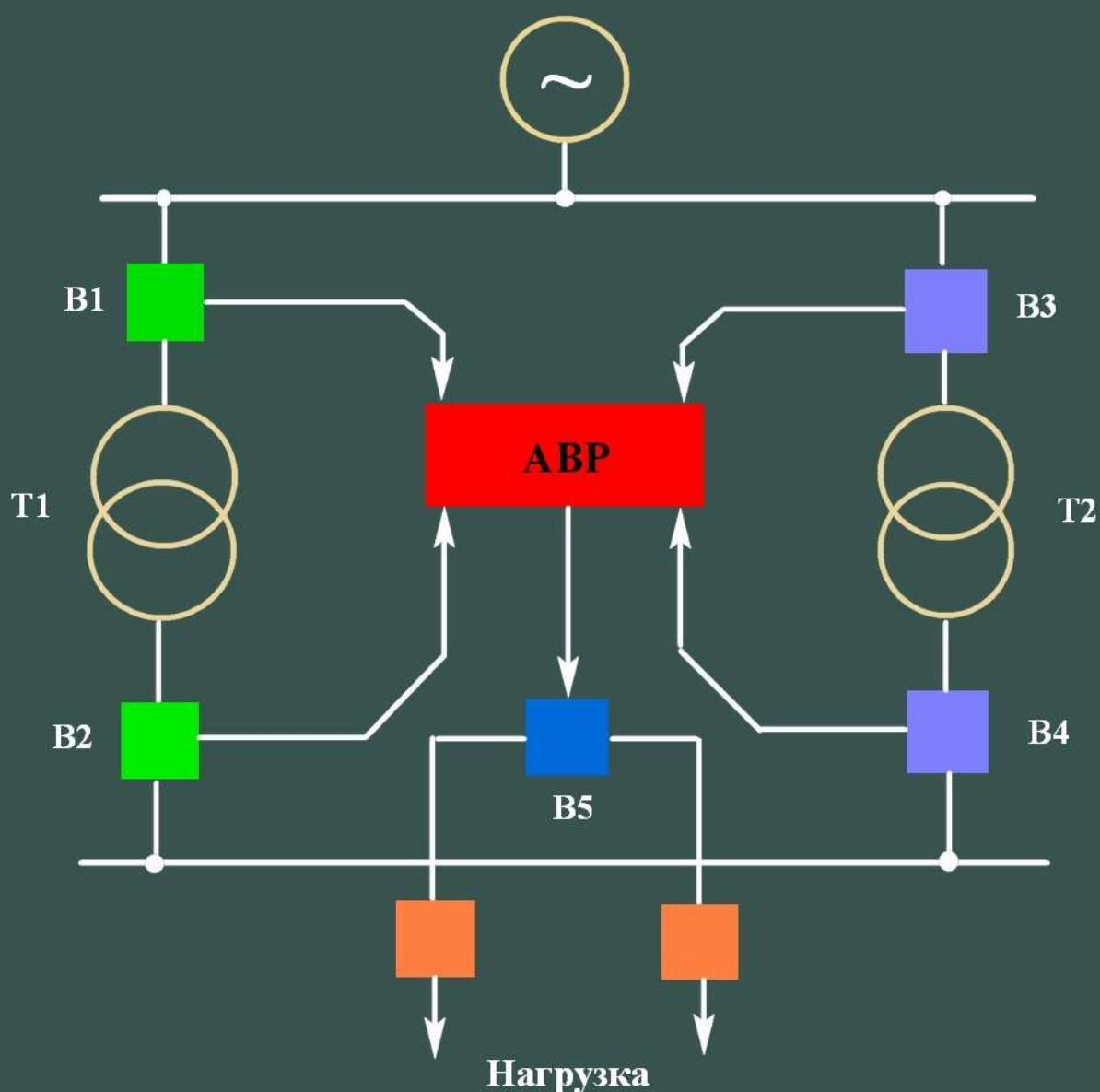


В.А. Попов, В.В. Ткаченко, О.С. Ярмолюк

ЕФЕКТИВНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ 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. Ярмолук

ЕФЕКТИВНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ 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

Рецензент: *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 № 2 від 09.12.2021 р.)
за поданням Вченої ради інституту (протокол № 2 від 27.09.2021 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.

ЕФЕКТИВНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ

ЕФЕКТИВНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ 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: 4,32 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 163 с.

У навчальному посібнику розглянуто теоретичні та практичні аспекти вирішення завдань підвищення ефективності роботи систем забезпечення споживачів електричною енергією. Особливу увагу приділено проблемі компенсації реактивної потужності. Розглянуто техніко-економічні аспекти обґрунтування раціональних параметрів і місць розміщення локальних джерел реактивної потужності, як у системах електропостачання загального призначення, так і з урахуванням специфіки роботи промислових споживачів. Детально розглянуто питання підвищення надійності електропостачання, як одного з найважливіших аспектів підвищення ефективності роботи систем забезпечення споживачів електричною енергією. Значна увага приділена якості електричної енергії. Аналізуються питання несиметрії та несинусоїдальності напруги та її коливань, вивчаються шляхи усунення можливих спотворень зазначених показників. Представлені у посібнику матеріали можуть бути використані студентами електротехнічних спеціальностей вищих навчальних закладів для кращого розуміння матеріалів лекційних і практичних занять, з дисциплін «Електричні системи та мережі» та «Системи електропостачання», 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 спонукала 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 і виконанні практичних розрахунків, у процесі підготовки фахівців згідно освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» виникає потреба у систематизації матеріалу, який подається у межах курсу «Системи електропостачання», його прив'язці до знань і компетенцій, які отримують студенти при вивченні низки безпосередньо пов'язаною з ним інших фахових дисциплін, що повинно сприяти підвищенню загальній ефективності навчального процесу й якості підготовці майбутніх фахівців у відповідній галузі.

Структура навчального посібника, зміст і методика подання матеріалу відповідають багаторічному досвіду викладання на кафедрі електропостачання Інституту енергозбереження та енергоменеджменту КПІ ім. Ігоря Сікорського таких дисциплін як «Електричні системи та мережі» та «Системи електропостачання» і знайшли позитивний відгук від студентів та їх принципових роботодавців.

Навчальний посібник складається з трьох розділів.

У першому розділі вивчаються питання аналізу й обґрунтування найбільш ефективних організацій та технічних заходів щодо зменшення втрат електричної енергії у діючих системах забезпечення споживачів електричною енергією. Особливу увагу приділено компенсації реактивної потужності, з одного боку, як найбільш витратному, а з іншого – найбільш ефективному шляху вирішення зазначеної проблеми. З цією метою послідовно розглядаються такі питання як аналіз режимів роботи основних

споживачів реактивної потужності, так і технічні характеристик найбільш поширених засобів її компенсації. Запропоновано методи техніко-економічного обґрунтування та практичні алгоритми визначення оптимальних параметрів і місць розташування зазначених технічних засобів.

У другому розділі розглянуто питання пов'язані з аналізом якості електричної енергії й обґрунтуванням шляхів її забезпечення. Аналізується вплив показників якості електричної енергії на ефективність роботи різноманітних споживачів, визначаються оптимальні умови використання існуючих в системах електропостачання технічних засобів, зокрема централізованого регулювання напруги. Запропоновано ефективні інженерні рішення щодо визначення відгалуджень розподільних трансформаторів і закону регулювання напруги в центрах живлення. Розглядаються можливості використання локальних засобів регулювання з метою забезпечення нормованих рівнів відхилення напруги, її коливань, показників, що характеризують несиметрію та несинусоїдальність.

Третій розділ присвячено питанням підвищення надійності електропостачання. Розглянуто базові методи аналізу надійності складних структур, до яких відносяться системи забезпечення споживачів електричною енергією. Акцент зроблено на вирішенні зазначеного питання у повітряних розподільних лініях напругою 6, ..., 35 кВ, як найбільш вразливих, із точки зору надійності, елементів систем електропостачання. Розглянуто різноманітні шляхи та технічні засоби підвищення надійності. Запропоновано методи й алгоритми оптимального секціонування зазначених мереж при використанні різноманітних цільових функцій та обмежень, у тому числі, при нормуванні значень низки показників надійності електропостачання.

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 ШЛЯХИ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	14
1.1 Організаційні та технічні заходи	14
1.2 Споживачі та джерела реактивної потужності	24
1.3 Витрати на генерацію та передавання реактивної потужності	44
1.4 Компенсація реактивної потужності.....	54
2 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	70
2.1 Показники якості електричної енергії та технічні засоби її забезпечення	70
2.2 Регулювання напруги у системах електропостачання	89
2.3 Несинусоїдальність, несиметрія та коливання напруг.....	108
3 НАДІЙНІСТЬ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ.....	124
3.1 Основні положення теорії надійності	124
3.2 Особливості оцінки показників надійності у системах електропостачання	138
3.3 Засоби та заходи підвищення надійності роботи повітряних ліній напругою 6...10 кВ у системах забезпечення споживачів електричною енергією.....	147
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	163

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АД – асинхронний двигун;

АПВ – автоматичне повторне включення;

ВН – висока напруга;

ЕП – електроприймач;

ЕРС – електрорушійна сила;

КБ – конденсаторна батарея;

КЗ – коротке замикання;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

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

КУ – конденсаторна установка;

ЛЕП – лінія електропередачі;

НН – низька напруга;

ПБЗ – переключення без збудження;

РПН – регулювання під навантаженням;

РП – розподільний пункт;

СД – синхронний двигун;

СЕП – системи електропостачання;

СК – синхронний компенсатор;

СН – середня напруга;

СТК – статичний тиристорний компенсатор;

ТП – трансформаторна підстанція;

ЧСХ – часо-струмова характеристика;

ЦЖ – центр живлення.

ВСТУП

Підвищення ефективності роботи систем забезпечення споживачів електричною енергією – одне з пріоритетних завдань в енергетиці. Увага до цієї теми викликана необхідністю: раціонального використання електроенергії, виключення її необґрунтованих втрат, забезпечення високої якості та надійності електропостачання, що окремо, а тим більше у сукупності, істотно впливає на економічні показники процесів її генерації, передачі, розподілу та споживання. Всі перераховані завдання є вкрай важливими для забезпечення розвитку вітчизняної енергетики й економіки країни у цілому.

Незадовільний рівень ефективності роботи систем забезпечення споживачів електричною енергією, як правило, викликаний такими чинниками як:

- незадовільний стан діючих електричних мереж через зниження обсягів капітальних ремонтів, відсутності своєчасної реконструкції та заміни технічно застарілого та зношеного обладнання;
- вимушена робота елементів системи в неоптимальних режимах, зокрема, при підвищеному електроспоживанні в години максимальних навантажень;
- експлуатація цехових трансформаторів із низьким коефіцієнтом завантаження;
- наявність значних перетоків реактивної потужності в електричних мережах, які можуть призвести не тільки до збільшення втрат електроенергії, а й до зниження їх пропускної здатності, збільшення втрат напруги;
- наявність у споживачів навантажень, що викликають несинусоїдальність і несиметрію фаз при відсутності заходів щодо їх усунення;

- вимушене використання нераціональних схем електропостачання, що пов'язано з аварійними відмовами окремих структурних елементів системи.

З метою зменшення втрат електричної енергії потрібна модернізація та реконструкція діючих схем живлення трансформаторних підстанцій (ТП) та електроустановок. Це здійснюється шляхом заміни застарілого електроустаткування на нове з підвищенням коефіцієнта корисної дії (ККД) і ступеня надійності, впровадження енергозберігаючих технологій. Вирівнювання нерівномірних добових графіків електричних навантажень дає змогу істотно зменшити пікові навантаження, що одночасно сприяє й економії електричної енергії. Компенсуючі пристрої призначені для компенсації реактивної потужності у вузлах електричних мереж і компенсації реактивних параметрів ліній. Вони забезпечують збільшення та підтримання на нормативному рівні величини коефіцієнта потужності трифазної розподільної мережі; сприяють зниженню перетоків реактивної потужності та навантаження ТП, збільшенню пропускної здатності електричних мереж, надаючи можливість підключення нових навантажень без збільшення вартості мереж.

Якість електроенергії – одне з ключових понять в електропостачанні. Зниження показників якості електроенергії негативно впливає на електрообладнання:

- збільшуються втрати енергії у мережах; відбувається перегрів електродвигунів і машин, що обертаються, та це призводить до прискореного старіння ізоляції та підвищення пошкоджуваності у результаті однофазних коротких замикань (КЗ) та їх переходу у багатofазні замикання;

- зростає споживання електричної енергії та необхідної потужності обладнання;

- відбуваються збої та помилкові спрацьовування автоматичних пристроїв і релейного захисту;

– виникає нестабільність функціонування електроніки, обчислювальної техніки, некоректна робота електролічильників.

Якість електроенергії характеризується показниками різного типу. Одна частина показників характеризує перешкоди, пов'язані з особливостями технології генерації, передачі, розподілу та споживання енергії. До таких показників відносять відхилення напруги та частоти, несиметрію та коливання напруги, відхилення від синусоїдальної форми кривої напруги. Інший тип показників характеризує короточасні перешкоди, які виникають у результаті комутаційних процесів, атмосферних і грозових явищ, роботи захисного обладнання й автоматики, а також післяаварійних режимів. До числа цих показників якості відносять провали, імпульси напруги, короточасні перерви електропостачання.

Відхилення напруги від номінальних значень відбуваються через добові, сезонні та технологічні зміни електричного навантаження споживачів; зміни потужності компенсуючих пристроїв; регулювання напруги генераторами електростанцій і на підстанціях енергосистем; зміни схем і параметрів електричних мереж. Відхилення напруги викликають найбільший збиток як для промислових, так і комунально-побутових споживачів.

Так у асинхронних двигунах (АД) відхилення напруги викликають збиток через додаткові втрати активної потужності; додаткове споживання ними реактивної потужності; скорочення терміну служби ізоляції, зниження продуктивності механізмів і додатковим часом роботи двигуна у зв'язку з цим.

Для електротермічного обладнання зниження напруги призводить до погіршення температурного режиму, збільшення тривалості технологічного процесу та перевитрат електроенергії.

Тривале зниження напруги призводить до зниження продуктивності електролізних ванн, підвищенню питомих витрат електроенергії та подорожчання продукції, що випускається.

Для забезпечення нормативних відхилень напруги передбачається як централізоване, так і місцеве його регулювання. Для здійснення централізованого регулювання у центрах живлення (ЦЖ) повинні передбачатися технічні засоби, що дають можливість змінювати коефіцієнт трансформації або генерувати реактивну потужність. Засобами централізованого регулювання напруги повинно забезпечуватися зустрічне регулювання напруги, коли згідно з правилами улаштування електроустановок напруга на шинах 6...20 кВ електростанцій і підстанцій, до яких підключено розподільні мережі, повинна бути у межах не нижче 105 % номінального у період найбільших навантажень та не вище 100 % номінального у період найменших навантажень. Ефективним засобом є регулювання напруги під навантаженням за допомогою регулювання під навантаженням (РПН), якими оснащуються силові трансформатори.

У ряді випадків централізоване регулювання напруги не забезпечує необхідного результату для всіх груп електроприймачів (ЕП), приєднаних до загальних шин, наприклад, при різномірних навантаженнях, протяжних розподільних лініях, наявності споживачів із різними, у тому числі і підвищеними, вимогами до якості напруги. Місьцеве регулювання напруги є доповненням до централізованого. Для здійснення місцевого регулювання напруги використовуються: лінійні регулятори, призначені для незалежного його регулювання у частині ЕП; синхронні електродвигуни (СД) із автоматичним регулюванням струму збудження; автоматично керовані батареї конденсаторів; регульовані джерела реактивної потужності.

Несиметрія струмів, яка, у свою чергу, викликає несиметрію напруг робить негативний вплив на роботу всіх ЕП. При несиметрії напруги виникає збиток, обумовлений появою додаткових втрат у елементах електромереж, скороченням терміну служби електроустаткування та зниженням економічності його роботи. Щоб уникнути цього, несиметричне (однофазне) навантаження природно розподіляється між фазами по можливості рівномірно таким чином, щоб найбільшою мірою знизити несиметрію.

Досягти повної симетрії таким шляхом вдається надзвичайно рідко, оскільки сумарне навантаження у загальному випадку все ж залишається несиметричним, що пов'язується з постійною протягом доби зміною складу навантажень у кожній з фаз. У зв'язку з цим застосовують штучне симетрування з застосуванням різних пристроїв, підключених до трифазної мережі так, щоб сумарні струми в трифазному джерелі та мережі створювали систему прямої послідовності.

Джерелами вищих гармонік можуть бути: силові електронні апарати, зокрема, такі як приводи постійного струму з частотним регулюванням, випрямлячі, пристрої плавного пуску двигуна, індукційні печі з тиристорним управлінням; дугові печі й устаткування зварювання; апарати, що працюють у режимі насичення, наприклад, електродвигуни, електрогенератори, трансформатори та реактори. Наявність вищих гармонік у системах забезпечення споживачів електричною енергією обумовлює складність компенсації реактивної потужності за допомогою конденсаторних батарей (КБ); появу додаткових втрат в електричних машинах, трансформаторах і мережах; скорочення терміну служби ізоляції електричних машин і апаратів; погіршення роботи пристроїв автоматики, релейного захисту, телемеханіки та зв'язку; появу значної додаткової похибки у різноманітних вимірювальних приладах.

Основним шляхом зниження вищих гармонік напруги та струму в системах забезпечення споживачів електричною енергією є використання потужних силових фільтрів. Фільтри можуть бути налаштовано як на одну частоту (коли амплітуда однієї з гармонік різко перевищує амплітуду інших) або представляють собою смугові фільтри низьких частот. При цьому використовується паралельне включення фільтрів, за допомогою яких здійснюється шунтування (поглинання) струмів вищих гармонік.

Перерва у подачі електричної енергії веде до порушення технологічних процесів, що суттєво впливає на випуск продукції. Надійність систем електропостачання, у першу чергу, визначається конструктивними та

схемними рішеннями при побудові даних систем. Також не останню роль в підвищенні надійності відіграє раціональне використання резервних джерел живлення, надійність роботи кожного елемента систем, зокрема комутаційних і захисних апаратів. Для підвищення надійності електропостачання необхідно вивчити всі можливі варіанти організації електропостачання, врахувати вплив різноманітних факторів на безвідмовну роботу електрообладнання, проаналізувати кількість і технологічні параметри приймачів відповідно до вимог до надійності. Також при резервуванні потрібно враховувати час введення резерву, щоб уникнути порушень у технологічних процесах і не створювати аварійних ситуацій. Важливу роль відіграє правильний вибір електрообладнання, а також своєчасне проведення ремонтів і його обслуговування у процесі експлуатації.

1 ШЛЯХИ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Завданню забезпечення раціонального використання енергетичних ресурсів приділяється винятково велика увага в усіх країнах світу. Як відомо, в енергосистемах одним із найважливіших показників ефективності їх роботи є технологічні витрати електричної енергії на її транспортування від джерел, що генерують, до кінцевих споживачів. Аналіз фактичних витрат електричної енергії на зазначені цілі, які мають місце в Україні протягом останніх років, свідчить про їх невиправдано високий рівень у порівнянні з економічно розвиненими країнами. Особливо це стосується розподільних мереж 6...20 кВ. Однією з основних причин високих втрат електричної енергії є недостатня активність впровадження заходів щодо їх оптимізації.

Всі заходи щодо зниження втрат електроенергії в енергосистемах можуть бути класифіковані за різноманітними ознаками з огляду на механізм формування ефекту. Але на практиці зазначені заходи зазвичай поділяють на технічні й організаційні залежно від того, потребують вони чи ні додаткових матеріальних витрат для своєї реалізації.

1.1 Організаційні та технічні заходи

Основні організаційні (маловитратні) заходи, які є найбільш поширеними саме в системах забезпечення споживачів електричною енергією традиційно включають у себе вирішення *наступних завдань*:

1. *Оптимізація місць розмикання розподільних ліній 6...35 кВ із двостороннім живленням.* Даний захід є не лише одним із найефективніших, але й таким, що найбільш широко застосовується у практиці роботи енергетичних компаній, які займаються розподілом електричної енергії. Особливо це відноситься до систем електропостачання (СЕП), основу яких становлять розподільні мережі, що побудовані за петлевими схемами.

Основна ідея даного заходу зводиться до того, що зміна місць розмикання ліній із двостороннім живленням приводить до перерозподілу навантажень на окремих ділянках мережі. Отже, є можливість визначити варіант побудови мережі, при якому формується поточкорозподіл, що буде забезпечувати мінімум втрат потужності й електричної енергії.

У багатьох випадках ця задача вирішувалася у постановці, коли в якості цільової функції виступали втрати потужності у режимі максимальних навантажень. При цьому передбачалося, що таке рішення буде автоматично забезпечувати й мінімум втрат енергії. Однак, строго кажучи, це буде справедливим лише при однорідності навантажень окремих вузлів мережі, що не завжди має місце на практиці.

У більшості випадків, лінії з двостороннім живленням спираються на різні джерела живлення (підстанції, секції шин підстанцій або розподільні пункти (РП)). Таким чином, перерозподіл навантажень у розподільних мережах приводить до зміни навантажень ТП, а, отже, і поточкорозподілу у мережах більш високої номінальної напруги. Відповідно оптимізація місць розмикання мереж 6...35 кВ повинна здійснюватися з урахуванням втрат електричної енергії в трансформаторах підстанцій живлення та замкнутій мережі, принаймні, номінальною напругою 110 кВ. З огляду на обсяг необхідної інформації, найчастіше у процесі реалізації зазначеної оптимізаційної задачі, безпосереднє урахування мереж живлення є достатньо складним питанням. У зв'язку з цим, ця задача або вирішується у декілька етапів, або трансформатори підстанцій і мережа живлення представляються у формі еквівалентних опорів, попередньо розрахованих відповідним чином.

2. *Використання генераторів електростанцій у режим синхронного компенсатора (СК).* Звісно, у СЕП що цей захід стосується промислових підприємств, які мають власну генерацію. Економічна доцільність такого рішення аналізується лише для тієї групи генераторів, які у певні періоди часу з ряду причин не використовуються за прямим призначенням. Такою

причиною, наприклад, може бути тимчасове виведення з роботи обладнання або сезонне зниження навантаження.

3. *Вирівнювання графіків навантаження споживачів електричної енергії.* У загальному випадку, ефект від зниження втрат електричної енергії, пов'язаний із підвищенням однорідності графіків електричних навантажень може бути визначено за наступною формулою

$$\delta(\Delta A) = \Delta A_1 \left(1 - \frac{K_{\phi 1}^2}{K_{\phi 2}^2} \right),$$

де ΔA_1 – втрати електроенергії в елементі мережі при початковому графіку навантаження;

$K_{\phi 1}$ – коефіцієнт форми початкового графіка навантаження;

$K_{\phi 2}$ – аналогічний показник графіка навантаження після реалізації заходів щодо зниження неоднорідності режиму електроспоживання.

4. *Оптимізація режиму напруг в електричних мережах.* При плануванні цього заходу необхідно пам'ятати, що при підвищенні напруги у допустимих межах зменшуються навантажувальні втрати в елементах мережі, але зростають втрати холостого ходу в трансформаторах, а так само навантаження споживачів відповідно до їхніх статичних характеристик.

5. *Відключення одного з трансформаторів підстанцій* при добовому або сезонному зниженні навантаження. На більшості підстанцій живлення встановлено два та більше трансформатори, які можуть працювати як паралельно, так і роздільно. Роздільна робота трансформаторів, коли кожен із них живить власну секцію шин, приводить до зниження струмів КЗ, що полегшує роботу устаткування, зокрема, комутаційних апаратів. Однак, з погляду економічності більш ефективною є паралельна робота трансформаторів. При цьому найбільший ефект досягається, коли навантаження трансформаторів пропорційні їхнім номінальним потужностям.

Мінімум витрат на трансформацію електроенергії відповідає умові мінімуму втрат потужності в трансформаторах. Граничне значення навантаження, при якому доцільне відключення одного з паралельно працюючих трансформаторів визначається рівністю втрат потужності у n та у $n-1$ трансформаторах. Таким чином, має зміст відключити трансформатор, якщо сумарне навантаження відповідає умові

$$S < S_n \sqrt{\frac{n(n-1)\Delta P_{xx}}{\Delta P_{K3}}},$$

де S_n – сумарна номінальна потужність трансформаторів.

У ряді випадків на паралельну роботу включаються трансформатори з різними характеристиками. Однак тут необхідно, щоб їхні номінальні потужності відрізнялися не більш ніж 1:3, напруга КЗ не більше ніж на $\pm 10\%$, напруга відпайок не більше ніж на $\pm 0,5\%$ та трансформатори мали однакові групи з'єднання обмоток. При цьому навантаження трансформаторів відрізняються від економічно доцільних. Це пов'язано з тим, що розподіл навантажень між паралельно працюючими трансформаторами відбувається пропорційно їхнім номінальним потужностям і зворотно пропорційно значенням напруги КЗ. Але зі збільшенням номінальної потужності трансформаторів зростає й величина їхньої напруги КЗ.

Тому при паралельній роботі трансформаторів з однаковими групами з'єднання обмоток у більшій мірі будуть завантажуватися трансформатори меншої номінальної потужності. Трансформатори більшої номінальної потужності будуть недовантажені у порівнянні з економічно оптимальним розподілом навантажень.

При n паралельно працюючих різнотипних трансформаторах граничне значення навантаження, при якому є доцільним відключення одного з них, визначається умовою

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_{xxi} + \left(\frac{S}{\sum_{i=1}^n S_{hi}} \right)^2 \sum_{i=1}^n \Delta P_{kzi} = \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{xxi} + \left(\frac{S}{\sum_{i=1}^{n-1} S_{hi}} \right)^2 \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{kzi}.$$

Використовуючи наведений вираз стає можливим провести серію розрахунків і визначити низку значень навантажень, при яких доцільно відключити той або інший трансформатор (або їхню групу). Практика показує, що відключення одного або декількох трансформаторів доцільно, якщо їхнє максимальне навантаження не перевищує 40–45 % сумарної номінальної потужності.

Сучасні трансформатори мають досить низькі значення втрат холостого ходу. Крім того, графіки навантажень великих районних підстанцій 220 ... 330 кВ є досить щільними. Тому, з урахуванням фактору надійності, відключення трансформаторів на таких підстанціях рідко може бути обґрунтованим. Зниження втрат електричної енергії не може компенсувати можливий збиток, зв'язаний зі зниженням надійності.

Крім того, у режимі мінімальних навантажень дані трансформатори доцільно використати у якості споживачів зайвої зарядної потужності ліній для зниження споживання реактивної потужності генераторами електростанцій.

У той же час зазначений захід може бути успішно використано на деяких головних понижувальних підстанціях деяких промислових об'єктів.

6. *Вирівнювання навантажень фаз у мережах напругою 0,38 кВ.*
Наявність великого числа однофазних ЕП особливо в низьковольтних мережах СЕП міст і агропромислового комплексу призводить до того, що навантаження окремих фаз виявляються істотно різними. При цьому

розрізняють випадкову несиметрію (що пов'язане з імовірнісним характером навантажень) та систематичну несиметрію.

Неоднакові завантаження фаз не тільки збільшують втрати електроенергії у фазах, що підтверджується наступним виразом

$$I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 \geq I_{\text{сеп}}^2,$$

але й створюють додаткові втрати через протікання струму по нульовому дроті.

Величина зниження втрат електричної енергії за рахунок зменшення систематичної несиметрії може бути оцінена у такий спосіб

$$\delta(\Delta A) = \Delta A m (K_{\text{н1}} - K_{\text{н2}}),$$

де ΔA – втрати електричної енергії в лінії 0,38 кВ при початковому розподілі навантажень;

m – кількість проводів у фазі;

$K_{\text{н1}}$, $K_{\text{н2}}$ – коефіцієнти несиметрії відповідно до та після реалізації заходів щодо перерозподілу навантажень;

$$K_{\text{н}} = N^2 \left(1 + 1,5 \frac{R_0}{R_{\phi}}\right) - 1,5 \frac{R_0}{R_{\phi}},$$

де R_0 , R_{ϕ} – відповідно опори нульового та фазного дротів ділянки низьковольтної мережі;

N – коефіцієнт нерівномірності навантажень фаз;

$$N^2 = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{\text{сеп}}^2}.$$

7. *Усунення неякісних з'єднань проводів ліній.* Наявний досвід показує, що за рахунок неякісних з'єднань елементів мережі опір, а, відповідно, і втрати електроенергії можуть зростати до 20 %.

8. *Зниження витрати електричної енергії на власні потреби.*
9. *Зменшення термінів технічного обслуговування та ремонтів устаткування електричних мереж.*
10. *Виконання робіт без зняття напруги.* Здійснення ремонтів найчастіше пов'язане зі зміною схем і режимів електропостачання. При цьому очевидно, що будь-яке відхилення від оптимальної топології або відхід від оптимального режиму неминуче супроводжується зростанням втрат електричної енергії.

Технічні заходи щодо зниження втрат електричної енергії включають у себе реалізацію в основному наступних завдань:

1. *Заміна перерізів проводів перевантажених ліній.* Очевидно, що доцільність такого рішення повинна визначатися на основі техніко-економічних розрахунків, з огляду, зокрема, на перспективу зростання електричних навантажень. Найбільше часто такий захід розглядається для мереж 0,38 та 6...10 кВ.

2. *Заміна введів у будинки у повітряних мережах 0,38 кВ.* Ефект зниження втрат електричної енергії (у кВт) при реалізації даного заходу може бути визначено за наступною формулою

$$\delta(\Delta A) = \left(\frac{\rho_1}{F_1} - \frac{\rho_2}{F_2} \right) m \ell I^2 \tau 10^{-6},$$

де ρ_1 , F_1 – питомий опір і переріз існуючого вводу;

ρ_2 , F_2 – питомий опір і переріз вводу, що пропонується;

m – кількість фаз;

ℓ – довжина вводу;

I – максимальне струмове навантаження на вводі;

τ – число годин максимальних втрат.

3. *Заміна перевантажених силових трансформаторів.* Заміна трансформаторів на підстанціях доцільна, якщо коефіцієнт їхнього завантаження перевищує економічно доцільне значення

$$K_{\text{зе}}^{\text{в}} = \sqrt{\frac{(\Delta P_{\text{xx}i+1} - \Delta P_{\text{xx}i})TZ + K}{(\Delta P_{\text{кзи}} - K_{\text{от}}^2 \Delta P_{\text{кзи+1}})\tau}}, \quad K_{\text{от}} = \frac{S_{\text{ни}}}{S_{\text{ни+1}}},$$

де $i, i+1$ – індекси, що характеризують відповідно існуючий трансформатор і трансформатор, що пропонується до заміни;

ΔP_{xx} , $\Delta P_{\text{кз}}$ – паспортні значення втрат холостого ходу та КЗ трансформаторів;

Z – вартість 1 кВт·год активної енергії;

T – тривалість роботи трансформатора протягом року;

K – вартість заміни трансформатора.

У загальному випадку, витрати на заміну обладнання включають витрати, пов'язані з установкою нового обладнання, вартість демонтажу старого, ліквідну вартість демонтованого устаткування, яке може бути використано на інших об'єктах.

У результаті заміни перевантажених трансформаторів на трансформатори більшої номінальної потужності, має місце зниження навантажувальних втрат

$$\delta(\Delta A)_{\text{н}} = (\Delta P_{\text{кзи}} - K_{\text{от}}^2 \Delta P_{\text{кзи+1}}) \frac{S_i^2}{S_{\text{ни}}^2} \tau$$

та збільшення втрат холостого ходу

$$\delta(\Delta A)_{\text{х}} = (\Delta P_{\text{xx}i+1} - \Delta P_{\text{xx}i})T.$$

4. *Введення в експлуатацію нових силових трансформаторів* на діючих підстанціях.

5. *Заміна недовантажених силових трансформаторів.* Даний крок представляється доцільним, якщо з урахуванням прогнозу на глибину 4–

5 років коефіцієнт максимального завантаження встановленого трансформатора буде нижче економічно доцільного значення. Крім цього необхідно переконатися, що використання трансформатора меншої номінальної потужності не приведе до його недопустимого перевантаження ні у нормальному, ні у післяаварійному режимах.

У цьому випадку економічно доцільне завантаження трансформатора, у припущенні, що енергокомпанія у своєму обмінному фонді має трансформатор необхідної потужності, складе

$$K_{\text{зе}}^{\text{н}} = \sqrt{\frac{(\Delta P_{\text{xx}i} - \Delta P_{\text{xx}i-1})TZ - K}{(K_{\text{от}}^2 \Delta P_{\text{кзи-1}} - \Delta P_{\text{кзи}})\tau}}, \quad K_{\text{от}} = \frac{S_{\text{нi-1}}}{S_{\text{нi}}},$$

де $i-1$ – індекс, що відноситься до існуючого трансформатора;

i – індекс, що характеризує трансформатор, який його заміщує;

Z – вартість 1 кВт·год активної електроенергії.

У процесі такої заміни трансформаторів має місце зниження втрат енергії холостого ходу

$$\delta(\Delta A)_{\text{х}} = (\Delta P_{\text{xx}i} - \Delta P_{\text{xx}i-1})T$$

та збільшення навантажувальних втрат

$$\delta(\Delta A)_{\text{н}} = (K_{\text{от}}^2 \Delta P_{\text{кзи-1}} - \Delta P_{\text{кзи}}) \frac{S_{\text{i}}^2}{S_{\text{нi}}^2} \tau.$$

Зрозуміло, що наведені вище формули визначення економічно доцільного завантаження трансформаторів залежать у певній мірі від джерел і форм фінансування зазначених заходів. Так, зокрема, без урахування витрат на заміну трансформаторів, наведені вище вирази приймають наступний вигляд

$$K_{\text{зе}}^{\text{в}} = \sqrt{\frac{(\Delta P_{\text{xx}i+1} - \Delta P_{\text{xx}i})T}{(\Delta P_{\text{кзи}} - K_{\text{от}}^2 \Delta P_{\text{кзи+1}})\tau}}, \quad K_{\text{зе}}^{\text{н}} = \sqrt{\frac{(\Delta P_{\text{xx}i} - \Delta P_{\text{xx}i-1})T}{(K_{\text{от}}^2 \Delta P_{\text{кзи-1}} - \Delta P_{\text{кзи}})\tau}}.$$

6. *Переведення мереж на більш високу номінальну напругу.* Це дуже капіталомісткий захід може розглядатися як можлива альтернатива підвищення ефективності роботи мережі тільки по сукупності показників: стрімке зростання навантаження, підвищення пропускної здатності та надійності, зниження втрат енергії та напруги тощо, коли інші заходи не дають бажаного ефекту.

7. *Автоматизація й оптимізація управління режимами електричних мереж.*

8. *Впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності.* Як буде показано у подальшому, компенсація реактивної потужності є найважливішим та одним із найбільш ефективних засобів зниження втрат потужності й електричної енергії.

9. *Впровадження пристроїв автоматичного регулювання потужності КБ.* При наявності споживачів із різкозмінним графіком реактивних навантажень, використання нерегульованих КБ у вузлах електричної мережі часто виявляється недостатньо ефективним, оскільки у певні періоди часу може виникнути режим перекомпенсації реактивної потужності, що приводить до зростання втрат потужності в елементах мережі, появі неприпустимо високих рівнів напруги. У зв'язку з цим виникає необхідність регулювання потужності КБ як протягом доби, так і протягом року.

Вартість КБ зростає у міру збільшення числа їхніх секцій за рахунок необхідності застосування додаткового устаткування. Тому у процесі реконструкції конденсаторних установок (КУ) повинне підтримуватися оптимальне співвідношення між підвищенням вартості й ефекту від застосування засобів регулювання їхньої потужності.

1.2 Споживачі та джерела реактивної потужності

Компенсація реактивної потужності розглядається як один із найефективніших комплексних заходів, що впливає на ефективну роботу всього електроенергетичного комплексу (зниження втрат електричної енергії, забезпечення її якості, підвищення техніко-економічних показників роботи ЕП тощо). Коректне розв'язання цього завдання неможливе без аналізу фізичних процесів, що протікають у споживачах і джерелах реактивної потужності, різних елементах електроенергетичної системи.

У принципі фізичні процеси, що відбуваються в електричних мережах, можна описати трьома параметрами: напругою U , струмом I і активною потужністю P . Разом із тим для зручності аналізу режимів використовуються також такі параметри як реактивна Q і повна S потужності. Незважаючи на свою умовність, величини S та Q одержали велике поширення у практичних розрахунках, оскільки значно спрощують їх внаслідок можливості використання алгебраїчних операцій із комплексними числами замість більш складних тригонометричних розрахунків.

Тільки активна потужність й активна енергія можуть виконувати роботу та перетворюватися в інші види енергії. Реактивна потужність не виконує роботу та не перетворюється в інші види енергії. Тому, строго кажучи, вона називається потужністю умовно та слугує в основному для створення магнітного й електричного полів.

Наприклад, у конденсаторах, кабелях та іншому устаткуванні, що характеризується ємнісним опором X_C та реактивною потужністю $Q = \frac{U^2}{X_C}$ створюються головним чином електричні поля. В індуктивних елементах системи, як наприклад реактор або трансформатор, реактивною потужністю $Q = I^2 X_L$, в основному створюються магнітні поля. Таким чином, для аналізу режимів у колах змінного струму реактивна потужність є зручною характеристикою, яка широко використовується на практиці.

В електроенергетичній системі у будь-який момент часу повинен дотримуватися баланс між генеруванням і споживанням реактивної потужності. Однак якщо активна потужність генерується тільки генераторами електростанцій, то реактивна потужність може створюватися й іншими джерелами, зокрема – повітряними та кабельними лініями – Q_L . Окрім цього джерелами реактивної потужності є спеціально призначені для цієї мети компенсуючі пристрої.

Таким чином, умову балансу реактивної потужності можна представити в такий спосіб

$$Q_G + Q_L + Q_{KP} = Q_{сп} + \Delta Q + Q_{ВП}, \quad (1.1)$$

де Q_G – реактивна потужність, яка генерується на електростанціях;

Q_L – реактивна потужність, яка генерується лініями електропередачі (ЛЕП);

Q_{KP} – реактивна потужність, яка генерується компенсуючим пристроєм;

$Q_{сп}$ – потужність, яка споживається ЕП;

ΔQ – втрати реактивної потужності;

$Q_{ВП}$ – витрата реактивної потужності на власні потреби.

Генерація реактивної потужності на електростанціях залежить від завантаження генераторів по активній потужності. Реактивна потужність, яка генерується в лініях (в основному номінальною напругою 110 кВ і вище) (так звана зарядна потужність) часто не тільки компенсує втрати реактивної потужності в лініях, але навіть і перевищує їх.

Зокрема, для трифазної повітряної лінії реактивна потужність, яка генерується (на 1 км довжини) визначається таким чином

$$Q_c = U^2 b_0 L.$$

У свою чергу, реактивна потужність, що споживається лінією на 1 км довжини (у квар/км) становить

$$Q_{\text{л}} = \frac{3I^2 X_{\text{л}}}{10^3} = 3I^2 \frac{\omega L}{10^3} = \frac{S^2}{U^2} \frac{\omega L}{10^3} = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} \frac{\omega L}{10^3},$$

де індуктивність лінії (у Гн/км) можна обчислити за формулою

$$L = \left(4,6 \lg \frac{D_{\text{сер}}}{r} + 0,5 \right) 10^{-4}.$$

Найбільш значимими споживачами реактивної потужності у СЕП є трансформатори, АД, деякі промислові технологічні установки, освітлювальні пристрої, побутові прилади.

Основна частка споживання реактивної потужності приходить на трансформатори, у яких її втрати можуть сягати 40 % від повної потужності що через нього передається. Реактивна потужність, яка споживається трансформатором при деякому навантаженні, обчислюється у такий спосіб

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_{\text{н}} + \Delta Q_{\mu}.$$

У наведеному виразі ΔQ_{μ} – реактивна потужність намагнічування, що не залежить від навантаження. Ця потужність витрачається на створення магнітного потоку холостого ходу, тобто на намагнічування сердечника й індукування напруги на затискачах трансформатора у режимі холостого ходу

$$\Delta Q_{\mu} = \frac{I_{\text{xx}}}{100} I_{\text{н}} U_{\text{н}} = \frac{I_{\text{xx}} S_{\text{н}}}{100},$$

де $\Delta Q_{\text{н}}$ – реактивна потужність поля розсіювання, що залежить від навантаження й у номінальних умовах роботи трансформатора становить величину

$$\Delta Q_{\text{н}} = 3I_{\text{н}}^2 X_{\text{тр}} = I_{\text{н}}^2 u_{\text{кз}} = \frac{u_{\text{кз}}}{100} I_{\text{н}} U_{\text{н}} = \frac{u_{\text{кз}} S_{\text{н}}}{100}.$$

Якщо навантаження трансформатора різниться від номінального, то

$$\Delta Q_n = \frac{u_{кз} S_n}{100} \beta^2, \text{ де } \beta = \frac{I}{I_n} \text{ або } \beta = \frac{S}{S_n}.$$

Нерегульовані електродвигуни змінного струму є найпоширенішою групою промислових ЕП. Принципово АД за структурою споживання реактивної потужності схожі з трансформаторами. Основна їх відмінність полягає у конструкції магнітної системи. В АД повітряний зазор між статором і ротором значно більший, ніж між обмотками трансформатора та на подолання цього повітряного зазору потрібен більший струм холостого ходу.

Залежно від величини повітряного зазору струм холостого ходу АД знаходиться у діапазоні $(0,2...0,6) \cdot I_n$, у той час як у трансформаторів струм холостого ходу становить усього 2...5 % від I_n . Номінальну реактивну потужність АД може бути визначено у такий спосіб

$$Q_n = \frac{P_n}{\eta_n} \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.2)$$

де η_n – номінальне значення ККД двигуна.

Нехтуючи активною складовою струму холостого ходу, обумовленою втратами в сталі, для визначення реактивної потужності намагнічування АД можна скористатися виразом

$$Q_n = \sqrt{3} I_{xx} U_n = \sqrt{3} I_{xx} U_n \frac{I_n \cos \varphi_n}{I_n \cos \varphi_n} = \sqrt{3} I_n U_n \cos \varphi_n \frac{I_{xx}}{I_n \cos \varphi_n} = \frac{P_n}{\eta_n} \frac{I_{xx}}{I_n \cos \varphi_n}.$$

При цьому похибка розрахунків не перевищує 2–3 %.

Реактивна потужність потоків розсіювання звичайно визначається за формулою

$$\Delta Q = (Q_H - Q_0) K_3^2 = K_3^2 \left(\frac{P_H}{\eta_H} \operatorname{tg} \varphi_H - \frac{P_H}{\eta_H} \frac{I_{xx}}{I_H \cos \varphi_H} \right) = K_3^2 \frac{P_H}{\eta_H} \left(\operatorname{tg} \varphi_H - \frac{I_{xx}}{I_H \cos \varphi_H} \right).$$

Таким чином, вираз для визначення реактивного навантаження АД може бути представлено у такий спосіб

$$q = \alpha_1 K_3^2 + \beta_1,$$

де K_3 – коефіцієнт завантаження двигуна за активною потужністю,

$$K_3 = \frac{P}{P_H}.$$

У довідковій літературі наведено графіки, які відображають залежність коефіцієнтів α_1 та β_1 від активної номінальної потужності, а також залежність коефіцієнта реактивної потужності $\operatorname{tg} \varphi$ від коефіцієнта завантаження для АД різних діапазонів потужностей.

З огляду на те, що реактивна потужність намагнічування в АД досягає 60 % від номінальної, то при незмінній напрузі та зменшенні активного навантаження реактивна потужність двигуна практично не змінюється, однак це призводить до зниження $\cos \varphi$. Аналогічний ефект має місце, якщо при незмінному навантаженні збільшити підведену до АД напругу.

Електротермічні промислові споживачі представлено в основному дуговими електропечами, установками індукційного нагрівання, електричними печами опору, електрозварювальними апаратами.

Індукційні печі підвищеної частоти живляться від вентильних перетворювачів і мають низький коефіцієнт потужності – 0,1–0,5. Електрозварювальні установки змінного струму для дугового та контактного зварювання являють собою однофазне нерівномірне та несинусоїдальне навантаження з низьким коефіцієнтом потужності: порядку 0,3 – для дугового зварювання та 0,7 – для контактного. Електрохімічні й електролізні

установки одержують живлення від перетворювальних підстанцій, що випрямляють трифазний змінний струм у постійний. Коефіцієнт потужності таких установок становить 0,8–0,9.

У люмінесцентних і газорозрядних лампах, які використовуються для освітлення виробничих приміщень, з метою стабілізації струму розряду, створення запалюючого імпульсу та зменшення пульсацій світлового потоку встановлюють так звані баластні опори. У якості такого опору часто використовується дросель – котушка індуктивності на сталевому сердечнику. Наявність дроселя не тільки викликає втрати активної потужності, які можуть досягати 25 % від потужності ламп, але й призводить до істотного споживання ними реактивної потужності ($\cos\varphi = 0,5\text{--}0,6$). У зв'язку з цим зазначені джерела включаються у мережу разом з пуско-регулюючою апаратурою, де вже передбачено засоби компенсації реактивної потужності, що дає можливість підвищити $\cos\varphi$ до 0,92–0,95.

Реактори по суті є котушками індуктивності, а отже споживають реактивну потужність. При номінальному навантаженні споживання реактивної потужності реактором можна оцінити у такий спосіб

$$Q_{\text{реакт}} = S_{\text{н}} \frac{x_{\text{п}} \%}{100} = \sqrt{3} U_{\text{н}} I_{\text{н}} \frac{x_{\text{п}} \%}{100}.$$

При завантаженні генераторів виходячи з умов балансу активних потужностей, найчастіше умова балансу за реактивною потужністю (1.1) без використання додаткових джерел може бути порушена.

У свою чергу дефіцит реактивної потужності призводить до перевантаження генераторів по струму, підвищених струмових навантажень елементів мережі, що спричиняє збільшення втрат активної потужності та витрат на спорудження й експлуатацію мережі. Очевидно, що нестача реактивної потужності призводить до зниження напруги у вузлах мережі й у споживачів. При надлишку ж реактивної потужності в енергосистемі, що може мати місце у режимі мінімальних навантажень, виникають її перетоки в

напрямах протилежних потокам активної потужності. Це призводить до підвищення напруг у вузлах мережі а знов-таки – до зростання втрат потужності. Зазначені обставини роблять необхідним використання пристроїв компенсації реактивної потужності, які у своїй більшості встановлюють у СЕП промислових підприємств.

У принципі, зниження реактивного навантаження може бути досягнуто природним шляхом або за рахунок застосування відповідних пристроїв компенсації реактивної потужності.

До основних заходів, спрямованих на зменшення потреби в реактивній потужності без застосування спеціальних пристроїв компенсації можна віднести:

- заміну малоавантажених АД двигунами меншої потужності;
- зниження напруги малоавантажених низьковольтних двигунів;
- оптимізацію завантаження електродвигунів і трансформаторів, зокрема – шляхом обмеження холостого ходу, що може бути ефективним засобом, наприклад, на підприємствах із технологічними процесами, де можливі тривалі проміжки часу роботи устаткування на холостому ходу;
- відключення одного з паралельно працюючих трансформаторів на період, коли їх навантаження не перевищує 25 % від номінальної потужності, якщо це допускається з технічних міркувань, насамперед, з огляду на надійність електропостачання;
- заміна АД СД, якщо це припустимо за технічними умовами, наприклад, за умовами пуску. Така заміна може бути проведена при комплексній реконструкції технологічного устаткування, беручи до уваги, що СД дорожчий АД. Отже, обґрунтування такої заміни потребуватиме врахування додаткових переваг застосування СД;
- заміна або перерозподіл малоавантажених трансформаторів;
- заміна в люмінесцентних лампах пускорегулювальних пристроїв індукційного типу на електронні.

Доцільність заміни малозавантажених АД двигунами меншої потужності обґрунтовується наступними міркуваннями. При номінальних навантаженні та напрузі АД споживає реактивну потужність, яка визначається згідно (1.2).

Відповідно, при зміні навантаження двигуна буде змінюватися й споживання реактивної потужності. Зокрема, на холостого ходу ця величина становить

$$Q_{xx} = \sqrt{3} U_n I_{xx},$$

де I_{xx} – струм холостого ходу АД.

Збільшення споживання реактивної потужності при переході з режиму холостого ходу в режим номінального навантаження складе

$$\Delta Q_n = Q_n - Q_{xx} = \frac{P_n}{\eta_n} \operatorname{tg} \varphi_n - \sqrt{3} U_n I_{xx}.$$

При навантаженнях двигуна нижче номінального, збільшення споживання реактивної потужності у порівнянні з режимом холостого ходу змінюється пропорційно квадрату коефіцієнта завантаження двигуна

$$\Delta Q = K_3^2 \Delta Q_n,$$

де K_3 – коефіцієнт завантаження по активній потужності, $K_3 = \frac{P}{P_n}$.

Таким чином, реактивна потужність, яка споживається двигуном у будь-якому довільному режимі становить

$$Q = Q_{xx} + K_3^2 \Delta Q.$$

При цьому значення коефіцієнта потужності можна визначити на підставі наступного виразу

$$\cos\varphi = \frac{P}{S \sqrt{1 + \left(\frac{Q_{xx} + K_3^2 \Delta Q}{P_H K_3} \right)^2}}.$$

З наведеної формули видно, що коефіцієнт потужності двигуна зменшується при зниженні його завантаження. Зокрема, якщо для деякого двигуна при 100 % завантаженні $\cos\varphi = 0,8$, то при 50 % завантаженні коефіцієнт потужності знижується до значення $\cos\varphi = 0,65$, а при завантаженні 30 % – до рівня $\cos\varphi = 0,51$. Отже, заміна систематично малозавантаженого АД на двигуни меншої номінальної потужності призводить до підвищення значення коефіцієнта потужності електроустановки.

Разом із тим при ухваленні подібного рішення одночасно необхідно проаналізувати якою мірою подібна заміна відіб'ється на зміні величини втрат активної потужності як у самому двигуні, так і в мережі, яка його живить.

Досвід розрахунків показує, що заміна недовантажених АД завжди доцільна, якщо коефіцієнт використання не перевищує значення 0,45. Якщо коефіцієнт використання перевищує 0,7, то така заміна недоцільна. У разі неможливості або недоцільності заміни малозавантаженого АД варто перевірити ефективність зниження напруги на його затискачах.

Зниження напруги на клеммах АД до певного мінімально допустимого рівня U_{\min} призводить до зниження споживання реактивної потужності (за рахунок зменшення струму намагнічування), а відповідно – і до підвищення коефіцієнта потужності. При цьому одночасно знижуються і втрати активної потужності, що тим самим підвищує ККД двигуна.

На практиці використовуються наступні способи зниження напруги в незавантажених АД:

- перемикання статорної обмотки з трикутника на зірку;
- секціонування статорних обмоток, що може бути реалізовано, наприклад, при ремонтах двигунів;
- зниження напруги в мережі живлення шляхом зміни положення регулювальних відгалужень понижувальних трансформаторів, якщо це не порушує допустимих рівнів напруги у інших ЕП.

У той же час, як вже зазначалося, у сучасних енергосистемах забезпечити баланс реактивних потужностей без використання додаткових джерел реактивної потужності практично неможливо.

У хронологічному плані задоволення потреби в реактивній потужності починалося з використання винятково генераторів електростанцій. Потім для вирішення даного завдання почали підключати СД, а також спеціально створені для цієї мети СК. Основною перевагою цих засобів була можливість плавного регулювання генерації реактивної потужності.

СД часто використовуються у якості привода досить потужних механізмів із тривалим режимом роботи: насосів, вентиляторів, компресорів тощо. Як частина електропривода, СД у загальному випадку є споживачами активної потужності. Однак у режимі перезбудження, електрорушійна сила (ЕРС) двигуна виявляється вищою напруги мережі, у результаті чого вектор струму статора випереджає вектор напруги, тобто СД починає генерувати реактивну потужність. Відповідно, при недозбудженні СД є споживачем реактивної потужності. При цьому зміна струму збудження дає змогу плавно регулювати величину реактивної потужності, яка генерується.

Технічна можливість використання СД у якості джерела реактивної потужності обмежується найбільшою величиною реактивної потужності, що він може генерувати без порушення умов допустимого нагрівання елементів статора та ротора. Ця потужність називається встановленою реактивною потужністю двигуна.

Умови роботи СД характеризуються:

- коефіцієнтом завантаження по активній потужності $K_{зP} = \frac{P}{P_n}$;
- коефіцієнтом завантаження по реактивній потужності $K_{зQ} = \frac{Q}{Q_n}$;
- відносною величиною напруги на затискачах $U^* = \frac{U}{U_n}$.

Максимальна реактивна потужність, яку СД може генерувати в мережу, залежить від його завантаження по активній потужності та підведеної напруги

$$Q_{\text{СД}} = \sum_{i=1}^n \frac{k_{зQi} P_{ni} \operatorname{tg} \varphi_{\text{СД}i}}{\eta_{\text{СД}i}},$$

де P_{ni} , $\operatorname{tg} \varphi_{\text{СД}i}$, $\eta_{\text{СД}i}$ – відповідно номінальна потужність, коефіцієнт реактивної потужності та ККД i -го СД, який входить до групи;

$k_{зQi}$ – коефіцієнт допустимого завантаження СД по реактивній потужності, який залежить від умов його використання (таблиця 1.1).

Більшість СД випускається з «випереджуючим» $\cos \varphi_{\text{СД}} = 0,9$ ($\operatorname{tg} \varphi_{\text{СД}} = 0,48$).

У техніко-економічних розрахунках повинні враховуватися втрати активної потужності у двигуні, обумовлені генерацією ним реактивної потужності.

З достатньою для практичних розрахунків точністю значення додаткових втрат активної потужності у СД можна виразити у функції від реактивної потужності, яка ним генерується

$$\Delta P = \frac{D_1}{Q_n} Q + \frac{D_2}{Q_n^2} Q^2,$$

де D_1 , D_2 – сталі для даного двигуна величини, що залежать від його потужності та ККД.

Таблиця 1.1 – Коефіцієнти найбільшого допустимого завантаження СД по реактивній потужності

Тип двигуна	Частота обертання, об/хв	Напруга, в.о.	Коефіцієнт завантаження двигуна за активною потужністю		
			0,9	0,8	0,7
СДН 6, 10 кВ	будь-яка	0,95	1,31	1,39	1,45
		1,0	1,21	1,27	1,33
		1,05	1,06	1,12	1,17
СДН 6 кВ	600–1000	1,1	0,89	0,94	0,96
	375–500	1,1	0,88	0,92	0,94
	187–300	1,1	0,86	0,88	0,9
	100–167	1,1	0,81	0,85	0,87
СДН 10 кВ	1000	1,1	0,9	0,98	1,0
	250–750	1,1	0,86	0,9	0,92
СТД 6, 10 кВ	3000	0,95	1,3	1,42	1,52
		1,0	1,23	1,34	1,43
		1,05	1,12	1,23	1,31
		1,1	0,9	1,08	1,16
СД 0,38 кВ	будь-яка	0,95	1,16	1,26	1,36
		1,0	1,15	1,24	1,32
		1,05	1,1	1,18	1,25
		1,1	0,9	1,06	1,15

У ряді випадків для компенсації реактивної потужності об'єкта, який проєктується може використовуватися група N СД уже встановлених в інших вузлах мережі. У цьому випадку додаткові втрати активної потужності в СД, пов'язані з генерацією реактивної потужності для об'єкта, який проєктується, становлять

$$\Delta P = \left(\frac{D_1}{Q_n} (Q_n + Q) + \frac{D_2}{Q_n^2 N} (Q_n + Q)^2 \right) - \left(\frac{D_1}{Q_n} Q_n + \frac{D_2}{Q_n^2 N} Q_n^2 \right) =$$

$$= \frac{D_1}{Q_n} Q + \frac{2D_2 Q_n}{Q_n^2 N} Q + \frac{D_2}{Q_n^2 N} Q^2,$$

де Q – реактивна потужність, що генерується СД для передачі об'єкту, який проєктується;

Q_p – реактивна потужність, яка генерувалася СД до приєднання до мережі об'єкта, який проєктується.

СК являють собою синхронні машини, що працюють у режимі двигуна без активного навантаження. Вони можуть як генерувати (режим збудження), так і споживати (режим недозбудження) реактивну потужність. СК напругою 6,3 й 10,5 кВ номінальною потужністю до 25 МВ·А випускаються з повітряним охолодженням, а більшої потужності – з водневим. Дане устаткування застосовується для регулювання режимів електричних мереж, підтримки оптимальних рівнів напруги в вузлах навантаження, зниження втрат електричної енергії, збільшення пропускної здатності елементів енергосистем і забезпечення їх стійкості. Разом із тим, більші одиничні потужності та гірші в порівнянні з КУ техніко-економічні показники, особливо в діапазоні невеликих (до 10 МВ·А) потужностей, обмежують використання СК у СЕП, у тому числі, і СЕП промислових підприємств.

У світовій електроенергетиці дуже велике поширення в якості джерела реактивної потужності одержали КБ поперечного включення, які розглядаються як місцевий засіб компенсації реактивної потужності.

Конденсатор являє собою пристрій, що складається з двох провідників, розділених діелектриком. У якості діелектрика тривалий час використовувався спеціальний папір, просочений мінеральною оливою або синтетичними діелектричними рідинами. Останнім часом випускаються конденсатори з металізованою пропіленовою плівкою, що мають досить низький рівень діелектричних втрат (порядку 0,2 Вт/квар).

Заряд конденсаторів тим більше, чим більше його ємність і прикладена напруга. У свою чергу ємність конденсатора (у мкФ) тим вища, чим більша внутрішня поверхня провідників і менша заповнена діелектриком відстань між ними

$$C = \frac{\varepsilon S 10^{-6}}{d}.$$

де ε – діелектрична проникність, Ф/м;

S – площа поверхні обкладинок конденсатора, м²;

d – відстань між обкладинками, м·10⁻⁶.

Конденсатори випускаються на номінальну напругу 230 В–10,5 кВ і допускають при своїй роботі перевантаження по струму (до 30 %) та по напрузі (до 10 %). Група конденсаторів, з'єднаних між собою паралельно, послідовно або за деякою змішаною схемою називають КБ. КБ, обладнані комутаційною апаратурою, засобами керування та захисту являють собою КУ.

Реактивна потужність, яка генерується конденсатором, визначається виразом

$$Q_k = \omega C U^2. \quad (1.3)$$

Низьковольтні (до 1000 В) КУ складаються з конденсаторів, включених паралельно «у трикутник». У цьому випадку в (1.3) при обчисленні реактивної потужності, яка генерується, використовується значення лінійної напруги. Постійно включені активні опори або трансформатори напруги слугують для автоматичного розрядження конденсатора у випадку його відключення від мережі. Для їхнього захисту від КЗ і перевантаження використовують запобіжники.

Високовольтні КУ (вище 1000 В) у багатьох випадках формуються з однофазних конденсаторів, включених паралельно. Однак багато сучасних високовольтних КУ вже використовують трифазні поліпропіленові конденсатори, що самовідновлюються. Це у порівнянні зі старими однофазними забезпечує меншу кількість з'єднань, а отже – і більш високу їх надійність.

Дуже часто найпростіші нерегульовані КБ не можуть повною мірою задовольняти вимоги, що ставляться до режимів реактивних навантажень у плані забезпечення економічних, надійних і безпечних умов функціонування електричних мереж.

Аналіз виразів, які визначають у різній формі потужність КБ

$$Q = \frac{U^2}{X_{\text{КБ}}} = 3I^2 X_{\text{КБ}} = U^2 2\pi f C_{\text{КБ}}$$

дає поняття про те, яким чином (принаймні теоретично) може здійснюватися її регулювання. Очевидно, що зміна потужності, що генерується, досягається за рахунок варіювання реактивним опором, струмом, напругою або частотою на вводі до КБ.

Без сумніву, найпростішим способом тут було б секціонування КБ із можливістю підключення до мережі окремих секцій у різних комбінаціях. Так, наприклад, у розповсюджених низьковольтних КБ серії УКН співвідношення параметрів секцій становить 0,5:1:1, що дає можливість одержання п'яти значень вихідної потужності установки.

Регульована КУ дає змогу, змінюючи в реальному часі величину реактивної потужності, гнучко підлаштовуватися під зміну навантаження споживача. Але, чим більше частин, на які поділено батарею, тим вищі витрати на встановлення перемикачів і захисної апаратури. При цьому сумарна потужність установки вибирається за умови підтримання заданого $\cos\phi$ у режимі максимального споживання реактивної потужності.

Потужність конденсатора пропорційна його ємності та квадрату підведеної напруги. Тому питома вартість високовольтних КБ приблизно у два рази менше, ніж у низьковольтних КБ. Однак постійна складова витрат для високовольтних КБ виявляється вищою за рахунок вартості їх підключення до мережі. Крім того, у варіанті з високовольтними КБ необхідно враховувати витрати, обумовлені додатковими втратами електричної енергії, викликаними передаванням реактивної потужності через трансформатор і лінію. Дана характеристика має квадратичний характер і залежить від параметрів трансформатора та лінії.

Як уже вказувалося, регулювання потужності КБ може здійснюватися тільки ступінчасто. Включення або відключення секцій КБ ємністю C призводить до зміни напруги в точці її приєднання на величину

$$\Delta U_{\text{КБ}} = \frac{\omega C U X_c}{U_n} 100 \%,$$

де X_c – індуктивний опір зовнішньої мережі стосовно місця приєднання КБ;

U_n – номінальна напруга конденсаторів.

Таким чином, якщо необхідно змінити напругу на величину $\Delta U_{\text{БК}}$ (у %), варто перемкнути секції ємністю C (у ф)

$$C = \frac{\Delta U_{\text{КБ}} U_n}{\omega U X_c} 10^{-2}.$$

У загальному випадку регулювання потужності КБ може реалізовуватися у функції напруги, струму, напрямку потоку реактивної потужності щодо активної потужності, за часом доби.

Регулювання режиму КБ за часом доби є найбільш простим і дешевим. Однак його реалізація вимагає детального дослідження режимів вузла навантаження і є недоцільним, якщо навантаження змінюється часто та різко, тому що в цьому випадку мала б місце велика кількість комутацій секцій КБ.

На практиці КБ часто ділять на два ступені: базову – таку, що дорівнює реактивному навантаженню об'єкта в години мінімуму активних навантажень енергосистеми та включену постійно, та регульовану, яка вмикається лише у період максимуму енергосистеми.

У дуже багатьох КУ напругою до 1000 В, які знаходяться в експлуатації, для комутації КБ застосовують контактори. У високовольтних установках для цієї мети служать елегазові, повітряні або вакуумні вимикачі.

Слабкою ланкою таких пристроїв є електромеханічні регулятори, спрацьовування яких супроводжувалося значними кидками струму та

напруги. Очевидно, що найвигіднішим моментом включення незарядженого конденсатора є проходження синусоїди напруги через нуль. У той же час вимикання конденсатора доцільне у момент переходу синусоїди струму через нуль.

Крім цього необхідно врахувати, що в СЕП багатьох промислових підприємств спостерігається зростання кількості споживачів із високою динамікою зміни навантаження: прокатні стани, транспортери зі змінною швидкістю, насоси, компресори з продуктивністю, що змінюється, підйомно-транспортні механізми, привод штампувальних пресів, зварювальне устаткування. Через високу швидкість зміни навантажень традиційні релейно-контакторні установки компенсації реактивної потужності не встигають реагувати на зміну поточних значень коефіцієнта потужності. У цьому випадку виходом із положення є використання КУ з тиристорним керуванням.

На відміну від пристроїв з контакторами тиристорні КУ мають швидкодію на два порядки вищу, оскільки не вимагають затримки спрацьовування на час розряду конденсатора. У тиристорній установці після подачі сигналу на комутацію тиристор автоматично вибирає час підключення у той момент, коли напруга в мережі та на конденсаторі дорівнюють одна одній. Затримка включення становить не більше 20 мкс. При цьому конденсатори підключаються без пускових струмів, що продовжує їхній термін служби. У зв'язку з відсутністю механічних контактів, що рухаються, тиристорні КУ мають більший ресурс.

Узагальнюючи все вищесказане, як основні недоліки стандартних КУ можна відмітити:

- високий комутаційний струм;
- ризик виникнення комутаційних перенапруг;
- тривалий час повторного включення (понад 30 с);
- необхідність частого проведення регламентного обслуговування.

Тим часом головними перевагами тиристорних установок є:

- зниження втрат енергії в лініях живлення та в силових трансформаторах;
- мінімізація порушень якості електричної енергії, наприклад, зниження флікер ефекту;
- відсутність частин, які рухаються, що збільшує час між регламентними перевірками й термін служби конденсаторів більш ніж в 1,5 рази;
- відсутність обмежень числа комутацій.

Важливим етапом розвитку джерел реактивної потужності стало створення статичних тиристорних компенсаторів (СТК). Зокрема, у цілій серії таких пристроїв базовими компонентами є нерегульований конденсатор і регульований реактор, зміна параметрів якого здійснюється за допомогою тиристорних вентилів або шляхом зміни насичення його сердечника.

СТК прямої або непрямої дії являють собою комплексні пристрої, призначені як для генерації, так і для споживання реактивної потужності. Вони знаходять застосування у системах передачі електроенергії й у СЕП великих промислових підприємств для вирішення проблем, які виникають при швидких і значних за величиною коливаннях споживання реактивної потужності. Так, зокрема, при роботі дугової сталеплавильної печі накид реактивного навантаження від нуля до максимального значення відбувається за 0,03 с, що становить півтора періоду напруги мережі живлення. Аналогічні режими виникають також у СЕП прокатних станів. Наприклад, для безперервних станів холодного прокату фронт накиду та скидання реактивної потужності може досягати рівня 4000 Мвар/с. Коливання напруги, які при цьому виникають оцінюються у такий спосіб

$$\delta V_t = \frac{\Delta Q_t + \Delta P_t \frac{R}{X}}{S_{\text{кз}}} 100 \%,$$

де ΔQ – накид реактивної потужності;

ΔP – накид активної потужності, що у часі відповідає найбільшому накиду реактивної потужності;

R, X – параметри мережі;

$S_{\text{кз}}$ – потужність КЗ.

При цьому їх частота може досягати 48 коливань за хвилину з амплітудою до 2,5 кВ на шинах 10 кВ головної понижувальної підстанції.

Коливання напруги, що виникають при різкозмінних навантаженнях, практично пропорційні коливанням реактивної потужності. Тому для їх усунення необхідне застосування пристроїв компенсації, які задовольняють наступним вимогам: швидкодія, що відповідає швидкості зміни реактивної потужності графіка навантаження; достатньо встановлена реактивна потужність для компенсації змінної (компенсація коливань напруги) та постійної (поліпшення коефіцієнта потужності) складових реактивної потужності, яка споживається. Ефективне вирішення перерахованих завдань можливе практично тільки при застосуванні СТК.

Основу СТК становлять накопичувальні елементи (ємності, індуктивності), а також реакторно-тиристорні та конденсаторно-тиристорні блоки. СТК за рахунок можливості швидкої зміни кута регулювання тиристорів мають виняткову швидкодію та здійснюють безінерційне плавне регулювання реактивної потужності, відстежуючи струм навантаження або реактивну потужність в енергосистемі.

На рис. 1.1 наведено дві принципові схеми СТК, що складаються з незмінних за потужністю КБ або реакторів і регульованих, відповідно реакторів або конденсаторів.

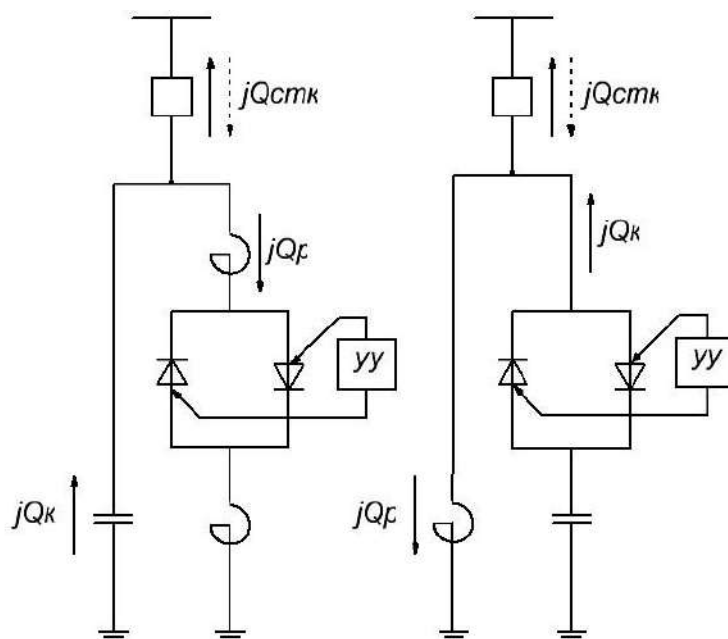


Рисунок 1.1 – Типові схеми СТК

Плавне керування потужністю СТК здійснюється за допомогою зустрічно-паралельно включених керованих вентилів-тиристорів, оснащених пристроєм керування, за допомогою якого регулюється момент відкриття та закриття тиристорів (кут регулювання θ) – рис. 1.2.

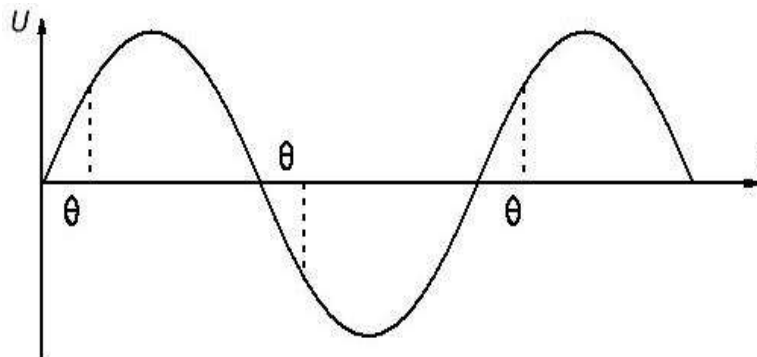


Рисунок 1.2 – Кут регулювання тиристорів

Таке керування дає можливість змінити час включення реактора або КБ у мережу протягом кожного напівперіоду. Внаслідок цього змінюються діюче значення напруги U на затискачах відповідного накопичувального елемента та потужність

$$Q_{\text{КБ}} = \frac{U^2}{X_{\text{КБ}}}, \quad Q_{\text{р}} = \frac{U^2}{X_{\text{р}}}.$$

Принцип дії подібного пристрою (зокрема наведеного на рис. 1.1) заснований на тому, що при зміні напруги у мережі відповідним чином змінюється потужність реактора, який теоретично може споживати від 0 до 100 % реактивної потужності, яка генерується постійно включеною нерегульованою КБ.

Потужність, що генерується подібною установкою складе

$$Q_{\text{СТК}} = Q_p - Q_{\text{КБ}},$$

де $Q_{\text{КБ}}$ – потужність КБ;

Q_p – потужність, яка споживається реактором і залежить від кута регулювання вентиля θ (рис. 1.2),

$$Q_p = \frac{U^2}{X_p} \left(1 - \frac{2\theta}{\pi} - \sin \frac{2\theta}{\pi} \right).$$

Певним гальмом для широкого впровадження СТК є висока питома вартість (у грн/квар). Тому в основному ці технічні пристрої застосовуються в умовах, коли використання інших засобів компенсації реактивної потужності неможливе, наприклад, за наявності різкозмінних у часі навантажень у великому обсязі.

1.3 Витрати на генерацію та передавання реактивної потужності

Питання визначення складу джерел реактивної потужності (з огляду на їхнє різноманіття), параметрів, режимів роботи та місць розміщення зазначеного обладнання з метою забезпечення найбільш ефективних умов функціонування СЕП при оптимальному рівні витрат повинні визначатися на основі техніко-економічних розрахунків. У зв'язку з цим, необхідно вміти коректно оцінювати витрати, пов'язані з генерацією реактивної потужності й її передаванням по електричним мережам різних номінальних напруг.

Джерела реактивної потужності впливають на режими електричних мереж (рис. 1.3).

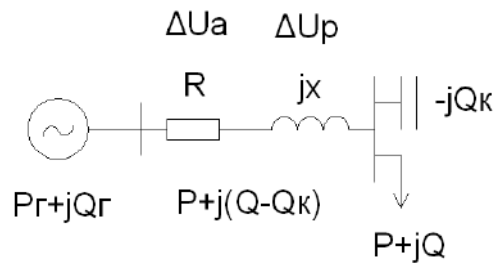


Рисунок 1.3 – Фрагмент схеми електричної мережі з пристроєм компенсації реактивної потужності

Очевидно, що при розміщенні наприкінці лінії пристрою компенсації реактивної потужності (наприклад КБ потужністю Q_k), повна потужність що протікає по даній ділянці мережі знижується

$$S' = \sqrt{P^2 + (Q - Q_k)^2},$$

а, отже, знижується і її струмове навантаження

$$I' = \frac{S'}{\sqrt{3}U_n}.$$

Наслідком цього є можливість або використання меншого перерізу лінії, або передачі по існуючій лінії додаткової активної потужності. Аналогічна ситуація складається також і з трансформаторами. Крім цього, і в лініях і у трансформаторах має місце зниження втрат потужності як активної, так і реактивної

$$\Delta S' = \frac{P^2 + (Q - Q_k)^2}{U_n^2} (R + jX).$$

І, нарешті, використання засобів компенсації реактивної потужності дає змогу підвищити рівень напруги наприкінці лінії за рахунок зменшення втрати напруги в елементах мережі

$$\Delta U' = \frac{PR + (Q - Q_k)X}{U_n}.$$

Витрати на генерацію реактивної потужності, у загальному випадку, може бути представлено у такий спосіб

$$Z = Z_0 + Z_1 Q + Z_2 Q^2, \quad (1.4)$$

де Z_0 – постійна складова витрат;

Z_1 , Z_2 – витрати, відповідно, на 1 Мвар і 1 Мвар² реактивної потужності, яка генерується;

Q – реактивна потужність, що генерується відповідними джерелами реактивної потужності для деякого споживача.

При визначенні складових (1.4) необхідно враховувати, що не всі джерела реактивної потужності призначені винятково для цілей генерації реактивної потужності. Так, наприклад, на відміну від БК або СК вартість СД не повинна враховуватися у визначенні розрахункових витрат, тому що генерація реактивної потужності не є їхньою основною функцією. Однак, якщо регулятор збудження СД встановлюється спеціально для цілей його застосування в якості регульованого джерела реактивної потужності, то витрати на встановлення й експлуатацію регулятора повинні бути враховані відповідним чином. Крім того, зрозуміло, що ця частина витрат не залежить від реактивної потужності, що генерується. Друга частина витрат пов'язана з додатковими втратами активної потужності у двигунах, які залежать від значення реактивної потужності що генерується й умов роботи двигуна. Таким чином, у загальному випадку, для СД можна прийняти

$$Z_1 = C_0 \left(\frac{D_1}{Q_n} + \frac{2D_2 Q_{\text{вих}}}{Q_n^2 N} \right), \quad Z_2 = C_0 \frac{D_2}{Q_n^2 N},$$

де C_0 – питома вартість втрат електроенергії.

На відміну від СД, КБ встановлюються винятково для цілей компенсації реактивної потужності. Витрати на придбання й обслуговування КБ складаються з постійної частини, що не залежить від їхньої потужності та змінної – залежної від потужності. Постійна складова визначається вартістю

комірки, де розташовують КБ, комутаційних і захисних апаратів, розрядних опорів, регулятора при його наявності тощо. Вартість же самих конденсаторів, шаф для їхнього розміщення, запобіжників, монтажу тощо приймається пропорційної потужності КБ.

Вартість втрат потужності в конденсаторах можна оцінити у такий спосіб

$$Z = C_0 p_{\text{КБ}} Q,$$

де $p_{\text{КБ}}$ – питомі втрати активної потужності в конденсаторах.

При цьому також необхідно врахувати, що батареї випускаються на напругу, яка на 5 % перевищує номінальну напругу мережі. Відповідно, потужність, яка фактично генерується КБ має бути скорегована з урахуванням зазначеного фактору

$$Q = Q_{\text{КБн}} \left(\frac{U}{U_{\text{КБн}}} \right)^2.$$

Таким чином, значення розрахункових витрат на встановлення й експлуатацію КБ може розглядатися як лінійна функція потужності, яка ними генерується

$$Z = Z_0 + Z_1 Q.$$

Приєднання до діючої мережі з навантаженням $Q_{\text{поч}}$ нового споживача потужністю Q призводить до появи в елементах мережі додаткових втрат активної потужності

$$\Delta P = \left[(Q_{\text{поч}} + Q)^2 - Q_{\text{поч}}^2 \right] \frac{R}{U^2} 10^{-3} = \frac{2R}{U^2} 10^{-3} Q_{\text{поч}} Q + \frac{R}{U^2} 10^{-3} Q^2.$$

Отже, додаткові втрати мають дві складові. Перша визначається накладенням реактивної потужності, що передається споживачу, який підключається до мережі, на реактивну потужність, що вже передавалася по

цій мережі ($Q_{\text{поч}}$). Величина цієї складової може бути як позитивною, так і негативною залежно від того, чи збігаються напрямки потоків потужностей Q та $Q_{\text{поч}}$ або вони протилежні. Друга складова завжди позитивна та пропорційна квадрату реактивної потужності споживача, що підключається до мережі.

Тому приєднання навіть невеликого по потужності споживача до мережі, по елементах якої протікає значне реактивне навантаження, може бути причиною істотного збільшення втрат електроенергії в цій мережі.

Таким чином, вартість додаткових втрат електроенергії, обумовлена передачею по мережі реактивної потужності Q може бути визначена на підставі наступного виразу

$$Z = Z_1 Q + Z_2 Q^2.$$

У ряді випадків збільшення обсягу реактивної потужності, що передається по мережах, у зв'язку з підключенням нового об'єкта може зажадати вкладення додаткових коштів у підвищення пропускної здатності окремих ліній або трансформаторів підстанцій. Зазначені капітальні вкладення в спорудження мережі є розривною функцією. Тільки при досягненні певного рівня потужності виникає необхідність у реконструкції або розвитку окремих ділянок мережі. При цьому капітальні витрати змінюються стрибком і залишаються незмінними поки не буде потрібно реконструкція або розвиток чергового елемента мережі.

Найчастіше по ділянках мережі передається одночасно потужність від декількох джерел. Тоді оцінку витрат на генерацію та передачу потужності зручніше проводити індивідуально для кожного з джерел. При визначенні витрат на генерацію реактивної потужності іноді доцільно враховувати й витрати на компенсацію втрат реактивної потужності, що виникають при її передачі по мережі, що, по суті, припускає необхідність генерації додаткової реактивної потужності.

Чим більше потужність джерел реактивної потужності, які встановлюються в мережах, тим вище витрати на їх придбання, монтаж й експлуатацію, та менше витрати на втрати енергії в елементах мережі. Таким чином, завдання оптимального вибору джерел реактивної потужності у деякому вузлі мережі полягає у мінімізації сумарних витрат. Цій умові буде відповідати деяке економічне значення потужності джерела реактивної потужності Q_K , при якому відсутню реактивну потужність $Q_E = Q_n - Q_K$ доцільно передавати в даний вузол із системи або від іншого джерела реактивної потужності, тому що в іншому випадку має місце зростання сумарних витрат.

У реальній електричній мережі значення витрат на передачу реактивної потужності залежить від навантажень безлічі вузлів, ряду вартісних показників, параметрів мережі й її режимів. Важливим фактором, що впливає на точність визначення Q_E , є також обсяг мережі, який враховується в розрахунках. Теоретично передача реактивної потужності у конкретний вузол мережі надходить від всіх наявних джерел. Відповідно, при виборі пристроїв компенсації реактивної потужності необхідно було б враховувати втрати від передачі реактивної потужності по всіх елементах системи.

Більше того, додаткові втрати енергії спостерігаються й у мережах споживачів, що також вимагає урахування при вирішенні оптимізаційної задачі. Отже, розрахунки по визначенню оптимальної потужності пристроїв компенсації реактивної потужності при різних місцях їхнього можливого розміщення варто виконувати з одночасним урахуванням всіх можливих форм їхнього використання, поза залежності від їх відомчої належності.

Узагальнюючи вищезазначене можна зробити висновок, що завдання економічної оцінки передачі реактивної потужності від декількох джерел у деякий вузол мережі зводяться до визначення таких значень потужностей, що генерується, при яких сумарні розрахункові витрати (включаючи витрати на генерацію та передачу реактивної потужності) досягають мінімуму при виконанні умов балансу реактивних потужностей у вузлах, прийнятності

режимів напруг, відповідності отриманих значень потужностей, які генеруються технічним можливостям джерел компенсації реактивної потужності, допустимості струмових навантажень в елементах мережі.

Розглянемо вузол електричної мережі (рис. 1.4). Будемо вважати, що на ділянках мережі, що з'єднують кожне з джерел з вузлом навантаження, можуть розташовуватися власні споживачі реактивної потужності.

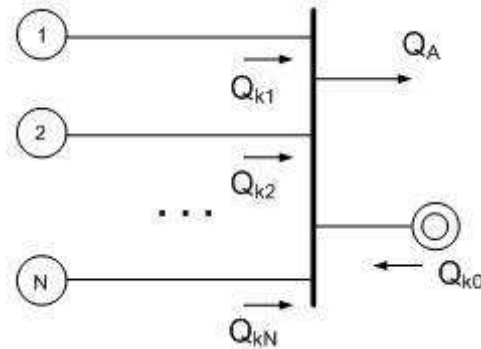


Рисунок 1.4 – Передача реактивної потужності з декількох джерел реактивної потужності у загальний вузол мережі

Рішення цієї задачі можна знайти виходячи з наступних міркувань. Для кожного з джерел реактивної потужності для режиму найбільшого споживання реактивної потужності формуємо вираз, що відбиває витрати на генерацію реактивної потужності й її передачу по мережі

$$Z_i = Z_{0i} + Z_{1i}Q_{ki} + Z_{2i}Q_{ki}^2, \quad (1.5)$$

де, у загальному випадку,

$$Z_0 = Z_{0Г} + Z_{0С}, \quad Z_1 = \gamma Z_{1Г} + Z_{1С}, \quad Z_2 = \gamma^2 Z_{2Г} + Z_{2С}, \quad \gamma = 1 + \frac{\Delta Q}{Q}$$

(тобто тут ураховуються відповідні складові, пов'язані як з генерацією, так і передачею реактивної потужності),

де Q – додаткова потужність, яка передається по мережі (для споживачів вузла «А»);

ΔQ – додаткові втрати реактивної потужності обумовлені навантаженням у вузлі «А».

Для джерел $1, \dots, N$ функція (1.5) є квадратичною, тому що крім складової витрат на генерацію вона в обов'язковому порядку включає й витрати на передачу реактивної потужності по мережі, які завжди залежать від квадрата величини потужності, яка по неї передається. Для джерела реактивної потужності приєднаного безпосередньо до вузла «А» дана функція також є квадратичною, якщо у якості джерела реактивної потужності використовується синхронна машина. Якщо ж у якості джерела реактивної потужності використовується КБ, то дана функція лінійна.

Завдання полягає у визначенні значень Q_{ki} , $i = 0, \dots, N$, при яких $Z = \sum_{i=1}^N Z_i \rightarrow \min$. У принципі, для вирішення цієї задачі може бути використано метод невизначених множників Лагранжа. Але необхідно зазначити, що якщо до вузла «А» приєднана КБ, то її потужність (у силу лінійності функції витрат) не може бути визначено у процесі безпосереднього вирішення зазначеного завдання (похідна функції сумарних витрат по даної змінній буде дорівнює нулю). Тому значення Q_{k0} у цьому випадку визначається з умови балансу потужностей у вузлі «А» Крім того, рішення розглянутого завдання істотно ускладнюється необхідністю урахування серії технічних обмежень:

- у вузлі «А» повинна виконуватися умова балансу реактивних потужностей;
- напруга у вузлі «А» не повинна виходити за допустимі межі;
- навантаження на ділянках мережі не повинно перевищувати допустимих значень;
- потужність кожного джерела реактивної потужності повинна знаходитися в межах їхніх технічних можливостей.

У зв'язку з цим, якщо отримані у процесі безумовної оптимізації результати не задовольняють хоча б одному з технічних обмежень, то вони не можуть бути реалізовані на практиці.

Перевірку виконання обмежень починають із оцінки відповідності технічних можливостей джерел реактивної потужності отриманим рішенням. Якщо для окремих джерел отримані рішення не можуть бути реалізовані, то вносяться відповідні корективи. При цьому для даних джерел генерація реактивної потужності встановлюється на рівні їхнього верхнього або нижнього допустимого рівнів. Якщо ж у процесі розрахунків значення реактивної потужності виявляється негативним, то це джерело взагалі виключається з подальшого розгляду.

Досить складно врахувати дискретність шкали стандартних потужностей комплектних КБ. Зазначена обставина також приводить до необхідності внесення певних коректив в отримані рішення.

На наступному етапі варто провести розрахунок режиму мережі, що дасть змогу перевірити виконання обмежень по допустимості навантажень на ділянках мережі та рівнів напруги у вузлах. При цьому зазначений аналіз повинен бути виконаний, принаймні, для двох характерних режимів: максимальних і мінімальних навантажень.

Стратегія поводження при виявленні порушень зазначеної групи обмежень може бути різною. Один варіант виходу з цієї ситуації полягає у зменшенні реактивної потужності, яка передається по відповідному елементу мережі. Очевидно, що таке рішення знову ж таки вимагає перегляду рівня генерації реактивної потужності для окремих джерел.

Другий варіант виходу з ситуації що склалася полягає у посиленні елементів мережі шляхом збільшення перерізу проводів або кабелів, кількості ліній, номінальної потужності або кількості трансформаторів тощо.

Аналогічним чином, якщо напруга в окремих вузлах мережі виходить за допустимі межі, можна вжити заходів щодо зниження втрат напруги за рахунок підвищення пропускної здатності мережі. Крім того, часто для виходу з цього положення достатньо лише скорегувати закони регулювання напруги у ЦЖ або змінити регулювальні відгалуження розподільних трансформаторів.

Таким чином, стає зрозумілим, що проблема компенсації реактивної потужності в енергосистемах є надзвичайно складним й об'ємним завданням. Для його вирішення повинна бути використана програма оптимізації сталого режиму енергосистеми по реактивній потужності. При цьому єдина енергосистема країни розбивається на ряд підструктур:

- а) регіональні енергооб'єднання (в Україні вісім регіональних енергосистем, що включають в основному мережі напругою 220 кВ і вище);
- б) енергосистеми, представлені мережами обленерго;
- в) розподільні системи й окремі вузли навантаження, що включають СЕП промислових підприємств, міст, агропромислового комплексу й електрифікованого транспорту.

Розрахунок компенсації реактивних навантажень починають з верхнього ієрархічного рівня. У результаті рішення цього етапу завдання потрібно визначити оптимальні значення вхідних реактивних потужностей для підструктур наступного рівня, відповідно, для режимів максимальних і мінімальних навантажень.

Для розрахунку компенсації реактивних навантажень у кожній із представлених підструктур необхідно для розрахункового періоду мати інформацію про топологію та параметри всіх електричних мереж. При реалізації зазначених розрахунків передбачається, що виконуються наступні умови.

Для будь-якої енергосистеми, що складається з N розподільних систем, маємо:

1. Кожна енергосистема, приєднана до i -го вузла об'єднаної енергосистеми має m_i навантажувальних вузлів (або СЕП) з навантаженнями Q_{cj} ($j = 1, \dots, m_i$).

Розрахунки для енергосистем необхідно поводити систематично з метою визначення вхідних реактивних потужностей (або значень $\cos\varphi$) для всіх m_i вузлів навантаження.

2. Межами енергосистем, тобто навантажувальними вузлами є:
а) шини 6...10 кВ підстанцій 110/35/6...10 кВ; б) шини 35 кВ понижувальних підстанцій 220...110/35/6...10 кВ. Таким чином, розподільні мережі, відповідно, можуть бути двох видів:

- мережі, що включають лінії 6...10 кВ й у тому числі розподільні трансформатори 6...10/0,4 кВ;
- мережі 35 кВ, включаючи трансформатори 35/6...10 кВ.

Вузлами навантаження є шини 0,4 й 6...10 кВ у зазначених системах.

3. У якості засобів компенсації реактивної потужності можуть розглядатися КБ на напругу 0,38 та/або 6...10 кВ і СД промислових підприємств на напругу 0,38 та/або 6...10 кВ.

4. КБ можуть бути встановлені в будь-якому i -му вузлі (шини 6...10 кВ вузлових підстанцій) на всіх j -х підстанціях (як на стороні високої напруги (ВН) 6...10 кВ, так і на стороні низької напруги (НН)).

5. СД можуть бути встановлені у мережах промислових підприємств, як на стороні 6...10 кВ, так й 0,38 кВ, де вони використовуються для технологічних цілей.

Очевидно, що представлені розрахунки не можливі без застосування спеціально розробленого для цих цілей програмного забезпечення.

Розглянемо, яким чином питання компенсації реактивної потужності вирішуються на практиці стосовно до СЕП промислових підприємств.

1.4 Компенсація реактивної потужності

У вітчизняній практиці в СЕП основне завдання по компенсації реактивної потужності виконують промислові підприємства. Поза всяким сумнівом, саме підприємство не має можливості реалізувати наведений вище аналіз із метою визначення оптимального рівня компенсації власних реактивних навантажень. Рішення даного питання може бути отримано непрямым шляхом, у процесі аналізу існуючої системи тарифів на реактивну потужність (енергію), яка споживається з енергосистеми.

Відповідно до діючих нормативних документів [1] плата за споживання реактивної енергії містить три складові

$$\Pi_Q = \Pi_1 + \Pi_2 - \Pi_3, \quad (1.6)$$

де Π_1 – плата за споживання та генерацію реактивної енергії;

Π_2 – надбавка за недостатнє оснащення споживача джерелами реактивної потужності;

Π_3 – знижка, яка застосовується у випадку участі певного споживача в добовому регулюванні режимів у мережах енергетичної компанії.

Π_1 обчислюється у такий спосіб

$$\Pi_1 = \sum_{i=1}^K (A_{QC} + \alpha A_{QG}) DT,$$

де A_{QC} , A_{QG} – обсяг споживання або генерації в мережу реактивної енергії за розрахунковий період в i -й точці обліку (квар·год);

α – нормативний коефіцієнт, що враховує збиток від генерації споживачем у мережу енергокомпанії реактивної потужності, $\alpha = 3$;

D – так званий, економічний еквівалент реактивної потужності, що відбиває вплив потоків реактивної потужності у точці обліку на режими електричних мереж енергетичної компанії, який визначається на підставі використання спеціального програмного комплексу;

T – фактична середня закупівельна ціна на енергію за розрахунковий період.

Друга складова Π_2 (1.6) характеризує надбавку за недостатнє оснащення електричних мереж споживача джерелами реактивної потужності

$$\Pi_2 = \Pi_1 C (K_\phi - 1),$$

де C – нормативне значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у засоби компенсації реактивної потужності, які розміщуються у СЕП споживача, $C = 1$;

K_{φ} – коефіцієнт, який визначається за спеціальними таблицями залежно від середнього значення коефіцієнта потужності споживача за розрахунковий період й обчислюється наступним чином

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{A_{QC}}{A_p};$$

де A_{QC} , A_p – споживання, відповідно, активної та реактивної потужностей за розрахунковий період.

Зокрема, якщо $\operatorname{tg} \varphi \leq 0,25$, то $K_{\varphi} = 1$, при $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$, то $K_{\varphi} = 1,25$, при $\operatorname{tg} \varphi = 1$, то $K_{\varphi} = 1,5625$, при $\operatorname{tg} \varphi = 1,5$, то $K_{\varphi} = 2,5625$.

Складова Π_3 враховується тільки при наявності зонного оперативного обліку споживання та генерації електроенергії, а також при оснащенні СЕП споживача джерелами реактивної потужності в обсязі достатньому для його роботи за графіком, узгодженим з енергопостачальною організацією.

При відсутності у споживачів систем обліку споживання реактивної енергії, її значення обчислюється аналітично, шляхом множення величини спожитої активної енергії на нормативний коефіцієнт потужності $\operatorname{tg} \varphi_n$, прийнятий для основної маси ЕП на рівні 0,8.

При цьому генерація реактивної енергії оцінюється значенням

$$A_{QG} = Q_{к.н} t_{нр},$$

де $Q_{к.н}$ – сумарна номінальна потужність пристроїв компенсації реактивної потужності;

$t_{нр}$ – число неробочих годин споживача за розрахунковий період.

Для споживачів, які підключають знову, вся необхідна для наведених розрахунків інформація визначається на основі проєктних даних, а відповідне значення показника економічного еквівалента реактивної потужності D задаються енергопостачальною організацією з урахуванням проєктних схем електричних мереж споживача, їхніх параметрів і режимів роботи.

Споживач, знаючи умови оплати за споживання реактивної електроенергії з мереж енергосистеми, на основі техніко-економічних розрахунків може прийняти рішення щодо складу й обсягу джерел реактивної потужності, які доцільно розмістити у власній СЕП ($Q_{\text{КП}}$).

На наступному етапі повинно бути розглянуто питання щодо оптимального розподілу даних джерел у межах СЕП (рис. 1.5). Тут аналізуються два моменти. Спочатку варто визначити співвідношення між високовольтними (6...10 кВ) та низьковольтними (0,38 кВ) пристроями компенсації реактивної потужності ($Q_{\text{КПв}}$, $Q_{\text{КПн}}$).

На другому етапі вирішуються питання раціонального розподілу зазначених пристроїв у розподільних і низьковольтних мережах СЕП.

Зараз найпоширенішим джерелом реактивної потужності для основної маси споживачів є КБ. Необхідна сумарна потужність КБ залежить від можливості використання потенціалу наявних СД $Q_{\text{СД}}$. Отже,

$$Q_{\text{КПв}} + Q_{\text{КПн}} = Q_{\text{КП}} - Q_{\text{СД}}. \quad (1.7)$$

Питання щодо доцільного обсягу реактивної енергії, яка передається в мережу НН через цехові розподільні трансформатори повинно розглядатися одночасно з вибором їхньої кількості, номінальної потужності й оптимального завантаження.

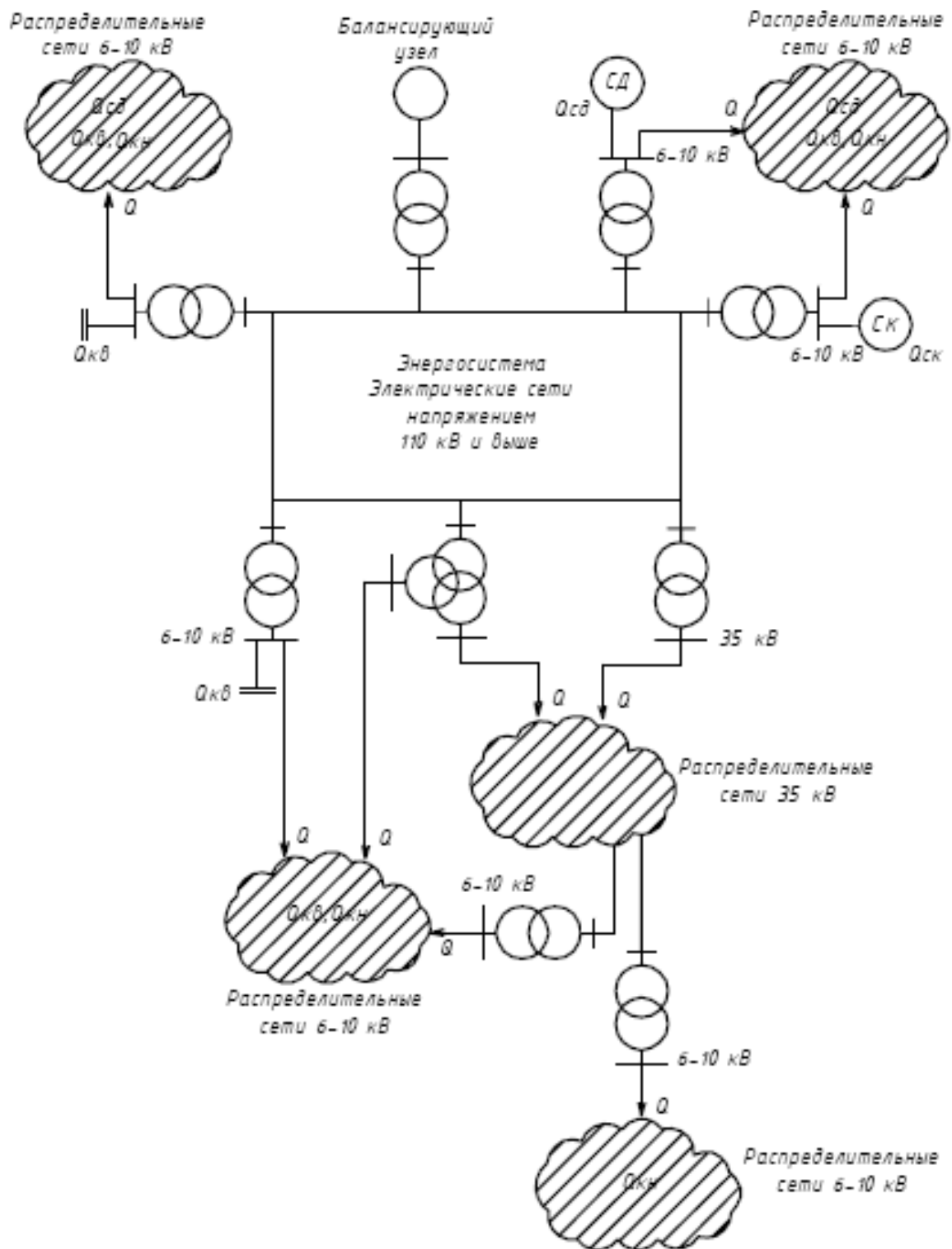


Рисунок 1.5 – Структурна схема СЕП із зазначенням потенційних місць розміщення джерел реактивної потужності

Коректне визначення кількості та номінальної потужності цехових трансформаторів можливо, строго кажучи, тільки шляхом техніко-економічних розрахунків із урахуванням наступних факторів [2]: категорії надійності електропостачання споживачів, ступеня компенсації реактивних

навантажень на напрузі до 1000 В, перевантажувальної здатності трансформаторів у нормальному та післяаварійному режимах, шкали їхніх стандартних потужностей. Кількість цехових ТП безпосередньо впливає на витрати на спорудження розподільного пристрою 6...10 кВ ЦЖ, внутрішньозаводських і внутрішньоцехових мереж. Очевидно, що, наприклад, при збільшенні номінальної потужності трансформаторів (і, відповідно, зменшенні числа ТП) зменшується кількість комірок розподільного пристрою, сумарна довжина ліній 6...10 кВ (і, як наслідок, втрати енергії в них), але зростає обсяг мереж 0,38 кВ, а, відповідно, втрати енергії в них.

Логічно припустити, що існує деяке число цехових трансформаторів із певною номінальною потужністю, що, при дотриманні всіх технічних вимог, відповідає оптимальному значенню певного показника, що характеризує техніко-економічну ефективність проекту.

Орієнтовний вибір номінальної потужності трансформаторів можна зробити на основі даних про щільність навантаження. Існують рекомендації згідно яким при щільності навантаження до $0,2 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2$ пропонується використовувати трансформатори номінальною потужністю 400–1000 кВ·А, при щільності навантаження $0,2\text{--}0,3 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2$ – 1600 кВ·А, а якщо щільність навантаження перевищує $0,3 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2$ – 2500 кВ·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. Разом із тим, з огляду на зручності експлуатації енергогосподарства підприємства, не рекомендується закладати у проєкт більше двох типорозмірів цехових трансформаторів.

Завантаження трансформаторів визначається складом ЕП (вимогами до надійності електропостачання), числом трансформаторів у ТП, способами резервування електропостачання. При значному обсязі споживачів I категорії для двохтрансформаторних ТП рекомендується їх завантаження на рівні 0,65–0,7. При перевазі споживачів II категорії надійності для

однотрансформаторних підстанцій у випадку резервування електропостачання ЕП з боку вторинної напруги, $K_3 = 0,7-0,8$. Для споживачів III або II категорії, але при наявності складського резерву трансформаторів, завантаження у нормальному режимі можуть бути збільшено до 0,9.

Разом із тим, найбільш ефективне рішення щодо потужності та кількості трансформаторів цехових ТП може бути отримано у процесі спільного розгляду даного питання з завданням компенсації реактивної потужності, зокрема, у плані визначення оптимального ступеня її компенсації у мережах напругою до 1000 В.

Припустимо, номінальна потужність цехових трансформаторів визначена на основі існуючих рекомендацій. При відсутності компенсації реактивної потужності у мережах напругою до 1000 В, необхідна кількість трансформаторів складе

$$N_{\max} = \frac{S_{\text{розр}}}{K_3 S_{\text{нтр}}} + \Delta N_1,$$

де ΔN_1 – добавка, що дає можливість округлити результат до найближчого більшого цілого числа.

За умови повної компенсації реактивної потужності на вторинній напрузі, маємо

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{розр}}}{K_3 S_{\text{нтр}}} + \Delta N_2.$$

На наступному етапі необхідно виконати техніко-економічне порівняння варіантів, які відрізняються кількістю трансформаторів, які використовуються: $N_{\min}, N_{\min} + 1, \dots, N_{\max}$. Витрати для кожного варіанта визначається як сума витрат на встановлення трансформаторів, генерацію реактивної потужності у мережах вищої ($Q_{\text{КПв}}$) та нижчої ($Q_{\text{КПн}}$) номінальної напруги, компенсацію втрат електричної енергії в трансформаторах. У

більшості випадків зміна витрат на спорудження внутрішньоцехових мереж у даних розрахунках не враховується через відсутність необхідної інформації.

У якості остаточного приймається варіант, якому відповідають мінімальні витрати. При необхідності аналогічні розрахунки можна виконати для декількох типорозмірів трансформаторів. Досвід подібних розрахунків демонструє, що оптимальним найчастіше виявляється варіант із числом трансформаторів $N_k = N_{\min} + (1 \div 2)$.

Таким чином, при деякому числі цехових трансформаторів N_k у мережу НН можна передати реактивну потужність

$$Q_k = \sqrt{\sum_{i=1}^{N_k} (K_{zi} S_{н.тр i})^2 - \sum_{i=1}^{N_k} (P_{розр i})^2},$$

де $S_{н.тр i}$ – номінальна потужність i -го цехового трансформатора;

K_{zi} – коефіцієнт завантаження i -го трансформатора;

$P_{розр i}$ – розрахункове навантаження на стороні НН i -го трансформатора.

У цьому випадку потужність пристроїв компенсації реактивної потужності у мережі напругою до 1000 В визначиться з умови балансу реактивної потужності на шинах НН цехових ТП. Наприклад, розглядаючи як джерело реактивної потужності КБ, одержимо

$$Q_{КПн} = \sum_{i=1}^{N_k} Q_{розр i} - Q_k.$$

Через кожен трансформатор доцільно передавати таку реактивну потужність, що дозволила б мінімізувати сумарні втрати активної потужності у них

$$Q_{нi} = \frac{\sum_{i=1}^{N_k} Q_{розр i} - Q_{КПн}}{N_k}. \quad (1.8)$$

Відповідно, при цьому оптимальна потужність низьковольтних КБ для кожного i -го трансформатора складе:

$$Q_{\text{КПн}i} = Q_{\text{розр}i} - Q_{\text{н}i}. \quad (1.9)$$

Очевидно, що для специфічних навантажень (наприклад, електротранспорт, зварювальне устаткування) можуть бути рекомендовані трохи відмінні підходи для вибору номінальної потужності трансформаторів. Зокрема, якщо дане навантаження не перевищує 15 % від встановленої потужності трансформатора, то живлення зварювального устаткування допускається здійснювати разом із іншими споживачами мережі, але окремими лініями. В іншому випадку для зварювальних установок доцільно передбачити використання окремих трансформаторів. При цьому їхня номінальна потужність вибирається виходячи з наступних міркувань

$$S_{\text{нтр}} \geq \frac{S_e}{0,2 \dots 0,3},$$

де S_e – ефективне навантаження.

У результаті виконання наведених розрахунків визначається реактивна потужність, яку доцільно передавати через кожен цеховий трансформатор (1.8) та потужність низьковольтних КБ для кожного i -го розподільного трансформатора (1.9)

Звичайно передача реактивної потужності в мережу напругою до 1000 В виявляється економічно необґрунтованою, якщо це призводить до збільшення кількості трансформаторів понад необхідне число, що є наслідком досить високої вартості комплектних ТП.

Потужність КБ, які розташовуються у високовольтних мережах, визначається з умов балансу (1.7) реактивних потужностей на шинах вторинної напруги головної понижувальної підстанції. При цьому високовольтні конденсаторні пристрої часто розміщують на самій підстанції або РП (при наявності РП у структурі СЕП промислового підприємства). Не

рекомендується встановлювати високовольтні конденсатори на цехових ТП без збірних шин, де трансформатори приєднані наглухо або через роз'єднувач.

З огляду на помітний вплив компенсації реактивної потужності на величину втрат електричної енергії та режим напруг, після вибору раціонального обсягу високовольтних і низьковольтних компенсуючих пристроїв, у ряді випадків, постає завдання їх оптимального розподілу відповідно у межах розподільної або низьковольтної мереж.

Звичайно при постановці даного завдання передбачається рівність питомих витрат на 1 квар встановленої потужності для КБ, розташованих у мережі однієї номінальної напруги. У цьому випадку оптимальне рішення вибирається з позицій мінімізації сумарних втрат потужності. Вважається, що з урахуванням прийнятих допущень таке рішення автоматично забезпечить і мінімум сумарних витрат.

При розгляді даного питання, як правило, аналізується декілька типових ситуацій: оптимальне розміщення КБ у радіальних, магістральних мережах і лініях із рівномірно розподіленим навантаженням.

Для радіальної мережі (рис. 1.6) оптимальне рішення забезпечується у разі виконання умови [3]

$$Q_{\kappa i} = Q_i - \frac{\sum_{i=1}^n Q_i - \sum_{i=1}^n Q_{\kappa i}}{R_i} R_{\gamma}, \quad (1.10)$$

$$\text{де } \frac{1}{R_{\gamma}} = \frac{1}{R_1} + \dots + \frac{1}{R_i} + \dots + \frac{1}{R_n}.$$

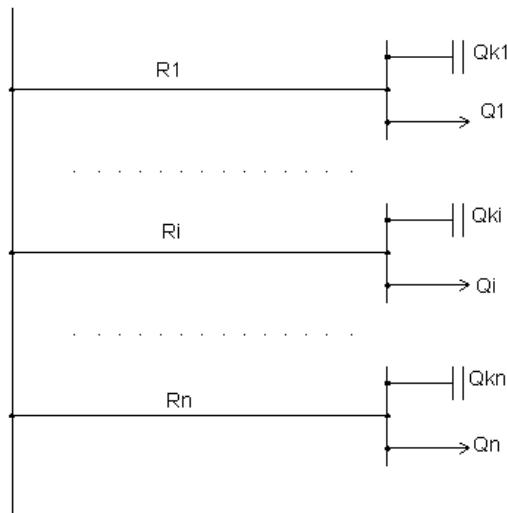


Рисунок 1.6 – Розміщення КБ у радіальних лініях

Якщо у процесі розрахунків виявляється, що Q_{ki} приймає негативне або достатньо мале значення, то робиться висновок, що в гілці i розміщення КБ є недоцільним. Дана гілка виключається з розгляду, та розрахунок виконується повторно. Крім того необхідно розуміти, що отримані відповідно до (1.10) результати носять орієнтовний характер, оскільки при їх обчисленні не враховується дискретність шкали номінальних потужностей конденсаторів.

Вираз (1.10) можливо одержати на підставі розгляду найпростішої схеми з двома гілками. Сформуємо для даної умови рівняння визначення сумарних втрат потужності ΔP_{Σ}

$$\begin{aligned}\Delta P_{\Sigma} &= \Delta P_1 + \Delta P_2 = a(Q_1 - Q_{k1})^2 R_1 + a(Q_2 - Q_{k2})^2 R_2 = \\ &= a(Q_1 - Q_{k1})^2 R_1 + a(Q_2 - Q_{k\Sigma} + Q_{k1})^2 R_2.\end{aligned}$$

де a – коефіцієнт приведення.

Рішення знаходять, виходячи з умов

$$\frac{\delta \Delta P_{\Sigma}}{\delta Q_{k1}} = 0, \quad \frac{\delta \Delta P_{\Sigma}}{\delta Q_{k2}} = 0.$$

Надалі отриманий результат може бути поширено на загальний випадок – n радіальних ліній.

У магістральній мережі (рис. 1.7) для знаходження рішення використають поетапне еквівалентування схеми [3].

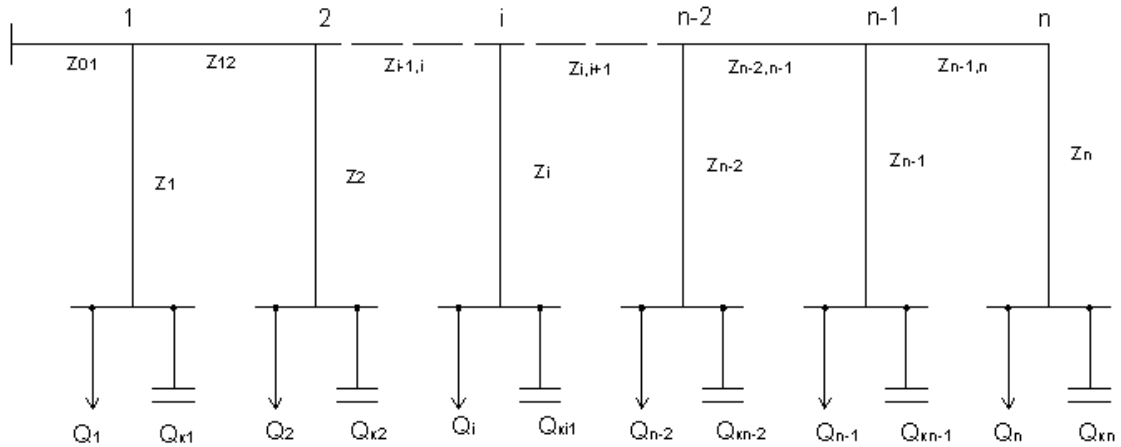


Рисунок 1.7 – Розміщення КБ у магістральній мережі

У цьому випадку на першому кроці (рис. 1.8) обчислюють

$$R_{en-1} = \frac{r_{n-1}(r_{n-1,n} + r_n)}{r_{n-1} + r_{n-1,n} + r_n}, \quad Q_{en-1} = Q_n + Q_{n-1}.$$

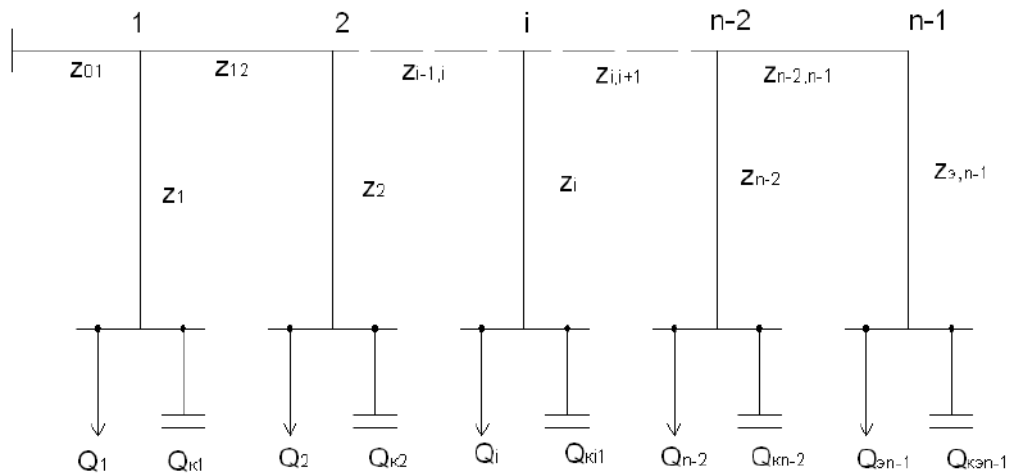


Рисунок 1.8 – Еквівалентування магістральної схеми (перший крок)

Відповідно, на заключному етапі (рис. 1.9) маємо

$$R_{e2} = \frac{r_2(r_{23} + R_{e3})}{r_2 + r_{23} + R_{e3}}, \quad Q_{e2} = Q_2 + Q_3 + \dots + Q_n.$$

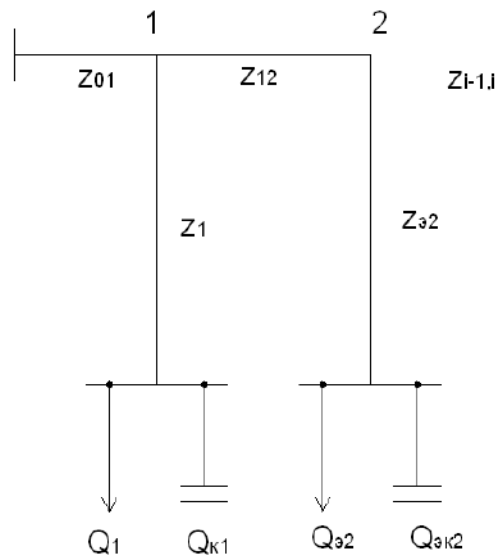


Рисунок 1.9 – Еквівалентування магістральної схеми (заключний етап)

Для отриманої схеми розподіл сумарної потужності КБ Q_{Σ} здійснюється за аналогією з тим, як це виконувалося для радіальних ліній. Відповідно до (1.10) визначаємо Q_{k1} . На подальшому етапі здійснюємо розподіл потужності КБ $Q_{\Sigma} - Q_{k1}$ між радіальними гілками з опорами r_2 та $r_{23} + R_{e3}$. Знаходимо значення Q_{k2} . Аналогічні обчислення продовжуємо доти, поки не будуть визначені потужності Q_{ki} , $i = 1, \dots, n$, які доцільно розмістити у вузлах навантаження мережі. Якщо виявляється, що хоча б в одному з вузлів навантаження значення Q_{ki} є від'ємним або достатньо малим, то даний вузол виключається з розгляду, та завдання вирішується заново.

Шинопроводи часто представляють у вигляді ліній з рівномірно розподіленим навантаженням (рис. 1.10). Завдання полягає у тому, щоб визначити місце встановлення батарей конденсаторів ($l_e = ?$) заданої потужності Q_K (рис. 1.10), що забезпечує мінімальне значення втрат активної потужності $\Delta P = \min$.

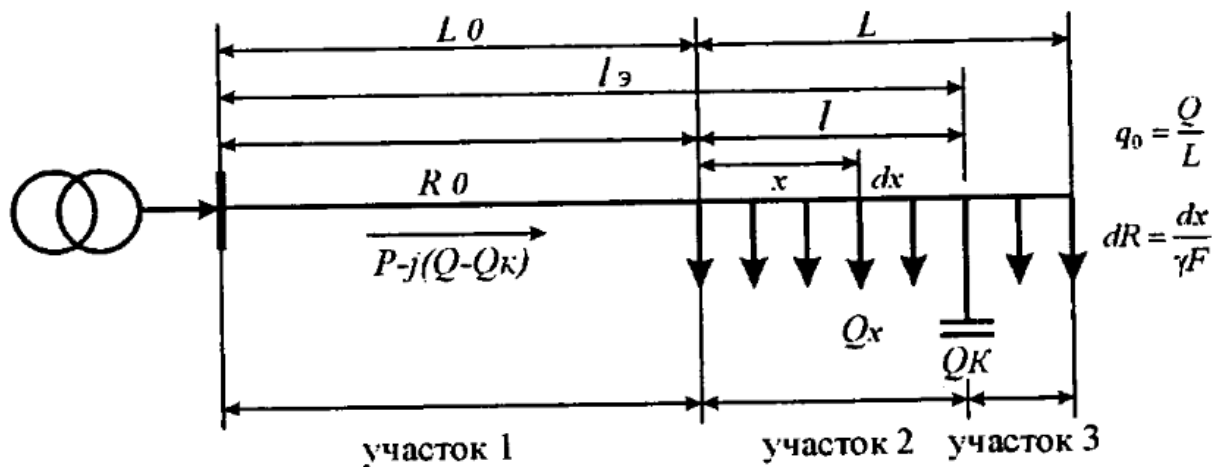


Рисунок 1.10 – Вибір місць установок батарей конденсаторів е лінії з рівномірно розподіленим навантаженням

Лінія, що розглядається, розбита на три ділянки:

- перша ділянка – це головна ділянка магістралі без приєднання навантажень;
- друга ділянка – ділянка лінії з рівномірно розподіленим навантаженням від початку до місця установки батарей конденсаторів;
- третя ділянка – ділянка від місця установки батарей конденсаторів до кінця лінії.

Позначимо через Q_x поточне значення реактивної потужності у перерізі на відстані x

$$Q_x = \frac{Q}{L}(L-x) - Q_k.$$

Запишемо вираз для загальних втрат активної потужності ΔP_Σ як суму втрат на виділених трьох ділянках лінії

$$\Delta P_\Sigma = \frac{(Q - Q_k)^2}{10^3 \cdot U_n^2} R_0 + \int_0^l \frac{\left[\frac{Q}{L}(l-x) - Q_k \right]^2}{10^3 \cdot U_n^2} \frac{dx}{\gamma F} + \int_l^L \frac{\left[\frac{Q}{L}(L-x) \right]^2}{10^3 \cdot U_n^2} \frac{dx}{\gamma F},$$

де γ – питома провідність лінії, м/Ом·мм²;

F – номінальний переріз проводу, мм².

Зробивши необхідні перетворення: взявши першу похідну за l та прирівнявши її до нуля маємо

$$Q_K - 2Q + 2Q \frac{l}{L} = 0,$$

звідси отримаємо

$$l = L(1 - \frac{Q_K}{2Q}) \quad \text{і} \quad l_c = L_0 + L(1 - \frac{Q_K}{2Q}).$$

Цей же результат можна отримати з геометричних побудов розподілу реактивних навантажень по довжині лінії з рівномірно розподіленим навантаженням. З трикутника OAB (рис. 1.11) справедливе співвідношення

$$\frac{DC}{OA} = \frac{CB}{OB} \quad \text{або} \quad \frac{Q_K}{2Q} = \frac{L-l}{L},$$

звідси отримаємо:

$$l = L(1 - \frac{Q_K}{2Q}) \quad \text{і} \quad l_c = L_0 + L(1 - \frac{Q_K}{2Q}).$$

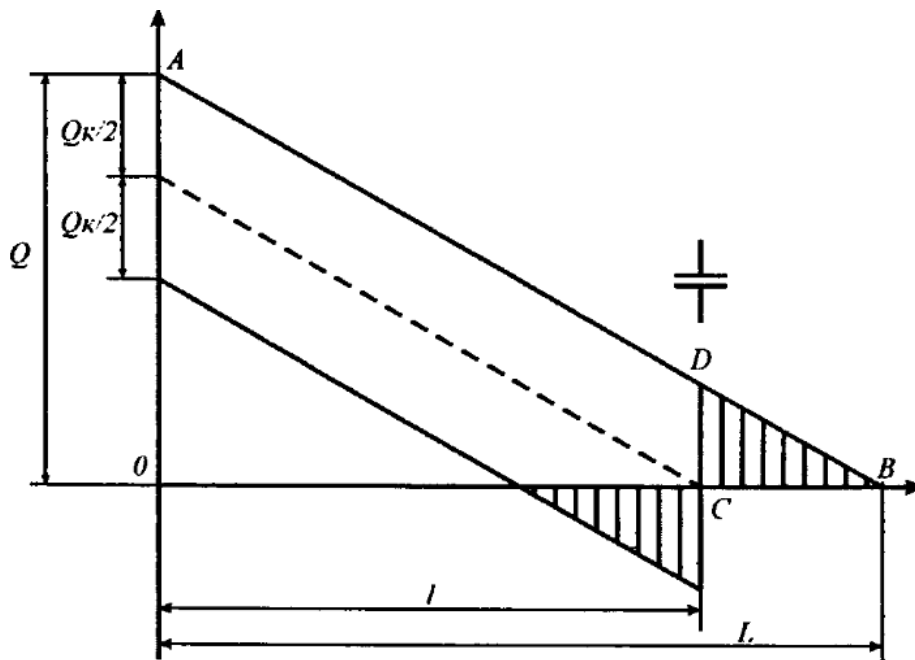


Рисунок 1.11 – Розподіл реактивних навантажень по довжині лінії

Мінімальні втрати у лініях з рівномірно розподіленим навантаженням залежать не тільки від вибору оптимальної відстані до місця установки батарей конденсаторів, але і від ступеню компенсації $\varepsilon = \frac{Q_K}{Q}$, тоді

$$\Delta P_{\min} = \beta \Delta P_{\max},$$

де $\beta = (1 - \varepsilon)^3 + 0,25\varepsilon^2$, а ΔP_{\max} відповідає випадку, коли $Q_K = 0$.

У таблиці 1.1 наведено залежності $\beta = f(\varepsilon)$.

Таблиця 1.1 – Залежність $\beta = f(\varepsilon)$

ε	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,67	0,7	0,8
β	0,514	0,350	0,232	0,156	0,118	0,111	0,113	0,136

З таблиці 1.1 видно, що вже при малому ступені компенсації $\varepsilon = 0,2$ можна скоротити втрати (1–0,514) на 49 %, а подальше збільшення ε більше 0,5 не доцільно.

У результаті розрахунків у проєктній практиці може виникнути необхідність корекції перерізів струмовідних частин, потужностей трансформаторів у бік їх зменшення за рахунок зменшення повних струмів після компенсації (на величину до 30–40 %). Після такої корекції необхідно також повторити розрахунок з новими значеннями опорів радіусів. Отримані результати є основою для вибору стандартних конденсаторних установок, номінальні потужності яких мають певну дискретність, що в значній мірі утруднює забезпечення їх відповідності розрахунковим значенням потужності компенсувальних пристроїв. Можна рекомендувати приймати ближні більші значення номінальних потужностей стандартних конденсаторних установок і на відповідну величину зменшити встановлену потужність компенсувальних пристроїв попереднього рівня розподілу електроенергії.

2 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2.1 Показники якості електричної енергії та технічні засоби її забезпечення

Вимоги до якості електричної енергії в трифазних і однофазних мережах загального призначення визначаються та регламентуються [4, 5] на затискачах ЕП. Показники, які задовольняють дані вимоги, поділяються на основні та додаткові. До основних належать показники, що характеризують:

- усталене відхилення напруги ΔU ;
- коливання напруги (включаючи розмах змін напруги δU_t та дозу флікера p_t);
- несинусоїдальність напруги (коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U і коефіцієнт n -тої гармонічної складової напруги $K_{U(n)}$);
- несиметрію напруги (коефіцієнт зворотної послідовності напруги K_{2U} і коефіцієнт нульової послідовності напруги K_{0U});
- тривалість провалу напруги $\Delta t_{\text{п}}$;
- імпульс напруги $U_{\text{імп}}$;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{\text{пер}}$;
- відхилення частоти Δf .

Додаткові показники включають:

- коефіцієнт амплітудної модуляції $K_{\text{мод}}$;
- коефіцієнт небалансу міжфазних напруг $K_{\text{неб}}$;
- коефіцієнт небалансу фазних напруг $K_{\text{неб.ф.}}$.

Відхилення напруги від її номінальних значень є наслідком добових, сезонних і технологічних змін електричних навантажень споживачів, а також потужності пристроїв компенсації реактивної потужності, регулювання напруги генераторами електростанцій і на підстанціях енергосистем; зміни

схеми електричних мереж. Відхилення напруги визначаються різницею між фактичним U_t і номінальним U_n значеннями напруги та найчастіше виражаються у %

$$\Delta U = \frac{U_t - U_n}{U_n} \cdot 100 \%.$$

Коливання напруги викликаються швидкими змінами навантажень на певній ділянці електричної мережі, наприклад, вмиканням АД із великою кратністю пускового струму, технологічними установками з різкозмінним режимом роботи, що супроводжується поштовхами активної та реактивної потужностей – такими як приводи реверсивних прокатних станів, дугові сталеплавильні печі, зварювальні апарати тощо.

Коливання напруги характеризуються двома показниками:

- розмахом зміни напруги (рис. 2.1)

$$\delta U_t = \frac{U_t - U_{t+1}}{U_n} \cdot 100 \%,$$

де U_t, U_{t+1} – значення послідовних екстремумів або екстремуму та горизонтальної ділянки обвідної середньоквадратичних значень напруги;

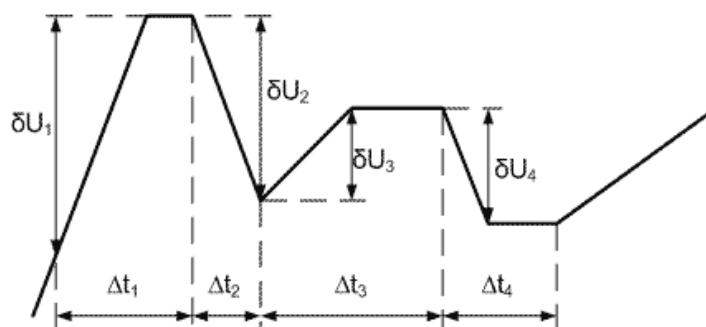


Рисунок 2.1 – Оцінка коливань напруги

- дозою флікера p_t .

Під флікером розуміють суб'єктивне сприйняття людиною коливань світлового потоку штучних джерел світла, які пов'язані з коливаннями напруги в електричних мережах, що живлять зазначені джерела.

Оцінка припустимості коливань напруги здійснюється за допомогою кривої залежності допустимих розмахів коливань від частоти повторень змін напруги або інтервалу часу між послідовними змінами напруги (рис. 2.2).

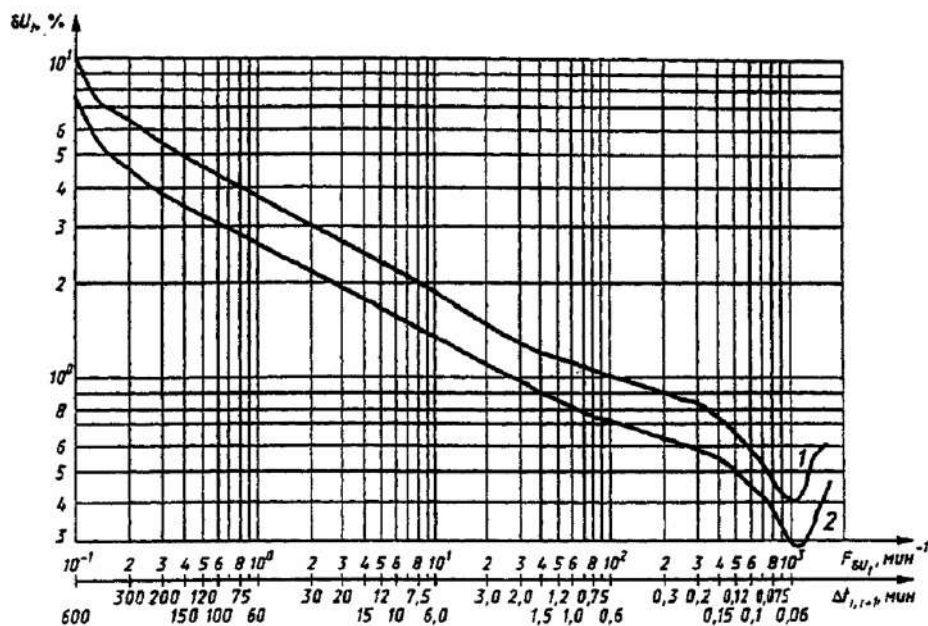


Рисунок 2.2 – Гранично допустимі розмахи змін напруги

У процесі генерації, розподілу, перетворення та споживання електроенергії мають місце *спотворення синусоїдальної форми струмів і напруг*. Джерелами спотворень є синхронні генератори електростанцій, силові трансформатори, що працюють при підвищених значеннях магнітної індукції в сердечнику, перетворювальні пристрої й ЕП з нелінійними вольт-амперними характеристиками.

Спотворення, які створюються синхронними генераторами та силовими трансформаторами, малі й не спричиняють істотного впливу на СЕП і роботу ЕП. Основною ж причиною спотворень є вентильні перетворювачі, електродугові сталеплавильні та руднотермічні печі, устаткування для дугового та контактного електрозварювання, перетворювачі частоти, індукційні печі, ряд електронних технічних засобів (телевізійні приймачі, обчислювальна техніка), газорозрядні лампи тощо. Хоч електронні прилади та газорозрядні лампи створюють під час роботи невисокий рівень гармонічних спотворень на виході, але загальна кількість таких ЕП велика.

У принципі будь-яку несинусоїдальну функцію, що задовольняє певним умовам, можна представити у вигляді суми деякої постійної величини та нескінченного ряду синусоїдальних величин із кратними частотами. Такі синусоїдальні складові називаються гармонічними складовими або гармоніками. Синусоїдальна складова, період якої дорівнює 50 Гц називається основною або першою гармонікою. Інші складові синусоїди з частотами з другої по n -ту називають вищими гармоніками.

Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги визначається відповідно до виразу

$$K_{Ui} = \frac{100}{U_H} \sqrt{\sum_{i=2}^{40} U_{n(i)}^2} \% ,$$

де n – номер гармонічної складової.

Коефіцієнт n -тої гармонічної складової напруги обчислюється у такий спосіб

$$K_{U(n)} = \frac{U_{n(i)}}{U_H} \cdot 100 \% ,$$

Фазна напруга n -тої гармоніки в розрахунковій точці мережі (точці приєднання нелінійного навантаження) визначається відповідно до виразу

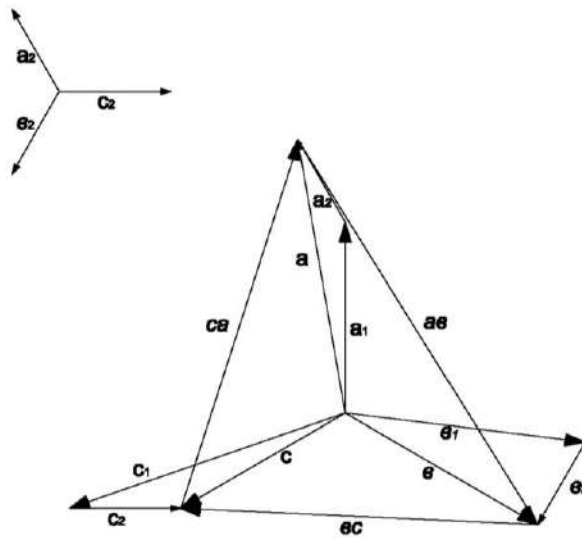
$$U_{(n)} = \frac{I_{(n)} n U_H^2}{S_{K3}} ,$$

де I_n – діюче значення фазного струму n -тої гармоніки;

S_{K3} – потужність КЗ в розрахунковій точці.

Основним джерелом *несиметрії напруг* у трифазних СЕП є однофазні ЕП. До таких споживачів належать індукційні та дугові електричні печі, тягові навантаження залізниць, виконані на змінному струмі, електрозварювальні агрегати, спеціальні однофазні навантаження,

Несиметрія напруг характеризується наявністю у трифазній електричній мережі напруг зворотної та нульової послідовностей. Ці складові, у загальному випадку, значно менші за величиною напруги прямої (основної) послідовності, але все-таки, накладення на систему прямої послідовності, наприклад, напруг зворотної послідовності, призводить до змін абсолютних значень фазних і міжфазних напруг (рис. 2.3).



Крім несиметрії, викликаной напругою зворотної послідовності, може виникати несиметрія від накладення на систему прямої послідовності напруг нульової послідовності. У цьому випадку в результаті зсуву нейтралі трифазної системи виникає несиметрія фазних напруг при збереженні симетричної системи міжфазних напруг (рис. 2.4).

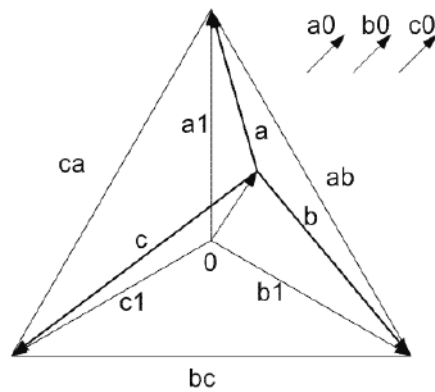


Рисунок 2.4 – Векторна діаграма напруг нульової послідовності

Коефіцієнти несиметрії напруг по зворотній і нульовій послідовностях обчислюються у такий спосіб

$$K_{2U} = \frac{U_{2(i)}}{U_{\text{н.мф}}} \cdot 100 \% , \quad K_{0U} = \frac{U_{0(i)}}{U_{\text{н.ф}}} \cdot 100 \% ,$$

де $U_{\text{н.мф}}$ – номінальне значення міжфазної напруги мережі;

$U_{\text{н.ф}}$ – номінальне значення фазної напруги мережі.

Природно, що коефіцієнт несиметрії напруг по нульовій послідовності визначається лише у чотирипровідній мережі.

До *провалів напруги* належить раптові значні зміни напруги в точці електричної мережі нижче рівня $0,9U_{\text{н}}$, за яким через проміжок часу від десяти мілісекунд до декількох десятків секунд має місце його відновлення до первинного або близького до нього рівня.

Характеристикою провалу напруги є його тривалість – $\Delta t_n = t_k - t_{\text{п}}$.

Імпульс напруги – різка зміна напруги в точці електричної мережі (при комутаціях, роботі розрядників тощо), за якою має місце відновлення напруги до первісного або близького до нього рівня. Величина спотворення напруги при цьому характеризується показником імпульсної напруги.

Тимчасова перенапруга – підвищення напруги в точці електричної мережі вище $1,1U_{\text{н}}$ та тривалістю понад 10 мс, що виникають у СЕП при комутаціях або КЗ.

Імпульс напруги та коефіцієнт тимчасової перенапруги стандартом не нормуються.

Звичайно значення перерахованих вище коефіцієнтів визначають як результат усереднення N спостережень за деякий інтервал часу, наприклад,

$$U_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N U_i^2}{N}}.$$

Відхилення частоти належить до загальносистемних показників якості електричної енергії та визначається як різниця між дійсним і номінальним значеннями частоти

$$\Delta f = f - f_n$$

або у процентному вигляді

$$\Delta f = \frac{f - f_n}{f_n} \cdot 100 \%.$$

У таблицях 2.1–2.3 наведено допустимі значення показників якості електричної енергії, згідно з діючим у нашій країні стандартом [4, 5].

Контроль якості електричної енергії в точках приєднання споживачів до СЕП загального призначення рекомендується проводити:

- для аналізу відхилень напруги – не рідше двох разів на рік, залежно від сезонної зміни навантажень у розподільній мережі ЦЖ;
- для інших показників – не рідше одного разу на два роки при відносній незмінності схеми мережі, складу та характеру електричних навантажень і споживачів, які погіршують якість електричної енергії.

Таблиця – 2.1 Нормування показників якості електричної енергії

Показник якості електричної енергії	Норми якості електричної енергії	
	нормально допустимі	гранично допустимі
Усталене відхилення напруги ΔU , %	± 5	± 10
Розмах зміни напруги ΔU_t , %		криві 1 та 2 на рис. 2.2
Доза флікера, в.о.	—	1,38; 1,0
Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U , %	за таблицею 2.2	
Коефіцієнт n -тої гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$, %	за таблицею 2.3	
Коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності K_{2U} , %	2	4
Коефіцієнт несиметрії напруг по нульовій послідовності K_{0U} , %	2	4
Тривалість провалу напруги Δt_n , с	—	30
Імпульсна напруга $U_{\text{імп}}$, кВ	—	—
Коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{\text{пер}}$, в.о.	—	—
Відхилення частоти Δf , Гц	$\pm 0,2$	$\pm 0,4$

Таблиця 2.2 – Значення коефіцієнта спотворення синусоїдальності кривої напруги

Нормально допустимі значення за U_n				Гранично допустимі значення за U_n			
0,38	6–20	35	110–330	0,38	6–20	35	110–330
8	5	4	2	12	8	6	3

Складність контролю якості електричної енергії значною мірою пов'язана з тим, що не всі нормовані показники можуть бути виміряні безпосередньо. Деякі з них необхідно розраховувати, й остаточне рішення щодо їх відповідності нормам можна приймати тільки за результатами статистичної обробки отриманих результатів. Зокрема це необхідно при аналізі несинусоїдальності напруг для оцінки значень всіх гармонік до 40-тої включно у межах допустимої точності.

Таблиця 2.3 – Значення коефіцієнта n -тої гармонійної складової напруги (у відсотках)

Номінальне значення напруги $U_{\text{ном}}$, кВ				
n^*	0,38	6–20	35	110–330
Непарні гармоніки, не кратні 3				
5	6,0	4,0	3,0	1,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0
11	3,5	2,0	2,0	1,0
13	3,0	2,0	1,5	0,7
17	2,0	1,5	1,0	0,5
19	1,5	1,0	1,0	0,4
23	1,5	1,0	1,0	0,4
25	1,5	1,0	1,0	0,4
>25	$0,2 + 1,3 \frac{25}{n}$	$0,2 + 0,8 \frac{25}{n}$	$0,2 + 0,6 \frac{25}{n}$	$0,2 + 0,2 \frac{25}{n}$
Непарні гармоніки, кратні 3**				
3	5,0	3,0	3,0	1,5
9	1,5	1,0	1,0	0,4
15	0,3	0,3	0,3	0,2
21	0,2	0,2	0,2	0,2
>21	0,2	0,2	0,2	0,2
Парні гармоніки				
2	2,0	1,5	1,0	0,5
4	1,0	0,7	0,5	0,3
6	0,5	0,3	0,3	0,2
8	0,5	0,3	0,3	0,2
10	0,5	0,3	0,3	0,2
12	0,2	0,2	0,2	0,2
>12	0,2	0,2	0,2	0,2
* – n – номер гармонійної складової напруги.				
** – нормально допустимі значення, наведені для n , рівних 3 та 9, визначені для однофазних електричних мереж. У трифазних трипровідних електричних мережах ці значення приймають удвічі меншими, відносно наведених у таблиці				

Щоб зрозуміти, чому в сучасній електроенергетиці питанням забезпечення нормованої якості електричної енергії приділяється така велика увага, стисло розглянемо, якою мірою показники якості впливають на техніко-економічні характеристики роботи ЕП.

Зміна напруги щодо його номінального значення впливає на режим роботи, продуктивність, техніко-економічні показники ЕП й елементів

систем забезпечення споживачів електричною енергією. Залежність активного та реактивного навантажень від напруги при постійній частоті струму, називається статичною характеристикою навантаження по напрузі. Таким чином, дана характеристика відбиває властивість ЕП змінювати споживання активної та реактивної потужностей при зміні напруги, яку до них підведено.

Наприклад, АД і СД при зміні напруги, яку до них підведено, одночасно змінюють швидкість обертання n . Наслідком цього є зміна продуктивності механізмів, які приводяться у роботу даним двигуном, що може позначитися на якості технологічних процесів. Крім цього, від величини підведеної напруги залежать обертаючий момент на валу двигуна M і споживана їм активна потужність P – рис. 2.5.

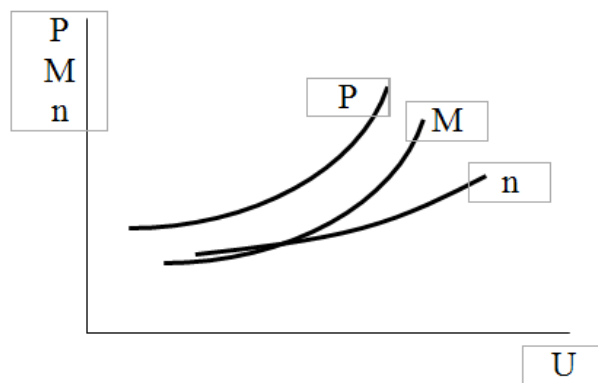


Рисунок 2.5 – Залежність експлуатаційних характеристик двигуна від підведеної напруги

Активна потужність, що споживається АД орієнтовно можна оцінити у такий спосіб [6]

$$P_{\text{АД}} = K_3 P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{н}} (1 + K_p),$$

$$K_p = (11,84K_3^3 - 18,25K_3^2 + 3,9K_3) \delta U^3 + (-2,67K_3^3 + 9,5K_3^2 - 3,08K_3 + 1) \delta U^2 +$$

$$+ (-2,35K_3^3 + 1,55K_3^2 - 0,81K_3 + 0,85) \delta U,$$

$$\delta U = \frac{U - U_{\text{н}}}{U_{\text{н}}}.$$

де K_3 – коефіцієнт завантаження двигуна.

Реактивна потужність намагнічування Q_μ та розсіювання Q_s АД також залежать від напруги. При цьому залежність сумарної споживаної реактивної потужності від напруги має досить складну форму (рис. 2.6).

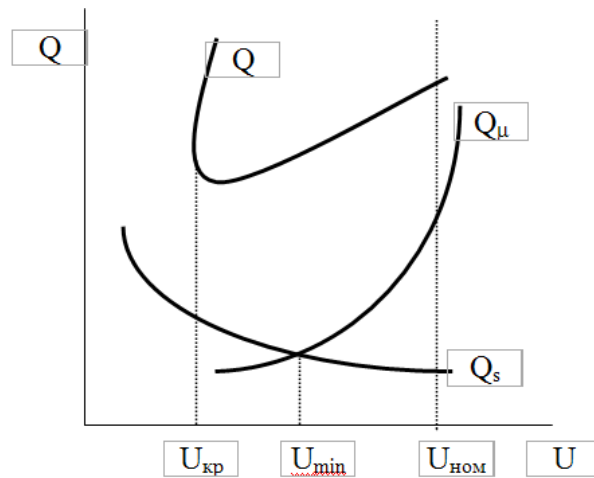


Рисунок 2.6 – Залежність споживаної АД реактивної потужності від напруги

При підвищенні напруги на затискачах двигуна зростає струм статора, що викликає небажане перевантаження обмотки та збільшення споживання з мережі реактивної потужності за рахунок збільшення Q_μ . Зниження напруги нижче деякого критичного значення $U_{кр}$ приводить до зниження обертаючого моменту до рівня, що може бути недостатній для приведення в дію механізмів, зростає ковзання та двигун гальмується. При цьому збільшується споживання реактивної потужності за рахунок складової Q_s , що може бути причиною серйозної аварії, яка отримала назву лавини напруг.

Рівень напруги впливає не тільки на роботу споживачів, але й на елементи самої електричної системи. У ЛЕП зі збільшенням напруги збільшуються втрати на корону – $\Delta P_{кор} = U^2 g_0 L$, зростає зарядна потужність – $Q_z = U^2 b_0 L$, але знижуються навантажувальні втрати активної та реактивної потужностей. У трансформаторах зі збільшенням напруги збільшується і струм намагнічування, що призводить до викривлення кривої струму намагнічування та появи струмів вищих гармонік. Це, відповідно, викликає зростання втрат активної потужності в сердечнику та його додаткове нагрівання.

Для дотримання вимог щодо допустимих відхилень напруги, в електричних мережах повинно здійснюватися регулювання напруги, що полягає у зміні її рівнів за допомогою спеціальних технічних засобів. Рішення даного завдання може бути реалізовано двома шляхами. Централізоване регулювання напруги передбачає можливість зміни рівнів напруги одночасно у великої групи ЕП. Місцеве регулювання напруги припускає локальний вплив на режим напруги, тобто тільки для окремих споживачів або їхніх відносно невеликих груп.

Для регулювання напруги, у загальному випадку, можуть бути використані такі технічні засоби як генератори електростанцій, що входять, наприклад, у структуру СЕП великих промислових підприємств; трансформатори (автотрансформатори) з РПН понижувальних підстанцій; розподільні трансформатори з переключенням без збудження (ПБЗ); СК; СД, обладнані автоматичними регуляторами збудження; регульовані КБ; лінійні регулятори напруги.

Очевидно, що деякі з перерахованих технічних засобів завжди присутні у структурі систем забезпечення споживачів електричною енергією та мова йде лише про їхнє раціональне застосування з метою регулювання напруги у споживачів. Доцільність використання інших пристроїв вимагає спеціального техніко-економічного обґрунтування. При цьому очевидно, що їхнє застосування необхідно лише у тих випадках, коли централізованим шляхом не вдається забезпечити необхідну якість електричної енергії для усіх ЕП.

Механізм регулювання напруги при використанні різних технічних засобів зручно проаналізувати на підставі загального рівняння, що описує режим напруг в електричній мережі

$$U_2 = U_1 \pm E - \frac{PR + (Q - Q_k)(X - X_c)}{U_n}, \quad (2.1)$$

де U_2 – напруга на затискачах ЕП;

U_1 – напруга на шинах джерела живлення;

E – надбавка напруги, створювана регулюючим пристроєм;

P, Q – параметри навантаження;

Q_k, X_c – параметри пристроїв, відповідно, поперечної та повздовжньої компенсації.

Напруга на шинах джерела живлення U_1 регулюється генераторами електричних станцій; добавка напруги E може створюватися трансформаторами ЦЖ $E_{\text{П}}$, розподільними трансформаторами $E_{\text{Т}}$, лінійними регуляторами $E_{\text{Л}}$; зміною рівнів генерації реактивної потужності Q_k , що забезпечується, здебільш, СК, СД і батареями статичних конденсаторів поперечного включення; зміною параметрів мережі X_c , що пов'язано з використанням повздовжньої компенсації.

Відхилення напруги на шинах генераторів більш ніж на 5 % щодо номінального значення вимагає зміни його вихідної потужності. Тому використання генераторів як засобу регулювання напруги, наприклад у СЕП промислових підприємств, досить обмежено.

Трансформатори з ПБЗ випускаються, здебільше, з чотирма додатковими відгалуженнями (рис. 2.7).

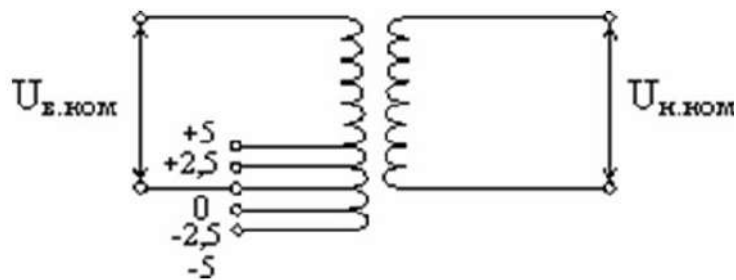


Рисунок 2.7 – Принцип функціонування трансформатора з ПБЗ

Основне відгалуження відповідає номінальній напрузі первинної обмотки трансформатора $U_{\text{НВ}}$. Для понижуючих трансформаторів ця напруга відповідає його номінальній напрузі. При такому положенні регульовального відгалуження трансформатор працює з номінальним коефіцієнтом трансформації.

Номінальна напруга вторинної обмотки розподільних трансформаторів на 5 % вище номінальної напруги мережі. Таким чином, змінюючи

відгалуження трансформатора з ПБЗ можна одержати добавки напруги, які зазначено у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Добавки напруги трансформаторів із ПБЗ 6–10/0,4 кВ

Регульовальне відгалуження		Добавки напруги	
номер	%	Точне значення	Округлене значення
1	+5	0,25	0
2	+2,5	2,7	2,5
3	0	5,26	5
4	-2,5	7,96	7,5
5	-5	10,8	10

Щоб перемкнути регульовальне відгалуження в трансформаторі з ПБЗ його необхідно відключити від мережі. Звичайно такі перемикання здійснюються тільки при сезонних змінах навантажень.

Зараз практично всі трансформатори, встановлювані на понижуючих підстанціях (ЦЖ), оснащені пристроєм РПН. Дані трансформатори мають спеціальний перемикаючий пристрій, а також збільшене число регульовальних відгалужень, а, отже, і діапазон регулювання напруги. Наприклад, трансформатори з номінальною напругою основного відгалуження обмотки ВН 115 кВ, звичайно мають діапазон регулювання $\pm 16\%$ (18 позицій по 1,78 % кожна).

Обмотка ВН трансформатора складається з двох частин (рис. 2.8): нерегульованої (а) та регульованої (б).

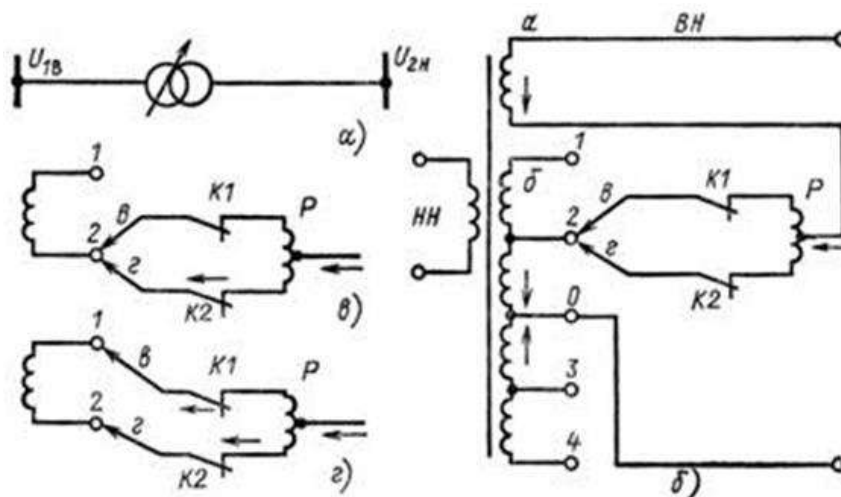


Рисунок 2.8 – Принципова схема трансформатора з РПН

На регульованій частині є ряд відгалужень із нерухомими контактами 1–4. Відгалуження 1 та 2 відповідають частині витків, підключених згідно з витками основної обмотки. При підключенні цих додаткових витків коефіцієнт трансформації збільшується. Відгалуження 3 та 4 відповідають частині витків, підключених зустрічно стосовно витків основної обмотки. Їхнє підключення зменшує коефіцієнт трансформації, тому що компенсує дію частини витків основної обмотки.

Перемикаючий пристрій розташований на регульованій частині обмотки, який складається з рухливих контактів (в та г), нерухомих контактів К1, К2 та реакторів Р. Середина обмотки реактора з'єднана з нерегульованою частиною обмотки (а) трансформатора. При нормальному режимі роботи струм навантаження обмотки ВН розподіляється нарівно між половинами обмотки реактора. Тому магнітний потік малий і втрата напруги на реакторі незначна.

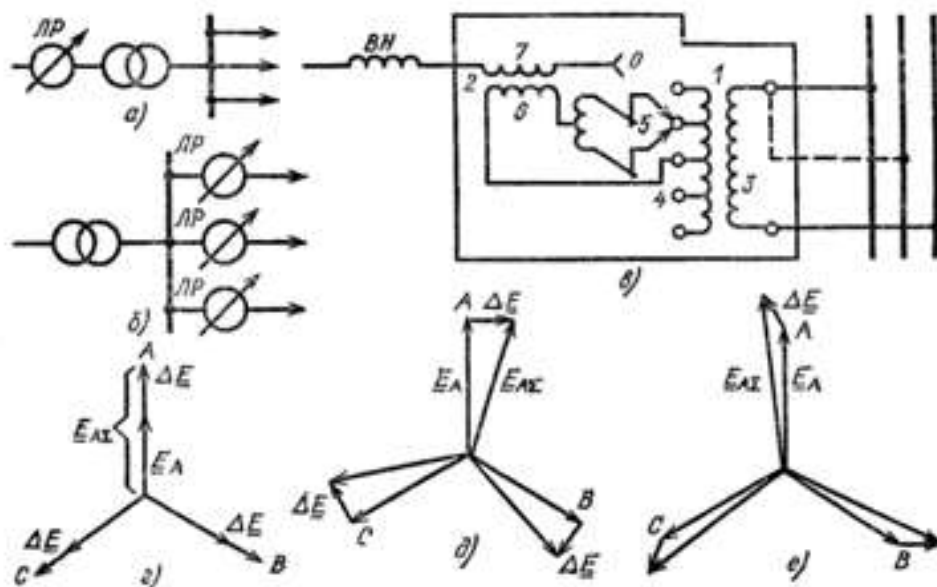
Припустимо, що потрібно перемкнути РПН із відгалуження 2 на відгалуження 1. Для цього необхідно послідовно відключають контактор К1, перевести рухливий контакт (в) на відпайку 1 та знову включити контактор К1. При цьому протягом короткого часу секція 1–2 обмотки виявляється замкнутою на реактор Р. Велика індуктивність реактора обмежує зрівняльний струм, що виникає внаслідок наявності напруги на секції 1–2 обмотки. Після цього відключають контактор К2, переводять рухливий контакт 2 у положення 1 та знову включають контактор К2.

Автотрансформатори раніше випускалися з пристроєм РПН, вбудованим у нейтраль. При цьому зміна коефіцієнта трансформації між обмотками ВН і середньої напруги (СН) й обмотками ВН і НН не можна здійснювати незалежно один від одного. На даний час РПН вбудовується на лінійному кінці обмотки СН. Це дає можливість змінювати під навантаженням коефіцієнт трансформації тільки для обмоток ВН – СН. Якщо необхідно змінювати під навантаженням також коефіцієнт трансформації між обмотками ВН і НН, то послідовно з обмоткою НН автотрансформатора

необхідно встановити лінійний регулятор. Економічно таке рішення виявляється більше привабливим у порівнянні з виготовленням автотрансформаторів із двома вбудованими пристроями РПН.

Лінійні регулювальні трансформатори та послідовні регулювальні (вольтододаткові) трансформатори ВДТ застосовуються для регулювання напруги в окремих розподільних лініях або в групі ліній. Зокрема, вони можуть використовуватися у діючих мережах, у яких встановлено трансформатори без РПН, або в ситуаціях, коли регулювальна здатність трансформаторів недостатня.

Лінійний регулювальний трансформатор включає послідовний трансформатор і трансформатор живлення. Первинна обмотка 3 трансформатора живлення може одержувати живлення від різних фаз мережі (рис. 2.9).



- а), б) схеми підключення лінійного регулятора в електричну мережу;
 в) схема з'єднань обмоток лінійного регулятора;
 г) векторна діаграма напруги регулювання по модулю;
 д) векторна діаграма напруги регулювання по фазі;
 е) векторна діаграма напруги регулювання по модулю й фазі

Рисунок 2.9 – Лінійний регулятор напруги

У вторинній обмотці 4 трансформатора живлення встановлено пристрій 5 аналогічний РПН. Один вихід первинної обмотки 6 послідовного

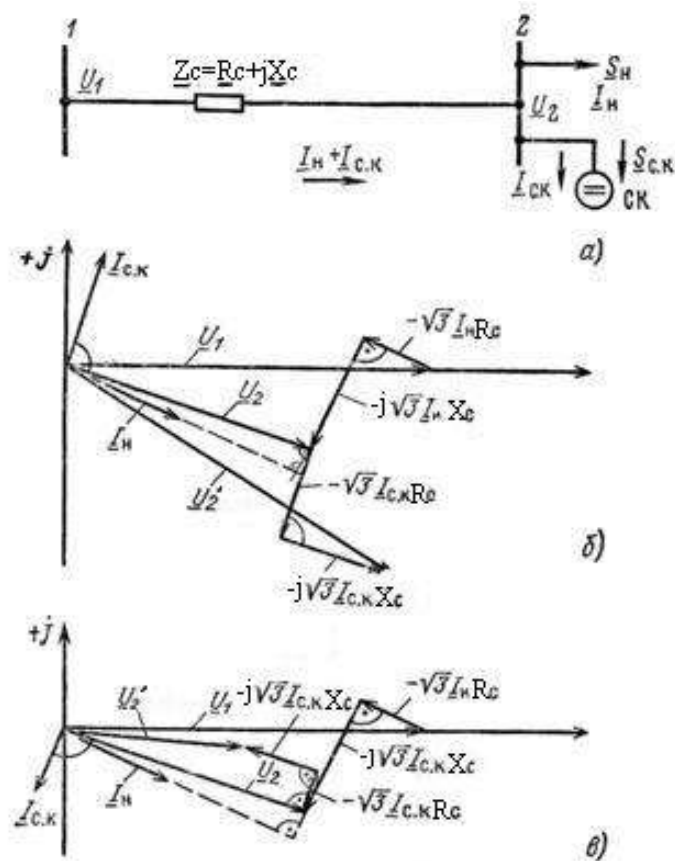
трансформатора підключено до середньої точки 4 вторинної обмотки трансформатора живлення, а інший вивід – до перемикаючого пристрою 5. Вторинна обмотка 7 послідовного трансформатора з'єднана послідовно з обмоткою ВН силового трансформатора. При цьому створювана в обмотці 7 додаткова ЕРС підсумується з ЕРС в обмотці ВН силового трансформатора.

Якщо на первинну обмотку 3 трансформатора живлення подається напруга фази A , то ЕРС обмотки ВН силового трансформатора за рахунок РПН змінюється по модулю (рис. 2.9а). При цьому $E_{A\Sigma} = E_A + \Delta E$. Таке регулювання напруги називається поздовжнім. Якщо обмотка 3 підключається до фаз B та C , то результуюча ЕРС обмотки ВН 7 силового трансформатора змінюється по фазі (рис. 2.10б) $\overline{E}_{A\Sigma} = \overline{E}_A + \overline{\Delta E}$. Даний спосіб регулювання напруги називається поперечним. Регулювання напруги по модулю та фазі називається повздовжно-поперечним (рис. 2.9в). У цьому випадку обмотка 3 підключена до фаз A та B .

У СЕП використовуються трифазні лінійні регулятори потужністю 400...630 кВ·А з РПН $\pm 10\%$ з числом регулювальних відгалужень 12, а трансформатори потужністю 1000...6300 кВ·А з РПН $\pm 10\%$ та з 16 відгалуженнями для регулювання напруги.

З виразу (2.1) видно, що втрата напруги залежить від потоків активної та реактивної потужностей. Величина активної потужності, що передається, залежить від параметрів споживача та не може довільно змінюватися. У той же час, потоки реактивної потужності можна регулювати за рахунок використання спеціальних компенсуючих пристроїв, що, таким чином, впливають на складову $Q_n X_c$ та, відповідно, на величину втрати напруги. Таким чином, регулювання напруги здійснюється за рахунок зміни потоків реактивної потужності, для чого найчастіше застосовуються СК і КБ поперечного включення.

Застосування СК для цілей регулювання напруги ілюструється векторною діаграмою наведеною на рис. 2.10.



- а) схема включення СК;
 б) векторна діаграма роботи СК у режимі перезбудження;
 в) векторна діаграма роботи СК у режимі недозбудження

Рисунок 2.10 – Принцип регулювання напруги при використанні СК

СК працюють як у режимі перезбудження (генеруючи реактивну потужність у мережу), так й у режимі недозбудження (споживаючи реактивну потужність). При цьому $Q_{СК}^{\text{недоз}} = 0,5Q_{нСК}$. Даний режим доцільно використовувати, коли виникає необхідність знизити напругу в мережі, наприклад, у режимі мінімальних навантажень.

Із наведених векторних діаграм (рис. 2.10б та 2.10в) видно, що до включення СК

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \sqrt{3}\underline{I}_n \underline{Z}_c = \underline{U}_1 - \sqrt{3}\underline{I}_n R_c - j\sqrt{3}\underline{I}_n X_c.$$

після включення СК

$$\underline{U}_2' = \underline{U}_1 - \sqrt{3}(\underline{I}_n - \underline{I}_{СК}) \underline{Z}_c = \underline{U}_1 - \sqrt{3}\underline{I}_n R_c - j\sqrt{3}\underline{I}_n X_c + \sqrt{3}\underline{I}_{СК} R_c + j\sqrt{3}\underline{I}_{СК} X_c.$$

У режимі перезбудження струм $I_{СК}$ на 90° випереджає напругу U_2 . При цьому модуль напруги підвищується з U_2 до U_2' (рис. 2.10б). У режимі недозбудження струм $I_{СК}$ відстає на 90° від напруги U_2 (тобто змінює свій знак на протилежний). У цьому режимі модуль напруги змінюється (зменшується) з U_2 до U_2' (рис. 2.10в).

Якщо наприкінці ділянки мережі необхідно підняти напругу з рівня U_2 до величини U_2' , то необхідна для цього потужність СК визначається у такий спосіб

$$U_2' - U_2 = -\frac{P_{\text{н}}R_c + Q_{\text{н}}X_c}{U_2'} + \frac{P_{\text{н}}R_c + Q_{\text{н}}X_c}{U_2} + \frac{Q_{\text{СК}}X_c}{U_2'}.$$

Тоді

$$Q_{\text{СК}} = \frac{(U_2' - U_2)[U_2'U_2 - (P_{\text{н}}R_c + Q_{\text{н}}X_c)]}{U_2X_c}. \quad (2.2)$$

Зазвичай на практиці для рішення даного завдання використовується більш просте рівняння, що випливає з (2.2) при прийнятті ряду припущень

$$Q_{\text{СК}} = \frac{U_2' - U_2}{X_c} U_2'.$$

КБ дають змогу тільки підвищувати напругу в мережі. Векторна діаграма, що відповідає розміщенню КБ поперечного включення наприкінці ділянки лінії, представлена на рис. 2.11. Зрозуміло, що при цьому принцип зміни рівня напруги аналогічний тому, який має місце при використанні СК в режимі перезбудження.

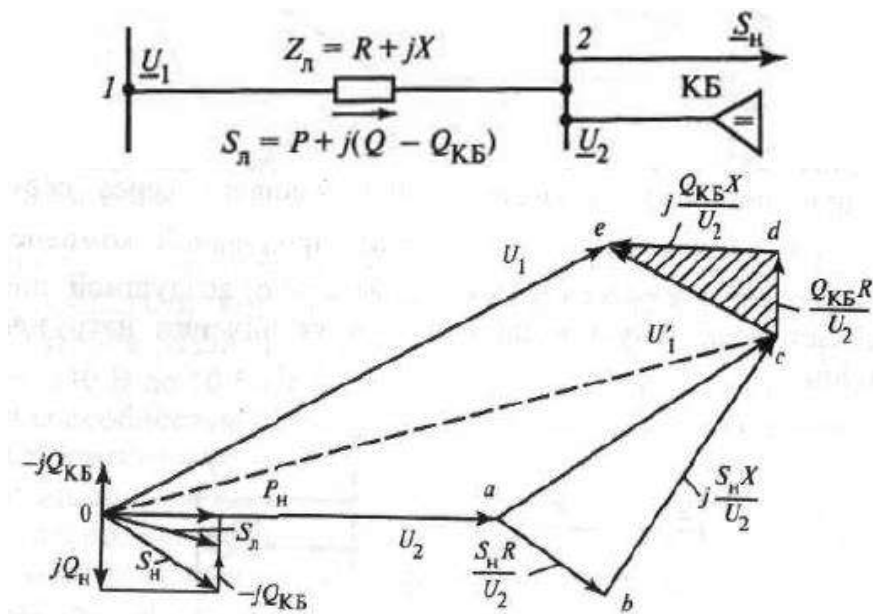


Рисунок 2.11 – Принцип регулювання напруги при використанні КБ

2.2 Регулювання напруги у системах електропостачання

Завдання не лише надійного, але і якісного електропостачання споживачів є одними з найбільш важливих для розподільних енергокомпаній. Ці питання вирішуються у процесі комплексного керування режимами розподільних мереж, що дає можливість реалізувати найбільш економічні умови функціонування систем забезпечення споживачів електричною енергією.

При керуванні режимами розподільних мереж одним із принципових завдань є визначення регулювальних відгалужень розподільних трансформаторів із ПБЗ, законів регулювання напруги на трансформаторах із РПН ЦЖ, а також оцінка необхідності використання додаткових (місцевих) засобів регулювання напруги (КБ, лінійних регуляторів напруги, тощо).

Складність вирішення зазначеного завдання полягає в тому, що аналіз режиму напруг необхідно проводити одночасно для всієї сукупності ЕП електричних мереж, що живляться від трансформатора ЦЖ, включаючи мережі середньої напруги, розподільні трансформатори та приєднані до них низьковольтні лінії. Передбачається, що у будь-якій точці мережі середньої

напруги може бути підключено розподільний трансформатор, і у будь-якій мережі НН може бути приєднано ЕП.

У якості критерію коректності прийнятих рішень розглядається виконання умови, що для будь-якого режиму відхилення напруги у кожного ЕП V_{it} буде перебувати в діапазоні $V^- \leq V_{it} \leq V^+$, де V^-, V^+ – нижня та верхня межі гранично допустимих відхилень напруги.

У найпростішому випадку передбачається, що всі навантаження є трифазними, симетричними та розглядаються лише граничні режими максимальних і мінімальних навантажень. Очевидно, що такий аналіз за двома граничними станами відповідатиме дійсності лише у випадку однорідності електричних навантажень. За цих припущень, вважається, що коли рівні напруги як у режимі максимальних, так і у режимі мінімальних навантажень будуть перебувати в допустимих межах, то автоматично й у всіх інших режимах напруга буде відповідати встановленим нормам.

Забезпечення допустимих рівнів напруги у ЕП за рахунок засобів централізованого регулювання у принципі може бути забезпечено лише при виконанні ряду вимог. Зокрема, втрата напруги в розподільній і низьковольтній мережах не повинна виходити за допустимі межі.

У СЕП промислових підприємств звичайно не виникає труднощів із обмеженням втрат напруги, що пов'язано з відносно малою довжиною мереж даного класу. Інша ситуація складається у СЕП міст, і особливо агропромислового комплексу.

Для компенсації добових змін навантажень, а відповідно – і втрат напруги, повинні бути коректно вибрані уставки регулятора напруги (РПН) трансформатора в ЦЖ, що визначають, по суті, рівень напруги на його шинах. Найбільш ефективним з позиції оптимізації режиму напруг є здійснення у ЦЖ так званого зустрічного регулювання напруги. У цьому випадку в період максимуму навантажень рівень напруги в ЦЖ підвищується, а в період мінімуму навантажень – знижується. Діапазон

регулювання напруги при цьому визначається діапазоном зміни втрат напруги у всіх елементах мережі.

Вибір закону регулювання напруги в ЦЖ здійснюють разом із вибором регулювальних відгалужень розподільних трансформаторів, у процесі аналізу граничних режимів напруги в ряді характерних точок мережі. При виборі відгалужень розподільних трансформаторів виходять із того, що добавки напруги, які ними створюються, повинні компенсувати втрату напруги в розподільній мережі. Таким чином, як тільки у режимі максимальних навантажень виконується умова $\Delta U'_m \geq E_{ст}$, на найближчому наступному розподільному трансформаторі необхідно відповідним чином змінити регулювальне відгалуження.

На рис. 2.12а наведено фрагмент електричної мережі з зазначенням характерних контрольних точок і епюри зміни напруг для граничних режимів. На осі абсцис наведено величини втрати напруги, на осі ординат – відповідні значення її відхилень. Контрольними точками є:

- *A* – шини НН ТП найближчого до шин 6...10 кВ ЦЖ (наприклад, трансформатора власних потреб);
- *B* – шини ВН віддаленого розподільного трансформатора;
- *C* – шини НН віддаленого розподільного трансформатора, включаючи в тому числі точку приєднання найближчого ЕП низьковольтної мережі;
- *D* – найбільш віддалений від джерела живлення ЕП мережі НН.

При цьому передбачається, що в мережі відсутні високовольтні ЕП.

На рис. 2.12б наведено епюру змін напруги у режимі максимальних навантажень. Видно, що у частини низьковольтних ЕП напруга виходить за нижній допустимий рівень. Для усунення даної ситуації можливо як підвищити рівень напруги на шинах ЦЖ, так і змінити регулювальне відгалуження розподільного трансформатора. Однак підвищення напруги на ЦЖ може призвести до того, що відхилення напруги на шинах НН найближчого ТП (точка *A*) може перевищити верхній допустимий рівень.

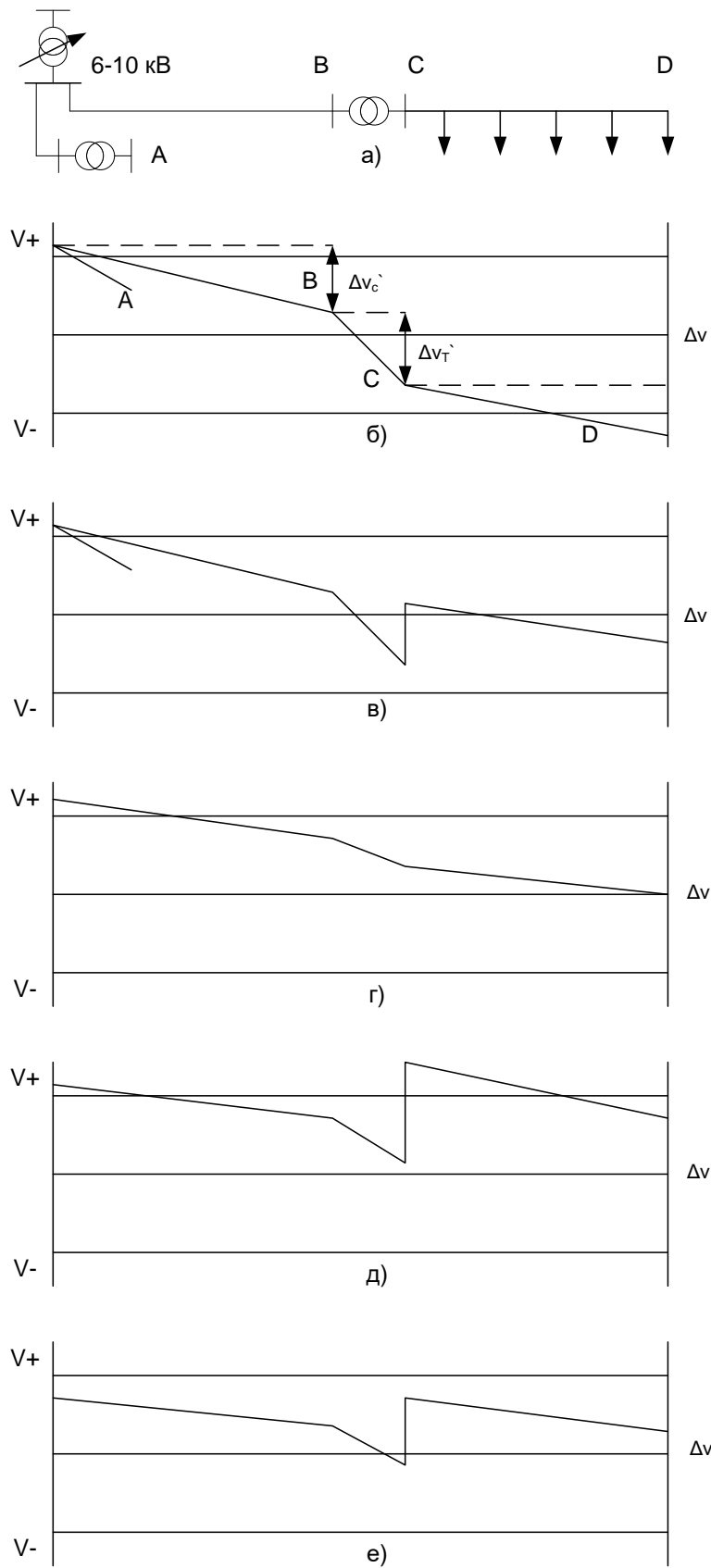


Рисунок 2.12 – Епюри зміни напруг у характерних точках розподільної мережі

У той же час, як свідчить рис. 2.12в зміни відгалуження розподільного трансформатора достатньо, щоб напруга на затискачах всіх його низьковольтних ЕП знаходилася у допустимих межах.

Разом із тим для остаточного прийняття такого рішення необхідно проаналізувати й інший граничний режим, що відповідає мінімальним навантаженням мережі. На рис. 2.12г наведено епюру, що відображає характер зміни напруги в характерних точках мережі для режиму мінімальних навантажень. У цьому випадку втрати напруги у всіх елементах мережі будуть істотно менше у порівнянні з режимом максимальних навантажень.

Якщо рівень напруги на шинах ЦЖ у режимі мінімальних навантажень буде таким, як і у режимі максимальних навантажень, то при новому визначеному регулювальному відгалуженні розподільного трансформатора відхилення напруги (рис. 2.12д) на затискачах ЕП, розташованих на початку мережі НН, перевищить верхній допустимий рівень V^+ . Щоб уникнути цього, напруга на шинах ЦЖ у режимі мінімальних навантажень повинна бути нижчою у порівнянні з тією, що використовувалась у режимі максимальних навантажень (рис. 2.12е). Таким чином, для забезпечення необхідних рівнів напруги в мережі повинно здійснюватися зустрічне регулювання напруги.

Аналіз рівнів напруги в розглянутих контрольних точках мережі для двох граничних режимів дає змогу визначити закон регулювання напруги (необхідні добавки напруги) у ЦЖ у функції сумарного навантаження трансформатора ЦЖ. Для цієї мети запропоновано декілька досить простих правил.

У загальному випадку рівняння балансу напруг може бути представлено у такий спосіб

$$V = E_{\Pi} + E_T - \beta(\Delta U_m + \Delta U_T + \Delta U_n),$$

де β – відображає співвідношення мінімального та максимального навантажень на шинах ЦЖ, $\beta = \frac{I_{\min}}{I_{\max}}$;

$\Delta U_{\text{м}}$ – втрата напруги в розподільній мережі до відповідного розподільного трансформатора;

$\Delta U_{\text{т}}$, $\Delta U_{\text{н}}$ – усереднені значення втрати напруги відповідно в розподільних трансформаторах і мережах НН.

Величина добавки напруги в режимі максимальних навантажень $E'_{\text{п}}$ обмежена верхнім допустимим рівнем відхилення напруги на затискачах ЕП, технічними можливостями регулювання напруги в ЦЖ, умовами нормальної роботи ліній середньої напруги. При виконанні цих умов значення $E'_{\text{п}}$ вибирається таким, щоб відхилення напруги на шинах 0,4 кВ найближчого ТП (точка А на рис. 2.13) не перевищувала верхнього допустимого рівня V^+

$$E'_{\text{п}} \leq V^+ - E_{\text{т}} + \Delta U_{\text{м}} + \Delta U_{\text{т}}.$$

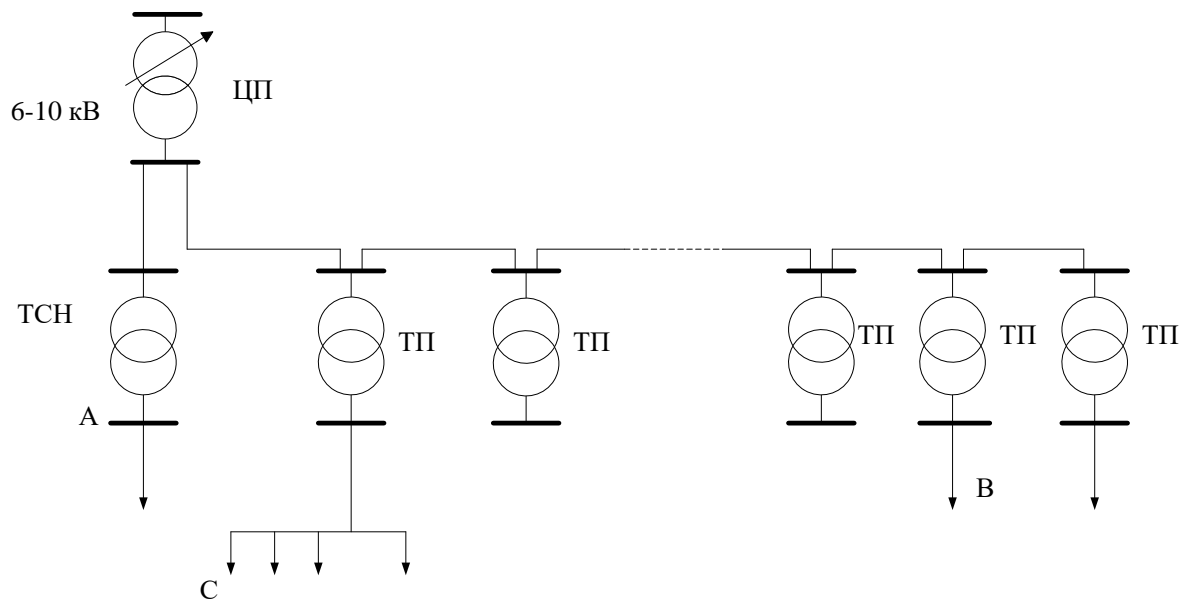


Рисунок 2.13 – Фрагмент розподільної мережі

При цьому часто приймають, що $\Delta U_{\text{м}} = 0$ та $E_{\text{т}} = 0$, зокрема, у припущенні, що найближчий розподільний трансформатор (наприклад, трансформатор власних потреб) підключено безпосередньо до шин ЦЖ.

Для режиму мінімальних навантажень існує дві контрольні точки. Необхідно, щоб у першого ТП, що має максимальну добавку напруги $E_{T\max}$, напруга на його шинах 0,4 кВ (точка B на рис. 2.13) не перевищила верхнього допустимого рівня V^+

$$E_{\Pi(B)}^{//} = V^+ - E_T + \beta(\Delta U_M + \Delta U_T).$$

Крім цього потрібно, щоб в останнього ТП із мінімальною добавкою напруги $E_{T\min}$, напруга у найбільш віддаленого низьковольтного споживача (точка C на рис. 2.13) не була нижчою за мінімально допустиме значення відхилень напруги V^-

$$E_{\Pi(H)}^{//} = V^- - E_T + \beta(\Delta U_M + \Delta U_T + \Delta U_H).$$

Використовуючи отримані дані (характеристики точок $E_{\Pi}^{'}$, $E_{\Pi(B)}^{//}$, $E_{\Pi(H)}^{//}$) для умовної електричної мережі (рис. 2.13) можна визначити умовний закон регулювання напруги у ЦЖ, що графічно представлено на рис. 2.14.

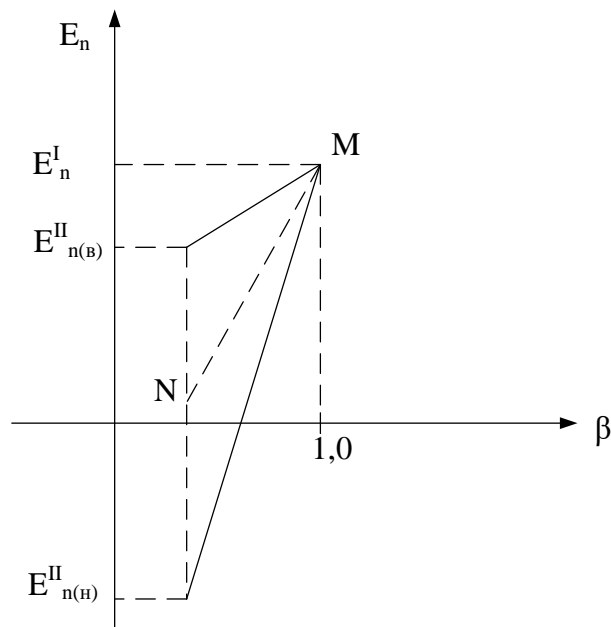


Рисунок 2.14 – Закон регулювання напруги в ЦЖ

Для його практичної реалізації логічно використати будь-яку пряму, що виходить із точки $E_{\Pi}^{'}$ та лежить усередині кута $E_{\Pi(B)}^{//}$, $E_{\Pi}^{'}$, $E_{\Pi(H)}^{//}$,

наприклад, пряму MN . Дана характеристика дає змогу визначити необхідну добавку напруги у ЦЖ залежно від відносного завантаження β трансформатора ЦЖ.

Технічно й економічно неможливо здійснювати постійний контроль показників якості електричної енергії на затискачах всіх ЕП споживачів або в точках підключення внутрішньоквартирних мереж. У зв'язку з цим відповідні вимірювання здійснюються у певних характерних (контрольних) точках електричної мережі. Вибір зазначених точок повинен дати змогу за отриманими там даними вимірювань з високою вірогідністю відобразити якість електричної енергії й на затискачах ЕП. Наприклад, для оцінки режиму напруг у якості таких точок контролю звичайно розглядаються низьковольтні вводи до споживачів, шини НН ТП, шини НН ЦЖ.

Однак до рівня напруги у цих точках не можуть бути застосовані вимоги діючого стандарту, оскільки від розглянутих точок до затискачів ЕП має місце втрата напруги. Таким чином, для зазначених точок мережі залежно від режиму адекватними будуть вважатися різні допустимі значення відхилень напруг, які лежать у діапазонах:

- $V'_{T \min} - V'_{T \max}$ – для режиму максимальних навантажень;
- $V''_{T \min} - V''_{T \max}$ – для режиму мінімальних навантажень.

Діапазони допустимих відхилень напруги у контрольній точці, які відповідають режимам (граничним) максимальних і мінімальних навантажень можуть перетинатися (рис. 2.15а), утворюючи загальну зону δV . У цьому випадку, якщо відхилення напруги у контрольній точці у всіх режимах перебувають у межах цієї зони, то можна бути певним, що відхилення напруги в споживача у будь-якому режимі буде перебувати в допустимих межах. Якщо ж зони допустимих відхилень напруги не перетинаються (рис. 2.15б), то судити про допустимість відхилень напруги в споживачів, знаючи напругу в контрольній точці, можна лише беручи до уваги величину навантаження у момент контролю.

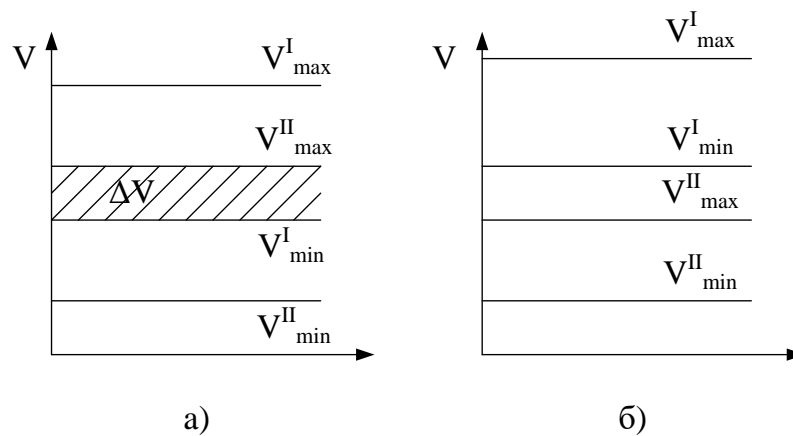


Рисунок 2.15 – Аналіз відхилень напруги в контрольних точках мережі

Таким чином, зміни параметрів режиму електричної мережі, які є випадковими величинами, по суті й визначають рівні напруги на затискачах ЕП. Відповідно за цих умов оцінка показників, що характеризують якість електричної енергії, повинна здійснюватися на основі ймовірнісно-статистичних методів.

Найбільш повну характеристику випадкових величин дають закони їх розподілу. Статистичний аналіз експериментальних даних свідчить, що розподіл відхилень напруги описується за допомогою нормального закону розподілу, основними характеристиками якого є математичне очікування $m_{\delta V}$ та середньоквадратичне відхилення $\sigma_{\delta V}$. Для зручності аналізу результатів вимірювань і спрощення конструкції приладів контролю неперервні випадкові величини, якими є показники якості електричної енергії, заміняють дискретними послідовностями їх випадкових значень.

Зручною формою подання інформації про зміну випадкової величини є гістограма (рис. 2.16). Для цього весь діапазон вимірювань, наприклад, відхилень напруги ділиться на рівні інтервали шириною δV . Будь-який інтервал характеризується величиною відхилення напруги V_i , що відповідає його середині, і ймовірністю (частотою) потрапляння відхилень напруги в кожен інтервал $p_i = \frac{n_i}{n_{\Sigma}}$.

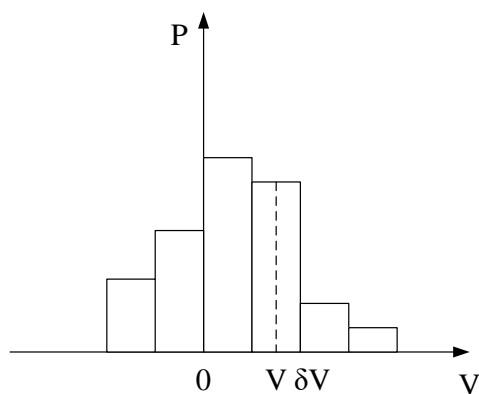


Рисунок 2.16 – Гістограма відхилень напруги

На основі гістограми в принципі можна одержати відповіді на питання щодо якості електричної енергії в точці контролю, причин порушення й основних заходів щодо підвищення її якості. Математичне очікування відображає середній рівень відхилень напруги в розглянутій точці, а середньоквадратичне відхилення характеризує розкид відхилень напруги від математичного очікування. Інтегральна ймовірність потрапляння відхилень напруги в інтервал $m_{\delta V} \pm 2\sigma_{\delta V}$ становить 0,95. Це означає, що для задоволення вимог діючого стандарту на якість електричної енергії значення $\sigma_{\delta V}$ не повинне перевищувати $\frac{1}{4}$ ширини допустимого діапазону відхилень напруги ($\pm 5\%$), тобто $2,5\%$.

Стандарт на якість електричної енергії встановлює величину інтервалів усереднення та мінімальну кількість N_{min} вимірів дискретних значень показників якості електричної енергії. Зазначені вимоги дають змогу обчислити, наприклад, середнє значення напруги $U_{сер}$, як результат усереднення N ($N \geq 18$) спостережень рівня напруги U_i за інтервал часу 1 хв

$$U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N U_i^2}{N}},$$

де U_i – значення напруги в i -му спостереженні.

Після цього обчислюють значення сталого відхилення напруги у %

$$\Delta U = \frac{U - U_{\text{н}}}{U_{\text{н}}} \cdot 100 \% .$$

Зібрані за мінімальний розрахунковий період значення показників якості електричної енергії обробляються методами математичної статистики, та визначається ймовірність їх відповідності нормам стандарту.

Статистичні показники, знайдені за результатами вимірювань відхилень напруги, дають можливість деякою мірою судити про правильність вибору відгалужень розподільних трансформаторів й обґрунтувати визначення уставок автоматичних регуляторів напруги в ЦЖ. Для цієї мети необхідно проаналізувати зміну таких показників, як середнє значення відхилень напруги, середньоквадратичне відхилення даної характеристики, ймовірність потрапляння відхилень напруги в допустимі діапазони, визначені для режимів максимальних і мінімальних навантажень на шинах НН розподільних трансформаторів уздовж лінії розподільної мережі.

Зокрема, за ймовірністю потрапляння в допустимі діапазони можна судити в цілому про якість напруги. Зміна середньоквадратичного відхилення характеризує переважно правильність вибору закону регулювання напруги (достатність його глибини) або його середній рівень у ЦЖ. За середньою величиною відхилень напруги можна судити про правильність вибору відгалужень розподільних трансформаторів.

Якщо статистичні оцінки режиму напруг для окремих ТП не вдається поліпшити ні зміною відгалужень розподільних трансформаторів, ні вдосконалюванням закону регулювання в ЦЖ, то може виявитися необхідним застосування місцевих засобів регулювання напруги.

Істотно складніше вирішується завдання регулювання напруги в мережах з неоднорідними навантаженнями. У цьому випадку не можна обмежуватися розглядом лише двох граничних режимів відповідних максимальним і мінімальним навантаженням. Отже, у даній ситуації бажано

було б використати деякий інтегральний показник, що характеризує режим напруги в цілому за деякий період часу, наприклад, добу.

З цією метою було запропоновано методику для кількісної оцінки якості напруги з погляду його впливу на економічність роботи ЕП. При цьому передбачалося, що номінальна напруга відповідає оптимальній. Дана оцінка отримала назву неоднаковості напруги H та визначалась як середнє значення квадрата відхилень напруги $U_{\text{ск}}^2, \%^2$ за період часу T

$$H = \frac{1}{T} \int_0^T \Delta U_t^2 dt,$$

де ΔU_t – відхилення напруги від номінального значення в момент часу t , $\Delta U_t = \frac{U_t - U_{\text{н}}}{U_{\text{н}}}$.

Неоднаковість напруги може бути визначена на основі імовірнісних оцінок відхилень напруги

$$H = V_{\text{сер}}^2 - \sigma_{\text{сер}}^2,$$

де $V_{\text{сер}}^2$ – квадрат математичного очікування (перший початковий момент) відхилень напруги за деякий інтервал часу;

$\sigma_{\text{сер}}^2$ – середнє значення дисперсії (другий центральний момент) відхилень напруги за той же період часу.

Трохи пізніше, переходячи від окремого ЕП до сукупності споживачів, було запропоновано при визначенні неоднаковості напруги враховувати енергію, спожиту за час T , протягом якого мали місце ті або інші відхилення напруги

$$H = \frac{1}{W} \int_0^T P(t) V_t^2 dt. \quad (2.3)$$

Показник «мінімум неоднаковості» є зручним критерієм при вирішенні завдань оптимізації режиму напруг. Аналогічна (2.3) характеристика може бути визначена і для всієї сукупності споживачів N , які живляться від ЦЖ

$$H_t = \sum_{i=1}^N P_i^*(t) V_{it}^2, \quad P_i^*(t) = \frac{P_i(t)}{\sum_{i=1}^N P_i(t)} \quad (2.4)$$

де N – кількість споживачів у мережі.

При цьому можна прийняти

$$V_i = E_{\Pi}(t) - \Delta U_i(t), \quad (2.5)$$

де $E_{\Pi}(t)$ – рівень напруги на шинах ЦЖ;

$\Delta U_i(t)$ – втрата напруги від шин ЦЖ до точки підключення i -го споживача в t -му режимі.

Підставивши (2.5) в (2.4), і розв'язавши рівняння $\frac{\partial H(t)}{\partial E_{\Pi}(t)} = 0$, можна

визначити значення напруги, які необхідно підтримувати на шинах підстанції з метою мінімізації показника неоднаковості напруги.

Разом із тим, на практиці для оптимізації режиму напруг у мережах з неоднорідними навантаженнями частіше використовується наступний підхід. Як і у попередньому випадку передбачається, що оптимальним рішенням є підтримка номінальної напруги у всіх ЕП. Оскільки це неможливо реалізувати на практиці, намагаються у процесі регулювання підтримувати напругу максимально близькою до номінальної для деякої умовної точки електричної мережі, що одержала назву центра електричних навантажень.

У цьому випадку при виборі параметрів засобів регулювання використовується показник середньозваженої за потужністю втрати напруги.

Зокрема, для кожного розподільного трансформатору щодо його шин НН, дана величина для кожного t -го режиму може бути визначено у такий спосіб

$$\Delta U_{Lmt} = \frac{1}{\sum_{m_n=1}^{N_m} P_{m_n t}} \sum_{m_n=1}^{N_m} \Delta U_{m_n t} P_{m_n t}, \quad (2.6)$$

де $\Delta U_{m_n t}$ – втрата напруги від шин НН m -го розподільного трансформатору до n -го споживача в t -му режимі;

$P_{m_n t}$ – навантаження n -го споживача m -го розподільного трансформатору в t -му режимі;

N_m – кількість споживачів m -го розподільного трансформатору.

Якщо розподіл навантажень і параметри низьковольтної мережі відомі, то розрахунок середньозваженої втрати напруги до центра навантажень кожного розподільного трансформатору хоч і є досить трудомістким, але не викликає особливих труднощів. Однак на практиці найчастіше детальна інформація про низьковольтні мережі відсутня. У цьому випадку приймається припущення про рівномірний розподіл навантажень уздовж низьковольтної лінії, та величина середньозваженої втрати напруги $\Delta U_{Lm_d t}$ обчислюється, використовуючи значення максимальної втрати напруги ΔU_{Lmax} . У якості останньої приймається або гранично допустима величина даного показника, або значення (усереднене), отримане у процесі статистичної обробки результатів ряду експериментальних вимірів, тобто за аналогією з тим, як це пропонувалося в одному з алгоритмів для розрахунку втрат електричної енергії у низьковольтних мережах.

Знаючи максимальну втрату напруги, кількість споживачів низьковольтної лінії, для довільного t -го режиму середньозважену втрату напруги до центра навантаження низьковольтної лінії можна оцінити у такий спосіб

$$\Delta U_{Lm_d t} = K_{\Delta U} \Delta U_{L\max} \frac{S_{m_d t}}{S_{m_d \max}},$$

де $S_{m_d t}$ – навантаження d -тої низьковольтної лінії m -го розподільного трансформатору в t -му режимі;

$K_{\Delta U}$ – корегуючий коефіцієнт, що враховує фактичне число споживачів f у низьковольтній лінії d , який визначається відповідно до таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Корегуючий коефіцієнт для розрахунку втрати напруги

f	1	2	3	4	5	...	10	∞
$K_{\Delta U}$	1	0,85	0,78	0,75	0,73	...	0,7	0,67

Після цього втрата напруги до центра навантажень кожного розподільного трансформатору обчислюється відповідно до виразу

$$\Delta U_{Lmt} = \frac{1}{\sum_{d=1}^{D_m} P_{m_d t}} \sum_{d=1}^{D_m} \Delta U_{Lm_d t} P_{m_d t}, \quad (2.7)$$

де D_m – кількість низьковольтних ліній m -го розподільного трансформатору.

На підставі (2.6) або (2.7) можна визначити середньозважену за енергією втрату напруги до кожного m -го розподільного трансформатору мережі

$$\Delta U_{Mm} = \frac{1}{\sum_{t=1}^T P_{mt}} \sum_{t=1}^T (\Delta U_{Mmt} + \Delta U_{Tmt} + \Delta U_{Lmt}) P_{mt},$$

де ΔU_{Mmt} – втрата напруги у розподільній мережі до m -го розподільного трансформатора в t -му режимі;

ΔU_{Tmt} – втрата напруги в m -му розподільному трансформаторі в t -му режимі.

Отримана величина ΔU_{Mm} слугує для визначення відгалуження E_{Tm} ПБЗ відповідного розподільного трансформатора, у якості якого приймається найближче менше значення

$$E_{Tm} \leq |\Delta U_{Mm}|.$$

Компенсація добових змін втрат напруги в елементах мережі може бути здійснена за рахунок правильного вибору закону регулювання напруги в ЦЖ. У цьому випадку необхідно у кожен момент часу створювати на підстанції добавку напруги зворотну за знаком і рівну за величиною середньозваженій за потужністю втраті напруги до центра навантажень мереж НН всіх розподільних трансформаторів, що живляться від даного трансформатора підстанції, з урахуванням уже обраних положень відгалужень ПБЗ розподільних трансформаторів

$$E_{\Pi t} = -\frac{1}{P_{\Sigma t}} \sum_{m=1}^M \Delta U_{Lmt} P_{mt} = -\frac{1}{\sum_{m=1}^M P_{mt}} \sum_{m=1}^M (E_{Tm} - \Delta U_{Mmt} - \Delta U_{Tmt} - \Delta U_{Lmt}) P_{mt}, \quad (2.8)$$

де M – загальна кількість розподільних трансформаторів, що живляться від трансформатора ЦЖ.

Розрахунки, виконані відповідно до (2.8), дають змогу визначити залежність $E_{\Pi} = f(t)$, що по суті й являє собою закон регулювання напруги на підстанції. Однак, як уже зазначалося раніше, найбільш раціональною формою регулювання напруги є зустрічне регулювання.

У цьому випадку необхідні добавки напруги в ЦЖ повинні визначатися у функції сумарного (найчастіше струмового) навантаження $E_{\Pi} = f(I)$ та представлятися у вигляді лінійної залежності

$$E_{\Pi} = a_0 + a_I I. \quad (2.9)$$

Використовуючи вираз (2.8), можна розрахувати K точок у координатах E_{Π} х I й на наступному етапі визначити коефіцієнти в (2.9), наприклад, на підставі методу найменших квадратів (рис. 2.17)

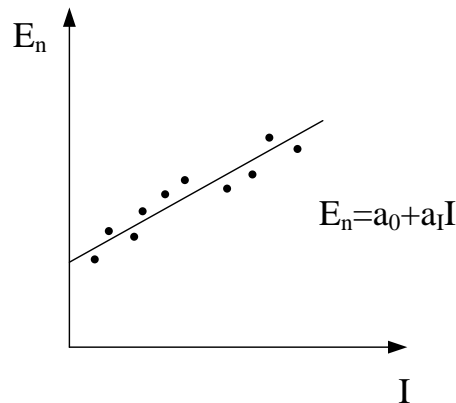


Рисунок 2.17 – Вибір закону регулювання напруги

$$a_0 = \frac{\sum_{i=1}^T I_i^2 \sum_{i=1}^T E_{\Pi i} - \sum_{i=1}^T I_i \sum_{i=1}^T I_i E_{\Pi i}}{T \sum_{i=1}^T I_i^2 \left(\sum_{i=1}^T I_i \right)^2}, \quad a_I = \frac{\sum_{i=1}^T E_{\Pi i} \sum_{i=1}^T I_i - T \sum_{i=1}^T I_i E_{\Pi i}}{\left(\sum_{i=1}^T I_i \right)^2 - T \sum_{i=1}^T I_i^2}.$$

РПН являє собою електромеханічний пристрій і тому має певний граничний ресурс з точки зору здійснення комутаційних операцій. З іншого боку, враховуючи ймовірнісну природу електричних навантажень, можливо припустити, що в електричних мережах можуть мати місце часті, але короткотривалі зміни навантаження, а, відповідно, і рівнів напруги. Тому виникає питання раціонального використання РПН у процесі регулювання напруги у системі.

З цієї метою у пристрої РПН передбачається завдання певної зони нечутливості Δ – рис. 2.18. При цьому, якщо напруга на шинах підстанції

вийшла за верхній допустимий рівень цієї зони, відповідний пристрій автоматики після невеликої витримки часу повинен видати сигнал на перемикання регульовального відгалуження з метою зниження напруги. Аналогічно, якщо напруга перебуває нижче нижньої допустимої границі зони, автоматично формується сигнал на підвищення напруги. Якщо ж напруга перебуває у межах зони нечутливості Δ , то регулятор не повинен генерувати сигнал на зміну рівня напруги.

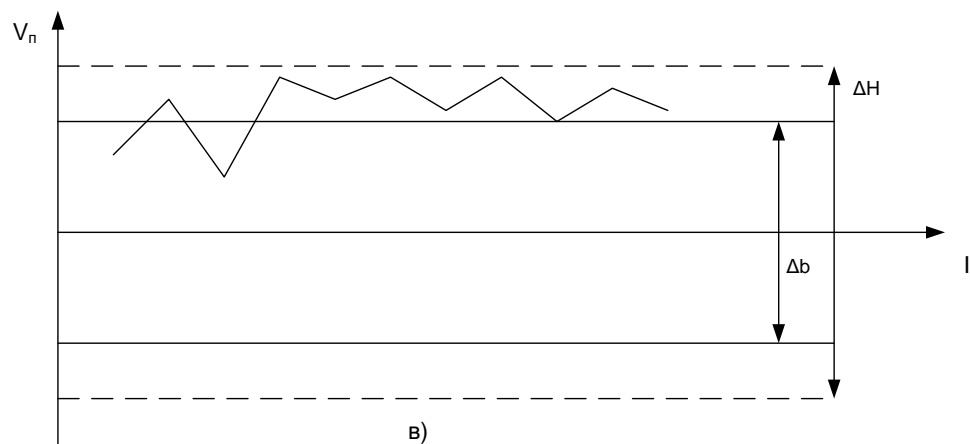
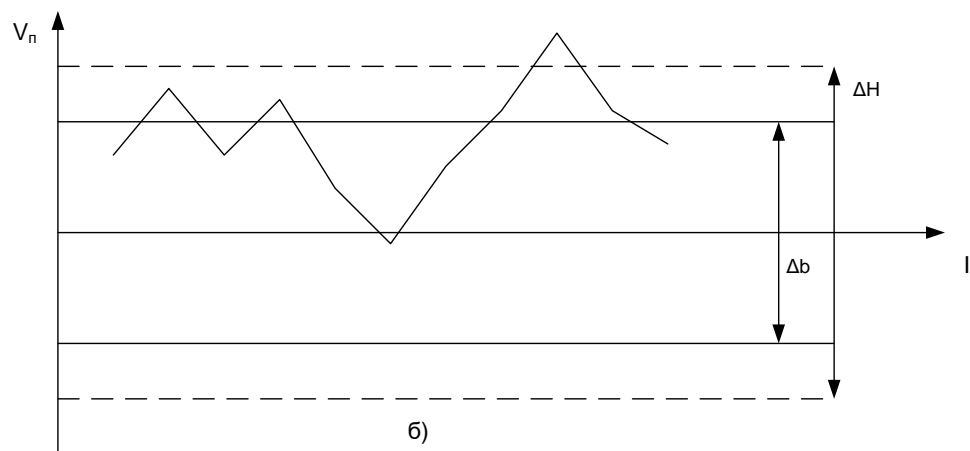
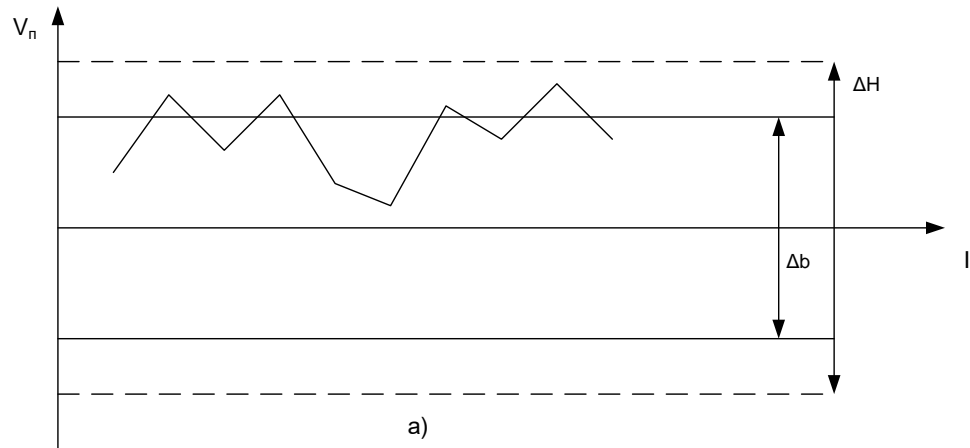


Рисунок 2.19 – Зона нечутливості регулятора напруги

Вибір зони нечутливості є важливим і складним завданням. Неправильний вибір даної зони може або реалізувати занадто «грубе» регулювання напруги, що фактично не дозволить забезпечити допустимі відхилення напруги у значного числа споживачів. Надто вузька зона нечутливості може призвести до занадто частого та не виправданого спрацьовування регулюючого пристрою. З огляду на це окремі енергокомпанії для практичної реалізації подібного завдання спочатку задаються прийнятним числом спрацьовувань регулятора, наприклад, за добу та виходячи вже з цих умов обчислюють зону нечутливості. У багатьох випадках для розв'язання даного завдання використовується метод імовірнісного моделювання Монте Карло.

Більш того, для підвищення ефективності регулювання, зона нечутливості поділяється на дві частини (рис. 2.19): внутрішню Δ_v та зовнішню Δ_z . У цьому випадку зміна рівнів напруги відбувається у відповідності з наступними правилами. Якщо рівні напруги більшою мірою перебувають у межах внутрішньої частини зони нечутливості (рис. 2.19а) – немає необхідності в зміні регулювальних відгалужень трансформатора.

У випадку, коли напруга виходить за зовнішню границю зони нечутливості (рис. 2.19б), зміна регулювального відгалуження трансформатора повинна здійснюватися негайно. Якщо напруга перебуває між границями внутрішньої та зовнішньої областей зони нечутливості (рис. 2.19в), необхідно проаналізувати приблизно 10–12 послідовних вимірів напруги (цим ніби створюється витримка часу t_v) та лише після цього ухвалювати рішення щодо перемикання регулювальних відгалужень трансформатора. Якщо час t , протягом якого напруга перебуває між зовнішньою та внутрішньою границями зони нечутливості, менше прийнятої витримки часу, перемикаючий пристрій не спрацьовує.

2.3 Несинусоїдальність, несиметрія та коливання напруг

Несинусоїдальність напруг і струмів

У процесі своєї роботи ряд ЕП споживають енергію основної частоти, що витрачається не тільки на здійснення корисної роботи та покриття втрат, але ще й на утворення потоку вищих гармонійних складових, які «викидаються» у зовнішню мережу. У свою чергу, струми вищих гармонік, проходячи по елементах мережі, викликають падіння напруги в опорах цих елементів, які, накладаючись на основну синусоїду напруги, призводять до деформації форми кривої напруги.

Найбільш серйозні порушення якості електричної енергії в електричній мережі виникають при роботі потужних керованих вентильних перетворювачів. При наявності таких споживачів постійного струму як регульований електропривод, електролізні установки, гальванічні ванни, електрифікований залізничний транспорт, магнітні сепаратори порядок вищих гармонійних складових струму та напруги, що надходять в електричні мережі, визначається по формулі

$$n = mk \pm 1,$$

де m – кількість фаз випрямлення;

k – послідовний ряд натуральних чисел (0, 1, 2, ...).

Ще однією групою промислових споживачів, які розглядаються як джерела вищих гармонік, є установки, що використовують електричну дугу, наприклад, дугові сталеплавильні печі та зварювальне устаткування.

Нелінійність вольт-амперної характеристики дуги в дугових сталеплавильних електропечах призводить до генерації струмів вищих гармонік. Форми кривої струму для печей у значній мірі залежать від режиму горіння дуги в різні періоди плавки. Зокрема, у початковий період розплавлювання, струм печі коливається між струмами режимів холостого ходу та КЗ, форма кривих струмів значно відрізняється від синусоїдальної.

Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги в мережах визначається в основному 2, 3, 4, 5, 7, 11 та 13-тою гармоніками.

Струми гармонік для практичних розрахунків рекомендують оцінювати у такий спосіб

$$I_v = \frac{I_{н.тр}}{v^2},$$

де $I_{н.тр}$ – номінальний струм пічного трансформатора.

Рівень найбільш характерних 5, 7, 11 та 13-тої гармонік струму, які генеруються електродуговими печами, становить порядку 10 % від струму першої гармоніки.

Устаткування контактного електрозварювання в багатьох випадках включаються в мережу за допомогою тиристорних ключів. Для плавного регулювання зварювального струму вентиляльні пристрої забезпечуються системами фазового регулювання, що приводить до спотворення форми струму, який споживається зварювальними машинами. Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги для устаткування дугового та контактного зварювання визначається в основному 5, 7, 11 та 13-тою гармоніками. Струми гармонік найчастіше обчислюють для одиначної установки

$$I_v = S_{н.тр} K_3 \frac{\sqrt{TB}}{v^2 U_n},$$

де $S_{н.тр}$ – номінальна потужність трансформатору;

K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатору;

TB – тривалість включення.

Для групи пристроїв дугового електрозварювання при незалежному режимі їхньої роботи маємо

$$I_{v\Sigma} = \sqrt{\sum_{i=1}^K I_{vi}^2},$$

де I_{vi} – струм v -тої гармоніки i -го пристрою;

K – загальна кількість працюючих одиниць обладнання.

Струми 3-тої та 5-тої гармонік газорозрядних ламп щодо струму першої гармоніки становлять 10 та 3 % відповідно. Ці струми збігаються по фазі у відповідних лінійних проводах мережі та, складаючись у нульовому проводі мережі 380/220 В, обумовлюють струм у ньому, майже рівного струму у фазному проводі. Іншими гармоніками для газорозрядних ламп можна знехтувати.

Розвиток сучасних електронних технологій веде до зростання кількості споживачів, керованих тиристорами та конверторами. Типовий струм конвертора являє собою накладення різних синусоїдальних складових, тобто основної частоти мережі та певного числа вищих гармонік (у трифазній мережі у першу чергу гармонік 5-го, 7-го та 11-го порядків).

Поява несинусоїдальності напруг і струмів впливає на величину втрат потужності й енергії в як в ЕП, так й в елементах СЕП.

У найпростішому випадку зростання втрат енергії, що пов'язано з наявністю вищих гармонік можна оцінити в такий спосіб

$$\Delta A_{\text{нс}} = 3T \sum_{v=3}^n K_{\phi v}^2 I_{\text{сєр}v}^2 R_v, \quad (2.10)$$

де T – розрахунковий період;

$K_{\phi v}$ – коефіцієнт форми графіка для v -тої гармоніки;

R_v – активний опір елемента СЕП струмам вищих гармонік.

Розрахункові формули, які дають змогу обчислити значення всіх складових (2.10) наведено нижче. Зокрема,

$$K_{\phi v} = \frac{\pi}{2\sqrt{2v}}, \quad I_{\text{сер}v} = \frac{I_1}{vK_{\phi v}}, \quad R_v = R_2 k_r k_{rv},$$

де R_2 – активний опір зворотної послідовності;

k_r , k_{rv} – коефіцієнти, що враховують вплив витиснення струму в провідниках елементів СЕП.

Розглянемо вплив несинусоїдальності напруги на роботу низки характерних споживачів електричної енергії.

Додаткові втрати активної потужності у синхронних машинах від вищих гармонійних струму визначаються по формулі

$$\Delta P_{\text{см.дод}} = \Delta P_{\text{м.дод}} + \Delta P_{\text{с.дод}} + \Delta P_{\text{т}},$$

де $\Delta P_{\text{м.дод}}$ – додаткові втрати в металі обмоток (міді) синхронної машини від вищих гармонік,

$$\Delta P_{\text{м.дод}} = 3 \sum_{v=3}^n (I_v^2 R_{1v} + I_v^2 R'_{1v}),$$

де $I_v^2 R_{1v}$ – додаткові втрати активної потужності в обмотці ротора;

R_{1v} – активний опір обмотки статора синхронної машини для v -тої гармоніки;

R'_{1v} – еквівалентний активний опір ротора для струму прямої послідовності v -тої гармоніки;

$\Delta P_{\text{с.дод}}$ – додаткові втрати в сталі від вищих гармонік,

$$\Delta P_{\text{с.дод}} = \Delta P_{\text{х}} \sum_{v=3}^n \left(\frac{U_v}{U_{\text{н}}} \right)^2 \frac{1}{v^{0,7}};$$

ΔP_T – потужність, що йде на подолання моменту гальмування, що викликається струмом вищої гармоніки,

$$\Delta P_T = P_n \frac{\left(\frac{U_v}{U_n}\right)^2 K_{\text{пуск}}}{v^2 \sqrt{v \pm 1}},$$

де $K_{\text{пуск}}$ – кратність пускового моменту.

Додаткові втрати активної потужності в обмотках статора АД визначаються приблизно як частина номінальних втрат у міді

$$\Delta P_{\text{ст.дод}} = \Delta P_{1n} \frac{U_{\text{фв}}^2 I_{\text{ф.пуск}}^2}{v^2} \sqrt{v},$$

де $I_{\text{ф.пуск}}$ – кратність пускового струму при номінальній напрузі,

$$I_{\text{ф.пуск}} = \frac{1}{Z_k};$$

ΔP_{1n} – втрати в обмотках статора при номінальному струмі.

Додаткові втрати активної потужності в обмотці ротора АД можна оцінити у такий спосіб

$$\Delta P_{\text{р.дод}} = \Delta P_{1n} \frac{U_{\text{фв}}^2 I_{\text{ф.пускпуск}}^2}{v^2} \sqrt{v \pm 1}.$$

У підсумку додаткові втрати активної потужності ведуть до зниження коефіцієнта потужності, ККД і потужності двигуна.

У трансформаторах гармоніки напруги викликають збільшення втрат на гістерезис, втрат, пов'язаних із вихровими струмами в сталі, втрат в обмотках і призводять до скорочення терміну служби ізоляції.

Додаткові втрати активної потужності у силових трансформаторах, кабельних, повітряних лініях і реакторах у загальному випадку визначаються за формулою

$$\Delta P_{\text{тр.дод}} = 3 \sum_{v=3}^n I_v^2 R_v.$$

Вміст вищих гармонік у трифазній мережі веде до підвищення струму в конденсаторах (які встановлюються, наприклад, з метою компенсації реактивної потужності), тому що реактивний опір конденсаторів зі зростанням частоти зменшується в порівнянні з опором на частоті 50 Гц.

Крім цього виникають додаткові втрати активної потужності в силових конденсаторах, які містять у собі:

а) додаткові втрати активної потужності в діелектрику силового конденсатора

$$\Delta P_{\text{д.дод}} = 2\pi f_{\text{н}} C_{\text{н}} U_v^2 \text{tg} \delta_v;$$

б) додаткові втрати активної потужності від зовнішніх гармонік в ізоляції корпусу силових конденсаторів

$$\Delta P_{\text{д.дод}} = 2\pi f_{\text{н}} C_{\text{н}} U_v^2 \text{tg} \delta_v \sum_{v=1}^n \left(\frac{U_v}{U_{\text{н}}} \right)^2 v;$$

в) додаткові втрати активної потужності від зовнішніх гармонік в обкладинках конденсаторів

$$\Delta P_{\text{о.дод}} = I_v^2 R_{iv} = \left(2\pi f_{\text{н}} C_{\text{н}} U_{\text{н}} \right)^2 R_i K_{niv} \left(\frac{U_v}{U_{\text{н}}} \right)^2 v^2,$$

де K_{niv} – коефіцієнт, що враховує вплив поверхневого ефекту на ділянці I ;

R_i – опір i -тої ділянки.

Несиметрія напруг і струмів

Розрізняють два види несиметрії: систематичну та випадкову. *Систематична* несиметрія обумовлена нерівномірністю розподілу однофазних навантажень між окремими фазами, що викликає постійне перевантаження однієї з фаз. *Випадкова* несиметрія пов'язана з імовірнісною природою електричних навантажень. При цьому в процесі експлуатації максимальне навантаження може з'являтися в різних фазах залежно від сполучення випадкових факторів.

У кожному разі несиметричні струми навантаження, що протікають по елементах СЕП, викликають у них не однакові втрати напруги. Внаслідок цього на затискачах ЕП з'являється несиметрична система напруг, що істотно погіршує умови роботи як самих ЕП, так і всіх елементів мережі.

Якісно відрізняється дія несиметричного режиму в порівнянні з симетричним для таких розповсюджених трифазних ЕП, як АД. Особливе значення для них має напруга зворотної послідовності, оскільки опір зворотної послідовності електродвигунів у 5...8 разів менше опору прямої послідовності. Тому навіть невелика несиметрія напруг викликає значні струми зворотної послідовності. Струм прямої послідовності створює в статорі магнітне поле, що обертається з синхронною частотою у напрямку обертання ротора. Струм зворотної послідовності створює в статорі магнітне поле, що обертається щодо ротора з подвійною синхронною частотою у напрямі протилежному його обертанню. У результаті в електричних машинах виникає електромагнітний момент гальмування, що викликає додаткове нагрівання статора та ротора (особливо масивних частин ротора), що приводить до прискореного старіння ізоляції та зменшенню потужності двигуна (зменшенню його ККД). Так, термін служби повністю завантаженого АД, що працює при несиметрії напруги 4 %, скорочується у 2 рази. При несиметрії напруги 5 % потужність двигуна зменшується на 5...10 %.

Додаткові втрати потужності в АД можна оцінити у такий спосіб [6]

$$\Delta P_{\text{АДдод}} = 2,41 \Delta P_{\text{н}} K_{\text{пуск}} K_{\text{нсм}}^2,$$

де $\Delta P_{\text{н}}$ – втрати потужності в статорі при номінальному струмі прямої послідовності;

$K_{\text{пуск}}$ – кратність пускового струму при номінальній напрузі;

$K_{\text{нсм}}$ – коефіцієнт несиметрії напруги.

Додаткові втрати потужності у двообмоткових трансформаторах, пов'язані з несиметрією навантажень, можна оцінити у такий спосіб

$$\Delta P_{\text{тр.дод}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{\left(u_{\text{кз}} + \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{кз}}} \right)^2} K_{\text{нсм}}^2,$$

де $S_{\text{кз}}$ – потужність КЗ на шинах ВН.

При наявності несиметричних напруг втрати в конденсаторах можна визначити за наступною формулою

$$\Delta P_{\text{КБ}} = Q_{\text{н}} \operatorname{tg} \delta K_{\text{нсм}}^2,$$

де $\operatorname{tg} \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат конденсатора на основній частоті.

КУ при несиметрії напруг нерівномірно завантажуються реактивною потужністю по фазах, що унеможливорює повне використання їх встановленої потужності. Крім того, КУ в цьому випадку підсилюють вже існуючу несиметрію, тому що видача реактивної потужності в мережу у фазі з найменшою напругою буде менше, ніж в інших фазах (генерація реактивної потужності пропорційна квадрату напруги на КУ).

Додаткові втрати у реакторах визначаються в такий спосіб

$$\Delta P_{\text{р.дод}} = 3\Delta P_{\text{р.н}} \frac{I_2^2}{I_{\text{н}}^2},$$

де $\Delta P_{\text{р.н}}$ – втрати активної потужності у фазі реактора при номінальній напрузі;

I_2 – струм зворотної послідовності.

В елементах електричної мережі у випадку наявності струмів зворотної та нульової послідовностей збільшуються сумарні струми в окремих фазах, що приводить до збільшення втрат активної потужності та може бути неприпустимо з погляду на їх температурний режим.

Діючи значення напруг прямої, зворотної та нульової послідовностей можна обчислити на підставі вимірів проведених за допомогою звичайного вольтметра:

$$U_{1(1)} = \sqrt{\frac{1}{12} \left\{ \left[\sqrt{3}U_{BA(1)} + \sqrt{4U_{CB(1)}^2 - \left(\frac{U_{CB(1)}^2 - U_{AC(1)}^2}{U_{BA(1)}} + U_{BA(1)} \right)} \right]^2 \oplus \sqrt{\oplus \left(\frac{U_{CB(1)}^2 - U_{AC(1)}^2}{U_{BA(1)}} \right)^2} \right\}},$$

$$U_{2(1)} = \sqrt{\frac{1}{12} \left\{ \left[\sqrt{3}U_{BA(1)} - \sqrt{4U_{CB(1)}^2 - \left(\frac{U_{CB(1)}^2 - U_{AC(1)}^2}{U_{BA(1)}} + U_{BA(1)} \right)} \right]^2 \oplus \sqrt{\oplus \left(\frac{U_{CB(1)}^2 - U_{AC(1)}^2}{U_{BA(1)}} \right)^2} \right\}},$$

$$U_{0(1)} = \frac{1}{6} \sqrt{\left(\frac{U_{CB(1)}^2 - U_{AC(1)}^2}{U_{BA(1)}} - 3 \frac{U_{C(1)}^2 - U_{A(1)}^2}{U_{BA(1)}} \right)^2 + \left[\sqrt{4U_{CB(1)}^2 - \left(\frac{U_{CB(1)}^2 - U_{AC(1)}^2}{U_{BA(1)}} + U_{BA(1)} \right)} \right]^2 -$$

$$\sqrt{-3\sqrt{4U_{CB(1)}^2 - \left(\frac{U_{CB(1)}^2 - U_{AC(1)}^2}{U_{BA(1)}} + U_{BA(1)}\right)^2}}^2,$$

де $U_{BA(1)}$, $U_{CB(1)}$, $U_{AC(1)}$, $U_{A(1)}$, $U_{B(1)}$ – діючі значення відповідно міжфазних і фазних напруг основної частоти.

Крім цього для орієнтовної оцінки напруг прямої, зворотної та нульової послідовностей допускається також використовувати й спрощені формули

$$U_{1(1)} = \frac{1}{3}(U_{BA(1)} + U_{CB(1)} + U_{AC(1)}), \quad U_{2(1)} = 0,62(U_{\max(1)} - U_{\min(1)}),$$

$$U_{0(1)} = 0,62(U_{\max\phi(1)} - U_{\min\phi(1)}),$$

де $U_{\max(1)}$, $U_{\min(1)}$, $U_{\max\phi(1)}$, $U_{\min\phi(1)}$ – найбільше та найменше діюче значення з трьох міжфазних і фазних напруг основної частоти.

Коливання напруги

До числа ЕП надзвичайно чутливих до коливань напруги відносяться освітлювальні прилади, особливо лампи розжарювання й електронна техніка.

Стандартом визначається вплив коливань напруги на освітлювальні установки й їх вплив на зір людини. Найбільш сильний вплив на око людини здійснюють миготіння з частотою 3–10 Гц, тому допустимі коливання напруги в цьому діапазоні мінімальні – не повинні перевищувати 0,5 %.

Коливання напруги порушують нормальну роботу та зменшують термін служби електронної апаратури: радіоприймачів, телевізорів, телефонно-телеграфного зв'язку, комп'ютерної техніки, рентгенівських установок, радіостанцій, телевізійних станцій тощо.

При значних коливаннях напруги (більше 15 %) можуть бути порушені умови нормальної роботи електродвигунів, можливе відпадиння контактів магнітних пускачів із відповідним відключенням працюючих двигунів.

При роботі ЕП з різкозмінним навантаженням, в електромережі виникають різкі поштовхи споживання електричної енергії. Це викликає різкі

зміни напруги мережі. Зазначені обставини вкрай несприятливо відбиваються на роботі всіх ЕП, підключених до даної мережі, у тому числі й ЕП, які спричинили ці зміни.

У загальному випадку, коливання напруги, які викликані змінами (накидами) активного навантаження на величину ΔP та реактивного навантаження на величину ΔQ , у певних вузлах системи може бути орієнтовно оцінено за виразом

$$\delta U = \frac{\Delta P R \pm \Delta Q X}{S_{\text{КЗ}} Z} = \frac{\Delta P \frac{R}{X} \pm \Delta Q}{S_{\text{КЗ}} \frac{Z}{X}},$$

де δU – зміна напруги (у відносних одиницях);

ΔP , ΔQ – зміни (накиди) активної та реактивної трифазної потужностей ЕП (МВт і Мвар);

R , X – активний і реактивний опори на фазу;

Z – повний опір;

$S_{\text{КЗ}}$ – потужність КЗ у вузлі, відносно якого оцінюються коливання напруги.

У ряді випадків, при виконанні розрахунків, активним опором елементів мережі знехтують. Тоді, коливання напруги можна оцінити за виразом

$$\delta U = \pm \frac{\Delta Q}{S_{\text{КЗ}}}.$$

Таким чином, значення розмахів зміни напруги, значною мірою, визначається потужністю КЗ мережі живлення.

Розглянемо основні шляхи та технічні засоби, які можуть бути використані для забезпечення якості електричної енергії.

Засоби зниження *несинусоїдальності напруги* можна розділити на три групи:

1. За рахунок схемних рішень: виділення нелінійних навантажень на окрему систему шин, групування вентильних перетворювачів за схемою множення фаз, підключення нелінійного навантаження до системи з більшою потужністю КЗ.

2. Шляхом застосування устаткування, що характеризується зниженим рівнем генерації вищих гармонік, наприклад, трансформаторів, що не насичуються, та багатофазних вентильних перетворювачів.

3. Використанням фільтрів: резонансних фільтрів, фільтрокомпенсуючих і фільтросиметруючих пристроїв.

Ділянка фільтра вищих гармонік являє собою контур з послідовно з'єднаними індуктивністю й ємністю, які налаштовано на частоту певної гармоніки.

Опір ланки фільтра струмами вищих гармонік становить

$$X_{\phi v} = X_L v - \frac{X_C}{v},$$

де X_L , X_C – опори індуктивності й ємності струму промислової частоти.

Зі збільшенням частоти індуктивний опір реактора збільшується пропорційно номеру гармоніки, а опір КБ зменшується пропорційно номеру гармоніки. На частоті однієї з гармонік індуктивний опір реактора ланки фільтра стає рівним ємнісному опору КБ й у ланцюзі фільтра виникає резонанс напруг. При цьому опір $X_{\phi v}$ ланки відносно струму цієї гармоніки буде дорівнювати нулю та вона шунтує електричну систему на частоті даної гармоніки.

Номер резонансної гармоніки ν_p може бути обчислений за виразом

$$\nu_p = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}}.$$

Ідеальний фільтр повністю споживає струм гармоніки I_ν , який генерується нелінійними елементами. Однак через наявність активних опорів у реакторі та конденсаторі й недостатньо точному їх налаштування повна фільтрація гармонік практично неможлива.

Одночасно фільтр є джерелом реактивної потужності та може бути використано в якості одного з засобів компенсації реактивних навантажень.

Основним недоліком фільтрів є їхня висока вартість, крім цього поширення фільтрів обмежується також їх чутливістю до точності налаштування.

Залежно від причин виникнення *несиметрії напруг* можуть бути запропоновані різні заходи щодо її усунення.

При стабільних графіках навантаження ефективним може виявитися цілеспрямований перерозподіл однофазних навантажень між окремими фазами.

У ряді випадків для зниження несиметрії потрібне застосування спеціальних симетруючих пристроїв. При цьому існує досить велика різноманітність схем їхньої побудови.

Так, наприклад, для цієї мети пропонується схема з КБ різної потужності, які включено в трикутник. Для обґрунтування подібних рішень зручно використовувати метод симетричних складових. Даний метод слугує для зображення несиметричної трифазної системи змінних (ЕРС, струмів, напруг) у вигляді суми трьох симетричних систем: прямої, зворотної та нульової послідовностей, які розрізняються порядком розташування фаз.

Це дає можливість трифазну несиметричну систему струмів представити у наступному вигляді

$$\underline{I}_a = \underline{I}_{a1} + \underline{I}_{a2} + \underline{I}_{a0}, \quad \underline{I}_b = a^2 \underline{I}_{a1} + a \underline{I}_{a2} + \underline{I}_{a0}, \quad \underline{I}_c = a \underline{I}_{a1} + a^2 \underline{I}_{a2} + \underline{I}_{a0},$$

де a – так званий, оператор повороту, $a = e^{j\frac{\pi}{3}}$.

Тоді, беручи до уваги, що $1 + a + a^2 = 0$, у загальному випадку для КБ (рис. 2.20) маємо

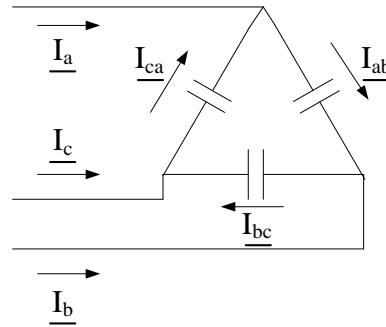


Рисунок 2.20 – Розподіл струмів у КБ

$$\underline{I}_1 = \frac{1}{3}(\underline{I}_a + a \underline{I}_b + a^2 \underline{I}_c), \quad \underline{I}_2 = \frac{1}{3}(\underline{I}_a + a^2 \underline{I}_b + a \underline{I}_c), \quad \underline{I}_0 = \frac{1}{3}(\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c),$$

де \underline{I}_1 , \underline{I}_2 , \underline{I}_0 – струми прямої, зворотної та нульової послідовностей.

З огляду на, що $\underline{I}_a = \underline{I}_{ab} - \underline{I}_{ca}$, $\underline{I}_b = \underline{I}_{bc} - \underline{I}_{ab}$, $\underline{I}_c = \underline{I}_{ca} - \underline{I}_{bc}$ одержуємо

$$\begin{aligned} \underline{I}_1 &= \frac{1}{3} \left[\underline{I}_{ab} (1 - a) + a \underline{I}_{bc} (1 - a^2) - \underline{I}_{ca} (1 - a^2) \right], \\ \underline{I}_2 &= \frac{1}{3} \left[\underline{I}_{ab} (1 - a^2) + a \underline{I}_{bc} (1 - a) - \underline{I}_{ca} (1 - a) \right], \\ \underline{I}_0 &= 0. \end{aligned} \quad (2.11)$$

Припустивши, що фазна напруга на затискачах батареї відповідає системі прямої послідовності, одержуємо $\underline{I}_{ab} = a \underline{I}_{ab}$, $\underline{I}_{bc} = \underline{I}_{bc}$, $\underline{I}_{ca} = a^2 \underline{I}_{ca}$.

У цьому випадку з огляду на, що $I_{\phi} = \frac{I_{\text{л}}}{\sqrt{3}}$, вираз (2.11) можна представити у наступному вигляді

$$I_1 = \frac{1}{\sqrt{3}}(\underline{I}_{ab} + \underline{I}_{bc} + \underline{I}_{ca}), \quad I_2 = \frac{1}{\sqrt{3}}(a^2 \underline{I}_{ab} + \underline{I}_{bc} + a \underline{I}_{ca}). \quad (2.12)$$

Як видно з (2.12) роль КБ, як джерела реактивної потужності, щодо струмів прямої послідовності зберігається не залежно від співвідношення між струмами $\underline{I}_{ab}, \underline{I}_{bc}, \underline{I}_{ca}$. Разом із тим, при зміні зазначених струмів змінюється як модуль, так й аргумент струму I_2 .

Таким чином, з'являється принципова можливість забезпечити симетруючий вплив на систему, шляхом переведення КБ у несиметричний режим роботи (наприклад, за рахунок відключення частини конденсаторів або їхнього перемикання на інші гілки). Оскільки симетруючі пристрої містять КБ, то звичайно вони одночасно використовуються як для усунення несиметричних режимів, так і для компенсації реактивної потужності.

Істотний вплив на несиметрію напруг у низьковольтній мережі мають схеми з'єднання обмоток розподільних трансформаторів 6...20/0,4 кВ. Більшість трансформаторів, які використовуються у даний час мають з'єднання зірка-зірка з нулем. Такі трансформатори дешевше, але мають високий опір нульової послідовності Z_0 (порядку 400 МОм). Для зниження несиметрії доцільно було б застосовувати схеми з'єднань трикутник – зірка з нулем ($Z_0 \approx 50$ МОм) та зірка – зигзаг. Однак вартість таких трансформаторів істотно вище й їхнє застосування вимагає відповідного техніко-економічного обґрунтування.

Як першочергові заходи щодо обмеження *коливань напруги* розглядаються рішення, пов'язані з оптимальною побудовою схем електропостачання, які дають можливість мінімізувати додаткові витрати й до числа яких відносяться:

- наближення джерел вищої напруги до ЕП із різкозмінним навантаженням;
- живлення різкозмінних і спокійних навантажень від окремих трансформаторів;
- дотримання оптимального рівня потужності КЗ (на рівні 750...10000 МВ·А) у мережах, що живлять ЕП із різкозмінним навантаженням.

Якщо ці заходи виявляються недостатніми, то передбачається використання спеціальних пристроїв для зменшення рівнів змін напруги.

Наприклад, для обмеження рівнів змін напруги при різкозмінних навантаженнях використовуються СД зі спокійним навантаженням, що приєднуються до загальних шин із вентильними перетворювачами. При цьому СД повинні мати необхідну потужність та швидкодіюче регулювання збудження (тиристорне).

3 НАДІЙНІСТЬ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ

3.1 Основні положення теорії надійності

При аналізі надійності, є тому числі і в електроенергетиці, широко використовується узагальнене поняття «об'єкт», в якості якого розглядається деякий предмет певного цільового призначення. Об'єктами можуть бути як системи, так і їх елементи. Система являє собою сукупність взаємопов'язаних пристроїв, призначених для виконання заданих функцій. Зокрема, енергосистема це сукупність джерел генерації, ЛЕП, навантажувальних вузлів, об'єднаних процесом виробництва передачі, розподілу та перетворення енергії для цілей забезпечення споживачів електричною енергією. Частини, на які можна розділити систему й які становлять окремі самостійні пристрої, що мають можливість незалежно виконувати деякі локальні технічні функції прийнято називати елементами системи.

В електроенергетиці розподіл на елементи та системи часто буває достатньо умовним і в значній мірі визначається конкретними цілями аналізу надійності. Так, наприклад, ЛЕП, що складається з таких конструктивних елементів як гірлянди ізоляторів, опори, фундаменти, дроти, троси, заземлювачі, можна розглядати як елемент (зокрема, при аналізі надійності енергосистем в цілому), але вона може бути представлена і як система, якщо аналізується надійність окремої лінії. У зв'язку з цим в електроенергетиці в ситуаціях, коли немає необхідності спеціальним чином виділяти властивості притаманні лише системам або тільки елементам, досить широко використовується термін об'єкт.

Будь-який об'єкт призначений для виконання певних функцій. Якщо відбувається втрата можливості їх виконання, тобто порушення працездатності об'єкта, то таку подію називають відмовою.

Відмови, в свою чергу, поділяються на:

- часткові та повні (неможливість виконання системою своїх функцій в повному обсязі);
- раптові та поступові;
- незалежні та залежні (залежні від відмов інших об'єктів);
- стійкі та нестійкі (такі, що самоусуваються).

За своїми конструктивними особливостями об'єкти можуть бути невідновлювані та відновлювані. Для відновлюваного об'єкта його працездатність може бути відновлена за рахунок здійснення ремонтних заходів.

Розуміючи під надійністю властивість об'єкта виконувати необхідні функції в необхідному обсязі при заданих режимах, умовах експлуатації, технічного обслуговування та ремонту слід зазначити наступне:

- надійність залежить від характеристик об'єкту закладених при його проєктуванні та виготовленні;
- надійність залежить від умов експлуатації об'єкта;
- надійність проявляється у процесі функціонування об'єкта.

Таким чином, якщо немає спостережень за об'єктом протягом досить тривалого періоду його експлуатації, то неможливо зробити аргументований висновок відносно його фактичної надійності.

Незалежно від конкретних причин відмов всіх їх об'єднує фактор випадковості виникнення, що дає можливість розглядати відмову елемента або системи як випадкову подію. Це міркування є принциповим при виборі математичного апарату, який доцільно використовувати при вивченні закономірностей, пов'язаних із відмовами системи.

Необхідний рівень надійності об'єкта забезпечується сукупністю засобів, що передбачає резервування, технічне обслуговування, ремонт. Резервування включає в себе:

- структурне резервування – використання надлишкових елементів структури об'єкта, тобто елементів, які формально не є необхідними для

виконання покладених на об'єкт функцій (наприклад, двотрансформаторні підстанції);

- функціональне резервування – використання здатності об'єктів виконувати додаткові функції.

При цьому підвищення надійності досягається за рахунок перерозподілу функцій елементів, що відмовили на решту працездатних елементів.

Надійність об'єктів в електроенергетиці характеризується сукупністю їх властивостей, отже, для кількісної оцінки надійності також може бути використано ряд показників. Вітчизняний і зарубіжний досвід вирішення завдань щодо оцінки надійності СЕП показує, що всі показники, що застосовуються для цієї мети у загальному випадку утворюють три групи:

- ймовірність якої-небудь події, наприклад, відмови;
- інтенсивність подій, наприклад, число відмов в одиницю часу;
- середня тривалість події (математичне очікування), наприклад, середній час між відмовами, середня тривалість часу відновлення електропостачання після відмови тощо.

Для невідновлюваних об'єктів важливою характеристикою є ймовірність їх безвідмовної роботи за час t , яка представляє собою ймовірність того, що час роботи об'єкта до відмови t_0 буде не менше заданої величини t

$$P_0(t) = P(t_0 \geq t) .$$

Статистично даний показник може бути оцінено наступним чином

$$P(t) = \frac{N_o - n(t)}{N_o} ,$$

де N_o – кількість однакових об'єктів, що працюють в ідентичних умовах і знаходяться під наглядом;

$n(t)$ – число об'єктів, які відмовили за час t .

Величина $Q(t) = 1 - P_0(t)$ являє собою ймовірність того, що за час t об'єкт відмовить

$$Q(t) = \frac{n(t)}{N_0}.$$

Зрозуміло, що з плином часу надійність будь-якого об'єкта знижується. Швидкість зміни надійності елемента у часі, віднесена до ймовірності його безвідмовної роботи у даний момент часу буде визначати інтенсивність відмов, що статистично визначається наступним чином [7]

$$\lambda(t) = \frac{n(\Delta t)}{N_i \Delta t}.$$

Якщо розглядати нормальний період експлуатації обладнання, то $\lambda(t)$ припустимо вважати постійною величиною. Дана умова істотно спрощує обчислення всіх наведених вище показників. У цьому випадку маємо

$$P_0(t) = e^{-\lambda t}, \quad Q(t) = 1 - e^{-\lambda t}.$$

Важливим результатом даного висновку є той факт, що у цьому випадку ймовірність безвідмовної роботи об'єкта на інтервалі $[t_1, t_2]$ не залежить від попередніх умов його роботи, а визначається тільки шириною самого інтервалу $\Delta t = t_2 - t_1$, тобто не залежить від минулого.

Ще одним важливим показником надійності є середній час напрацювання до відмови, що представляє собою математичне очікування відповідних часових характеристик. Статистично оцінку середнього часу напрацювання до відмови може бути знайдено у такий спосіб

$$T_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_0} t_{0i}}{N_0},$$

де t_{0i} – час до відмови i -го об'єкта;

N_0 – кількість об'єктів працездатних на початковий момент часу.

Особливістю відновлюваних об'єктів є те, що час роботи такого об'єкта складається з окремих циклів. Кожен цикл представлено двома інтервалами: t_0 – час роботи до відмови та τ_v – час відновлення.

Кількісним показником якості безвідмовності на кожному до k -му циклі з моменту початку роботи до відмови може слугувати ймовірність безвідмовної роботи за час t_k . Даний показник аналогічний тому, що використовувався для невідновлюваних об'єктів. Теоретично після кожного ремонту (відновлення) об'єкт має різні показники $P_0(t)$, однак на практиці їх вважають однаковими для кожного циклу. Моменти настання відмов формують, так званий потік відмов. Статистично параметр потоку відмов визначається відношенням числа об'єктів, які відмовили на інтервалі часу $t, t + \Delta t$ до числа об'єктів N_0 , що знаходяться під спостереженням, за умови, що всі об'єкти що відмовили замінюються працездатними

$$\omega(t) = \frac{n(\Delta t)}{N_0 \Delta t},$$

де $n(\Delta t)$ – кількість об'єктів, що відмовили за час Δt .

Найчастіше, завданням аналізу надійності СЕП є кількісна оцінка низки відповідних показників, які визначаються щодо окремих навантажувальних вузлів системи. У подальшому отримані при цьому результати можуть бути використані у процесі вирішення різних питань, наприклад, для техніко-економічних розрахунків, вибору конкретних заходів щодо підвищення надійності електропостачання, тощо. При реалізації завдань кількісної оцінки надійності, різними авторами застосовувався досить широкий спектр математичних моделей і методів.

Певна частина СЕП (зокрема розподільні мережі) в багатьох випадках проєктуються таким чином, що при відмові будь-якого з елементів система

відмовляє. З точки зору надійності вважається, що в системі, де відмова будь-якого з елементів призводить до відмови всієї системи, її елементи включено послідовно. При цьому для електроенергетичних об'єктів в ряді випадків електрично паралельно з'єднано компоненти з точки зору надійності слід представляти у вигляді послідовно включених розрахункових елементів.

Наприклад, деякий споживач отримує живлення двома паралельними лініями, але переріз кожної лінії вибрано таким чином, що не дає змоги передати все навантаження. У цьому випадку при виході з ладу однієї лінії друга також буде відключена засобами релейного захисту із-за недопустимого перевантаження. Таким чином, відмова однієї з ліній призводить до відмови всієї системи і тому з точки зору надійності їх слід розглядати як послідовно з'єднані елементи.

Припустимо, що система складається з n послідовно включених елементів. З теорії ймовірностей відомо, що ймовірність збігу кількох незалежних подій визначається як добуток ймовірностей їх появи. Отже, розглянута система буде перебувати в працездатному стані, якщо всі її елементи знаходяться в працездатному стані. Ймовірність працездатного стану системи визначиться наступним чином

$$P(t) = \prod_{i=1}^n P_i(t),$$

де $P_i(t)$ – ймовірність безвідмовної роботи i -го елемента.

Відповідно, ймовірність відмови системи може бути знайдена на підставі виразу

$$Q(t) = 1 - \prod_{i=1}^n P_i(t).$$

Таким чином, систему з n послідовно включених елементів можна замінити одним еквівалентним елементом, який має експонентний закон розподілу ймовірності безвідмовної роботи.

При побудові різноманітних технічних систем, в тому числі і СЕП, широко застосовується спосіб підвищення їх надійності за рахунок ведення в схему додаткових елементів, які можуть працювати паралельно з основними або підключатися на місце елемента, що відмовив. Така система називається резервованою. Теоретично можуть використовуватися різні схеми резервування. Так резервування може бути загальне, коли резервується вся система в цілому та поелементне; постійне та заміщенням. При постійному резервуванні резервні об'єкти включено постійно протягом всього часу роботи, а при резервуванні заміщенням резервні об'єкти підключаються після відмови основних. Так, зокрема, для схеми з загальним, постійним резервуванням (рис. 3.1) в припущенні, що система є невідновлюваною, а всі n елементів мають однакові параметри та працюють в ідентичних умовах, для кожного з $m + 1$ ланцюгів системи маємо

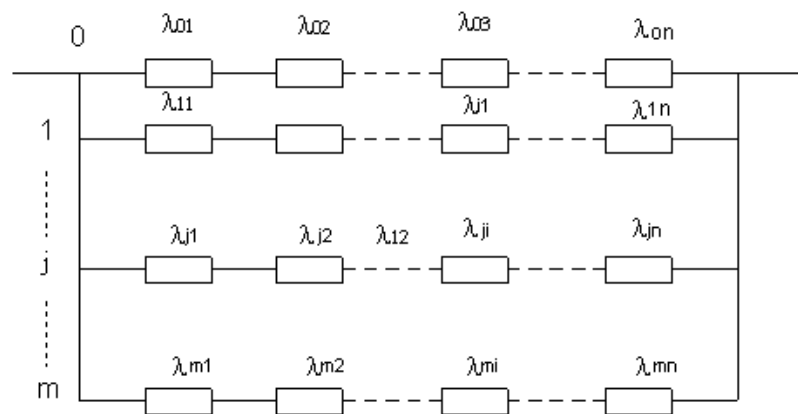


Рисунок 3.1 – Схема з загальним постійним резервуванням

$$P_0(t) = P_1(t) = \dots = P_j(t) = \dots = P_m(t),$$

$$Q_0(t) = 1 - P_1(t) = \dots = 1 - P_j(t) = \dots = 1 - P_m(t).$$

Наведена система відмовить, якщо одночасно відмовлять основний і всі резервні ланцюги. Визначимо ймовірність відмови подібної системи [8]

$$Q(t) = \prod_{j=1}^{m+1} Q_j(t) = (Q_j(t))^{m+1} = [1 - P_j(t)]^{m+1} = \left[1 - \prod_{i=1}^n P_{ji}(t) \right]^{m+1}.$$

При цьому ймовірність безвідмовної роботи системи, що складається з $m + 1$ ланцюгів, дорівнює

$$P(t) = 1 - \left[1 - \prod_{i=1}^n P_{ji}(t) \right]^{m+1}.$$

Для наочного уявлення, який вигаш в надійності дає подібне резервування, на рис. 3.2 представлено залежність $P(t) = f[P_0(t), m]$.

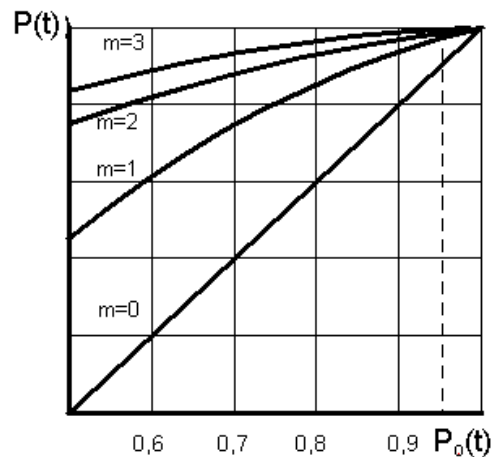


Рисунок 3.2 – Зміна ймовірності безвідмовної роботи системи при включенні m резервних ланцюгів

З рис. 3.2, зокрема, видно, що якщо ймовірність безвідмовної роботи ланцюга $P_0(t)$ низька, то резервування дає істотне збільшення надійності (особливо при малих значеннях m). Однак, зі зростанням надійності основного ланцюга, ефективність застосування резервних ланцюгів різко знижується.

Розглянемо тепер схему з поелементним постійним резервуванням (рис. 3.3). Так як система є невідновлюваною, то її відмова має місце у разі відмови будь-якого блоку. Відповідно, система буде в працездатному стані, якщо працездатні всі n блоків. Отже

$$P(t) = \prod_{k=1}^n P_{\text{бл}k}(t).$$

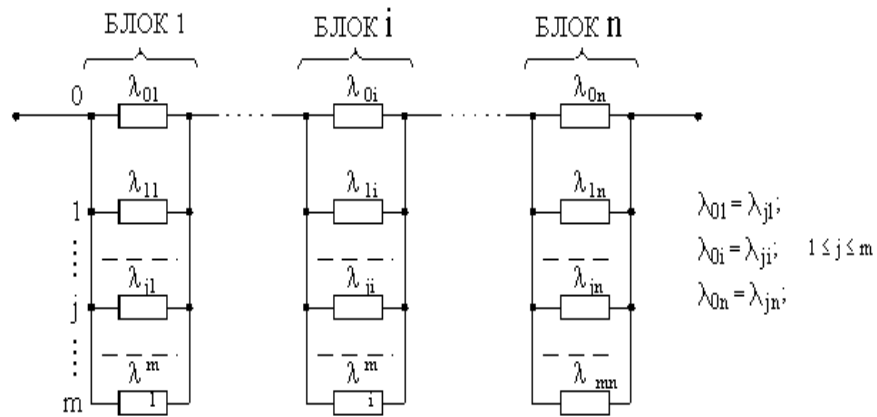


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема для аналізу надійності системи з поелементним резервуванням

В електроенергетичній сфері переважна більшість об'єктів (систем) проєктуються на тривалі терміни експлуатації й є, як правило, відновлюваними. У цьому випадку система прагне прийняти стан відмови з інтенсивністю λ , а з інтенсивністю μ – перейти у працездатний стан. Перехід системи з непрацездатного стану у працездатний здійснюється в процесі ремонту, при якому відбувається відновлення ресурсу системи в цілому.

Припустимо, що деякий елемент може перебувати в одному з двох станів: безвідмовна робота та стан відмови (відновлення), яким відповідають ймовірності $P_0(t)$ та $P_1(t)$, для яких у більшості випадків приймають, що інтенсивність відмов $\lambda = const$ та відновлень $\mu = const$. Розподіл часу між відмовами (частота відмов) і час відновлення описуються показовим законом розподілу $a(t) = \lambda e^{-\lambda t}$ та $a_v(t) = \mu e^{-\mu t}$. Очевидно, що для будь-якого моменту часу справедлива умова $P_0(t) + P_1(t) = 1$.

У відповідній літературі (наприклад, [3]) доведено, що при здійсненні практичних розрахунків, коли можливо припустити, що $\lambda = \omega$, ймовірності непрацездатного та працездатного станів об'єкта визначаються за формулами

$$P_1 = \lambda \tau_v = \omega \tau_v, \quad P_0 = 1 - \omega \tau_v.$$

Таким чином, середня ймовірність відмови (або коефіцієнт вимушеного простою) дорівнює добутку параметра потоку відмов на середній час відновлення елемента після відмови.

Система, що має n однорідних послідовно з'єднаних елементів, може перебувати в двох станах: 0 – всі елементи знаходяться у працездатному стані, 1 – один з елементів відмовив (очевидно, що в цьому випадку відмовляє і вся система).

Для зазначених умов маємо:

– при $P_0(t)=1$, $P_1(t)=0$ (структура знаходиться у працездатному стані)

$$P_0(t) = \frac{\mu}{n\lambda + \mu} + \frac{n\lambda}{n\lambda + \mu} e^{-(n\lambda + \mu)t}, \quad P_1(t) = \frac{n\lambda}{n\lambda + \mu} - \frac{n\lambda}{n\lambda + \mu} e^{-(n\lambda + \mu)t};$$

– при $P_0(t)=0$, $P_1(t)=1$ (структура знаходиться у стані відновлення)

$$P_0(t) = \frac{\mu}{n\lambda + \mu} - \frac{\mu}{n\lambda + \mu} e^{-(n\lambda + \mu)t}, \quad P_1(t) = \frac{n\lambda}{n\lambda + \mu} + \frac{\mu}{n\lambda + \mu} e^{-(n\lambda + \mu)t}.$$

Для стаціонарного стану ($t \rightarrow \infty$) відповідні показники, які отримали назву коефіцієнтів готовності та вимушеного простою системи приймають значення

$$K_{\Gamma} = P_0 = \frac{T}{n\tau_{\text{в}} + T} = \frac{\mu}{n\lambda + \mu}, \quad K_{\Pi} = P_1 = \frac{n\tau_{\text{в}}}{n\tau_{\text{в}} + T} = \frac{n\lambda}{n\lambda + \mu}.$$

Якщо елементи даної структури неоднорідні, тобто $\lambda_1 \neq \lambda_2 \neq \dots \neq \lambda_n$, то допустимо орієнтовно вважати, що

$$P_1 = \sum_{i=1}^n \lambda_i \tau_{\text{в}i}, \quad P_0 = 1 - \sum_{i=1}^n \lambda_i \tau_{\text{в}i}.$$

Середні значення параметра потоку відмов і часу відновлення для подібної системи, зважаючи на прийняті вище допущення, обчислюються наступним чином [3]

$$\omega_C = \sum_{i=1}^n \omega_i, \quad \tau_C = \frac{1}{\omega_C} \sum_{i=1}^n \omega_i \tau_{vi}.$$

Як вже зазначалося вище, коли структура складається з паралельно з'єднаних відновлюваних елементів, то її відмова може наступити тільки при відмові всіх елементів. У загальному випадку, коли система складається з n незалежних елементів, число її можливих станів складе $2n$, вважаючи, що кожен з елементів може бути в одному з двох станів: робочому та неробочому (у процесі відновлення).

Найбільший практичний інтерес при аналізі СЕП має випадок, коли структура складається з двох паралельно з'єднаних елементів (два ланцюги ЛЕП, двотрансформаторна підстанція, двопроміньова схема побудови лінії тощо). Подібна система може перебувати в одному з чотирьох станів:

- 1) обидва елементи знаходяться в працездатному стані;
- 2) перший елемент відмовив, тобто знаходиться в непрацездатному стані, а другий – у працездатному;
- 3) перший елемент знаходиться в працездатному стані, а другий – відмовив;
- 4) обидва елементи знаходяться в непрацездатному стані.

Відповідні ймовірності зазначених станів дорівнюють: $P_1(t)$, $P_2(t)$, $P_3(t)$, $P_4(t)$. У ряді робіт (наприклад, [9]) показано, що зазначені ймовірності можуть бути визначені для стаціонарного ($t \rightarrow \infty$) стану системи наступним чином

$$P_1 = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{T_1}{T_1 + \tau_{b1}} \frac{T_2}{T_2 + \tau_{b2}} = K_{\Gamma 1} K_{\Gamma 2},$$

$$P_2 = \frac{\lambda_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\tau_{B1}}{T_1 + \tau_{B1}} \frac{T_2}{T_2 + \tau_{B2}} = K_{\Pi 1} K_{\Gamma 2},$$

$$P_3 = \frac{\lambda_2 \mu_1}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\tau_{B2}}{T_2 + \tau_{B2}} \frac{T_1}{T_1 + \tau_{B1}} = K_{\Pi 2} K_{\Gamma 1},$$

$$P_4 = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\tau_{B1}}{T_1 + \tau_{B1}} \frac{\tau_{B2}}{T_2 + \tau_{B2}} = K_{\Pi 1} K_{\Pi 2}.$$

За умови $T_i \gg \tau_{Bi}$ коефіцієнти готовності та вимушеного простою приймають такі значення

$$K_{\Gamma} = P_1 + P_2 + P_3, \quad K_{\Pi} = P_4 = K_{\Pi 1} K_{\Pi 2} \approx \lambda_1 \tau_{B1} \lambda_2 \tau_{B2}.$$

Якщо система складається з двох елементів, коли один із них резервує інший, то, у разі однакових елементів і за умови, що середні значення параметра потоку відмов і часу відновлення визначаються для проміжку часу один рік, маємо

$$\omega_C = \omega_1 \omega_2 (\tau_{B1} + \tau_{B2}) 8760^{-1}, \quad \tau_{BC} = \frac{\tau_{B1} \tau_{B2}}{\tau_{B1} + \tau_{B2}}.$$

Отримані результати дають можливість сформулювати наступне загальне правило. Параметр потоку відмов системи, що складається з n незалежних відновлюваних елементів, дорівнює сумі добутків параметра потоку відмов кожного елемента на середню ймовірність відмови частини системи, що залишилася після виключення елемента, що розглядається. При цьому, якщо відмова елемента, що розглядається призводить до відмови системи, то ймовірність відмови решти приймається такою, що дорівнює одиниці (наприклад, послідовне з точки зору надійності з'єднання елементів).

Технічне обслуговування та профілактичні ремонти обладнання покликані підвищити техніко-економічні показники функціонування СЕП, включаючи надійність електропостачання. У багатьох випадках ремонти обладнання або його профілактика проводяться при знятій нарузі або вимагають тимчасової зміни нормальних схем електричних мереж і, таким

чином, неминуче призводить до зниження рівня надійності електропостачання на даний період часу. Щорічно енергетичні компанії складають плани, де визначаються обсяг і графік проведення ремонтів. Природно, при цьому вони прагнуть знизити можливі збитки від перерв в електропостачанні, передбачаючи одночасний ремонт всього обладнання окремих ланцюгів або пов'язуючи його з ремонтом технологічного обладнання споживачів. Строго кажучи, частота та тривалість навмисних відключень не є випадковими величинами. Однак на практиці при аналізі надійності навмисні відключення задають параметром потоку навмисних відключень й їх середньою тривалістю, яку визначають приймаючи, що розподіл тривалості навмисних відключень підпорядковується нормальному закону розподілу [3]. При цьому виходять з того, що на попередньо визначений графік навмисних відключень практично завжди впливає ряд випадкових факторів: поточні інтереси споживачів, погодні умови, наявність необхідного ресурсу матеріалів, технічних засобів, ремонтного персоналу тощо.

На досить тривалих інтервалах часу T , коли $T_i \gg \tau_{vi}$, у практиці розрахунків зазвичай використовуються середні значення ймовірностей.

У системі з послідовним з'єднанням елементів зазвичай навмисні відключення всіх елементів поєднують за часом.

Результуюча величина середнього значення параметра потоку відмов і еквівалентного часу відновлення складають:

$$\omega_C = \sum_{i=1}^n \omega_i + \omega_{\text{пр.нб}}, \quad \tau_{\text{вс}} = \frac{\sum_{i=1}^n \omega_i \tau_{vi} + (\omega_{\text{пр}i} \tau_{\text{пр}i})_{\text{нб}}}{\sum_{i=1}^n \omega_i + \omega_{\text{пр.нб}}} = \frac{K_{\text{ПС}}}{\omega_C},$$

де $\omega_{\text{пр.нб}}$ – найбільша частота навмисних відключень одного з n елементів системи.

У системах із паралельним (з точки зору надійності) з'єднанням елементів найбільший практичний інтерес представляють структури з двома елементами, які резервують один одного. Середнє значення параметра потоку відмов такої системи й еквівалентний час відновлення визначають наступним чином [8]:

$$\omega_C = \omega_1(\omega_2\tau_{B2}) + \omega_2(\omega_1\tau_{B1}) + \omega_1(\omega_{\text{пр}2}\tau_{\text{пр}2}) + \omega_2(\omega_{\text{пр}1}\tau_{\text{пр}1}),$$

$$\tau_{\text{вс}} = \frac{K_{\text{ПС}}}{\omega_C} = \frac{\omega_1\tau_{B1}\omega_2\tau_{B2} + \omega_{\text{пр}1}\tau_{\text{пр}1}K_{\text{пр}1}\omega_2\tau_{B2} + \omega_{\text{пр}2}\tau_{\text{пр}2}K_{\text{пр}2}\omega_1\tau_{B1}}{\omega_1(\omega_2\tau_{B2}) + \omega_2(\omega_1\tau_{B1}) + \omega_1(\omega_{\text{пр}2}\tau_{\text{пр}2}) + \omega_2(\omega_{\text{пр}1}\tau_{\text{пр}1})}.$$

Отриманий результат може бути узагальнено для випадку, коли система складається з n елементів, які резервують один одного.

Для оцінки ймовірностей станів системи для тривалих проміжків часу (сезон, рік) в переважній більшості випадків використовуються більш прості моделі, що базуються на середніх значеннях ймовірностей станів елементів системи.

У багатьох випадках структури є поєднанням послідовно та паралельно з'єднаних елементів. У цій ситуації показники надійності системи визначають поетапним її еквівалентуванням (рис. 3.4) на основі застосування наведених вище формул.

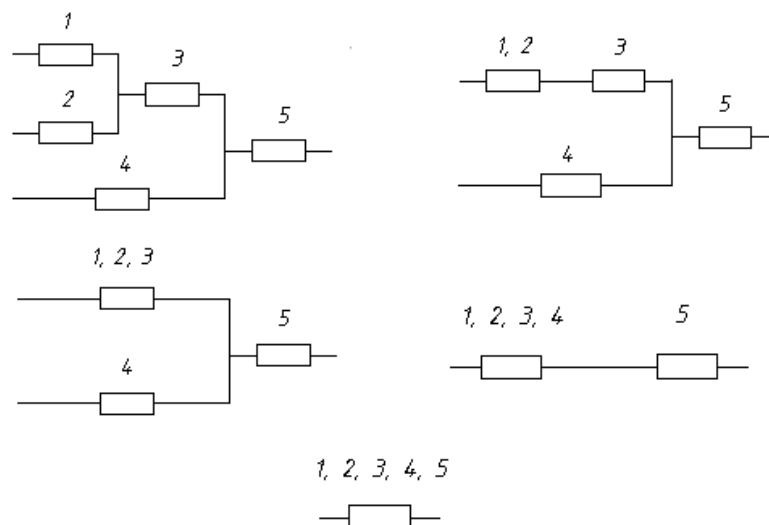


Рисунок 3.4 – Еквівалентування структур для визначення показників надійності

Реальні технічні системи, у тому числі й електроенергетичні, часто являють собою складні структури, які не можуть бути спрощені на основі зазначеного вище прийому. Класичним прикладом такої структури є, так звана, мостикова схема. Для аналізу подібних структур використовуються зовсім інші методи й алгоритми, які описано та проаналізовано у спеціальній літературі, наприклад, [3].

До цих пір розглядалися лише події, які призводили до повної відмови системи або її навмисного відключення. Разом із тим, для більшості сучасних систем забезпечення споживачів електричною енергією характерним є те, що ймовірність їх повної відмови надзвичайно низька. Найчастіше складається ситуація, коли система не може виконувати свої функції у повному обсязі. У цьому випадку класичне визначення надійності та представлені вище показники не завжди дають змогу адекватно кількісно оцінити рівень надійності, визначити ефективність різних заходів по її підвищенню. Детальніше деякі практичні алгоритми, пов'язані з оцінкою надійності розподільних систем, розглядаються у наступному підрозділі.

3.2 Особливості оцінки показників надійності у системах електропостачання

Найбільш слабкою ланкою в плані надійності вітчизняних СЕП є повітряні розподільні мережі 6...10 кВ, на які припадає понад 70 % всіх порушень електропостачання споживачів. Лінії даного класу в переважній більшості будуються за радіальним принципом з великою кількістю відгалужень. А наявні резервні зв'язки в подібних мережах на даний час виконуються на роз'єднувачах з ручним керуванням (рис. 3.5). Захисні апарати (у більшості випадків маломасляні вимикачі з електромеханічними пристроями релейного захисту й автоматики) встановлюються лише в ЦЖ (підстанціях 110...35/6...10 кВ).

Для кількісної оцінки надійності забезпечення споживачів електричною енергією необхідні відповідні критерії.

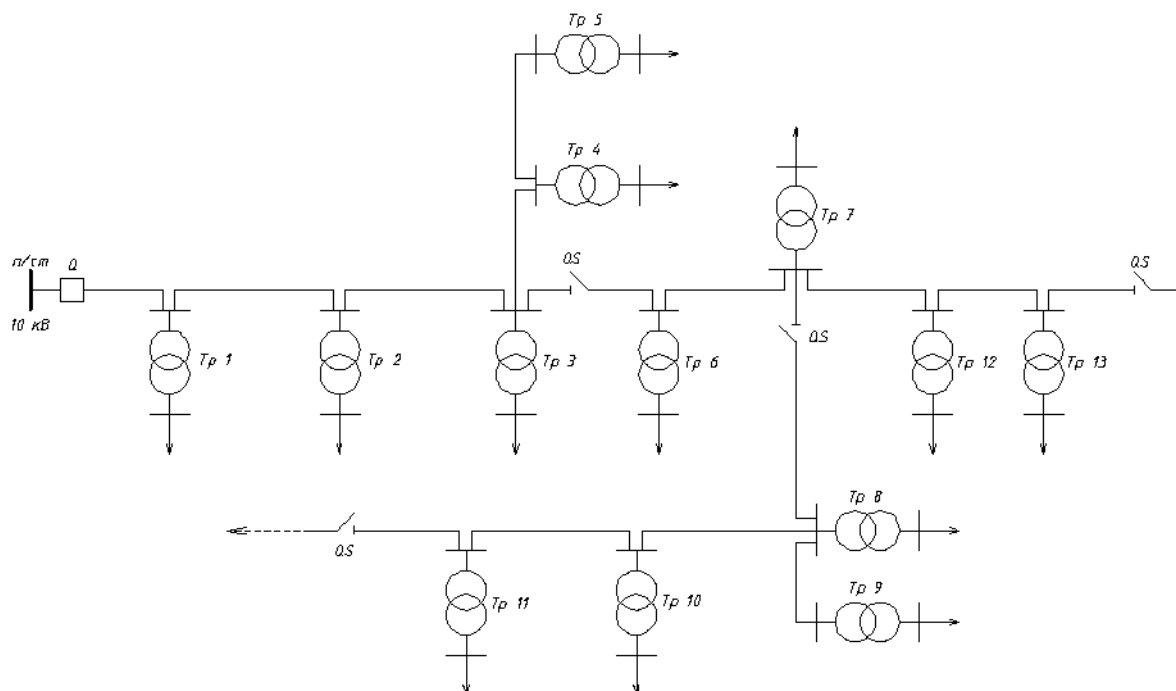


Рисунок 3.5 – Узагальнена схема повітряної розподільної лінії

У багатьох країнах для оцінювання та нормування надійності в електричних мережах використовуються показники, сформовані на основі відповідного стандарту *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)*, зокрема:

– *SAIFI (System average interruption frequency index)* – індекс, який визначається як відношення загального числа перерв у електропостачанні споживачів за рік до загального числа споживачів, що обслуговуються

$$SAIFI = \frac{\sum Tf_i NP_i}{\sum NP_i},$$

де i – номер вузла навантаження;

Tf_i – середня частота відключень i -го об'єкта;

NP_i – кількість точок продажу електроенергії у вузлі i ;

– *SAIDI* (*System average outage duration index*) – показник, що обчислюється як відношення сумарної тривалості перерв у електропостачанні за рік до загального числа споживачів, що обслуговуються

$$SAIDI = \frac{\sum Rdt_i NP_i}{\sum NP_i},$$

де Rdt_i – очікувана тривалість відключень об'єкта i ;

– *CAIDI* (*Customer average outage duration index*) – індекс, що знаходиться як відношення сумарної тривалості перерв у електропостачанні до загального числа перерв у електропостачанні споживачів за рік;

– *ASAI* (*Average system availability index*) – показник, який визначається як відношення числа годин, протягом яких фактично здійснювалося електропостачання споживачів до необхідного часу електропостачання споживачів за рік.

Окрім цього для аналогічної мети також досить широко використовується такий показник, як очікувана величина недовідпущеної електроенергії *EENS* (*Electrical energy not supplied*). При цьому виходять з того, що при відмовах або навмисних відключеннях в електричних мережах сумарна кількість відпущеної споживачам електроенергії буде меншою необхідної величини. Таким чином, кількість недовідпущеної споживачам енергії (у переважній більшості за рік) може служити мірою оцінки надійності. Даний показник залежить від обсягу навантаження, що відключається, середнього часу відключення, показника питомої пошкоджуваності елементів системи. Зокрема, для типової лінії електричної мережі очікувана величина недовідпущеної електроенергії (без урахування навмисних відключень) обчислюється у такий спосіб

$$EENS = \omega_0 \tau_b LP_b K_{\Pi}, \quad (3.1)$$

де ω_0 – питома частота пошкоджень (для 1 км лінії на рік);

τ_b – середній час відновлення електропостачання;

L – довжина лінії;

P_b – встановлена потужність споживачів;

K_n – коефіцієнт попиту навантаження.

Для реалізації розрахунків відповідно до (3.1) крім характеристик електричної мережі (топології, довжини ділянок, точок розміщення та типів комутаційних і захисних апаратів, навантаження споживачів тощо) необхідно володіти статистичними даними про пошкоджуваність окремих її елементів. При цьому усі пошкодження у СЕП необхідно диференціювати за різними ознаками, наприклад, за своїм характером (стійкі та нестійкі ушкодження), залежно від типу ліній (ПЛ і КЛ) тощо.

Не лише різні енергокомпанії, але й окремі території, що обслуговуються ними, можуть характеризуватися істотно різними умовами роботи: вік і технічний стан мереж, топологічні особливості, організація технічного обслуговування тощо. Тому, з одного боку, природним є прагнення мати статистичні дані про пошкоджуваність максимально конкретизовані щодо об'єкту, який розглядається, а, з іншого – статистичні вибірки, що використовуються для оцінки показників надійності, повинні бути представницькими. Остання вимога робить практично неможливим підготовку відповідних статистичних даних щодо окремих ліній розподільної мережі або навіть підстанцій, тому вони найчастіше формуються для всієї розподільної енергокомпанії у цілому або, принаймні, для окремих її характерних зон.

У загальному випадку час, пов'язаний із процесом відновлення електропостачання споживачів у існуючих розподільних мережах, можна поділити на кілька характерних етапів:

1. τ_o – проміжок часу від моменту відключення лінії до початку пошуку ушкодження (містить у собі час, через який до диспетчера надійшла інформація про відсутність електроенергії, час очікування та підготовки оперативно-виїзної бригади до виїзду на місце ушкодження);

2. τ_{Π} – час пошуку ушкодженої ділянки (містить у собі переїзд оперативної виїзної бригади до підстанції, здійснення пробного включення лінії, якщо це необхідно, та виявлення ушкодженої ділянки відповідно до стратегії, яка використовується для цієї мети);

3. τ_{Δ} – час, необхідний для локалізації ушкодженої ділянки за допомогою роз'єднувачів (або інших комутаційних апаратів) і подачі живлення споживачам неушкоджених ділянок лінії, у тому числі за рахунок введення мережного резерву;

4. τ_p – час, що включає обхід ушкодженої ділянки з метою пошуку безпосереднього місця ушкодження, виконання ремонтних робіт і відновлення нормальної схеми електропостачання.

Загальний час відновлення електропостачання змінюється у дуже широких межах (у середньому може становити 3–8 год і більше). При цьому (без урахування ремонту) у багатьох випадках не менше 60 % часу витрачається на пошук і локалізацію пошкодженої ділянки. Оцінити дану складову часу відновлення електропостачання досить складно, оскільки на її формування впливає велика кількість показників: стратегія, яка використовується для пошуку та локалізації ушкодження; довжина та ступінь розгалуженості ліній; оснащення секціонуючими пристроями та їх характер; рельєф місцевості та стан доріг, що визначають швидкість переміщення оперативних виїзних бригад; кількість оперативно-виїзних бригад тощо.

Винятково важлива роль у визначенні часу відновлення електропостачання приділяється таким факторам, як рівень інформатизації енергокомпаній; наявність, обсяг і характер встановлених у мережі комутаційних апаратів; ступінь їх автоматизації. Очевидно, що в кожній конкретній ситуації сумарний час відновлення електропостачання τ_{Σ} формується за рахунок тих або інших складових, кожна з яких може варіюватися у досить широких межах.

Так наприклад, у нерезервованих повітряних мережах без комутаційних апаратів стійке ушкодження кожної з ділянок призводить до відключення лінії на час (який умовно можна назвати часом ремонту)

$$\tau_{\text{в}} = \tau_{\text{рем}} = \tau_{\text{о}} + \tau_{\text{п}} + \tau_{\text{р}}. \quad (3.2)$$

Наявність комутаційних апаратів дає можливість за необхідності секціонувати лінію та залежно від місця ушкодження дає можливість у певних ситуаціях скоротити тривалість часу відновлення електропостачання для ряду вузлів навантаження, зменшуючи тим самим обсяг недовідпущеної електроенергії.

Наприклад, при встановленні роз'єднувача в магістралі лінії й у випадку ушкодження в мережі за ним, час відновлення електропостачання (яке умовно можна назвати часом перемикання – $\tau_{\text{пер}}$) для споживачів розташованих перед комутаційним апаратом складе

$$\tau_{\text{в}} = \tau_{\text{пер}} = \tau_{\text{о}} + \tau_{\text{п}} + \tau_{\text{л}}. \quad (3.3)$$

При цьому час відновлення електропостачання для споживачів, розміщених за роз'єднувачем, буде становити

$$\tau_{\text{рем}} = \tau_{\text{о}} + \tau_{\text{п}} + \tau_{\text{л}} + \tau_{\text{р}}. \quad (3.4)$$

Практично такий самий час буде потрібний для відновлення електропостачання всіх споживачів у випадку, якщо ушкодження лінії відбулося до комутаційного апарату.

Дана ситуація зміниться, якщо, наприклад, наприкінці лінії передбачена можливість підключення резервного джерела живлення. У цьому випадку при ушкодженні на будь-якій ділянці, розташованій до секційного роз'єднувача, живлення споживачів, розташованих за комутаційним апаратом, може бути відновлене від резервного джерела після здійснення відповідних комутацій у мережі, тобто практично за час $\tau_{\text{пер}}$.

Загальна логіка визначення тривалості часу відновлення електропостачання не зміниться, якщо замість роз'єднувачів із ручним приводом будуть використовуватися автоматичні секціонуючі пристрої. У цьому випадку при ушкодженні за комутаційним апаратом відключення ушкодженої частини мережі відбуваються практично миттєво, та споживачі, підключені до мережі до місця розташування комутаційного апарата, не відчують перерви в електропостачанні (тобто для них $\tau_b = 0$).

У міру насичення розподільних мереж комутаційними та захисними апаратами різного типу, створення альтернативних точок підключення резервного живлення, вирішення завдання обчислення обсягу недовідпущеної електроенергії, величини часу відновлення електропостачання різко ускладнюється. У літературі описано кілька різних підходів для вирішення цього питання.

Наприклад, у [3] запропоновано використати так звану структурно-логічну матрицю. Принцип її формування полягає в наступному. Рядки матриці відповідають вузлам мережі, які представлені середніми значеннями своїх навантажень. Стовпці відповідають ділянкам мережі, які характеризуються їх довжиною. Осередки матриці заповнюються значеннями часу відновлення електропостачання необхідного для поновлення живлення даного вузла мережі (рядок матриці) при ушкодженні на відповідній ділянці лінії (стовпець матриці), з огляду на всі встановлені в мережі комутаційні, захисні апарати та резервні джерела живлення.

На підставі даної матриці сумарна величина очікуваної недовідпущеної електроенергії може бути обчислена в такий спосіб

$$EENS = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \omega_0 L_i P_{\text{сеп } j} \tau_{ij} ,$$

де n – кількість ділянок розглянутої лінії;

m – кількість вузлів навантаження;

τ_{ij} – значення часу відновлення електропостачання, який необхідний для відновлення електропостачання вузла навантаження j у разі пошкодження на ділянці лінії i та занесені на попередньому етапі у відповідні осередки структурно-логічної матриці.

Ще один підхід до розрахунку очікуваної величини недовідпущеної електроенергії попередньо вимагає виділення так званих активних зон дії кожного захисного та комутаційного апаратів. На подальшому етапі обчислюються окремі складові сумарної очікуваної величини недовідпущеної електроенергії, кожна з яких пов'язана з конкретним типом захисного або комутаційного апарата.

Наприклад, для схеми мережі, представленої на рис. 3.5, можна виділити зону дії вимикача потужності (зона 1) та зони дії роз'єднувачів (зона 2 та зона 3). Складова недовідпуску електроенергії, пов'язана з вимикачем потужності, визначається за виразом

$$EENS_1 = \omega_0 L_{\text{вп}} P_{\text{сер}\Sigma} \tau_{\text{рем}},$$

де $L_{\text{вп}}$ – активна зона дії вимикача потужності, яка представлена сумарною довжиною відповідних ділянок лінії;

$P_{\text{сер}\Sigma}$ – сумарне середнє навантаження всіх споживачів лінії.

Друга складова недовідпуску електроенергії, що залежить від встановлених у мережі роз'єднувачів, обчислюється е таким спосіб

$$EENS_2 = \sum_{i=1}^2 \omega_0 L_{pi} \left[P_{\text{сер}.pi} (\tau_{\text{рем}} - \tau_{\text{пер}}) + P_{\text{сер}\Sigma} \tau_{\text{пер}} \right],$$

де L_{pi} – активна зона дії i -го роз'єднувача, що представлена сумарною довжиною відповідних ділянок лінії;

$P_{\text{сер}.pi}$ – сума середніх навантажень споживачів, розташованих за i -м роз'єднувачем;

$\tau_{\text{рем}}$, $\tau_{\text{пер}}$ – значення середнього часу відновлення електропостачання визначені відповідно до (3.2), (3.3) та (3.4).

У підсумку сумарна величина очікуваної недовідпущеної електроенергії для розглянутої лінії складе

$$EENS = EENS_1 + EENS_2.$$

Таким чином, для схеми, яка зображена на рис. 3.6, кінцевий результат розрахунку очікуваної величини недовідпущеної електроенергії буде мати наступний вигляд

$$\begin{aligned} EENS = \omega_0 \bigg\{ & (P_{\text{сер1}} + P_{\text{сер2}} + P_{\text{сер3}} + P_{\text{сер4}} + P_{\text{сер5}} + P_{\text{сер6}} + P_{\text{сер7}})(L_{01} + L_{12})\tau_{\text{рем}} + \\ & + (L_{23} + L_{34} + L_{35}) \left[(P_{\text{сер3}} + P_{\text{сер4}} + P_{\text{сер5}} + P_{\text{сер6}} + P_{\text{сер7}})(\tau_{\text{рем}} - \tau_{\text{пер}}) + \right. \\ & \left. + (P_{\text{сер1}} + P_{\text{сер2}} + P_{\text{сер3}} + P_{\text{сер4}} + P_{\text{сер5}} + P_{\text{сер6}} + P_{\text{сер7}})\tau_{\text{пер}} \right] + \\ & + (L_{56} + L_{67}) \left[(P_{\text{сер6}} + P_{\text{сер7}})(\tau_{\text{рем}} - \tau_{\text{пер}}) + \right. \\ & \left. + (P_{\text{сер1}} + P_{\text{сер2}} + P_{\text{сер3}} + P_{\text{сер4}} + P_{\text{сер5}} + P_{\text{сер6}} + P_{\text{сер7}})\tau_{\text{пер}} \right] \bigg\}. \end{aligned}$$

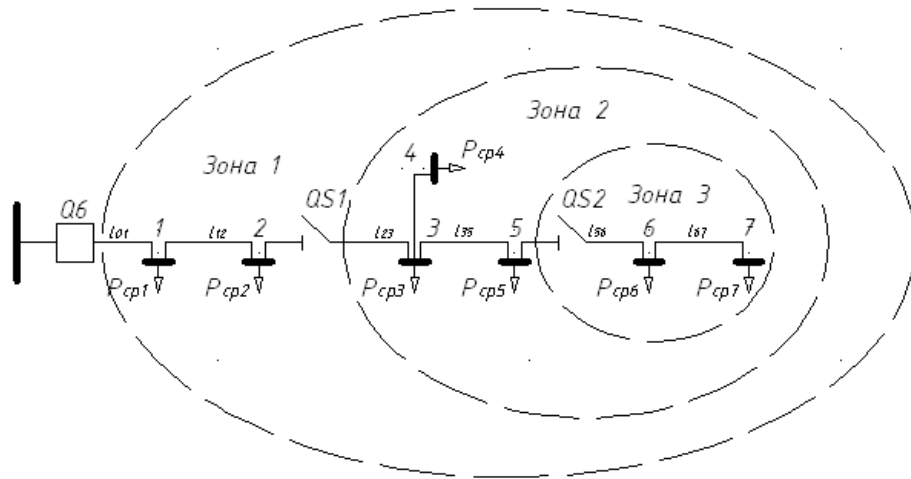


Рисунок 3.6 – Визначення зон дії комутаційних апаратів для оцінки показників надійності

Після певних перетворень остаточно одержимо

$$\begin{aligned} EENS = \omega_0 \bigg[& P_{\text{сер}\Sigma} (L_{01} + L_{12})\tau_{\text{рем}} + \\ & + (P_{\text{сер3}} + P_{\text{сер4}} + P_{\text{сер5}} + P_{\text{сер6}} + P_{\text{сер7}})(L_{23} + L_{34} + L_{35})\tau_{\text{рем}} + \end{aligned}$$

$$+ (P_{\text{сер6}} + P_{\text{сер7}})(L_{56} + L_{67})\tau_{\text{рем}} + (P_{\text{сер1}} + P_{\text{сер2}})(L_{23} + L_{34} + L_{35} + L_{56} + L_{67})\tau_{\text{пер}} + \\ + (P_{\text{сер3}} + P_{\text{сер4}} + P_{\text{сер5}})(L_{56} + L_{67})\tau_{\text{пер}} \Big]. \quad (3.5)$$

Можна переконатися, що обчислене згідно з (3.5) значення очікуваної величини недовідпущеної електроенергії буде повністю ідентичне тому, який було б отримано у результаті використання структурно-логічної матриці [3], однак запропонована методика дає змогу значно спростити формалізацію обчислювального процесу особливо у мережах зі складною конфігурацією, насичених комутаційними та захисними апаратами.

3.3 Засоби та заходи підвищення надійності роботи повітряних ліній напругою 6...10 кВ у системах забезпечення споживачів електричною енергією

У загальному випадку зниження часу перерв в електропостачанні вузлів навантаження, які викликаються як аварійними, так і навмисними відключеннями, безпосередньо впливає на обсяг електроенергії, недовідпущеної споживачам. У повітряних розподільних мережах 6...10 кВ дана мета може бути досягнута за рахунок:

- секціонування ліній шляхом застосування сучасних комутаційних апаратів; автоматизації електричних мереж;
- оптимізації роботи оперативних виїзних бригад;
- розширення номенклатури й обсягу робіт, які виконуються без зняття напруги;
- удосконалення методів планування робіт, пов'язаних із технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання.

Довгі роки у вітчизняних енергокомпаніях основним комутаційним апаратом, який використовувався для секціонування ПЛ напругою 6...10 кВ, були роз'єднувачі серії РЛНД-10.

Складнощі, що виникають при їх експлуатації, пов'язувалися, у першу чергу, з наступними факторами:

- у разі коли навантаження на порцелянові стрижневі ізолятори, які застосовувалися на роз'єднувачах РЛНД, перевищує допустимий рівень, відбувається крихкий злам порцелянової частини та падіння залишку ізолятора разом із ножем роз'єднувача на землю. З огляду на те, що механічна дія на ізолятор, в основному, виникає у момент операції по роз'єднанню фаз оператором, що знаходяться під опорою з встановленим РЛНД, це створює загрозу травмування персоналу;

- ножі роз'єднувачів РЛНД, виконані з алюмінію, армованого мідними пластинами, схильні до інтенсивної електрохімічної корозії та мають високий перехідний електричний опір. Як правило, такі контакт-елементи виходять з ладу після одного року експлуатації, особливо в зонах морських узбережь або в районах із активним промисловим забрудненням через відшарування мідної пластини при її мінімальному контактному зносі;

- недосконала конструкція й, як правило, низька якість виготовлення деталей і вузлів кінематичної передачі.

Нові роз'єднувачі серії РЛК мають ряд важливих переваг: стійке антикорозійне покриття всіх частин роз'єднувача; установка на кожному полюсі додаткових незалежних ізоляторів, що виключає можливість зламу проводів, що було одним із недоліків роз'єднувачів типу РЛНД; струмопровідні частини виконані з міді з покриттям гальванічним оловом, що виключає окислення контактів навіть в зволоженому або забрудненому середовищі та дає можливість збільшити життєвий цикл даних апаратів до 10000 спрацьовувань; роз'єднувач можна встановлювати на опорі як в горизонтальній, так і у вертикальній площині; контактні частини (ножі) захищені кожухами, що забезпечує працездатність обладнання при товщині шару льоду до 20 мм.

Управління роз'єднувачем РЛК здійснюється ручним приводом, який сконструйовано таким чином, що не вимагає додаткового змащення за весь

період експлуатації завдяки застосуванню полімерних втулок. При цьому у включеному стані ручка приводу захищена кожухом, що замикається на замок.

Відносно новим обладнанням на вітчизняному ринку є запобіжники-роз'єднувачі вихлопного типу зовнішньої установки (наприклад, серії ПРВТ-10), які вже давно добре себе зарекомендували у багатьох енергокомпаніях світу. Дане обладнання призначено для захисту трансформаторів і розподільних мереж від КЗ і перевантажень, а також створення видимих розмикань в електричних ланцюгах, відключення ділянок мережі зі знятим навантаженням, але які знаходяться під напругою.

Запобіжники виконуються у вигляді однополюсного апарату, що складається з фарфорового ізолятора, на кінцях якого на армованих кронштейнах закріплено контактні системи, де встановлюється утримувач змінного елемента. Труба змінного елемента (патрона) виконана з армованого газогенеруючого матеріалу, який має не лише хороші ізоляційні властивості та дугогасну здатність, але і високу механічну міцність.

При протіканні струму КЗ або граничного струму перевантаження плавкий елемент плавиться та виникає електрична дуга, яка розтягується рухомим під дією пружини провідником. При подовженні дуга, стикаючись зі стінками фібрової трубки, утворює велику кількість газів, які її обдувають і, таким чином, сприяють гасінню. Після перегорання плавкої вставки утримувач змінного елемента запобіжника-роз'єднувача автоматично відкидається, тим самим створюючи видимий розрив.

Змінні елементи виконуються з двома типами часо-струмових характеристик (ЧСХ): «швидкі» та «повільні». Використання елементів з повільними характеристиками дає можливість реалізувати спільну роботу запобіжників-роз'єднувачів і реклоузера, про що мова піде далі.

Операції включення, відключення, зняття й установки патрона здійснюються вручну з землі за допомогою спеціальної ізолюючої штанги, що дає змогу проводити будь-які операції навіть при вологій погоді та під

дощем. Важливими характеристиками запобіжників-роз'єднувачів є видима сигналізація його спрацьовування у режимі запобіжника та можливість багаторазового використання патрона, оскільки в разі необхідності заміні підлягає тільки змінний елемент.

У даний час багатьма виробниками випускаються вимикачі навантаження стовпові (вимикачі навантаження-роз'єднувачі), призначені для установки на опорах будь-якого типу ВЛ номінальною напругою до 35 кВ. Вони випускаються декількох типів: елегазові, вакуумні, з повітряною ізоляцією; розраховані як на ручне управління (за допомогою ізолюючої штанги), так і на використання спеціального приводу, що не потребує обслуговування протягом всього терміну експлуатації; можуть мати ножі, розташовані у вертикальній або горизонтальній площинах.

Вимикачі з повітряною ізоляцією, по суті, являють собою лінійний роз'єднувач, оснащений найпростішим пристроєм гасіння дуги, що містить мінімальну кількість рухомих елементів і мають комутаційний ресурс до 5000 робочих циклів. Елегазові вимикачі розташовуються в сталевому або алюмінієвому герметичному баку, що виключає вплив будь-яких атмосферних чинників на його роботу. На баку також є оптичний показчик положення апарату та стану газу.

З точки зору підвищення надійності розподільних мереж найбільш ефективний спосіб використання вимикачів навантаження є їх розміщення в точках підключення резервного живлення. Таке рішення дає можливість істотно зменшити час, необхідний персоналу оперативно-виїзних бригад для подачі резервного живлення споживачів, тому що для здійснення необхідних комутацій не потрібно відключати напругу на резервній лінії. Останнім часом ведуться роботи з оснащення даних вимикачів зовнішніми (встановлюються на опорі) блоками телеметричного керування та передачі даних, показниками проходження струму КЗ, що дасть можливість інтегрувати їх в різні автоматизовані системи управління режимами електричних мереж.

В останні роки енергокомпанії економічно розвинених країн світу активно насичують свої мережі автоматичними комутаційними апаратами. Серед них особливе місце займають реклоузери, спочатку створені як пункти автоматичного секціонування й автоматичного введення резерву для повітряних розподільних мереж. Дані пристрої, здебільше, стовбового виконання, включають в себе два основних модуля – комутаційний, представлений високонадійним і швидкодіючим (час спрацьовування до 40 мс) вакуумним або елегазовим вимикачем, що має високий комутаційний ресурс, і шафу управління. Висока швидкодія реклоузера дає змогу легко інтегрувати його в існуючі мережі, тому що у більшості випадків не потрібно переналаштування (збільшення витримки часу) захисту, встановленого на головній ділянці лінії.

З метою реалізації коректної роботи реклоузера в ньому передбачені: система вимірювань і первинного перетворення величин струму та напруги (у ряді конструкцій є можливості для фіксації фазних струмів, а також фазних і лінійних напруг прямої та нульової послідовності, коефіцієнта потужності, графіків активної та реактивної потужності при її перетоках як в прямому, так і в зворотному напрямках, обсягу пропущеної електричної енергії тощо); автономна система живлення; мікропроцесорна система релейного захисту й автоматики; пристрій реєстрації всіх подій (включення, відключення, спрацьовування захистів і засобів автоматики тощо); порти для підключення пристроїв телемеханіки, що дає можливість використовувати реклоузер у системах телевимірювань, телесигналізації, телекерування з можливістю застосування найрізноманітніших каналів зв'язку; блок самодіагностики елементів; необхідне для функціонування реклоузера програмне забезпечення.

Живлення реклоузера здійснюється від трансформаторів власних потреб, які встановлюються поруч із ним на опорі, або від малогабаритної акумуляторної батареї, що дає змогу зберегти працездатність реклоузера в

будь-яких ситуаціях. Реклоузери можуть випускатися як в однофазному, так і в трифазному виконанні.

У радіальних лініях із однобічним живленням реклоузери рекомендується розміщувати на магістральній частині. При виникненні ушкодження відключається найближчий (у напрямку джерела живлення) до місця ушкодження реклоузер, і таким чином автоматично ізолюється відповідна частина мережі. Подібні рішення можуть бути особливо ефективні в протяжних лініях.

У лініях побудованих за петлевою схемою, реклоузер використовується і як пункт автоматичного введення резерву. У цьому випадку ушкодження локалізується двома найближчими до точки ушкодження реклоузерами. Для коректної роботи такої схеми реклоузери повинні бути оснащені спеціальними спрямованими захистами. Малий ступінь селективності реклоузерів дає можливість в більшості випадків використати традиційний ступінчатий принцип узгодження захистів за часом.

Найважливішою характеристикою реклоузерів є можливість реалізації функцій децентралізованого управління повітряними розподільними мережами. Ключовим елементом, що дає можливість реалізувати ці функції, є мікропроцесорний блок релейного захисту й автоматики. Зокрема, в реклоузера серії РВА/TEL-10-16/630 виробництва компанії Таврида Електрик передбачено чотири незалежних групи уставок релейного захисту, що дає змогу змінювати налаштування захисту при запланованих змінах режиму мережі. Для кожного набору уставок мається можливість використання різних функцій релейного захисту й автоматики.

Світовий досвід свідчить, що багато енергокомпаній, що мають у своїй структурі протяжні та досить розгалужені повітряні розподільні мережі, намагалися підвищити їх надійність шляхом захисту всіх відгалужень запобіжниками. Далеко не завжди таке рішення давало позитивний результат, враховуючи, що у повітряних мережах обсяг нестійких пошкоджень істотно вище, ніж стійких. Дані обставини часто були причиною

необґрунтованих відключень споживачів. Узгодити ж роботу запобіжників із умовами функціонування засобів релейного захисту й автоматики, встановленими переважно на головних ділянках ліній, було практично неможливо.

Зовсім інші умови роботи засобів захисту створюються при застосуванні реклоузера. Висока швидкодія захисту та вимикача, встановлених на реклоузері, наявність елементів логічного аналізу, дають змогу узгодити його спільну роботу з запобіжниками, розміщеними на відгалуженнях ПЛ. При виникненні КЗ на відгалуженні у першому циклі автоматичного повторного включення (АПВ) пошкодження ізолюється швидким відключенням реклоузера. На наступних циклах АПВ, коли можна вважати пошкодження на відгалуженні стійким, реклоузер переходить на роботу з характеристикою, узгодженою з параметрами запобіжника, що дає можливість перегоріти його плавкій вставці (рис. 3.7).

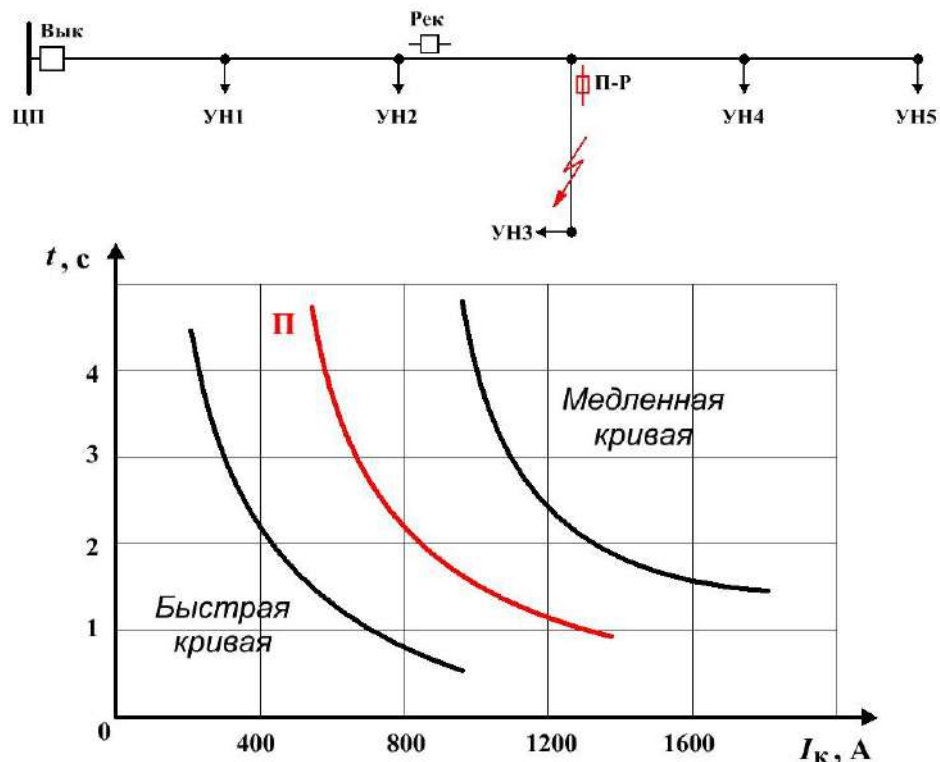
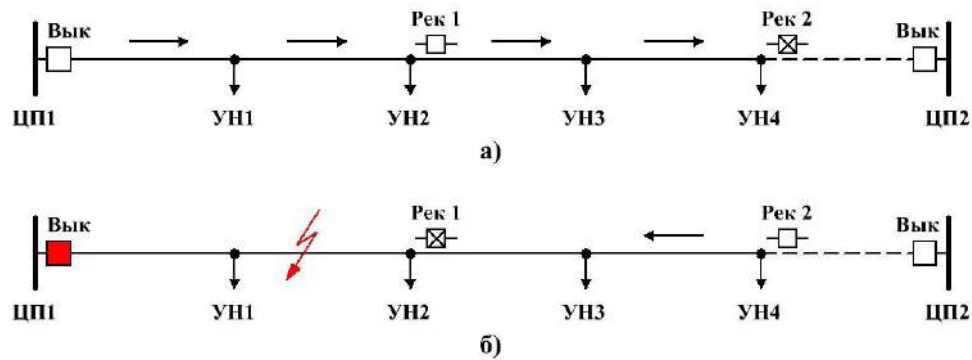


Рисунок 3.7 – Спільна робота реклоузера та запобіжників:

П-Р - запобіжник-роз'єднувач; Рек - реклоузер;

П – ЧСХ запобіжника; швидка крива, повільна крива – ЧСХ реклоузера до та після першого циклу АПВ; Н – вузол навантаження

Можливість незалежного завдання уставок для кожного ступеня захисту як для прямого, так і зворотного напрямків потужності дає змогу ефективно використовувати реклоузери у схемах із автоматичним мережевим резервуванням (рис. 3.8), коли необхідно автоматично змінювати уставки при перемиканні споживачів із основного на резервне джерело живлення.



а – нормальний стан (реклоузер 2 відключено);
 б – післяаварійний стан

Рисунок 3.8 – Схема з автоматичним мережевим резервуванням

І, нарешті, дуже важливим якістю реклоузера є відсутність необхідності в поточних і капітальних ремонтах протягом усього терміну їх служби.

Ще в 70-х роках минулого століття у науково-технічних публікаціях було запропоновано використовувати в повітряних розподільних мережах автоматичні відокремлювачі як ефективний засіб підвищення надійності електропостачання. Разом із тим, дані розробки так і не знайшли широкого практичного застосування. У той же час у багатьох зарубіжних енергокомпаніях вже протягом тривалого часу широко й успішно використовується подібний комутаційний апарат, який отримав назву секціоналайзер (*sectionalizer*), для здійснення секціонування електричних мереж.

Автоматичний лінійний секціоналайзер є комутаційний апарат, що не призначений для відключення струмів КЗ і не має в своєму складі пристроїв релейного захисту й автоматики. Таким чином, відпадає необхідність в

узгодженні його захистів з захистами, що розташовуються як на нижньому, так і на верхньому рівнях розподільних ліній. Промисловість випускає трифазні й однофазні секціоналайзери. Останні призначені, в основному, для використання в однофазних відгалуженнях, де вони розміщуються за однофазними реклоузерами. Існує два типи даних пристроїв: гідравлічні й електронні. Вони принципово не відрізняються з точки зору свого призначення, але мають дещо відмінні конструкції та характеристики, які обумовлюють особливості їх застосування.

Дія секціоналайзерів заснована на відключення струму КЗ у безструмову паузу на певному циклі спрацьовування АПВ найближчого (у напрямку джерела живлення) вимикача потужності або реклоузера. Важливим елементом секціоналайзера є логічний пристрій, який аналізує режим мережі та генерує сигнал на відключення пристрою, з огляду на наступні фактори.

По-перше, необхідно бути впевненим, що пошкодження в лінії має місце за точкою розміщення секціоналайзера. Даний факт підтверджується, якщо струм, що проходить через апарат, перевищує деяке значення (зазвичай 160 % номінального струму секціоналайзера).

По-друге, потрібно переконатися, що пошкодження не є нестійким. Це здійснюється шляхом підрахунку кількості спрацьовувань відповідного реклоузера або вимикача потужності, встановлених з боку джерела живлення й обладнаних пристроєм багаторазового АПВ. Кожне відключення зазначеного комутаційного апарату супроводжується зниженням струму, що проходить через секціоналайзер, нижче деякого мінімального значення (наприклад, для гідравлічних секціоналайзерів ця величина складає 64 % від їх номінального струму). Зазвичай пошкодження вважається стійким після другого та третього фактів фіксації зниження струму в ланцюзі.

По-третє, необхідно переконатися, що пошкодження не ізолюється захисними апаратами (запобіжником або реклоузером), розташованими за секціоналайзером. Відповідне рішення повинно бути прийнято лише на

підставі вимірів, здійснених у точці розміщення секціоналайзера. Саме цей етап аналізу режиму може бути пов'язаний із можливістю помилкового функціонування даного комутаційного апарату.

Розглянемо лінію розподільної мережі, в якій послідовно розміщено реклоузер, гідравлічний секціоналайзер і запобіжник. У разі пошкодження за запобіжником (тобто з боку споживача) через усі три апарати протікає струм КЗ. Секціоналайзер при цьому фіксує протікання струму, що перевищує встановлену межу (зазвичай 160 % від номінального значення) та відраховує перший цикл АПВ. Реклоузер спрацьовує відповідно до «швидкої кривої» його ЧСХ, тим самим захищаючи запобіжник. Після повторного включення на стійке КЗ описана вище процедура повторюється та секціоналайзер відраховує другий цикл АПВ. Після ще одного включення реклоузера на стійке пошкодження він відключається відповідно до «повільної кривої» його ЧСХ, що призводить до перегорання запобіжника. При цьому через секціоналайзер знову-таки протікає струм, значення якого вище встановленої межі. Це фіксується лічильником секціоналайзера та він відключається. Таким чином, одночасно відключеними виявляються запобіжник і секціоналайзер.

Трохи змінимо робочі характеристики реклоузера. Після першого циклу АПВ при повторному протіканні по мережі струму КЗ реклоузер відключається відповідно до «повільної кривої» його ЧСХ, що призводить до перегорання запобіжника. При цьому, хоча секціоналайзер і відраховує другий цикл АПВ, він все ж залишається у включеному стані. Таким чином, пошкодження в мережі буде локалізовано тільки найближчим до нього запобіжником.

Поведінка зазначених комутаційних апаратів буде іншою, якщо замість гідравлічного використовувати електронний секціоналайзер. Важливою відмінністю останнього є маленька величина мінімальної межі значення струму, що становить близько 0,3 А. Наслідком цього є те, що, наприклад, у першому з розглянутих вище прикладів після третього циклу АПВ і

перегорання запобіжника струм, що протікає через секціоналайзер, буде більше цієї межі та, таким чином, він не спрацює. При цьому пошкодження буде ізолювано від основної частини мережі лише запобіжником.

У СЕП можуть мати місце особливі ситуації, при яких для коректного застосування секціоналайзерів потрібно додатковий аналіз. Наприклад, іноді помилкові спрацьовування секціоналайзерів викликаються кидками струму намагнічування у розподільних трансформаторах, величина якого перевищує номінальний струм у кілька разів. Також є особливості координації налаштувань реклоузера при їх каскадному застосуванні.

У структурі сумарного часу відновлення електропостачання значну частку становить час, необхідний для пошуку місця пошкодження в розподільній лінії. Раніше дана процедура складалася в об'їзді (або обході) оперативним персоналом трас ПЛ із візуальним контролем їх стану. Технічні засоби, які застосовувалися для цієї мети (покажчики КЗ) були недосконалі, що обмежувало їх практичне застосування. Сучасні покажчики КЗ дають можливість визначити напрямок пошуку пошкодження, що фіксується різного виду індикаторами (світлодіоди, стробоскопічні лампи тощо), що спрацьовують при протіканні через даний пристрій струму КЗ. Вони виконуються, як правило, однофазними з безпосередньою підвіскою на проводах ПЛ. Повернення покажчиків КЗ у початкове положення може відбуватися за фактом появи в лінії струму навантаження або напруги. Є можливість розрізняти та по-різному візуалізувати стійкі та нестійкі пошкодження. Живлення покажчиків КЗ здійснюється або безпосередньо від лінії, або від вбудованих літєвих акумуляторів.

Очевидно, що впровадження автоматичного секціонування мереж дає змогу суттєво зменшити час відновлення електропостачання. Призначення всіх розглянутих комутаційних апаратів полягає у швидкому автоматичному відключенні ушкодженої частини лінії під час КЗ або в період безструмової паузи. Однак застосування декількох послідовно встановлених автоматичних

секціонуючих пристроїв вимагає узгодження уставок їх захистів і, крім того, призводить до неоднакового підвищення надійності окремих споживачів.

Наприклад, у радіальних лініях без резервування надійність електропостачання споживачів, підключених до мережі за останнім секціонуючим пристроєм, завжди залишається незмінною на відміну від споживачів, підключених до комутаційних апаратів.

У якості відносно нового рішення підвищення надійності електричних мереж пропонується застосовувати дистанційне керування комутаційними апаратами. Для цього замість традиційних лінійних роз'єднувачів встановлюються телекеровані роз'єднувачі або пункти секціонування з дистанційним керуванням. У випадку виникнення пошкодження у процесі його локалізації всі комутації виконуються дистанційно. Очевидно, що це істотно скорочує час, пов'язаний із численними переїздами оперативного персоналу між комутаційними апаратами. Однак реалізація такого рішення вимагає значних витрат на встановлення відповідного устаткування та створення каналів керування. Крім того у випадку виходу з ладу каналів зв'язку мережа стає некерованою й ефект від її телемеханізації втрачається.

У всіх розглянутих випадках принципову роль у керуванні післяаварійними режимами відіграє диспетчер енергокомпанії. Йому постійно необхідно контролювати схему мережі, аналізувати її режими, оцінювати коректність роботи засобів захисту при прийнятті рішень щодо необхідних перекомутації у розподільній мережі.

Більш прогресивним підходом до підвищення надійності роботи повітряних розподільних мереж є їх децентралізоване керування (автоматичне секціонування в післяаварійних режимах). У цьому випадку всі пункти секціонування мережі працюють незалежно від системи централізованого диспетчерського керування. При такій схемі побудови мережі кожен комутаційний апарат є, у певному сенсі, інтелектуальним пристроєм, що має можливість аналізувати режим лінії й автоматично здійснювати реконфігурацію мережі в післяаварійних режимах, включаючи

локалізацію місця ушкодження та відновлення електропостачання споживачів неушкодженої частини лінії.

Перевагою децентралізованого керування мережею є відсутність впливу людського фактору. Відключення КЗ, локалізація пошкодження, відновлення електропостачання відбуваються автоматично. При цьому тривалість часу відновлення живлення споживачів неушкоджених ділянок мережі різко скорочується.

Для реалізації децентралізованого керування необхідно використовувати високонадійні комутаційні апарати з малим часом спрацьовування, які мають значний комутаційний ресурс, що дає змогу їм нормально функціонувати при багаторазових циклах АПВ.

Особливі вимоги в цьому випадку ставляться й до систем релейного захисту. Багатофункціональні мікропроцесорні пристрої захисту повинні мати можливість працювати з різними уставками при будь-яких напрямках перетоків потужності та мати малі ступені селективності (порядку 0,1...0,2 с), а також незалежне живлення.

Отже, для децентралізованого керування не можуть використовуватися пункти секціонування на базі осередків комплектних розподільних пристроїв зовнішнього встановлення, які обладнані стандартними захистами, виконаними переважно на електромеханічних компонентах. Такі захисти практично неможливо застосовувати у мережах із двосторонніми перетоками потужності, особливо коли потрібно використовувати різні уставки залежно від напрямку потоку. Мінімальний ступінь селективності подібних захистів становить 0,5 с. Сучасним пристроєм, що відповідає всім вимогам децентралізованого керування, є вже розглянутий вище реклоузер.

У будь-якому випадку, незалежно від того, які секціонуючі пристрої планується використати для підвищення надійності повітряних розподільних ліній, принциповим питанням є обґрунтування їх раціонального складу та місць розташування.

Для вирішення зазначеної оптимізаційної задачі можливо використати алгоритм, який носить ітераційний характер, і включає у себе виконання наступних операцій.

1. По черзі на кожній із ділянок мережі розміщують комутаційні апарати з певної заздалегідь заданої дискретної послідовності, що формується, починаючи з найпростішого, а отже, найбільш дешевого пристрою. Якщо на деякій із ділянок на попередній ітерації вже було встановлено комутаційний апарат, то його замінюють на більш ефективний.

2. Для кожного з отриманих варіантів оснащення лінії секціонуючими пристроями в залежності від характеру цільової функції й обмежень обчислюють відповідні інтегральні показники надійності. Зокрема, маємо

$$SAIDI^L(x_n^k) = \frac{\sum Rdt_j^L(x_n^k) \cdot NP_j}{\sum NP_j}, \quad SAIFI^L(x_n^k) = \frac{\sum Tf_j^L(x_n^k) \cdot NP_j}{\sum NP_j},$$

$$ASIDI^L(x_n^k) = \frac{\sum Rdt_j^L(x_n^k) \cdot P_j}{\sum P_j}, \quad ASIFI^L(x_n^k) = \frac{\sum Tf_j^L(x_n^k) \cdot P_j}{\sum P_j},$$

де $Rdt_j^L(x_n^k)$ – середня тривалість;

$Tf_j^L(x_n^k)$ – середня частота відключень при установці в k -му місці лінії секціонуючого пристрою n -го виду x_n^k ;

NP_j – кількість точок обліку споживання електроенергії, прив'язаних до вузла навантаження j ;

P_j – середнє навантаження вузла j , кВт.

3. В умовах нормування надійності для кожного контрольованого інтегрального показника надійності обчислюють його так звану відносну значимість:

$$S_i^L = \frac{R_i^{L-1}(\mathbf{x}) - R_i^T}{R_i^T},$$

де R_i^T – цільове значення i -го показника;

R_i^{L-1} – значення даного показника, отримане на попередній $L-1$ ітерації.

При цьому, якщо $S_i^L < 0$ або $0 < S_i^L \leq \varepsilon$, де ε – задана користувачем ступінь наближення до R_i^T , то приймаємо $S_i^L = 0$. Якщо $\sum_j S_j^L = 0$, то вважають, що завдання виконано та подальші обчислення припиняють.

В іншому випадку ваговий коефіцієнт i -го критерію на L -й ітерації визначають як

$$w_i^L = \frac{S_i^L}{\sum_j S_j^L}.$$

При такому підході, більшої ваги набуває показник, значення якого (в нормалізованому вигляді) на поточній ітерації знаходиться далі від його цільового значення. Якщо нормування показників надійності відсутнє, то відповідні вагові коефіцієнти приймають однаковими або визначають експериментально за умови, що їх сума буде дорівнює одиниці.

4. Обчислюють нормований узагальнений показник підвищення надійності, наприклад

$$\begin{aligned} \Delta NRI^L(x_n^k) &= w_{SAIDI} \frac{SAIDI^{L-1} - SAIDI^L(x_n^k)}{SAIDI^{L-1}} \oplus \\ &\oplus w_{SAIFI} \frac{SAIFI^{L-1} - SAIFI^L(x_n^k)}{SAIFI^{L-1}} + w_{EENS} \frac{EENS^{L-1} - EENS^L(x_n^k)}{EENS^{L-1}}, \\ &\text{або} \\ \Delta NRI^L(x_n^k) &= w_{SAIDI} \frac{SAIDI^{L-1} - SAIDI^L(x_n^k)}{SAIDI^{L-1}} \oplus \\ &\oplus w_{SAIFI} \frac{SAIFI^{L-1} - SAIFI^L(x_n^k)}{SAIFI^{L-1}} + w_{ASIDI} \frac{ASIDI^{L-1} - ASIDI^L(x_n^k)}{ASIDI^{L-1}} \oplus \\ &\oplus w_{ASIFI} \frac{ASIFI^{L-1} - ASIFI^L(x_n^k)}{ASIFI^{L-1}}. \end{aligned}$$

У залежності від того, які показники надійності нормують. При цьому на першій ітерації значення інтегральних показників $SAIDI^{L-1}$, $SAIFI^{L-1}$, $ASIDI^{L-1}$ та $ASIFI^{L-1}$ визначають для випадку, коли у розглянутій лінії відсутні комутаційні апарати.

5. Обчислюють характеристику $\frac{\Delta NRI^L(x_n^k)}{\Delta C^L(x_n^k)}$, де $\Delta C^L(x_n^k)$ –

відносний приріст витрат на підвищення надійності після розміщення в лінії x_n^k -го секціонуючого пристрою. Його знаходять так:

– якщо припускають установку нового секціонуючого пристрою, то

$$\Delta C^L(x_n^k) = \frac{C(x_n)}{C_{\min}};$$

– якщо розглядають заміну секціонуючого пристрою $n-1$ -го виду на найближчий більш ефективний і кошовний пристрій n -го виду з заданої дискретної послідовності, то

$$\Delta C^L(x_n^k) = \frac{C(x_n) - C(x_{n-1})}{C_{\min}}.$$

У наведених вище виразах $C(x_{n-1})$, $C(x_n)$, C_{\min} – відповідно вартості секціонуючих пристроїв $n-1$ -го, n -го видів і найбільш дешевого з усіх включених у дискретну послідовність секціонуючих пристроїв, що плануються до використання.

6. Оптимальний на даній ітерації варіант розміщення секціонуючих пристроїв в лінії визначають за умовою

$$\frac{\Delta NRI^L(x_n^k)}{\Delta C^L(x_n^k)} \rightarrow \max.$$

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії. Наказ Міністерства палива та енергетики України від 17 січня 2002 року № 19. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 1 лютого 2002 р. за № 93/6381.
2. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. Київ : Мінрегіонбуд України, 2015. 45 с.
3. Зорін В.В., Тисленко В.В. Системы электроснабжения общего назначения. Чернігів : вид-во Чернігівського державного технологічного університету, 2005. 341 с.
4. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Москва : Международный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1999. 32 с.
5. ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT) Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. Київ : Мінекономрозвитку України, 2014. 32 с.
6. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Электроснабжение. Т. 1. Москва : Энергоатомиздат, 1986. 568 с.
7. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. Москва : Энергоатомиздат, 1984. 198 с.
8. Фокин Ю.А. Надежность и эффективность сетей электрических систем. Москва : Высшая школа, 1989. 150 с.
9. Фокин Ю.А., Туфанов В.А. Оценка надежности систем электроснабжения. Москва : Энергоиздат, 1981. 224 с.