

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний аграрний університет
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

Допускається до захисту:

завідувач кафедри

проф. Матвійчук В. А.

(Підпис, вчене звання, прізвище, ініціали)

« ____ » _____ 2023 р.

Кваліфікаційна робота бакалавра
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

на тему:

**«Підвищення ефективності функціонування
електричних систем із використанням засобів
компенсації»**

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕІ-19-1 з
галузі знань 14 «Електрична інженерія»

Антонюк Євген Олександрович _____

Керівник: д.т.н., професор

Матвійчук В. А. _____

« ____ » _____ 2023 р.

Вінниця - 2023 р.

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний аграрний університет

Інженерно-технологічний факультет
Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри ЕЕЕ, д.т.н., проф.

_____ В. А. Матвійчук

« _____ » _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

студенту _____ *Антонюку Євгену Олександрович у*

на тему _____ *Підвищення ефективності функціонування електричних систем із використанням засобів компенсації*

затверджену наказом _____

Термін подання кваліфікаційної бакалаврської роботи
на кафедру для попереднього захисту _____

Вихідні дані для роботи: Методичні вказівки до виконання кваліфікаційних бакалаврських робіт. Основні параметри режимів роботи електроенергетичних систем та мереж і якості електричної енергії. Джерела і споживачі реактивної потужності на підприємствах. Трансформатори з регульовальними пристроями.

Пристрої і способи повздовжньої і поперечної компенсації реактивної потужності.

Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

Вступ.

1. Аналіз параметрів режимів та якості електроенергії.

2. Шляхи забезпечення оптимального функціонування електроенергетичних систем.

3. Засоби і способи компенсації реактивної потужності в електричних системах

Висновки.

Список використаної літератури.

Додатки.

Перелік презентаційного матеріалу:

1. Мета і задачі дослідження.

2. Параметри режимів роботи електроенергетичних систем та параметри якості електроенергії.

3. Зміна відхилення напруги при відсутності регулювання.

4. Регулювання напруги з допомогою пристроїв РПН.

5. Залежності споживання реактивної потужності і величини ковзання АД при зміні напруги живлення при різних коефіцієнтах завантаження.

6. Керування нормальними режимами ЕЕС шляхом використання трансформаторів з регулювальними пристроями.

7. Схема мережі та векторна діаграма напруг установок повздовжньої компенсації РП на ПЛЕП.

8. Схема мережі та векторна діаграма напруг установок поперечної компенсації РП.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ABSTRACT.....	6
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМІВ ТА ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	9
1.1. Параметри режимів роботи електроенергетичних систем та мереж і якості електричної енергії	9
1.2. Джерела і споживачі реактивної потужності на підприємствах.....	15
Висновки до розділу 1.....	19
РОЗДІЛ 2. ШЛЯХИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ.....	20
2.1. Шляхи зменшення втрат потужності в ЕЕС шляхом регулювання напруги	20
2.2. Керування нормальними режимами ЕЕС шляхом використання трансформаторів з регульовальними пристроями.....	24
2.2.1. Трансформатори з перемиканням без збудження.....	24
2.2.2. Трансформатори з регулюванням під напругою.....	28
2.2.3. Автотрансформатори з тиристорним перемиканням відводів.....	34
Висновки до розділу 2.....	35
РОЗДІЛ 3. ЗАСОБИ І СПОСОБИ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ.....	37
3.1. Пристрої і способи повздовжньої компенсації реактивної потужності.....	37
3.2. Пристрої і способи поперечної компенсації реактивної потужності..	43
3.3. Керування системами компенсації реактивної потужності.....	48
Висновки до розділу 3.....	51
ВИСНОВКИ.....	52
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	53
ДОДАТКИ.....	56

АНОТАЦІЯ

Антонюк Є. О. «Підвищення ефективності функціонування електричних систем із використанням засобів компенсації». Кваліфікаційна бакалаврська робота. – Вінниця : ВАУ. 2023. – 56 с. Список використаної літератури – 20 джерел, рисунків 20.

Кваліфікаційна робота складається з розрахунково-пояснювальної записки, яка виконана на 56 друкованих аркушах та складається зі вступу, 3 розділів, висновків, списку використаної літератури.

У першому розділі проводиться аналіз параметрів режимів роботи електроенергетичних систем та мереж і якості електричної енергії, розглядаються джерела і споживачі реактивної потужності на підприємствах, відзначається, що збільшення споживання реактивної потужності викликає збільшення струму в електричній мережі і зниження коефіцієнта потужності. В другому розділі розглядаються шляхи забезпечення оптимального функціонування електроенергетичних систем. Висвітлюються шляхи зменшення втрат потужності в ЕЕС шляхом регулювання напруги, використання трансформаторів з регулювальними пристроями. В третьому розділі висвітлюються засоби і способи компенсації реактивної потужності в електричних системах. При цьому аналізуються пристрої і способи поздовжньої і поперечної компенсації реактивної потужності, розкриваються підходи щодо керування системами компенсації реактивної потужності

Ключові слова: параметри режимів та якості електроенергії, втрати потужності в ЕЕС, реактивна потужність, способи та засоби компенсації реактивної потужності.

ABSTRACT

Antonyuk E. O. "Increasing the efficiency of the functioning of electrical systems with the use of means of compensation." Qualifying bachelor thesis. – Vinnytsia: WOW. 2023. – 56 p. List of used literature - 20 sources, 20 figures.

The qualification work consists of a calculation and explanatory note, which is made on 56 printed sheets and consists of an introduction, 3 sections, conclusions, a list of used literature.

In the first section, the parameters of the operating modes of electric power systems and networks and the quality of electric power are analyzed, sources and consumers of reactive power at enterprises are considered, it is noted that an increase in the consumption of reactive power causes an increase in the current in the electric network and a decrease in the power factor. The second chapter considers the ways to ensure the optimal functioning of electric power systems. Ways to reduce power losses in the UES through voltage regulation, use of transformers with regulating devices are highlighted. The third section highlights the means and methods of reactive power compensation in electrical systems. At the same time, the devices and methods of longitudinal and transverse compensation of reactive power are analyzed, approaches to the management of reactive power compensation systems are revealed

Key words: power mode and quality parameters, power losses in the UES, reactive power, methods and means of reactive power compensation.

ВСТУП

Актуальність роботи. Проблема необхідності компенсації реактивної потужності виникла одночасно із відкриттям і практичним застосуванням змінного струму. Велика частина споживачів електроенергії (двигуни, електромагнітні пристрої тощо), а також засоби її перетворення (трансформатори), вимагають для роботи крім активної енергії, надходження з мережі певного обсягу реактивної енергії. Протягом половини періоду основної частоти мережі реактивна потужність спрямована в бік навантаження, а в іншу половину періоду – у протилежну сторону.

Засоби компенсації реактивної потужності - це пристрої, що розміщуються в мережах високої напруги і призначені для управління режимами роботи електричної енергії в нормальних, аварійних і після аварійних станах електроенергетичних систем і мереж та підвищення якості електропостачання. Останнім часом у зв'язку з появою високотехнологічних виробництв і безперервних технологічних процесів з високими вимогами до якості електропостачання спостерігається тенденція до посилення вимог щодо якості виробленої і споживаної електроенергії.

Шунтувальні реактори, та інші компенсувальні установки, що часто застосовуються для компенсації реактивної потужності, можуть чинити негативний вплив на роботу системи в силу зростаючих втрат активної потужності. Основним недоліком компенсуючих установок є проблеми, що пов'язані з низькою здатністю до комутації. Запобігання перенапругам змушує тримати увімкненими пристрої безвідносно до переданої потужності, що призводить до зниження пропускної здатності системи.

Для керування реактивною потужністю останнім часом все більш широко використовуються керовані шунтувальні реактори та конденсаторні установки.

Мета роботи: дослідження та аналіз режиму роботи енергосистеми та параметрів якості електроенергії.

Об'єкт дослідження – регулювання напруги шляхом компенсації реактивної потужності, як метод підвищення якості функціонування електроенергетичних систем.

Предмет дослідження - засоби і способи компенсації реактивної потужності в електричних системах.

Задачі дослідження. Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі основні задачі:

- аналіз параметрів режимів;
- аналіз параметрів якості електроенергії;
- аналіз шляхів підвищення якості функціонування мереж;
- аналіз засобів та заходів оптимального керування режимами;
- розрахунок оптимального рівня компенсації реактивних навантажень електричних мереж.

На захист кваліфікаційної магістерської роботи виносяться:

- 1) аналіз параметрів режимів та якості електроенергії;
- 2) шляхи забезпечення оптимального функціонування електроенергетичних систем;
- 3) засоби і способи компенсації реактивної потужності в електричних системах.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМІВ ТА ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.1. Параметри режимів роботи електроенергетичних систем та мереж і якості електричної енергії

При аналізі роботи електричної мережі розрізняють параметри елементів мережі і параметри її режимів.

Параметрами елементів електричної мережі є опір, провідність, коефіцієнти трансформації. До параметрів мережі також відносять електрорушійну силу (ЕРС) джерел і струми (потужності) навантажень.

До параметрів режиму відносяться: значення частоти, струмів в гілках, напруг в вузлах, фазових кутів, повної, активної і реактивної потужностей електропередачі, а також значення, що характеризують несиметрію трифазної системи напруг або струмів і не синусоїдність зміни напруги та струмів протягом періоду основної частоти.

Якість електричної енергії – це сукупність її характеристик за частотою і напругою, які називаються показниками якості електроенергії. Вони визначають вплив електроенергії на приєднане до електричної мережі електрообладнання, електричні апарати і прилади. Характер цього впливу оцінюється мірою відповідності цих показників якості електроенергії встановленим вимогам. В термінах електромагнітної сумісності показники якості електроенергії – це рівень електромагнітної перешкоди, що створюється в електричній мережі у єдиному і неперервному процесі виробництва, передаванні, розподілу і споживанні електричної енергії [8].

Якість електроенергії враховує всі аспекти електричних мереж і систем, але характеризує тільки електричну мережу. Встановлені для неї допустимі рівні називають показниками якості електроенергії.

Нормативні значення показників якості електроенергії і їх перелік встановлені ГОСТ 13109-97 [8], який є підставою для розробників апаратури і

електрообладнання, що приєднуються до мережі, в частині їх перешкодостійкості, з одного боку, і рівня завад, що вносяться ними, з іншого. Якщо рівень завадостійкості цих технічних засобів вище гранично допустимих значень показників якості електроенергії в мережі, то електричні мережі і системи будуть надійно забезпечені.

Фактичні значення показників якості електроенергії контролюються за допомогою спеціалізованих засобів вимірювання в умовах експлуатації, а відповідні характеристики електричних пристроїв – шляхом необхідних випробувань при їх розробленні та виробництві.

Показники якості електроенергії нормуються ГОСТом і на них встановлені два допустимі рівні: нормальний і граничний.

Відхилення частоти.

Частота f є загальносистемним параметром режиму електроенергетичної системи (ЕЕС) і визначається балансом активної потужності. При виникненні дефіциту потужності, що генерується, в системі відбувається зниження частоти до такого значення, при якому встановлюється новий баланс потужності, що генерується і споживається. При надлишку потужності, що генерується, навпаки, частота підвищується.

Частота змінного струму в ЕЕС визначається частотою обертання генераторів електростанцій. Номінальне значення частоти 50 Гц (у деяких країнах 60 Гц). У кожен момент часу в ЕЕС повинно бути забезпечено рівність між потужністю генераторів електростанцій і потужністю споживачів, з урахуванням втрат потужності в елементах ЕЕС. Регулювання частоти в ЕЕС можливо лише за наявності резерву активної потужності на електростанціях. Введення резервної активної потужності можливе в ЕЕС за рахунок додаткової витрати енергоносія первинного двигуна (турбіни) генератора.

Якість електроенергії за частотою характеризується відхиленням частоти Δf :

$$\Delta f = f_{\phi} - f_{\text{ном}} \quad (1.1)$$

де $f_{\text{ном}}$ – номінальне значення частоти, Гц; f_{ϕ} – фактичне стале (виміряне) значення частоти, Гц.

Відхилення напруги.

Напруга у вузлах ЕЕС може бути різною і визначається балансом реактивної потужності в цих вузлах. Відмінність фактичної сталої напруги U_{ϕ} в заданій точці мережі від його номінального значення $U_{\text{ном}}$ характеризується відхиленням напруги U_{ϕ} . Відхилення напруги визначаються у відсотках від значення напруги, номінального для даного вузла ЕЕС:

$$\delta U_{\phi} = \frac{U_{\phi} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100\%. \quad (1.2)$$

Зміну рівня напруги у вузлі мережі при передаванні електроенергії по її ділянці можна проілюструвати на прикладі, коли по лінії передаються активна P і реактивна Q потужності. Заступна схема лінії наведена на рисунку 1.1

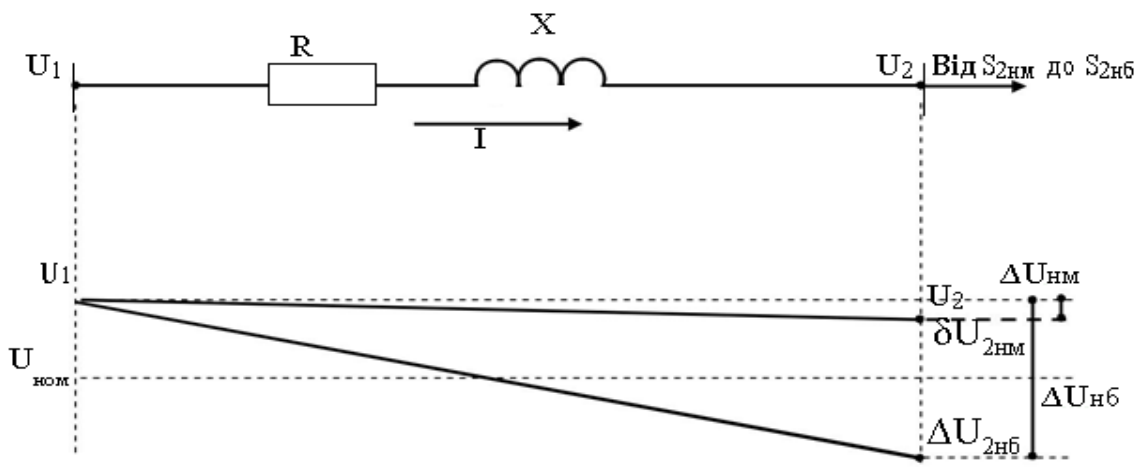


Рисунок 1.1 – Зміна відхилення напруги при відсутності регулювання

При даній потужності струм, що протікає по лінії, рівний I . При цьому і потужність $S=P+jQ$, і струм $I=I_a-jI_r$, і опори лінії $Z=R+jX$ є комплексними величинами. Тоді напруги U_1 і U_2 по кінцях лінії будуть різними через спад напруги в цій лінії. Якщо потужність передається в напрямі, показаному на рисунку, то напруга в кінці лінії буде нижча, ніж на початку. Різниця цих

напруг (якби вона була виміряна вольтметром) називається втратою напруги. Втрата напруги – це різниця модулів напруг на кінцях лінії або $\Delta U = |U_1| - |U_2|$.

На відміну від ΔU різниця цих комплексних величин $U_1 - U_2$ називається спадом напруги, який рівний $\Delta U = U_1 - U_2 = I(R + jX)$.

Через те, що спад напруги – це комплексна величина, розрізняють її поздовжню і поперечну складові (рис. 1.2). Вони можуть бути розраховані за виразами:

для поздовжньої складової

$$\Delta U' = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_1}, \quad (1.3)$$

і для поперечної складової

$$\Delta U'' = \frac{P \cdot X + Q \cdot X}{U_1}. \quad (1.4)$$

Ці вирази справедливі для будь-якого елемента передавальної або розподільної мережі.

Поздовжня складова приблизно рівна втраті напруги, тобто $\Delta U \approx \Delta U'$. Вона характеризує різницю діючих напруг на кінцях елемента мережі (лінія, трансформатор) [3].

Поперечна складова характеризує фазовий зсув (кут) між векторами цих напруг.

Тоді діюче значення міжфазної напруги в кінці лінії при заданій напрузі на її початку $U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U)^2 + (\Delta U)^2}$.

На рис. 1.2 показана векторна діаграма спаду напруги.

Під час розрахунку мереж з номінальною напругою 110 кВ і нижче поперечну складову можна не враховувати. Для таких мереж характерні або приблизна рівність R і X , або перевищення R над X .

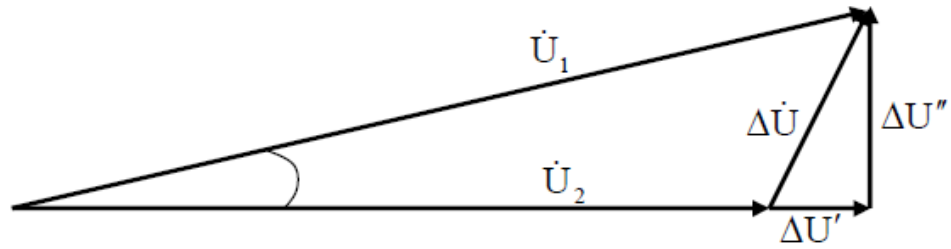


Рисунок 1.2 – Векторна діаграма спаду напруги

Під час оцінювання відхилень напруги U_{ϕ} на приймальному кінці даної лінії вимірюється саме напруга U_2 . Тоді:

$$\delta U_{\phi} = \frac{U_{\phi 2} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100\%. \quad (1.5)$$

Забезпечення вимог за допустимими відхиленнями напруги в кожній точці електричної мережі без спеціальних регулюючих пристроїв можливо лише тоді, коли сумарні втрати напруги відносно невеликі. Сучасні ЕЕС характеризуються великою довжиною ліній різних номінальних напруг і багатоступінчатою трансформацією. Тому передавання електроенергії від її джерел до приймачів, коли сумарні втрати напруги великі, неможлива без спеціальних засобів регулювання напруги.

У розподільних електричних мережах відхилення напруги, звичайно, визначаються в характерних точках. Це точки, віддалені від центрів живлення (ЦЖ), які обладнані трансформаторами з регульованими під навантаженнями коефіцієнтами трансформації (РПН) [18].

Добовий діапазон зміни навантаження споживача досить великий, що призводить до зміни втрат напруги в мережі, а отже, і до зміни відхилень напруги у вузлах. Такий приклад наведений на рисунку 1.2, коли напруга на початку лінії U_1 підтримується на рівні вище номінального, а потужність навантаження змінюється в діапазоні від $S_{2\text{нм}}$ до $S_{2\text{нб}}$. В даному прикладі напруга U_2 на приймальному кінці нижча тоді, коли навантаження більше.

При цьому відхилення напруги від номінального значення в режимі найбільшого ($\delta U_{2нб}$) і найменшого ($\delta U_{2нм}$) навантаження можуть відрізнятись від допустимих значень. У ПУЕ рекомендується підтримувати напругу в ЦЖ на рівні не нижче 105 % номінального значення в режимі найбільшого навантаження і не вище 100 % – в режимі найменшого навантаження. Ця вимога відповідає принципу зустрічного регулювання напруги, для реалізації якого використовуються засоби регулювання напруги.

На рис. 1.3 в якості засобу регулювання використовується трансформатор з РПН. Регулятор РПН залежно від струму I навантаження трансформатора змінює його коефіцієнт трансформації k_T , вводячи ту або іншу добавку напруги E так, що зі збільшенням струму k_T знижується і напруга на лінії підвищується. Навпаки, при зниженні струму навантаження k_T збільшується і напруга знижується. Тепер напруга в режимі найбільшого навантаження вища за $U_{ном}$, а в режимі найменшого – нижча.

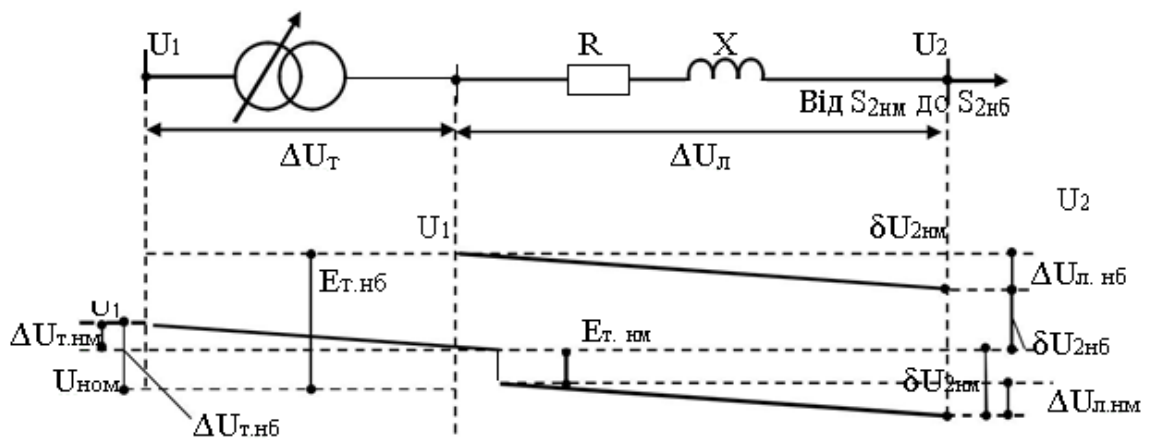


Рисунок 1.3 – Регулювання з допомогою РПН

Коефіцієнт трансформації змінюється так, що при проміжних навантаженнях $\delta U_{2нм} < \delta U_{пр} < \delta U_{2нб}$. Енергопостачальна організація може задавати години найбільшого і найменшого навантаження певними інтервалами часу протягом доби. Протягом цих інтервалів навантаження споживача може змінюватися, залишаючись відповідно в діапазонах найбільших або найменших значень. Тому і допустимі відхилення напруги повинні задаватися діапазонами

окремо для режимів найбільшого і найменшого навантаження і підтримуватися в заданих діапазонах засобами регулювання напруги.

1.2. Джерела і споживачі реактивної потужності на підприємствах

Генератори електростанцій виробляють активну і реактивну потужності. Активна потужність споживається електроприймачами, перетворюючись в теплову, механічну і інші види енергії. Реактивна потужність характеризує електроенергію, що перетворюється в енергію електричних і магнітних полів.

Потужність електрообладнання ЕЕС (генератори, лінії електропередач, трансформатори, електроприймачі тощо) визначається його повною потужністю. Повна потужність S при синусоїдальній формі напруги і струму пов'язана з активною P і реактивною Q потужностями квадратичною залежністю $S^2 = P^2 + Q^2$. При цьому повна потужність, активна $P = UI \cos\varphi$ і реактивна $Q = UI \sin\varphi$, де U і I – діючі значення синусоїдної напруги і струму; φ – кут між векторами напруги і струму.

До основних споживачів реактивної потужності в мережах підприємств відносяться асинхронні двигуни і силові трансформатори. Реактивна потужність, споживана асинхронними двигунами, становить приблизно 40% від її загального споживання в промислових електромережах. Частина реактивної потужності, переданої приймачам електроенергії, споживається елементами мережі живлення у вигляді втрат. Близько 35% всієї споживаної потужності приходить на втрати в силових трансформаторах і 7% в лініях електропередач. Також споживачами реактивної потужності є індукційні і дугові печі (8%) та перетворювальні установки (10%) [10].

Величина споживаної потужності асинхронними двигунами залежить від експлуатаційних, конструктивних факторів та їх технічного стану. До експлуатаційних факторів належать величина завантаження за активною потужністю, рівень напруги і частоти мережі живлення, відхилення яких від номінальних значень впливає на рівень споживання реактивної потужності.

На рис. 1.4 приведені графіки залежності для реактивної потужності і коефіцієнта потужності асинхронного двигуна від коефіцієнта завантаження.

Отже загальна споживана асинхронним двигуном реактивна потужність складається з двох складових - реактивної потужності холостого ходу і реактивної потужності розсіювання. Реактивна потужність розсіювання залежить від завантаження двигуна і зменшується при зниженні навантаження на валу. Реактивна потужність холостого ходу не залежить від завантаження. При холостому ході двигуна споживання активної потужності мінімально в порівнянні з споживаною реактивною потужністю холостого ходу, отже, коефіцієнт потужності в цьому режимі має мінімальне значення.

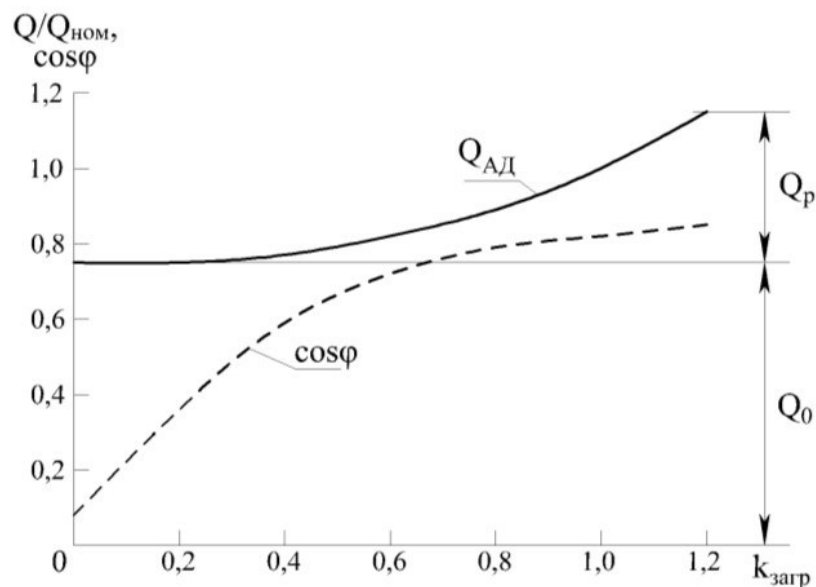


Рисунок 1.4 - Графіки залежності для реактивної потужності і коефіцієнта потужності асинхронного двигуна від коефіцієнта завантаження: Q_0 – реактивна потужність холостого ходу, Q_p – реактивна потужність розсіювання

Вплив відхилення напруги живлення на величину споживаної двигуном реактивної потужності і ковзання ротора зображено на рис. 1.5.

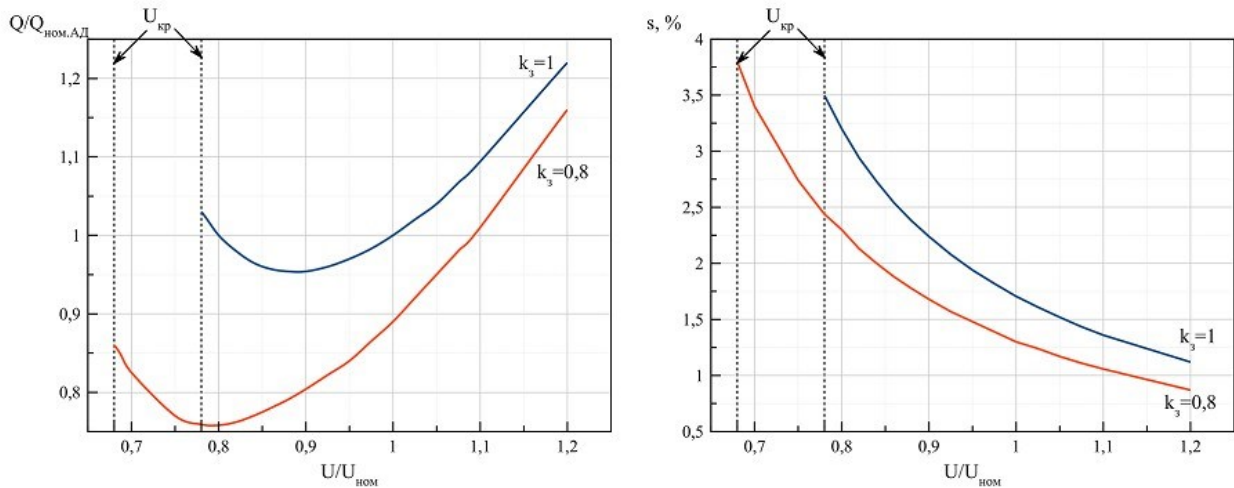


Рисунок 1.5 - Залежності споживання реактивної потужності і величини ковзання АД при зміні напруги живлення при різних коефіцієнтах завантаження

При деякому зниженні напруги нижче номінальної, реактивна потужність знижується, тому що зменшується реактивна потужність намагнічування. Після досягнення мінімуму, коли потужність намагнічування і розсіювання зрівнюються, при подальшому зниженні напруги величина споживаної реактивної потужності починає різко зростати через зростання споживання реактивної потужності розсіювання. При зниженні напруги понад критичне значення, порушується стійка робота і двигун зупиняється. Величина критичної напруги і ковзання, як видно з графіків (рис. 1.5), залежить від завантаження двигуна і при її зниженні зменшується.

Споживання двигуном РП залежить від конструктивного виконання двигуна - типу ротора (короткозамкнений, фазний, подвійна біляча клітина), числа полюсів, типу корпусу (відкритий і закритий). Більш високий коефіцієнт потужності і ККД, при однаковій кількості оборотів і номінальній потужності, мають двигуни з КЗ ротором, у порівнянні з двигунами з фазним ротором, тому що фазний ротор виконується з великою кількістю провідників, що призводить до збільшення полів розсіювання і більшого споживання реактивної потужності. Отже, наявність двигунів з фазним ротором призводить до більш істотного зниження коефіцієнта потужності в системі електропостачання.

Крім експлуатаційних і конструктивних факторів на величину споживаної двигуном реактивної потужності впливає їх технічний стан. Споживання реактивної потужності двигуном може збільшитися внаслідок збільшення повітряного зазору, причиною якого може бути знос підшипників або неякісний ремонт. Значне збільшення реактивної потужності відбувається після заміни згорілої обмотки проводом іншого перерізу.

Збільшення споживання реактивної потужності викликає збільшення струму в електричній мережі і зниження коефіцієнта потужності. Завантаження реактивною потужністю ліній електропередачі і силових трансформаторів знижує їх пропускну здатність, викликає необхідність збільшення перетину провідників, числа і потужності трансформаторів. Частина переданої реактивної потужності від генераторів електростанцій втрачається в електричній мережі. Ці втрати також супроводжують втрати активної потужності і втрати напруги.

Для усунення перерахованих вище факторів, пов'язаних з передачею по мережах реактивної потужності, необхідно забезпечувати вироблення реактивної потужності безпосередньо за місцем її споживання. Як джерела реактивної потужності в системах електропостачання підприємств можуть використовуватися синхронні машини, конденсаторні установки і спеціальні статичні джерела реактивної потужності, що складаються з нерегульованих батарей конденсаторів і регульованих реакторів.

Конденсаторні батареї є найбільш економічними і можуть працювати лише як генератори реактивної потужності. Основною перевагою, у порівнянні з іншими ІРМ, є малі втрати активної потужності на генерацію реактивної, які складають 0,0025- 0,005 кВт/кВАр. На відміну від синхронних машин, конденсаторні батареї не мають рухомих частин і більш прості в експлуатації та обслуговуванні. Основними їх недоліками є квадратична залежність величини реактивної потужності від напруги та ступінчастий характер регулювання.

Синхронні двигуни виготовляються, як правило, з випереджаючим коефіцієнтом потужності і в залежності від струму збудження можуть споживати (при не до збудженні), генерувати реактивну потужності (при

збудженні) або працювати споживаючи з мережі лише активну потужність. Здатність СД працювати в режимі видачі та споживання РП дозволяє здійснювати плавне регулювання РП і напруги в вузлі, а наявність швидкодіючого автоматичного регулювання збудження надає змогу знизити коливання напруги в СЕС підприємства при наявності різко змінного навантаження.

Висновки до розділу 1

Якість електричної енергії визначається сукупністю її характеристик за частотою і напругою, які називаються показниками якості електроенергії. Частота f є загальносистемним параметром режиму ЕЕС і визначається балансом активної потужності, а її регулювання можливо лише за наявності резерву активної потужності на електростанціях. Напруга у вузлах ЕЕС може бути різною і визначається балансом реактивної потужності в цих вузлах. В якості засобу регулювання напруги використовується трансформатор.

Генератори електростанцій виробляють активну і реактивну потужності. Активна потужність при споживанні перетворюється в теплову, механічну і інші види енергії. Реактивна потужність характеризує електроенергію, що перетворюється в енергію електричних і магнітних полів. Збільшення споживання реактивної потужності викликає збільшення струму в електричній мережі і зниження коефіцієнта потужності. Частина переданої реактивної потужності від генераторів електростанцій втрачається в електричній мережі. Ці втрати також супроводжують втрати активної потужності і втрати напруги.

Для усунення негативних факторів, пов'язаних з передачею по мережах реактивної потужності, необхідно забезпечувати вироблення реактивної потужності безпосередньо за місцем її споживання. Як джерела реактивної потужності в системах електропостачання підприємств можуть використовуватися синхронні машини, конденсаторні установки і спеціальні статичні джерела реактивної потужності.

РОЗДІЛ 2. ШЛЯХИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

2.1. Шляхи зменшення втрат потужності в ЕЕС шляхом регулювання напруги

Реалізація заходів по зменшенню втрат потужності обмежується технічним станом обладнання. Відомо, що пошкодження високовольтного обладнання (наприклад, силових трансформаторів) під час керування режимами призводить до збитків, які значно перевищують вартість, заощадженої внаслідок зменшення втрат, електричної енергії. Пошкоджуваність застарілого високовольтного обладнання (силових трансформаторів, шунтувальних реакторів, вимірювальних трансформаторів струму і напруги, вимикачів тощо) зростає при його експлуатації понад 25 років.

Враховуючи те, що керування режимами ЕЕС супроводжується роботою комутаційних апаратів, регулювальних пристроїв трансформаторів, комутаційними перенапругами, ферорезонансами, зростанням струмів в силових та вимірювальних трансформаторах, в лініях електропередач тощо, то керування режимами необхідно здійснювати з урахуванням їх технічного стану [14] та можливих витрат на заміну чи ремонт.

У конденсаторах, кабелях і інших видах електрообладнання, яке характеризується ємнісним опором X_C і реактивною потужністю $Q_C = \frac{U^2}{X_C}$ створюються електричні поля. В індуктивних елементах системи, наприклад, в реакторах, трансформаторах, електродвигунах тощо, створюються магнітні поля. В цьому випадку реактивна потужність $Q_L = I^2 X_L$, визначається струмом I і індуктивним опором елемента X_L .

Ємнісний струм в елементах мережі типу конденсатора випереджає прикладену до нього напругу на 90° . Тоді потужність цього елемента $Q_C = UI \sin(-\varphi) = -UI$ приймає знак мінус. В цьому випадку говорять, що цей елемент генерує реактивну потужність.

Індуктивний струм в елементах реактора або двигуна відстає від прикладеної до нього напруги на 90° . Тому потужність такого елемента $Q_L = UI \sin \varphi$ має знак плюс. В цьому випадку говорять, що цей елемент електричної мережі споживає реактивну потужність.

По колу протікає змінний струм, миттєве значення якого визначається виразом $I = I_m \sin(\omega t - \varphi)$. Під дією цього струму на елементах кола встановлюється напруга $U_a = U_m \cos \varphi \sin(\omega t - \varphi)$ – активна складова і $U_p = U_m \sin \varphi \sin(\omega t - \varphi \pm \pi/2)$ – реактивна складова. Тут U_m і I_m амплітуди синусоїдних напруги і струму. При цьому потужність, споживана активними елементами електричного кола, визначається як функція часу за виразом $p = i u_a = UI \cos \varphi [1 - \cos(2\omega t - \varphi)]$, а реактивна потужність, яка споживається або генерується реактивними елементами, визначається як $q = i u_p = UI \sin \varphi \sin 2(\omega t - \varphi)$. Лінійні діаграми, що відображають миттєві значення напруги і струму в активно-індуктивному колі, а також відповідні їм потужності наведені на рис. 2.1.

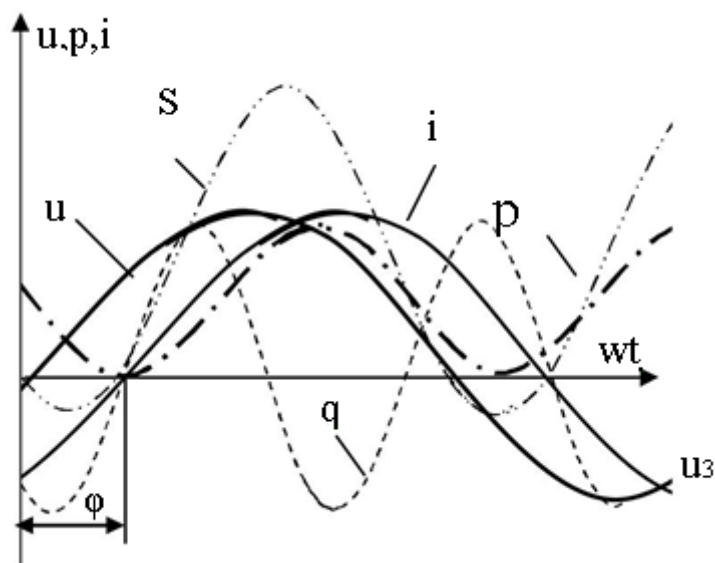


Рисунок 2.1 – Миттєві значення повної s , активної p і реактивної q потужностей в колі з активно-індуктивним навантаженням

В ЕЕС, що містить джерела і споживачів електричної енергії постійно виконується закон збереження енергії. Відображенням цього закону є дотримання балансу потужності. Вироблення і споживання електричної енергії на змінному струмі характеризуються передаванням по електричній мережі як

активної, так і реактивної потужностей. Тому в кожен момент часу в ЕЕС існує баланс повної потужності. Ці умови мають вигляд:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\text{СП}} = \sum P_{\text{Н}} + \sum \Delta P \quad (2.1)$$

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum Q_{\text{СП}} = \sum Q_{\text{Н}} + \sum \Delta Q \quad (2.2)$$

де $\sum P_{\Gamma}$ – сумарна активна потужність електричних станцій без власних потреб; $\sum Q_{\Gamma}$ – сумарна реактивна потужність джерел реактивної потужності (ДРП) (електричні станції, батареї конденсаторів, зарядна потужність ЛЕП); $\sum P_{\text{СП}}$ і $\sum Q_{\text{СП}}$ – сумарне споживання активної та реактивної потужностей; $\sum P_{\text{Н}}$ і $\sum Q_{\text{Н}}$ – сумарні активна та реактивна потужності навантаження; $\sum P$ і $\sum Q$ – сумарні втрати активної та реактивної потужностей в електричних мережах.

Балансу реактивної потужності відповідає деякий рівень вузлових напруг. Так як передавання потужності по електричній мережі супроводжується втратами напруги в її елементах, то напруги у вузлах мережі розрізнятимуться. Зміна будь-якої зі складових балансу призводить до зміни напруг в мережі: збільшення навантажень до зменшення напруги і навпаки.

Так само як і відносно активної потужності, ЕЕС можуть бути дефіцитними або надлишковими за реактивною потужністю. При цьому дефіцитні ЕЕС характеризуються заниженими рівнями напруг. Дефіцит реактивної потужності в ЕЕС визначається тією частиною потужності джерел реактивної потужності, додання якої в ЕЕС дозволить підняти вузлові напруги до допустимих значень. Надлишок реактивної потужності, що генерується, викликає підвищення напруг. Дефіцитні і надлишкові ЕЕС можуть обмінюватися реактивною потужністю. Однак передавати реактивну потужність з надлишкових в дефіцитні ЕЕС не завжди виявляється економічним, а у ряді випадків і неможливим через втрати реактивної потужності і напруги під час такого передавання.

Навантаження може мати як позитивний, так і негативний регулювальний ефект відносно напруги. Проілюструвати це можна на прикладі схеми електричної мережі, приведеної на рис. 2.2. Нехай через аварії або з інших причин напруга U_2 в кінці лінії знижується. Покажемо, що навантаження через свій позитивний регулюючий ефект підвищить напругу U_2 . Напругу в кінці лінії можна подати в такому вигляді:

$$U \approx U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{P_2 r + Q_2 x}{U_2}, \quad (2.3)$$

де P_2 та Q_2 – активна і реактивна потужності в кінці лінії; r та x – активний і реактивний опори лінії.

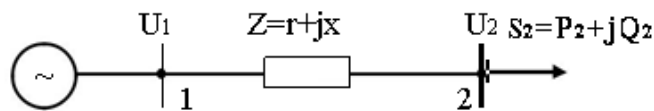


Рисунок 2.2 – Схема простої електричної мережі

При зниженні U_2 відповідно до статичних характеристик (рис. 2.3) будуть зменшуватися значення P_2 і Q_2 , а також зменшуватимуться втрати, а значення U_2 внаслідок цього збільшуватиметься. Зростання U_2 при зменшенні ΔU зрозуміле з наведеної вище формули в припущенні, що U_1 підтримується постійною. Все це справедливо у разі, коли

$$U > U_{кр.} = (0,7 \div 0,8) U_{ном}. \quad (2.4)$$

Навантаження має позитивний регулюючий ефект при $U > U_{кр.}$ і негативний регулюючий ефект при $U < U_{кр.}$. У останньому випадку зниження U_2 викликає зростання споживаної реактивної потужності Q_2 . Це викликає збільшення втрат напруги в лінії, отже, зменшується напруга в кінці лінії у споживача. Відповідно до статичної характеристики при $U < U_{кр.}$ Q_2 знову зростає.

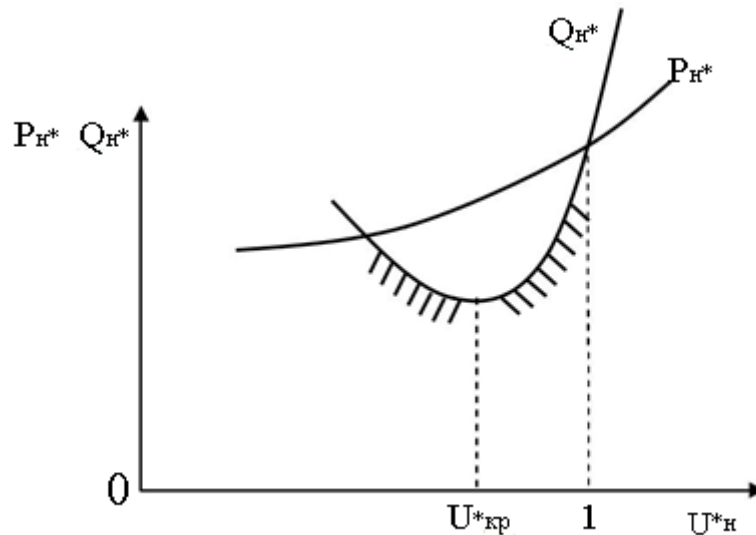


Рисунок 2.3 – Статичні характеристики навантаження

Це приводить до додаткового зниження U_2 і т.д. Виникає явище, зване лавиною напруги. При такій аварії зупиняються асинхронні двигуни. Реактивна потужність асинхронних двигунів зростає, баланс Q порушується. Причому $\Sigma Q_{сп} > \Sigma Q_{г}$, що в свою чергу приводить до зниження U . Зупинити зниження напруги при цій аварії можна лише вимкнувши навантаження. На сьогодні застосовуються автоматичні регулятори збудження (АРЗ) на генераторах і потужних синхронних двигунах, що стабілізують напругу, тому напруга в системі не знижується нижче критичного значення.

2.2. Керування нормальними режимами ЕЕС шляхом використання трансформаторів з регулювальними пристроями

2.2.1. Трансформатори з перемиканням без збудження

При даному способі регулювання перемикання здійснюється не просто за відсутності струму в колі комутації, але і за повної відсутності напруги на всіх обмотках трансформатора, внаслідок чого цей спосіб і називається перемиканням без збудження (ПБЗ).

Для розподільних трансформаторів, що живлять тупикове навантаження, досить від'єднати трансформатор від живильної мережі високої напруги. У

решті випадків трансформатор повинен бути вимкнений зовнішніми комутаційними апаратами від всіх приєднаних до нього мереж.

Пристрій ПБЗ складається з перемикача відгалужень і привода. Пристрої ПБЗ трансформаторів загального призначення виконуються з ручним приводом у вигляді рукоятки, виведеної, як правило, на кришку трансформатора. Цей привід обладнаний пристосуванням, що надійно фіксує пристрій ПБЗ в кожному його робочому положенні, вибраному відповідно до відгалуження обмотки. Число таких положень зазвичай не більше 5, діапазон регулювання не перевищує $\pm 5\%$.

Для здійснення перемикачання необхідно вимкнути трансформатор вимикачами підстанцій і роз'єднувачами, звільнити фіксатор, повернути рукоятку в нове положення, після чого знову встановити фіксатор.

Зрозуміло, що таке перемикачання не може здійснюватися часто. Його застосовують в таких випадках:

- встановлення відгалуження, яке забезпечує середній рівень напруги, вищий в той період року, коли навантаження більші, і нижчий – при менших навантаженнях (сезонне регулювання);

- коли необхідно встановити коефіцієнт трансформації так, щоб отримати заданий середній рівень вторинної напруги, при первинній нарузі, характерній для даного місця встановлення трансформатора. Можливо, що трансформатор вибраний із запасом за потужністю із розрахунку на розвиток мережі і збільшення навантаження споживача. В цьому випадку напруга може бути підвищена, коли будуть приєднуватися нові навантаження.

Оскільки навантаження, а, отже, і напруга, може змінюватися протягом доби, а здійснювати перемикачання з такою частотою неможливо, то зрозуміло, що ПБЗ не може забезпечити регулювання напруги навіть у простих випадках.

ПБЗ цього типу застосовується в розподільних трансформаторах малої і середньої потужності, в яких воно використовується для перемикачання обмоток сторони високої напруги (6, 10, рідше 20 і 35 кВ), а також для перемикачання на

стороні середньої напруги потужних високовольтних трансформаторів, у яких обмотки вищої напруги перемикаються під навантаженням.

Інакше використовується ПБЗ в трансформаторах промислових електроустановок, наприклад, електричних печей. У цих випадках пристрій ПБЗ забезпечується електричним приводом з дистанційним керуванням. Вимкнення трансформатора від мережі на час перемикання відгалужень здійснюється швидкодіючим і зносостійким вимикачем навантаження (наприклад вакуумним вимикачем).

Схеми перемикання відгалужень без збудження показані на рис. 2.4.

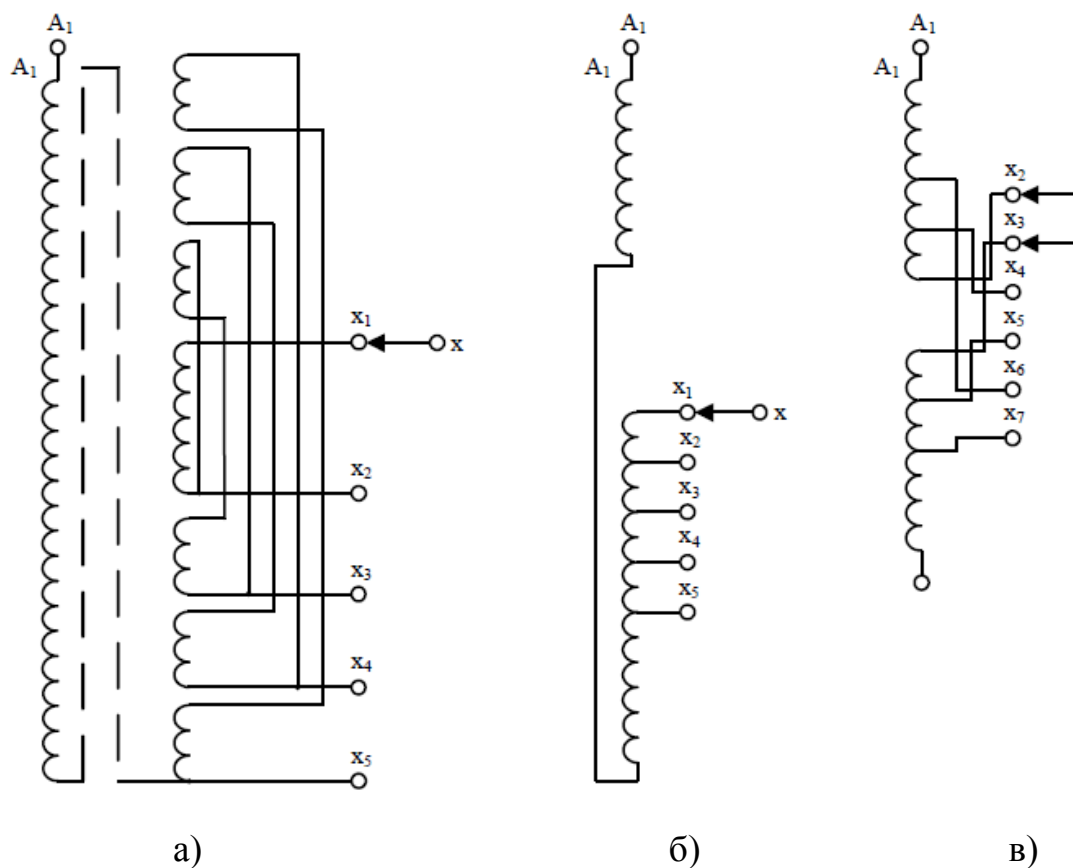


Рисунок 2.4 – Схеми перемикання відгалужень без збудження

Кількість положень і діапазон регулювання таких пристроїв можуть досягати, відповідно, 12 і більш ніж $\pm 20\%$. У тих випадках, коли короткочасне припинення живлення споживача є допустимим за умовами технології, регулювання з ПБЗ може виявитися кращим, ніж застосування складніших і дорожчих пристроїв перемикання під навантаженням.

В схемах на рис. 2.4,а і 2.4,б рухомий контакт переміщується по нерухомих контактах, приєднаних до виводів обмотки. У схемі на рис. 2.4,в рухома контактна система виконана у вигляді містка, що з'єднує відгалуження частин обмотки. При регулювальному від'єднанні частини витків обмотки не повинна знижуватися електродинамічна міцність обмотки, що забезпечується виконанням і розташуванням регулювальних відгалужень. Це досягають різними способами. Наприклад, в схемі на рис. 2.4,а регулювальні котушки займають всю висоту окремого центра і увімкнені таким чином, що при перемиканні не порушується його магнітна симетрія. У схемі на рис. 2.4,б частина обмотки, що містить регулювальні котушки, має зворотний напрям намотування і «вивернута» щодо решти її частин. У схемі на рисунку 2.4,в парні і непарні відгалуження розташовуються в різних частинах обмотки.

Основні технічні вимоги до пристроїв ПБЗ:

– при тривалому проходженні робочого струму температура струмоведучих деталей повинна бути допустимою для ізоляції. При роботі в трансформаторному маслі допускається перевищення температури контактних деталей без срібного покриття над температурою масла не більше ніж на 20 °С. Тобто вимоги до допустимого нагрівання контактів цих пристроїв є значно жорсткішими, ніж для інших комутаційних апаратів, оскільки трансформаторні перемикальні пристрої працюють в гарячому маслі (при температурі до 100 °С). Перевищення відзначеного нагрівання контактів може привести до погіршення стану контактних поверхонь унаслідок забруднення продуктами розкладання масла;

– пристрої повинні витримувати дію струму короткого замикання трансформаторів двадцятикратного відносно номінального струму;

– електрична зносостійкість ПБЗ трансформаторів загального призначення повинна бути не менше 1-2 тис. перемикань, а для ПБЗ промислових трансформаторів з електроприводом вона може досягати декількох сотень тисяч перемикань;

– ізоляція пристроїв повинна бути достатньою з позиції дії на неї напруги під час випробування трансформатора.

2.2.2. Трансформатори з регулюванням під напругою

При напругах ВН 35кВ і вище при зміні навантаження доцільно застосовувати регулювання напруги, використовуючи трансформатори з регулюванням під напругою (РПН).

Трансформатори з РПН дозволяють регулювати напругу в межах від $\pm 10\%$ до $\pm 16\%$ (по 1,5 % на відгалуження) від номінальної величини. Регулювання відбувається у шість-дев'ять ступенів. Тобто вони мають більший діапазон і більшу кількість ступенів регулювання напруги, ніж ПБЗ. Існують різноманітні типи перемикаючих пристроїв типу РПН в силових трансформаторах, що дозволяє забезпечити широкий діапазон регулювання напруги в електричній мережі. Серед пристроїв РПН реакторного типу існують такі моделі, як : РНТ-9, РНТ-13, РНТ-18, РНТ-20, а також різні їх модифікації. Також існують пристрої РПН силових трансформаторів з струмообмежувальними резисторами. Ці пристрої дозволяють здійснювати перемикання в силових трансформаторах під навантаженням, що забезпечує регулювання напруги в будь-якій точці електричної мережі централізовано, дистанційно чи вручну.

Принцип дії, а також випробування яким підлягають пристрої РПН з індуктивними реакторами мало відрізняються один від одного, тому їх аналіз проведемо на найбільш поширеному перемикаючому пристрої РНТ-20. Цей пристрій застосовують обмежено для здійснення регулювання напруги в нейтралі обмоток трьохфазних потужних автотрансформаторів на напругу до 220 кВ.

Мінімальний струм на який розраховано пристрій РНТ-20 складає 625А. Пристрій він має до 20 ступенів регулювання при 23 положеннях перемикача і клас ізоляції у нього складає 35кВ. Напруга ступеню може бути різною : 1350, 1500, 1650, 2100, 2500, 3000 В і визначається замовником у залежності від місця

розташування в електричній мережі силового трансформатора. В залежності від напруги, на яку розраховані ступені, змінюється і струм, який вони можуть відключити. Для пристроїв РНТ-20 (А) він лежить в межах від 200 до 1000А [15].

Пристрій РНТ-20 (рис. 2.5) складається з трьох здвоєних перемикачів відгалужень та трьох (по одному на кожну фазу) контактів-реверсорів, які монтуються на загальній рамі і встановлюються у баку трансформатора на верхніх консолях над активною частиною. Там же розміщується і струмообмежувальний реактор.

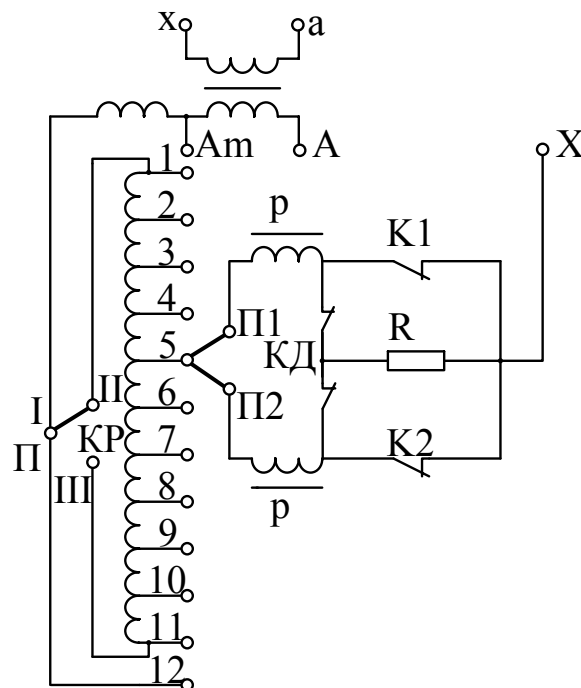


Рисунок 2.5 – Схема перемикаючого пристрою типу РНТ-20:

К1,К2 – головні контакти, КД – дугогасильні контакти, КР – контакти-реверсори, П1,П2 – перемикачі відгалужень, Р – реактор, R – резистор

Контактор РНТ-20 складається з трьох пар контактів, правих і лівих, які розташовано на ізоляційній плиті, яка відділяє поверхню контакторів від поверхні трансформаторів. З іншого боку ізоляційної плити встановлено по три металокерамічних контакти на фазу. Завдяки цьому головні контакти знаходяться в баку трансформатора, а дугогасильні - в баку контактора. Бак

контактора заповнюється маслом таким чином, щоб вся контактна система знаходилась повністю в маслі.

Згідно схеми РНТ-20 (рис 2.5), після проходження перемикачем всіх відгалужень від 1-го до 11-го регулювальна обмотка на контакті 12 перемикача відгалужень буде повністю виведеною. В цьому положенні перемикача відгалужень відбувається перемикання контактів-реверсорів II та III положення. В подальшому циклі напруга також не змінюється, контакти перемикача відгалужень переходять на 1-ше відгалуження (регулювальна обмотка ще вимкнена, змінюється тільки її полярність по відношенню до нерегульованої обмотки). Відбувається реверсування обмотки, при якому через контакти-реверсори струм не проходить, розриву кола струму немає, перемикаються лише крайні відгалуження регулювальної обмотки.

Спочатку при II положенні контакторів-реверсорів напруга регулювалась за рахунок збільшення числа витків регулювальної обмотки, які підключені до основної обмотки, що рівносильне зменшенню коефіцієнта трансформації. Після встановлення III положення регулювання напруги в той самий напрямок відбувається за рахунок збільшення числа витків регулювальної обмотки, які включаються назустріч напрямку витків основної обмотки, тобто за рахунок збільшення частини магнітного потоку, що протидіє магнітному потоку основної нерегульованої обмотки. При цьому контакти перемикача відгалужень рухаються по контактах одних і тих самих відгалужень. Таким чином контактори-реверсори дають змогу збільшити діапазон регулювання майже вдвічі.

Перемикаючий пристрій РНТ-20 (А) має до 23 положень при 11 відгалужень обмотки і одному нейтральному положенні 12, тобто це дає змогу змінювати напругу в межах, наприклад, $\pm 10 \times 1,5\%$ або $\pm 10 \times 0,75\%$ номінального значення регулювальної обмотки.

Пристрої типу РНТ-20 мають особливість, яка полягає у тому, що струмообмежувальний реактор має дві вітки, що з'єднуються через контакти перемикача відгалужень і дугогасильні контакти КД. Дугогасильні контакти

мають два послідовні розриви. Між дугогасильними контактами КД і контактами К1 та К2 увімкнено резистор. Оскільки, при відключенні обидва дугогасильні контакти розмикаються майже одночасно, резистор спочатку вмикається на паралельну з тим дугогасильним контактом, який включений в коло із замкнутим головним контактом (К1 або К2). За допомогою цього гасіння дуги відбувається за час рівний приблизно 0,005 с. Після згасання дуги резистор вмикається на паралельну роботу з другим розривом, струм в дузі буде обмежений і гасіння дуги в другому дугогасильному контакті відбудеться менше чим за 0,01 с.

Обсяг робіт при налазці пристрою типу РНТ включає в себе перевірку правильності під'єднання відгалужень за допомогою вимірювання коефіцієнта трансформації і опір постійному струмові регулювальної обмотки, а також роботу привода регулювального пристрою.

У трансформаторів, що знову вводяться в експлуатацію, проводиться огляд пристрою тільки при ревізії трансформатора у процесі його монтажу. Якщо ревізію трансформатора не робити і якщо доступу до перемикача відгалужень немає, то оглядається лише доступна частина контактора. Зазвичай огляд супроводжується зняттям кругової діаграми.

Перевірка розпочинається з огляду механізму привода. Це відбувається за допомогою прокручування рукоятки механізму привода на всьому діапазоні регулювання в двох напрямках. За допомогою цього переконуються у відсутності будь-яких заїдань, різких прискорень при ході привода від одного положення до іншого. Після цього проводиться вимір коефіцієнта трансформації при трьохфазному збудженні обмотки високої напруги силового трансформатора напругою змінного струму 220-380 В. Відхилення вимірних коефіцієнтів повинні бути в межах допуску, зазначених в нормах.

Кругова діаграма перемикаючого пристрою знімається на повністю зібраному трансформаторі. Кругова діаграма у трьохфазних пристроїв знімається для всіх трьох фаз одночасно. За допомогою кругової діаграми встановлюється правильність чергування контактів контактора К1,К2, КД і

перемикача відгалужень П1 та П2, так як неправильність чергування контактів може призвести до пошкоджень трансформатора.

По ввімкненню та вимкненню сигнальних ламп або по відхиленню стрілки-вказівника контрольного приладу і замиканню та розмиканню контактів контактора фіксують кути повороту. Зняття діаграм пристрою РНТ-20 (А) відбувається за схемою зображеною на рис. 2.6,а.

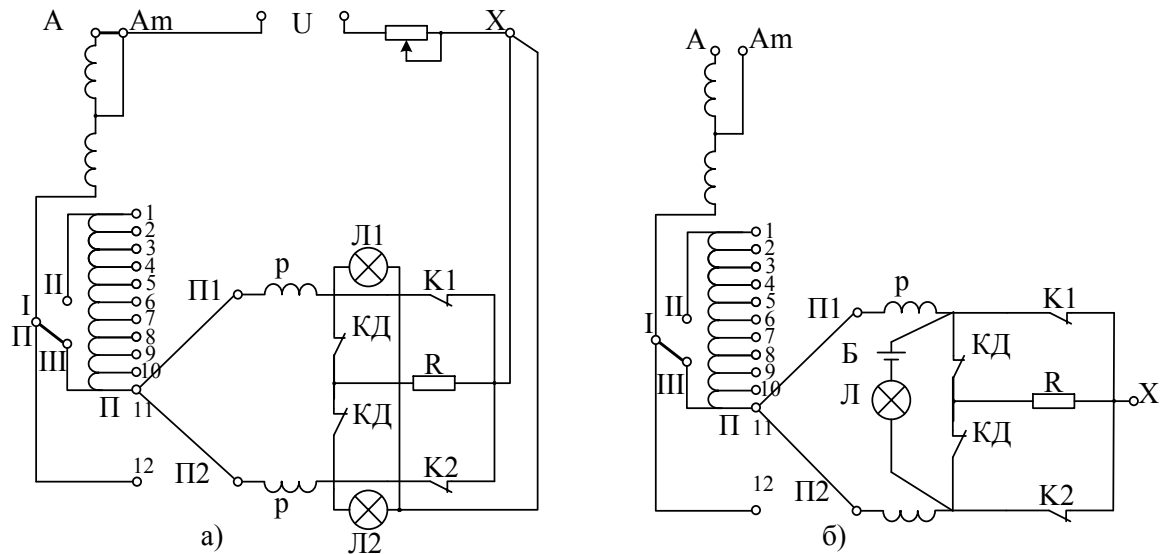


Рисунок 2.6 – Схема зняття кругової діаграми пристрою РНТ-20:

а – на змінному струмі; б – на постійному струмі; К1, К2, КД – контактори; П1, П2 – перемикачі відгалужень; Р – реактор; Л, Л1, Л2 – сигнальні лампи; R – резистор

Для того щоб зняти кругову діаграму потрібно відкрити кришку бака контактора, злити з бака невелику кількість масла, щоб дугогасильні контакти не були покриті маслом. До кожної пари контактів КД приєднують прилад-індикатор або сигнальні лампи і збирають схему. Живлення схеми відбувається в відповідності до інструкцій напругою 127 – 220 В змінного струму. Однак досвід наладки пристроїв РНТ показав, що простіше і безпечніше знімати кругову діаграму при живленні схеми (рис. 2.6, б) від джерела постійного струму напругою до 12 В.

Початкове положення перемикача в нормальному положенні – на відгалуженні n. Контакти К1, К2, КД, П1 і П2 замкнуті. Сигнальні лампи Л1 та

Л2 вимкнені. При повороті рукоятки приводу розмикається контакт К1 і коло струму прямує через головний контакт К2. Потім майже одночасно розмикаються дугогасильні контакти КД, лампа Л1 вмикається. Перемикач відгалужень П1 розмикає контакт в відгалуженням n – лампа Л1 вимикається, і вмикається, коли перемикач відгалужень П1 замикає контакт з відгалуженням $n \pm 1$. Далі замикаються дугогасильні контакти КД – Л1 вимикається і замикається головний контакт К1. Вертикальний вал здійснює поворот на 180° . Після цього розмикається головний контакт К2, розмикаються контакти КД і лампа Л2 вмикається, струм прямує через коло К1 – П1. Перемикач відгалужень П2 розмикає контакт з відгалуженням n – лампа Л2 вимикається, перемикач відгалужень П2 замикає контакт на тому відгалуженні, що і П1 ($n \pm 1$). Лампа Л2 вмикається. Дугогасильні контакти КД замикаються – лампа Л2 вимикається, замикається контакт К2. Контакти знаходяться в початковому положенні перемикачі відгалужень П1 та П2 знаходяться на другому відгалуженні. Кругові діаграми пристрою РНТ-20 і інших пристроїв з струмообмежувальними реакторами зображені на рис. 2.7 (заштрихована область – контакт замкнено).

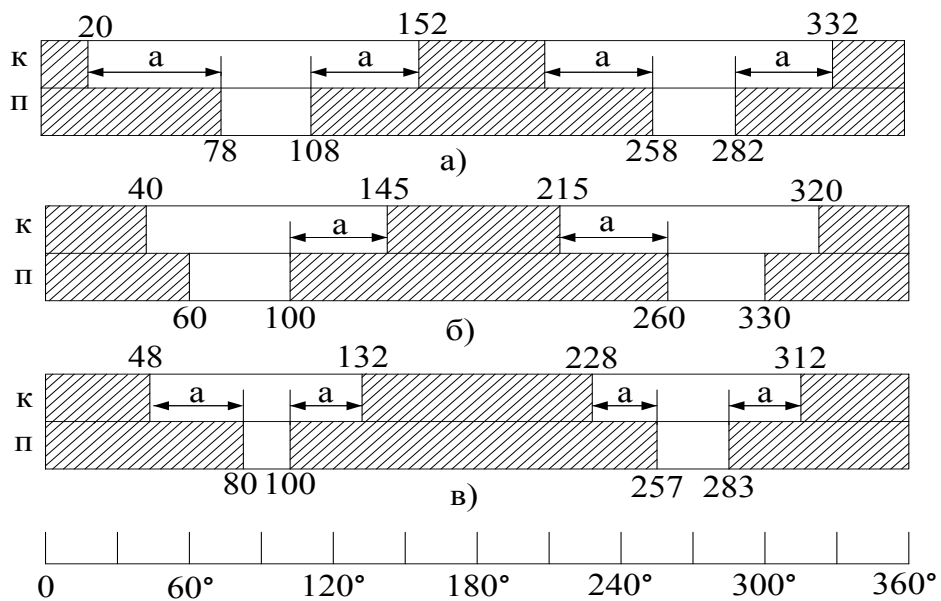


Рисунок 2.7 – Кругові діаграми перемикаючих пристроїв типів:

а) РНТ-13; б) РНТ-18; в) РНТ-20

При аналізі кругової діаграми необхідно звертати увага на значення кута а перекриття контактора та перемикача відгалужень, тобто з моменту розмикання контактів КД контактора до моменту розмикання контактів П1 та П2 перемикача відгалужень. Для пристрою типу РНТ-20 даний кут повинен складати не менше 20° . Якщо кут перекриття несиметричний по пів циклам перемикання контактів КД і перемикачем відгалужень П1 та П2 (наприклад 20° та 12°), то потрібно здійснити регулювання вала перемикача відгалужень. У будь-якому випадку регулювання кута потребує доступ до контактів перемикача відгалужень.

Також потрібно провести виміри осцилографом правильності роботи контактів на напрузі змінного струму для визначення правильності з'єднання віток реактора. Осцилографування здійснюють при повністю зібраному перемикаючому пристрої згідно схеми фаза – нуль або фаза – фаза на напрузі 220 або 380 В при управлінні від електричного приводу і малій швидкості руху. Якщо пристрій повністю справний то на осцилографі можна побачити неперервну синусоїду, а у випадку неправильного під'єднання віток реактора синусоїда буде розірвана при перемиканні одного з головних контактів К1 чи К2 контактора і дії дугогасильних контактів КД та перемиканні контактів перемикача відгалужень П1 та П2, що вказуватиме на розрив кола струму. А оскільки розрив кола струму при перемиканні не допускається через те, що призводить до пошкодження силового трансформатора, то даний пристрій підлягає ремонту.

2.2.3. Автотрансформатори з тиристорним перемиканням відводів

Використання тиристорів в якості перемикаючих пристроїв є досить ефективним, оскільки дозволяє не лише комутувати обмотки автотрансформаторів для отримання тієї, чи іншої напруги, але і модулювати отриману напругу для забезпечення постійного керування [7]. Це також підвищує коефіцієнт потужності у порівнянні з найпростішими тиристорними

регуляторами, а також дозволяє знизити вимоги до трансформаторів, що призначені для роботи з навантаженнями.

На рис. 2.8 приведена схема автотрансформатора з двома тиристорними ключами. Для отримання напруги при навантаженні від нуля до половини максимально можливого значення використовується нижній тиристорний ключ з фазовим керуванням.

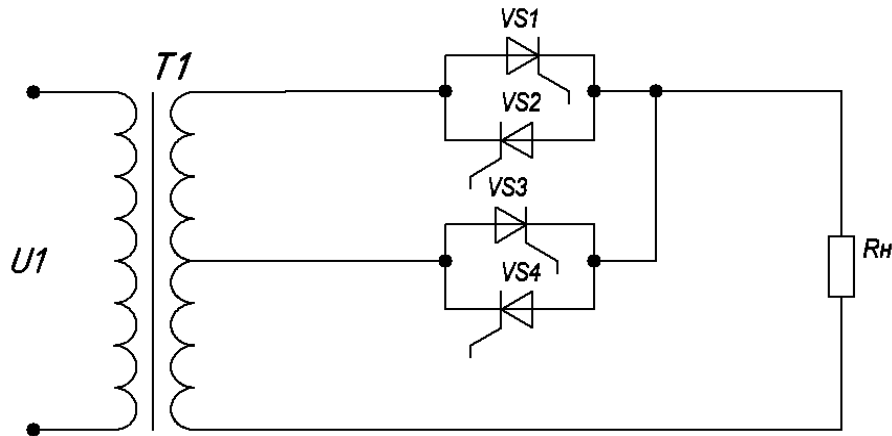


Рисунок 2.8 - Автотрансформатор з тиристорним перемиканням відводів

Для отримання більших напруг, при вимкненому нижньому ключі вводять в роботу верхній ключ. У випадку навантаження з постійною потужністю, нижня половина обмотки повинна бути розрахована на максимальний струм при мінімальній нарузі на навантаженні, в той час як верхня половина – на максимальний струм при повній нарузі. Ця базова схема може бути виконана для навантажень з постійним струмом на наборі тиристорних перетворювачів.

Висновки до розділу 2

Реалізація заходів по зменшенню втрат потужності обмежується технічним станом обладнання (трансформаторів, шунтувальних реакторів тощо).

ЕЕС можуть бути дефіцитними або надлишковими як за активною, так і за реактивною потужністю. Дефіцит реактивної потужності в ЕЕС визначається

тією частиною потужності джерел реактивної потужності, додання якої в ЕЕС дозволить підняти вузлові напруги до допустимих значень. Надлишок реактивної потужності, що генерується, викликає підвищення напруг. Дефіцитні і надлишкові ЕЕС можуть обмінюватися реактивною потужністю. Однак передавати реактивну потужність з надлишкових в дефіцитні ЕЕС не завжди виявляється економічним, а у ряді випадків і неможливим через втрати реактивної потужності і напруги під час такого передавання.

Керування нормальними режимами ЕЕС можна здійснювати шляхом використання трансформаторів з регулювальними пристроями. Трансформатори з перемиканням без збудження здійснюють регулювання перемиканням за повної відсутності напруги на всіх обмотках трансформатора. Кількість положень і діапазон регулювання таких пристроїв можуть досягати, відповідно, 12 і більш ніж $\pm 20\%$. У тих випадках, коли короткочасне припинення живлення споживача є допустимим за умовами технології, регулювання з ПБЗ може виявитися кращим, ніж застосування складніших і дорожчих пристроїв перемикання під навантаженням.

При напругах ВН 35кВ і вище при зміні навантаження доцільно застосовувати регулювання напруги, використовуючи трансформатори з регулюванням під напругою (РПН). Трансформатори з РПН дозволяють регулювати напругу в межах від $\pm 10\%$ до $\pm 16\%$ (по 1,5 % на відгалуження) від номінальної величини. Вони мають більший діапазон і більшу кількість ступенів регулювання напруги, ніж ПБЗ.

Використання тиристорів в якості перемикаючих пристроїв є досить ефективним, оскільки дозволяє не лише комутувати обмотки автотрансформаторів для отримання тієї, чи іншої напруги, але і модулювати отриману напругу для забезпечення постійного керування. Використання автотрансформаторів з тиристорним перемиканням відводів підвищує коефіцієнт потужності у порівнянні з найпростішими тиристорними регуляторами, а також дозволяє знизити вимоги до трансформаторів, що призначені для роботи з навантаженнями.

РОЗДІЛ 3. ЗАСОБИ І СПОСОБИ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ

3.1. Пристрої і способи повздовжньої компенсації реактивної потужності

Враховуючи значення потужностей транзитних перетоків лініями міжсистемного зв'язку енергосистем України, підвищення ефективності передачі активної потужності лініями електропередачі (ЛЕП) вимагають особливої уваги. Впровадження компенсаційних заходів дозволяє покращити техніко-економічні показники експлуатації як окремих ЛЕП, так і енергосистем в цілому.

Електрична мережа з точки зору електричних процесів, що протікають і пов'язані з утворенням магнітних полів навколо фазних проводів лінії і обмоток розподільних трансформаторів, є таким же споживачем реактивної потужності, як і всі інші електроприймачі, що мають активно-індуктивний характер. Тому термін «втрати реактивної потужності» не можна вважати абсолютно правильним, оскільки так звані втрати можуть бути цілком зкомпенсовані. При цьому навіть повна компенсація реактивної потужності на шинах споживачів (в основному 0,4 кВ) не забезпечує компенсацію втрат реактивної потужності в розподільній мережі. Тому правомірно постає задача компенсації реактивної потужності не тільки електроприймачів, підключених до розподільної мережі, а й реактивної потужності, споживаної власне розподільними лініями і трансформаторами.

Пристрої повздовжньої компенсації (ППК) встановлюються зазвичай на кінці або в середині довгих ліній, які з'єднують дві енергосистеми. ППК - це батареї статичних конденсаторів, що включаються послідовно в лінію електропередач. Тоді ємнісний опір батареї конденсаторів додається до індуктивного опору лінії і зменшує його. Це викликає збільшення кількості енергії, переданої повітряною лінією, а також призводить до зменшення

транспортного кута між векторами напруги на початку та в кінці лінії, тобто підвищує статичну стійкість.

Оскільки при поздовжній компенсації струм конденсатора I_k дорівнює повному струму навантаження I , що проходить через нього, то потужність конденсаторних батарей $Q_k = I_2 \cdot X_c$ є змінною величиною і залежить від навантаження. Тобто рівень напруги підвищується не на постійну величину, а змінюється пропорційно зміні реактивного навантаження лінії. Таким чином, поздовжня компенсація забезпечує автоматичне регулювання напруги в залежності від струму навантаження.

При використанні ППК існує небезпека виникнення резонансу напруг. Умовою резонансу є рівність ємнісного та індуктивного опорів, що приводить до значного зменшення повного опору (опір ланцюга стає активним) і миттєвого збільшення значення струму в ланцюзі. Згідно зростанню струму збільшуються напруги на індуктивному і ємнісному елементах, які можуть у багато разів перевищити величину напруги джерела живлення. Стихійне виникнення резонансу напруг може привести внаслідок появи великих перенапруг і струмів до аварійних режимів в енергосистемі. Тому конструкція і обладнання ППК повинні бути розраховані на максимальні струми і напруги, що виникають при короткому замиканні, і передбачати захист від резонансних процесів.

Повздовжня компенсація найбільшого поширення набула в США та Китаї для зменшення реактивного опору ЛЕП. Забезпечити повздовжню компенсацію можна увімкнувши послідовно в лінію батарею конденсаторів. Побудуємо векторну діаграму напруг з установкою повздовжньої компенсації (УПК) для електромережі, представленої на рис. 3.1.

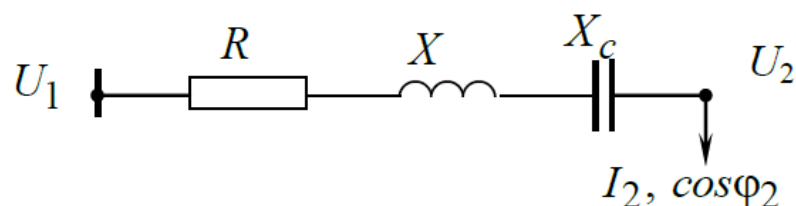


Рисунок 3.1 - Застосування УПК в електромережі

Результатом побудови, рис. 3.2, є величина напруги на початку передачі $U_{1\phi}$. При введенні УПК в ЛЕП зменшується індуктивний опір мережі та складова спаду напруги в реактивному опорі – відрізок bd замість bc .

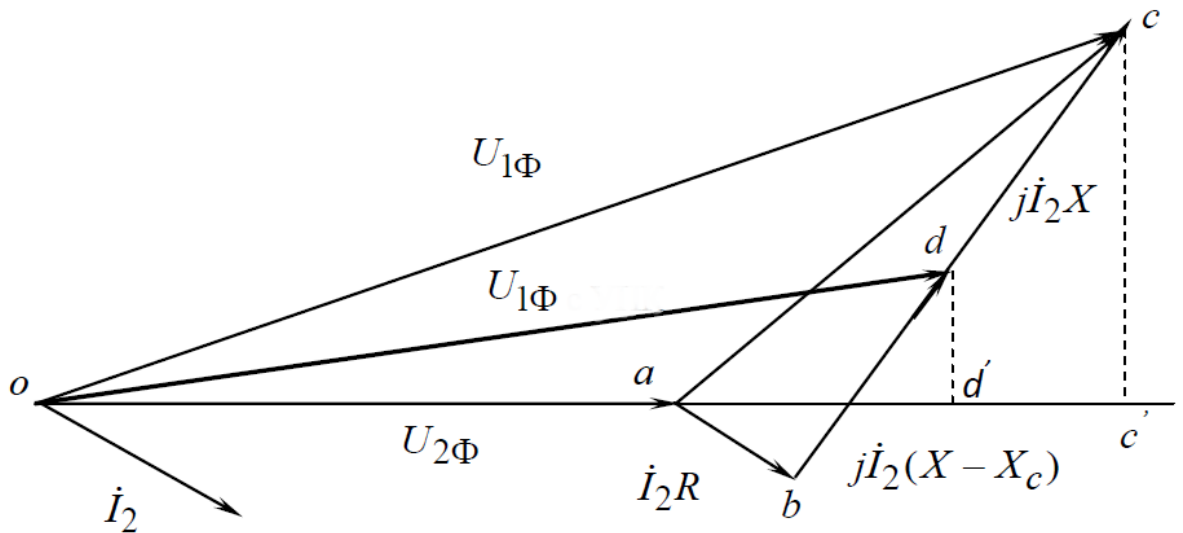


Рисунок 3.2 - Векторна діаграма напруг при використанні УПК

З'єднавши початок координат з точкою d ми отримаємо вектор напруги на початку електропередачі при використанні УПК. Оцінимо вплив УПК на складові спаду напруги.

Повздовжня (відрізок ac') і поперечна (відрізок cc') складові спаду напруги в вихідній мережі становлять:

$$\Delta U_{\phi} = I_2(R \cos \varphi_2 + X \sin \varphi_2) \quad (3.1)$$

$$\delta U_{\phi} = I_2(X \cos \varphi_2 - R \sin \varphi_2) \quad (3.2)$$

При компенсації:

повздовжня складова (відрізок ad')

$$\Delta U_{\phi}^{УПК} = I_2(R \cos \varphi_2 + (X - X_C) \sin \varphi_2); \quad (3.3)$$

поперечна складова (відрізок dd')

$$\delta U_{\phi}^{УПК} = I_2((X - X_C) \cos \varphi_2 - R \sin \varphi_2). \quad (3.4)$$

Підібравши ППК таким чином, що $X = X_c$, можна забезпечити повну компенсацію індуктивного опору ЛЕП, тоді падіння напруги буде визначатися лише величиною активного опору ЛЕП:

$$\Delta U_{\phi} = I_2 R \cos \varphi_2; \quad (3.5)$$

$$\delta U_{\phi} = I_2 X \cos \varphi_2. \quad (3.6)$$

У цьому випадку напруга на початку передачі буде дорівнює відрізка *ob* (рис. 3.2).

Можна знайти таке значення X_c , щоб втрата напруги в мережі дорівнювала нулю. Якщо знехтувати поперечною складовою падіння напруги, то:

$$\Delta U_{\phi}^{yPK} = I_2 (R \cos \varphi_2 + (X - X_c) \sin \varphi_2) = 0. \quad (3.7)$$

Знайдемо величину X_c :

$$R \cos \varphi_2 = (X - X_c) \sin \varphi_2; \quad (3.8)$$

$$X_c = X + R \operatorname{ctg} \varphi_2; \quad (3.9)$$

За величиною X_c і підбирають потужність батареї конденсаторів. На практиці частіше всього не застосовують повну компенсацію і опір УПК розраховують з втрати напруги, яка забезпечує бажаний рівень напруги в мережі.

З формули для розрахунку втрати напруги з урахуванням УПК видно, що застосування конденсаторів доцільне при значній реактивній складовій струму, тобто коли $\operatorname{tg} \varphi_2$ близький до одиниці. При малих значеннях $\operatorname{tg} \varphi_2$ втрата напруги в ЛЕП визначається в основному активним опором.

Переваги УПК:

- автоматичне і без інерційне регулювання напруги;
- збільшення стійкості системи;

- відсутність рухомих частин, що робить установки простими і надійними в експлуатації;
- при однаковому регулюючому ефекті потужність УПК, обраної тільки для регулювання напруги, менше ніж при поперечній компенсації.

Недоліки УПК:

- складні в експлуатації;
- дороговартісні;
- можливі резонансні явища, які викликають коливання роторів двигунів, миготіння ламп розжарювання;
- обмежені можливості регулювання послідовними конденсаторами;
- збільшення струмів короткого замикання;
- при коротких замиканнях виникає небезпека появи на конденсаторах високої напруги. Тому для шунтування БК при коротких замиканнях застосовують швидкодіючі розрядники;
- шунтування УПК відбувається в той момент, коли система електропостачання найбільше потребує в ній.

Слід відзначити також проблеми, що пов'язані із застосуванням конденсаторних батарей.

Статичні конденсатори, поряд зі своїми перевагами, мають ряд недоліків.

По-перше, величина реактивної потужності статичних конденсаторів пропорційна квадрату напруги, що знижує стійкість системи електропостачання, а при особливо несприятливих умовах може привести до лавини напруги.

По-друге, регулювання реактивної потужності установок зі статичними конденсаторами здійснюється дискретно, шляхом включення і відключення секцій конденсаторів, що в разі нерівномірності добового графіка може призводити до недокомпенсації або перекомпенсації. Для подолання цього недоліку необхідно збільшувати число ступенів (зменшуючи потужність ступені), але в цьому випадку будуть збільшуватися капітальні витрати на установку перемикачів і захисної та регулюючої апаратури.

Статичні характеристики конденсаторної установки, що складається з трьох секцій, представлені на рис. 3.3.

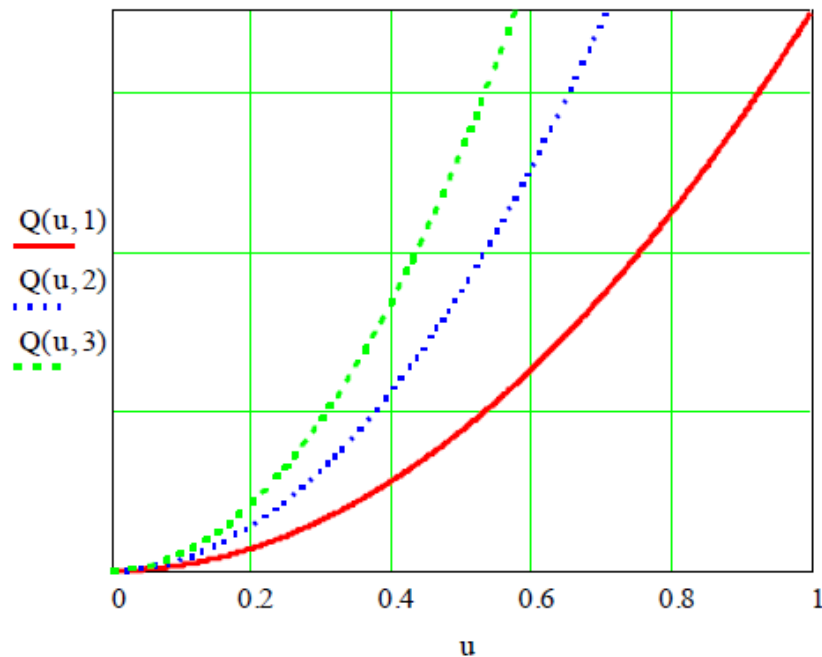


Рисунок 3.3 - Статичні характеристики конденсаторної установки, що складається з трьох секцій

Ще одним недоліком статичних конденсаторів є їх перегрівання внаслідок підвищення напруги і при наявності в мережі вищих гармонік, що призводить до виходу конденсаторів з ладу. Тому щоб використовувати батареї конденсаторів в мережах з несинусоїдальною напругою, необхідно застосовувати фільтри вищих гармонік, що також призводить до подорожчання. Крім того, конденсаторні батареї чутливі до перенапруженням та кидків струму, тому КБ обладнану вимикачами (контакторами) не рекомендується вмикати і вимикати більше 2-4 разів на добу. Конденсаторні батареї також можуть бути пожежонебезпечні (при використанні масляних конденсаторів) і мати залишковий заряд при відключенні, що підвищує небезпеку при обслуговуванні персоналом.

3.2. Пристрої і способи поперечної компенсації реактивної потужності

Поперечна компенсація застосовується для зменшення перетоків реактивної потужності в електромережі. В цьому випадку БК підключають паралельно навантаженню на шини 6-10 кВ підстанцій. Це призводить до зменшення втрат напруги і потужності у всій мережі до місця підключення батарей конденсаторів. Розглянемо цей випадок на прикладі простої мережі, що приведена на рис. 3.4.

На рис. 3.5 наведені схеми заступу і розподіл потужності до і після підключення БК.

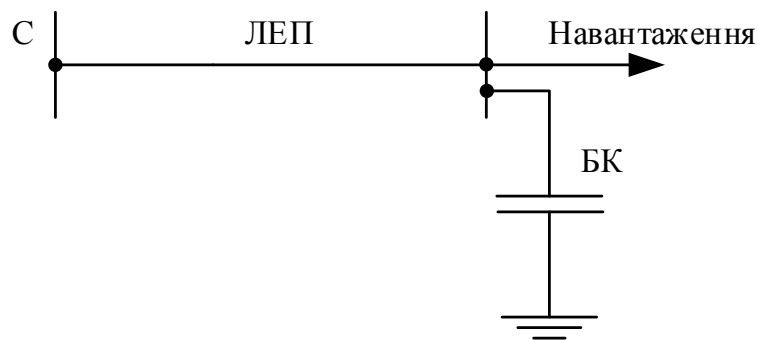


Рисунок 3.4 – Частина мережі при поперечній компенсації РП

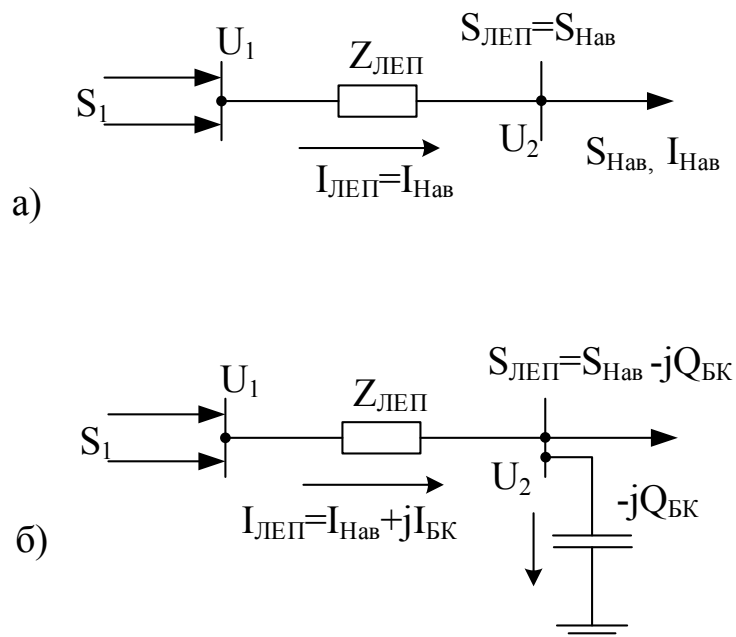


Рисунок 3.5 - Схема заступу мережі: а) – без БК; б) – з БК

Коефіцієнт реактивної потужності до компенсації:

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{Q_{Нав}}{P_{Нав}}, \quad (3.10)$$

після компенсації:

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{(Q_{Нав} - Q_{БК})}{P_{Нав}}. \quad (3.11)$$

Оскільки $\operatorname{tg} \varphi_2 < \operatorname{tg} \varphi_1$, то $\cos \varphi_2 > \cos \varphi_1$.

До компенсації втрати потужності складають:

$$\Delta P = \frac{P_{Нав}^2 + (Q_{Нав} - Q_{БК})^2}{U_{Нав}^2} R_{ЛЕП}. \quad (3.12)$$

А після компенсації:

$$\Delta P' = \frac{P_{Нав}^2 + (Q_{Нав} - Q_{БК})^2}{U_{Нав}^2} R_{ЛЕП}. \quad (3.13)$$

Зменшення втрат потужності після компенсації становитиме:

$$\Delta P - \Delta P' = \frac{(2Q_{Нав} - Q_{БК})^2 Q_{БК}}{U_{Нав}^2} R_{ЛЕП}. \quad (3.14)$$

Повна потужність, що передається по ЛЕП, до компенсації:

$$S_{ЛЕП} = \frac{P_{Нав}}{\cos \varphi_1}, \quad (3.15)$$

повна потужність після компенсації:

$$S'_{ЛЕП} = \frac{P_{Нав}}{\cos \varphi_2}, \quad (3.16)$$

а відношення потужностей після і до компенсації:

$$\frac{S'_{ЛЕП}}{S_{ЛЕП}} = \frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2}. \quad (3.17)$$

Оскільки $\cos \varphi_2 > \cos \varphi_1$, то $S'_{ЛЕП} < S_{ЛЕП}$. Таким чином, повна потужність, що передається ЛЕП, після компенсації зменшується обернено пропорційно значенню коефіцієнту потужності після компенсації [8].

Із викладеного видно, що, поперечна компенсація дозволяє зменшити втрати потужності при збереженні величини переданої потужності, збільшуючи пропускну спроможність мережі, підвищити передану потужність.

Струм лінії до компенсації:

$$I'_{ЛЕП} = I_{Нав} = I_{Навq} - j(I_{Навd}). \quad (3.18)$$

Струм лінії після компенсації:

$$I'_{ЛЕП} = I_{Нав} = I_{Навq} - j(I_{Навd} - I_{БК}). \quad (3.19)$$

Втрати напруги до компенсації в трифазній лінії:

$$\Delta U = \frac{P_{Нав} R_{ЛЕП} + Q_{Нав} X_{ЛЕП}}{U_{Нав}}. \quad (3.20)$$

Втрати напруги після компенсації в трифазній лінії:

$$\Delta U' = \frac{P_{Нав} R_{ЛЕП} + (Q_{Нав} - Q_{БК}) X_{ЛЕП}}{U_{Нав}}. \quad (3.21)$$

Зменшення втрат напруги:

$$\begin{aligned} \Delta U - \Delta U' &= \frac{P_{Нав} R_{ЛЕП} + Q_{Нав} X_{ЛЕП}}{U_{Нав}} - \frac{P_{Нав} R_{ЛЕП} + (Q_{Нав} - Q_{БК}) X_{ЛЕП}}{U_{Нав}} = \\ &= \frac{Q_{БК} X_{ЛЕП}}{U_{Нав}}. \end{aligned} \quad (3.22)$$

Втрати напруги при неповному навантаженні до компенсації:

$$\Delta U'' = \frac{k(P_{Нав} R_{ЛЕП} + Q_{Нав} X_{ЛЕП})}{U_{Нав}}, \quad (3.23)$$

де k - коефіцієнт, що враховує зменшення навантаження.

Зменшення втрат напруги при неповному навантаженні:

$$\Delta U - \Delta U'' = (1 - k) \frac{P_{Нав} R_{ЛЕП} + Q_{Нав} X_{ЛЕП}}{U_{Нав}} = (1 - k) \Delta U. \quad (3.24)$$

Після компенсації втрати напруги при неповному навантаженні:

$$\Delta U''' = \frac{kP_{Нав} R_{ЛЕП} + (kQ_{Нав} - Q_{БК}) X_{ЛЕП}}{U_{Нав}}. \quad (3.25)$$

Зменшення втрати напруги при неповному навантаженні після компенсації:

$$\begin{aligned} \Delta U' - \Delta U''' &= \frac{P_{Нав} R_{ЛЕП} + (Q_{Нав} - Q_{БК}) X_{ЛЕП}}{U_{Нав}} - \\ &\quad - \frac{kP_{Нав} R_{ЛЕП} + (kQ_{Нав} - Q_{БК}) X_{ЛЕП}}{U_{Нав}} = \\ &= \frac{P_{Нав} R_{ЛЕП} + Q_{Нав} X_{ЛЕП} - k(P_{Нав} R_{ЛЕП} + Q_{Нав} X_{ЛЕП})}{U_{Нав}} = \\ &= (1 - k) \frac{P_{Нав} R_{ЛЕП} + Q_{Нав} X_{ЛЕП}}{U_{Нав}} = \\ &= (1 - k) \Delta U. \end{aligned} \quad (3.26)$$

У випадку зменшення навантаження при компенсації коливання напруги залишаються незмінними, але рівень напруги буде вищим, оскільки зменшення втрати напруги залежить лише від $Q_{БК}$ і $X_{ЛЕП}$, які є постійними величинами. Звідси можна зробити висновок, що при поперечній компенсації рівень напруги в мережі підвищується на постійну величину і залежить від реактивного опору елементів та потужності БК [8].

Векторні діаграми струмів і потужностей приведені на рис. 3.6.

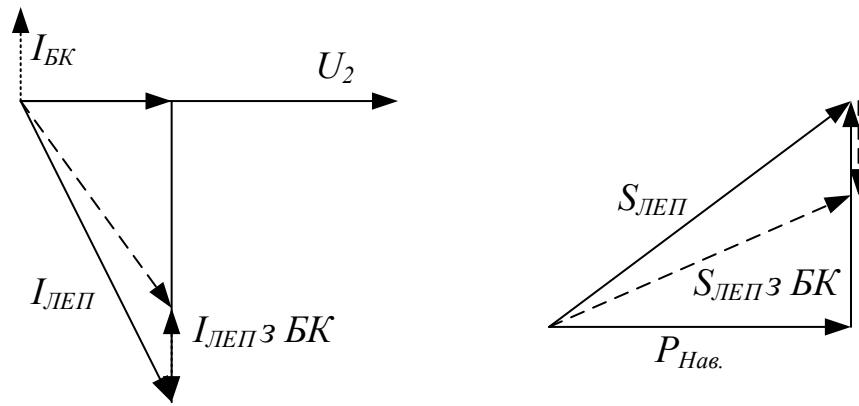


Рисунок 3.6 - Векторні діаграми струмів та потужностей при поперечній компенсації реактивної потужності

Векторна діаграма напруг показана на рис. 3.7.

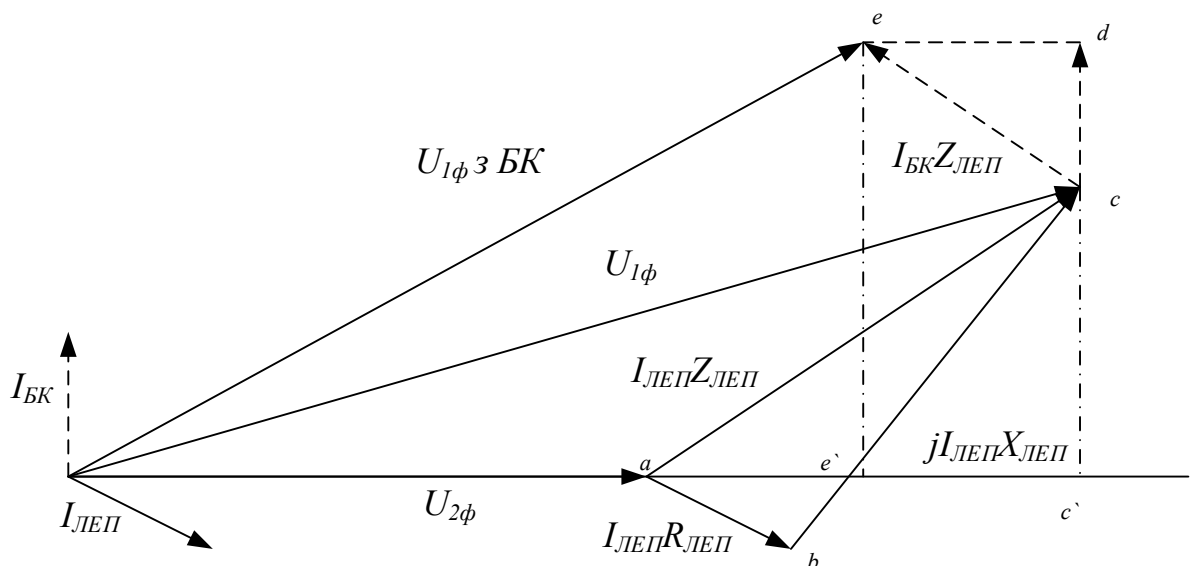


Рисунок 3.7 - Векторна діаграма напруг при поперечній компенсації

Склавши напругу в кінці передачі з падінням напруги в реактивному і активному опорах ліній електропередач в залежності від струму навантаження, отримаємо значення падіння напруги на початку передачі. На векторній діаграмі це трикутник abc . $U_{1\phi}$ є величиною фазної напруги на початку передачі до підключення конденсаторної установки. Відрізок ac' чисельно дорівнює втраті напруги в мережі.

Для того, щоб визначити величину $U_{1\phi}$ з БК необхідно добудувати трикутник cde . Це трикутник падіння напруги від струму батарей конденсаторів

в опорах ліній електропередач. З'єднаємо точку e з точкою початку координат. З рис. 3.6 видно, що фазна напруга на початку ліній електропередач після установки батарей конденсаторів $U_{1\phi}$ з БК по модулю менше напруги $U_{1\phi}$ [1].

Величина втрати напруги після установки БК чисельно дорівнює відрізку ae' . Порівнюючи відрізки ac і ae' можна встановити, що підключення батарей конденсаторів призводить до зменшення втрати напруги [8].

Таким чином, при поперечній компенсації, у залежності від реактивного опору елементів установки і потужності конденсаторів змінюється рівень напруги в мережі.

3.3. Керування системами компенсації реактивної потужності

Керування перетоками реактивної потужності здійснюється, як правило, автоматично за допомогою сучасних мікропроцесорних пристроїв керування, де керівний вплив може виступати функцією від різних параметрів: струму, напруги, часу доби.

Автоматичне керування як функція струму навантаження.

На сьогодні режими роботи споживачів електричної енергії постійно змінюються, а іноді мають і різко змінний характер у часі, що пов'язано зі зміною їх активної і реактивної потужностей. Виходячи з цього, для автоматизації процесу компенсації реактивної потужності доцільно виконувати регулювання РП конденсаторних установок як функцію струму навантаження.

Схеми автоматичної компенсації реактивної потужності як функції струму навантаження, що складаються із серійних елементів, є простими пристроями, відрізняються надійністю в роботі і забезпечують автоматичне регулювання РП в будь-яких необхідних межах.

Автоматичне керування як функція напруги.

Такий метод автоматичної компенсації реактивної потужності і регулювання напруги має ряд особливостей, оскільки КУ не є споживачем реактивної потужності, тому можливості регулювання напруги в бік зниження

її величини відсутні. Потужність КУ пропорційна квадрату напруги і визначається наступними формулами:

для БК, з'єднаної в трикутник,

$$Q_{д} = 2\pi fCU^2 \cdot 10^{-3} \quad (3.27)$$

для БК, з'єднаної в зірку (при тій же ємності С потужність БК в 3 рази зменшується за рахунок зниження напруги в корінь з трьох раз),

$$Q_{д} = \frac{2}{3}\pi fCU^2 \cdot 10^{-3} \quad (3.28)$$

З цих формул видно, що при зниженні напруги потужність КУ зменшується пропорційно квадрату напруги.

При зростанні потужності КУ напруга збільшується, а зниження потужності КУ, при тому ж споживанні реактивної енергії, призводить до зменшення напруги. Ефект від регулювання потужності незначного числа КУ дає малий ефект зміни напруги.

У ряді випадків умови роботи КУ можуть бути такі, що рівень напруги не можна використовувати як регульований параметр. Це може мати місце в мережі, коли КУ підключені поблизу центру живлення трансформатора з регулюванням під навантаженням (РПН) за умови узгодженого регулювання. В цьому випадку при зростанні навантаження напруга на шинах підвищується, а при її зниженні - зменшується. Однак підвищення рівня напруги в схемах компенсації реактивної потужності є сигналом до відключення КУ, що в даному випадку не задовольняє вимогам режиму максимального навантаження, який потребує якомога більшої компенсації реактивної потужності. Така ж суперечлива картина має місце і в режимі мінімального навантаження. Подібний ефект узгодженого регулювання може бути відсутнім лише в точках електромережі, віддалених від центру живлення на значну відстань, де вже постає реальна можливість регулювання КУ за рівнем напруги.

Оскільки діапазон регулювання реактивної потужності у функції рівня напруги недостатньо широкий, то зазвичай вводять додаткові функції регулювання, тобто корекції, такі, наприклад, як корекція по куту між струмом і напругою (така, як в пристрої АРКОН) або корекція по струму навантаження тощо. Причому з наближенням місця підключення КУ до центру живлення ступінь корекції повинна бути посилена.

Потужність джерела РП Q_p , необхідну для підвищення напруги на величину (діапазон) d_p , можна визначити за формулою:

$$Q_p = \frac{10U_{НОМ}^2 d_p}{X_c}, \quad (3.29)$$

де X_c - реактивний опір мережі від центрального пункту до пункту приєднання джерела РП.

В роботі [4] підкреслюється, що для забезпечення економічності роботи електроустановок і підвищення якості споживаної електроенергії загальна потужність Q_{KV} повинна складатися з потужності, необхідної для виконання завдання енергосистеми в години максимуму навантаження, Q_{KV1} , і окремо з потужності для регулювання напруги Q_{KV2} . Причому потужність Q_{KV1} розподіляється в електромережах підприємства за умови забезпечення мінімуму втрат електроенергії, а потужність Q_{KV2} доцільно розподілити між підстанціями з неоднорідними навантаженнями і нерівномірними режимами напруги.

Дослідження впливу режиму напруг на ступінь компенсації реактивної потужності і величину сумарних витрат для різних електромереж, показали, що зміна напруги на 1% призводить до зміни сумарних витрат в середньому на 1,7% і ступеня компенсації реактивної потужності на 2,2% [4].

Автоматичне керування як функція часу доби.

Автоматичне управління реактивною потужністю за часом доби виконується за спеціальним графіком у залежності від технології і характеру виробництва, або спеціальною програмою енергопостачальної організації. В

якості датчиків при такому регулюванні використовуються електричні вторинні сигнальні годинники типу ЕВЧС-24, що мають 24-годинну програму перемикачів секцій БК. Залежно від виду регулювання (одно- або багатоступінчате) використовують один або кілька комплектів таких годин і сучасні мікропроцесорні годинники реального часу.

Перевагою даної схеми автоматичного регулювання є найбільш легкі умови роботи перемикачів апаратури, оскільки при регулюванні в функції часу доби число включень і відключень секцій БК набагато менше, у порівнянні з будь-якими іншими схемами автоматичної компенсації реактивної потужності. Ця обставина підвищує надійність елементів схеми управління в функції часу доби і збільшує термін їх служби, що є особливо важливим для БК в установках вище 1000 В, у яких число перемикачів високовольтної апаратури має бути обмеженим.

Сказане призводить до необхідності здійснити програмне управління компенсацією РП від централізованого автоматичного пристрою в функції часу доби для точок компенсації, що мають деяку кількість БК, встановлених в різних місцях і на різні напруги. Таке регулювання при великій кількості КУ дозволить забезпечити ефективну і раціональну компенсацію реактивної потужності відповідно до графіка і режимом роботи електроустановок.

Висновки до розділу 3

В розділі розкриті питання повздожньої (із вмиканням послідовно в лінію батарею конденсаторів) та поперечної (БК підключають паралельно навантаженню на шини підстанцій) компенсації реактивної потужності на лініях електропередач. Висвітлено регулювання реактивної потужності конденсаторними установками, з метою автоматизації процесу її компенсації, як функцію різних параметрів: струму навантаження, напруги, часу доби. Розкриті особливості та переваги автоматичного керування за кожною із функцій перерахованих параметрів.

ВИСНОВКИ

Кваліфікаційна бакалаврська робота присвячена аналізу пристроїв компенсації і балансу потужності в електроенергетичній мережі і того, як за допомогою них можна підвищити ефективність експлуатації електромережі.

При цьому в роботі було розв'язано такі задачі:

1) досліджені негативні фактори, що пов'язані із передачею по мережах реактивної потужності, і відзначена необхідність забезпечувати вироблення реактивної потужності безпосередньо за місцем її споживання. Як джерела реактивної потужності в системах електропостачання підприємств можуть використовуватися синхронні машини, конденсаторні установки і спеціальні статичні джерела реактивної потужності.

2) досліджено шляхи зменшення втрат в енергосистемі і обґрунтовано, що реалізація заходів по зменшенню втрат потужності визначається технічним станом обладнання (трансформаторів, шунтувальних реакторів тощо);

2) керування нормальними режимами ЕЕС можна здійснювати шляхом використання трансформаторів з регулювальними пристроями, тому було досліджено перемикаючі пристрої типу ПБЗ, трансформатори з РПН, автотрансформатори з тиристорним перемиканням відводів;

3) досліджено повздовжню (із вмиканням послідовно в лінію батарею конденсаторів) та поперечну (батареї конденсаторів підключають паралельно навантаженню на шини підстанцій) компенсацію реактивної потужності, а також як вона дозволяє забезпечити широкий діапазон регулювання напруги в електричній мережі;

4) досліджено різні системи керування пристроями компенсації реактивної потужності (було пояснено принцип дії, та відмінності різних типів пристроїв керування за кожною із функцій таких параметрів, як струм навантаження, напруга, час доби).

Використання засобів і способів компенсації реактивної потужності дозволить підвищити ефективність функціонування електричних систем.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Матвійчук В.А., Штуць А.А. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти галузі знань 14 «Електрична інженерія» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм навчання. Вінниця: ВНАУ, 2022. 103 с.
2. Бондаренко Є. А. Методичні рекомендації до розділу «Охорона праці» в дипломних роботах (для студентів спеціальності 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Укл. – Бондаренко Є.А. – Вінниця 2017. 118с.
3. Вітт, І.В. Про стан автоматизації компенсувальних установок і перспективи їх оснащення пристроями нового технічного рівня / І. В. Вітт, Л. Н. Добровольська, І. П. Сосенко // Промислова електроенергетика та електротехніка. – 2008. – №4. – С. 26–30.(15)
4. Водяников В.Т. Економічна оцінка проектних рішень в енергетиці АПК. - М.: Колос, 2008. - 263 с.
5. Електропривод і автоматизація: Навчальний посібник / О.Ю.Синявський, П.І Савченко, Ю.М. Лавріненко та ін.; За ред. О.Ю.Синявського. – К.: Аграр Медіа Груп, 2013. – 586 с.
6. Кириленко, О. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації [Текст] / О. В. Кириленко, І. В. Трач // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Випуск 24.– Київ. – 2009. – С. 3–7. – ISSN 1727–9895.(3)
7. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс: навчальний посібник. — Х.: «Точка», 2012. — 340 с.
8. Лежнюк П.Д., Комар В.О. Регулювання напруги в електричних системах. Навчальний посібник. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008.–171с.

9. Матвійчук В.А. Технології наукових досліджень. Навч. посібник / Матвійчук В.А., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. - Вінниця: ВНАУ, Л 49 2015. - 190 с.
10. Матвійчук В. А. Електротехнології в АПК: навчальний посібник / В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, І. П. Стаднійчук. ВНАУ – Вінниця:ТОВ «ТВОРИ», 2020. – 272 с.
11. Матвійчук В. А. Діагностування електрообладнання: навчальний посібник / В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько. ВНАУ – Вінниця:ТОВ «ТВОРИ», 2020. – 140 с.
12. Монтаж і наладка ПБВ – [Електронний ресурс] – Режим доступу : <http://leg.co.ua/transformatory/praktika/montazh-i-naladka-pbv.html>
13. НАПБ Б.03.002-2007 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою» ЗАТВЕРДЖЕНО ТА ВВЕДЕНО У ДІЮ наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 03.12.2007 року № 833
14. Правила експлуатації електроустановок споживачів – [Електронний ресурс] – Режим доступу : http://www.energy.mk.ua/index.php?option=com_content&view=article&id=682
15. Правила улаштування електроустановок. — Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
16. Праховник, А. В. Комплексне і системне вирішення проблем компенсації реактивних навантажень в електричних мережах споживачів та енергопостачальних компаній [Текст] / А. В. Праховник, В. М. Божко, Б. С. Рогальський, О. М. Нанак // Промислова електроенергетика та електротехніка. Промелектро. – 2004. – № 2. – С. 2–9.(32)
17. Технічна механіка. Підручник. Калетнік Г.М., Булгаков В.М., Черниш О.М., Кравченко І.Є., Солона О.В., Цуркан О.В. – К.: «Хай-Тек-Прес», 2011. – 340 с.

18. Технічні дані і принцип роботи основних типів РПН – [Електронний ресурс] – Режим доступу : <http://leg.co.ua/transformatori/praktika/tehnicheskie-dannye-i-princip-raboty-osnovnyh-tipov-rpn.html>
19. ДСТУ ГОСТ 4.197:2009 СПКП. Установки для вимірювання електричних і магнітних величин. Номенклатура показників.
20. Dommel, H. W. Optimal power flow solutions [Text] / H. W. Dommel, W. F. Tinney // IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems. – 1968. – Vol. 87. – P.1866–1876.(17)

ДОДАТКИ