рівномірним або локалізованим розміщенням світильників; систему комбінованого освітлення, яка складається з загального та місцевого освітлення. Вибір системи освітлення залежить від характеру виробництва.

3. Необхідну освітленість визначають за розрядом роботи, в залежності від вибраної системи освітлення та типу світильників, з таблиць і з урахуванням коефіцієнта запасу для випадку запилених, задимлених приміщень. Освітленість аварійного освітлення нормується на рівні 0,5 лк.

4. Після цього, за таблицями, знаходять питому потужність освітлення  $P_{\text{пит.о}}$ .

5. Розрахункову потужність освітлення визначають за формулою

$$P_{\text{р.о}} = K_{\text{п.о}} K_{\text{пра}} p_{\text{пит.о}} F ,$$

де  $K_{\text{п.о}}$  – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження;

$K_{\text{пра}}$  – коефіцієнт втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі;

$F$  – площа приміщення.

Коефіцієнти  $K_{п.о}$  та  $K_{пра}$  складають:

$$K_{п.о} = \begin{cases} 0,95 - \text{великі виробничі приміщення;} \\ 0,8 - \text{порівняно невеликі виробничі приміщення;} \\ 0,6 - \text{склади, підстанції;} \\ 1 - \text{аварійне освітлення;} \end{cases}$$
$$K_{пра} = \begin{cases} 1,1 - \text{дугорозрядні лампи;} \\ 1,2 - \text{люмінісцентні стартерні;} \\ 1,3 - 1,35 - \text{люмінісцентні безстартерні.} \end{cases}$$

Таким чином, сумарне розрахункове навантаження, приведене до шин НН ТП, складе

$$P_{рНН} = P_p + P_{п.о}, \quad Q_{рНН} = Q_p + Q_{п.о}, \quad S_{рНН} = \sqrt{P_{рНН}^2 + Q_{рНН}^2}.$$

Для приведення розрахункового навантаження до шин ВН цехових ТП зазвичай додатково враховуються втрати потужності в трансформаторах. Орієнтовно величина втрат потужності може бути оцінено у такий спосіб

$$\Delta P_{тр} = 0,03 S_{рНН}, \quad \Delta Q_{тр} = 0,1 S_{рНН}.$$

Крім низьковольтних споживачів, для СЕП промислових підприємств характерна наявність високовольтних (номінальною напругою понад 1 кВ) ЕП. Розрахункове навантаження для групи даних ЕП визначаються наступним чином

$$P_{рВН} = \sum_{j=1}^m k_{вj} p_{нj}, \quad Q_{рВН} = \sum_{j=1}^m k_{вj} p_{нj} \operatorname{tg} \varphi_j.$$

Заключним етапом розрахунків є визначення розрахункового навантаження приведеної до шин вторинної напруги ГПП (або шин РП). Це навантаження визначається шляхом підсумовування навантажень цехових ТП і високовольтних силових ЕП з урахуванням коефіцієнта одночасності

$$P_{\text{рГПП}} = \left( \sum P_{\text{рНН}} + \sum P_{\text{рВН}} \right) K_o + \sum \Delta P_{\text{тр}},$$

$$Q_{\text{рГПП}} = \left( \sum Q_{\text{рНН}} + \sum Q_{\text{рВН}} - \sum Q_{\text{сд}} \right) K_o + \sum \Delta Q_{\text{тр}}.$$

У наведеній формулі коефіцієнт одночасності  $K_o$  визначається відповідно даним таблиці А.5 в залежності від значення (середньозваженого) групового коефіцієнта використання сумарного навантаження та числа приєднань на збірних шинах ГПП (РП).

Для правильного вибору параметрів пристроїв захисту, перевірки умов самозапуску двигунів, аналізу якості електричної енергії та у ряді інших випадків виникає необхідність визначення пікових навантажень. Особливо це актуально при наявності приводів кранових механізмів, прокатних станів, дугових печей, пристроїв електрозварювання. На практиці для цієї мети використовується вираз

$$I_{\text{пik}} = I_{\text{пуск.найб}} + \left( I_{\text{р.мах}} - k_{\text{в}} I_{\text{н.найб}} \right),$$

де  $I_{\text{пуск.найб}}$  – найбільший пусковий струм двигуна у розглянутій групі;

$I_{\text{р.мах}}$  – максимальний розрахунковий струм всіх ЕП групи;

$k_{\text{в}}$  – коефіцієнт використання ЕП з найбільшим пусковим струмом;

$I_{\text{н.найб}}$  – номінальний струм ЕП з найбільшим пусковим струмом.



Значною мірою конкретні розрахункові формули, що використовуються для визначення пікового навантаження, залежать від характеру ЕП. Зокрема, піковий струм групи однофазних машин контактного зварювання на підставі їх паспортних даних пропонується обчислювати в такий спосіб

$$I_{\text{пik}} = 0,865 K_{\text{з.сеп}} \text{TB}_{\text{сеп}} \sum_{i=1}^n I_{\text{пасп}i} + \beta \sqrt{\text{TB}_{\text{сеп}} (1 - \text{TB}_{\text{сеп}}) \sum_{i=1}^n I_{\text{пасп}i}^2 K_{\text{з.сеп}}},$$

де  $\text{TB}_{\text{сеп}}$  – середня тривалість ввімкнення машин,  $\text{TB} = \frac{t_{\text{зв}} m N}{3600} \cdot 100$ ;

$t_{\text{зв}}$  – тривалість зварювання однієї точки;

$m$  – кількість точок зварювання на одній деталі;

$N$  – число деталей, що зварюють за одну годину;

$n$  – число машин у групі;

$\beta$  – коефіцієнт, який для  $\text{TB}_{\text{сеп}} > 0,2$  (20 %) та  $n \geq 10$  приймають таким, що дорівнює 3,1; Якщо  $\text{TB}_{\text{сеп}} \leq 0,1$  (10 %) та  $n \geq 4$  величину  $\beta$  визначають за спеціальними таблицями;

$I_{\text{пасп}i}$  – паспортне значення струму  $i$ -ї машини;

$K_{\text{з.сеп}}$  – середнє значення коефіцієнта завантаження для зварювальної машини.

У якості найбільшого пікового струму одного ЕП приймають: для двигунів – пусковий струм, для пічних і зварювальних трансформаторів – піковий струм, які визначаються за паспортним даними. За відсутності паспортних даних пусковий струм асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором і синхронних двигунів приймають таким, що дорівнює п'ятикратному значенню номінального струму, пусковий струм двигунів постійного струму й асинхронних двигунів з фазним ротором – подвійному значенню номінального, а піковий струм пічних і зварювальних трансформаторів – не менше трикратного значення номінального. При

самозапуску групи двигунів у якості пускового струму приймають суму пускових струмів цих двигунів.

На практиці, зокрема на попередніх етапах проєктування, для визначення розрахункового навантаження можуть використовуватися й інші методи.

Метод коефіцієнта попиту орієнтований на наближену оцінку очікуваного навантаження на нижніх рівнях СЕП при досить великій кількості ЕП, які входять у групу. У цьому випадку використовуються наступні вирази:

$$P_p = K_p P_n, \quad Q_p = K_p P_n \operatorname{tg} \varphi_n.$$

Значення коефіцієнта попиту наведено у ряді довідників з електропостачання.

Метод питомої витрати електроенергії застосовується для визначення розрахункових навантажень ЕП безперервної дії, що мають стабільні та незмінні у часі графіки навантажень. Ця умова дає змогу припустити, що розрахункові навантаження практично ідентичні середнім за цикл роботи (зміна, доба). Тоді

$$P_p = P_{\text{сер}} = \frac{\Pi \omega_{\text{пит}}}{T_{\text{ц}}},$$

де  $\Pi$  – кількість випущеної за час  $T_{\text{ц}}$  продукції у натуральному вираженні;

$\omega_{\text{пит}}$  – витрата електроенергії на одиницю випускає продукції, що випускається.

Модифікацією даного методу є розрахунок за питомою щільністю навантаження

$$P_p = p_o F,$$

де  $p_o$  – питома навантаження на  $1 \text{ м}^2$  площі об'єкту;

$F$  – площа об'єкту.

Даний метод застосовується досить рідко, головним чином – через відсутність об'єктивних і достовірних даних щодо питомих навантажень. Винятком є завдання визначення освітлювального навантаження. У цьому випадку питоме навантаження приймається за спеціальними довідковими даними залежно від нормованої освітленості в приміщенні, типу використовуваних світильників і висоти їх підвісу.

З метою скорочення довжини розподільних і низьковольтних мереж, підвищення економічності їх роботи, виконання вимог щодо якості електричної енергії необхідно прагнути до максимального наближення джерела живлення (ГПП, ЦП, РП, цехові ТП) до точок споживання електричної енергії (центрів електричних навантажень).

Для спрощення вирішення даного питання використовуються так звані картограми електричних навантажень промислового підприємства (цехів) [13], які дають уявлення про розподіл навантажень по площі, відповідно, всього підприємства або окремого цеху. Так звана картограма може будуватися як для активних, так і для реактивних навантажень або відображати рівень річного споживання електричної енергії.

Центр електричних навантажень являє собою символічний центр споживання електроенергії. Очевидно, що за припущення рівномірного розподілу навантажень, їх центр буде збігатися з центром ваги геометричної фігури, яка відображає план відповідного об'єкта (рис. 2.10).

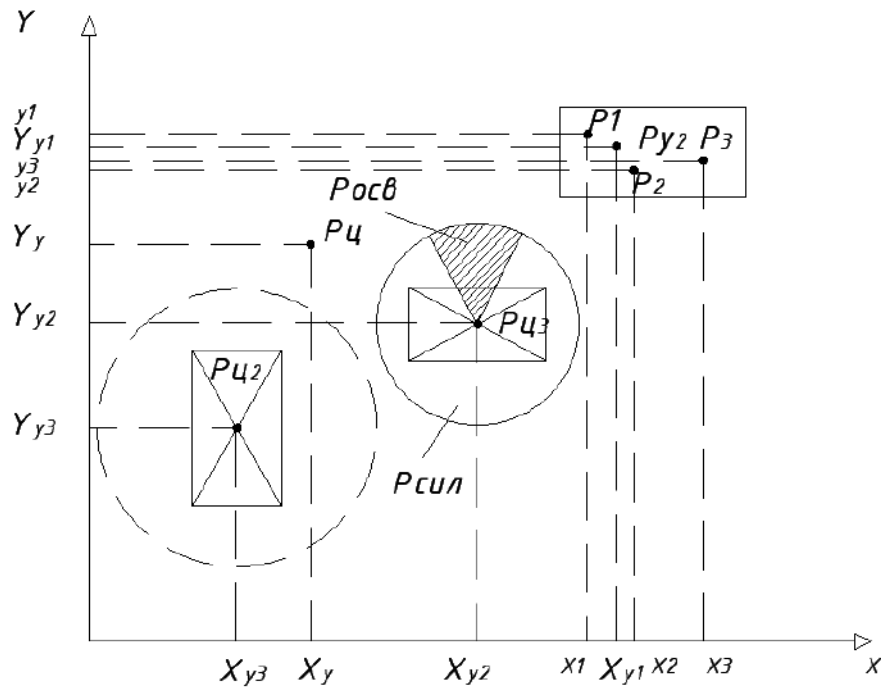


Рисунок 2.10 – Картограма навантажень

У загальному випадку координати центра навантажень будь-якої групи споживачів визначаються у такий спосіб

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i T_{\max i}}{\sum_{i=1}^n P_i T_{\max i}}, \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i T_{\max i}}{\sum_{i=1}^n P_i T_{\max i}},$$

де  $x_i$ ,  $y_i$  – координати  $i$ -го ЕП потужністю  $P_i$  або відповідного центра навантажень сумарною потужністю  $P_i$ .

Після знаходження центра навантажень, з нього, вибравши деякий масштаб  $m$ , будується коло радіусом  $r_i$ , що власне й називається картограмою навантажень

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}},$$

де  $P_i$  – сумарне навантаження.

Таким чином, картограма навантажень допомагає визначити найраціональніші зони розміщення різноманітних електромережових споруд.

### 2.3 Розрахункове навантаження у системах електропостачання міст

Згідно діючих норм розрахункові навантаження у СЕП міст визначаються відносно окремих стояків будинків, введів до них, ліній низької напруги, шин НН ТП, розподільних ліній, а також шин РП і ЦЖ (рис. 2.11).

Умовно всі споживачі міста можна розподілити на житлові будинки, громадські й адміністративні будівлі, комунальні та дрібні промислові об'єкти [11].

У свою чергу в житлових будинках умовно поділяються на:

- житла першого виду: квартири загальною площею 35–95 м<sup>2</sup>, де сумарна встановлена потужність ЕП не перевищує 30 кВт;
- житла другого виду: квартири у багатоповерхових будинках площею від 100 до 350 м<sup>2</sup> при встановленій потужності ЕП 30–60 кВт;
- житла третього виду: квартири у котеджах і малоповерхових будинках, переважно розраховані на одну родину площею від 150 до 600 м<sup>2</sup> та у яких встановлена потужність ЕП знаходиться в діапазоні 60–140 кВт.

Для жител першого виду передбачена диференціація за 5-ма рівнями електрифікації (в основному, залежно від характеру приготування їжі) та відповідних їм значень питомих навантажень (таблиця А.6):

- квартири з плитами на природному газі;
- квартири з плитами на скрапленому газі та на твердому паливі;
- квартири з електроплитами потужністю до 8,5 кВт;
- квартири з електроплитами потужністю до 10,5 кВт;
- споруди на садових ділянках.

Для жител другого виду встановлено два рівні електрифікації та відповідних їм значень питомого навантаження (таблиця А.6):

- квартири з плитами на природному газі;
- квартири з електроплитами потужністю до 10,5 кВт.

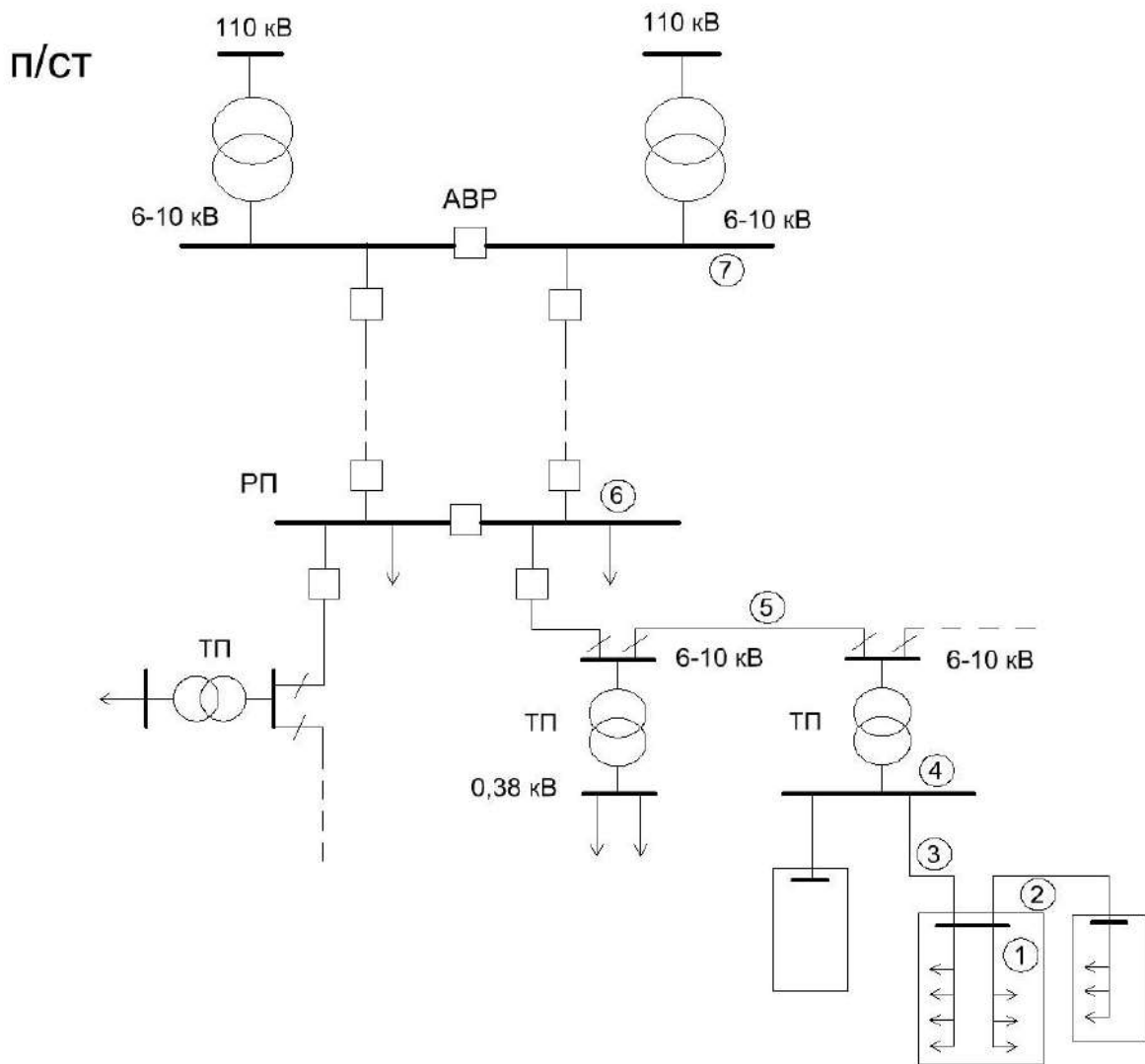


Рисунок 2.11 – Структура СЕС міста

Розрахункове навантаження групи однотипних жител першого та другого видів, приведене до внутрішньобудинкової лінії (стояку будинку), вводу до будинку, низьковольтної лінії, шин НН ТП (розрахункові точки 1, 2, 3, 4 на рис. 2.11) визначається за формулою

$$P_{\text{кв}} = n_{\text{кв}} p_{\text{пит.кв}},$$

де  $n_{\text{кв}}$  – кількість жител/квартир, які живляться від розглянутого елемента СЕС;

$p_{\text{пит.кв}}$  – питоме навантаження квартири, яке залежить від рівня електрифікації, способу приготування їжі, кількості квартир, які живляться від розглянутої точки, визначається відповідно до даних таблиці А.6.

Наведені питомі навантаження враховують можливість встановлення в квартирах побутових кондиціонерів і електричних нагрівачів води з розрахунку 60–120 Вт на 1 м<sup>2</sup>.

Для жител третього виду розрахункове навантаження визначається на основі проєкту електропостачання з урахуванням усього встановленого електроустаткування. У цьому випадку

$$P_{\text{р.кот}} = P_{\text{вст}} K_{\text{п}},$$

де  $P_{\text{вст}}$  – сумарна встановлена потужність установлюваних відповідно до проєкту електропобутових і освітлювальних приладів, систем електроопалення й електроводопідогрівання;

$K_{\text{п}}$  – коефіцієнт попиту що визначається за таблицею А.7 залежно від величини заявленої потужності ЕП у житлі.

Розрахункове навантаження низьковольтних ліній або приведене до шин НН ТП, які живлять житлові будинки (квартири) третього виду, визначається в такий спосіб:

$$P_{\text{р.кот}\Sigma} = P_{\text{р.кот}} N_{\text{кот}} K_{\text{о}},$$

де  $P_{\text{р.кот}}$  – розрахункове навантаження (одного) котеджу;

$N_{\text{кот}}$  – кількість котеджів приєднаних до розглянутого елемента мережі;

$K_{\text{о}}$  – коефіцієнт одночасності, який визначають згідно таблиці А.8.

У житлових будинках у якості силових ЕП розглядаються ліфтові установки та сантехнічне устаткування. Розрахункове навантаження силових ЕП, приведене до вводу в будинок, низьковольтної лінії, шин НН ТП (розрахункові точки 2, 3, 4 на рис. 2.11) визначається за формулою

$$P_{\text{сил}} = K_{\text{п.л}} \sum_{i=1}^k P_{\text{лі}} + K_{\text{п.сан}} \sum_{j=1}^m P_{\text{сан}j},$$

де  $K_{п.л}$  – коефіцієнт попиту для ліфтових установок, значення якого наведено у таблиці А.9;

$P_{ли}$  – встановлена потужність ліфтових установок, береться з паспортних характеристик, або, наприклад, з таблиці 2.2;

$K_{п.сан}$  – коефіцієнт попиту для сантехнічного устаткування, значення якого наведено у таблиці А.10;

$P_{санj}$  – встановлена потужність двигунів сантехнічних установок, береться з паспортних характеристик.

Таблиця 2.2 – Номінальні потужності ліфтових установок та їх кількість на секцію (під'їзд) згідно з ДСТУ ISO 4190-6-2001

Кількість поверхів	Пасажирський ліфт	Вантажний ліфт
до 5(6)-и поверхів	-	-
7-11 поверхів	один ліфт на секцію $p_{н.л} = 6 \div 6,5$ кВт	-
12-16 поверхів	один ліфт на секцію $p_{н.л} = 6 \div 6,5$ кВт	один ліфт на секцію $p_{н.л} = 9 \div 9,5$ кВт
17-24 поверхи	один ліфт на секцію $p_{н.л} = 6 \div 6,5$ кВт	два ліфти на секцію $p_{н.л} = 9 \div 9,5$ кВт

При визначенні розрахункового навантаження силових ЕП потужність резервних двигунів не враховується за винятком тих випадків, коли вони визначають вибір захисних апаратів і переріз провідників.

Реактивні розрахункові навантаження квартир і силового устаткування визначають, використовуючи значення коефіцієнта потужності, наведені у таблиці А.11.

Розрахункове навантаження житлового будинку у цілому обчислюється у такий спосіб:

$$P_{ж.б} = P_{кв} + 0,9P_{сил} + K_{с.мах} \sum_{i=1}^k P_{вбуді},$$

де  $P_{кв}$  - розрахункове навантаження квартир;

$P_{сил}$  – розрахункове навантаження силових ЕП;



$K_{с. max}$  – коефіцієнт суміщення максимумів навантаження, визначення якого розглядається нижче;

$P_{вб\text{уд}}$  – розрахункове навантаження вбудованих у житловий будинок приміщень, наприклад, аптека, перукарня, магазин тощо.

Орієнтовні розрахункові навантаження громадських і адміністративних будівель допускається знаходити за питомими показниками, які наведено у таблиці А.12. У цьому випадку маємо

$$P_{гр.б} = n_{гр.б} P_{пит.гр.б},$$

де  $n_{гр.б}$  – відповідна кількісна характеристика об'єкта.

У випадку спільного електропостачання різних об'єктів, розрахункове навантаження низьковольтних ліній або приведене до шин НН ТП визначаються за формулою

$$P_{ТПр} = P_{р. max} + \sum_{i=1}^{n-1} P_{pi} K_{с. max i}, \quad (2.7)$$

де  $P_{р. max}$  – найбільше з розрахункових навантажень серед об'єктів, які живляться від розглянутої точки мережі;

$P_{pi}$  – розрахункове навантаження інших будинків;

$K_{с. max i}$  – коефіцієнт суміщення максимумів навантаження (участі у максимумі навантаження), який вказує частку навантаження  $i$ -го житлового будинку або громадської будівлі, яка бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні, та визначається відповідно до таблиці А.13.

Важливо підкреслити, що стосовно лінії НН або шин НН ТП, житлові будинки з однотипним приготуванням їжі розглядаються як один споживач із сумарною кількістю квартир, ліфтових установок і сантехнічного устаткування. Тим часом житлові будинки з газовими й електроплитами розглядаються як різні об'єкти.

Розрахункове навантаження розподільних ліній 6–10 кВ (розрахункові точки 5 та 6 на рис. 2.11) визначається множенням суми розрахункових навантажень окремих ТП на коефіцієнт суміщення  $K_{\text{сум}}$ , що враховує сполучення їх максимумів і залежить від кількості ТП, що живляться від розглянутої ділянки розподільної лінії:

$$P_{\text{р.м}} = K_{\text{сум}} \sum_{i=1}^n P_{\text{ТП}i}.$$

При цьому коефіцієнт  $K_{\text{сум}}$  визначається відповідно до даних таблиці А.14.

Розрахункове навантаження на шинах ЦЖ (підстанції) обчислюють із урахуванням розбіжності (суміщення) максимумів навантажень комунально-побутових і промислових споживачів:

$$P_{\text{ЦЖ}} = K_{\text{сум}} \sum_{i=1}^m P_{\text{ТП}i}.$$

Однак, у цьому випадку для визначення коефіцієнта  $K_{\text{сум}}$  використовуються дані таблиці А.15.

У СЕП багатьох міст важливою складовою навантаження є електрифікований транспорт.

Спрощений розрахунок навантаження від електрифікованого транспорту визначається на основі лінійної щільності струму в контактних проводах

$$I_{\text{т.м}} = 1,15 jLN,$$

де  $I_{\text{т.м}}$  – струм тягової мережі;

$j$  – щільність струму, рекомендується для тролейбусів – 10 А/км, а для трамваїв – 8,4 А/км;

$L$  – протяжність ділянки траси руху рухомого складу;

$N$  – інтенсивність руху рухомого складу за годину.

Тоді навантаження тягової мережі за постійним струмом складе

$$P_{\text{т.м}} = U_{\text{т.м}} I_{\text{т.м}},$$

де  $U_{\text{т.м}}$  – напруга контактної мережі,  $U_{\text{т.м}} = 0,6$  кВ.

Навантаження з урахуванням перетворювального устаткування складе

$$P_{\text{п/ст}} = 1,3 \frac{P_{\text{т.м}}}{0,8},$$

де 1,3 – коефіцієнт розрахункового навантаження (максимуму);

0,8 – коефіцієнт, що враховує перевантаження рухомого складу.

При розрахунку реактивної та повної потужностей приймають коефіцієнт потужності  $\cos\varphi = 0,92$ .

## **2.4 Особливості визначення розрахункових навантажень у системах електропостачання агропромислового комплексу**

В основу методу визначення навантаження споживачів у СЕП агропромислового комплексу під час розрахунку електричних мереж сільськогосподарського призначення покладено підсумовування розрахункових навантажень [14].

Розрахунковим вважають останній рік розрахункового періоду, для якого визначається рівень навантаження й інші параметри електроустановок; початковим – останній рік, за який є дані про існуюче навантаження та щодо електроспоживання.

Навантаження на вводах виробничих, громадських і комунальних споживачів визначаються на підставі нормативів згідно таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Нормативні дані для розрахунку навантажень виробничих, громадських і комунальних споживачів

Споживачі	Встановлена потужність, кВт	Розрахункове навантаження на вводі				Потужність найбільшого двигуна (>10 кВт), кВт
		Денний максимум		Вечірній максимум		
		кВт	квар	кВт	квар	
1	2	3	4	5	6	7
Тваринницькі комплекси та ферми з вирощування і відгодівлі свиней (із закінченим циклом): 3 000 голів 12 000 голів 24 000 голів 108 000 голів		105 420 560 1250	90 430 570 1280	65 310 420 900	60 320 430 920	- - - -
Тваринницькі комплекси та ферми з виробництва молока: 200 корів 1000 корів 1600 корів 2000 корів		35 180 300 375	30 115 265 330	25 180 300 375	20 115 265 330	- - - -
Птахофабрика виробництва яєць: на 200 тис. кур-несучок на 400 тис. кур-несучок		1350 1850	1000 1400	1350 1850	1000 1400	- -
Птахоферма: на 10 тис. кур-несучок на 50 тис. кур-несучок		55 280	40 210	55 280	40 210	- -
Корівник без механізації: на 100 корів на 200 корів	4 6	4 6	- -	4 6	- -	- -
Корівник прив'язного утримання з механізованим доїнням, прибиранням гною й електропідігрівачем: на 100 корів на 200 корів на 400 корів	20...30 35...60 65	10 17 45	8 13 33	10 17 45	8 13 33	- - -
Телятник із родильним відділенням: на 120 телят на 230 телят на 340 телят	14 20 26	5 6 7	3 4 5	8 10 12	5 6 8	- - -
Молочний блок: на 3 т/добу на 6 т/добу	35 45	15 20	15 20	15 20	15 20	

### Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7
Комплект машин і обладнання зерноочисно-сушильного комплексу: КЗС-10Б КЗР-5	65 250	65 250	60 235	65 250	60 235	- -
Зерносховище з конвеєром 1000 т	75	25	25	10	5	14
Млин з жорновим поставом: 5/4 8/4	10 25	5 17	4 13	1 1	- -	- 22
Центральна ремонтна майстерня: на 25 тракторів на 50... 100 тракторів на 150...200 тракторів	110 160 230	45 60 90	40 50 80	25 30 45	20 25 40	- - -
Загальноосвітня школа з майстернею: на 190 учнів на 320 учнів	55 80	14 20	7 10	20 40	10 20	- -
Адміністративне приміщення: на 15... 25 робочих місць на 35... 50 робочих місць на 70 робочих місць	25 40 55	15 25 35	10 18 25	8 10 15	- - -	- - -
Будинок тваринників на 12...18 місць	6	3	-	5	-	-
Сільська лікарня на 150 відвідувань за зміну	100	15	8	30	20	-
Магазин: на два робочих місця (змішаний асортимент) на чотири робочих місця (продуктовий)	60 16	40 10	30 5	4 10	- 5	- -

Розрахункові навантаження тваринницьких комплексів приймають за чинними проєктами, а за їх відсутності – за встановленими нормами.

Розрахункову потужність на вводі у житлові будинки визначають за номограмою (рис. 2.12) залежно від існуючого електроспоживання з урахуванням динаміки росту навантаження до кінця розрахункового періоду. Оскільки існуюче електроспоживання беруть за даними минулого року, а об'єкт вводиться в експлуатацію не раніше, ніж через рік після складання проєкту, розрахунковий рік визначається додаванням двох років до розрахункового періоду.

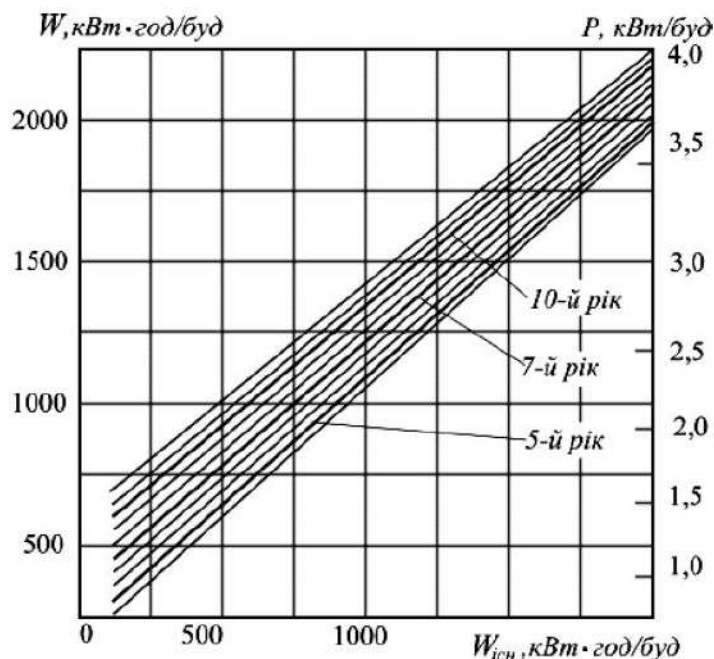


Рисунок 2.12 – Питоме навантаження на ввіді у житловий будинок і споживання електроенергії на розрахунковий рік

Наприклад, для п'ятирічного розрахункового періоду розрахунковим роком буде 7-й рік, а для десятирічного – 12-й рік. Якщо на кінець розрахункового періоду передбачено газифікацію будинків, то розрахункове навантаження зменшують на 20 %.

Для вибору перерізу проводів вводу та внутрішніх мереж розрахункове навантаження на ввіді у квартиру приймають відповідно до вказівок з проєктування електрообладнання житлових будинків [6].

Проектуючи мережі напругою 0,38 кВ на вводах житлових будинків з електроплитами, приймають розрахункове навантаження 6 кВт, а з електроплитами та водонагрівачами – 7,5 кВт. Побутові кондиціонери враховуються збільшенням розрахункового навантаження на вводах у житлові будинки на 1 кВт.

За відсутності даних про електроспоживання, а також під час проєктування електропостачання нових населених пунктів розрахункове навантаження на вводах будинків приймають:

- у населених пунктах зі старою забудовою (де понад 60 % будинків збудовано більше 20 років тому) із газифікацією – 1,5 кВт, без газифікації – 1,8 кВт;

– у населених пунктах із переважно новою забудовою з газифікацією – 1,8 кВт, без газифікації – 2,2 кВт;

– у містах, селищах міського типу, селищах при тваринницьких та інших комплексах з упорядкованими квартирами з газифікацією – 4 кВт, без газифікації – 5 кВт.

Розрахункові навантаження на вводах до споживачів, які мають лише освітлення та до трьох силових електроспоживачів, наближено приймають такими, що дорівнюють арифметичній сумі встановлених потужностей силових електроспоживачів і освітлення.

Навантаження вуличного освітлення у сільських населених пунктах визначають за нормами таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Норми навантаження вуличного освітлення в сільських населених пунктах

Характеристика вулиці	Норми освітленості, лк	Питома потужність, Вт/м
Із асфальтобетонним перехідним покриттям за ширини проїзної частини дороги, м:		
5...7	4	4,5...6,5
9...12	4	6,0...8,0
5...7	4	11,0
9...12	4	13,0
Із простішим покриттям за ширини проїзної частини дороги, м:		
5...7	2	5,5
9...12	2	7,0
Вулиця, дорога місцевого значення та пішохідна завширшки, м:		
5...7	1	3,0
9...12	1	4,5

Розрахункові навантаження інших споживачів у сільській місцевості приймають за проєктами електропостачання цих об'єктів або за заявками.

Розрахунок електричних навантажень у мережах напругою 0,38...110 кВ виконують, виходячи з розрахункових навантажень на вводі

споживачів, шинах підстанцій з урахуванням відповідних коефіцієнтів одночасності окремо для денного та вечірнього максимумів:

$$P_{\Sigma} = \sum P_{di} K_o,$$

$$P_{\Sigma} = \sum P_{vi} K_o$$

де  $P_{\Sigma}$ ,  $P_{\Sigma}$  – відповідно розрахункові денне та вечірнє навантаження на ділянці лінії або шинах трансформаторної підстанції, кВт;

$P_{di}$ ,  $P_{vi}$  – відповідно денне та вечірнє навантаження на ввіді  $i$ -го споживача або  $i$ -го елемента мережі, кВт;

$K_o$  – коефіцієнт одночасності, який являє собою відношення суміщеного максимального навантаження до суми максимумів навантаження окремих споживачів або їх груп.

Для однорідних споживачів, електричне навантаження яких відрізняється між собою більш як в чотири рази, підсумовування здійснюють за допомогою методу добавок:

$$P = P_0 + \Delta P(P_{1m}) + \dots + \Delta P(P_{nm}), \quad (2.8)$$

де  $P$  – розрахункове навантаження, кВт;

$P_0$  – більше навантаження, кВт;

$\Delta P(P_{1m}) + \dots + \Delta P(P_{nm})$  – добавки від менших навантажень, кВт.

Розрахунок добавок можна виконати за виразами:

– для мереж напругою 0,38 кВ (таблиця 2.5):

$$\Delta P(P) = -10^{-6} P^3 + 9 \cdot 10^{-4} P^2 + 0,6P; \quad (2.9)$$

– для мереж 6, 10 та 35 кВ (таблиця 2.6):

$$\Delta P(P) = 5,7 \cdot 10^{-5} P^2 + 0,774P - 1,45; \quad (2.10)$$

де  $\Delta P(P)$  – добавка від навантаження  $P$ , кВт.



Таблиця 2.5 – Додавки для додавання навантажень у мережах напругою 0,38 кВ

$P_m$	$\Delta P_{\text{доб}}$	$P_m$	$\Delta P_{\text{доб}}$	$P_m$	$\Delta P_{\text{доб}}$	$P_m$	$\Delta P_{\text{доб}}$
кВт							
0,2	+0,2	12	+7,3	50	+34	170	+123
0,4	+0,3	14	+8,5	55	+37,5	180	+130
0,6	+0,4	16	+9,8	60	+41	190	+140
0,8	+0,5	18	+11,2	65	+44,5	200	+150
1	+0,6	20	+12,5	70	+48	210	+158
2	+1,2	20	+13,8	80	+55	220	+166
3	+1,8	24	+15	90	+62	230	+174
4	+2,4	26	+16,4	100	+69	240	+182
5	+3	28	+17,7	110	+76	250	+190
6	+3,6	30	+19	120	+84	260	+198
7	+4,2	32	+20,4	130	+92	270	+206
8	+4,8	35	+22,8	140	+100	280	+214
9	+5,4	40	+26,5	150	+108	290	+000
10	+6	45	+30,2	160	+116	300	+230

Таблиця 2.6 – Додавки для додавання навантажень у мережах напругою 6–35 кВ

$P_m$	$\Delta P_{\text{доб}}$	$P_m$	$\Delta P_{\text{доб}}$	$P_m$	$\Delta P_{\text{доб}}$	$P_m$	$\Delta P_{\text{доб}}$
кВт							
1	+0,6	80	+59,5	280	+220	580	+465
2	+1,2	90	+67	300	+235	600	+483
4	+2,5	100	+74,5	320	+251	650	+525
6	+3,7	110	+82	340	+267	700	+570
8	+5	120	+90	360	+283	750	+610
10	+6,3	130	+98	380	+299	800	+650
15	+9,7	140	+106	400	+315	850	+695
20	+13	150	+115	420	+332	900	+740
25	+16,5	160	+123	440	+348	950	+785
30	+20,4	170	+131	460	+365	1000	+830
35	+24,4	180	+139	480	+382	1100	+918
40	+28,4	190	+147	500	+400	1200	+1005
45	+32,4	200	+155	520	+416	1300	+1093
50	+36,5	220	+170	540	+432	1400	+1182
60	+44	240	+186	560	+448	1500	+1270
70	+52	260	+204				

За змішаного навантаження окремо визначають навантаження житлових будинків, виробничих споживачів, громадських приміщень і комунальних підприємств з використанням коефіцієнтів одночасності

(таблиця 2.7). Загальне навантаження ділянки мережі знаходять підсумовуванням цих навантажень за допомогою (2.8)–(2.10).

Таблиця 2.7 – Коефіцієнт одночасності для підсумовування електричного навантаження у мережах напругою 0,38 кВ

Споживачі	Кількість споживачів										
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200	≥500
Житлові будинки з питомим навантаженням на вводі, кВт/буд:											
≤ 2	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,4	0,37	0,3	0,26	0,24	0,22
> 2	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,2	0,12
Житлові будинки електроплитами та водонагрівачами	0,73	0,62	0,5	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Виробничі споживачі	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,47	0,4	0,35	0,3

За розрахункове навантаження для вибору перерізу проводів або потужності ТП беруть більше максимальне навантаження  $P_d$  або  $P_v$ . Якщо від споживчої ТП живляться лише виробничі споживачі, то розрахункове навантаження підстанції можна вибирати лише за денним максимумом, а у разі живлення побутових споживачів – за вечірнім.

За наявності у зоні електропостачання сезонних споживачів (парники, теплиці, зрошення та ін.) розрахункові навантаження мережі визначаються з урахуванням коефіцієнта сезонності (таблиця 2.8).

Таблиця 2.8 – Коефіцієнт сезонності сільськогосподарських споживачів

Споживачі	Сезон			
	зима	весна	літо	осінь
Традиційні	1	0,8	0,7	0,9
Зрошення	0...0,1	0,3...0,5	1	0,2...0,5
Закритий ґрунт на електрообігріві	0,3	1	0	0
Осінньо-літні	0,2	0	1	1

Якщо сезонні споживачі становлять від сумарного навантаження традиційних споживачів понад 20 % весною, 30 % влітку або 10 % для осінньо-літнього періоду, то крім розрахункового зимового режиму виконують розрахунок для відповідного сезону.

Повна потужність на ділянках мережі напругою 0,38 кВ визначається за розрахунковим активним навантаженням цих ділянок і відповідних коефіцієнтів потужності, які наведено в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Коефіцієнт потужності сільськогосподарських споживачів і трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ

Споживачі, трансформаторні підстанції	Коефіцієнт (активної) потужності $\cos\varphi$ і коефіцієнт реактивної потужності $\tg\varphi$ за максимуму навантаження			
	Денний		Вечірній	
	$\cos\varphi$	$\tg\varphi$	$\cos\varphi$	$\tg\varphi$
Тваринницькі та птахівничі приміщення	0,75	0,88	0,85	0,62
Те саме з електрообігрівом	0,92	0,43	0,96	0,29
Кормоцехи	0,75	0,88	0,78	0,80
Опалення, вентиляція тваринницьких приміщень	0,99	0,15	0,99	0,15
Зерносховища та площадки зерноочищення	0,70	1,02	0,75	0,88
Установки зрошення та дренажу ґрунту	0,80	0,75	0,80	0,75
Парники та теплиці з електрообігрівом	0,92	0,43	0,96	0,29
Майстерні, гаражі для машин, тракторні стани	0,70	1,02	0,75	0,88
Маслобойня та млин	0,80	0,75	0,85	0,62
Цехи з переробки сільськогосподарської продукції	0,75	0,88	0,80	0,75
Громадські організації та комунальні підприємства	0,85	0,62	0,90	0,48
Житлові будинки без електроплит	0,90	0,48	0,93	0,40
Те саме з електроплитами та водонагрівачами	0,92	0,43	0,96	0,29
Трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ з навантаженням:				
виробничим	0,70	1,02	0,75	0,88
комунально-побутовим	0,90	0,48	0,92	0,43
змішаним	0,80	0,75	0,83	0,67

Для ТП 10/0,4 кВ коефіцієнт потужності для денного максимуму за виробничого навантаження беруть 0,7, для комунально-побутового – 0,9,

змішаного – 0,8; для вечірнього максимуму за виробничого навантаження – 0,75, комунально-побутового – 0,92, за змішаного – 0,83.

Річне споживання електроенергії на шинах ТП 10/0,4 кВ наближено визначається за розрахунковим навантаженням і річним числом годин його використання (крім сезонних споживачів). Відповідні дані для цього вміщено у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Залежність річного числа годин використання максимуму навантаження від розрахункового навантаження

Розрахункове навантаження, кВт	Річна кількість годин використання максимуму $T_{\max}$ за навантаження		
	Комунально-побутового	Виробничого	Змішаного
< 10	900	1100	1300
10...20	1200	1500	1700
20...50	1600	2000	2200
50...100	2000	2500	2800
100...250	2350	2700	3200
> 250	2600	2800	3400

Якщо відомо річне споживання електроенергії, то, користуючись таблицею 2.11, можна визначити  $T_{\max}$ , а потім і максимальне навантаження  $P_{\max}$ .

Таблиця 2.11 – Залежність річної кількості годин використання максимуму навантаження від споживання електроенергії

Розрахункове споживання електроенергії тис. кВт·год	Річна кількість годин використання максимуму $T_{\max}$ за навантаження		
	комунально-побутового	виробничого	змішаного
< 10	900	1100	1300
10...25	1200	1500	1700
28...80	1600	2000	2200
80...200	2000	2500	2800
200...600	2350	2700	3200
> 600	2600	2800	3400

Під час проєктування мереж напругою 10–110 кВ розрахункові навантаження визначаються на підставі існуючого навантаження

трансформаторів ТП із урахуванням коефіцієнта росту та навантаження нових споживачів, що потребують встановлення нових підстанцій.

Розрахункові навантаження мереж визначають за формулою:

$$P_p = P k_{зр},$$

де  $P$  – існуюче навантаження підстанцій у початковому році, кВт;

$k_{зр}$  – коефіцієнт зростання навантаження за таблицею 2.12, який показує відношення навантаження розрахункового та початкового років.

Таблиця 2.12 – Коефіцієнт зростання навантаження для існуючих ТП залежно від виду споживачів

Споживачі	Розрахунковий рік			
	5-й	7-й	10-й	12-й
Комунально-побутові	1,3	1,3	1,8	2
Виробничі	1,3	1,4	2,1	2,4
Змішані та інші несільсько-господарські	1,3	1,4	2	2,2

Для визначення денного та вечірнього максимумів навантаження враховують коефіцієнти участі в максимумі. Коефіцієнт участі в денному/вечірньому максимумі навантаження показує, яка частина максимального навантаження припадає на денний/вечірній максимум навантаження. Для виробничих споживачів  $k_d = 1$ ,  $k_v = 0,6$ ; для побутових споживачів у будинках без електроплит  $k_d = 0,3 \dots 0,4$ ,  $k_v = 1$  у будинках з електроплитами  $k_d = 0,6$ ,  $k_v = 1$ ; для змішаного навантаження  $k_d = k_v = 1$ .

Підсумовування денного та вечірнього навантажень на ділянках мережі напругою 6–20 кВ здійснюється шляхом підсумовування відповідних навантажень ТП із урахуванням коефіцієнта одночасності, який вибирають за даними таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Значення коефіцієнта одночасності

Кількість ТП	2	3	5	10	20	$\geq 25$
Коефіцієнт одночасності	0,9	0,85	0,8	0,7	0,7	0,65

Якщо окремі навантаження відрізняються між собою більш як в чотири рази, то підсумовування здійснюють за допомогою виразів (2.8)–(2.10). Для головної ділянки спочатку навантаження групують так, щоб в групі окремі навантаження не відрізнялися одне від одного більш як в чотири рази; підсумовують їх у групі з урахуванням коефіцієнта одночасності, а потім, використовуючи вирази (2.8)–(2.10), визначають розрахункове навантаження. Групування здійснюють окремо для денного та вечірнього навантажень ТП.

Значення натурального коефіцієнта потужності на ділянках мереж напругою 10–110 кВ визначають за номограмою (рис. 2.13) залежно від співвідношення виробничого та сумарного розрахункового навантажень.

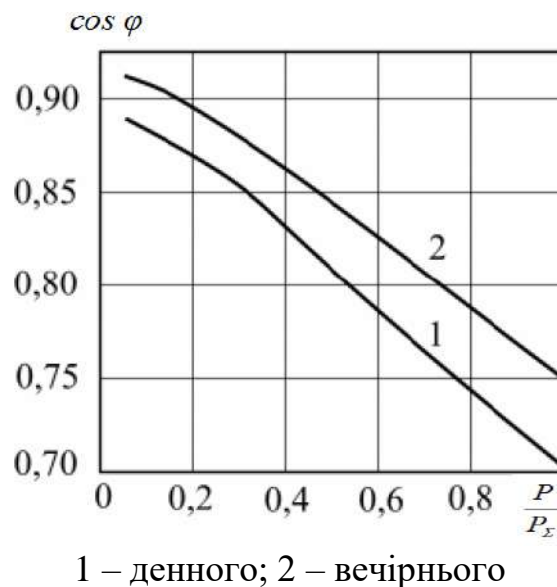


Рисунок 2.13 – Залежність коефіцієнта потужності від співвідношення виробничого та сумарного максимумів навантаження

Розрахункові навантаження мереж напругою 35–110 кВ визначають за результатами розрахунку навантажень мережі напругою 10 кВ або, виходячи з існуючого навантаження ТП 35–110/10 кВ і коефіцієнтів їх зростання, з урахуванням нових великих споживачів (тваринницькі комплекси, птахофабрики, тепличні комбінати), а також інших споживачів із розрахунковим навантаженням понад 250 кВт.

Коефіцієнт зростання навантаження на розрахунковий рік для існуючих підстанцій 35–110/10 кВ приймають залежно від прогнозу електроспоживання в області (районі) електропостачання.

Підсумовування навантажень підстанцій виконують з урахуванням їх добових графіків, а навантаження ділянок мережі напругою 35–110 кВ – з урахуванням коефіцієнта одночасності за даними таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Значення коефіцієнта одночасності

Кількість ТП 35–110/10 кВ або ліній напругою 35–110 кВ	2	3	$\geq 4$
Коефіцієнт одночасності	0,97	0,95	0,9

## **2.5 Електричні навантаження систем гарантованого електропостачання**

ЕП критичної групи (ЕКГ) – особливо чутливі до якості електроенергії ЕП будівлі чи споруди, які забезпечують інформаційний, обчислювальний чи технологічний процес, переривання якого неприпустимо, загрожує життєдіяльності людей, втраті важковідновлюваної інформації, які потребують захисту від будь-яких неполадок живлення тривалістю більше 20 мс [11].

У залежності від умов роботи можуть застосуватися ЕКГ:

- ЕКГ з неперервним режимом роботи – ЕП будівлі чи споруди, які функціонують безперервно 8760 год на рік (8784 год у високосному році) чи протягом часу, більшого ніж інтервал між двома послідовними планово-попереджувальними роботами на джерелах живлення, заміна чи ремонт яких не можуть бути виконані в період планових зупинок, а збій у роботі призводить до фінансових втрат, що перевищують 3000 оподатковуваних мінімумів;

- ЕКГ з обмеженим режимом роботи – ЕП будівлі чи споруди, які функціонують не безперервно 8760 год на рік (8784 год у високосному році), чи протягом часу, меншого ніж інтервал між двома послідовними планово-

попереджувальними роботами на джерелах живлення, заміна чи ремонт яких можуть бути виконані в період планових зупинок, а збій у роботі яких призводить до фінансових втрат, що не перевищують 3000 оподатковуваних мінімумів.

У разі наявності у будівлі (споруді) ЕКГ згідно з ДСТУ ІЕС 62040-3:2004 для них повинна виконуватися система гарантованого електропостачання (СГЕ) – набір функціональних пристроїв і схемних рішень, призначених для забезпечення безперебійним і якісним електроживленням відповідальних струмоприймачів особливої групи І категорії [11].

Проектування, розроблення та технічне обслуговування СГЕ необхідно виконувати комплексно, враховуючи всі елементи, які входять до неї, з взаємопогодженими режимами роботи та максимально можливою уніфікацією.

Категорії надійності електропостачання ЕКГ (у т.ч. ЕП локальних обчислювальних мереж (ЛОМ)) наведено у таблиці 2.15.

За схемотехнічними рішеннями СГЕ виконують трьома основними способами та поділяють згідно з [11] на: розподілену, централізовану та комбіновану (централізовано-змішану) системи.

Вибір способу виконання вирішується проєктною організацією виходячи з потужності СГЕ, категорії її надійності та вимог замовника. При цьому перевагу слід надавати розподіленій та автономній мережам електропостачання. При цьому штепсельні розетки електроспоживачів ЛОМ виконуються за магістральною схемою, розкладка кабелів у межах одного поверху повинна бути радіальна, без утворення замкнутих просторових петель.



Таблиця 2.15 – Категорії надійності електропостачання ЕКГ згідно [7] та [11]

Категорія надійності електропостачання ЕКГ і спосіб її забезпечення	Назва ЕП
ЕКГ із неперервним режимом роботи – не менше двох взаємнорезервованих або модульних агрегатів безперервного живлення (АБЖ*) достатньої потужності, що працюють нормально	Серверні, робочі станції ЛОМ, приміщення електронної пошти та електронні засоби зв'язку, технологічне обладнання, яке слід забезпечувати живленням безперервно згідно з вимогами до ЕКГ із неперервним режимом роботи
ЕКГ із обмеженим режимом роботи – наявність АБЖ	Серверні, робочі станції ЛОМ, приміщення електронної пошти та електронні засоби зв'язку, технологічне обладнання, яке слід забезпечувати живленням безперервно згідно з вимогами до ЕКГ із обмеженим режимом роботи
Особлива група I категорії – згідно з чинним ПУЕ	Технічні засоби автоматизованої системи керування виробництвом і аналогові засоби зв'язку, системи охоронної сигналізації, системи кондиціонування приміщень АБЖ, системи протипожежного захисту й аварійного освітлення
I, II, III категорії – згідно з чинними нормами (ПУЕ, ДСТУ ІЕС 62040-3:2004)	Комплекс інших ЕП

\* АБЖ – поєднання перетворювачів, перемикачів і засобів накопичення енергії (наприклад, акумуляторні батареї), що входять до складу системи живлення, для забезпечення безперебійного електропостачання у випадку порушення електропостачання (ДСТУ ІЕС 60909) від основного джерела живлення.

Для забезпечення можливості виконання налагоджувальних, ремонтних та обслуговуючих робіт із АБЖ без перерви в живленні ЕКГ із обмеженим і неперервним режимом роботи електрична схема повинна виконуватись за допомогою шафи обвідного ланцюга – шафи байпасу.

Для забезпечення можливості виконання налагоджувальних, ремонтних та обслуговуючих робіт із дизельною електричною станцією (ДЕС) та налагодження взаємопогодженого режиму роботи з АБЖ, без перерви в

живленні ЕКГ із обмеженим і неперервним режимом роботи СГЕ повинна передбачати комутаційні апарати обвідного ланцюга (байпасу) ДЕС–АБЖ у шафі розподільних навантажень ДЕС (чи окремо).

У будівлі, що містить ЕКГ, необхідно передбачати електрощитове приміщення для встановлення у ньому ввідно-розподільних щитів, ГРЩ, приміщення АБЖ і приміщення (будівлю чи прибудову) ДЕС. При цьому можливе поєднання приміщень електрощитової та приміщення АБЖ.

Електропостачання ЕП ЛОМ і критичних ЕП повинно виконуватися від мережі з глухозаземленою нейтраллю 380/220 В із системою заземлення *TN-S* згідно до пункта 1.7 [7]. На всіх робочих місцях ЛОМ необхідно встановлювати блоки розеток СГЕ, що складаються з трьох двополюсних розеток із заземлювальними контактами. Вибір перерізу фазних і нульових робочих провідників ліній живлення електронних пристроїв ЛОМ слід виконувати з урахуванням емісії гармонічних складових струму:

- у разі коли електронні пристрої ЛОМ (комп'ютери, сервери) мають коефіцієнт гармонік вхідного струму  $THD < 17 \%$  згідно з вимогами відповідних глав ПУЕ;

- у разі коли електронні пристрої ЛОМ мають коефіцієнт гармонік вхідного струму  $THD > 17 \%$ , чи коли рівень генерації гармонічних струмів невідомий, переріз фазних провідників ліній живлення штепсельних розеток слід виконувати згідно з вимогами відповідних глав ПУЕ, а переріз нульових робочих провідників трифазних ліній живлення штепсельних розеток електроспоживачів ЛОМ слід приймати в 1,7 рази більше за переріз відповідних фазних провідників.

Для СГЕ забороняється об'єднання нульових робочих *N* та нульових захисних *PE* провідників різних групових ліній незалежно від способу виконання мереж.

Будівлі, в яких використовуються електронні пристрої ЕКГ, обладнуються пристроями блискавкозахисту.

Схема розподільне живлення ЕКГ (рис. 2.14) використовується для споруд із ЕКГ при невеликій кількості робочих місць ЛОМ, а також за наявності віддалених одна від одної груп робочих місць в межах одного чи декількох поверхів будівлі чи споруди.

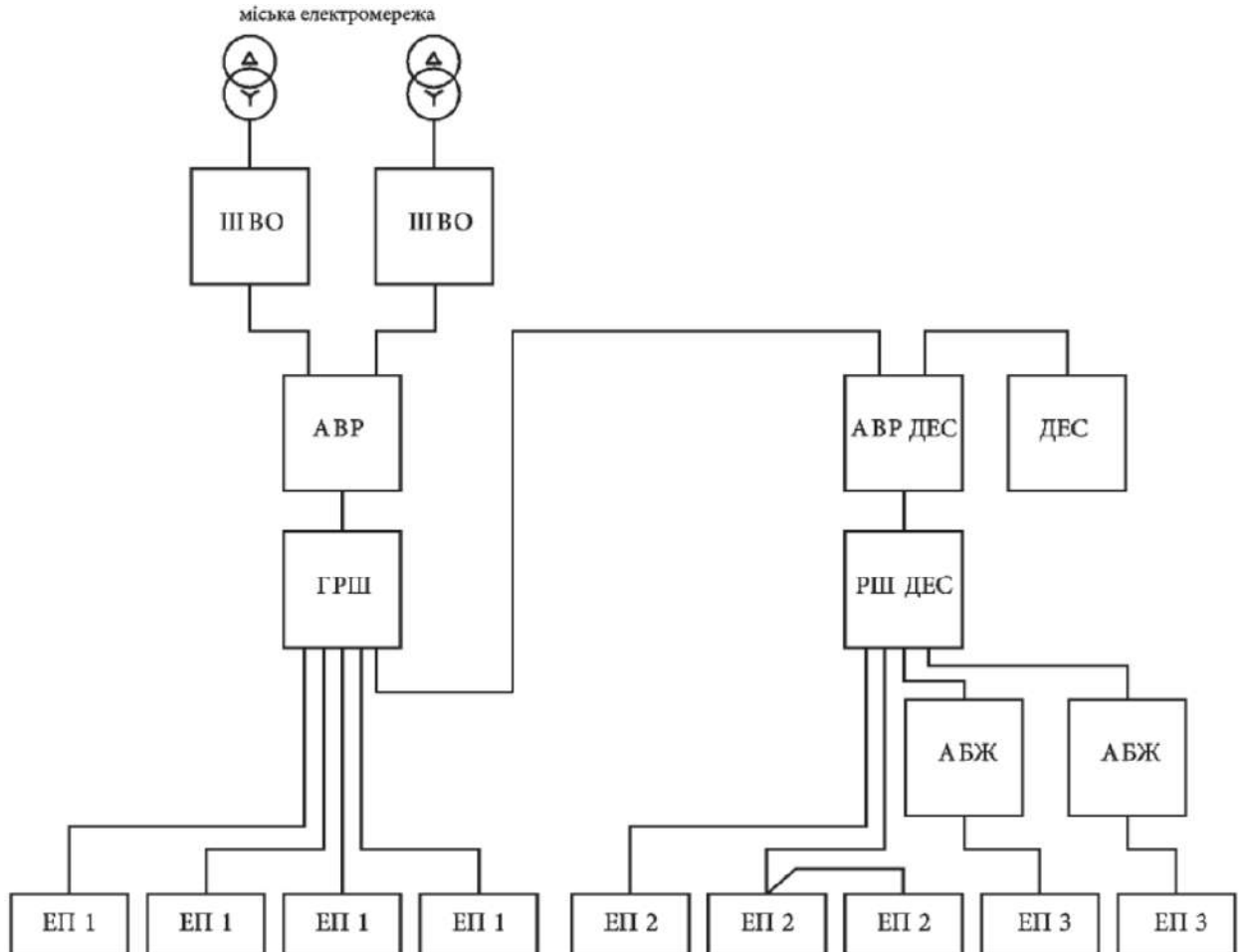


Рисунок 2.14 – Схема функціональна розподільного живлення ЕКГ [11]

На схемах живлення ЕКГ (рис. 2.14–2.18) введено такі скорочення:

ШВО – пристрій вводу електроживлення (шафа вводу й обліку);

ГРШ – пристрій розподілу (головна розподільна шафа);

АВР ДЕС – пристрій автоматичного переключення на ДЕС;

РШ ДЕС – пристрій розподілу (розподільна шафа навантажень ДЕС);

ШБ – пристрій ремонтно-регламентного обходу (шафа байпасу);

ШПР – пристрій вводу та ремонтного обходу АБЖ (шафа паралельної роботи АБЖ);

РШК – пристрій розподілу (розподільна шафа комп'ютерних навантажень);

ЕП 1 – ЕП I категорії;

ЕП 2 – ЕП особливої групи І категорії;

ЕП 3 – ЕКГ з обмеженим режимом роботи;

ЕП 4 – ЕКГ з неперервним режимом роботи.

Розподільне живлення робочих місць ЛОМ виконують за допомогою декількох АБЖ подвійного перетворення по одному для кожної групи ЕП.

Використовуються АБЖ зі стандартним набором акумуляторних батарей (близько 30 хв підтримки електропостачання за 100 % навантаження), автономним резервним джерелом живлення у випадку зникнення живлення від локальної електромережі у вигляді ДЕС з автоматичним пуском та пристроєм АВР від ДЕС. Рекомендований спосіб виконання схеми – розподільна мережа.

Схему централізованого живлення ЕКГ (рис. 2.15) використовують за наявності ЕКГ з обмеженим режимом роботи.

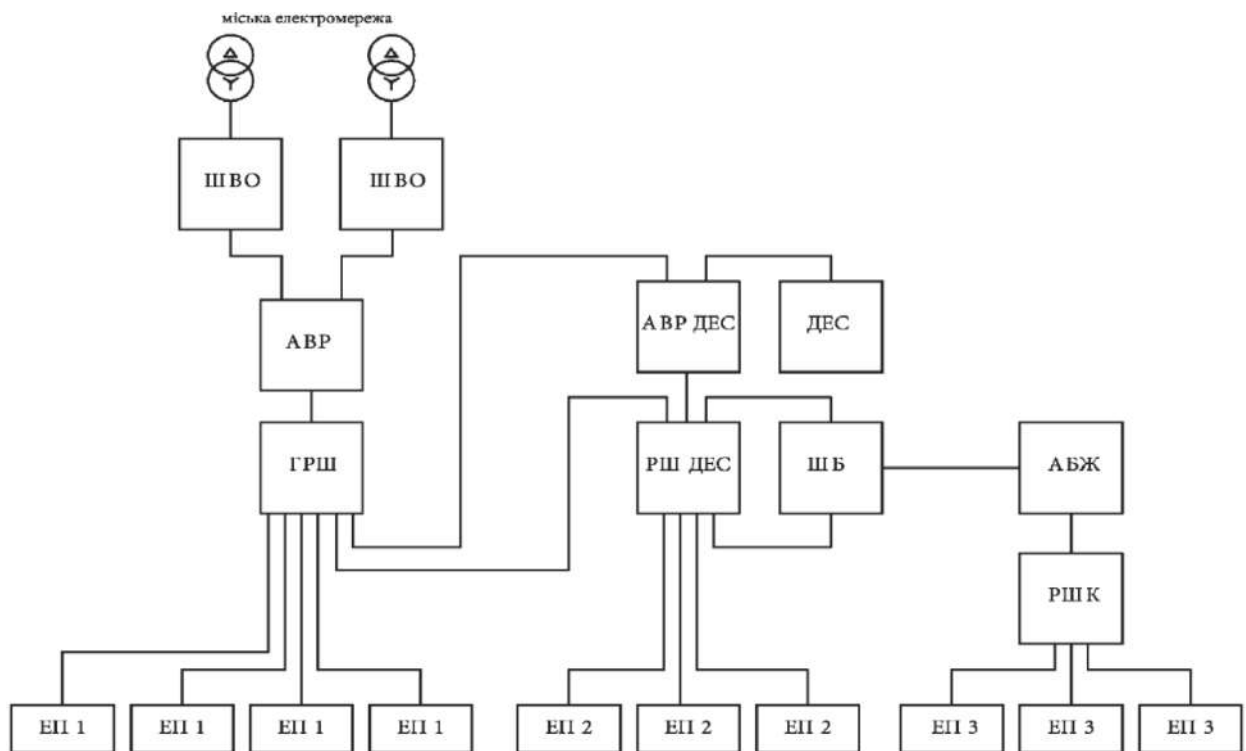


Рисунок 2.15 – Функціональна схема централізованого живлення ЕКГ з обмеженим режимом роботи [11]

При цьому централізоване живлення всього електронного устаткування виконують за допомогою потужного центрального АБЖ подвійного перетворення з стандартним набором акумуляторних батарей, розрахованим

не менше, як на 15 хв підтримки за 100 % навантаження, та резервним АБЖ у вигляді ДЕС з автоматичним пуском та пристроєм АВР ДЕС.

За наявності ЕКГ з обмеженим режимом роботи, які планується збільшувати (нارощувати потужність), чи в разі великої потужності, яку важко захистити одним потужним АБЖ, а застосування декількох потужних АБЖ створює надлишок потужності, перевагу слід надавати використанню системи з паралельно працюючими для нарощування потужності (рис. 2.16). Рекомендований спосіб виконання мережі – розподільна чи автономна мережа електропостачання з ЕКГ.

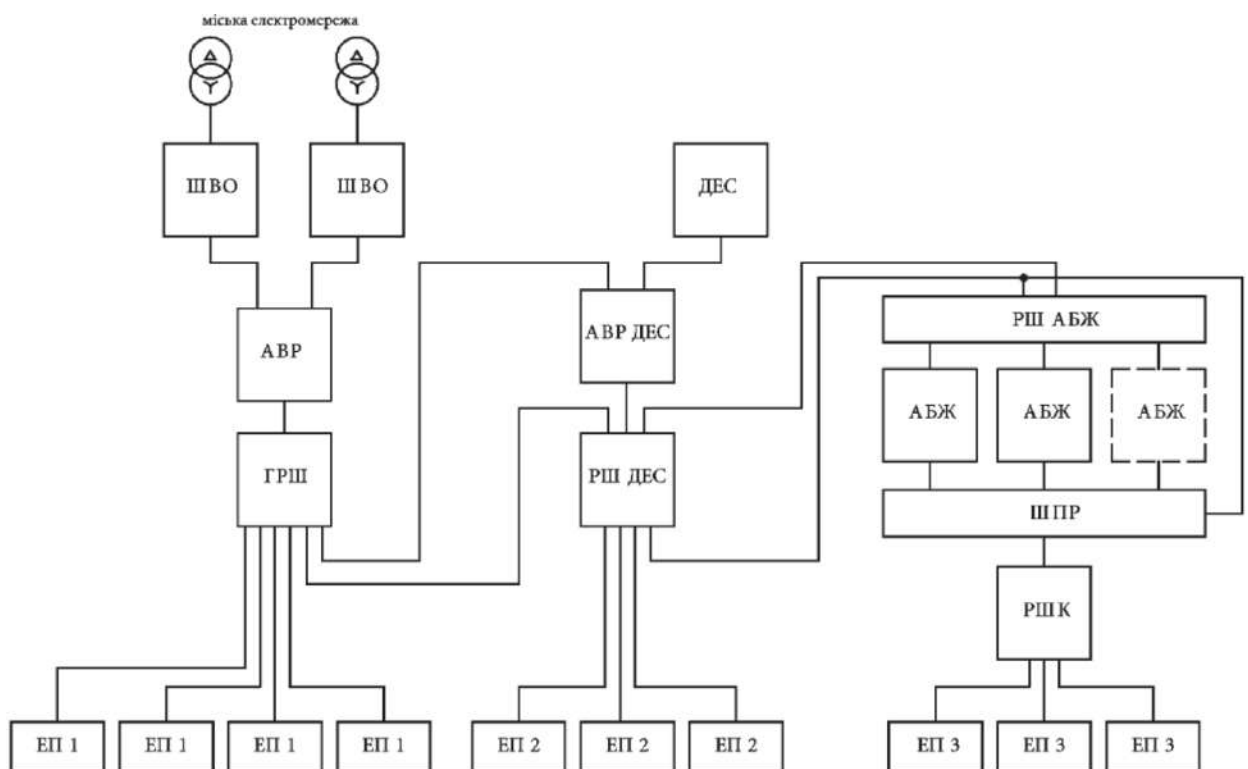


Рисунок 2.16– Функціональна схема централізованого живлення ЕКГ з обмеженим режимом роботи [11]

Централізовано-змішане живлення ЕКГ (варіант 1 – рис. 2.17) використовують за наявності ЕКГ з обмеженим та неперервним режимом роботи.

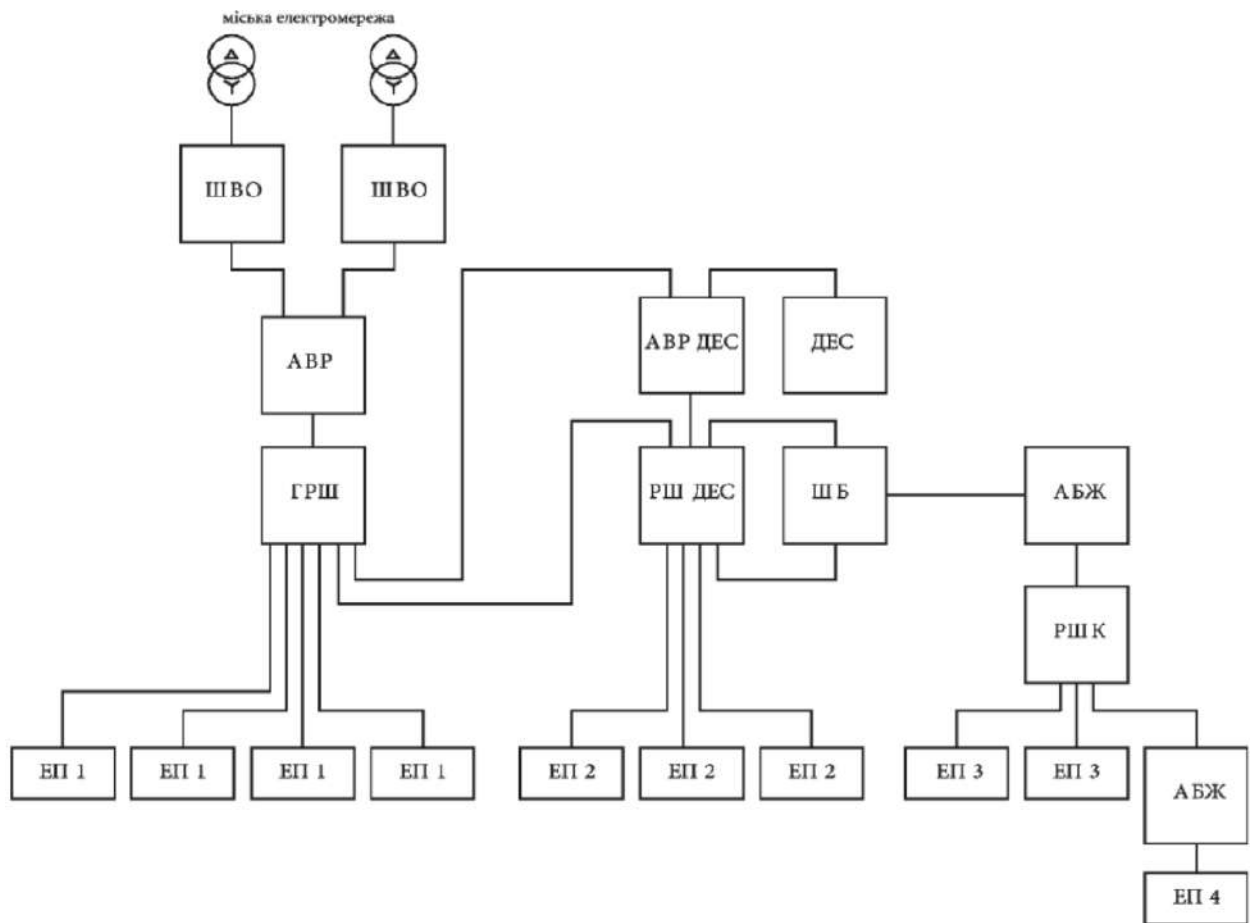


Рисунок 2.17 – Функціональна схема централізовано-змішаного живлення ЕКГ (варіант 1) [11]

Централізоване живлення ЕКГ виконують за допомогою центрального АБЖ подвійного перетворення з стандартним набором акумуляторних батарей, розрахованим не менше ніж на 15 хв підтримки за 100 % навантаження, та резервним АДЖ у вигляді ДЕС з автоматичним пуском та пристроєм АВР ДЕС.

При цьому ЕКГ з неперервним режимом роботи додатково живлять від розташованого поряд АБЖ меншої потужності. Рекомендований спосіб виконання електромережі – автономна мережа.

Централізовано-змішане живлення ЕКГ за наявності ЕКГ із будь-яким режимом роботи та великою потужністю, яку важко захистити одним АБЖ, а застосування декількох потужних АБЖ створює надлишок потужності, або в разі очікуваного збільшення навантаження ЕКГ (варіант 2 – рис. 6.5), виконують за допомогою включення декількох АБЖ подвійного перетворення за схемою паралельної роботи для нарощування потужності та

резервуванням за принципом  $n + 1$ . За цього фактична кількість підключених АБЖ обчислюється за формулою:

$$N = N_{\phi} + 1,$$

де  $N$  – розрахункова кількість АБЖ.

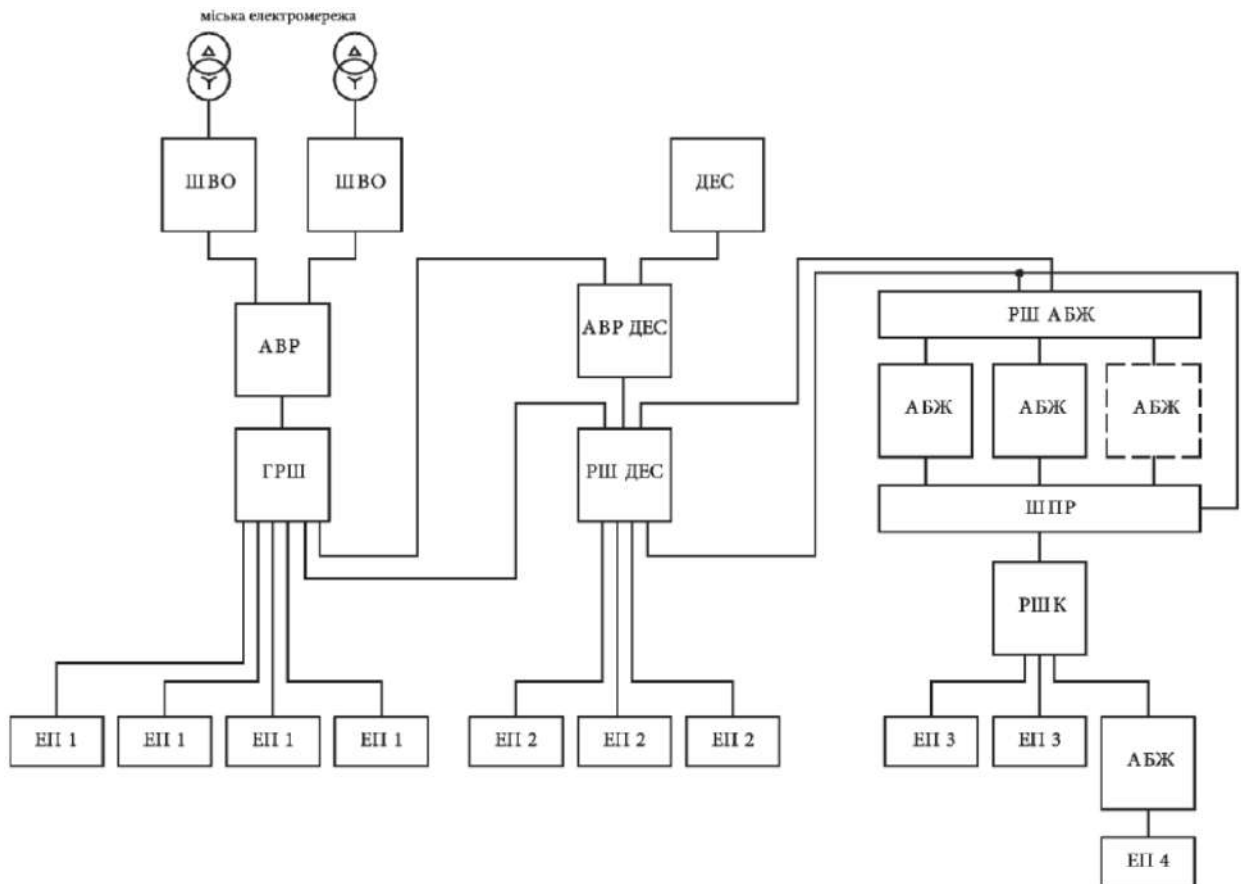


Рисунок 2.18 – Функціональна схема централізовано-змішаного живлення ЕКГ (варіант 2) [11]

Розрахунки електричних навантажень систем гарантованого електропостачання (СГЕ) виконують, виходячи з таких умов.

Розрахункове навантаження АБЖ, що живлять робочі місця ЛОМ визначається за формулою:

$$P_{\text{АБЖр}} = P_{\text{р.м}} K_{\text{п.р.м}} N_{\text{р.м}} + P_{\text{сер}} K_{\text{п.сер}} N_{\text{п.сер}},$$

де  $P_{\text{р.м}}$  – встановлена потужність робочого місця ЛОМ, кВт, встановлена потужність робочого місця ЛОМ (без врахування периферійних

пристроїв) приймається 250–300 Вт або згідно з технічною документацією на ці електронні пристрої ЛОМ;

$K_{п.р.м}$  – розрахунковий коефіцієнт попиту робочого місця ЛОМ, в.о., визначається за таблицею 2.16;

$N_{р.м}$  – кількість робочих місць ЛОМ, шт;

$P_{сер}$  – встановлена потужність серверної, кВт, встановлена потужність сервера приймається 750–1000 Вт або згідно з технічною документацією на ці електронні пристрої ЛОМ;

$K_{п.сер}$  – розрахунковий коефіцієнт попиту сервера, в.о., визначається за таблицею 2.16;

$N_{сер}$  – кількість серверів, шт.

Таблиця 2.16 – Розрахунковий коефіцієнт попиту [11]

Назва ЕП	$K_{п}$ , в.о.
Робочі місця ЛОМ при їх кількості:	
а) 1–7	0,95
б) 8–24	0,7
в) понад 24	0,5
Серверна	0,95

При цьому слід враховувати, що для АБЖ вхідні та вихідні коефіцієнти потужності можуть суттєво різнитися, тому для мережі, яка живить АБЖ, його активна вхідна потужність, складає:

$$P_{АБЖвх} = \frac{P_{АБЖр}}{\eta \sqrt{1 + THD^2}} = \frac{S_{АБЖр} \cos \varphi}{\eta \sqrt{1 + THD^2}}, \quad (2.11)$$

де  $\eta$  – коефіцієнт корисної дії АБЖ, в.о.;

$THD$  – коефіцієнт гармоніки вхідного струму, в.о., який визначається за документацією заводу-виробника АБЖ, або згідно з таблицею 2.17.



Таблиця 2.17 – Коефіцієнт гармонік вхідного струму [11]

Тип вхідного випрямляча АБЖ	<i>THD</i> , %
Тиристорний, 6-імпульсний	33
Тиристорний, 12-імпульсний	14
Тиристорний, 24-імпульсний	7
IGBT транзисторний	2–3
Примітка. У випадку, коли потужність АБЖ СГЕ будівлі перевищує 15–25 % загальної потужності будівлі, слід враховувати можливість спотворення несинусоїдальності напруги за межі. Для виключення цих порушень необхідно використовувати АБЖ з мінімальним значенням коефіцієнта спотворення несинусоїдальності вхідного струму чи доповнювати базові моделі АБЖ пристроями їх зменшення	

Вибір номінальної потужності АБЖ виконують згідно з розрахунком його навантаження за (2.11) та з урахуванням вимоги.

Для визначення необхідної потужності ДЕС, яка працює з АБЖ, необхідно враховувати вплив гармонічних струмів на теплові режими роботи генератора ДЕС. При цьому загальна формула має вигляд (потрібно вибрати найбільше значення з верхнього рівняння, що визначає вклад вищих гармонічних струмів, чи нижнього рівняння):

$$P_{\text{ДЕСр}} = \max \left\{ \frac{100}{q} \left( \frac{P_{\text{АБЖ}}}{\eta} + P_{\text{а.б}} \right), k_{\text{кр}} \left( \frac{P_{\text{АБЖ}}}{\eta} + P_{\text{а.б}} \right) \right\}, \quad (2.12)$$

де  $q$  – допустимий миттєвий накид навантаження, %, який визначається за документацією заводу-виробника ДЕС або згідно ГОСТ 10511-83;

$P_{\text{а.б}}$  – потужність, яка витрачається для заряду акумуляторної батареї АБЖ, кВт, яка визначається за документацією заводу-виробника АБЖ, або як

$$P_{\text{а.б}} = (0,15 - 0,25) \frac{P_{\text{АБЖ}}}{\eta};$$

$k_{кр}$  – коефіцієнт кратності потужності ДЕС до потужності АБЖ, обумовлений впливом струмів вищих гармонік, для найбільш поширених умов застосування значень наведено у таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Коефіцієнт кратності потужності ДЕС до потужності АБЖ [11]

Тип вхідного випрямляча АБЖ	Значення коефіцієнта $k_{да}$ при різних значеннях надперехідного індуктивного опору генератора по поздовжній осі, $x_d''$ , %		
	10	12	14
Тиристорний, 6-імпульсний	2,11	2,55	3,07
Тиристорний, 12-імпульсний	1,45	1,64	1,87
Тиристорний, 12-імпульсний з фільтром коректором	1,23	1,33	1,40
Тиристорний, 12-імпульсний з бустером	1,07	1,10	1,13
<i>IGBT</i> транзисторний	1,09	1,13	1,18

Вибір номінальної потужності ДЕС, яка працює з АБЖ, виконують згідно з розрахунком за (2.12) та з урахуванням вимоги  $P_{ДЕСн} \geq P_{ДЕСр}$ .

Після підключення АБЖ із затримкою у часі, який визначається часом закінчення перехідних процесів, можливо підключення до ДЕС інших ЕП некритичної групи у межах залишку потужності ДЕС.

### **3 ВИБІР ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ**

#### **3.1 Вибір параметрів мереж напругою до 1000 В**

Вибір перерізів електричних мереж різних класів номінальних напруг і номінальних потужностей трансформаторів є важливим етапом будь-якого проєкту електропостачання. Відповідно до діючих нормативних документів вибір параметрів усіх основних елементів СЕП здійснюється, виходячи з економічних міркувань, за умови виконання ряду технічних вимог, які повинні задовольнятися в нормальному та післяаварійному режимах роботи. При визначенні перерізів електричних мереж останні поділяються на мережі номінальною напругою до та понад 1000 В [7].

Мінімально допустимі перерізи мережі напругою до 1000 В, у загальному випадку, повинні задовольняти таким вимогам:

1. Втрата напруги в нормальному режимі не повинна перевищувати допустимої величини:

$$\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}. \quad (3.1)$$

При цьому втрата напруги (у відсотках від номінального значення) на ділянці мережі визначається у такий спосіб

$$\Delta U = \frac{(Pr_0 + Qx_0)L}{10U_n^2},$$

де  $r_0$ ,  $x_0$  – погонні активний і реактивний опори однієї фази проводу (або кабелю), Ом/км;

$L$  – довжина ділянки мережі, км.

2. Втрати напруги в післяаварійному режимі не повинні бути більше ніж на 5 % перевищувати допустиму (у нормальному режимі) величину:

$$\Delta U^{п/а} \leq \Delta U_{доп} + 5 \% . \quad (3.2)$$

3. Струмове навантаження у нормальному режимі не повинно перевищувати допустимої величини, визначеної з урахуванням умов прокладання лінії

$$I_p \leq I_{доп} K_1 K_2 - \text{для кабельних ліній (КЛ)} \text{ та } I_p \leq I_{доп} K_1 - \text{для ПЛ}, \quad (3.3)$$

де  $I_{доп}$  – допустиме тривале струмове навантаження, визначене за довідковими даними (наприклад, з таблиць А.16 або А.17) з урахуванням марки кабелю (проводу) та способу його прокладання (у землі, у повітрі, у трубах тощо);

$K_1$  – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю (таблиця А.18) або повітряної лінії (таблиця А.19);

$K_2$  – коефіцієнт, що враховує кількість поряд прокладених кабелів (таблиця А.20).

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

$$I_p^{п/а} \leq I_{доп} K_1 K_2 K_{пер} - \text{для КЛ} \text{ та } I_p^{п/а} \leq I_{доп} K_1 K_{пер} - \text{для ПЛ}, \quad (3.4)$$

де  $K_{пер}$  – коефіцієнт допустимого перевантаження, визначений із урахуванням умов прокладення кабелю, тривалості перевантаження та попереднього завантаження КЛ (таблиця А.21).

Для ПЛ коефіцієнт допустимого перевантаження приймається рівним 1,3. При цих умовах збільшення стріли провисання (викликане додатковим нагріванням дроту) не перевершує допустимого значення.

5. Вибраний переріз повинен відповідати параметрам захисного апарата, встановленого на лінії:

$$I'_{\text{доп}} \geq K_3 I_3, \quad (3.5)$$

де  $I'_{\text{доп}}$  – допустимий струм вибраного провідника, визначений із урахуванням умов його прокладення;

$K_3$  – коефіцієнт кратності захисту (таблиця А.22);

$I_3$  – номінальний струм або струм спрацьовування захисного апарата.

При виборі значень  $K_3$  необхідно враховувати, що захист від перевантажень і струмів КЗ підлягають всі мережі всередині приміщень, які виконано відкрито прокладеними, незахищеними ізолюваними провідниками з горючою оболонкою, а також мережі всередині приміщень, які виконано захищеними провідниками, які прокладаються у трубах, негорючих будівельних конструкціях тощо, у вибухонебезпечних приміщеннях; силові мережі, коли за умовами технологічного процесу можливі тривалі перевантаження; освітлювальні мережі в житлових, громадських будинках і пожежонебезпечних приміщеннях. Всі інші мережі захищаються лише від КЗ [15].

Традиційно вибір перерізів ліній напругою до 1000 В здійснюють за допустимою втратою напруги. Для деякої ділянки мережі з навантаженням  $P$  й  $Q$  і параметрами  $L$ ,  $r_0$ ,  $x_0$  можна записати

$$\Delta U = \Delta U_P + \Delta U_Q = \frac{PR}{10U_H^2} + \frac{QX}{10U_H^2} = \frac{Pr_0L}{10U_H^2} + \frac{Qx_0L}{10U_H^2}.$$

При вирішенні задачі вибору перерізів виходять із припущення, що реактивний опір як проводів ПЛ, так і кабелів мало залежить від їх перерізу. Це дає можливість запропонувати наступний алгоритм розв'язання задачі:

1. Задають усереднене значення погонного реактивного опору  $x_0$ .

2. Обчислюють реактивну складову втрати напруги

$$\Delta U_Q = \frac{Qx_0 L}{10U_n^2}.$$

3. Визначають активну складову допустимої втрати напруги

$$\Delta U_{P_{\text{доп}}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_Q.$$

4. Отримане значення  $\Delta U_{P_{\text{доп}}}$  може бути використане для визначення перерізу лінії, з огляду на те, що

$$\Delta U_{P_{\text{доп}}} = \frac{Pr_0 L}{10U_n^2} = \frac{P\rho L}{10U_n^2 F}.$$

$$\text{Тоді } F = \frac{P\rho L}{10U_n^2 \Delta U_{P_{\text{доп}}}},$$

де  $\rho$  – питомий опір проводу або кабелю, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$\Delta U_{P_{\text{доп}}}$  – активна складова допустимої втрати напруги (у % від номінального значення).

5. Отриманий переріз округлюють до найближчого стандартного та визначають величину втрати напруги  $\Delta U$  з урахуванням фактичних значень погонних опорів  $r_0$  та  $x_0$ .

6. Визначений переріз перевіряють на виконання умов (3.1)–(3.5). У разі виконання зазначених умов вважають – вибір перерізу завершений. У іншому випадку переріз збільшують до тих пір, поки всі технічні умови не будуть виконані.

При виборі КЛ рішення задачі може бути отримано простіше. На практиці при проєктуванні кабельних ліній реактивним опором нехтують.

У цьому випадку переріз може бути обчислено безпосередньо на основі заданої величини допустимої втрати напруги

$$F = \frac{P\rho L}{10U_{\text{н}}^2 \Delta U_{\text{доп}}}.$$

У реальних умовах мережі низької напруги часто будуються за магістральними схемами. У цьому випадку для вибору перерізів може бути використано кілька стратегій. Найбільше застосовним на практиці методом є розрахунок на сталість перерізу.

Допустимо, що лінія складається з  $n$  послідовно з'єднаних ділянок. Через кожну ділянку довжиною  $L_i$  передається потужність  $P_i$ ,  $Q_i$ ,  $i=1, \dots, n$ . У цьому випадку за аналогією з розглянутим вище алгоритмом послідовно обчислюємо:

$$\Delta U_Q = \frac{x_0 \sum_{i=1}^n Q_i L_i}{10U_{\text{н}}^2}, \quad \Delta U_{P_{\text{доп}}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_Q, \quad F = \frac{\rho \sum_{i=1}^n P_i L_i}{10U_{\text{н}}^2 \Delta U_{P_{\text{доп}}}}. \quad (3.6)$$

Альтернативними підходами є розрахунок на сталість щільності струму, що одночасно забезпечує мінімум втрат потужності й електричної енергії в мережі, яка проєктується [2]

$$F_i = \frac{S_i \rho \sum_{i=1}^n L_i \cos \varphi_i}{10U_{\text{н}}^2 \Delta U_{P_{\text{доп}}}},$$

і розрахунок на мінімум витрат провідникового матеріалу, що дає змогу знизити інвестиції в лінію

$$F_i = \frac{\rho \sqrt{P_i} \sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} L_i}{10U_{\text{н}}^2 \Delta U_{P_{\text{доп}}}}.$$

Природно, що у двох останніх випадках перерізи окремих ділянок лінії будуть різні, що вимагає індивідуальної перевірки перерізу кожної ділянки на допустимість струмового навантаження. Крім цього, таке рішення створює незручності для монтажу й експлуатації електричної мережі.

У виборі перерізів низьковольтних ліній у процесі проектування СЕП міст важливе місце займає питання коректного визначення навантажень на ділянках мережі як у нормальному, так і у післяаварійному режимах роботи.

Зокрема, для двопроменевої схеми мережі (рис. 3.1) навантаження на кожному вводі визначається окремо залежно від типу споживача.

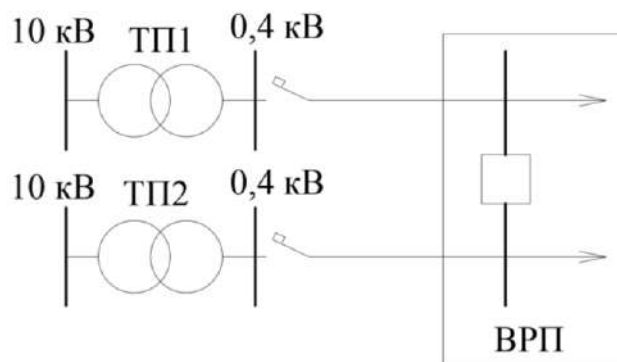


Рисунок 3.1 – Схема електропостачання житлового будинку

Так, у випадку проектування електропостачання житлового будинку, питоме навантаження квартир і коефіцієнт попиту для силового обладнання приймаються відповідно залежно від кількості квартир та конкретного складу силових споживачів, приєднаних до тієї або іншої секції ВРП. Отримані при цьому значення розрахункового навантаження служать для визначення перерізів ліній за умовами нормально режиму (3.1) та (3.3).

Післяаварійний режим низьковольтної лінії залежить від обсягу навантаження, електропостачання якого резервується. При 100 % резервуванні розрахункове навантаження визначається з урахуванням повного складу споживачів будинку. Наприклад, для житлового будинку враховується сумарна кількість квартир і силових ЕП. У силу того, що питоме навантаження та коефіцієнт попиту залежать від фактичного числа квартир і силових ЕП, які живляться від розглянутого елемента мережі, розрахункове навантаження післяаварійного режиму роботи не буде у два



рази більше навантаження нормального режиму. Навіть якщо й передбачалося, що навантаження (окремі ЕП) між секціями ВРП житлового будинку ділилося строго нарівно.

Для петлевої схеми мережі (рис. 3.2) при визначенні розрахункових навантажень на окремих ділянках залежно від складу споживачів необхідно також урахувувати коефіцієнт суміщення максимумів навантажень (2.7).

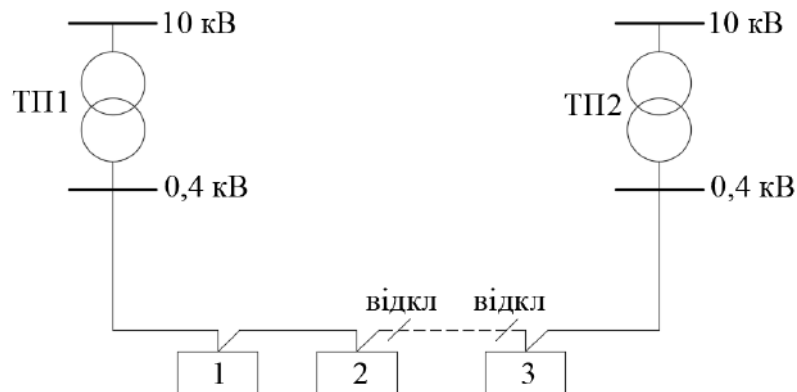


Рисунок 3.2 – Петлева схема низьковольтної мережі

Так, припустивши, що споживач 1 на рис. 3.2 являє собою житловий будинок, а споживач 2 громадську будівлю, та розрахункове навантаження житлового будинку більше ніж навантаження громадської будівлі, то сумарне навантаження на ділянці ТП 1– 1 складає:

$$P_{ТП1-1} = P_1 + K_{с.маx1-2} P_2 = n_{кв} p_{пит.кв} + 0,9 K_{п.сил} \sum P_{сил} + K_{с.маx1-2} n_{гр.б} p_{пит.гр.б},$$

де  $p_{пит.кв}$  – питоме навантаження на квартиру в залежності від їх типу та кількості  $n_{кв}$ ;

$K_{п.сил}$  – коефіцієнт попиту силового обладнання житлового будинку;

$K_{с.маx1-2}$  – коефіцієнт суміщення максимумів навантажень житлового будинку (споживач 1 на рис. 3.2) та громадської будівлі (споживач 2 на рис. 3.2);

$p_{пит.гр.б}$  – питоме навантаження громадської будівлі, залежить від типу та характеристики об'єкта  $n_{гр.б}$ .

Після цього переріз даної лінії може бути вибрано на підставі (3.6) та перевірено за допустимим навантаженням головної ділянки.

При аналізі післяаварійного режиму необхідно прийняти до уваги, що, якщо максимальне струмове навантаження не залежить від того відбулося ушкодження на ділянці ТП1 –1 або ТП2–3, то при розрахунку втрати напруги у післяаварійному режимі роботи обидва варіанти можливого ушкодження лінії варто аналізувати незалежно (рис. 3.3).

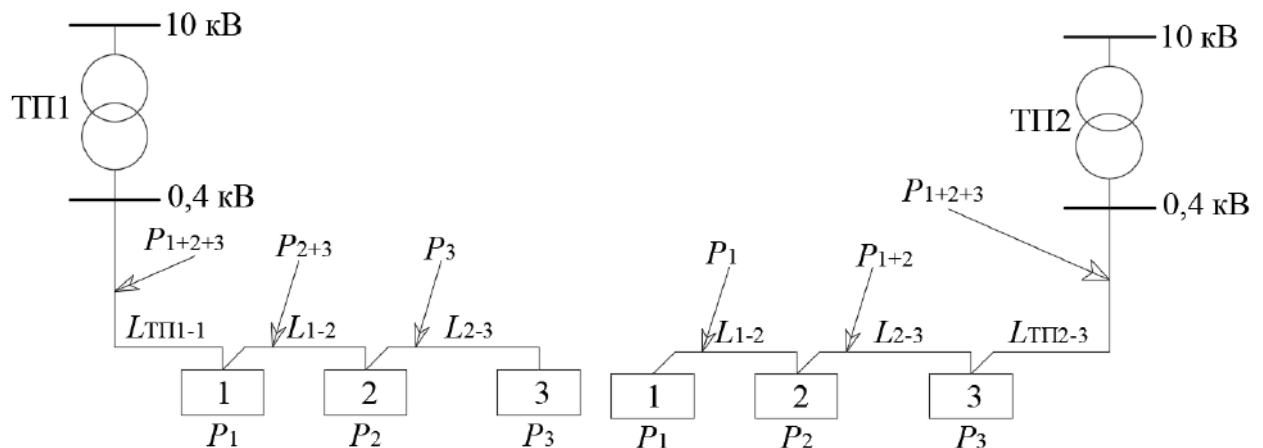


Рисунок 3.3 – Аналіз післяаварійних режимів роботи

Це зумовлено тим, що втрата напруги одночасно залежить від опору ділянки та від навантаження, що по ній протікає та, відповідно, для наведених вище схем значення  $\Delta U^{п/а}$  вздовж лінії будуть різними.

При цьому навантаження на ділянках мережі, якщо споживачі, що живляться від них, не є житловими будинками з однаковим типом приготування їжі, визначаються з урахуванням відповідних коефіцієнтів суміщення максимумів навантаження.

Певну особливість мають методи розрахунку параметрів освітлювальних мереж. Це пов'язано зі специфікою їх побудови та характером розподілу навантажень. Часто освітлювальні мережі можуть являти собою однофазні та двофазні відгалуження або розглядатися як трифазна мережа з рівномірно розподіленим однофазним навантаженням.

Переріз однофазного відгалуження обчислюється в такий спосіб

$$F = \frac{2\rho \sum_{i=1}^n P_i L_i}{\Delta U U_{\phi}},$$

де  $P_i$  – навантаження, що протікає по ділянці довжиною  $L_i$  (у км), кВт;

$\Delta U$  – втрата напруги, наприклад, допустима, В;

$U_{\phi}$  – фазна напруга мережі, В.

Наведена формула випливає з тих міркувань, що у двопровідній лінії за однакового перерізу фазного й нульового проводів втрата напруги дорівнює різниці абсолютних величин напруги на початку й у кінці лінії. Підсумовуючи втрати напруги на окремих ділянках у фазному та нульовому провідниках, одержимо

$$\Delta U = 2 \sum_{i=1}^n I_i r_i = \frac{2\rho \sum_{i=1}^n P_i L_i}{F U_{\phi}}. \quad (3.7)$$

При розгляді двофазних відгалужень припускають рівність, як опорів, так і навантажень фаз. Струм у нульовому провіднику являє собою геометричну суму фазних струмів і за абсолютним значенням дорівнює фазному струму. З векторної діаграми (рис. 3.4) видно, що проєкція вектора втрати напруги в нульовому проводі на вектор фазної напруги становить величину

$$\Delta U_N = 0,5 I_N R_N.$$

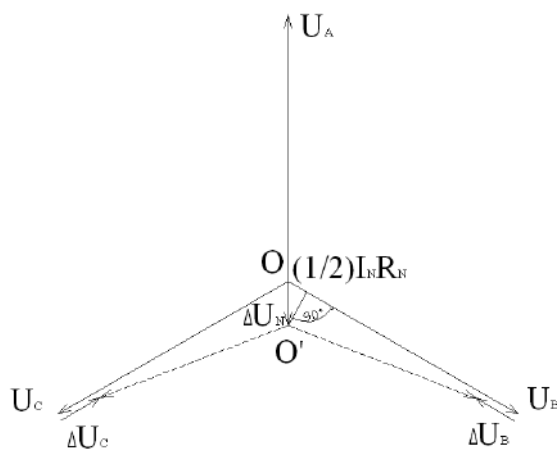


Рисунок 3.4 – Векторна діаграма напруг двофазної ділянки мережі

Таким чином, при рівності перерізів (а, відповідно, 1 опорів) фазного та нульового провідників сумарна втрата напруги у фазі складе

$$\Delta U_{\phi} = I_{\phi} R_{\phi} + 0,5 I_N R_N = 1,5 I R.$$

Якщо задано сумарне навантаження двох фаз (тобто  $I = \frac{P}{2U_{\phi}}$ ), то формулу для визначення перерізу може бути представлено в такий спосіб

$$F = \frac{0,75 \rho \sum_{i=1}^n P_i L_i}{\Delta U U_{\phi}}.$$

Відповідно,

$$\Delta U = \frac{0,75 \rho \sum_{i=1}^n P_i L_i}{F U_{\phi}}. \quad (3.8)$$

З огляду на те, що в освітлювальній мережі найчастіше використовуються світильники ідентичної потужності, розташовані на однаковій відстані один від одного, вираз  $\sum_{i=1}^n P_i L_i$ , що фігурує у наведених вище формулах, можна представити, використовуючи значення сумарної довжини лінії  $L_\Sigma$  та величину сумарного навантаження  $P_\Sigma$

$$\sum_{i=1}^n P_i L_i = \frac{n+1}{2n} P_\Sigma L_\Sigma \approx \frac{1}{2} P_\Sigma L_\Sigma.$$

Тоді, наприклад, для трифазної мережі з рівномірним розподілом навантажень між фазами отримаємо

$$F = \frac{\rho \sum_{i=1}^n P_i L_i}{\Delta U U_H} \approx \frac{\rho P_\Sigma L_\Sigma}{2 \Delta U U_H} \quad \text{та} \quad \Delta U = \frac{\rho \sum_{i=1}^n P_i L_i}{F U_H}. \quad (3.9)$$

Позначивши  $\sum_{i=1}^n P_i L_i$  через  $M$ , а добуток всіх постійних величин ( $\rho$ ,  $U_H$ ,  $U_\Phi$ ) через  $C$ , наведені вище формули (3.7), (3.8) для розрахунку втрат напруги, можна представити у наступному вигляді

$$\Delta U = \frac{M}{CF},$$

де лише коефіцієнт  $C$  залежить від характеру побудови мережі та матеріалу провідників.

Значення коефіцієнта  $C$ , які можуть використовуватися для розрахунку втрат напруги (у відсотках від його номінальної величини) на основі виразу (3.9), наведено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Значення коефіцієнта  $C$  для розрахунку втрат напруги в освітлювальних мережах

Побудова мережі	Провідниковий матеріал	
	мідь	алюміній
$3\phi + N$	77	46
$2\phi + N$	34	20
$1\phi + N$	12,8	7,7

### 3.2 Вибір параметрів мереж напругою понад 1000 В

Переріз мереж номінальною напругою понад 1000 В вибирається на основі економічних міркувань, при виконанні ряду технічних вимог.

Деякі технічні вимоги аналогічні тим, які ставилися до мереж напругою до 1000 В. Зокрема це стосується допустимості струмових навантажень у нормальному та післяаварійному режимах роботи, що вимагає виконання відповідно таких умов

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 \text{ — для КЛ та } I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 \text{ — для ПЛ,}$$

де  $I_{\text{доп}}$  — допустиме тривале струмове навантаження, визначене за довідковими даними (наприклад, таблиця А.23 або А.24) з урахуванням марки кабелю (проводу) та способу його прокладання (у землі, у повітрі, у трубах тощо);

$K_1$  — коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю (таблиця А.18) або ПЛ (таблиця А.19);

$K_2$  — коефіцієнт, що враховує кількість поряд прокладених кабелів (таблиця А.20),

$$I_p^{n/a} \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}} \text{ — для КЛ та } I_p^{n/a} \leq I_{\text{доп}} K_1 K_{\text{пер}} \text{ — для ПЛ,}$$

де  $K_{\text{пер}}$  — коефіцієнт допустимого перевантаження, визначений із урахуванням умов прокладення кабелю, тривалості перевантаження та попереднього завантаження КЛ (таблиця А.21).

Крім цього для мереж даного класу необхідне виконання наступних умов.

1. Для КЛ вибраний переріз не повинен бути менше мінімально допустимого за умовами термічної стійкості до струмів КЗ

$$F_{\text{КЗ}}^{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

де  $B_k$  – так званий тепловий імпульс;

$C$  – термічний коефіцієнт.

Зокрема, для кабелів номінальною напругою 10 кВ із алюмінієвими жилами та полівінілхлоридною або гумовою ізоляцією  $C = 75 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$ , а для аналогічних кабелів з поліетиленовою ізоляцією  $C = 62 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$ .

2. Для ПЛ додатково повинні бути також перевірені вимоги щодо забезпечення механічної міцності

$$F \geq F_{\text{мех}}^{\text{min}}$$

й умови коронування

$$F \geq F_{\text{кор}}^{\text{min}}.$$

Остання умова стосується мереж номінальною напругою 35 кВ та вище.

Якщо вся розподільна лінія виконується кабелем одного перерізу, то звичайно умови допустимості нормального та післяаварійного режимів перевіряються за відповідним навантаженням головної ділянки. При цьому зазначене навантаження обчислюється з урахуванням коефіцієнта суміщення максимумів (таблиця А.14), беручи до уваги фактичне число трансформаторів, які одержують живлення по головній ділянці лінії відповідно в нормальному та післяаварійному режимах роботи.

Виконання всіх перерахованих вище пунктів дає можливість вибрати мінімально допустимий переріз з точки зору технічних вимог. Питання

доцільності збільшення отриманого перерізу повинно вирішуватися на основі економічних міркувань. Як показує досвід, у цьому випадку звичайно досить проаналізувати не більше двох–трьох альтернативних варіантів.

Тривалий час основним економічним критерієм, який використовувався для вибору перерізів у мережах напругою понад 1000 В, був показник економічної щільності струму  $j_{ек}$ . Значення економічної щільності струму регламентувалися ПУЕ та нормувалися залежно від конструктивного виконання лінії та числа годин використання максимуму навантаження. Тоді переріз визначався у такий спосіб

$$F = \frac{I_p}{j_{ек}}. \quad (3.10)$$

При цьому для магістральних ліній, тобто ліній з декількома точками відбору потужності уздовж їхньої довжини, переріз обчислювався незалежно для кожної ділянки. У випадку, коли передбачалося виконати всю лінію одним перерізом, у виразі (3.10) розрахункове навантаження представлялося своїм еквівалентним значенням –  $I_{екв}$ . У якості  $I_{екв}$  приймалося таке струмове навантаження, що, будучи прикладеним наприкінці лінії з постійним перерізом призводило до таких самих втрат потужності, які мали б місце у реальній лінії у випадку індивідуального вибору перерізів окремих ділянок за економічною густиною струму

$$I_{екв} = \frac{\sum_{i=1}^n I_i^2 L_i}{\sum_{i=1}^n L_i},$$

де  $I_i$  – навантаження, що протікає по  $i$ -й ділянці довжиною  $L_i$ .

Маючи ряд серйозних недоліків (неможливість урахування дискретності шкали номінальних перерізів, припущення про лінійну залежність вартості 1 км лінії від її перерізу тощо) даний підхід до вибору перерізів знайшов свій розвиток у методі економічних інтервалів.



Суть останнього полягає у формуванні залежності, що відбиває зміну витрат (у грошовому еквіваленті) для деякого перерізу  $F$  у функції від струмового навантаження. Природно, що така залежність, яка включає інвестиційні й експлуатаційні витрати, з урахуванням у тому числі і вартості витрат електричної енергії, являє собою квадратичну параболу  $Z = a + bI^2$ .

Теоретично подібні залежності можуть бути побудовані для всієї шкали номінальних перерізів, для ліній різних номінальних напруг і конструктивного виконання (рис. 3.5). Використовуючи отримані результати, для кожного значення розрахункового (або еквівалентного для магістральних мереж) навантаження можна визначити переріз оптимальний з економічної точки зору.

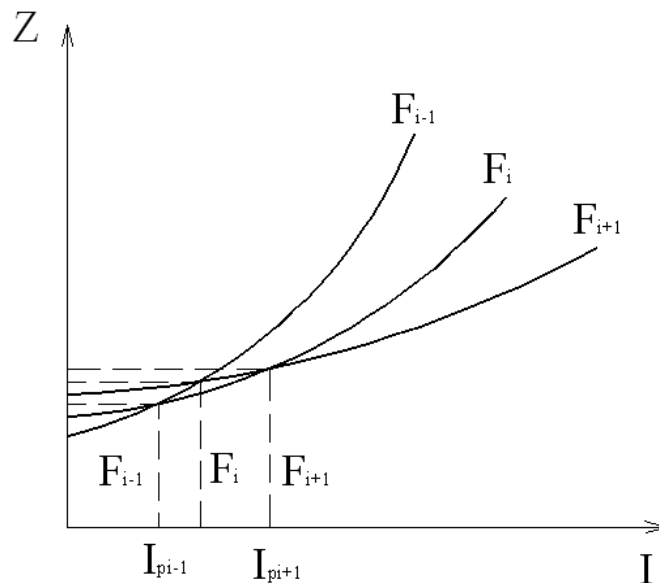


Рисунок 3.5 – Економічні інтервали струмового навантаження

Разом із тим, з огляду на широке застосування автоматизованих систем (САПР) при проєктуванні електричних мереж, сьогодні остаточний вибір перерізу доцільніше проводити на основі прямих економічних розрахунків, що дасть можливість врахувати як конкретні умови проєктування об'єкта, так і особливості фінансування будівельно-монтажних робіт, а також цілий ряд інших важливих факторів. У цьому випадку мова йде лише про оцінку економічної доцільності збільшення вибраного з технічних міркувань мінімально допустимого перерізу.

### 3.3 Особливості застосування кабельних ліній напругою 20 кВ

У сучасному світі, одним із способів вирішення питання підвищення ефективності функціонування розподільних мереж вважається підвищення класу напруги, зокрема, використання напруги 20 кВ. Таке рішення використовує багато країн: Франція, Німеччина, Австрія, Швеція, Фінляндія, Латвія, Корея, Китай, Росія та багато інших. Використання класу напруги 20 кВ у розподільних мережах є доцільним, перш за все, у зв'язку зі збільшенням щільності навантаження.

Основними критеріями застосування напруги 20 кВ при проектуванні електричних мереж і реконструкції існуючих багатьма спеціалістами вважається наявність щільності електричних навантажень понад 10 МВт/км<sup>2</sup> або необхідність передачі електричної потужності від 3 до 10 МВт на відстань 25–50 км.

Переваги більш високих класів напруги для розподільних мереж великих міст очевидні. У літературі наводяться різні техніко-економічні оцінки, які можуть бути використані для вибору оптимальних класів напруги розподільних мереж.

Так, зокрема, при зміні перерізу лінії від 50 до 150 мм<sup>2</sup> зменшення питомих витрат (\$/кВ·А·км) становить для КЛ 6 кВ – 1,63; для КЛ 10 кВ – 1,55; для КЛ 20 кВ – 2,06 рази (рис. 3.6).

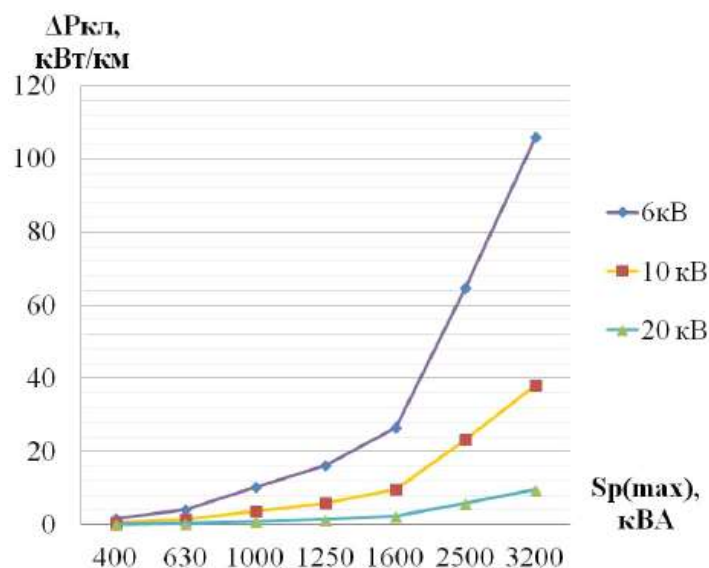


Рисунок 3.6 – Залежність питомих витрат потужності від потужності, що передається

Аналіз питомих втрат потужності й електроенергії у КЛ й обладнанні 6, 10 та 20 кВ показують втрати електроенергії в устаткуванні 20 кВ у 2,7 разів менше, ніж в обладнанні 10 кВ, та у 7,5 разів менше, ніж в обладнанні 6 кВ (рис. 3.7).

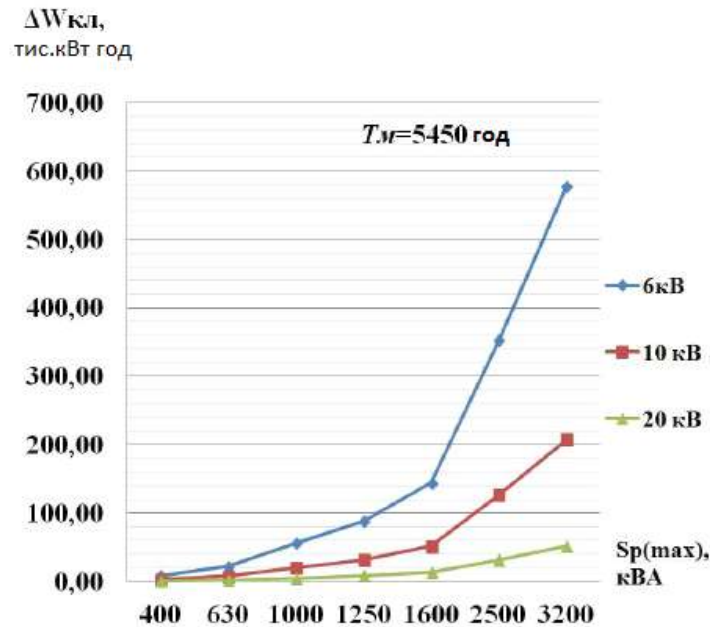


Рисунок 3.7 – Залежність питомих втрат електроенергії від потужності, що передається

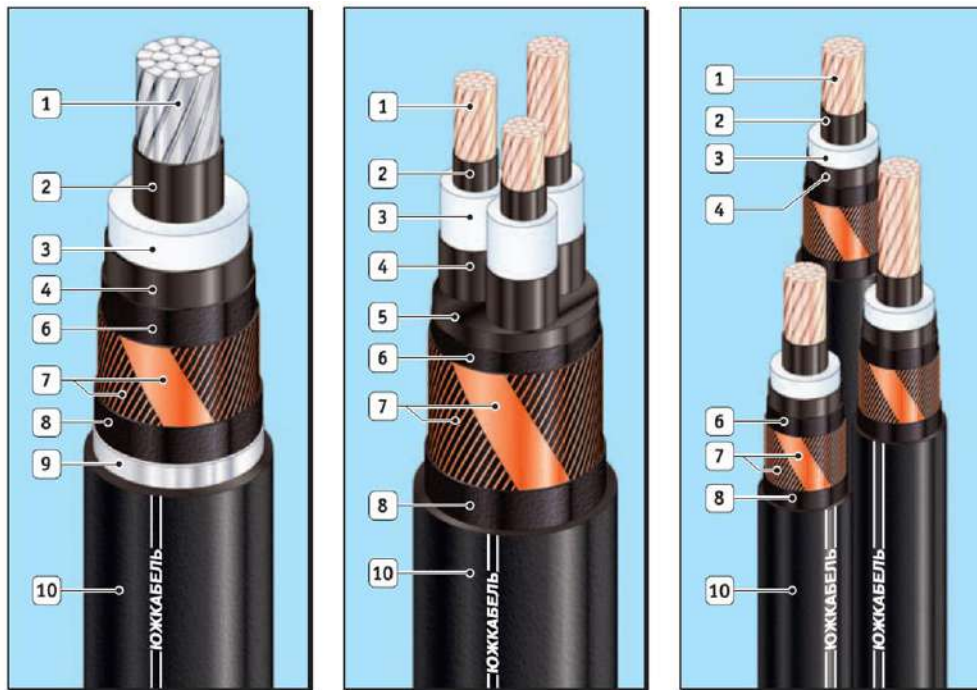
Враховуючи досвід розвинених країн Європи та Америки, у мережах напругою 20 кВ доцільне використання кабелів з ізоляцією з зшитого поліетилену, адже вони мають ряд переваг перед КЛ з паперово-просоченою ізоляцією [16]:

- підвищена температура, при якій КЛ може експлуатуватися, що дає можливість збільшувати пропускну здатність;
- зниження діелектричних втрат;
- підвищена стійкість при роботі в умовах перевантажень і КЗ завдяки більшій граничній температурі, питома пошкоджуваність КЛ із ізоляцією з зшитого поліетилену в 10–15 разів нижче, ніж у КЛ із паперовою просоченою ізоляцією;
- можливість прокладки на трасах, де існує нерівномірність рельєфу;
- екологічна безпека та безпека експлуатації, так як КЛ з ізоляцією з зшитого поліетилену не містять масла, бітуму, свинцю;

- зменшення витрат на утримання та реконструкцію КЛ, що робить КЛ із ізоляцією з зшитого поліетилену надійнішими в експлуатації;
- менша вага та допустимий радіус вигину, що значно полегшує монтажні роботи;
- КЛ із ізоляцією з зшитого поліетилену можна прокладати при від'ємних температурах (до  $-20^{\circ}\text{C}$ ) без попереднього підігріву завдяки використанню полімерних матеріалів для ізоляції й оболонки;
- можливість виготовляти КЛ великої будівельної довжини;
- термін служби КЛ із ізоляцією з зшитого поліетилену (за даними заводів-виробників більше 50 років).

В Україні КЛ із ізоляцією з зшитого поліетилену випускає Харківський завод «Південкабель», який розробив унікальну технологію хімічної зшивки ізоляції, яка дає можливість отримати ізоляцію високої якості, відповідно до вимог сучасних стандартів.

Існують два варіанти виконання КЛ із ізоляцією з зшитого поліетилену: трижильний і одножильний. Відмінною особливістю трижильного виконання КЛ із ізоляцією з зшитого поліетилену є наявність екстрагованого міжфазного наповнювача з поліетилену або полівінілхлоридного пластикату. На рис. 3.8 показано конструкцію трижильного та одножильного кабелів та відмінності між ними.



- 1 – багатодротяна ущільнена струмопровідна жила: алюмінієва або мідна;  
 2 – внутрішній екстрадований напівпровідний шар; 3 – ізоляція із зшитого поліетилену; 4 – зовнішній екстрадований напівпровідний шар;  
 5 – екстраговане напівпровідникове заповнення (для трижильних КЛ);  
 6 – шар обмотки водонабухаючою стрічкою; 7 – мідний екран;  
 8 – шар обмотки нетканим полотном (водонабухаючою стрічкою для КЛ із маркуванням «Г» та «га»); 9 – алюмінієва стрічка з лаковим покриттям (КЛ із маркуванням «га»); 10 – зовнішня оболонка з полівінілхлоридного пластику зниженої горючості (КЛ із індексом «нг») або полівінілхлоридного пластику зниженої пожежонебезпекою (КЛ із індексом «нгд»)

Рисунок 3.8 – КЛ із ізоляцією з зшитого поліетилену, виготовлені заводом «Південкабель»

У трифазних мережах використовують групи однофазних КЛ. На рис. 3.9 та 3.10 показано найбільш часто використовувані схеми розташування фаз одного ланцюга один до одного – у ряд («*flat-formation*») або у вершинах рівностороннього трикутника («*trefoil-formation*»), відповідно.

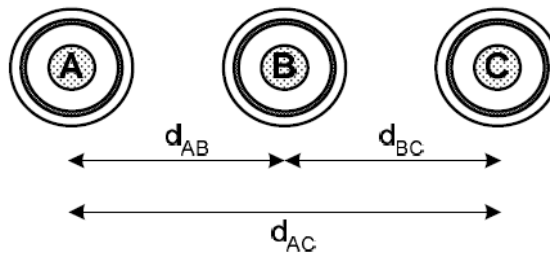


Рисунок 3.9 – Розташування однофазних КЛ у ряд

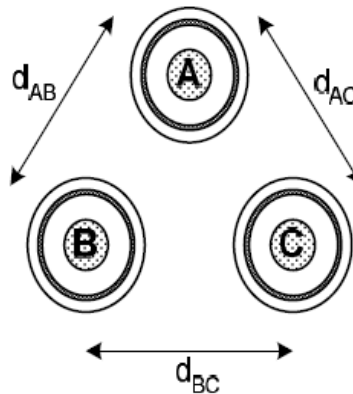


Рисунок 3.10 – Розташування однофазних КЛ у вершинах трикутника

При прокладанні КЛ трикутником відстань між осями кабелю прийнята рівною зовнішньому діаметру кабелю. Якщо прокладаються три КЛ в одній площині, то відстань між осями кабелю прийнята рівною двом діаметрам КЛ.

При виборі перерізу кабелю використовуються такі його характеристики, як допустимі струмові навантаження жили й екрану КЛ, номінальний переріз струмопровідних жил, переріз екрану.

Допустимі струмові навантаження КЛ (наведено у таблицях А.25 та А.26) у робочому режимі за різного способу прокладання та розташування у залежності від кількості та номінального перерізу жил розраховуються для наступних умов: максимальна температура жили – 90 °С; температура оточуючого середовища – 20 °С для прокладки в землі та 30 °С для прокладки у повітрі; глибина прокладки в землі – 0,8 м для КЛ напругою до 35 кВ.

За інших температур оточуючого середовища допустимі струмові навантаження для кабелів мають бути помножені на відповідний коригуючий коефіцієнт.

КЛ напругою 20 кВ екрануються, що є їх відмінною особливістю. Екранування елементів КЛ необхідно для електромагнітної сумісності КЛ із різними зовнішніми ланцюгами та для забезпечення симетрії електричного поля навколо жили кабелю, отже, для створення більш сприятливих умов роботи ізоляції. Також, окрім основної задачі, екран може підвищувати міцність і стійкість ізоляції, захищати від агресивного зовнішнього середовища, заземлювати кабель. Для екранування використовуються різні матеріали, наприклад: напівпровідниковий папір, металізований папір, напівпровідникова пластмаса, металева стрічка, графітовий шар, мідна і алюмінієва фольга, напівпровідниковий поліетилен, алюмофлекс (композиційний матеріал, який складається з полімерної плівки, яка обклеєна алюмінієвою фольгою), напівпровідникова гума, алюмінієвий або мідний дріт). Екрани силових кабелів, частіш за все, виконують: внутрішні – з напівпровідникової пластмаси, зовнішній екран – з мідних дротів і стрічок. Екран може бути встановлено зверху поясної ізоляції або ізоляції жил, у залежності від того, який використовується матеріал і від типу ізоляції.

Зазвичай, переріз КЛ із зшитого поліетилену вибирається або за теплових умов, або по дисконтованих витратах, але без урахування втрат електроенергії в екранах КЛ та при терміні їх експлуатації до 10 років (реально не менше 30). Однак втрати в екранах можуть бути порівняні з втратами у струмоведучих жилах. Одним із питань, яке доводиться вирішувати при проектуванні КЛ номінальною напругою 20 кВ з ізоляцією з зшитого поліетилену, є обґрунтований вибір перерізу екрана.

Як вже зазначалося, основним призначенням екрану є забезпечення рівномірності електричного поля, що впливає на головну ізоляцію кабелю (ізоляцію «жила-екран»), що досягається тільки у разі заземлення екрану, яке може виконуватися:

1. З одного кінця (одностороннє заземлення);
2. З двох кінців (двостороннє заземлення);
3. З двох кінців з використанням повного циклу транспозиції.

Заземлення екрана КЛ з одного кінця (рис. 3.11), як правило, використовується для КЛ довжиною не більше 1 км, за такої довжини дозволяється використовувати багаторазове заземлення екрана з одного кінця.

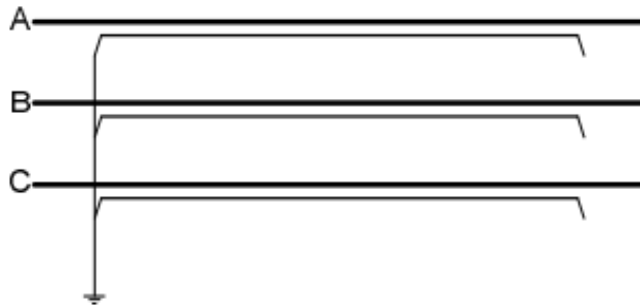


Рисунок 3.11 – Схема заземлення екранів з одного кінця

Заземлення екранів одночасно з обох кінців КЛ (рис. 3.12) призводить до прояву специфічної особливості однофазних кабелів: наведення в екранах значних поздовжніх струмів промислової частоти, пов'язаних із взаємною індуктивністю між жилою й екраном.

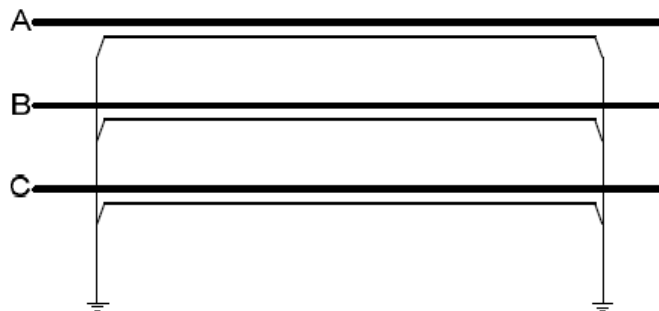


Рисунок 3.12 – Двостороннє заземлення екрана кабелю

Втрати потужності, створювані струмами в екранах, знижують пропускну здатність кабелю та залежать від перерізу екрана і тому повинні враховуватися при проєктуванні.

Коефіцієнт зменшення допустимого струму в екрані при наявності його двостороннього заземлення залежить від перерізу екрана та жили, способу прокладки кабелю (у трикутник або «в площині»).



Сумарні втрати потужності в однофазному кабелі можуть бути оцінені з виразу:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{ж}} + \Delta P_{\text{е}} + \Delta P_{\text{д}},$$

де  $\Delta P_{\text{ж}}$  – втрати потужності від струму в жилі,  $\Delta P_{\text{ж}} = I_{\text{ж}}^2 R_{\text{ж}}$ ;

$\Delta P_{\text{е}}$  – втрати потужності від струму в екрані,  $\Delta P_{\text{е}} = I_{\text{е}}^2 R_{\text{е}}$ ;

$\Delta P_{\text{д}}$  – втрати в діелектрику (ємності  $C$ ) від фазної робочої напруги  $\frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}}$ ,

якими для сучасних кабелів з твердою ізоляцією можна знехтувати внаслідок малості тангенса кута діелектричних втрат  $\text{tg}\delta$ :

$$\Delta P_{\text{д}} = \left( \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} \right)^2 \omega C \text{tg}\delta.$$

Величина  $\frac{\Delta P_{\text{е}}}{\Delta P_{\text{ж}}}$  дає змогу оцінити внесок «паразитних» втрат екранів у

нагрів кабелю й є важливим критерієм при проектуванні КЛ. При розрахунку цього критерію слід враховувати матеріал, з якого виконується екран кабелю.

При заданому струмі у жилі та, відповідно, відомій напрузі, що наводяться на екран, зростання перерізу екрана  $F_{\text{е}}$  (зниження його опору  $R_{\text{е}}$ ) призводить до зростання струму в екрані  $I_{\text{е}}$ . Оскільки втрати в екрані  $\Delta P_{\text{е}} = I_{\text{е}}^2 R_{\text{е}}$  залежать більшою мірою від струму  $I_{\text{е}}$ , ніж від опору  $R_{\text{е}}$ , то зростання перерізу екрана призводить до збільшення втрат  $\frac{\Delta P_{\text{е}}}{\Delta P_{\text{ж}}}$  та зниження

пропускної здатності кабелю. Крім того, втрати в екранах необхідно оплачувати протягом всього терміну служби кабелю.

У нормальному режимі, якщо не вжито радикальних заходів щодо боротьби зі струмами в екранах, підвищення перерізу екрана призводить до зниження пропускної здатності кабелю внаслідок збільшення нагріву екрану й ізоляції кабелю «паразитними» втратами потужності. Однак застосовувати

кабелі з екранами малого перерізу заважає необхідність забезпечувати термічну стійкість при протіканні в екранах великих струмів, що виникають у різних аварійних режимах:

- при КЗ у КЛ (у такому випадку струм в екрані виявляється рівним струму в жилі);
- при КЗ у мережі за КЛ (у такому випадку струм в заземленому з обох кінців екрані наводиться через струм жили, тобто виявляється за величиною меншим ніж струм жили).

Для визначення струмів і втрат потужності в екранах крім відповідних розрахункових формул також можуть використовуватися так звані узагальнені графічні залежності, наприклад наведені на рис. 3.13.

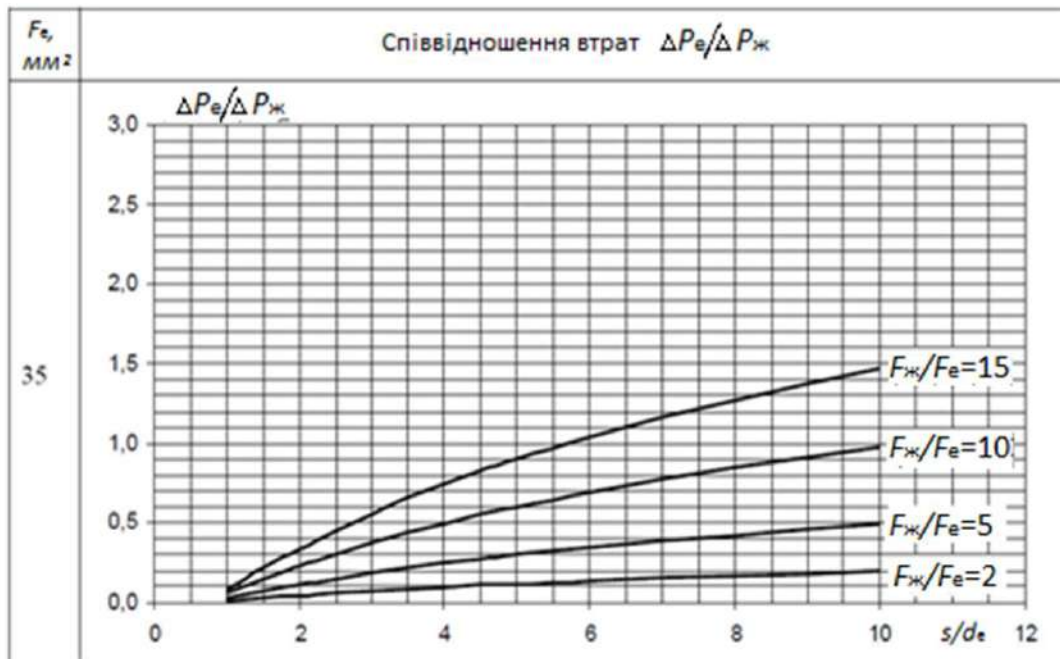


Рисунок 3.13 – Втрати в екранах КЛ з мідною жилою у залежності від співвідношення перерізу екрана від перерізу жили та відстані між осями фаз  $s/d_e$

У випадку алюмінієвої жили співвідношення  $\frac{P_{ж}}{P_e}$  буде в 1,6 разів меншим.

Разом із тим необхідно розуміти, що переведення міських розподільних мереж на підвищену напругу 20 кВ вимагає вирішення складних економічних і технічних завдань.

У першу чергу, проблема пов'язана з необхідністю заміни практично всього трансформаторного господарства у СЕП міста. Розподільна мережа в основному живиться від ліній 110 та 220 кВ. Таким чином, перш за все, необхідно змінити напругу вторинних обмоток живлячих трансформаторів 110 та 220 кВ, тобто в мережах живлення необхідно встановити трансформатори 110/20 кВ або 220/20 кВ. Альтернативним варіантом такого коштовного рішення є використання на живлячій підстанції додаткового трансформатора 10/20 кВ. Вибір того чи іншого варіанту може бути зроблено тільки після проведення техніко-економічних розрахунків.

Можливість використання існуючих будівель підстанцій для установки обладнання 20 кВ насамперед визначається можливістю розміщення основного обладнання – силового трансформатора.

Як показав аналіз номенклатури силових трансформаторів, основні габарити трансформаторів на (6) 10 та 20 кВ відрізняються незначно. Таким чином, габарити існуючих підстанцій дають змогу встановити у них трансформаторне обладнання на напругу 20 кВ без додаткових витрат.

Аналогічна ситуація має місце і з шафами комплектних розподільних пристроїв. У загальному випадку комплектний розподільний пристрій являє собою конструкцію, що складається з окремих металевих шаф, пов'язаних між собою за допомогою болтових з'єднань. Металева шафа виготовляється, як правило, методом штампування. Для цілей уніфікації шафи виготовляються однакових розмірів для класів напруги 6, 10, 20 кВ.

Наприклад, компанія «Шнайдер Електрик» випускає універсальні однакові шафи з елегазовим вимикачем на 10 та 20 кВ. Для забезпечення необхідної електричної міцності струмопровідних елементів класу 20 кВ відносно корпусу всередині шафи вжито додаткових заходів (наприклад, застосування шин з ізоляційним покриттям).

Таким чином, аналіз конструкцій сучасних блокових КТП, аналіз конструкцій основного електротехнічного обладнання показує, що існуючі

компонування будівель підстанцій і їх габарити дають можливість встановити у них високовольтне обладнання на напругу 20 кВ.

Розподіл електроенергії між розподільними ТП здійснюється КЛ. Зміна розподільної мережі на 20 кВ вимагає заміни всього кабельного господарства. З урахуванням зношеності існуючих кабельних мереж напругою 6–10 кВ заміна КЛ поза сумнівом сприятиме підвищенню надійності електропостачання.

### **3.4 Основні принципи механічного розрахунку повітряних ліній**

ПЛ називається пристрій призначений для передачі електричної енергії проводами, розташованих на відкритому повітрі та прикріплених до опор за допомогою ізоляторів і спеціальної арматури. Основними характеристиками ПЛ (рис. 3.14) є:

- проліт – відстань між сусідніми опорами;
- стріла провисання проводу – відстань  $f_n$  по вертикалі між прямою лінією, що з'єднує точки підвісу проводу, та найнижчою точкою його провисання;
- габарит повітряної лінії – відстань  $h_r$  від нижчої точки провисання проводу до поверхні землі.

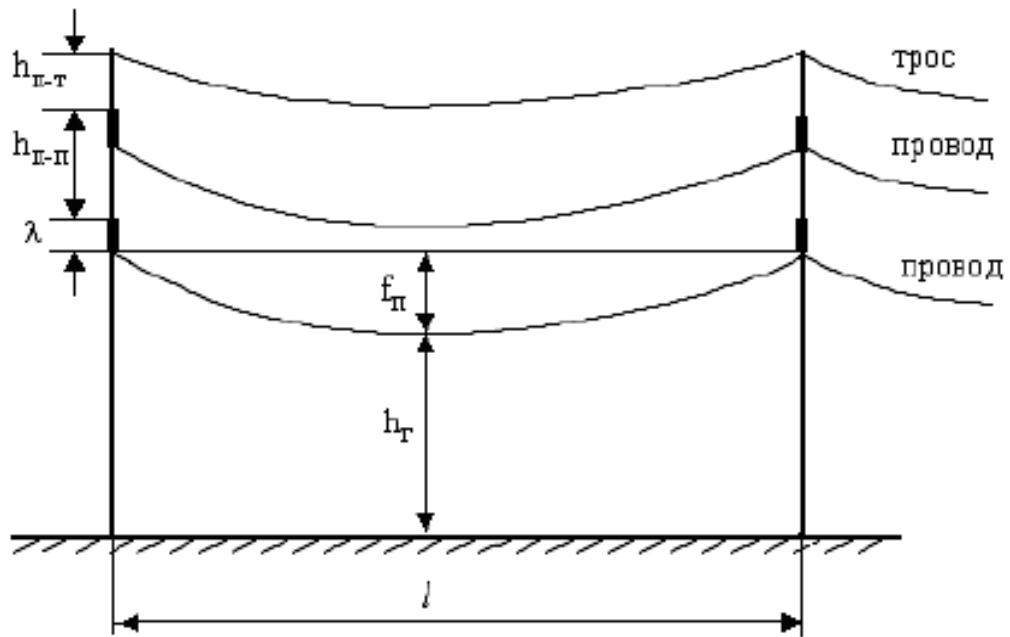


Рисунок 3.14 – Фрагмент ПЛ

У верхній частині опор закріплюється грозозахисний трос. Величина габариту лінії  $h_{г}$  регламентується ПУЕ залежно від напруги ПЛ і виду місцевості (населена, ненаселених, важкодоступна). Довжина гірлянди ізоляторів і відстань між проводами сусідніх фаз  $h_{п-п}$  визначаються номінальною напругою ПЛ. Відстань між точками підвісу верхнього проводу та грозозахисним тросом  $h_{п-г}$  регламентуються ПУЕ виходячи з вимог захисту ПЛ від прямих попадань блискавки.

Основне призначення опор – підтримка проводів на необхідній висоті над землею та наземними спорудами. Опори складаються з вертикальних стійок, траверс, фундаментів і виготовляються з залізобетону та металу, а також із деревини хвойних порід. За конструктивним виконанням опори діляться на кілька видів.

Проміжні опори встановлюються на прямих ділянках ПЛ. Провід до цих опор не має жорсткого кріплення. У цьому випадку він тільки підтримується гірляндою ізоляторів. На ці опори діють сили тяжіння проводів, тросів, гірлянд ізоляторів, ожеледі, а також вітрові навантаження.

На кінцеві опори додатково впливає сила тяжіння проводів і тросів спрямована уздовж ПЛ.

Кутові опори встановлюються на поворотах траси ПЛ і на них сила тяжіння проводів і тросів спрямована по бісектрисі кута повороту ПЛ.

Перехідні опори встановлюються у прольоті перерізу ПЛ будь-якої інженерної споруди. Ці опори приймають на себе тяжіння проводів і тросів при їх обриві на сусідніх прольотах і повинні виключити недопустиме їх провисання у прольоті перерізу.

Кінцеві, кутові та перехідні опори також називаються анкерними, та до них дроти кріпляться жорстко за допомогою натяжних гірлянд ізоляторів.

Крім цього виділяють опори, які мають спеціальну конструкцію: відгалужувальні, призначені для проміжного відбору потужності, та підвищені, що встановлюються у великих прольотах, наприклад, при переході через судноплавні річки.

Ізолятори призначені для ізоляції проводів ПЛ, знаходяться під напругою, від конструктивних частин опори. Основними вимогами до ізоляторів є електрична та механічна міцність, стійкість до впливу оточуючого середовища. Ізолятори в основному виготовляють з порцеляни або загартованого скла. Випускають штирьові (на напругу до 20 кВ) та підвісні (на напругу 35 кВ та вище) ізолятори. Конструкція підвісних ізоляторів дає змогу формувати з них гірлянди, що забезпечує простоту заміни будь-якого пошкодженого ізолятора в гірлянді. Кількість ізоляторів у гірлянді визначається напругою ПЛ.

Арматура ПЛ ділиться на зчіпну, сполучну та захисну. Зчіпна арматура служить для прикріплення проводів до гірлянд ізоляторів і гірлянд ізоляторів до траверс опор. На ПЛ з гірляндами ізоляторів дроти укладаються в спеціальні затискачі, які поділяють на підтримуючі та натяжні.

Сполучна арматура ПЛ призначена для з'єднання окремих відрізків проводу при його монтажі. Зокрема, для цієї мети можуть використовуватися алюмінієві трубки овального перерізу. Для підвищення надійності з'єднання та забезпечення якості електричних контактів короткі кінці проводів, які

з'єднуються та трохи виходять від їх з'єднувача, зварюють за допомогою термічної зварювання, а сама трубка обтискаються.

Для усунення небезпечних наслідків вібрації проводів застосовують спеціальні гасителі вібрації, що представляють собою два сталевих вантажі закріплених на тросі та встановлених по обидві сторони гірлянди ізоляторів.

Механічний розрахунок конструктивної частини ПЛ виконують виходячи з таких міркувань.

ПЛ працюють у різних кліматичних умовах, піддаючись впливу вітрових навантажень, навантажень від ожеледі та зміни температури оточуючого повітря. На підставі статистичних даних щодо товщини стінки ожеледі, швидкісного напору вітру, середньорічної грозової активності вся територія країни ділиться на окремі зони (райони). У кожному районі фіксуються значення найнижчої та найвищої температури оточуючого повітря, значення температури при максимальній швидкості вітру, інтенсивність утворення ожеледі, середньорічна температура, які повинні бач враховані при проєктуванні ПЛ.

Одним з найважливіших етапів проєктування ПЛ є розрахунок проводів і тросів на механічну міцність [17]. Опори й інші елементи ПЛ (ізолятори, арматура), як правило, вибираються з уніфікованого ряду, виходячи з кліматичних умов району, де споруджується ПЛ.

Під розрахунком проводів і тросів ПЛ на механічну міцність мають на увазі визначення у них механічної напруги при різних поєднаннях кліматичних умов і зіставлення цих даних з їх допустимими значеннями. Основними факторами, що впливають на механічну напругу в проводах, є: температура оточуючого повітря, навантаження від ожеледі, вітрове навантаження.

При зміні температури оточуючого повітря змінюється внутрішнє механічне напруження у проводах за рахунок зміни їх довжини в прольоті. Ожеледь і вітер впливають на механічне напруження у проводах за рахунок

зовнішнього механічного впливу. ПУЕ встановлює допустимі механічні напруження в проводах для трьох умов:

- режим найнижчої температури  $\sigma_{\min}$ ;
- режим середньої температури  $\sigma_{\text{ср}}$ ;
- режим найбільшого середнього навантаження  $\sigma_{\max}$ .

У процесі механічного розрахунку необхідно переконатися, що в процесі експлуатації механічні напруження в проводі в умовах найнижчої та середньорічної температур, а також найбільшого зовнішнього навантаження не перевищують допустимих значень.

Питомі навантаження відносяться до одиниці довжини та одиниці поперечного перерізу проводу або троса та застосовуються у всіх розрахунках конструктивної частини ПЛ в якості початкових даних.

Навантаження від маси проводу у  $\text{кг/м} \cdot \text{мм}^2$  складе

$$p_1 = \frac{G_0}{F} \cdot 10^{-3},$$

де  $G_0$  – маса 1 м проводу  $\text{кг/м}$ ;

$F$  – розрахунковий переріз проводу.

Навантаження від маси ожеледі у  $\text{кг/м} \cdot \text{мм}^2$  визначається наступним чином

$$p_2 = \frac{\pi g_0 C_{\max} (d + C_{\max})}{F} \cdot 10^{-3},$$

де  $g_0$  – об'ємна маса ожеледі,  $g_0 = 0,9 \cdot 10^{-3} \text{ кг/см}^3$ ;

$C_{\max}$  – максимальна товщина стінки ожеледі, відповідно до району країни по характеристичним значенням ожеледі,  $\text{мм}$ ;

$F$  – розрахунковий переріз проводу;

$d$  – діаметр проводу.



Навантаження від маси дроту й ожеледі у  $\text{кг/м}\cdot\text{мм}^2$ , з огляду на їх однаковий напрямок, складе

$$p_3 = p_1 + p_2.$$

Визначимо навантаження від тиску вітру на провід без ожеледі у  $\text{кг/м}\cdot\text{мм}^2$ , враховуючи, що воно діє в горизонтальному напрямку

$$p_4 = \frac{\beta C_x q_{\max} d}{10^3 F} \cdot 10^{-3},$$

де  $\beta$  – коефіцієнт, що враховує нерівномірність швидкості вітру по довжині прольоту, що приймається в залежності від швидкісного напору вітру,  $\beta = 0,7-1$ ;

$C_x$  – аеродинамічний коефіцієнт, що залежить від діаметра проводу,  $C_x = 1,1-1,2$ ;

$q_{\max}$  – максимальний швидкісний тиск вітру,  $\text{Н/м}^2$ ;

$V_{\max}$  – максимальна швидкість вітру,  $\text{м/с}$ ;

$d$  – діаметр проводу,  $\text{мм}$ ;

$F$  – переріз проводу,  $\text{мм}^2$ .

Визначимо питоме навантаження від тиску вітру при наявності на дроті ожеледиці у  $\text{кг/м}\cdot\text{мм}^2$

$$p_5 = \frac{\beta C_x 0,25 q_{\max} (d + 2C_{\max})}{10^3 F} \cdot 10^{-3},$$

При визначенні навантаження  $p_5$  вважається неможливим одночасний вплив на провід максимального напору вітру та максимальної ожеледі. Тому при розрахунку цієї складової питомого навантаження приймаємо, що тиск вітру становить  $0,25q_{\max}$ . Обчислимо сумарне навантаження на провід з урахуванням його маси і тиску вітру

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2}.$$

Визначаємо сумарне питоме навантаження на провід від маси дроту, маси ожеледі та тиску вітру

$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + p_5^2}.$$

Питомі навантаження  $p_6$  і  $p_7$  визначаються геометричним складанням складових, враховуючи, що вони мають як вертикальні ( $p_1$ ,  $p_3$ ), так і горизонтальні ( $p_4$ ,  $p_5$ ) напрямки. При розрахунку проводів на механічну міцність ПУЕ регламентують такі поєднання кліматичних умов.

Найменша температура при відсутності вітру й ожеледі, що характеризується навантаженням  $p_1$  і температурою  $t_{\min}$ .

Режим середньорічної температури при відсутності вітру й ожеледі, що характеризується питомим навантаженням  $p_1$  і температурою  $t_{\text{сер}}$ .

Режим найбільшого зовнішнього навантаження, що характеризується питомим навантаженням  $p_{\max}$  і температурою ожеледі  $t_{\text{ож}} = -5^\circ\text{C}$ , при якій мають місце інтенсивне утворення ожеледі та максимальна вітрове навантаження. У третьому режимі в якості  $p_{\max}$  приймається більше з навантажень  $p_6$  або  $p_7$ .

Механічне напруження в проводі змінюється в залежності від питомого навантаження на провід і температури оточуючого середовища. Для двох режимів « $i$ » та « $j$ », які характеризуються питомими навантаженнями  $p_i$  та  $p_j$  і температурами повітря  $t_i$  та  $t_j$  механічні напруження в проводі  $\sigma_i$  та  $\sigma_j$  у цих режимах пов'язані, так звані, рівняння стану проводів

$$\sigma_i + \alpha E t_i - \frac{p_i^2 \ell^2 E}{24 \sigma_i^2} = \sigma_j + \alpha E t_j - \frac{p_j^2 \ell^2 E}{24 \sigma_j^2}, \quad (3.11)$$

де  $\alpha$  – температурний коефіцієнт лінійного подовження матеріалу дроту;

$E$  – модуль пружності матеріалу дроти;

$\ell$  – розрахункова довжина прольоту;

На підставі даного рівняння визначаються механічні напруження в проводі в наступних режимах:  $p_1, t_{\min}$ ;  $p_1, t_{\text{сер}}$  та  $p_{\max}, t_{\text{ож}}$ . Рішення даного рівняння, що містить два невідомих, здійснюють у такий спосіб.

Вводиться поняття початкового режиму, в якому механічна напруга в проводі дорівнює допустимому значенню. При цьому в якості початкового можна розглядати будь-який з наведених вище режимів. Розглянемо всі три варіанти.

1. Початковий режим характеризується параметрами  $p_{\max}, t_{\text{ож}}$ . Приймаємо, що напруження в проводі дорівнює його допустимому значенню  $\sigma_{p.\max.\text{доп}}$  й обчислюємо

$$C = \sigma_{p.\max.\text{доп}} + \alpha E t_{\text{ож}} - \frac{p_{\max}^2 \ell^2 E}{24 \sigma_{p.\max.\text{доп}}^2}.$$

Підставивши параметри:  $p_1, t_{\min}$  у праву частину (3.11) отримаємо кубічне рівняння наступного виду

$$C = \sigma_{p.\max.\text{доп}} + \alpha E t_{\min} - \frac{p_1^2 \ell^2 E}{24 \sigma_{p.\max.\text{доп}}^2}.$$

Рішення даного рівняння дає змогу знайти напруження у проводі в режимі найнижчої температури  $\sigma_{t_{\min}}$ .

Далі в праву частину (3.11) підставляємо параметри режиму середньорічної температури  $p_1, t_{\text{сер}}$ . Отримуємо наступне рівняння

$$\sigma_{t_{\text{сер}}}^2 + (\alpha E t_{\text{сер}} - C) \sigma_{t_{\text{сер}}}^2 - \frac{p_1^2 \ell^2 E}{24} = 0,$$

яке дає можливість знайти напруження у проводі в режимі середньорічної температури  $\sigma_{t_{\text{сер}}}$ . Якщо отримані значення  $\sigma_{t_{\min}}$  і  $\sigma_{t_{\text{сер}}}$  не перевищують допустимих значень, то початковий режим обраний вірно. В іншому випадку переходимо до розгляду наступного варіанта.

2. В якості початкового розглядаємо режим з параметрами  $p_1$ ,  $t_{\min}$ . Напруження в проводі в цьому початковому режимі приймається рівним допустимому для даного режиму значенню  $\sigma_{t_{\min}, \text{доп}}$ . Підставивши параметри цього режиму в рівняння (3.11), отримаємо

$$C = \sigma_{t_{\min}, \text{доп}} + \alpha E t_{\min} - \frac{p_1^2 \ell^2 E}{24 \sigma_{t_{\min}, \text{доп}}^2}.$$

Підставивши в праву частину рівняння стану (3.11) параметри режиму найбільшого зовнішнього навантаження отримаємо наступне кубічне рівняння

$$\sigma_{p_{\max}}^3 + (\alpha E t_{\text{ож}} - C) \sigma_{p_{\max}}^2 - \frac{p_{\max}^2 \ell^2 E}{24} = 0.$$

Рішення даного рівняння дає можливість знайти напруження у проводі в режимі максимального зовнішнього навантаження  $\sigma_{p_{\max}}$ .

Тепер в праву частину рівняння стану підставимо параметри режиму середньорічної температури  $p_1$ ,  $t_{\text{сер}}$ , що дозволить отримати наступний кубічне рівняння

$$\sigma_{t_{\text{сер}}}^3 + (\alpha E t_{\text{сер}} - C) \sigma_{t_{\text{сер}}}^2 - \frac{p_1^2 \ell^2 E}{24} = 0.$$

Вирішивши дане рівняння, визначимо напруження в проводі в режимі середньорічної температури  $\sigma_{t_{\text{сер}}}$ . Якщо  $\sigma_{p_{\max}}$  та  $\sigma_{t_{\text{сер}}}$  не перевищують своїх допустимих значень, то початковий режим обраний вірно. В іншому випадку переходимо до розгляду третього варіанту.

В якості вихідного, розглядається режим середньорічної температури з параметрами  $p_1$ ,  $t_{\text{сер}}$ . Прийнемо напруження в проводі таким, що дорівнює допустимому для даного режиму значенню  $\sigma_{t_{\text{сер.доп}}}$ , та підставимо параметри цього режиму в ліву частину рівняння стану, обчислюємо

$$C = \sigma_{t_{\text{сер.доп}}} + \alpha E t_{\text{сер}} - \frac{p_1^2 \ell^2 E}{24 \sigma_{t_{\text{сер.доп}}}^2}.$$

Підставивши в праву частину рівняння (3.11) параметри режиму найнижчої температури  $p_1$ , й  $t_{\text{min}}$ , отримаємо наступне кубічне рівняння

$$\sigma_{t_{\text{min}}}^3 + (\alpha E t_{\text{min}} - C) \sigma_{t_{\text{min}}}^2 - \frac{p_1^2 \ell^2 E}{24} = 0.$$

Рішення даного рівняння дає можливість знайти напруження у проводі в режимі найнижчої температури  $\sigma_{t_{\text{min}}}$ .

Тепер в праву частину рівняння стану підставимо параметри найбільшою зовнішнього навантаження  $p_{\text{max}}$ ,  $t_{\text{ож}}$ . Отримуємо кубічне рівняння виду

$$\sigma_{p_{\text{max}}}^3 + (\alpha E t_{\text{ож}} - C) \sigma_{p_{\text{max}}}^2 - \frac{p_{\text{max}}^2 \ell^2 E}{24} = 0.$$

У процесі вирішення даного рівняння знаходимо напруження в проводі в режимі максимального зовнішнього навантаження  $\sigma_{p_{\text{max}}}$ . Якщо дана величина не перевищує допустимого значення, то початковий режим обраний вірно.

В одному з розглянутих трьох варіантах умова допустимості напруження в проводі обов'язково буде виконана. У початковому режимі, що відповідає цьому варіанту, напруження в проводі буде дорівнює допустимому значенню, а в двох інших режимах напруження в проводі будуть менше відповідних допустимих значень.

ПУЕ регламентує габарити ПЛ, тобто найменшу допустиму відстань від нижчої точки провисання проводу до землі у залежності від номінальної напруги лінії та характеру місцевості.

Для обраної уніфікованої опори величина габариту повинна відповідати умові

$$h_{п-з} - \lambda - f_{\max} \geq h_r, \quad (3.12)$$

де  $h_{п-з}$  – відстань від точки підвісу нижнього проводу до землі;

$\lambda$  – довжина гірлянди ізоляторів;

$f_{\max}$  – максимальна стріла провисання проводу.

Тут основний інтерес представляє визначення стріли провисання, оскільки всі інші параметри у наведеному виразі визначаються стандартними розмірами обраної опори та гірлянди ізоляторів.

Максимальна стріла провисання може мати місце в одному з двох режимів:

- у режимі максимальної температури, коли провід у прольоті має максимальну довжину й який характеризується параметрами  $p_1$  та  $t_{\max}$ ;
- у режимі максимальної ожеледі без вітру, коли провід за рахунок зовнішнього навантаження максимально розтягнутий у вертикальній площині й який характеризується параметрами  $p_3$  та  $t_{ож}$ .

Для кожного з цих режимів формуються рівняння стану проводів (3.11), у ліву частину яких підставляються параметри початкового режиму  $\sigma_{пoch, доп}$ ,  $p_{пoch}$  й  $t_{пoch}$ , а у праву частину – послідовно параметри режиму максимальної температури  $p_1$ ,  $t_{\max}$  та параметри режиму ожеледі без вітру  $p_3$ ,  $t_{ож}$ .

У результаті вирішення відповідних кубічних рівнянь обчислюються механічні напруження у проводі в режимі максимальної температури  $\sigma_{t \max}$  та у режимі ожеледі без вітру  $\sigma_{\text{ож}}$ . Отримані результати використовуються для обчислення значень максимальної стріли провисання проводу

$$f_{\max} = \frac{P_3 \ell^2}{8\sigma_{\text{ож}}} \quad \text{та} \quad f_{\max} = \frac{P_1 \ell^2}{8\sigma_{t \max}}$$

та перевіряється виконання умови (3.12). Якщо зазначена умова не виконується то вибирають уніфіковану опору більшою будівельної висоти.

### 3.5 Розрахунок шинопроводів

У СЕП (особливо промислових підприємств) для каналізації та розподілу електроенергії на низькій напрузі часто використовуються шинопроводи. Вибір перерізів магістральних або розподільних шинопроводів здійснюється на основі економічних і технічних (розрахункове навантаження шинопроводу не повинне перевищувати його номінального струму  $I_{\text{ш.н}} \geq I_p$ ) міркувань [18]. Після цього вибраний переріз перевіряється на термічну й електродинамічну стійкість.

Умови термічної стійкості шинопроводу будуть дотримані, якщо струм КЗ, який по ньому протікає, не викликає підвищення температури понад допустиме значення. Перевірку шинопроводу здійснюють за значенням сталого струму КЗ  $I_{\infty}^{(3)}$  і приведеним часом дії цього струму  $t_{\text{пр}}$

$$F_{\text{терм}}^{\min} \approx \alpha I_{\infty}^{(3)} \sqrt{t_{\text{пр}}},$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт термічної стійкості, для міді  $\alpha = 6$ , для алюмінію – 11, для сталі – 15.

Електродинамічна стійкість шинної конструкції забезпечує її необхідну механічну міцність при дії електродинамічних сил, що виникають при КЗ

протягом часу відключення електричного ланцюга. Дана умова виконується, якщо механічна напруга в матеріалі  $\sigma_{\text{руйн}}$  та максимальне навантаження на ізолятори  $f_{\text{руйн}}$  не перевищують допустимих значень, які згідно існуючих норм становлять відповідно 70 % та 60 %, від руйнуючих значень цих величин.

Найбільше зусилля, що виникає при трифазному КЗ обчислюється відповідно до виразу

$$f_{\text{руйн}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} i_{\text{уд}}^2 \frac{\ell}{a},$$

де  $i_{\text{уд}}$  – ударний струм, А;

$\ell$  – проліт шинопроводу (відстань між сусідніми ізоляторами), м;

$a$  – відстань між фазами, м.

Механічну напругу в матеріалі шини визначають у такий спосіб

$$\sigma_{\text{руйн}} = \frac{M}{W} = \frac{f_{\text{руйн}} \ell}{10W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_{\text{уд}}^2 \ell^2}{Wa},$$

де  $W$  – момент опору (що залежить від взаємного розташування шин та їх профілю) щодо осі, перпендикулярної дії зусилля,  $\text{см}^3$ , визначений відповідно до даних таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Момент опору шин

Розташування шин	Момент опору
	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{\pi d^3}{32}$
	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$
	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$



Допустиму механічну напругу в матеріалі шин можна орієнтовно прийняти: для міді –  $\sigma_{\text{доп}} = 14 \cdot 10^3 \text{ Н/см}^2$ , для алюмінію –  $\sigma_{\text{доп}} = 9 \cdot 10^3 \text{ Н/см}^2$ , для сталі –  $\sigma_{\text{доп}} = 16 \cdot 10^3 \text{ Н/см}^2$ . Дані, необхідні для розрахунку шин більш складних профілів, наведено в спеціальній літературі.

Досвід проєктування й експлуатації багатофункціональних висотних комплексів показав що краще переходити на електропостачання (електроживлення) таких об'єктів не за допомогою КЛ, а шинопроводами. Розглянемо визначення розрахункового струму та вибір номінального струму системи шинопроводів, які виконують функцію стояка будівлі чи споруди [11].

Розрахунковий струм на кожний поверх (який також визначає номінальний струм відгалужувальних коробок системи шинопроводів), розраховується

$$I_{\text{пов}} = \frac{P_{\text{пов.р}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \cos \varphi},$$

де  $P_{\text{пов.р}}$  – розрахункова потужність кожного поверху, кВт;

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

Розрахункова потужність кожного поверху визначається

$$P_{\text{пов.р}} = P_{\text{осв}} + P_{\text{роз}} + P_{\text{сил}},$$

де  $P_{\text{осв}}$  – розрахункова потужність освітлювального навантаження згідно з пунктом 3.20 [11], кВт;

$P_{\text{роз}}$  – розрахункова потужність ліній живлення штепсельних розеточних мереж згідно з пунктом 3.23 [11], кВт;

$P_{\text{сил}}$  – розрахункова потужність силового обладнання згідно з пунктом 3.25 [11], кВт.

Розрахунковий струм системи шинопроводів розраховується

$$I_{\text{ш.р}} = K \sum_{i=1}^n I_{\text{пов}i},$$

де  $K$  – коефіцієнт одночасності, визначається за таблицею 3.3, в.о.;

$n$  – кількість поверхів (ланцюгів), шт.

Таблиця 3.3 – Коефіцієнт одночасності  $K$  [7]

Кількість поверхів, шт. (пристроїв захисту від струмових перевантажень на фазу)	Коефіцієнт одночасності $K$ , в.о.
2 та 3	0,8
4 та 5	0,7
від 6 до 9 включно	0,6
10 та більше	0,5

Номінальний струм системи шинопроводів розраховується

$$I_{\text{ш.н}} \geq I_{\text{ш.р}} K_{t_{\text{о.с}}} K_{\text{роз}} K_{THD},$$

де  $K_{t_{\text{о.с}}}$  – коефіцієнт зниження номіналу в залежності від температури оточуючого середовища (визначається за даними виробника) та приймається як найближче значення з номінального ряду струмів каталогу виробника, в.о.;

$K_{\text{роз}}$  – коефіцієнт, який враховує розміщення системи шинопроводів: плиском чи на ребро, в.о.;

$K_{THD}$  – коефіцієнт, який враховує вплив коефіцієнта викривлення синусоїдальності струму  $THD$ , в.о. (таблиця 3.4).

Таблиця 3.4 – Номінальний струм шинопроводів [11]

Розрахунковий струм шинопроводів $I_{ш.р}$ , А			Номінальний струм системи шинопроводів $I_{ш.н}$ , А	
$THD < 15 \%$	$15 \% \leq THD < 33 \%$	$33 \% \leq THD$		
800	630	500	→	800
1000	800	600	→	1000
1200	1000	800	→	1200
1600	1200	1000	→	1600
2000	1600	1200	→	2000
2500	2000	1600	→	2500
3200	2500	2000	→	3200
4000	3200	2500	→	4000

Важливо враховувати, що у різних виробників  $K_{t_{o.c}} = 1$  за різних температур, які можуть відрізнятися на десять та більше відсотків.

У деяких виробників систем шинопроводів також необхідно уточнювати розміщення системи шинопроводів за горизонтального прокладання (плиском чи на ребро), оскільки за розміщення плиском необхідно вводити коефіцієнт зниження навантаження 0,9.

За великої питомої частки нелінійного навантаження необхідно враховувати треті гармоніки струму, що можуть призвести до значного перенавантаження провідників нейтралі. У даному випадку вибрати номінальний струм системи шинопроводів, необхідно згідно з таблицею 3.2 знаючи середньоквадратичний струм навантаження, що включає гармоніки,  $I_{ш.р}$ , та у залежності від коефіцієнта викривлення синусоїдальності струму  $THD$ .

Необхідно обраний шинопровід перевірити на допустиме падіння напруги

$$\Delta U = a\sqrt{3}I_{ш.р}L_{ш}(r_1 \cos \varphi + x_1 \sin \varphi),$$

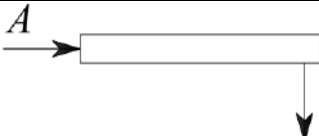
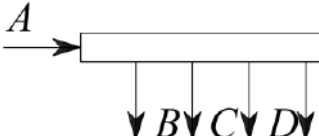
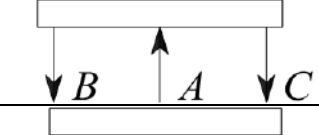
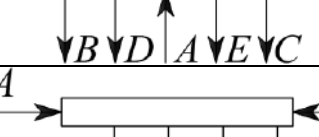

де  $a$  – коефіцієнт розподілу струму, в.о., який залежить від розподілу струму на системі шинопроводів та визначається згідно з таблицею 3.5;

$L_{ш}$  – довжина системи шинопроводів, м;

$r_1$  – активний опір фази, Ом/м, згідно з даними виробника шинопровода;

$x_1$  – індуктивний опір фази, Ом/м, згідно з даними виробника шинопровода.

Таблиця 3.5 – Коефіцієнт розподілу струму [11]

Розподіл струму за шинопроводом		Коефіцієнт $a$
	Ввід живлення в $A$ , відвід у $B$	1
	Ввід живлення в $A$ , відвід у $B, C, D, E$	0,5
	Ввід живлення в $A$ , відвід у $B, C$	0,25
	Ввід живлення в $A$ , відвід у $B, C, D, E$	0,125
	Ввід живлення в $A, B$ , відвід у $C, D, E, F$	0,25

Отримане значення падіння напруги на системі шинопроводів необхідно врахувати у розрахунку падіння напруги від джерела живлення до кінцевого споживача (з врахуванням інших можливих елементів розподільної мережі) так, щоб результуюче падіння напруги не перевищувало значень, регламентованих ГОСТ 13109-97.

Системи шинопроводів повинні мати захист від перенавантаження та короткого замикання. В якості апаратів захисту можуть використовуватись запобіжники або силові автоматичні вимикачі. Вибір виду апарату захисту виконується за величиною очікуваних струмів короткого замикання, вимогами селективності або функціями керування та сигналізації.

Для захисту від перенавантажень вибрана система шинопроводів повинна задовольняти наступній умові

$$I_{\text{ш.р}} \leq K_I I_{\text{уст}} \leq I_{\text{ш.н}},$$

де  $K_I$  – коефіцієнт, що враховує тип апарату захисту, в.о. ( $K_I = 1,1$  – для запобіжників,  $K_I = 1$  – для автоматичних вимикачів);

$I_{\text{уст}}$  – обрана струмова уставка апарату захисту, А.

Для захисту від струму короткого замикання обрана система шинопроводів повинна задовольняти наступній умові:

$$I_{\text{о.КЗ}} \leq I_{\text{н.КЗ}} \leq I_{\text{гран}},$$

де  $I_{\text{о.КЗ}}$  – очікуваний струм КЗ у місці встановлення апарату захисту, А;

$I_{\text{н.КЗ}}$  – номінальний струм КЗ розподільної системи шинопроводів, А;

$I_{\text{гран}}$  – номінальна найбільша гранична вимикаюча здатність апарату захисту, А.

### 3.6 Обґрунтування номінальної потужності трансформаторів

Кількість трансформаторів, які встановлюються на підстанціях визначається насамперед вимогами надійності. На даний час практично всі ЦЖ у структурі СЕП міст і ГПП у СЕП промислових підприємств виконуються двотрансформаторними.

Цехові ТП при перевазі споживачів першої або другої категорії також виконуються двотрансформаторними. При цьому, якщо обсяг зазначеного навантаження не перевищує 15–20 %, то за наявності складського резерву допускається застосування і однострансформаторних підстанцій.

У ряді випадків стимулом для застосування двотрансформаторних підстанцій є можливість відключення одного з трансформаторів у випадку значного та тривалого зниження навантаження, тобто за наявності істотно нерівномірних режимів електроспоживання.

Застосування цехових ТП із числом трансформаторів більше двох може бути обумовлено, в окремих випадках, наприклад, наявністю споживачів з різкозмінним навантаженням або необхідністю роздільного живлення силового й освітлювального навантажень.

У СЕП найбільше поширення одержали трансформатори з масляним охолодженням. Сухі трансформатори, в основному, встановлюються там, де застосування масляних трансформаторів неможливе за умовами пожежної безпеки. При цьому номінальна потужність сухих трансформаторів, як правило, не перевищує 1000 кВ·А.

Найважливішою характеристикою силових трансформаторів є перевантажувальна здатність, що являє собою сукупність допустимих навантажень і перевантажень. Силові трансформатори випускаються з номінальною потужністю, яку вони можуть довгостроково пропускати при номінальних умовах: номінальній напрузі, номінальній частоті та нормованій температурі оточуючого середовища.

Термін служби трансформатора значною мірою визначається старінням його ізоляції. Цей процес прямо залежить від температури обмоток. Зокрема, при підвищенні температури на 6 °С, термін служби ізоляції скорочується вдвічі. Тим часом при аналогічному зниженні температури обмоток, термін служби ізоляції збільшується практично також у два рази.

При номінальних умовах перевищення температури масла й обмоток над температурою оточуючого середовища не виходять за встановлені межі та, таким чином, термін служби трансформатора відповідає економічно доцільному. У дійсності трансформатори працюють в умовах відмінних від номінальних: їх навантаження змінюється протягом зміни, доби, пори року, непостійна і температура оточуючого середовища.

Зазначені обставини призводять, як правило, до недовикористання трансформаторів. Таким чином, трансформатори без шкоди для нормального терміну служби можуть бути завантажені протягом деякого часу доби (року)

понад номінальну потужність, якщо решту часу їхнє навантаження було менше номінального.

Розрізняють аварійні та систематичні перевантаження. Аварійне перевантаження допускається у виняткових умовах (наприклад, при виході з ладу одного з трансформаторів підстанції) протягом обмеженого часу, коли перерва в електропостачанні споживачів недопустима. Систематичне перевантаження трансформатора можливе за рахунок нерівномірності його завантаження протягом часу.

Разом із тим, ефективний аналіз допустимості аварійних і систематичних перевантажень може бути реалізовано тільки за наявності інформації про фактичні графіки навантаження. З огляду на інформаційне забезпечення, що реально існує в сучасних СЕП, такий аналіз на практиці найчастіше може бути здійснено тільки для трансформаторів ЦЖ і ГПП.

Для цієї мети, відповідно до діючої методики [19], спочатку на графіку навантаження трансформатора проводять лінію, яка відповідає його номінальній потужності –  $S_{\text{тр.н}}$  (рис. 3.15). При цьому на графіку виділяється ділянка тривалістю  $H'$ , на якій навантаження перевищує рівень  $S_{\text{тр.н}}$ . Дана ділянка розбивається на  $n$  інтервалів  $\Delta H'_i$ ,  $i = 1, \dots, n$ , виходячи зі зручності визначення середнього навантаження в кожному з них:  $S'_1, \dots, S'_n$ .

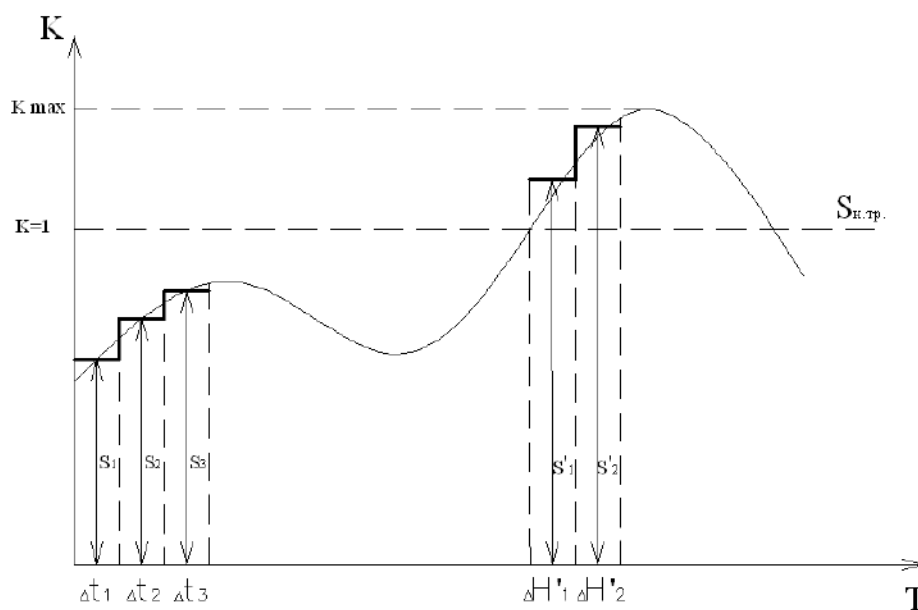


Рисунок 3.15 – Графік навантаження трансформатора

Решта графіка розбивається на  $m$  інтервалів  $\Delta t_j, j = 1, \dots, m$ , виходячи з аналогічних міркувань. Для кожного з отриманих інтервалів також визначається середнє навантаження:  $S_1, \dots, S_m$ .

Далі, для отриманого еквівалентного графіка, послідовно обчислюють:

- початкове навантаження

$$K_{31} = \frac{S}{S_{\text{тр.н}}} = \frac{1}{S_{\text{тр.н}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (3.13)$$

- перевантаження трансформатора

$$K'_{\Pi} = \frac{S'}{S_{\text{тр.н}}} = \frac{1}{S_{\text{тр.н}}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta H'_1 + \dots + (S'_n)^2 \Delta H'_n}{\Delta H'_1 + \dots + \Delta H'_n}}, \quad (3.14)$$

- коефіцієнт максимального навантаження трансформатора

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{тр.н}}}.$$

На наступному етапі виконують аналіз:

- якщо  $K'_{\Pi} \geq 0,9K_{\text{max}}$ , то приймають

$$K_{\Pi} = K'_{\Pi} \quad \text{та} \quad H = H', \quad (3.15)$$

- якщо  $K'_{\Pi} < 0,9K_{\text{max}}$ , то приймають

$$K_{\Pi} = 0,9K_{\text{max}} \quad \text{та} \quad H = \frac{(K'_{\Pi})^2 H'}{(0,9K_{\text{max}})^2}. \quad (3.16)$$

Використовуючи знайдені значення  $K_{31}$ ,  $H$  та, з огляду на середнє значення температури оточуючого середовища  $\Theta$ , за таблицями допустимих систематичних добових перевантажень (таблиця А.27) визначають коефіцієнт допустимого перевантаження  $K_{\text{п.доп.}}$ .



Якщо  $K_{п.доп} \geq K_{п}$ , то трансформатор може систематично перевантажуватися, працюючи за наведеним графіком навантаження. В іншому випадку повинні бути вжиті заходи щодо зниження його навантаження.

Крім систематичного перевантаження за рахунок добової нерівномірності графіка навантаження допускається певне перевантаження трансформатора за рахунок сезонних змін навантаження. Зокрема, якщо, наприклад, у літню пору максимум графіка навантаження менше номінальної потужності трансформатора, то в зимові місяці допускається додаткове його перевантаження. Так для трансформаторів із масляним охолодженням на кожен відсоток недовантаження влітку допускається 1 % перевантаження в період зимового максимуму, але не більше ніж на 15 %. Можливе одночасне перевантаження як за рахунок добової, так і за рахунок сезонної нерівномірності навантаження, але воно не повинно перевищувати 50 %.

Аналогічний підхід використовується і для визначення допустимих післяаварійних перевантажень. Коефіцієнт допустимого перевантаження в цьому випадку визначається за відповідними таблицями (таблиця А.27) залежно від значень  $K_{з1}$ ,  $H$ , які обчислені для графіка навантаження післяаварійного режиму та з урахуванням температури оточуючого середовища.

У принципі, розглянутий вище алгоритм може бути також застосований і для вибору номінальної потужності трансформатора на стадії проєктування СЕП. Складність тут полягає в необхідності визначення крім розрахункового навантаження також і відповідного добового графіка зміни навантаження. Певну допомогу в цьому може надати використання типових графіків навантажень окремих технологічних процесів або галузей промисловості.

При виборі номінальної потужності трансформатора спочатку на графіку проводять лінію, яка відповідає середньому навантаженню –  $S_{сер}$ . Після перетворення вихідного графіка в еквівалентний ступінчатий, за

аналогією з (3.13)–(3.16) обчислюють значення  $K_{з1}$  та  $H$ . У цьому випадку у відповідних формулах замість величини  $S_{тр.н}$  використовується параметр  $S_{сер.}$  Знаючи величину температури оточуючого середовища, за таблицями знаходять значення  $K_{п.доп.}$ . Тоді номінальна потужність трансформатора повинна відповідати умові

$$S_{тр.н} \geq \frac{S'}{n_{тр} K_{п.доп.}}, \text{ де } S' = \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta H'_1 + \dots + (S'_n)^2 \Delta H'_n}{\Delta H'_1 + \dots + \Delta H'_n}}.$$

Після цього вибраний трансформатор (наприклад, з таблиці А.28) перевіряється за умовами післяаварійного режиму.

Разом із тим на практиці вибір трансформаторів частіше здійснюється в умовах, коли добовий графік навантаження невідомий. У цих ситуаціях при виборі його номінальної потужності виходять із наступних міркувань.

Відповідно до існуючих норм трансформатори з масляним охолодженням допускають перевантаження до 60 % протягом півгодини та 40 % не більше 5 діб поспіль на період максимуму навантаження з тривалістю не більше 6 год на добу. При цьому коефіцієнт початкового завантаження не повинен перевищувати 0,93.

Дане правило дає змогу, наприклад, за умови 100 % резервування електропостачання, вибрати номінальну потужність трансформаторів ГПП виходячи з наступних міркувань

$$S_{тр.н} \geq \frac{S_{п/с}}{1,4 \div 1,5}, \text{ де } S_{п/с} = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{кп})^2},$$

де  $P_p$ ,  $Q_p$  – розрахункове навантаження підприємства;

$Q_{кп}$  – потужність установлених на підприємстві компенсуючих пристроїв.

За наявності значного обсягу споживачів третьої категорії надійності, при виборі номінальної потужності трансформаторів необхідно передбачити можливість відключення даного навантаження в аварійних ситуаціях.

Для сухих трансформаторів допустиме перевантаження визначається відповідно до даних, наведених у таблиці А.29.

У КТП допускають аварійні перевантаження трансформаторів на 30 % не більше 3 год на добу, якщо початкове їх завантаження не перевищує 0,7.

При проектуванні електропостачання великих промислових об'єктів або нових житлових масивів може виникнути необхідність здійснювати вибір номінальної потужності трансформаторів підстанцій з урахуванням перспективного зростання навантаження. У цьому випадку задача розв'язується на основі техніко-економічних розрахунків. Одним із варіантів є встановлення трансформаторів, які свідомо певний час будуть працювати з істотним недовантаженням. Як альтернативний варіант розглядається встановлення трансформаторів меншої потужності у припущенні подальшої їх заміни на трансформатори більшої потужності.

Визначення числа та потужності цехових трансформаторів має низку особливостей. У цьому випадку рішення, строго кажучи, приймається лише шляхом техніко-економічних розрахунків з урахуванням таких факторів:

- категорії надійності електропостачання споживачів;
- ступеня компенсації реактивних навантажень на напрузі до 1000В;
- перевантажувальної здатності трансформаторів у нормальному та післяаварійному режимах роботи;
- шкали їх стандартних потужностей.

Кількість цехових ТП безпосередньо впливає на витрати пов'язані з спорудженням РП 6...10 кВ, внутрішньозаводських і внутрішньоцехових мереж. Очевидно, що, наприклад, при збільшенні номінальної потужності трансформаторів (і відповідно зменшенні кількості ТП) зменшується кількість комірок РП, сумарна довжина ліній 6...10 кВ (і як наслідок – втрати енергії в них), але зростає обсяг мереж 0,38 кВ, а відповідно – втрати енергії у них.

Логічно припустити, що існує деяке число цехових трансформаторів із певною номінальною потужністю, що при дотриманні всіх технічних вимог

відповідає оптимальному значенню певного показника, який характеризує техніко-економічну ефективність проєкту.

Орієнтовний вибір номінальної потужності трансформаторів можна здійснити на основі даних про щільність навантаження. Існують рекомендації [6] згідно яких при щільності навантаження до  $0,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$  пропонується використовувати трансформатори номінальною потужністю  $400 \dots 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ , при щільності навантаження  $0,2 \dots 0,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$  –  $1600 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ , а якщо щільність навантаження перевищує  $0,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$  –  $2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ . При цьому на генплані підприємства можна виділити окремі зони з різними щільностями навантаження, прийнявши для кожної з них самостійне рішення щодо номінальної потужності трансформаторів, які планується використати. Разом із тим, з погляду зручності експлуатації енергогосподарства підприємства, не рекомендується закладати в проєкт більше двох типорозмірів цехових трансформаторів.

Завантаження трансформаторів визначається складом ЕП (категорійністю надійності електропостачання), кількістю трансформаторів у ТП, способами резервування електропостачання. При значному обсязі споживачів першої категорії, для двотрансформаторних ТП рекомендується завантаженість, що становить  $0,65\text{--}0,7$ . При перевазі споживачів другої категорії для однострансформаторних підстанцій у випадку резервування електропостачання ЕП по стороні вторинної напруги,  $K_3 = 0,7\text{--}0,8$ . Для споживачів третьої категорії або другої, але за наявності складського резерву трансформаторів, завантаження в нормальному режимі може бути збільшено до  $0,9$  (див. таблиця А.30).

Разом із тим найбільш ефективне рішення щодо потужності та кількості трансформаторів цехових ТП може бути отримане в процесі спільного розгляду даного питання одночасно з задачею компенсації реактивної потужності, зокрема, у плані визначення оптимального ступеня її компенсації в мережах напругою до  $1000 \text{ В}$ .

Допустимо номінальну потужність цехових трансформаторів визначати на основі наступних рекомендацій. При відсутності компенсації реактивної потужності в мережах напругою до 1000 В, необхідна кількість трансформаторів складе

$$n_{\text{тр.макс}} = \frac{S_p}{K_3 S_{\text{тр.н}}} + \Delta n_1,$$

де  $S_p$  – розрахункове навантаження;

$\Delta n_1$  – добавка, що дає можливість округлити результати до найближчого більшого цілого числа.

За умови повної компенсації реактивної потужності на вторинній напрузі маємо

$$n_{\text{тр.мін}} = \frac{P_p}{K_3 S_{\text{тр.н}}} + \Delta n_2.$$

де  $P_p$  – розрахункове навантаження;

$\Delta n_2$  – добавка, що дає можливість округлити результати до найближчого більшого цілого числа.

На наступному етапі необхідно виконати техніко-економічне порівняння варіантів, які відрізняються кількістю використовуваних трансформаторів:  $n_{\text{тр.мін}}, n_{\text{тр.мін}} + 1, \dots, n_{\text{тр.макс}}$ . Величина витрат для кожного варіанта визначається як сума витрат на придбання та встановлення трансформаторів, генерацію реактивної потужності в мережах високої  $Q_{\text{кп.вн}}$  та низької  $Q_{\text{кп.нн}}$  напруг, компенсацію втрат електричної енергії в трансформаторах. Звичайно зміна витрат на спорудження внутрішньоцехових мереж у даних розрахунках не враховується через відсутність необхідної інформації.

Як остаточний приймається варіант, якому відповідають мінімальні витрати. За необхідності аналогічні розрахунки можна виконати для

декількох типорозмірів трансформаторів. Досвід подібних розрахунків показує, що оптимальним найчастіше виявляється варіант із числом трансформаторів  $n_{\text{тр.}k} = n_{\text{тр.} \min} + (1 \div 2)$ .

Таким чином, при деякій кількості цехових трансформаторів  $n_{\text{тр.}k}$  у мережу низької напруги можна передати таке значення реактивної потужності

$$Q_k = \sqrt{\sum_{i=1}^{n_{\text{тр.}k}} (K_{zi} S_{\text{тр.}ni})^2 - \sum_{i=1}^{n_{\text{тр.}k}} (P_{pi})^2},$$

де  $K_{zi}$  – коефіцієнт завантаження  $i$ -го трансформатора;

$S_{\text{тр.}ni}$  – номінальна потужність  $i$ -го цехового трансформатора прийнятого до використання;

$P_{pi}$  – розрахункове навантаження на стороні низької напруги  $i$ -го трансформатора.

У цьому випадку потужність компенсуючих пристроїв у мережі напругою до 1000 В визначиться з умови балансу реактивної потужності на шинах низької напруги цехових ТП. Наприклад, розглядаючи як джерело реактивної потужності конденсаторні батареї, одержимо

$$Q_{\text{КПн}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{тр.}k}} Q_{pi} - Q_k.$$

Через кожен трансформатор доцільно передавати таку реактивну потужність, що дала б змогу мінімізувати сумарні втрати активної потужності в них

$$Q_{ni} = \frac{Q_p - Q_{\text{КПн}}}{n_{\text{тр}}}.$$

Відповідно, при цьому рекомендована потужність низьковольтних конденсаторних батарей для кожного  $i$ -го трансформатора складе

$$Q_{\text{КПнi}} = Q_{\text{pi}} - Q_{\text{ni}}.$$

Види та технічні характеристики конденсаторних установок компенсації реактивної потужності до 1000 В наведено у таблиці А.31.

Очевидно, що для специфічних навантажень (наприклад, електротранспорт, зварювальне устаткування) можуть бути рекомендовані дещо відмінні підходи для вибору номінальної потужності трансформаторів живлення. Зокрема відомо, що електрозварювальне устаткування являє собою різкозмінне навантаження. Якщо дане навантаження не перевищує 15 % від встановленої потужності трансформатора, то живлення зварювального устаткування допускається здійснювати разом із іншими споживачами мережі, але окремими лініями. У іншому випадку для зварювальних установок доцільно передбачити встановлення окремих трансформаторів. Їх номінальна потужність вибирається виходячи з наступних міркувань:

- при живленні багатоточкових зварювальних машин

$$S_{\text{тр.н}} \geq \frac{S_{\text{е}}}{0,2...0,3};$$

- при живленні одноточкових машин або автоматичних зварювальних ліній

$$S_{\text{тр.н}} \geq \frac{S_{\text{е}}}{0,35...0,5};$$

- при живленні стикових або шовних зварювальних машин

$$S_{\text{тр.н}} \geq \frac{S_{\text{е}}}{0,5...0,6}.$$

У наведених виразах  $S_{\text{е}}$  – ефективне навантаження.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Буслова Н.В., Винославский В.Н., Денисенко Г.И., Перхач В.С. Электрические системы и сети. Київ : Вища школа, 1986. 584 с.
2. Зорин В.В., Тисленко В.В. Системы электроснабжения общего назначения. Чернігів: Чернігівський державний технологічний університет, 2005. 341 с.
3. Гаряжа В.М., Карюк А.О. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка). Харків : Харківський національний університет міського господарства ім. О.М. Бекетова, 2018. 149 с.
4. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Санкт-Петербург : вид-во БХВ-Петербург, 2013. 608 с.
5. Гриб О.Г., Ерохин А.Л., Сендерович Г.А., Старков К.А. Проектирование систем электроснабжения. Харків : Харківська державна академія міського господарства, 2002. 185 с.
6. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. Київ : Мінрегіон, 2016. 79 с.
7. Правила улаштування електроустановок. Київ, 2017. 617 с.
8. Галузеві будівельні норми України. Електротехнічні пристрої. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2012. 139 с.
9. Василега П.О. Электропостачання. Суми : вид-во «Університетська книга», 2018, 415 с.
10. ДНАОП 0.00-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. Київ : Укрархбудінформ, 2001, 117 с.



11. ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ : Мінрегіонбуд України, 2010. 104 с.
12. Каялова Г.М. Основы построения промышленных электрических сетей. Москва : Энергия, 1978. 352 с.
13. Шестеренко Е.В. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця : вид-во «Нова книга», 2004. 655 с.
14. Ершов А.М. Системы электроснабжения. Часть 1: Основы электроснабжения: курс лекций. Челябинск : изд. центр ЮУрГУ, 2017. 245 с.
15. Бурбело М.Й. Розрахунок внутрішнього електропостачання. Вінниця : Вінницький національний технічний університет, 2017. 123 с.
16. Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. Електропостачання агропромислового комплексу. Київ : Аграрна освіта, 2011. 448 с.
17. Бурбело М.Й., Бірюков О.О., Мельничук Л.М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків. Вінниця : Вінницький національний технічний університет, 2011. 204 с.
18. Руководство по выбору, прокладке, монтажу, испытаниям и эксплуатации кабелей из сшитого полиэтилена на напряжение от 6 до 35 кВ. Харків : вид-во ЗАТ «Південкабель», 2007. 104 с.
19. Вихарев А.П., Вычегжанина А.В., Репкина Н.Г. Проектирование механической части воздушных ЛЭП. Киров : Вятский государственный университет, 2009. 140 с.
20. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию. Томск : Томский политехнический университет, 2005. 168 с.
21. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91) Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. Минск : Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1997. 82 с.

**Додаток А Довідкові таблиці до виконання практичних розрахунків  
проектування систем забезпечення споживачів електричною енергією**

Таблиця А.1 – Характеристики промислового електрообладнання

№ з/п	ЕП	$k_B$	$\cos\varphi$
1	Вентилятор витяжний	0,2	0,8
2	Конвеєр	0,4	0,7
3	Повіронагрівач	0,8	0,92
4	Полірувальний станок	0,15	0,5
5	Шліфувальний станок	0,25	0,5
6	Фрезерний станок	0,3	0,7
7	Механічний прес	0,2	0,85
8	Токарний станок	0,25	0,6
9	Пиловідсмоктувач	0,7	0,8

Таблиця А.2 – Значення коефіцієнтів розрахункового навантаження  $K_p$  для мереж живлення та розподільних шинопроводів напругою до 1 кВ [6]

$n_e$	Коефіцієнт використання $K_B$								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
2	8	5,3	4	2,66	2	1,6	1,33	1,14	1
3	4,52	3,2	2,55	1,9	1,56	1,41	1,28	1,14	1
4	3,42	2,47	2	1,53	1,3	1,24	1,14	1,08	1
5	2,84	2,1	1,78	1,34	1,16	1,15	1,08	1,03	1
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,14	1,12	1,06	1,01	1
7	2,5	1,86	1,54	1,25	1,12	1,1	1,04	1	1
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,1	1,08	1,02	1	1
9	2,26	1,7	1,43	1,16	1,08	1,07	1,01	1	1
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,06	1,05	1	1	1
11	2,1	1,6	1,35	1,1	1,05	1,04	1	1	1
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,04	1,03	1	1	1
13	1,98	1,52	1,29	1,06	1,03	1,02	1	1	1
14	1,93	1,49	1,27	1,05	1,02	1,01	1	1	1
15	1,9	1,46	1,25	1,03	1,01	1	1	1	1
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1	1	1	1	1
17	1,81	1,4	1,2	1	1	1	1	1	1
18	1,78	1,38	1,19	1	1	1	1	1	1
19	1,75	1,36	1,17	1	1	1	1	1	1
20	1,72	1,34	1,16	1	1	1	1	1	1
21	1,7	1,33	1,15	1	1	1	1	1	1
22	1,66	1,31	1,13	1	1	1	1	1	1
23	1,65	1,29	1,12	1	1	1	1	1	1
24	1,62	1,28	1,11	1	1	1	1	1	1
25	1,6	1,27	1,1	1	1	1	1	1	1
30	1,51	1,21	1,05	1	1	1	1	1	1
35	1,44	1,16	1	1	1	1	1	1	1
40	1,4	1,13	1	1	1	1	1	1	1
45	1,35	1,1	1	1	1	1	1	1	1
50	1,3	1,07	1	1	1	1	1	1	1
60	1,25	1,03	1	1	1	1	1	1	1
70	1,2	1	1	1	1	1	1	1	1
80	1,16	1	1	1	1	1	1	1	1
90	1,13	1	1	1	1	1	1	1	1
100	1,1	1	1	1	1	1	1	1	1

Таблиця А.3 – Значення коефіцієнтів розрахункового навантаження  $K_p$  для шин НН цехових трансформаторів і магістральних шинопроводів напругою до 1 кВ [6]

$n_e$	Коефіцієнт використання $K_v$							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 і більше
1	8	5,33	4	2,67	2	1,6	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1	0,98	0,96	0,94	0,93
6–8	1,2	1	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9–10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10–25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25–50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,85	0,85
Більше 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8

Таблиця А.4 – Розрахунок електричних навантажень (згідно ДСТУ-Н.Б В.2.5-80:2015 [6])

[illegible]

Таблиця А.5 – Значення коефіцієнта одночасності у залежності від значення (середньозваженого) групового коефіцієнта використання сумарного навантаження та числа приєднань на збірних шинах ГПП (РП)

$K_o$	Кількість приєднань				
	2–4	5–8	9–15	16–25	більше 25
менше 0,3	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75
0,3–0,5	1,0	0,95	0,9	0,9	0,85
0,5–0,8	1,0	1,0	0,95	0,95	0,9
більше 0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	0,95

Таблиця А.6 – Питомі розрахункові електричні навантаження жител першого та другого видів [11]

Споживачі електроенергії	Значення показника, кВт/житло, при кількості жител														
	1	3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
1. Житла першого виду															
1.1 I-го рівня електрифікації – у будинках із плитами на природньому газі	5,00	3,85	3,23	2,72	2,36	2,10	1,91	1,65	1,31	1,14	1,00	0,87	0,74	0,66	0,60
1.2 II-го рівня електрифікації – у будинках з плитами на скрапленому газі та на твердому паливі	6,50	5,01	4,20	3,53	3,07	2,73	2,48	2,15	1,70	1,48	1,30	1,12	0,96	0,86	0,78
1.3 III-го рівня електрифікації – у будинках із електроплитами потужністю до 8,5 кВт	10,00	8,19	5,56	4,44	3,76	3,33	3,05	2,72	2,35	2,10	1,73	1,38	1,31	1,19	1,10
1.4 IV-го рівня електрифікації – у будинках із електроплитами потужністю до 10,5 кВт	12,00	9,83	6,67	5,33	4,51	3,99	3,66	3,26	2,82	2,52	2,08	1,65	1,58	1,43	1,32
1.5 V-го рівня електрифікації – у будиночках на ділянках садівничих товариств	3,50	2,84	1,91	1,47	1,22	1,07	0,96	0,83	0,66	0,58	0,52	0,48	0,47	0,46	0,41
2. Житла другого виду															
2.1 I-го рівня електрифікації – у будинках із плитами на природньому газі	9,00	6,33	5,29	4,36	3,72	3,26	2,94	2,51	2,00	1,78	1,62	1,47	1,24	1,08	0,99
2.2 II-го рівня електрифікації – у будинках із електроплитами потужністю до 10,5 кВт	16,00	13,05	8,34	6,41	5,39	4,77	4,36	3,83	3,18	2,83	2,51	2,16	1,88	1,77	1,76

Таблиця А.7 – Коефіцієнт попиту, що визначається залежно від величини заявленої потужності ЕП у житлі [11]

Характеристика опалення котеджа	Значення коефіцієнта попиту $K_p$ за заявленої потужності ЕП, кВт									
	до 15 включно	20	30	40	50	60	70	80	90	100 і більше
Для котеджів без повного електроопалення	0,75	0,65	0,63	0,59	0,55	0,53	0,5	0,47	0,46	0,45
Для котеджів з повним електроопаленням постійного включення	–	–	–	0,75	0,7	0,65	0,63	0,62	0,62	0,61

Таблиця А.8 – Значення коефіцієнта одночасності залежно від кількості жител (котеджів) [11]

Характеристика котеджа	Значення коефіцієнта одночасності $K_o$ за кількості жител (котеджів)												
	1	3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400
3 плити на природному газі	1,00	0,65	0,51	0,38	0,32	0,28	0,26	0,22	0,18	0,16	0,14	0,12	0,11
3 електроплити потужністю до 10,5 кВт включно	1,00	0,81	0,50	0,38	0,32	0,29	0,27	0,24	0,20	0,18	0,16	0,14	0,13
Те саме та повним електроопаленням площею 150 м <sup>2</sup>	1,00	0,87	0,65	0,56	0,52	0,50	0,49	0,47	0,44	0,42	0,41	0,40	0,39
Те саме та повним електроопаленням площею 300 м <sup>2</sup>	1,00	0,90	0,73	0,66	0,63	0,62	0,60	0,59	0,57	0,55	0,54	0,53	0,52
Те саме та повним електроопаленням площею 600 м <sup>2</sup>	1,00	0,93	0,81	0,77	0,75	0,74	0,73	0,72	0,70	0,69	0,68	0,675	0,67
<b>Примітка.</b> Коефіцієнти одночасності для всіх котеджів подано з урахуванням проточних електроводо- підігрівальних приладів. Для котеджів із електроопаленням значення $K_o$ подано для режиму постійного включення електроопалювальних приладів протягом опалювального сезону та не дійсні для електротеплоаккумуляційних систем, що працюють у період мінімальних навантажень системи													



Таблиця А.9 – Коефіцієнти попиту  $K_{п.л}$  для ліфтових установок [11]

Кількість ліфтових установок	$K_{п.л}$ для будинків заввишки	
	до 12 поверхів	12 та більше поверхів
2–3	0,80	0,90
4–5	0,70	0,80
6	0,65	0,75
10	0,50	0,60
20	0,40	0,50
25 і більше	0,35	0,40

**Примітка.** Коефіцієнт попиту для кількості ліфтових установок, не вказаної у таблиці, визначається інтерполяцією

Таблиця А.10 – Коефіцієнти попиту  $K_{п.сан}$  для сантехнічного устаткування [11]

Питома вага встановленої потужності працюючого сантехнічного та холодильного устаткування, включаючи системи кондиціонування повітря, у загальній установленій потужності працюючих силових ЕП, %	$K_{п.сан}$ при кількості ЕП										
	2	3	5	8	10	15	20	30	50	100	200
100–85	1 (0,8)	0,9 (0,75)	0,8 (0,70)	0,75	0,7	0,65	0,65	0,6	0,55	0,55	0,5
84–75	-	-	0,75	0,7	0,65	0,6	0,6	0,6	0,55	0,55	0,5
74–50	0	-	0,7	0,65	0,65	0,6	0,6	0,55	0,5	0,5	0,45
49–25	-	-	0,65	0,6	0,6	0,55	0,5	0,5	0,5	0,45	0,45
24 і менше	-	-	0,6	0,6	0,55	0,5	0,5	0,5	0,45	0,45	0,4

**Примітка 1.** До встановленої потужності резервні ЕП не включаються.

**Примітка 2.** У дужках наведено коефіцієнти попиту для електродвигунів одиничною потужністю більше ніж 30 кВт.

**Примітка 3.** Коефіцієнт попиту для кількості приєднаних ЕП, не вказаної в таблиці, визначається інтерполяцією.

Таблиця А.11 – Розрахункові коефіцієнти потужності та реактивного навантаження [11]

Лінія живлення	Розрахункові коефіцієнти	
	(активної) потужності $\cos\varphi$	реактивної потужності $\tg\varphi$
Квартири з електричними плитами	0,98	0,20
Квартири з електричними плитами та побутовими кондиціонерами повітря	0,93	0,40
Квартири з плитами на природному, зрідженому газі, на твердому паливі	0,96	0,29
Квартири з плитами на природному, зрідженому газі, твердому паливі та з побутовими кондиціонерами повітря	0,92	0,43
Загальнобудинкове освітлення: з лампами розжарювання; те саме з люмінесцентними лампами.	1 0,92	0,00 0,43
Господарські насоси, вентиляційні установки й інші санітарно-технічні пристрої	0,80	0,75
Ліфти	0,65	1,17
<p><b>Примітка 1.</b> Коефіцієнт потужності лінії, яка живить один електродвигун, приймається за каталожними даними цього двигуна.</p> <p><b>Примітка 2.</b> Коефіцієнт потужності групових ліній освітлення з розрядними лампами приймають за п. 3.35 [11]</p>		

Таблиця А.12 – Орієнтовні питомі розрахункові електричні навантаження будинків і споруд (приміщень) громадського призначення [11]

Об'єкти масового будівництва	Одиниця вимірювання	Питоме навантаження	Розрахункові коефіцієнти	
			(активної) потужності $\cos\varphi$	реактивної потужності $\tg\varphi$
<b>Підприємства громадського харчування:</b>				
а) повністю електрифіковані з кількістю посадочних місць до 500 включно;	кВт на місце	1,03	0,98	0,2
б) з кількістю місць понад 500 до 1000 включно;		0,85	0,98	0,2
в) з кількістю місць понад 1000;		0,75	0,98	0,2
г) частково електрифіковані (з плитами на газоподібному паливі) з кількістю місць до 500 включно;		0,8	0,95	0,33
д) з кількістю місць понад 500 до 1000 включно;		0,7	0,95	0,33
е) з кількістю місць понад 1000		0,6	0,95	0,33

<b>Підприємства роздрібної торгівлі:</b> а) продовольчі без кондиціонування повітря; б) продовольчі з кондиціонуванням повітря; в) промтоварні без кондиціонування повітря; г) промтоварні з кондиціонуванням повітря; д) універсами без кондиціонування повітря; е) універсами з кондиціонуванням повітря	кВт на м <sup>2</sup> торгової зали	0,23 0,25 0,14 0,15 0,15 0,2	0,85 0,8 0,85 0,8 0,87 0,85	0,62 0,75 0,62 0,75 0,57 0,62
<b>Загальноосвітні школи:</b> а) з електрифікованими їдальнями та спортзалами; б) без електрифікованих їдалень, із спортзалами; в) з буфетами, без спортзалів; г) без буфетів і спортзалів	кВт на одного учня	0,25 0,17 0,17 0,15	0,95 0,9 0,9 0,9	0,33 0,48 0,48 0,48
<b>Професійно-технічні навчальні заклади з їдальнями</b>	кВт на одного учня	0,45	0,8–0,92	0,75–0,48
<b>Дитячі дошкільні заклади:</b> а) з електрифікованими харчоблоками; б) з газовими плитами	кВт на місце	0,45 0,2	0,98	0,2
<b>Школи-інтернати</b>	кВт на місце	1,1	0,95	0,33
<b>Будинки-інтернати для інвалідів та людей похилого віку</b>	кВт на місце	2,2	0,93	0,4
<b>Заклади охорони здоров'я і відпочинку:</b> а) лікарні хірургічного профілю з електрифікованими харчоблоками; б) хірургічні корпуси (без харчоблоків); в) лікарні багатoproфільні з електрифікованими харчоблоками; г) терапевтичні корпуси (без харчоблоків); д) радіологічні корпуси (без харчоблоків); е) лікарні дитячі з електрифікованими харчоблоками; ж) терапевтичні корпуси дитячих лікарень (без харчоблоків)	кВт на ліжко-місце	2,5 0,8 2,2 0,5 0,7 2 0,4	0,92 0,95 0,93 0,95 0,95 0,93 0,95	0,43 0,33 0,4 0,33 0,33 0,4 0,33
<b>Будинки відпочинку і пансіонати без кондиціонування повітря</b>	кВт на місце	0,4	0,92	0,43
<b>Дитячі табори</b>	кВт на м <sup>2</sup> житлового приміщення	0,03	0,92	0,43
<b>Поліклініки</b>	кВт на відвідувача за зміну	0,15	0,92	0,43
<b>Аптеки:</b> а) без приготування ліків; б) з приготуванням ліків	кВт на м <sup>2</sup> торгової зали	0,12 0,17	0,93 0,9	0,4 0,48

<b>Кінотеатри та кіноконцертні зали:</b> а) з кондиціонуванням повітря; б) без кондиціонування повітря	кВт на місце	0,15 0,12	0,92 0,95	0,43 0,33
<b>Театри та цирки</b>	кВт на місце	0,35	0,9	0,48
<b>Палаці культури, клуби</b>	кВт на місце	0,45	0,92	0,43
<b>Готелі (без ресторанів):</b> а) з кондиціонуванням повітря; б) без кондиціонування повітря	кВт на місце	0,5 0,35	0,85 0,85	0,62 0,62
<b>Фабрики хімчистки та пральні самообслуговування</b>	кВт/кг речей	0,08	0,75	0,88
<b>Комбінати побутового обслуговування населення</b>	кВт на робоче місце	0,6	0,85	0,62
<b>Перукарні</b>	кВт на робоче місце	1,45	0,97	0,25
<b>Гуртожитки:</b> а) з електроплитами на кухнях; б) без електроплит па кухнях	кВт на місце	0,5 0,2	0,95 0,93	0,33 0,4
<b>Будівлі (приміщення) для науково-дослідних установ, проєктних, управлінських, громадських організації та культових закладів, адміністративні будинки підприємств:</b> а) з кондиціонуванням повітря; б) без кондиціонування повітря	кВт на м <sup>2</sup> корисної площі	0,055 0,04	0,85 0,9	0,62 0,48
<b>Навчальні корпуси вищих, середніх спеціальних навчальних закладів (без їдалень):</b> а) з кондиціонуванням повітря; б) без кондиціонування повітря	кВт на м <sup>2</sup> корисної площі	0,05 0,035	0,9 0,92	0,48 0,43
<b>Лабораторні корпуси вищих і середніх спеціальних навчальних закладів (без їдалень):</b> а) з кондиціонуванням повітря; б) без кондиціонування повітря	кВт на м <sup>2</sup> корисної площі	0,07 0,055	0,85 0,87	0,62 0,57
<b>Гаражі (стоянки) індивідуального автотранспорту:</b> а) стаціонарні відкриті стоянки; б) закриті гаражі-бокси; в) закриті багатоповерхові та підземні гаражі	кВт на місце	0,05 0,12 0,22	0,9 0,9 0,87	0,48 0,48 0,57
<p><b>Примітка 1.</b> Наведені питомі електричні навантаження призначаються для орієнтовного (попереднього) визначення розрахункового навантаження на вводах до ординарних об'єктів (будівель, приміщень) і враховують усереднений комплекс установлюваних ЕП (включаючи комп'ютерну техніку).</p> <p><b>Примітка 2.</b> Для підприємств громадського харчування питоме навантаження не залежить від наявності кондиціонерів повітря.</p> <p><b>Примітка 3.</b> Для професійних навчальних закладів з їдальнями та дитячих дошкільних закладів навантаження басейнів і спортивних залів не враховано.</p> <p><b>Примітка 4.</b> Для будинків відпочинку та пансіонатів без кондиціонування повітря, дитячих таборів, готелів (без ресторанів), будівель (приміщень) для науково-дослідних установ, проєктних, управлінських, громадських організацій, культових споруд, адміністративних будинків підприємств навантаження їдалень закритого типу та ресторанів не враховано. При потребі його слід визначати за питомими показниками підприємств громадського харчування за заданою кількістю місць.</p> <p><b>Примітка 5.</b> Для побутових будинків підприємств використовують зафіксовані в таблиці показники відповідних за призначенням громадських будинків</p>				

Таблиця А.13 – Коефіцієнти участі у максимумі навантаження [11]

Назва будівлі (приміщення) з найбільшим розрахунковим навантаженням ↓	Житлові будинки з електроплитами	Житлові будинки з газовими плитами або на твердому паливі	Заклади громадського харчування – їдальні	Заклади громадського харчування – ресторани, кафе	Середні навчальні заклади	Загальноосвітні школи, ПТУ	Заклади адміністративного управління, фінансові, проектно-конструкторські організації	Торгові підприємства одностійні	Торгові підприємства півтора- та двостійні	Готелі	Перукарні	Дошкільні дитячі заклади	Поліклініки	Комбінації побутового обслуговування, ательє	Підприємства комунального обслуговування	Культові, видовищні заклади, кінотеатри
Житлові будинки з електроплитами	–	0,9	0,6	0,7	0,6	0,4	0,6	0,6	0,8	0,7	0,8	0,4	0,7	0,6	0,7	0,9
Житлові будинки з газовими плитами або на твердому паливі	0,9	–	0,6	0,7	0,5	0,3	0,4	0,5	0,8	0,7	0,7	0,4	0,6	0,5	0,5	0,9
Підприємства громадського харчування (їдальні, ресторани, кафе)	0,4	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,5
Школи, середні навчальні заклади, ПТУ, бібліотеки	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Торгові підприємства одно-, півтора- та двостійні	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Установи управління, фінансові, адміністративні будинки підприємств і проектно-конструкторські організації	0,5	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,5
Готелі	0,8	0,8	0,6	0,8	0,4	0,3	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,4	0,7	0,5	0,7	0,9
Поліклініки	0,5	0,4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Ательє та комбінації побутового обслуговування	0,5	0,4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Культові, видовищні заклади, кінотеатри	0,9	0,9	0,4	0,6	0,3	0,2	0,2	0,8	0,7	0,7	0,8	0,2	0,4	0,4	0,5	–
<b>Примітка.</b> Якщо від ТП живляться кілька споживачів із рівними або близькими до рівних навантаженнями, розрахунок слід виконувати відносно того навантаження, яке дає найбільше $P_{\max}$																

Таблиця А.14 – Коефіцієнти суміщення максимумів навантажень трансформаторів

Характеристика навантаження	Коефіцієнт суміщення максимумів навантажень трансформаторів залежно від їх кількості				
	2	3–5	6–10	11–20	20
<i>Житлова забудова (70 % та більше – навантаження житлових будинків, до 30 % – навантаження громадських будівель)</i>	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
<i>Громадська забудова (70 % та більше – навантаження громадських будівель і до 30 % – навантаження житлових будинків)</i>	0,9	0,75	0,7	0,65	0,6
<i>Комунально-промислові зони (65 % та більше – навантаження промислових і громадських споруд і до 35 % – навантаження житлових будинків)</i>	0,9	0,7	0,65	0,6	0,5

Таблиця А.15 – Коефіцієнти суміщення максимумів навантажень міських електромереж і промислових підприємств

Час максимуму навантаження		Коефіцієнти суміщення максимумів навантажень міських електромереж і промислових підприємств залежно від відношення розрахункового навантаження промпідприємств до навантаження міських електромереж						
		20 %	60 %	100 %	150 %	200 %	300 %	400 %
Ранок	Електроплити	0,75	0,8	0,85	0,88	0,9	0,92	0,95
	Газові плити	0,6	0,7	0,75	0,8	0,85	0,87	0,9
Вечір	Електроплити	0,85	0,65	0,55	0,45	0,4	0,3	0,3
	Газові плити	0,9	0,85	0,8	0,76	0,75	0,7	0,7

Таблиця А.16 – Допустиме струмове навантаження й опори для чотирижильних КЛ марки **АВВГ** із **алюмінієвими** жилами з полівінілхлоридною ізоляцією та зовнішньою оболонкою, на номінальну напругу до 1000 В

Кількість і номінальний переріз жил, мм <sup>2</sup>	Опір жил, Ом/км		Допустиме струмове навантаження, А	
	Активний	Індуктивний	У землі	У повітрі
4×2,5	12,1	0,104	26	20
4×4	7,41	0,095	34	27
4×6	5,11	0,090	41	34
4×10	3,08	0,073	55	47
4×16	1,91	0,0675	72	62
4×25	1,20	0,0662	93	82
4×35	0,868	0,0637	113	101
4×50	0,641	0,0625	137	126
4×70	0,443	0,0612	166	155
4×95	0,320	0,0602	197	190
4×120	0,253	0,0602	224	219
4×150	0,206	0,0596	255	254
4×185	0,164	0,0596	286	291
4×240	0,125	0,0587	330	343

Таблиця А.17 – Допустиме струмове навантаження й опори для чотирижильних КЛ марки **ВВГ** із **мідними** жилами з полівінілхлоридною ізоляцією та зовнішньою оболонкою, на номінальну напругу до 1000 В

Кількість і номінальний переріз жил, мм <sup>2</sup>	Активний опір жил, Ом/км	Допустиме струмове навантаження, А	
		У землі	У повітрі
4×1	18,1	19,5	14
4×1,5	12,1	26	19,5
4×2,5	7,41	34,5	26
4×4	4,61	44,5	34,5
4×6	3,08	54	45,5
4×10	1,83	71,5	61,5
4×16	1,15	93	81
4×25	0,727	121	107
4×35	0,524	147	131
4×50	0,387	178,5	164,5
4×70	0,268	220,5	210
4×95	0,193	260	255
4×120	0,153	298,5	299
4×150	0,124	337,5	344
4×185	0,0991	377,5	391,5
4×240	0,0754	435	464

Таблиця А.18 – Коефіцієнт  $K_1$  для КЛ з урахуванням температури оточуючого середовища

Умови прокладання	Температура оточуючого середовища, °C									
	-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
У землі	1,13	1,1	1,06	1,03	1,0	0,97	0,93	0,89	0,86	0,82
У повітрі	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1,0	0,96	0,92	0,88

Таблиця А.19 – Коефіцієнт  $K_1$  для ПЛ з урахуванням температури оточуючого середовища

Температура повітря, °C	-40	-30	-20	-10	0	+25	+50
Коефіцієнт	1,56	1,5	1,4	1,3	1,25	1,0	0,7

Таблиця А.20 – Коефіцієнт  $K_2$ , який враховує кількість поряд прокладених КЛ, що працюють

Відстань між КЛ, см	Кількість КЛ				
	2	3	4	5	6
10	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
20	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81



Таблиця А.21 – Коефіцієнт допустимого перевантаження  $K_3$  ( $K_{\text{пер}}$ ) КЛ у післяаварійному режимі

Початкове значення коефіцієнта завантаження	Спосіб прокладання КЛ	Тривалість перевантаження, год		
		1,5	3,0	6,0
0,6	У землі	1,5	1,35	1,25
	У повітрі	1,35	1,25	1,2
	У трубах	1,3	1,2	1,15
0,8	У землі	1,35	1,25	1,25
	У повітрі	1,3	1,2	1,2
	У трубах	1,2	1,15	1,1

Таблиця А.22 – Значення коефіцієнта кратності захисту  $K_3$

Тип захисного апарату	Для мереж з обов'язковим захистом від перевантажень			Для мереж, що не вимагають захисту від перевантаження
	з гумовою ізоляцією		з паперовою ізоляцією	
	житлові, торгові, вибухо- та пожежонебезпечні приміщення	інші приміщення		
Номінальний струм плавкої вставки запобіжника	1,25	1,0	1,0	0,33
Струмові уставки автоматичного вимикача з розчіплювачем миттєвої дії		1,0	1,0	0,22
Номінальний струм розчіплювача автоматичного вимикача з нерегульованою протилежно-залежною від струму характеристикою	1,0	1,0	1,0	1,0
Струм розчіплювача автоматичного вимикача з регульованою протилежно-залежною від струму характеристикою	1,0	1,0	0,8	0,66





Таблиця А.23 – Допустиме струмове навантаження й опори для трижильних КЛ марки **АПвП** з алюмінієвими жилами з ізоляцією з шитого поліетилену, з зовнішньою оболонкою з поліетилену або сополімера поліетилену, на номінальну напругу 10 кВ

Кількість і номінальний переріз жил, мм <sup>2</sup>	Опір жил, Ом/км		Допустиме струмове навантаження, А	
	Активний	Індуктивний	У землі	У повітрі
3×35	0,868	0,095	119	132
3×50	0,641	0,090	140	158
3×70	0,443	0,086	171	196
3×95	0,320	0,083	203	236
3×120	0,253	0,081	232	273
3×150	0,206	0,079	260	309
3×185	0,164	0,077	294	355
3×240	0,125	0,075	340	415





Таблиця А.24 – Розрахункові дані ПЛ напругою 35–150 кВ зі сталевалюмінієвими проводами (на 100 км)

Номінальний переріз проводу (алюміній/сталь), мм <sup>2</sup>	$r_0$ , Ом, при +20 °С	$I_{\text{доп}}$ , А	35 кВ	110 кВ	150 кВ
			$x_0$ , Ом	$x_0$ , Ом	$x_0$ , Ом
70/11	42,859	265	43,2	44,4	46
95/16	30,599	330	42,1	43,4	45
120/19	24,917	390	41,4	42,7	44,1
150/24	19,798	450	40,6	42	43,4
185/29	16,218	510	–	41,3	42,9
240/32	12,06	605	–	40,5	42

Таблиця А.25 – Допустимі струмові навантаження КЛ із ізоляцією з зшитого поліетилену з **алюмінієвою** жилою [16]

Кількість та номінальний переріз жил, мм <sup>2</sup>	Товщина ізоляції, мм	Мінімальний переріз екрана, мм <sup>2</sup>	Зовнішній діаметр КЛ, мм	Маса КЛ, кг/км (орієнтовна)		Допустимі струмові навантаження КЛ, А			
						з алюмінієвою жилою			
				АПвЭВ	ПвЭВ	у повітрі		у землі	
									
АПвЭВ-20, АПвЭВнг-20, АПвЭВнгд-20, АПвЭгВнг-20, АПвЭгаВнг-20, АПвЭгаВнгд-20, ПвЭВ-20, ПвЭВнг-20, ПвЭВнгд-20, ПвЭгВнг-20, ПвЭгаВнг-20, ПвЭгаВнгд-20									
Номінальна лінійна напруга – 20 кВ									
максимально допустима робоча напруга – 24 кВ									
1х35	5,5	16	29	900	1120	154	157	129	134
1х50			30	960	1280	184	189	152	157
1х70			32	1070	1520	230	236	186	192
1х95			33	1200	1800	280	287	221	229
1х120			35	1310	2080	324	332	252	260
1х150		25	36	1510	2450	368	376	281	288
1х185			38	1670	2850	424	432	317	324
1х240			40	1900	3430	502	511	367	373
1х300			43	2150	4270	577	586	414	419
1х400		35	45	2480	5270	673	676	470	466
1х500			48	2880	6230	786	785	526	522
1х630 (625)			52	3410	7660	907	899	593	584
1х800			57	4170	9610	1041	1024	664	647
3х35	5,5	16	53	3220	3730	132		119	
3х50			55	3510	4250	158		140	
3х70			58	4010	5110	196		171	
3х95			62	4640	6310	236		203	
3х120			66	5180	7350	273		232	
3х150		25	69	5750	8460	309		260	

Таблиця А.26 – Допустимі струмові навантаження КЛ із ізоляцією з зшитого поліетилену з **мідною** жилою [16]

Кількість і номінальний переріз жил, мм <sup>2</sup>	Товщина ізоляції, мм	Мінімальний переріз екрана, мм <sup>2</sup>	Зовнішній діаметр КЛ, мм	Маса КЛ, кг/км (орієнтовна)		Допустимі струмові навантаження КЛ, А			
						з мідною жилою			
						у повітрі		у землі	
				АПвЭВ	ПвЭВ				
АПвЭВ-20, АПвЭВнг-20, АПвЭВнгд-20, АПвЭгВнг-20, АПвЭгаВнг-20, АПвЭгаВнгд-20, ПвЭВ-20, ПвЭВнг-20, ПвЭВнгд-20, ПвЭгВнг-20, ПвЭгаВнг-20, ПвЭгаВнгд-20									
Номинальна лінійна напруга – 20 кВ									
Максимально допустима робоча напруга – 24 кВ									
1x35	5,5	16	29	900	1120	198	203	166	172
1x50			30	960	1280	238	243	196	203
1x70			32	1070	1520	296	303	239	246
1x95			33	1200	1800	361	369	285	293
1x120			35	1310	2080	417	426	323	332
1x150		25	36	1510	2450	473	481	361	366
1x185			38	1670	2850	543	550	406	410
1x240			40	1900	3430	641	647	469	470
1x300			43	2150	4270	735	739	526	524
1x400		35	45	2480	5270	845	837	590	572
1x500			48	2880	6230	980	957	651	630
1x630 (625)			52	3410	7660	1113	1077	724	694
1x800			57	4170	9610	1255	1203	795	756
3x35	5,5	16	53	3220	3730	170		153	
3x50			55	3510	4250	204		181	
3x70			58	4010	5110	253		221	
3x95			62	4640	6310	304		262	
3x120			66	5180	7350	351		298	
3x150		25	69	5750	8460	398		334	

Таблиця А.27 – Коефіцієнти допустимого навантаження трансформаторів

$T(H)$ , год	Трансформатори серії М і Д							
	$K_{п.доп}$ при $K_{з1} = 0,25-1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
$\Theta = -10\text{ }^{\circ}\text{C}$								
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+
1	+	+	+	+	+	+	+	1,95
2	1,95	1,92	1,9	1,87	1,83	1,79	1,75	1,69
4	1,62	1,61	1,6	1,58	1,56	1,54	1,52	1,48
6	1,49	1,48	1,47	1,46	1,45	1,44	1,42	1,4
8	1,41	1,41	1,4	1,4	1,39	1,38	1,37	1,36
12	1,34	1,34	1,33	1,33	1,33	1,32	1,31	1,31
24	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
$\Theta = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$								
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+
1	+	+	+	+	+	1,99	1,91	1,8
2	1,86	1,83	1,8	1,77	1,74	1,69	1,64	1,56
4	1,54	1,53	1,51	1,5	1,48	1,46	1,43	1,38
6	1,41	1,4	1,39	1,38	1,37	1,36	1,34	1,31
8	1,34	1,33	1,33	1,32	1,31	1,3	1,29	1,27
12	1,27	1,26	1,26	1,26	1,25	1,25	1,24	1,22
24	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
$\Theta = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$								
0,5	+	+	+	+	+	+	+	1,84
1	+	+	+	2	1,94	1,86	1,76	1,6
2	1,76	1,73	1,7	1,67	1,63	1,58	1,51	1,4
4	1,46	1,44	1,43	1,41	1,39	1,36	1,32	1,25
6	1,33	1,32	1,31	1,3	1,29	1,27	1,24	1,2
8	1,26	1,26	1,25	1,24	1,23	1,22	1,2	1,17
12	1,19	1,19	1,18	1,18	1,17	1,16	1,15	1,13
24	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08

Таблиця А.28 – Технічні характеристики силових трансформаторів типу ТМ

Номинальна потужність $S_n$ , кВ·А	Номинальна напруга на високій стороні $U_{ВН}$ , кВ	Номинальна напруга на низькій стороні $U_{НН}$ , кВ	Потужність короткого замикання $P_K$ , Вт	Потужність холостого ходу $P_{х.х}$ , Вт	Напруга короткого замикання $U_K$ , %	Струм холостого ходу $I_{х.х}$ , %
100	10	0,4	1970	305	4,5	2,2
160	10	0,4	2650	460	4,5	2
250	10	0,4	3700	560	4,5	1,9
400	10	0,4	5500	830	4,5	1,5
630	10	0,4	7600	1050	5,5	1,8
1000	10	0,4	10800	1550	5,5	1,2

Таблиця А.29 – Допустимі післяаварійні перевантаження сухих трансформаторів

$K_{п.доп}$	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
$t$ , хв	60	45	32	18	5

Таблиця А.30 – Коефіцієнти допустимого перевантаження та завантаження масляного трансформатора [6]

Коефіцієнт допустимого перевантаження масляного трансформатора, визначений згідно з ДСТУ 3463	Коефіцієнт завантаження масляного, трансформатора в нормальному режимі
1	0,5
1,1	0,55
1,2	0,6
1,3	0,65
1,4	0,7

Таблиця А.31 – Види та технічні характеристики конденсаторних установок компенсації реактивної потужності до 1000 В

Тип конденсаторної установки	Потужність, квар	Номинальний струм, А	Номинал водного запобіжника	Мінімальна ступінь регулювання, квар	Габаритні розміри, мм
АКУ-0,4-25-5	25	36,25	63	5	1000х 600х 250
АКУ-0,4-35-5	35	50,75	50	5	
АКУ-0,4-45-5	45	65,25	100	5	
АКУ-0,4-50-10	50	72,5	125	10	
АКУ-0,4-55-10	55	79,75	125	10	
АКУ-0,4-60-10	60	87	160	10	
АКУ-0,4-70-10	70	101,5	160	10	1200х 800х 300
АКУ-0,4-80-10	80	116	200	10	
АКУ-0,4-90-10	90	130,5	225	10	
АКУ-0,4-100-10	100	145	250	10	1400х 750х 240
АКУ-0,4-110-10	110	159,5	250	10	
АКУ-0,4-120-20	120	174	300	20	
АКУ-0,4-150-20	140	203	315	20	
АКУ-0,4-150-10	150	217,5	400	10	1600х 700х 300
АКУ-0,4-160-20	160	232	400	20	
АКУ-0,4-180-20	180	261	400	20	
АКУ-0,4-200-20	200	290	500	20	2000х 800х 400
АКУ-0,4-220-20	220	319	500	20	
АКУ-0,4-240-20	240	348	630	20	
АКУ-0,4-260-20	260	377	630	20	
АКУ-0,4-320-20	320	646	800	20	
АКУ-0,4-360-40	360	522	800	40	2000х 1200х 400
АКУ-0,4-400-40	400	580	1000	40	
АКУ-0,4-520-40	520	754	1250	40	2000х 1600х 600
АКУ-0,4-540-60	540	783	1250	60	
<b>Примітка.</b> АКУ-XX — XXX / XX 1      2      3      4 1. Автоматична конденсаторна установка. 2. Номинальна напруга установки, кВ. 3. Номинальна потужність установки, квар. 4. Номинальна потужність ступені регулювання, квар.					