

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Оптимізація систем енергопостачання та

енергозабезпечення

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

Вінниця 2020

ЗМІСТ

Перелік абревіатур	4
Вступ	6
Лекція № 1. Режими передавання електричної енергії в електроенергетичних системах	7
Лекція № 2. Конструкція і параметри ліній електропередач змінного струму.....	15
Лекція № 3. Дальні лінії електропередач змінного струму.....	25
Лекція № 4. Стандарти якості параметрів електричної енергії. ГОСТ 13109-97.....	36
Лекція № 5. Компенсатори реактивної потужності.....	45
Лекція № 6. Пасивні і активні фільтри вищих гармонік.....	56
Лекція № 7. Симетрувальні пристрої трифазних систем електропостачання....	65
Лекція № 8. Системи електропостачання постійного струму. Досвід і технічні особливості використання.....	75
Лекція № 9. Принцип роботи систем електропостачання постійного струму на неповністю керованих вентилях.....	87
Лекція 10. Обладнання систем електропостачання постійного струму.....	95
Лекція № 11. Перетворювальні підстанції постійного струму на повністю керованих вентилях.....	103
Лекція № 12. Інтелектуальні системи електропостачання. Концепція Smart grid.....	111
Лекція № 13. Законодавча база і структура ринку електроенергетики України.....	120
Висновки	130
Література	133

ПЕРЕЛІК АБРЕВІАТУР

АБ – акумуляторна батарея.
АЕС – атомна електростанція.
АПВ – автоматичного повторного ввімкнення (блок).
АФ – активний фільтр.
БЗ – балансний захист.
ВАХ – вольтамперна характеристика.
ВЕС – вітроелектростанція.
ВГ – вітрогенератор.
ВДЕ – відновлювальне джерело енергії.
ВПС – вставка постійного струму.
ГАЕС – гідроакумулювальна електростанція.
ГЕС – гідроелектростанція.
ГФ – гібридний фільтр.
ДГ – дизельгенератор.
ДЗНС – диференційний захист від надструмів.
ДЛЕП – дальня лінія електропередач.
ДП – державне підприємство.
ДРП – джерело реактивної потужності.
ЕРС – електрорушійна сила.
ЗПК – захист від порушення комутації.
ІР – імпульсний регулятор.
К – комутатор.
КБ – конденсаторна батарея.
КВЕЕ – коефіцієнт використання електричної енергії.
КЗ – канал зв'язку.
ККД – коефіцієнт корисної дії.
КЛ – кабельна лінія.
КУ – конденсаторна установка.
ЛЕП – лінія електропередач.
НЕК – національна енергетична компанія.
НКРЕ – національна комісія регулювання енергетики.
ПЛ – повітряна лінія.
ППС – передача постійного струму.
Пр – перетворювач.
ПФ – пасивний фільтр.
ПФІ – пристрій формування імпульсів.
РДДБ – ринок двосторонніх договорів та балансувального ринку.
РКВ – регулятор кута вмикання.
РКП – регулятор кута погасання.
РМС – регулятор мінімального струму.
РН – регулятор напруги.
РП – регулятор потужності.

РС – регулятор сили струму.
ОЕС – об'єднана енергетична система.
ОРЕ – оптовий ринок електричної енергії.
СВМ – система вирівнювання числа мостів на підстанції.
СЕС – сонячна електростанція.
СЗА – система захисту і автоматики.
СЗЛ – селективний захист лінії.
СК – синхронний компенсатор.
СКВ – система керування випрямлячем.
СКМ – система керування мостом.
СП – симетрувальний пристрій.
СПО – система формування послідовності операцій вмикання і вимикання мосту.
СТК – статичний тиристорний компенсатор.
ТЕС – теплоелектростанція.
ТЕЦ – теплоелектроцентраль.
ТС – трансформатор струму.
ТСП – трансформатор струму полюса.
УПК – установка повздовжньої компенсації.
ФБ – фотобатарейка.
ФКП – фазокомпенсувальний пристрій.
ШІМ – широтно-імпульсна модуляція.
ЯЕ – якість електроенергії.
FACTS – Flexible Alternative Current Transmission System (гнучкі системи транспортування енергії змінного струму).
GPS – Global Position System (система глобального позиціонування).
GTO – Gate Turn-off Thyristor (повністю керований тиристор).
IGCT – Integrated Gate-commutated Thyristors (повністю керований тиристор з інтегрованим керуванням).
IGBT – Insulated Gate Bipolar Transistor (біполярний транзистор з ізольованим затвором).
MSG – Micro Smart Grid (інтелектуальна мережа електропостачання малої потужності).
PLC – Power Line Communication (система передавання інформації провідниками силової мережі).
RSG – Regional Smart Grid (інтелектуальна мережа електропостачання середньої потужності).
SSG – Strong Smart Grid (інтелектуальна мережа електропостачання великої потужності).

Вступ

Електричну форму енергії використовують для живлення переважної кількості промислового електротехнічного обладнання і пристроїв побутового призначення. Транспортування електричної енергії є найдешевшим з економічної і енергетичної точки зору. Тому електроенергія є основним енергоносієм і обсяг її споживання з часом зростатиме.

Втрати електроенергії під час її транспортування від електростанцій до споживачів в енергосистемі України становлять 12 % від обсягу її споживання. У розвинутих країнах цей показник становить 4-6 %. Великий обсяг втрат пов'язаний з використанням застарілого обладнання, неузгодженістю роботи енергосистеми. У свою чергу вказані технічні проблеми спричинені незацікавленістю власників генерувальних потужностей і електромереж у модернізації мережевого обладнання через відсутність програм державних компенсацій і фіксованим тарифом, який не залежить від якості наданої споживачам електроенергії.

Після вступу України до Європейського енергетичного співтовариства почалось поступове реформування енергетичного сектору. Основною задачею реформ є створення конкурентного ринку, де постачальники електроенергії можуть укласти договори безпосередньо зі споживачами. Правила функціонування ринку електроенергії затверджено законом "Про засади функціонування ринку електроенергії України", який набув чинності з 1 січня 2014 р.

У конспекті лекцій кредитного модуля «Енергозбереження і енергоефективність - 2» наведено основні технічні заходи, які необхідно вжити для узгодження роботи електромереж, компенсацію реактивної потужності та потужності спотворення, описано можливість застосування пристроїв силової електроніки для підвищення енергоефективності електромереж. Розглянуто можливість застосування електропередач постійного струму для зменшення втрат під час транспортування електроенергії. Проаналізовано переваги і недоліки після переходу від централізованих до розосереджених систем електропостачання з інтелектуальним керуванням. Описано нормативні основи модернізації ринку електроенергії згідно з законом "Про засади функціонування ринку електроенергії України" [3]. Також у конспекті лекцій наведено методики розрахунку пристроїв силової електроніки, призначених для підвищення енергоефективності електромереж.

Лекція № 1. Режими передавання електричної енергії в електроенергетичних системах

Основні терміни і визначення

Коефіцієнт використання енергії – співвідношення корисно використаної енергії до її сумарного обсягу, відібраного від джерела.

Активна потужність – потужність, яку витрачено на виконання роботи.

Реактивна потужність – середнє за період значення енергії, яка циркулює між генератором і реактивними елементами навантаження, поділене на цей період.

Повна потужність – величина, що дорівнює добутку діючих значень напруги і струму мережі.

Потужність спотворення – потужність, яка виникає у нелінійних колах і характеризує потужність вищих гармонік напруги і струму.

Для отримання електричної енергії в промисловому масштабі як первинне джерело найчастіше використовують механічний, тепловий або світловий види енергії. Ефективність перетворення енергії оцінюють коефіцієнтом корисної дії (ККД) η_{Π} , що характеризує співвідношення між обсягом енергії W_{Π} або потужністю P_{Π} первинного джерела енергії і відповідно обсягом максимальної електричної енергії $W_{E_{max}}$ або максимальної потужності $P_{E_{max}}$, яку можна отримати від джерела електричної енергії:

$$\eta_{\Pi} = W_{E_{max}} / W_{\Pi} = P_{E_{max}} / P_{\Pi}. \quad (1.1)$$

В електричному контурі систем електроживлення виникають додаткові втрати, які оцінюють коефіцієнтом використання електричної енергії (КВЕЕ) η_E . КВЕЕ є співвідношенням електричної потужності джерела P_E і потужності навантаження P_H :

$$\eta_E = P_H / P_E. \quad (1.2)$$

Сумарний ККД використання первинної енергії η_{Σ} розраховують за формулою:

$$\eta_{\Sigma} = \eta_{\Pi} \eta_E. \quad (1.3)$$

ККД η_{Π} залежить від типу первинного джерела енергії і технології перетворення енергії. Значення параметра η_{Π} можна вважати постійним в усьому діапазоні допустимої вихідної потужності джерела електричної енергії $\eta_{\Pi} = \text{const}$. На відміну від ККД η_{Π} , КВЕЕ η_E може змінюватись в широких межах, його значення залежить від ступеня узгодженості параметрів навантаження і джерела електричної енергії і обсягом втрат під час перетворення параметрів електричної енергії.

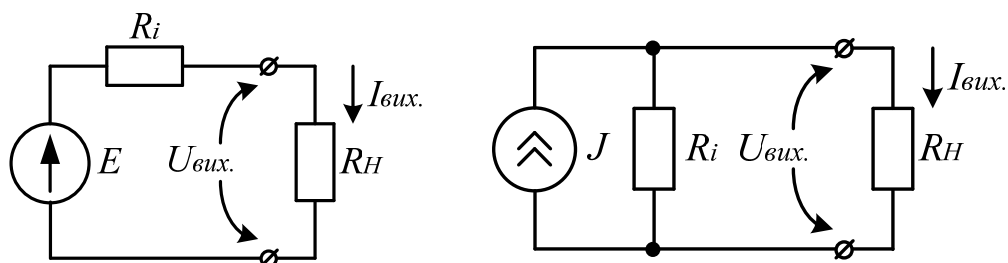
Для ефективного використання джерел енергії забезпечують максимальне значення ККД перетворення енергії η_{Π} . За умови передавання електричної енергії від джерела енергії до навантаження доцільним може бути, як забезпечення максимального значення параметра η_E , так і максимально можливої вихідної потужності джерела P_E . Вибір між критеріями ефективності передавання електроенергії визначають згідно з типом джерела первинної енергії. Якщо джерело первинної енергії є безкоштовним, наприклад енергія

Сонця, вітру, геотермальна енергія, доцільним є відбір максимального обсягу електричної енергії. Якщо джерело первинної енергії є платним, наприклад викопні джерела енергії, ядерне паливо, необхідно забезпечити максимальний КВЕЕ η_E для зменшення вартості отриманої енергії.

Проаналізуємо чинники, які впливають на режими передавання електричної енергії від джерела до навантаження. Основною характеристикою будь-якого джерела електричної енергії, яка визначає ефективність передавання енергії, є його вихідна або навантажувальна характеристика. Вона описує залежність вихідної напруги $U_{ВИХ}$ від сили вихідного струму $I_{ВИХ}$. Для оцінки зміни вихідної напруги $\Delta U_{ВИХ}$ зі зміною сили вихідного струму $\Delta I_{ВИХ}$ використовують параметр вихідний опір джерела живлення $R_{вих}$:

$$R_{вих} = -\left| \frac{\Delta U_{вих}}{\Delta I_{вих}} \right|, \quad (1.4)$$

де знак мінус вказує на те, що за умови збільшення значення сили струму вихідна напруга джерела зменшується, тобто зростають втрати у внутрішньому опорі джерела R_i . Режими передавання електричної енергії залежать від співвідношення вихідного опору джерела $R_{вих}$ і опору навантаження R_H . Проаналізуємо випадок, коли навантажувальна характеристика джерела є лінійною. Тоді вихідний опір є постійним і дорівнює внутрішньому опорі $R_{вих} = R_i$. Як відомо джерела енергії, залежно від принципу їх роботи, можуть бути задані ідеалізованим джерелом напруги E або струму J , які враховують перетворення неелектричних видів енергії в електричну, а також внутрішнього опору R_i , який враховує внутрішні втрати енергії в первинному джерелі. Моделі системи джерело електричної енергії – навантаження показано на рис. 1.1.



а) на основі джерела постійної напруги

б) на основі джерела постійного струму

Рис. 1.1. Моделі системи джерело електричної енергії – навантаження

Розрахуємо залежність КВЕЕ η_E і потужності навантаження P_H від співвідношення опорів R_H і R_i для моделей з джерелом напруги і струму. Для джерела напруги E потужність навантаження P_H розраховують за формулою:

$$P_H = E^2 R_H / (R_i + R_H)^2. \quad (1.5)$$

Згідно з (1.5) параметр η_E розраховують за формулою:

$$\eta_E = \frac{P_H}{P_E} = \frac{E^2 R_H / (R_i + R_H)^2}{E^2 / (R_H + R_i)} = \frac{R_H}{(R_i + R_H)}. \quad (1.6)$$

Для спрощення подальших розрахунків введемо змінну $k = R_H / R_i$. З урахуванням цього формули (1.5) і (1.6) є такими:

$$P_H = \frac{E^2}{(R_i + kR_i)^2} kR_i = \frac{E^2}{R_i} \frac{k}{(1+k)^2}. \quad (1.7)$$

$$\eta_E = k / 1 + k. \quad (1.8)$$

Максимум потужності навантаження P_{Hmax} за формулою (1.7), досяжний за умови $k = 1$, тобто коли опір навантаження дорівнює опору джерела $R_H = R_i$:

$$P_{Hmax} = \frac{E^2}{(R_i + kR_i)^2} kR_i = \frac{E^2}{4R_H}. \quad (1.9)$$

За цією умовою потужність, яка розсіюється на навантаженні R_H , дорівнює потужності, яка розсіюється на внутрішньому опорі джерела R_i , тобто КВЕЕ $\eta_E = 0.5$. Проаналізуємо залежності параметрів η_E і потужності P_H для інших значень k , графіки функцій яких наведено на рис.1. 2.

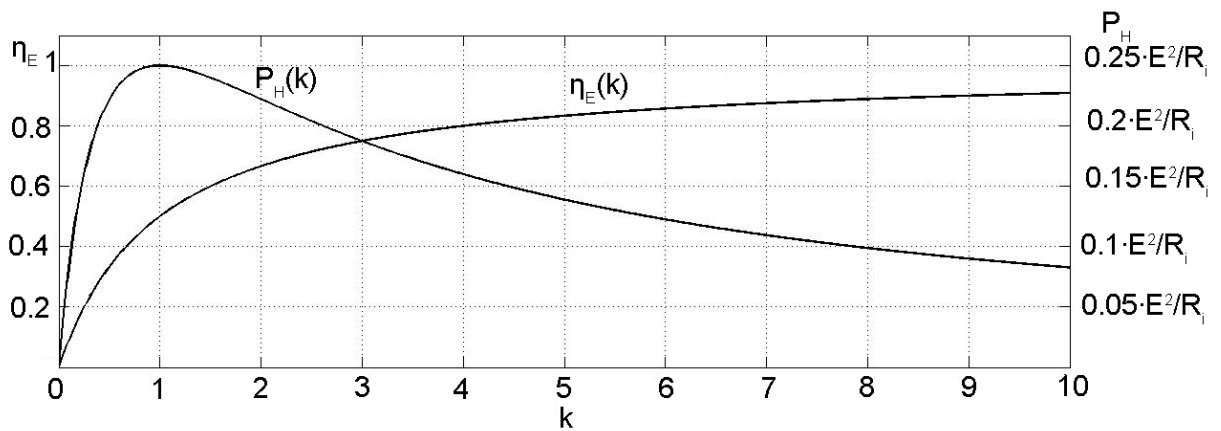


Рис. 1.2. Графіки залежностей потужності і ККД системи електроживлення на основі джерела напруги

Аналіз залежностей, наведених на рис. 1.2, свідчить, що за умови $R_H < R_i$, використання системи електропостачання є неефективним, оскільки у цьому режимі роботи обидва параметри: потужність P_H і ККД η_E менші, ніж у точці максимальної потужності $R_H = R_i$. За умови $R_H > R_i$, потужність P_H , є меншою ніж P_{Hmax} , але КВЕЕ передавання енергії зростає. Тому часто для зменшення втрат в системі використовують джерело енергії із запасом за потужністю і забезпечують режим роботи з високим ККД. Для більшості систем які працюють на викопних джерелах енергії $\eta_E > 0,9$, що відповідає співвідношенню $R_H > 9 \cdot R_i$. У цьому випадку джерело напруги працює в режимі близькому до холостого ходу.

За умови використання систем живлення з джерелом струму потужність навантаження P_H розраховують за формулою:

$$P_H = \frac{J^2 R_i^2}{(R_i + R_H)^2} R_H = \frac{J^2 R_i^2}{(R_i + kR_i)^2} kR_i = J^2 R_i \frac{k}{(1+k)^2}. \quad (1.10)$$

З урахуванням формули (1.10) параметр η_E дорівнює:

$$\eta_E = \frac{P_H}{P_E} = \frac{J^2 R_i^2 R_H / (R_i + R_H)^2}{J^2 R_i R_H / (R_i + R_H)} = \frac{R_i}{(R_i + R_H)} = \frac{1}{1+k}. \quad (1.11)$$

Графіки функцій $P_H(k)$ і $\eta_E(k)$, розраховані за формулами (1.10) і (1.11), показано на рис. 1.3.

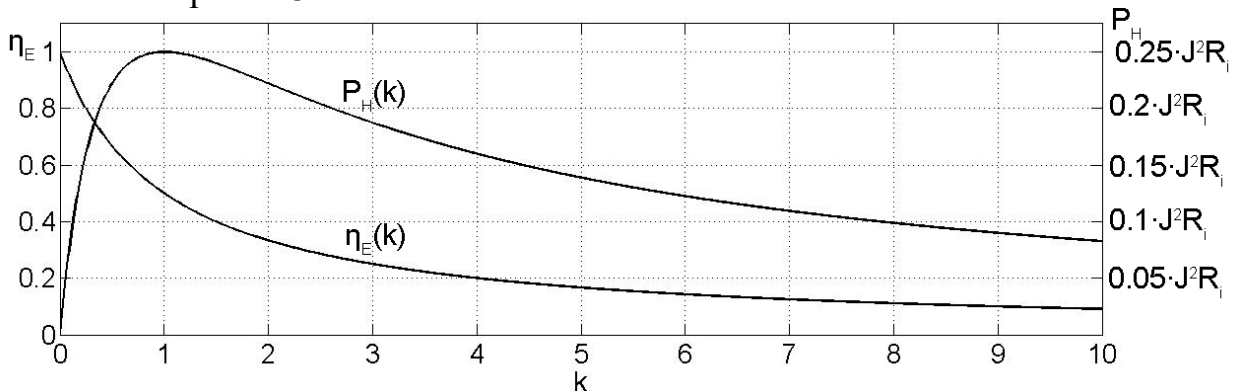


Рис. 1.3. Графіки залежностей потужності і ККД системи електроживлення з джерелом струму

З аналізу рис. 1.3 можна зробити висновок, що максимум потужності від джерела струму досягається за тієї ж умови, що і для джерела напруги, $R_H = R_i$. Для забезпечення високого КВЕЕ η_E систему доцільно експлуатувати за умови $R_H \ll R_i$.

Для джерел енергії з нелінійним внутрішнім опором графіки вихідної потужності і КВЕЕ будують на основі графіків їх навантажувальних характеристик, які можна розділити на два типи, що наведено на рис. 1.4.

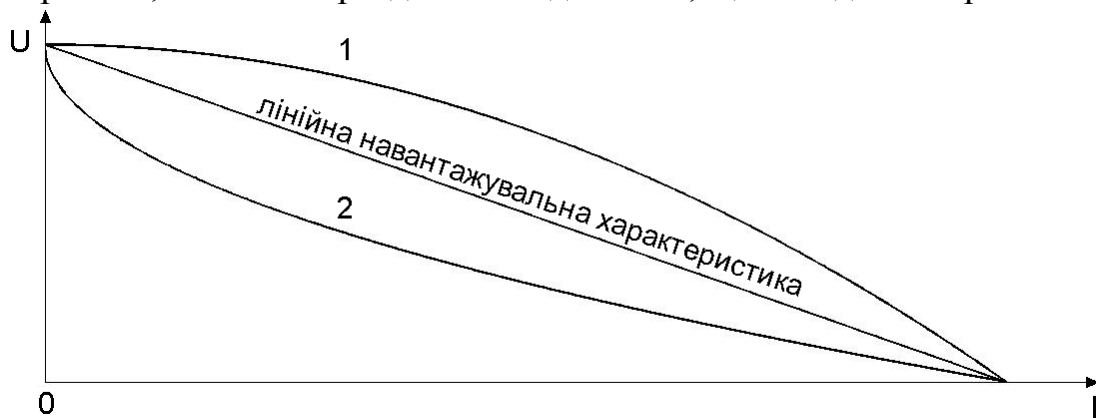


Рис. 1.4. Типи нелінійних ВАХ

Джерела електроживлення з навантажувальними характеристиками типу 1, що знаходиться вище лінійної характеристики, мають вищий КВЕЕ, а їх точка максимальної потужності зміщена в сторону більших значень струмів і напруг. Джерела типу 2 мають менший КВЕЕ, їх точка максимальної потужності зміщена в сторону менших значень струмів і напруг.

Для забезпечення режимів роботи з постійним КВЕЕ або вихідною потужністю необхідно підтримувати постійним співвідношення вихідного опору джерела і навантаження. В системах живлення постійного струму для

цього використовують імпульсні регулятори (ІР) постійного струму, які під'єднують між джерелом енергії і навантаженням, як показано на рис. 1.5.

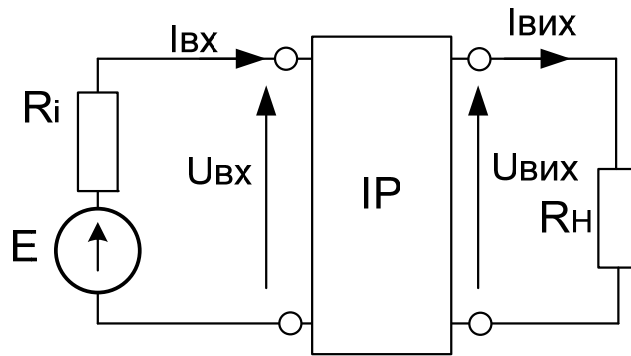


Рис. 1.5. Схема узгодження параметрів джерела постійного струму і навантаження

У цій схемі ІР виконує функцію трансформатора постійної напруги. Нехай на вході перетворювача напруга в n разів більша, ніж на виході: $U_{BX} = n \cdot U_{BIX}$. Якщо втрати у перетворювачі відсутні, тобто $P_{BX} = P_{BIX}$ значення вхідного струму перетворювача у n разів менше ніж значення вихідного: $I_{BX} = I_{BIX} / n$. Тоді вхідний опір перетворювача дорівнює:

$$R_{BX} = U_{BX} / I_{BX} = n^2 U_{BIX} / I_{BIX} = n^2 R_H. \quad (1.12)$$

Аналіз формули (1.12) показує, що використання перетворювача дозволяє змінювати вхідний опір навантаження. За умови використання ІР необхідно враховувати, що вхідні і вихідні струм та напруга ІР містять змінну складову. Як правило пульсація напруги є незначною, але у деяких ІР, наприклад у понижувальному перетворювачі, амплітуда змінної складової вхідного струму співвимірною з його середнім значенням, що значно зменшує КВЕЕ джерел енергії. Зі збільшенням амплітуди пульсації зростає діюче значення струму I і напруги U . Тому втрати енергії у колі перетворення також зростають. Наприклад діюче значення струму I з середнім значенням I_d і амплітудою пульсації $I_{m\sim}$, форму якого наведено на рис. 1.6 а), розраховують за формулою:

$$I = I_d \sqrt{1 + \frac{1}{3} \left(\frac{I_{m\sim}}{4I_d} \right)^2}. \quad (1.13)$$

З аналізу формули (1.13) можна зробити висновок, що діюче значення струму I зростає зі збільшенням коефіцієнту пульсації струму $K_{\Pi(i)} = I_{m\sim} / I_d$. Струм, форму якого наведено на рис. 1.6 а), типовий для перетворювачів на вході яких встановлено дросель, наприклад для підвищувального перетворювача. Перетворювачі, на вході яких встановлено ключовий елемент, наприклад понижувального або інвертувального типу, мають імпульсну форму вхідного струму, яку наведено на рис. 1.6 б). Діюче значення струму вказаної форми розраховують за формулою:

$$I = \frac{I_d}{\sqrt{\gamma}} \sqrt{1 + \frac{1}{3} \left(\frac{I_{m\sim}}{4I_d} \right)^2}. \quad (1.14)$$

З порівняння формул (1.13) і (1.14) можна зробити висновок, що струм імпульсної форми має значно більше діюче значення, ніж неперервний струм.

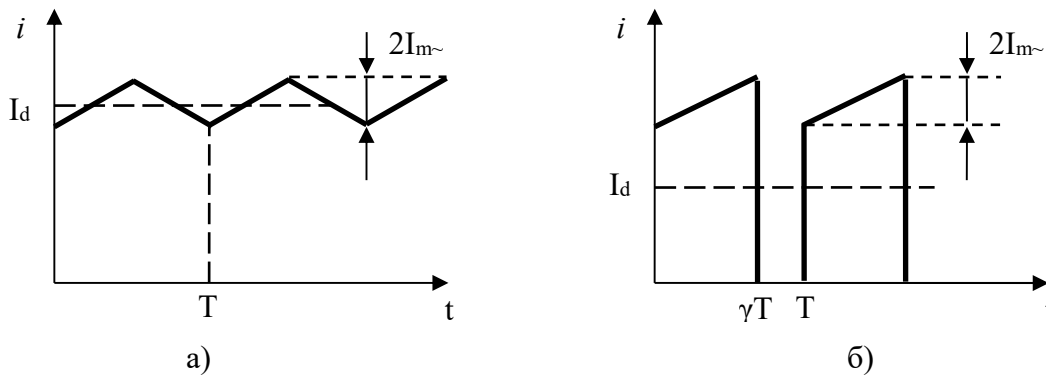


Рис. 1.6. Часові діаграми вхідного струму ІР

Збільшення амплітуди пульсації струму і його діючого значення суттєво зменшують КВЕЕ з таких причин:

1. Джерело енергії працює з максимальним КВЕЕ лише в околі робочої точки (I, U) . Зі збільшенням пульсації напруги і струму джерела енергії, зростає амплітуда зміщення його робочої точки $(I \pm \Delta I, U \pm \Delta U)$ відносно точки з максимальним КВЕЕ, тому ефективність роботи джерела стає меншою.

2. Втрати енергії P_{BT} у колі перетворювача розраховують за формулою $P_{BT} = I^2 \cdot r$, де r – еквівалентний опір втрат ІР. Тому за умови збільшення пульсації і збільшення діючого значення струму, зростають втрати у перетворювачі.

Отже, використання ІР як узгоджувального пристрою накладає обмеження на форму його вхідного струму і напруги, які визначають КВЕЕ джерела енергії. Для збільшення КВЕЕ необхідно, щоб пульсація вхідного струму і напруги ІР була мінімальною.

У колах змінного струму для узгодження параметрів джерела і навантаження використовують трансформатори, окрім узгодження активних складових опору джерела і навантаження також необхідно узгодити і реактивні складові їх опорів, що ускладнюють протікання електромагнітних процесів у системі електропостачання.

Для з'ясування умов узгодженої роботи джерел змінного струму, проаналізуємо їх роботу на лінійне реактивне навантаження. Нехай на навантаженні створено напругу $e(t) = U_m \sin(\omega t)$ і через нього протікає гармонічний струм зсунутий за фазою на кут φ відносно напруги $i(t) = I_m \sin(\omega t + \varphi)$. Миттєве значення потужності на навантаженні $s(t)$ розраховують за формулою:

$$s(t) = u(t)i(t) = U_m I_m \sin(\omega t) \sin(\omega t + \varphi) = UI \cos(\varphi) - UI \cos(2\omega t + \varphi). \quad (1.15)$$

Графіки миттєвих значень струму, напруги і потужності показано на рис. 1.7.

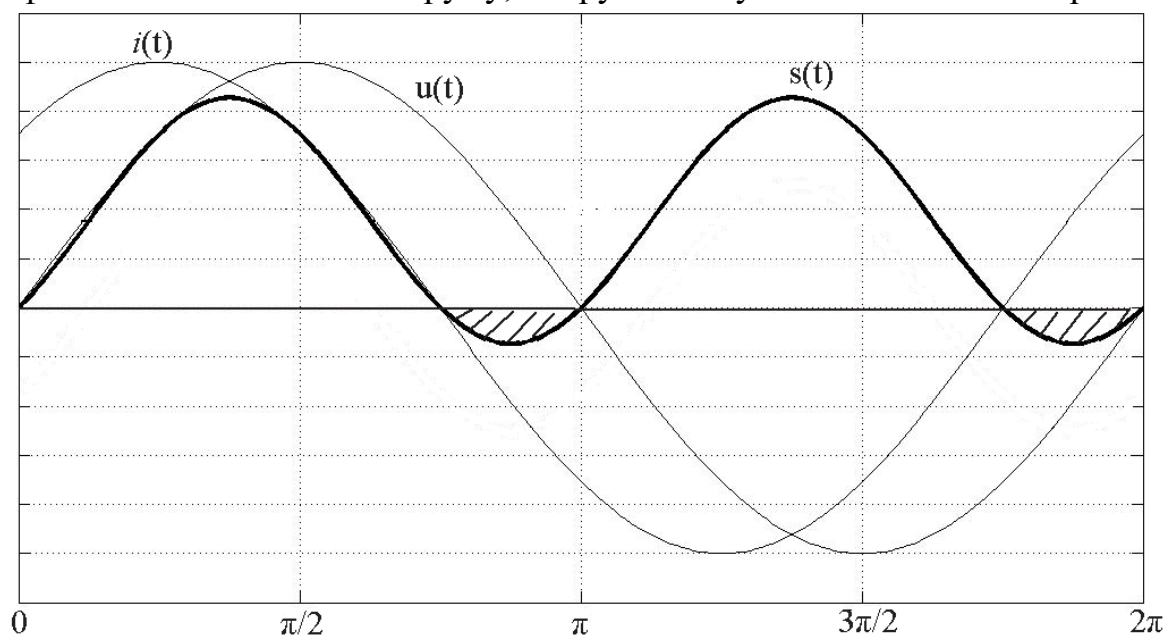


Рис. 1.7. Діаграми електромагнітних процесів у лінійному колі

Як видно з рис. 1.7 повна потужність $s(t)$ на певних інтервалах часу є від'ємною, що відповідає передаванню енергії від навантаження назад у джерело. Тому повна потужність S має активну P і реактивну Q складові. Потужність, яку споживає навантаження, відповідає активній потужності P :

$$P = U \cdot I \cos(\varphi). \quad (1.16)$$

Реактивна потужність Q , циркулює в колі, не виконуючи корисної роботи:

$$Q = UI \sin(\varphi). \quad (1.17)$$

Повна потужність S має зв'язок з активною і реактивною потужностями:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (1.18)$$

За цієї умови потужність, на яку розраховують джерело, відповідає повній потужності S і дорівнює добутку діючих значень струму і напруги на його клеммах:

$$S = UI. \quad (1.19)$$

Як видно з формул (1.16)-(1.19) діюче значення потужності, яку відбирають від джерела, більше, ніж потужність, яка віддається у навантаження. Тому за наявності реактивної складової потужності джерело передає лише частину своєї енергії у навантаження. Усунення реактивної складової потужності досягне за умови узгодження реактивних складових опор джерела і навантаження: $X_i = -X_H$. Тоді зсув фаз між струмом і напругою навантаження відсутній і згідно з формулою (1.15):

$$s(t) = UI(1 - \cos(2\omega t)) \geq 0. \quad (1.20)$$

Багато споживачів мережі потребують для живлення електроенергію постійного струму, для чого використовують перетворювачі електроенергії, вхідний каскад яких складено з некерованого випрямляча з ємнісним фільтром. Як відомо випрямляч є нелінійним навантаженнями, його вхідний струм має імпульсну форму з великим вмістом вищих гармонік. Оскільки активну

складову потужності передають лише першою гармонікою струму, всі вищі гармоніки не виконують корисної роботи і формують потужність спотворення системи T . Взаємозв'язок між повною потужністю системи S і її складовими є таким:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + T^2}. \quad (1.21)$$

Близькість форми струму до гармонічної оцінюють коефіцієнтом спотворення v :

$$v = I_{(1)} / I. \quad (1.22)$$

де $I_{(1)}$ – діюче значення першої гармоніки струму.

Ефективність передавання енергії від джерела до навантаження оцінюють значенням коефіцієнта потужності χ :

$$\chi = v \cdot \cos(\varphi_1), \quad (1.23)$$

де φ_1 – зсув фаз між напругою мережі і першою гармонікою струму.

За нормами [1] нормально допустиме значення коефіцієнта спотворення v складає 8 %. Для зниження значення коефіцієнту спотворення на вході перетворювачів вмикають спеціальні пристрої – коректори коефіцієнту потужності.

Отже, для узгодження джерела змінного струму і навантаження необхідно, щоб струм навантаження мав таку ж фазу і форму, що і створена на навантаженні напруга.

Зменшення втрат електричної енергії особливо актуальне в системах, де електроенергію передають на значні відстані, де, як правило, вона має форму змінного струму. Тому спочатку доцільно розглянути структуру і склад систем електропостачання змінного струму.

Запитання

1. Дайте визначення коефіцієнта використання електричної енергії.
2. Опишіть особливості відбору енергії від безкоштовного і платного енергоносія.
3. Зазначте умову відбору максимальної потужності для систем постійного струму, які описують лінійною і нелінійною моделями.
4. Вкажіть у якому діапазоні повинно знаходитись значення опору навантаження у порівнянні із внутрішнім опором джерела для відбору максимальної потужності і відбору енергії з максимальним ККД. Розгляньте випадки, коли джерело енергії є джерелом напруги і джерелом струму.
5. Опишіть вплив пульсації струму і напруги імпульсного регулятора на характеристики системи електроживлення.
6. Опишіть умови узгодженої роботи системи електроживлення змінного струму.
7. Охарактеризуйте параметри системи електропостачання, які впливають на значення коефіцієнту потужності.
8. Опишіть фізичний смисл потужності спотворення.

Лекція № 2. Конструкція і параметри ліній електропередач змінного струму

Основні терміни і визначення

Лінія електропередач – електроустаткування, призначене для передавання електричної енергії між двома пунктами енергосистеми з можливим проміжним відбором, яка складена з провідників, ізолювальних елементів і несучих конструкцій.

Повітряна лінія – лінія електропередач, провідники якої підтримують над землею опорами, ізоляторами і арматурою.

Кабельна лінія – лінія електропередач на основі одного або декількох кабелів, які розміщують у землі або у кабельних спорудах (колекторах, тунелях, каналах, блоках і т.д.).

Кабель – готовий заводський виріб, який складено з ізольованих між собою жил, які розміщені в герметичній оболонці і броні, що захищають жили від вологи і механічних пошкоджень.

Коронний розряд – форма газового розряду, яка виникає у різконеоднорідних електричних полях.

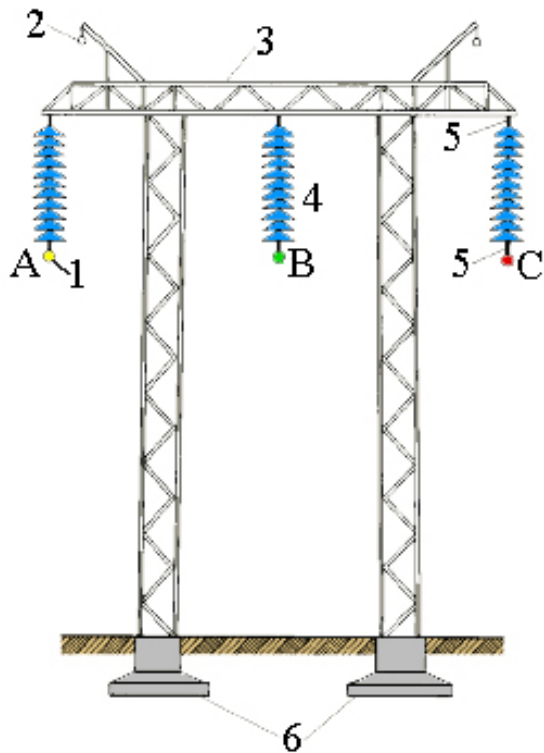
Лінія електропередач (ЛЕП) – центральний елемент системи передачі і розподілення електроенергії. Найчастіше використовують повітряні і кабельні ЛЕП. Конструкцію ЛЕП обирають згідно з призначенням лінії, місцем прокладки, номінальною напругою, потужністю, яку передають лінією, відстанню до споживача, площею території, на якій прокладають ЛЕП, кліматичними умовами, вимогами електробезпеки і т.д. Класифікацію ліній електропередач наведено у табл. 2.1.

Таблиця 2.1. Класифікація ЛЕП

Ознака	Тип лінії	Різновиди
Тип струму	Постійного струму	-
	Трифазного змінного струму	-
	Багатофазного змінного струму	Шестифазні, Дванадцятифазні
Номінальна напруга	Низьковольтні (до 1 кВ)	-
	Високовольтні	3-35 кВ
		110-220 кВ
		330-750 кВ 1000 кВ і вище
Конструктивне виконання	Повітряна	-
	Кабельна	-
Число провідників	Однопровідникова	-
	Двопровідникова	-
	Багатопровідникова	-
Топологічні характеристики	Радіальна	-
	Магістральна	-
	Відгалуження	-
Функціональне призначення	Розподільна	-
	Живильна	-
	Міжсистемний зв'язок	-

Повітряні лінії

Повітряні лінії (ПЛ) експлуатують в різноманітних кліматичних умовах, що передбачає їх захист від атмосферних явищ. За конструктивним виконанням



1-провідники фаз, 2-захисні троси, 3-опора, 4-гірлянда ізоляторів, 5- арматура, 6-фундамент

Рис. 2.1. Конструктивні елементи ПЛ

конструктивним виконанням провідники можуть бути одно- або багатожильними. Одножильні, переважно сталеві провідники використовують в низьковольтних мережах. Для збільшення гнучкості і міцності також використовують багатожильні провідники з одного металу (алюмінію або сталі) або комбіновані (алюміній + сталь). Додавання сталі збільшує механічну міцність.

У лініях напругою (220/380) В провідники складено з несучого неізольованого провідника, який є нульовим, трьох ізольованих фазних провідників і одного ізольованого провідника будь-якої фази для зовнішнього освітлення. Фазні ізольовані провідники навиті навколо нульового, рис. 2.2.

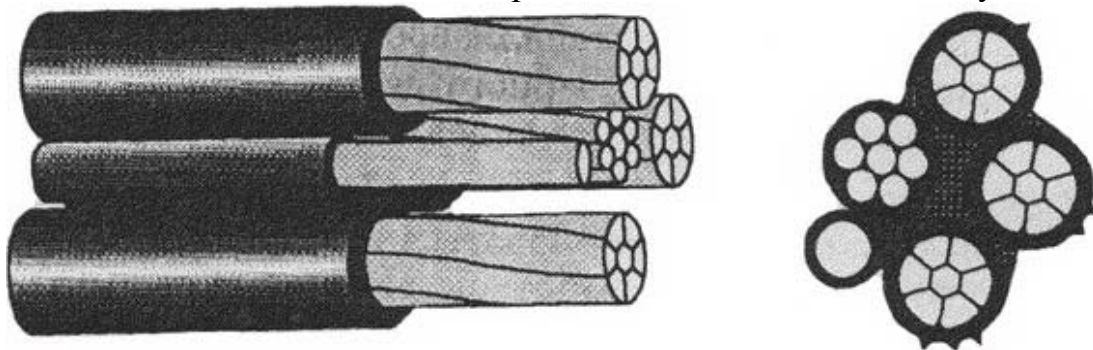


Рис. 2.2. Розміщення нульового і фазного провідників.

опор найрозповсюдженішими є одно- і двопровідникові ПЛ. Один ланцюг високовольтної лінії об'єднує три провідники (комплекти провідників) трифазної лінії, в низьковольтній – від трьох до п'яти провідників. Конструктивні елементи ПЛ показано на рис. 2.1. Опори є несучою конструкцією ВЛ, на яких ізоляторами кріплять провідники фаз, для захисту фаз від ударів блискавки використовують троси.

Існують різноманітні типи і конструкції опор. Залежно від функціонального призначення їх розділяють на проміжні і анкерні. Проміжні опори використовують для підтримки провідників на прямих ділянках лінії. Їх частка становить 80-90%. Анкерні опори встановлюють у місцях жорсткого кріплення провідників. Їх розділяють на кінцеві, кутові, проміжні і спеціальні.

На ПЛ використовують переважно неізольовані провідники. За

конструктивним виконанням провідники можуть бути одно- або багатожильними. Одножильні, переважно сталеві провідники використовують в низьковольтних мережах. Для збільшення гнучкості і міцності також використовують багатожильні провідники з одного металу (алюмінію або сталі) або комбіновані (алюміній + сталь). Додавання сталі збільшує механічну міцність.

У лініях напругою (220/380) В провідники складено з несучого неізольованого провідника, який є нульовим, трьох ізольованих фазних провідників і одного ізольованого провідника будь-якої фази для зовнішнього освітлення. Фазні ізольовані провідники навиті навколо нульового, рис. 2.2.

Несучий провідник є сталелегатурним, фазні – алюмінієвими. Перевагою ПЛ з ізолюваними провідниками у порівнянні з неізолюваними є відсутність ізоляторів на опорах.

Кабельні лінії

Кабельні лінії (КЛ) прокладають у місцях, де неможливе або недоцільне використання ПЛ. КЛ переважно використовують на промислових підприємствах, у містах, за умови транспортування енергії через великі водні простори. Переваги КЛ у порівнянні з ПЛ:

- відсутність впливу атмосферних явищ;
- недоступність для сторонніх осіб;
- менша кількість пошкоджень;
- компактність.

Не зважаючи на переваги, використання КЛ обмежене через їх високу вартість, яка у декілька разів вища, ніж у ПЛ, розрахованих на ту ж напругу. До складу КЛ входять: кабель, з'єднувальні і кінцеві муфти, кабельні споруди, кріплення тощо. Силові кабелі складено з 1-4 мідних або алюмінієвих жил площею 1.5-2000 мм². Жили площею до 16 мм² – однопровідникові, з більшою площею – багатопровідникові. Кабелі напругою до 1 кВ – чотирьожильні, 6-35 кВ – трижильні, 110 кВ і вище – одножильні.

Схеми заміщення ЛЕП

Параметри фаз лінії електропередач рівномірно розподілені за її довжиною, тобто лінія електропередач є колом з розподіленими параметрами. Для розрахунку сили струму і напруги ЛЕП можливо використовувати Т і П-подібні схеми заміщення ЛЕП із зосередженими параметрами, рис. 2.3.

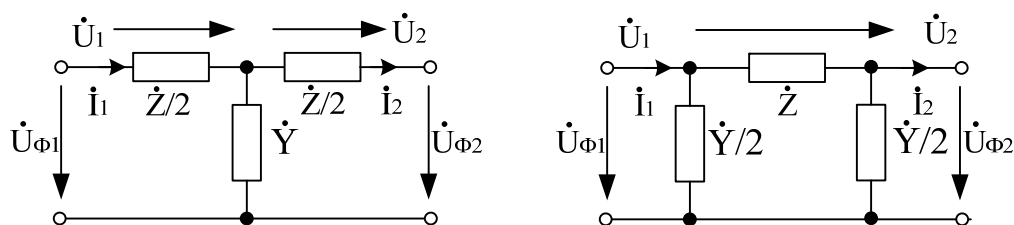


Рис. 2.3. Т і П-подібні схеми заміщення із зосередженими параметрами

Припущення щодо зосередженості реально розподілених параметрів вздовж ЛЕП справедливо для ПЛ довжиною до 350 км, КЛ – до 50-60 км. На практиці частіше використовують П-подібну схему заміщення, оскільки вона має менше вузлів. Поздовжні опори $Z = R + jX$ і поперечні провідності $Y = G + jB$ схем заміщення мають комплексні значення. Значення активної складової R поздовжнього опору Z залежить від довжини лінії і площі перерізу провідників ЛЕП. Реактивна складова X є індуктивним опором ЛЕП. Індуктивний опір ЛЕП X_0 на 1 км лінії розраховують за емпіричною формулою:

$$X_0 = \omega L_0 = \omega \left(0,46 \lg \left(D_{CP} / r_D \right) + 0,05 \mu \right) \cdot 10^{-3} \text{ Ом/км}, \quad (2.1)$$

де D_{CP} – середня відстань між провідниками лінії,

r_D – діаметр провідника,

μ – відносна магнітна проникність матеріалу провідника.

Для провідників, виготовлених з кольорових металів ($\mu = 1$) для частот мережі 50, 60 Гц формула (2.1) має такий вид:

$$X_{0_50} = 0,144 \lg(D_{CP} / r_D) + 0,016 \text{ Ом/км.} \quad (2.2)$$

$$X_{0_60} = 0,173 \lg(D_{CP} / r_D) + 0,019 \text{ Ом/км.} \quad (2.3)$$

Ємнісна провідність обумовлена паразитною ємністю між фазами, фазними провідниками і землею. На рис. 2.4 а і 2.4 б показані ємнісні провідності ПЛ і КЛ, на рис. 2.4 в – еквівалентна схема ПЛ за умови переходу від трикутника ємностей у зірку.

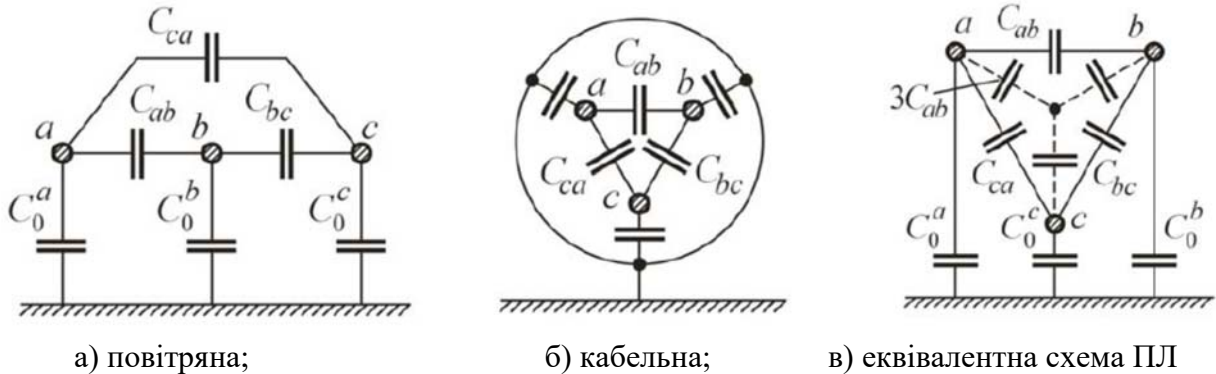


Рис. 2.4. Ємнісні провідності ліній

На практиці ємність трифазної ПЛ з одним провідником у фазі на одиницю довжини розраховують за формулою:

$$C_0 = \frac{0,024}{\lg(D_{CP} / r_D)} \cdot 10^{-6} \text{ мкФ/км.} \quad (2.4)$$

Ємність КЛ значно більша, ніж у ПЛ, що пов'язано з близьким розміщенням фазних провідників і уземлення. Ємнісну провідність розраховують за формулою:

$$B_0 = \omega C_0. \quad (2.5)$$

Для частоти мережі 50 Гц і 60 Гц питома ємнісна провідність на 1 км довжини лінії є такою:

$$B_{0_50} = \frac{7,58}{\lg(D_{CP} / r_D)} \cdot 10^{-6} \text{ См/км.} \quad (2.6)$$

$$B_{0_60} = \frac{9,04}{\lg(D_{CP} / r_D)} \cdot 10^{-6} \text{ См/км.} \quad (2.7)$$

Під дією прикладеної до лінії напруги через ємності ліній протікають зарядні струми. Розрахункове значення зарядного струму на 1 км довжини лінії становить:

$$I_{C0} = U_\phi \cdot B_0 \text{ кА/км,} \quad (2.8)$$

і зарядна потужність ЛЕП, що відповідає цьому струму:

$$Q_{C0} = 3U_\phi \cdot I_{C0} = 3U_\phi^2 \cdot B_0 \text{ Мквар/км,} \quad (2.9)$$

залежать від напруги у кожній точці лінії.

Значення зарядної потужності для всієї ЛЕП розраховують за значенням напруг на початку і в кінці лінії U_1 і U_2 відповідно:

$$Q_C = 0,5(U_1^2 + U_2^2) \cdot B_0 \cdot l = 0,5(U_1^2 + U_2^2) \cdot B, \quad (2.10)$$

де l – довжина лінії,

або наближено за номінальним значенням напруги лінії $U_{НОМ}$:

$$Q_C = U_{НОМ}^2 \cdot B. \quad (2.11)$$

Середнє значення зарядної потужності на 100 км для ПЛ 110 кВ складає близько 3,5 МВАР.

Активна провідність ПЛ обумовлена втратами активної потужності ΔP через недосконалість ізоляції та іонізації повітря навколо провідника внаслідок коронного розряду, для КЛ – діелектричними втратами у матеріалі ізоляції. Питому активну провідність розраховують за формулою:

$$G_0 = \Delta P_\phi / U_{НОМ}^2. \quad (2.12)$$

Втрати активної потужності від коронного розряду залежать від номінальної напруги лінії, радіусу провідників, погодних умов, стану поверхні провідників. Чим більша робоча напруга і менше діаметр провідників, тим більша напруженість поля і відповідно коронний розряд. Для зменшення втрат на розряд використовують розщеплений фазний провідник, у якому декілька провідників фази розміщені певним чином у просторі. Втрати на виникнення корони необхідно враховувати, починаючи з напруги 220 кВ.

Найменше значення напруженості електричного поля E_{II} , за якого виникає коронний розряд, розраховують за формулою:

$$E_{II} = 24,5m\delta \left[1 + 0,63 / (r_0\delta)^{0,4} \right] 10^{-5} \text{ В/м}, \quad (2.13)$$

де δ – відносна густина повітря, $\delta = 1,04$,

r – радіус провідника, см,

m – коефіцієнт шорсткості провідника, $m = 0,82$.

Корона на поверхні провідників призводить до додаткових втрат енергії і елементах лінії та є джерелом електромагнітних і акустичних завад. В табл. 2.2 наведено орієнтовані значення втрат на корону за різних погодних умов.

Таблиця 2.2. Втрати на корону

Напруга, кВ	Марка і кількість провідників у фазі	Середнє питома значення втрат на корону для різної погоди, кВт/км				Середньорічні питомі втрати на корону, кВт/км
		сонячна	сухий сніг	дощ	паморозь	
1150	8хАС-300/48	12,6	39,0	119,0	294,0	32,0
	8хАС-330/43	9,8	29,5	97,5	262,0	27,0
750	4хАС-600/72	4,6	17,5	65,0	130,0	15,0
	5хАС-240/56	3,9	15,5	55,0	115,0	13,0
500	3хАС-330/43	2,8	11,0	36,0	96,0	9,0
	8хАС-500/64	1,8	6,5	22,0	56,0	5,5
330	2хАС-300/39	1,0	4,5	15,0	44,0	3,8
	2хАС-400/51	0,8	3,3	11,0	33,5	2,9

За даними табл. 2.2 можна зробити висновок, що втрати на корону залежать від напруги лінії, конфігурації провідників фази і погодних умов.

У КЛ активні втрати характеризують тангенсом кута діелектричних втрат. Активна провідність кабеля на одиницю довжини:

$$G_0 = \omega C_0 \operatorname{tg} \delta = B_0 \operatorname{tg} \delta, \quad (2.14)$$

і відповідний струм спливу:

$$I_{\text{сп}} = U_\phi \cdot B \cdot \operatorname{tg} \delta = U_\phi \cdot G. \quad (2.15)$$

Зважаючи на це, діелектричні втрати у матеріалі ізоляції дорівнює:

$$\Delta P_B = 3 I_{\text{сп}}^2 \frac{1}{\omega C \cdot \operatorname{tg} \delta} = U^2 \cdot G. \quad (2.16)$$

Діелектричні втрати у КЛ враховують, починаючи зі значення номінальної напруги 220 кВ.

Схеми заміщення ліній складають на основі наведених вище елементів заміщення лінії, рис. 2.5.

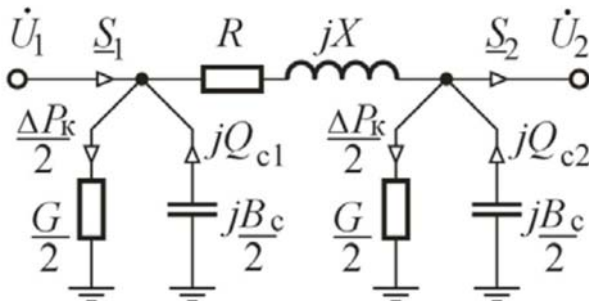


Рис. 2.5. Схема заміщення електричної лінії

Під час розрахунків симетричних режимів параметри схеми заміщення наводять для однієї фази. У ПЛ напругою до 220 кВ втрати потужності на корону і у КЛ напругою до 35 кВ діелектричні втрати є незначними. Тому для вказаного діапазону напруг активні провідності не враховують. Схеми заміщення ЛЕП постійного струму є окремим випадком ліній змінного струму за умови $X = 0$ і $B = 0$.

Для вирішення ряду задач експлуатації, розвитку і проектування електричних мереж необхідно оцінити режими роботи споживачів і обладнання електричної мережі. Зроблені розрахунки дозволяють оцінити режими передавання електроенергії. Крім того, отримані дані використовують для визначення заходів забезпечення необхідної якості електроенергії і визначення умов раціонального режиму генерування, передавання і розподілення електроенергії. Нижче наведено методики розрахунку простих електричних мереж.

Проаналізуємо схему заміщення ділянки електричної мережі, рис. 2.6.

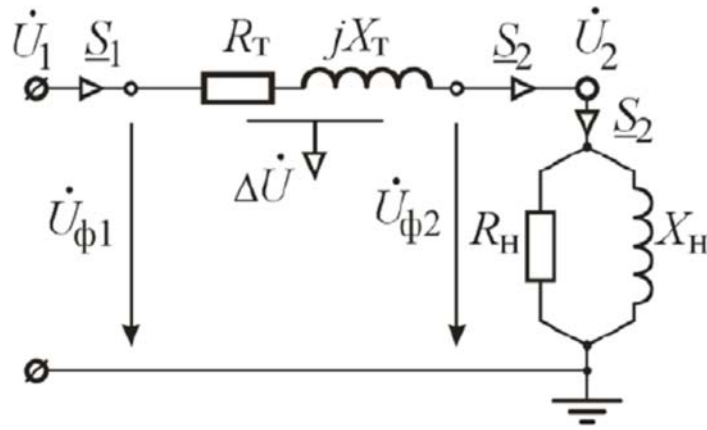


Рис. 2.6. Схема заміщення фази ділянки мережі

Нехай ділянка мережі живить симетричне трифазне навантаження, яке задано у кінці ділянки силою струму I або потужністю трьох фаз S_2 , яку споживає навантаження з активним опором R_H і реактивним опором X_H . За симетричного навантаження і однакового опору фаз, їх сили струму мають однакове значення і однаковий зсув фаз δ_2 відносно фазних напруг у кінці ділянки.

$$i_A = I_m \sin(\omega t - \varphi); \quad (2.17)$$

$$i_B = I_m \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3} - \varphi); \quad (2.18)$$

$$i_C = I_m \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3} - \varphi); \quad (2.19)$$

$$u_A = U_m \sin(\omega t - \delta_2); \quad (2.20)$$

$$u_B = U_m \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3} - \delta_2); \quad (2.21)$$

$$u_C = U_m \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3} - \delta_2). \quad (2.22)$$

За умови розрахунку симетричних режимів трифазних мереж достатньо визначити силу струму і напруги тільки однієї фази. Зобразимо напругу в кінці ділянки $U_{\phi 2}$ і силу струму фази I_{ϕ} у комплексному виді:

$$\dot{U}_{\phi 2} = U_{\phi 2_a} - jU_{\phi 2_p} = U_{\phi 2} e^{-j\delta_2}, \quad \dot{I}_{\phi} = I_{\phi_a} - jI_{\phi_p} = I_{\phi} e^{-j\varphi}. \quad (2.23)$$

Нехай відомі значення $U_{\phi 2}$, I_{ϕ} і кута φ . Необхідно знайти напругу і фазу на початку лінії $U_{\phi 1}$ і δ_1 відповідно і зсув фаз між напругами $U_{\phi 1}$ і $U_{\phi 2}$. Різницю фазних напруг на початку і у кінці лінії розраховують через еквівалентний опір лінії:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\phi 1} - \dot{U}_{\phi 2} = \Delta \dot{U} &= \dot{I}_{\phi} \cdot \dot{Z} = (I_{\phi_a} - jI_{\phi_p}) \cdot (R_T - jX_T) = \\ &= I_{\phi_a} R_T + I_{\phi_p} X_T + j(I_{\phi_a} X_T - I_{\phi_p} R_T). \end{aligned} \quad (2.24)$$

З формули (2.23) розраховують значення напруги $U_{\phi 1}$. Для розрахунку зсуву фаз між напругами фази напруги $U_{\phi 2}$ приймають рівною нулю. Тоді фаза δ_1 дорівнює:

$$\delta_1 = \arctg \left(\frac{I_{\phi_{-a}} X_T - I_{\phi_{-p}} R_T - U_{\phi_{2-p}}}{I_{\phi_{-a}} R_T + I_{\phi_{-p}} X_T + U_{\phi_{2-a}}} \right). \quad (2.25)$$

Іншим типом задачі є розрахунок повної потужності S_2 і напруги U_2 у кінці ділянки за відомими значеннями S_1 і U_1 на початку ділянки. Цю задачу вирішують для розрахунку втрат транспортування енергії від генератора до навантаження. Сила струму I_ϕ на початку ділянки дорівнює:

$$\dot{I}_\phi = \frac{S_1}{3U_{\phi 1}} = I_{\phi_{-a}} - jI_{\phi_{-p}}. \quad (2.26)$$

За умови протікання струму через ділянку кола з опором $Z = R + jX$ втрати активної (дійсна частина) і прирощення реактивної (уявна частина) потужностей становлять:

$$\Delta S = 3I_\phi^2 Z = 3(I_{\phi_{-a}}^2 + I_{\phi_{-p}}^2)(R + jX), \quad (2.27)$$

або за умови використання значення повної потужності на початку лінії:

$$\Delta S = \frac{S_1^2}{3U_{\phi 1}^2} Z = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{3U_{\phi 1}^2} (R + jX), \quad (2.28)$$

звідки розраховують втрати активної і прирощення реактивної потужності:

$$\Delta P = 3(I_{\phi_{-a}}^2 + I_{\phi_{-p}}^2)R = (P_1^2 + Q_1^2)R / 3U_{\phi 1}^2, \quad (2.29)$$

$$\Delta Q = 3(I_{\phi_{-a}}^2 + I_{\phi_{-p}}^2)X = (P_1^2 + Q_1^2)X / 3U_{\phi 1}^2. \quad (2.30)$$

Потік потужності у кінці ділянки менший на значення втрат ΔQ :

$$S_2 = S_1 - \Delta S = P_1 - \Delta P + j(Q_1 - \Delta Q). \quad (2.31)$$

Аналогічно розраховують втрати у лінії, якщо відомі повна потужність S_2 і напруга U_2 в кінці лінії.

Однією з практичних задач є розрахунок за значенням відомої потужності S_2 у кінці ділянки і напруги U_1 на початку ділянки, який проводять методом послідовних наближень.

На початку ітерації з практичних міркувань задають орієнтовне значення напруги у кінці лінії $U_{\phi 2}^{(0)}$ і розраховують силу струму лінії $I_\phi^{(0)}$:

$$I_\phi^{(0)} = S_2 / U_{\phi 2}^{(0)} = I_{\phi_{-a}}^{(0)} - jI_{\phi_{-p}}^{(0)}. \quad (2.32)$$

За значеннями сили струму і опору лінії розраховують втрати потужності $\Delta S^{(l)}$ за формулою (2.27). За значенням втрат з використанням формули $S_1^{(l)} = S_2 + \Delta S^{(l)}$ знаходять перше наближення повної потужності на початку лінії. За формулою (2.25) уточнюють значення сили струму лінії $I_\phi^{(1)}$, а за формулою $U_{\phi 2}^{(1)} = U_{\phi 1}^{(1)} - I_\phi^{(1)}Z$ – напругу в кінці лінії. Далі виконують наступні ітерації до досягнення необхідної точності розрахунків.

За умови, якщо відома повна потужність на початку лінії, а необхідно розрахувати напругу в кінці лінії, розрахунок починають з вузла, де відома потужність, тобто з початку лінії.

Зробимо аналогічний розрахунок для лінії, яку наведено на рис. 2.7.

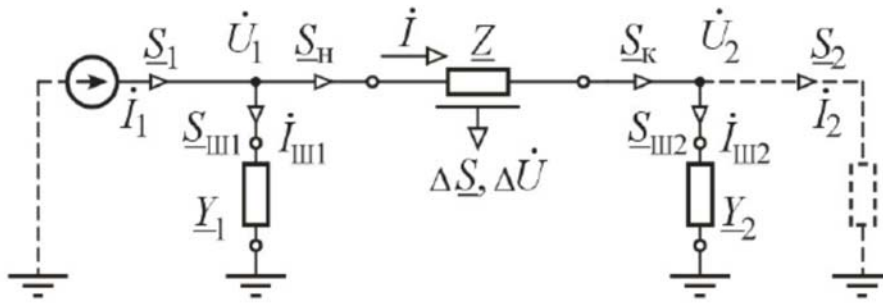


Рис. 2.7. П-подібна схема заміщення лінії

На відміну від попереднього аналізу лінія має поперечні елементи (шунти), які є комплексними провідностями:

$$Y_1 = Y_2 = 0.5Y = 0.5(G + jB) = G_1 + jB_1 = G_2 + jB_2. \quad (2.33)$$

Провідності у формулі (2.33) мають активно-ємнісний характер, для випадку активно-індуктивної провідності перед реактивною складовою потужності необхідно змінити знак.

За умови, якщо відомо значення напруги U_1 і потужності S_1 на початку лінії ustalений режим лінії розраховують за такою методикою.

Спочатку розраховують силу струму джерела:

$$\dot{I}_1 = \dot{S}_1 / (3U_{\phi 1}) = I_{\phi_a} - jI_{\phi_p}, \quad (2.34)$$

а також силу струму і потужність шунта на початку лінії:

$$\dot{I}_{III1} = U_{\phi 1} Y_1 = U_{\phi 1} (G_1 + jB_1). \quad (2.35)$$

$$\dot{S}_{III1} = 3U_{\phi 1} \dot{I}_{III1} = 3U_{\phi 1}^2 Y_1 = 3U_{\phi 1}^2 (G_1 - jB_1). \quad (2.36)$$

Зважаючи на це, потужність на початку лінії дорівнює:

$$\dot{S}_{II} = \dot{S}_1 - \dot{S}_{III1}. \quad (2.37)$$

Аналогічно розраховується сила струму на початку лінії:

$$\dot{I}_{II} = \dot{I}_1 - \dot{I}_{III1}. \quad (2.38)$$

За значенням сили струму на початку лінії знаходять падіння напруги на поперечних елементах лінії і втрати потужності на цих елементах, формули (2.24) і (2.27). Зважаючи на це, напруга в кінці лінії дорівнює $U_2 = U_1 - \Delta U$, а потужність у кінці лінії – $S_K = S_{II} - \Delta S$.

За цими значенням розраховують силу струму в кінці лінії:

$$\dot{I}_K = S_K / (3U_2). \quad (2.39)$$

Далі розраховують силу струму і потужність на шунті у кінці лінії.

$$\dot{I}_{III2} = U_{\phi 2} Y_2 = U_{\phi 2} (G_2 + jB_2). \quad (2.40)$$

$$\dot{S}_{III2} = 3U_{\phi 2} \dot{I}_{III2} = 3U_{\phi 2}^2 Y_2 = 3U_{\phi 2}^2 (G_2 - jB_2). \quad (2.41)$$

Звідки, потужність і сила струму навантаження дорівнюють:

$$S_2 = S_K - S_{III2}. \quad (2.42)$$

$$I_2 = I_K - I_{III2}. \quad (2.43)$$

Розрахунок усталеного режиму електричної лінії рис. 2.7 проводять аналогічно з розрахунком лінії рис. 2.6 з урахуванням формул (2.34)-(2.43).

На практиці також розраховують режим роботи лінії електропередач за умови відключеного навантаження без врахування втрат на корону, тобто $G_1 = 0$, $G_2 = 0$. У цьому випадку шунт у кінці лінії генерує реактивну потужність:

$$\dot{S}_{ш2} = 3U_{\phi 2}^2 Y_2^* = 3U_{\phi 2}^2 jB_2. \quad (2.44)$$

У цьому режимі роботи втрати потужності, спричинені циркуляцією потужності від шунта до джерела, дорівнюють:

$$\Delta S = (S_{ш2} / U_2)^2 (R + jX). \quad (2.45)$$

Потужність на початку лінії:

$$S_{\Pi} = \Delta S + S_{ш2}. \quad (2.46)$$

Наведені співвідношення актуальні для відносно коротких ЛЕП (до 300 км). Для опису електромагнітних процесів у довших ЛЕП необхідно аналізувати їх як довгі лінії.

Запитання

1. Наведіть ознаки класифікації ліній електропередач.
2. Перерахуйте конструктивні елементи повітряної лінії електропередач змінного струму.
3. Наведіть приклади, де доцільно використовувати кабельні лінії електропередач.
4. Перерахуйте схеми типи схем заміщення ліній електропередач.
5. Співставте окремі елементи схем заміщення з відповідними параметрами повітряних і кабельних ліній електропередач змінного струму.
6. Опишіть явище коронного розряду і наведіть параметри, від яких найбільше залежать втрати на корону.
7. Перерахуйте основні фактори втрат у повітряній лінії електропередач змінного струму.
8. Перерахуйте основні фактори втрат у кабельній лінії електропередач змінного струму.

Лекція № 3. Дальні лінії електропередач змінного струму

Основні терміни і визначення

Дальні лінії електропередач – лінії електропередач, для розрахунку режимів роботи яких, окрім схем заміщення з параметрами, які є лінійними функціями від довжини лінії, необхідно враховувати нелінійність цих залежностей, пов'язаних з розподілом параметрів вздовж лінії.

Хвильовий опір лінії – опір, за умови підключення якого у кінці лінії, вхідний і вихідний опори лінії дорівнюють один одному.

Натуральна потужність – активна потужність, за умови передавання якої ЛЕП, зарядна потужність ЛЕП дорівнює втратам реактивної потужності.

Ідеальна лінія – лінія без активних втрат потужності.

Дальніми лініями електропередач (ДЛЕП) вважають лінії електропередач (ЛЕП) довжиною більше ніж 300 км. Електромагнітні процеси, які виникають у ДЛЕП описують електромагнітними рівняннями, справедливими для довгих ліній. Для точного розрахунку перехідних процесів у ДЛЕП необхідно враховувати хвильові процеси, що виникають вздовж лінії і пов'язані з обмеженою швидкістю поширення електромагнітного випромінювання $c = 300\,000$ км/с у вільному просторі. Для частоти мережі $f = 50$ Гц довжина електромагнітної хвилі Λ , яка розповсюджується вздовж ЛЕП дорівнює:

$$\Lambda = c / f = 300000 / 50 = 6000 \text{ км}, \quad (3.1)$$

тому, якщо напруга на початку лінії має фазу 90° , що для побутових мереж відповідає максимуму фазної напруги $u_\phi(90^\circ) = 220\sqrt{2}$ В, на відстані 3000 км від цієї точки напруга має фазу 270° , що відповідає значенню фазної напруги $u_\phi(270^\circ) = -220\sqrt{2}$ В. Розрахунок режимів роботи такої ЛЕП з лінійними схемами заміщення дає якісно хибний результат. Тому процеси в ДЛЕП описують через рівняння довгої лінії. Для цього її розглядають як чотириполосник з первинними параметрами A, B, C, D . Тоді залежність напруги U_2 і сили струму I_2 у кінці лінії можливо розрахувати через напругу U_1 і силу струму I_1 на початку лінії:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = A\dot{U}_2 + B\dot{I}_2; \\ \dot{I}_1 = C\dot{U}_2 + D\dot{I}_2. \end{cases} \quad (3.2)$$

Чотириполосник, еквівалентний ДЛЕП, є симетричним, тому $A = D$. Третє рівняння ДЛЕП, яке пов'язує первинні параметри ДЛЕП є таким:

$$A^2 - BC = 1. \quad (3.3)$$

Вторинні параметри ДЛЕП розраховують в узгодженому режимі, коли до лінії підключають характеристичне навантаження, опір якого Z_C називають характеристичним або хвильовим. За цієї умови вхідний і вихідний опір лінії дорівнюють один одному:

$$\dot{U}_1 / \dot{I}_1 = \dot{U}_2 / \dot{I}_2 = \dot{Z}_C. \quad (3.4)$$

Використовуючи рівняння (3.2) і (3.4), отримаємо:

$$\frac{\dot{U}_1}{\dot{I}_1} = \frac{A\dot{U}_2 + B\dot{I}_2}{C\dot{U}_2 + D\dot{I}_2} = \frac{A(\dot{U}_2/\dot{I}_2) + B}{C(\dot{U}_2/\dot{I}_2) + D} = \frac{AZ_c + B}{CZ_c + D} = Z_c. \quad (3.5)$$

Виразимо рівняння (3.5) відносно хвильового опору Z_c :

$$AZ_c + B = CZ_c^2 + DZ_c. \quad (3.6)$$

З рівняння (3.6) розраховують значення хвильового опору Z_c через первинні параметри:

$$Z_c = \sqrt{B/C}. \quad (3.7)$$

В узгодженому режимі розраховують ще один вторинний параметр – коефіцієнт передавання напруги у логарифмічному масштабі γ :

$$\gamma = \ln\left(\dot{U}_1/\dot{U}_2\right) = \ln\left(U_1 e^{j\psi_1} / U_2 e^{j\psi_2}\right) = \ln(U_1/U_2) + \ln(e^{j(\psi_1-\psi_2)}) = \alpha + j\beta, \quad (3.8)$$

де ψ_1, ψ_2 – фази напруг на початку і у кінці лінії відповідно.

З формули (3.8) можна зробити висновок, що вторинний параметр γ – це комплексне число, дійсна частина якого є логарифмом співвідношення модулів напруг на початку і у кінці лінії, а уявна частина відображає кут зсуву фаз між векторами напруг на початку і у кінці лінії.

Вторинний параметр γ також можливо розрахувати через первинні параметри лінії за формулою:

$$e^\gamma = \dot{U}_1/\dot{U}_2 = (A\dot{U}_2 + B\dot{I}_2)/\dot{U}_2 = A + B/Z_c = A + \sqrt{BC}. \quad (3.9)$$

Утворивши з рівнянь (3.3) і (3.9) систему і вирішивши її, отримаємо:

$$A = (e^\gamma - e^{-\gamma})/2 = ch(\gamma), B = Z_c sh(\gamma), C = sh(\gamma)/Z_c. \quad (3.10)$$

Використавши зв'язок первинних і вторинних параметрів лінії, можливо записати рівняння чотиріполюсника, формула (3.2), через вторинні параметри лінії:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \dot{U}_2 ch(\gamma) + \dot{I}_2 sh(\gamma)Z_c; \\ \dot{I}_1 = \dot{U}_2 sh(\gamma)/Z_c + \dot{I}_2 ch(\gamma). \end{cases} \quad (3.11)$$

На основі системи рівнянь (3.11) можливо розрахувати вторинні параметри лінії γ і Z_c через первинні параметри лінії на 1 км довжини (R_0, X_0, G_0, B_0 – активного і реактивного опору, активної і реактивної провідності відповідно). Заміщення 1 км лінії чотиріполюсником з П-подібною схемою заміщення, який наведено на рис. 3.1 а, а лінії у цілому – ланцюгом таких чотиріполюсників дозволяє створити достатньо точну модель ДЛЕП довжиною l , яку наведено на рис. 3.1 б.

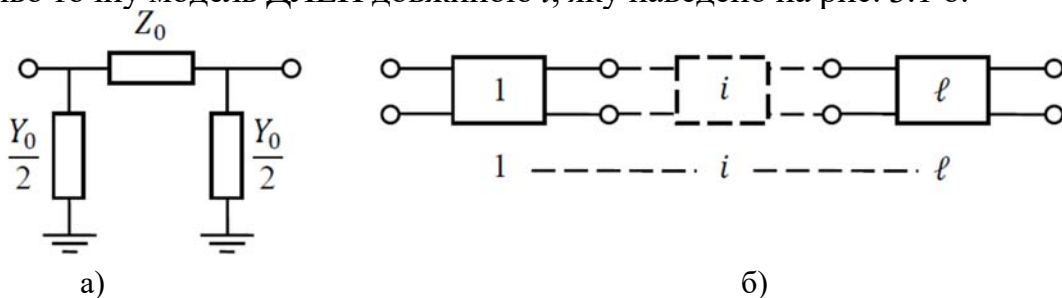


Рис. 3.1. Схема заміщення ДЛЕП

Для П-подібного чотириполосника в режимі короткого замикання і холостого ходу з системи (3.2) отримаємо:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = B \dot{I}_2; \\ \dot{I}_1 = A \dot{I}_2. \end{cases} \text{ - коротке замикання; } \begin{cases} \dot{U}_1 = A \dot{U}_2; \\ \dot{I}_1 = C \dot{U}_2. \end{cases} \text{ - холостий хід.} \quad (3.12)$$

Для аналогічних режимів роботи з П-подібної схеми заміщення, рис. 3.1 а отримують рівняння аналогічні (3.12):

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \dot{Z}_0 \dot{I}_2; \\ \dot{I}_1 = \dot{Y}_0 (\dot{Z}_0 + 2 / \dot{Y}_0) \dot{I}_2 / 2. \end{cases} \text{ - коротке замикання; } \begin{cases} \dot{U}_1 = \dot{Y}_0 (\dot{Z}_0 + 2 / \dot{Y}_0) \dot{U}_2 / 2; \\ \dot{I}_1 = \dot{Y}_0 \dot{U}_2. \end{cases} \text{ - холостий хід.} \quad (3.13)$$

З систем (3.12) і (3.13) можливо розрахувати питомі первинні параметри лінії A_0, B_0, C_0 через параметри П-подібної схеми заміщення:

$$A_0 = 1 + \dot{Z}_0 \dot{Y}_0 / 2; \quad B_0 = \dot{Z}_0; \quad C_0 = \dot{Y}_0. \quad (3.14)$$

Питомі первинні параметри лінії R_0, X_0, G_0, B_0 пов'язані з первинними параметрами чотириполосника такими функціональними залежностями:

$$\dot{Z}_0 = R_0 + jX_0; \quad \dot{Y}_0 = G_0 + jB_0. \quad (3.15)$$

В реальних ЛЕП питомі параметри лінії мають значення такого порядку: $X_0 \approx 0,3$ Ом/км, $B_0 \approx 3 \cdot 10^{-6}$ См/км, $R_0 \ll X_0$, $G_0 \approx 0$. Тому в подальших розрахунках значення параметра $A_0 \approx 1$. Значення питомих вторинних параметрів лінії Z_{C0} і γ_0 розраховують із застосуванням формул (3.10) і (3.14):

$$Z_{C0} = \sqrt{\dot{Z}_0 / \dot{Y}_0}. \quad (3.16)$$

$$\gamma_0 = \ln \left(A_0 + \sqrt{B_0 C_0} \right) = \ln \left(ch(\gamma_0) + sh(\gamma_0) \right) \approx \ln \left(1 + \sqrt{\dot{Z}_0 \dot{Y}_0} \right). \quad (3.17)$$

З врахуванням співвідношення $\sqrt{\dot{Z}_0 \dot{Y}_0} \ll 1$, формула (3.17) матиме вид:

$$\gamma_0 \approx \ln \left(1 + \sqrt{\dot{Z}_0 \dot{Y}_0} \right) \approx \sqrt{\dot{Z}_0 \dot{Y}_0}. \quad (3.18)$$

Питомий хвильовий опір Z_{C0} , під'єднано до останнього чотириполосника лінії під номером l , тому вхідний опір цього чотириполосника має таке ж значення. Якщо розповсюдити ці міркування почергово на $(l-1)$, $(l-2)$, $k, 1$ чотириполосники, можна зробити висновок, що вхідний опір лінії в узгодженому режимі Z_C також дорівнює цьому значенню $Z_C = Z_{C0}$. Зважаючи на це, можна зробити такі висновки:

1. Характеристичний опір лінії Z_C не залежить від її довжини і може бути записаний через її первинні параметри:

$$Z_{C0} = \sqrt{\dot{Z}_0 / \dot{Y}_0} = \sqrt{(\dot{Z}_0 l) / (\dot{Y}_0 l)} = \sqrt{\dot{Z} / \dot{Y}}. \quad (3.19)$$

2. В узгодженому режимі співвідношення між силою струму і напругою є постійним вздовж лінії $U_i / I_i = \text{const}$.

Потужність лінії в узгодженому режимі S_{HT} називають натуральною:

$$\dot{S}_{HT} = \dot{U}_2^2 / \dot{Z}_C. \quad (3.20)$$

Сила струму в лінії в узгодженому режимі I_{HT} також називають натуральним:

$$\dot{I}_{HT} = \dot{U}_2 / \dot{Z}_C. \quad (3.21)$$

Розрахунок вторинних параметрів всієї ДЛЕП отримують узагальненням формули (3.8):

$$\gamma = \ln \left(\frac{\dot{U}_1}{\dot{U}_2} \right) = \ln \left(\frac{\dot{U}_{BX1} \dot{U}_{BX2} \dots \dot{U}_{BX(l-1)}}{\dot{U}_{BX2} \dot{U}_{BX3} \dots \dot{U}_{BXl}} \right); \quad (3.22)$$

$$\gamma = l \cdot \ln \left(\dot{U}_{BX1} / \dot{U}_{BX2} \right) = l\gamma_0 = l\sqrt{Z_0 Y_0} = \sqrt{ZY}. \quad (3.23)$$

Рівняння ДЛЕП через вторинні параметри чотириполосників мають такий вид:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \dot{U}_2 \operatorname{ch}(\gamma_0 l) + \dot{I}_2 \operatorname{sh}(\gamma_0 l) Z_C; \\ \dot{I}_1 = \dot{U}_2 \operatorname{sh}(\gamma_0 l) / Z_C + \dot{I}_2 \operatorname{ch}(\gamma_0 l). \end{cases} \quad (3.24)$$

Для розрахунку режимів роботи ДЛЕП за формулами (3.24) гіперболічні функції від параметра $\gamma_0 l$, який має комплексне значення доцільно надати у формі:

$$\operatorname{ch}(\gamma_0 l) = \operatorname{ch}(\alpha + j\beta) = \operatorname{ch}(\alpha) \cos(\beta) - j \operatorname{sh}(\alpha) \sin(\beta); \quad (3.25)$$

$$\operatorname{sh}(\gamma_0 l) = \operatorname{sh}(\alpha + j\beta) = \operatorname{sh}(\alpha) \cos(\beta) + j \operatorname{ch}(\alpha) \sin(\beta). \quad (3.26)$$

Режими роботи ліній без втрат

Проаналізуємо режими роботи лінії без активних втрат, яку називають ідеальною лінією. В ідеальній лінії первинні параметри провідність, опір лінії і коефіцієнт затухання дорівнюють нулю $G_0 = 0$, $R_0 = 0$, $\alpha = 0$, а вторинний параметр γ має уявне значення:

$$\gamma = \gamma_0 l = l\sqrt{jX_0 jB_0} = jl\sqrt{X_0 B_0} = jl\lambda_0 = j\lambda. \quad (3.27)$$

Параметр λ називають хвильовою довжиною ідеальної лінії, а параметр λ_0 – коефіцієнтом розповсюдження електромагнітної хвилі. Параметр λ характеризує зсув фази напруги і струму в кінці лінії відносно струму і напруги на початку лінії за умови передавання натуральної потужності. В ідеальній лінії хвильовий опір Z_C і натуральна потужність P_{HT} є активні:

$$Z_C = \sqrt{X_0 / B_0}; \quad P_{HT} = U_2^2 / Z_C. \quad (3.28)$$

Рівняння чотириполосника, які описують процеси в ідеальній лінії є такими:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos(\lambda) + j \dot{I}_2 \sin(\lambda) Z_C; \\ \dot{I}_1 = j \dot{U}_2 \sin(\lambda) / Z_C + \dot{I}_2 \cos(\lambda). \end{cases} \quad (3.29)$$

Зв'язок між хвильовою довжиною ідеальної лінії λ і довжиною електромагнітної хвилі Λ є таким:

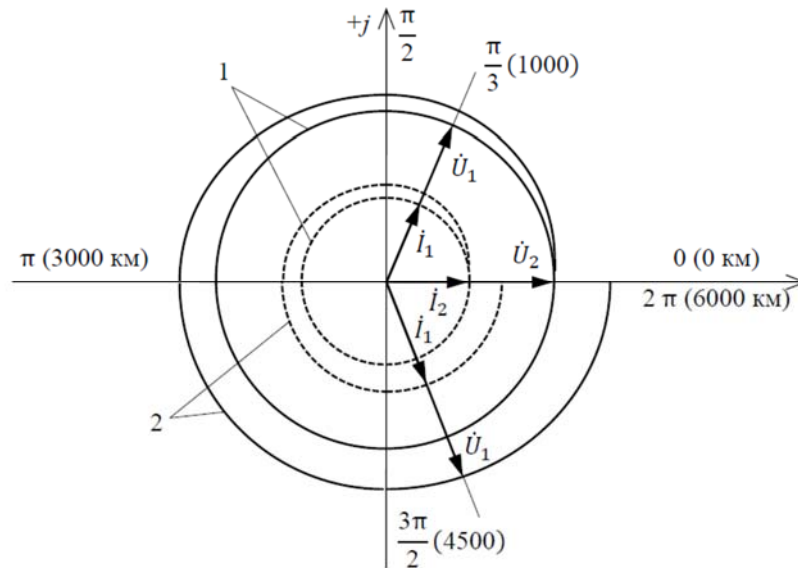
$$\lambda = 2\pi l / \Lambda = 2\pi l^*, \quad (3.30)$$

де l^* - відносне значення довжини лінії, нормоване довжиною електромагнітної хвилі Λ .

Проаналізуємо режим передавання активної потужності ($P_2 = P_{HT}$, $I_2 = I_{HT} = U_2 / Z_C$). У цьому режимі процеси в лінії описують рівняннями:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos(\lambda) + j\dot{U}_2 \sin(\lambda) = \dot{U}_2 e^{j\lambda}; \\ \dot{I}_1 = j\dot{I}_2 \sin(\lambda) + \dot{I}_2 \cos(\lambda) = \dot{I}_2 e^{j\lambda}. \end{cases} \quad (3.31)$$

Система (3.31) описує процеси у довгій лінії у комплексній площині, що свідчить про однаковий зсув фази напруги і струму на початку лінії відносно фази в кінці лінії. Оскільки до лінії під'єднано активне навантаження, вздовж лінії фазовий зсув φ між струмом і напругою дорівнює нулю $\varphi = 0$. За умови врахування втрат ($R_0 > 0, G_0 > 0$) рівняння лінії описують спіралі, рис. 3.2.



1 – ідеальна лінія, 2 – лінія з активними втратами
Рис. 3.2. Векторна діаграма струмів і напруг лінії

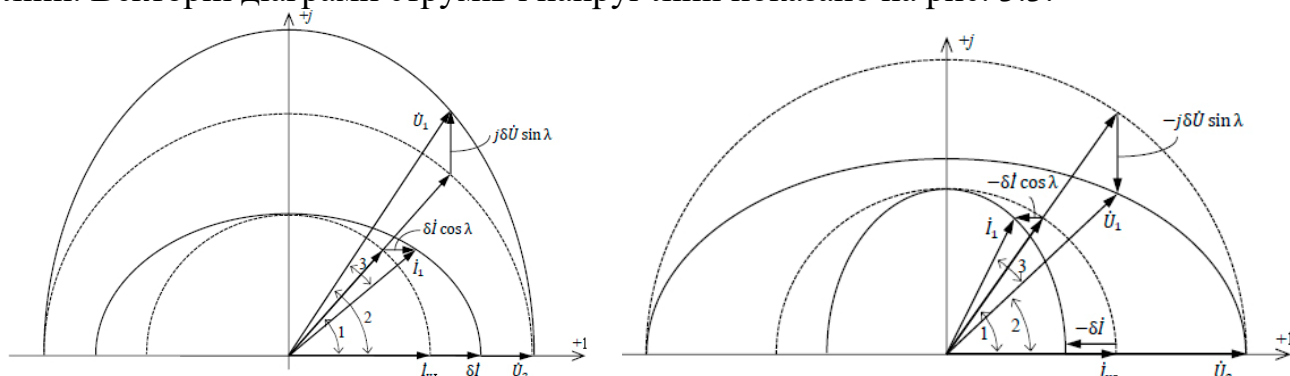
Відсутність зсуву фаз між струмом і напругою за наявності реактивних елементів лінії: повздовжнього індуктивного опору і поперечного ємнісного опору, свідчить про рівність споживаної реактивної потужності Q_L індуктивним опором лінії і згенерованої реактивної потужності Q_C ємнісним опором лінії $Q_L = Q_C$. Тому генератор, який працює на узгоджену лінію, генерує лише активну потужність P_1 , яка дорівнює натуральній $P_1 = P_{HT}$. У лінії з втратами генератор має генерувати потужність P , яка перевищує натуральну на обсяг активних втрат у лінії $P_1 = P_{HT} + \Delta P$.

Проаналізуємо режими передавання активної потужності, відмінної від натуральної. Нехай сила струму у кінці лінії дорівнює $I_2 = I_{HT} + \Delta I$, де I_{HT} – сила струму лінії за умови передавання натуральної потужності P_{HT} . Тоді сила струму і напруга на початку лінії дорівнюють:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos(\lambda) + j\dot{Z}_C \left(\dot{U}_2 / \dot{Z}_C + \Delta \dot{I} \right) \sin(\lambda) = \dot{U}_2 e^{j\lambda} + j\Delta \dot{U}_2 \sin(\lambda); \\ \dot{I}_1 = j\dot{I}_{HT} \sin(\lambda) + (\dot{I}_{HT} + \Delta \dot{I}) \cos(\lambda) = \dot{I}_{HT} e^{j\lambda} + \Delta \dot{I} \cos(\lambda). \end{cases} \quad (3.32)$$

Рівняння системи (3.32) описують еліпси. Еліпс напруги має менший радіус на дійсній вісі, який еквівалентний режиму передавання натуральної потужності $P_2 = P_{HT}$. На уявній вісі еліпс має радіус більший на значення $\Delta U \sin(\lambda)$. Еліпс струму

має протилежну залежність – менший радіус на уявній вісі і більший на значення $\Delta I \cos(\lambda)$ на дійсній. Відхилення потужності навантаження від натурального значення призводить до порушення рівності модулів напруг на початку і у кінці лінії. Векторні діаграми струмів і напруг лінії показано на рис. 3.3.



а) потужність більше натуральної ($P_2 > P_{HT}$, $\Delta I > 0$) б) потужність менше натуральної ($P_2 < P_{HT}$, $\Delta I < 0$)
 1 – зсув за фазою струму і напруги відносно кінця лінії у режимі передавання натуральної потужності λ ; 2 – зсув фаз між напругами на початку U_1 і кінці лінії U_2 ; 3 – зсув фаз між напругою U_1 і струмом I_1 на початку лінії

Рис. 3.3. Векторні діаграми струмів і напруг лінії

Співвідношення модулів напруги на початку U_1 і кінці лінії U_2 описують такою формулою:

$$\dot{U}_1 = U_2 \sqrt{\cos^2(\lambda) + \left(\dot{Z}_C / \dot{Z}_2 \right)^2 \sin^2(\lambda)}, \quad (3.33)$$

де Z_2 – опір навантаження, під'єданого до кінця лінії.

Згідно з формулою (3.33) відхилення навантаження від узгодженого значення призводить до відхилення напруги на початку лінії на значення $\Delta U \sin(\lambda)$. За умови $P_2 > P_{HT}$, $U_1 > U_2$, наприклад для $P_2 = 1,5P_{HT}$ і ДЛЕП довжиною 1000 км ($\lambda = \pi/3$) $U_1 = 1,4U_2$, тобто напруга на початку лінії U_1 є меншою ніж у її кінці $U_1 < U_2$. Найбільше відхилення напруги на початку лінії U_1 спостерігають у лініях довжиною у чверть хвили. Для частоти напруги $f = 50$ Гц довжина чвертьхвильової лінії становить $l = 1500$ км.

Незважаючи на активний опір навантаження, що обумовлює відсутність реактивної потужності у кінці лінії, на початку лінії реактивна потужність відмінна від нуля. Тому у цьому режимі рівність індуктивної і ємнісної реактивних потужностей недосяжна $Q_L \neq Q_C$ і у лініях з втратами для забезпечення близького до одиниці значення коефіцієнту передавання напруги $M = U_1 / U_2$ необхідно генерувати реактивну потужність ємнісного або індуктивного типу.

Режими регулювання напруги лінії

Для аналізу режимів регулювання напруги перетворимо перше рівняння системи (3.29) до виду:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos(\lambda) + jZ_C \dot{I}_2^* U_2 \sin(\lambda) / U_2. \quad (3.34)$$

Після перетворення другого доданку правої частини формули (3.34), отримаємо:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos(\lambda) + jZ_c(P_2 - jQ_2)\sin(\lambda) / U_2^* \quad (3.35)$$

Спрямувавши вектор напруги кінця лінії U_2 вздовж дійсної вісі і використовуючи кут θ , виразимо напругу на початку лінії U_1 , тоді рівняння (3.35) матиме такий вид:

$$U_1 \cos(\theta) + jU_1 \sin(\theta) = U_2 \cos(\lambda) + Z_c Q_2 \sin(\lambda) / U_2 + jZ_c P_2 \sin(\lambda) / U_2 \quad (3.36)$$

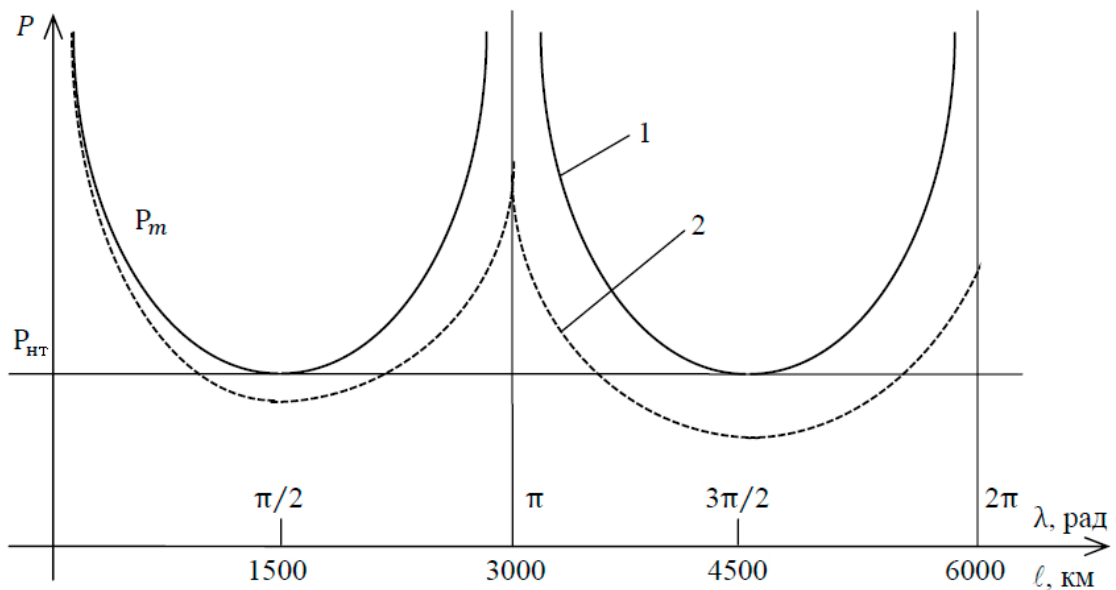
Співставимо уявні складові рівняння (3.36):

$$U_1 \sin(\theta) = Z_c P_2 \sin(\lambda) / U_2 \quad (3.37)$$

З рівняння (3.37) виразимо активну потужність лінії:

$$P_2 = U_1 U_2 \sin(\theta) / (Z_c \sin(\lambda)) = P_m \sin(\theta) \quad (3.38)$$

Максимальне значення активної потужності лінії P_m залежить від хвильової довжини лінії $P_m = f(\lambda)$, графік цієї залежності наведено на рис. 3.4.



1 – ідеальна лінія; 2 – лінія з активними втратами

Рис. 3.4. Графік максимальної потужності лінії P_m

З рис. 3.4 можна зробити висновок, що мінімальне значення активної потужності має лінія довжиною чверть хвилі $l = \Lambda / 4$. Для напруги частотою 50 Гц довжина лінії складає $l = 1500$ км. Ідеальні лінії довжиною половину хвилі $l = \Lambda/2$ мають необмежену пропускну здатність. У лініях з втратами довжиною половину хвилі потужність лінії обмежена, однак це обмеження у декілька разів перевищує значення натуральної потужності $P_{нт}$. Лінії, довжина яких становить $l = \Lambda/8.. 3\Lambda/8$ (750-2250 км) мають знижену пропускну здатність.

Аналіз дійсних складових формули (3.36) дає можливість розрахувати реактивну потужність:

$$U_1 \cos(\theta) = U_2 \cos(\lambda) + Z_c Q_2 \sin(\lambda) / U_2 \quad (3.39)$$

Проаналізуємо режим регулювання напруги лінії, за якого підтримують рівність вхідної і вихідної напруги $U_1 = U_2$. Тоді реактивну потужність у кінці лінії розраховують за формулою:

$$Q_2 = (\cos(\theta) - \cos(\lambda)) P_{нт} / \sin(\lambda), \quad (3.40)$$

значення реактивної потужності лінії, нормоване значенням натуральної потужності $q_2 = Q_2 / P_{HT}$ є таким:

$$q_2 = (\cos(\theta) - \cos(\lambda)) / \sin(\lambda). \quad (3.41)$$

Так само можливо розрахувати значення реактивної потужності на початку лінії.

$$q_1 = (\cos(\lambda) - \cos(\theta)) / \sin(\lambda) = -q_2. \quad (3.42)$$

Таким чином, за умови регулювання напруг, реактивні потужності на початку і у кінці лінії чисельно дорівнюють одна одній і мають протилежні знаки. Якщо потужність на кінці лінії більше натуральної $P_2 > P_{HT}$, напруга посередині лінії менше ніж на її кінцях, рис. 3.5. В протилежному випадку, напруга посередині лінії є більшою ніж на кінцях. За умови нульового значення активної потужності, перевищення напруги може бути критичним.

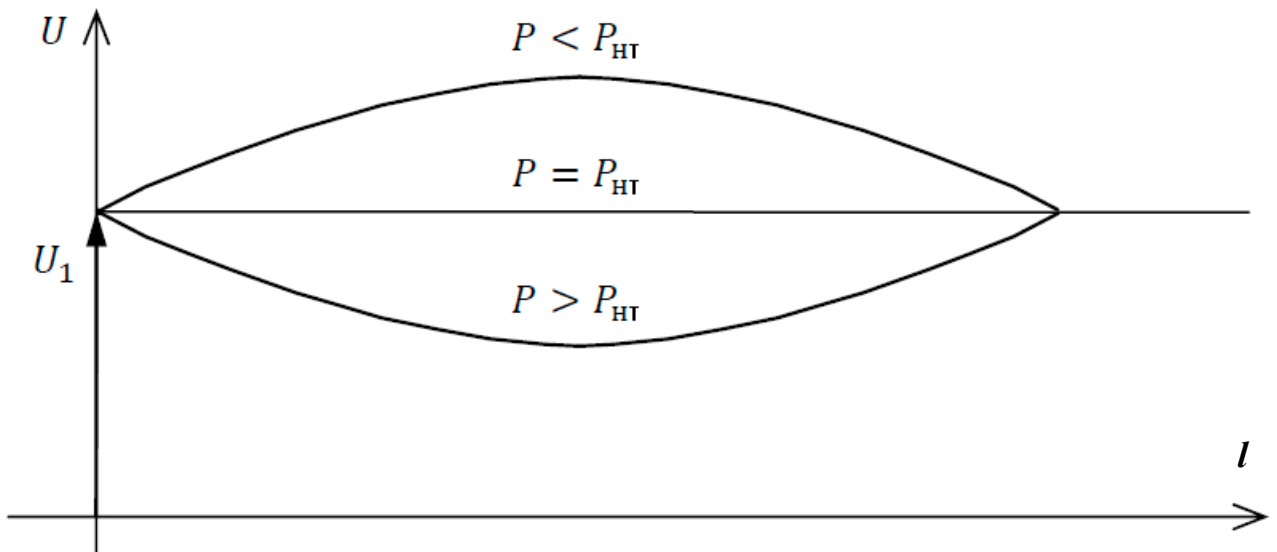


Рис. 3.5. Напруга вздовж лінії

Проаналізуємо процеси в лініях довжиною чверть і половину хвилі детальніше.

Лінія довжиною чверть хвилі

Лінія довжиною чверть хвилі має найнижчу пропускну здатність $P_m = U_1 U_2 / Z_c$. З іншого боку в режимі холостого ходу $I_2 = 0$ напруга на кінці лінії дорівнює:

$$U_2 = U_1 / \cos(\lambda). \quad (3.43)$$

Оскільки $\cos(\pi/2) = 0$, під'єднання до початку лінії генератора напруги у режимі холостого ходу теоретично призведе до необмеженого зростання напруги на кінці лінії. У реальних лініях напруга зростає у декілька разів у порівнянні з номінальною. Тому режим холостого ходу лінії довжиною чверть хвилі неприпустимий. Це ж стосується ліній, довжина яких знаходиться у діапазоні $l = \Lambda/8..3\Lambda/8$ ((750-2250) км). Режим холостого ходу також небезпечний для генераторів, встановлених на початку лінії через зростання реактивної потужності лінії, яка дорівнює:

$$Q_1 = -U_1^2 \operatorname{tg}(\lambda) / Z_c. \quad (3.44)$$

На рис. 3.6 показано залежність напруги на кінці лінії і реактивної потужності на початку лінії залежно від параметра λ у режимі холостого ходу для двох випадків – ідеальної лінії U_2, Q_1 і реальної лінії U_2^P, Q_1^P .

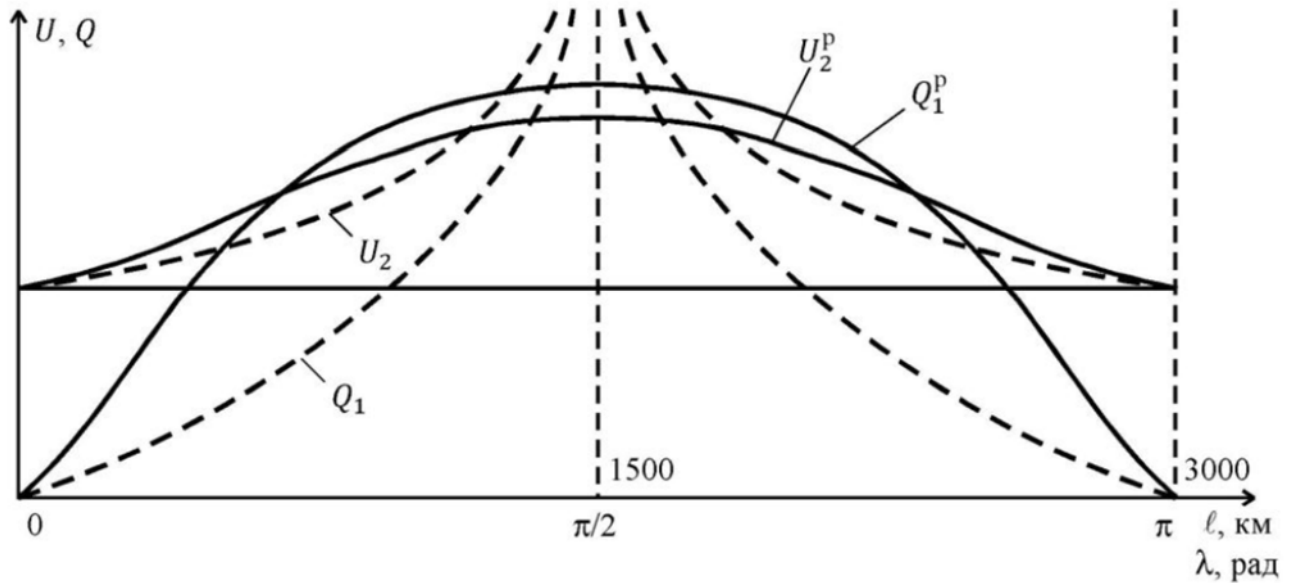


Рис. 3.6. Залежність напруги і реактивної потужності у режимі холостого ходу

У режимі передавання енергії рівняння лінії довжиною чверть хвилі є такими:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = j \dot{I}_2 \sin(\lambda) Z_C; \\ \dot{I}_1 = j \dot{U}_2 \sin(\lambda) / Z_C. \end{cases} \quad (3.45)$$

Тобто напруга на кінці лінії U_2 не залежить від напруги її початку U_1 , сила струму навантаження I_2 не залежить від сили струму генератора I_1 . Більш того зміну опору навантаження на кінці лінії Z_C без зміни напруги на кінці лінії U_2 можливо здійснити лише силою струму навантаження I_2 , що у свою чергу призведе до зміни напруги на початку лінії U_1 . Оскільки діапазон зміни напруги на початку лінії, як правило, складає 10 %, то й можливості з регулювання потужності лінії є невеликими.

Лінія довжиною половину хвилі

ДЛЕП довжиною половину хвилі теоретично мають необмежену пропускну здатність і не мають недоліків, притаманних ДЛЕП довжиною чверть хвилі. У лініях довжиною половину хвилі справедливі такі співвідношення:

$$\dot{I}_1 = -\dot{I}_2; \dot{U}_1 = -\dot{U}_2, \quad (3.46)$$

тому в будь-яких режимах, навіть у режимі холостого ходу, струм і напруга на початку лінії зсунуті відносно струму і напруги на кінці лінії на 180° . Напругу U_{CP} і силу струму I_{CP} посередині лінії розраховують з урахуванням, що для цієї точки параметр $\lambda = \pi/2$:

$$\dot{U}_{CP} = j Z_C \dot{I}_2; \dot{I}_{CP} = j \dot{I}_{HT} \quad (3.47)$$

Значення сили струму і напруги вздовж лінії у різних режимах показано на рис. 3.7.

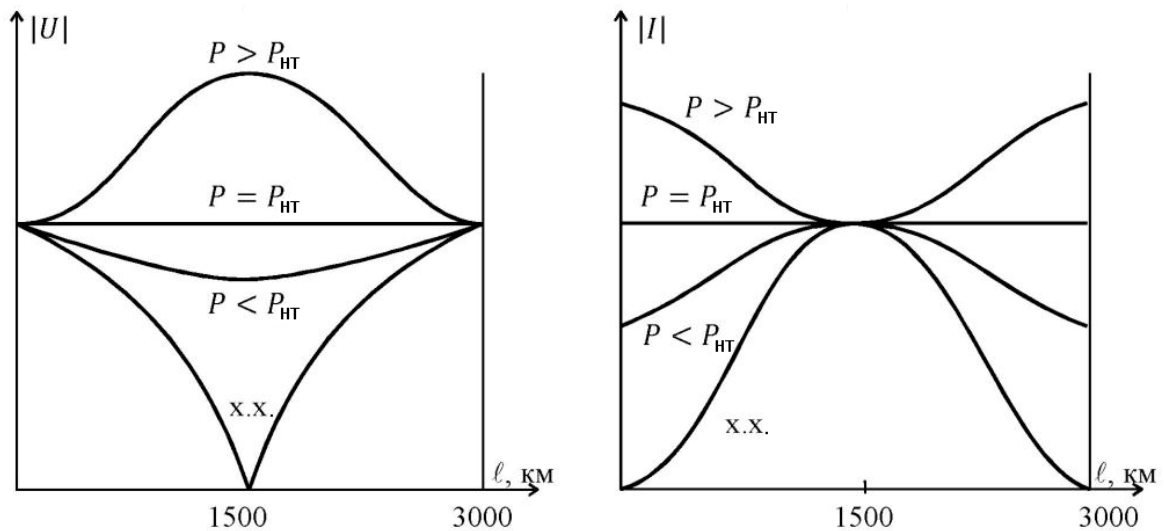


Рис. 3.7. Значення сили струму і напруги посередині лінії у різних режимах роботи

З рис. 3.7 можна зробити висновок, що режим холостого ходу не має негативних наслідків для устаткування лінії довжиною половину хвилі. У режимі передавання потужності, обсяг потужності самою лінією не обмежено. Для наочності проаналізуємо приклад системи електропостачання, схему заміщення якої наведено на рис. 3.8.



Рис. 3.8. Схема заміщення системи електропостачання

Згідно зі схемою заміщення, наведеною на рис. 3.8, система містить:

- генератор з вихідною напругою E і реактивним опором X_1 ;
- лінію довжиною половину хвилі, напруга на вході якої дорівнює U_1 , на виході – U_2 ;
- приймальну підстанцію з опором X_2 , вихідну напругу якої підтримують на рівні U_C .

На векторній діаграмі, наведеній на рис. 3.9, показано фазовий зсув між струмами і напругами системи електропостачання. Згідно з векторною діаграмою складемо рівняння, яке пов'язує напругу генератора E і напругу на виході приймальної підстанції U_C :

$$\dot{E} = -\dot{U}_C - j\dot{I}_2(\dot{X}_1 + \dot{X}_2). \quad (3.48)$$

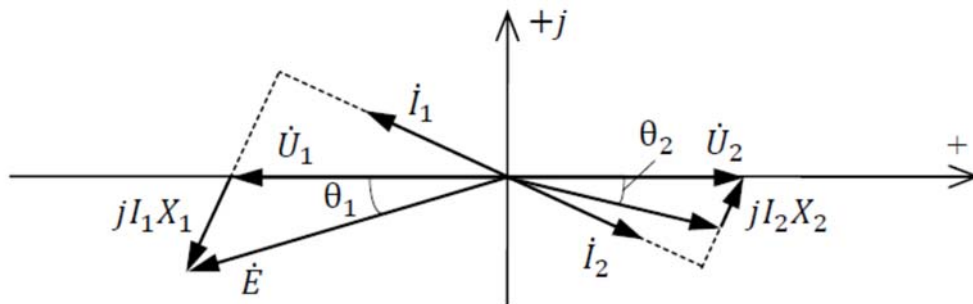


Рис. 3.9. Векторна діаграма струмів і напруг системи електропостачання

З формули (3.48) виразимо значення сили струму у кінці лінії:

$$\dot{I}_2 = j(\dot{E} + \dot{U}_c) / (\dot{X}_1 + \dot{X}_2). \quad (3.49)$$

Активна потужність P на виході приймальної підстанції дорівнює:

$$P = \operatorname{Re}(\dot{S}) = \operatorname{Re}(\dot{I}_2^* \dot{U}_c) = \operatorname{Re}(j(E\dot{U}_c + U_c^2) / (\dot{X}_1 + \dot{X}_2)). \quad (3.50)$$

Враховуючи, що $\dot{E} = -E\cos(\theta_1) + jE\sin(\theta_1)$ і $\dot{U}_c = U_c\cos(\theta_2) - jU_c\sin(\theta_2)$, отримаємо:

$$P = (EU_c\sin(\theta_1)\cos(\theta_2) + EU_c\sin(\theta_2)\cos(\theta_1)) / (X_1 + X_2) = EU_c\sin(\theta_1 + \theta_2) / (X_1 + X_2). \quad (3.51)$$

Аналогічний результат можна отримати для системи електропостачання без врахування лінії електропередач, схема заміщення якої наведено на рис. 3.10.



Рис. 3.10. Схема заміщення системи електропостачання

Отриманий результат свідчить про відсутність впливу лінії електропередач на потужність, яку нею передають.

Параметри ліній електропередач впливають на параметри якості електроенергії, які регламентовано державними стандартами, тому постачальники електроенергії повинні здійснювати контроль режимів роботи системи згідно з цим стандартом.

Запитання

1. Поясніть відмінність електромагнітних процесів у звичайній і довгій лінії електропередач.
2. Перерахуйте первинні і вторинні параметр довгій лінії електропередач.
3. Наведіть співвідношення між вхідним і вихідним опором лінії за умови підключення до виходу лінії навантаження зі значенням, рівним хвильовому опору.
4. Дайте визначення терміну «натуральна потужність».
5. Опишіть співвідношення напруг і сил струмів на початку і кінці лінії за умови передавання лінією потужності, відмінної від натуральної.
6. Наведіть значення хвильової довжини лінії, сприятливі для транспортування електроенергії.
7. Опишіть особливості транспортування енергії лінією довжиною чверть хвилі.
8. Опишіть особливості транспортування енергії лінією довжиною половину хвилі.

Лекція № 4. Стандарти якості параметрів електричної енергії. ГОСТ 13109-97

Основні терміни і визначення (за ГОСТ 13109-97)

Кондуктивна електромагнітна завада у системі енергозабезпечення – електромагнітна завада, яка розповсюджується елементами електричної мережі.

Рівень електромагнітної сумісності у системі енергозабезпечення – регламентований рівень кондуктивної завади, який використовують як еталон для координації між допустимим рівнем завад, які генерують технічні засоби енергопостачальної організації та споживачі, і рівнем завад, який сприймають технічні засоби без порушення їх нормального функціонування.

Обвідна середньоквадратичних значень напруги – ступінчата часова функція, утворена середньоквадратичними значеннями напруги, дискретно визначеними на кожній половині періода напруги основної частоти.

Флікер – суб'єктивне сприйняття людиною коливань світлового потоку штучних джерел світла, спричинених коливаннями напруги в електричній мережі, яка живить ці джерела світла.

Доза флікера – ступінь сприйняття людиною дії флікера за встановлений проміжок часу.

Частота повторення зміни напруги – число одиночних змін напруги в одиницю часу.

Тривалість зміни напруги – інтервал часу від початку одиначної зміни напруги до його кінцевого значення.

Провал напруги – раптове зниження напруги в точці електричної мережі до значення, нижчого ніж $0,9 \cdot U_{\text{ном}}$, за яким настає відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня через проміжок часу від десяти мілісекунд до декількох десятків секунд.

Тривалість провалу напруги – інтервал часу між початковим моментом провалу напруги і моментом відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня.

Частота появи провалів напруги – число провалів напруги визначеної глибини і тривалості за певний проміжок часу відносно до загального числа провалів за цей же проміжок часу.

Імпульс напруги – різка зміна напруги у точці електричної мережі, за яким настає відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня за проміжок часу до декількох мілісекунд.

Амплітуда імпульсу – максимальне миттєве значення імпульсу напруги.

Тривалість імпульсу – інтервал часу між початковим моментом імпульсу напруги і моментом відновлення миттєвого значення напруги до початкового або близького до нього рівня.

Тимчасова перенапруга – підвищення напруги у точці електричної мережі вище, ніж $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$ тривалістю більше, ніж десять мілісекунд, яке

виникає у системах електропостачання під час комутацій або коротких замикань.

Коефіцієнт тимчасової перенапруги – значення, рівне відношенню максимального значення обвідної амплітудних значень напруги за час існування тимчасової перенапруги до амплітуди номінальної напруги мережі.

Тривалість тимчасової перенапруги – інтервал часу між початковим моментом виникнення тимчасової перенапруги і моментом його зникнення.

Протягом останніх декількох десятих років стрімко зростає кількість і номенклатура електронного і електротехнічного обладнання, яке живлять від електромережі (електродвигуни, імпульсні перетворювачі напруги, електродугові печі, побутові пристрої). Тому частка електроенергії, яку вони споживають також зростає. З одного боку вказане обладнання для мережі є нелінійним навантаженням, тому його струм споживання містить вищі гармоніки струму. З іншого боку параметри електроенергії, необхідної для живлення цих пристроїв, мають невеликий допуск. Зважаючи на це, для регламентації параметрів електричної енергії, у кожній країні розробляють стандарти якості електроенергії: в Україні чинний міжнародний стандарт ГОСТ 13109-97, у Росії – ГОСТ 54149-2010, в ЄС – EN 50160, EN 61000-2-2, EN 61000-2-12, EN 61000-4-7, EN 61000-4-30.

Наявність вищих гармонік струму має негативний вплив на:

1. Електромережу:

- спотворення форми напруги мережі;
- додаткове падіння напруги в розподільчій мережі;
- значне збільшення сили струму нульового провідника через наявність гармонік струму, кратних трьом;
- резонансні явища на частотах вищих гармонік;
- нагрівання трансформаторів, кабелів мережі;

2. Електрогенератор:

- зменшення коефіцієнту потужності передавання електроенергії;

3. Споживача:

- випромінення електромагнітних завад;
- поява акустичного шуму в електронному обладнанні;
- поява вібрації в електромашинних системах.

Показники спотворення напруги

Вплив вищих гармонік на параметри напруги електромережі характеризують такими показниками:

Коефіцієнт несинусоїдальності: $K_H = U_{(1)} / U$, де U , $U_{(1)}$ – діючі значення напруги (струму) і її першої гармоніки.

Коефіцієнт спотворення синусоїдальності (коефіцієнт гармонік):
$$K_G = \sqrt{U^2 - U_{(1)}^2} / U_{(1)}.$$

Коефіцієнт амплітуди: $K_A = U_{\max} / U$, де U_{\max} – амплітуда напруги (струму).

Вплив вищих гармонік на систему електропостачання

Як джерела вищих гармонік проаналізуємо імпульсні перетворювачі напруги. У більшості імпульсних перетворювачів напруги входною ланкою є некерований випрямляч, на виході якого встановлено ємнісний фільтр. Тому вхідний струм імпульсного перетворювача має імпульсну форму, рис. 4.1.

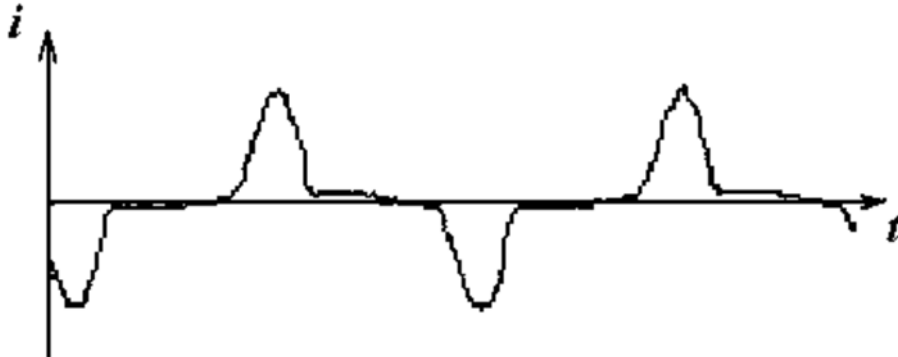


Рис. 4.1. Форма вхідного струму імпульсного перетворювача з вхідним ємнісним фільтром

Струм такої форми має високий вміст вищих гармонік. Внаслідок цього зростає діюче значення сили струму мережі I у порівнянні з діючим значенням першої гармоніки $I_{(1)}$. Вищі гармоніки спричиняють нагрів електромережі і додаткові втрати. Велика амплітуда струму свідчить про підвищене значення коефіцієнту амплітуди K_A . Чим вище амплітудне значення і менша тривалість імпульсу вхідного струму, тим більше його коефіцієнт спотворення його форми. Для живлення такого типу навантажень джерело енергії повинне мати малий вихідний опір і запас за потужністю, що призводить до збільшення витрат на купівлю і експлуатацію обладнання. Вплив джерела вищих гармонік на параметри якості напруги, пояснено на рис. 4.2.

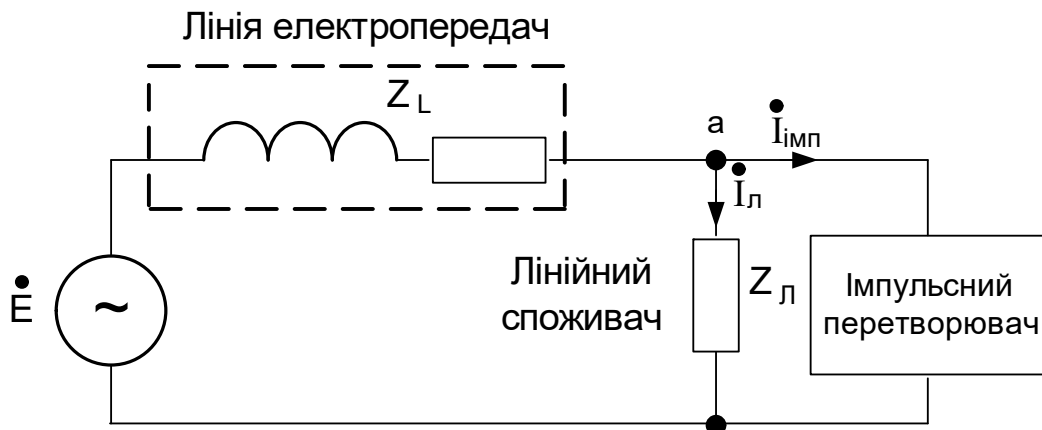


Рис. 4.2. Модель системи живлення змінного струму з нелінійним навантаженням

Лінійний споживач з опором Z , споживає струм I_L і не спотворює форму напруги, а лише зменшує її діюче значення в точці приєднання споживачів на значення ΔU , порівняно з напругою джерела живлення E :

$$\Delta \dot{U} = \dot{I}_L X_L. \quad (4.1)$$

Вищі гармоніки струму нелінійного споживача спотворюють форму напруги у точці приєднання. Ступінь спотворення залежить від номера гармоніки n і її амплітуди $I_{imn(n)}$:

$$\Delta \dot{U}_n = \dot{I}_{imn(n)}(jn\omega L + R_L), \quad (4.2)$$

де L, R_L – параметри лінії електропередач, ω – частота мережі.

З аналізу формули (4.2) можна зробити висновок, що спотворення напруги у точці приєднання споживачів зростає пропорційно номеру гармоніки n , тому для забезпечення необхідної якості параметрів напруги необхідно обмежувати амплітуду вищих гармонік.

Гармоніки кратні трьом $n = 3(2k+1)$, окрім зазначеного впливу, створюють додаткове навантаження на нульовий провідник лінії електропередач, оскільки гармоніки кратні трьом кожної з фаз зсунуті на кут кратний 360° і тому не компенсуються в нульовому провіднику. У результаті цього діюче значення струму нульового провідника I_0 може перевищувати струм фаз:

$$I_0 = 3\sqrt{I_3^2 + I_9^2 + I_{15}^2 + \dots}. \quad (4.3)$$

Тому в мережах з великою часткою нелінійних споживачів площа перерізу нульового провідника повинна бути такою ж або перевищувати площу перерізу фазних провідників.

Вищі гармоніки також можуть призводити до резонансних явищ. У цьому випадку амплітуда гармоніки струму, на який виникає резонанс, може перевищувати амплітуду першої гармоніки, що негативно впливає на працездатність мережевого обладнання і споживачів.

Особливо негативно вищі гармоніки впливають на таке обладнання:

- трансформатори, дроселі. У цих приладах вищі гармоніки створюють додаткові акустичні шуми та збільшують втрати на скін-ефект, виникнення вихрових струмів, перемагнічування осердя на більшій частоті;

- електричні машини. Окрім перерахованих явищ в трансформаторах і дроселях, в електричних машинах виникають вібрації внаслідок створення вищими гармоніками додаткового моменту на валу двигуна, що зменшує строк його служби і може призвести до аварійних ситуацій;

- конденсатори. Тангенс кута втрат конденсаторів пропорційний частоті струму, тому вищі гармоніки спричиняють додаткові втрати і нагрівання конденсаторів.

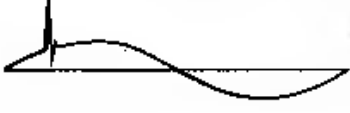
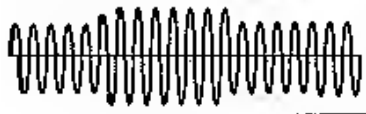

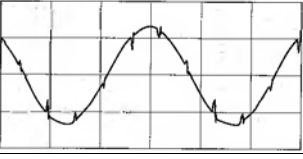
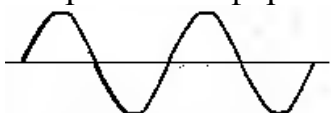

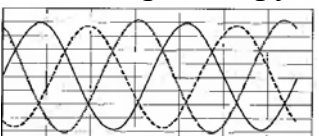
Ще одним негативним явищем, створюваним вищими гармоніками струму, є збільшення електромагнітних завад вздовж лінії електропередач.

Види завад у системі електропостачання

Під час проектування систем електропостачання необхідно забезпечити параметри якості електроенергії згідно з вимогами, під'єднаних до них споживачів. Для цього регламентують можливі типи спотворень напруги, які можуть виникати в системі, і їх допустимі значення. У більшості стандартів

якості електроенергії типи спотворень напруги співпадають. У табл. 4.1 наведено їх класифікацію, коротку характеристику і причину виникнення.

Таблиця 4.1. Види і причин спотворень напруги

Вид спотворення	Опис	Причини
<p>Імпульс напруги</p> 	Короткі імпульси напруги з крутим переднім фронтом і з експоненціальним або коливальним спадом	Вмикання або вимикання споживачів, грозові розряди
<p>Радіозавади</p> 	Радіозавади з частотою 10 кГц – 1 ГГц	Робота імпульсних джерел живлення, електроприводів двигунів, радіохвилі з ефіру
<p>Провали напруги</p> 	Зниження діючого значення напруги	Ввімкнення потужних споживачів, перемикання в мережах електропостачання, коротке замикання
<p>Перенапруга</p> 	Збільшення діючого значення напруги	Вимкнення потужних споживачів, перемикання в мережах електропостачання
<p>Коливання напруги</p> 	Періодична зміна діючого значення напруги	Пульсуюча зміна потужності споживача
<p>Просічки напруги</p> 	Періодичні провали напруги короткої тривалості	Комутація діодів або тиристорів в трифазних випрямлячах і перетворювачах
<p>Викривлення форми</p> 	Відхилення форми напруги від ідеальної синусоїдальної внаслідок наявності вищих гармонік струму	Робота імпульсних перетворювачів напруги і інших нелінійних споживачів
<p>Відхилення частоти</p> 	Відхилення частоти від номінального значення	Незадовільне налаштування електрогенерувального обладнання
<p>Несиметрія напруг</p> 	Відмінність діючих значень напруги фаз	Розбалансування навантаження фаз

В Україні параметри якості напруги електромережі регламентують ГОСТ 13109-97. Його основний зміст наведено нижче.

ГОСТ 13109-97

Зміст

- 1 Сфера застосування.
- 2 Нормативні посилання.
- 3 Визначення, позначення і скорочення.
- 4 Показники якості електроенергії (ЯЕ).
- 5 Норми ЯЕ.
- 6 Оцінка відповідності показників ЯЕ встановленим нормам в умовах експлуатації.
- 7 Вимоги до похибки вимірювань показників ЯЕ.
- 8 Вимоги до інтервалів усереднення результатів вимірювань показників ЯЕ.

Додаток А. Властивості електричної енергії, показники і найвірогідніші винуватці погіршення ЯЕ.

Додаток Б. Способи розрахунку і методики визначення показників ЯЕ і допоміжних параметрів.

Додаток В. Аналітичні методи оцінки відповідності коливань напруги з формою, відмінною від меандру, встановленим нормам.

Додаток Г. Характеристики провалів напруги в електричних мережах напругою 6-10 кВ.

Додаток Д. Значення напруг грозових і комутаційних імпульсів, а також коефіцієнтів тимчасових перенапруг у точках загального приєднання.

Додаток Е. Контроль ЯЕ і основні вимоги до цифрових засобів вимірювань.

Основні параметри електроенергії:

- відхилення напруги δU_y ;
- коливання напруги δU_t ;
- доза флікера P_f ;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальної кривої напруги K_U ;
- коефіцієнт n -ої гармоніки напруги $K_{U(n)}$;
- коефіцієнт несиметричності напруги за зворотною послідовністю K_{2U} ;
- коефіцієнт несиметричності напруг за нульовою послідовністю K_{0U} ;
- відхилення частоти Δf ;
- тривалість провалу напруги Δt_p ;
- імпульсна напруга $U_{\text{імп}}$;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{\text{пер } U}$.

Відхилення напруги

Відхилення напруги характеризується показником усталеного відхилення, для якого встановлені такі норми: нормально допустимі і гранично допустимі значення усталеного відхилення на рівні 5% і 10 % від номінальної напруги, рис. 4.3.

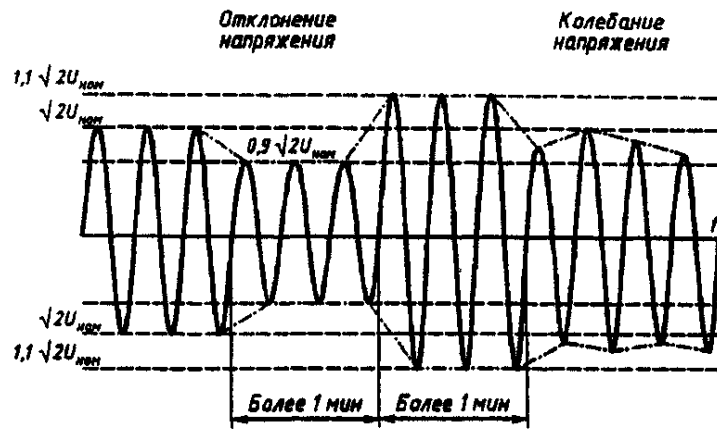


Рис. 4.3. Відхилення і коливання напруги

Коливання напруги

Коливання напруги характеризують такими показниками:

- амплітудою коливання напруги;
- дозою флікера.

Гранично допустимі значення коливання напруги δU_t , обвідна якого має форму меандру (рис. 4.4), залежно від частоти повторення коливання напруги $F_{\delta U_t}$ або періоду $\Delta t_{i, i+1}$ визначають кривою 1 рисунка, а для споживачів, які використовують лампи накаливання – за кривою 2.

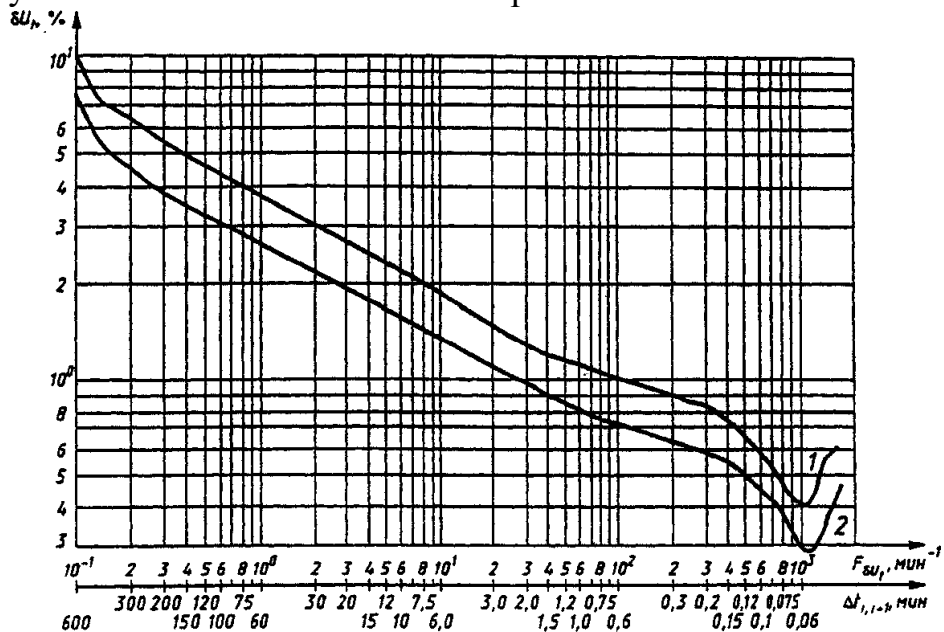


Рис 4.4. Гранично допустиме коливання напруги залежно від частоти або періода коливань напруги, обвідна якої має форму меандру

Гранично допустиме значення суми відхилення і коливання напруги складає 10 %.

Несиметрія напруг

Несиметрію напруг характеризують такими показниками:

- коефіцієнтом несиметрії напруги за зворотною послідовністю;
- коефіцієнтом несиметрії напруги за нульовою послідовністю.

Нормально і гранично допустимі значення коефіцієнта несиметрії складають 2,0 і 4,0 % відповідно.

Відхилення частоти

Нормально і гранично допустимі значення відхилення частоти складають $\pm 0,2$ и $\pm 0,4$ Гц відповідно.

Несинусоїдальність напруги

Несинусоїдальність напруги характеризують такими показниками:

- коефіцієнтом спотворення форми напруги;
- коефіцієнтом n -ої гармоніки.

Нормально і гранично допустимі значення коефіцієнта спотворення форми напруги вказано у табл. 4.2.

Нормально допустимі значення коефіцієнта n -ої гармоніки наведено у табл. 4.3.

Таблиця 4.2. Значення коефіцієнта спотворення форми напруги, %

Нормально допустиме значення за $U_{\text{НОМ}}$, кВ				Гранично допустиме значення за $U_{\text{НОМ}}$, кВ			
0,38	6-20	35	110-330	0,38	6-20	35	110-330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Таблиця 4.3. Значення коефіцієнта n -ої гармоніки, %

Непарні гармоніки, не кратні 3, за $U_{\text{НОМ}}$, кВ					Непарні гармоніки, кратні 3**, за $U_{\text{НОМ}}$, кВ					Парні гармоніки за $U_{\text{НОМ}}$, кВ				
n^*	0,38	6-20	35	110-330	n^*	0,38	6-20	35	110-330	n^*	0,38	6-20	35	110-330
5	6,0	4,0	3,0	1,5	3	5,0	3,0	3,0	1,5	2	2,0	1,5	1,0	0,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0	9	1,5	1,0	1,0	0,4	4	1,0	0,7	0,5	0,3
11	3,5	2,0	2,0	1,0	15	0,3	0,3	0,3	0,2	6	0,5	0,3	0,3	0,2
13	3,0	2,0	1,5	0,7	21	0,2	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,3	0,3	0,2
17	2,0	1,5	1,0	0,5	>21	0,2	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,3	0,3	0,2
19	1,5	1,0	1,0	0,4						12	0,2	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,0	1,0	0,4						>12	0,2	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,0	1,0	0,4										
>25	$0,2+Z^{***} \times 25/n$													

* n — номер гармоніки напруги.

** Нормально допустимі значення, вказані для $n=3$ і 9 для однофазних кіл. У трифазних трьох провідних допустиме значення амплітуди гармоніки у два рази менше.

*** $Z=1,3$ за $U_{\text{НОМ}} = 0,38$ кВ, $Z=0,8$ за $U_{\text{НОМ}} = 6-20$ кВ, $Z=0,6$ за $U_{\text{НОМ}} = 35$ кВ, $Z=0,2$ за $U_{\text{НОМ}} = 110-330$ кВ.

Гранично допустиме значення n -ої гармоніки в 1,5 рази більше за нормально допустиме.

Провал напруги

Провал напруги – раптове зниження напруги до рівня, нижчого ніж $0,9U_{ном}$, після якого напруга відновлює своє значення до допустимого рівня за час від 10 мс до декількох десятків секунд.

Провал напруги характеризують тривалістю, гранично допустимим значенням якої для мереж до 20 кВ є часовий інтервал 30 с.

Імпульс напруги

Імпульс напруги – різка зміна напруги, після якої напруга відновлює своє значення до допустимого рівня за час менший ніж декілька мілісекунд.

Імпульс напруги характеризують показником імпульсної напруги.

Тимчасова перенапруга

Тимчасову перенапругу характеризують показником коефіцієнта тимчасової перенапруги. Значення коефіцієнта наведено в табл. 4.

Таблиця 4. Значення коефіцієнта перенапруги

Тривалість тимчасової перенапруги $\Delta t_{перU}$, с	До 1	До 20	До 60
Коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{перU}$	1,47	1,31	1,15

Зважаючи на регламентування параметрів якості електроенергії, необхідно регулювати параметри передавання електроенергії лінією електропередач, в першу чергу – регулювати реактивну потужність лінії.

Запитання

1. Перерахуйте фактори негативного впливу вищих гармонік на генератори систем електропостачання.
2. Перерахуйте фактори негативного впливу вищих гармонік на устаткування електромереж.
3. Назвіть показники спотворення напруги мережі.
4. Опишіть вплив джерел вищих гармонік струму на параметри якості напруги мережі.
5. Перерахуйте види завод у системі електропостачання змінного струму.
6. Перерахуйте параметри якості електроенергії, які регламентує ГОСТ 13109-97.
7. Перерахуйте фактори негативного впливу вищих гармонік, кратних трьом, на систему електропостачання.
8. Дайте визначення терміна «кондуктивна електромагнітна завада».

Лекція № 5. Компенсатори реактивної потужності

Основні терміни і визначення

Реактор – дросель з постійним індуктивним опором, ввімкнений у електричне коло послідовно.

Конденсаторна батарея – електроустаткування, складене з конденсаторів і допоміжного обладнання, призначене для компенсації реактивної потужності.

СТАТКОМ (Статичний компенсатор) – перетворювач напруги на керованих вентилях або ключах, призначений для регулювання реактивної потужності та під'єднаний паралельно до лінії.

Однією з важливих задач експлуатації електричних мереж змінного струму є підвищення їх пропускної, для чого використовують компенсатори реактивної потужності, які усувають явище обміну енергії між реактивними елементами лінії передач, навантаження і електрогенераторами. Їх під'єднують на початку і у кінці лінії, що усуває циркуляцію енергії вздовж лінії і дозволяє збільшити обсяг енергії, яку транспортують до споживача.

Термін джерела реактивної потужності (ДРП) стосується пристроїв, які цілеспрямовано впливають на баланс реактивної потужності в електроенергетичній системі. Цей вплив здійснюють збільшенням або зменшенням генерованої або спожитої реактивної потужності. Основним параметром регулювання ДРП є напруга у точці його під'єднання чи реактивна потужність навантаження. Для підвищення чутливості в регулятор ДРП вводять канали, які реагують на швидкість зміни напруги або реактивної потужності. Структуру органів керування ДРП і закон його регулювання визначають за призначенням пристрою.

Загалом ДРП є багатофункціональним пристроєм. Його застосовують для розв'язку таких завдань:

- зниження втрат потужності;
- регулювання напруги у точці приєднання навантаження;
- збільшення пропускної здатності лінії електропередач;
- збільшення запасу статичної стійкості електропередач і генераторів електростанцій;
- покращення динамічної стійкості електропередач;
- обмеження перенапруг;
- симетрування навантаження.

У системах електропостачання промислових підприємств ДРП застосовують з метою компенсації реактивної потужності, яку споживають споживачі і симетрування навантаження. Крім того, у системах електропостачання з нелінійним навантаженням виникають вищі гармоніки струму, тому в цьому випадку ДРП виконують функцію фільтро-компенсуючих пристроїв.

Компенсацію реактивної потужності забезпечують ДРП, які під'єднують паралельно до шин підстанцій і навантаження (ДРП поперечного під'єднання) або послідовно – у розрив фаз (ДРП поздовжнього під'єднання). На практиці частіше використовують ДРП поперечного під'єднання. Окрім компенсації реактивної потужності на початку і у кінці лінії, часто їх під'єднують вздовж лінії, що дозволяє розділити її на ряд коротких ділянок, напругу на кінці яких підтримують на постійному рівні. Тоді пропускна здатність ЛЕП залежатиме не від хвильової довжини всієї лінії λ , а від довжини її окремих ділянок, кількість яких становить m :

$$P = U^2 / (Z_c \sin(\lambda / m)). \quad (5.1)$$

Наприклад, якщо лінія довжиною $l = 1000$ км має пропускну здатність $P = P_{HT} / \sin(60^\circ) = 1,16 P_{HT}$, де P_{HT} – натуральна потужність лінії. За умови стабілізації напруги у двох проміжних точках, як показано на рис. 5.1, хвильова довжина ділянки, довжиною 333 км, становить $\lambda = 20^\circ$, що збільшує пропускну здатність лінії до значення $P = P_{HT} / \sin(20^\circ) = 2,39 P_{HT}$.

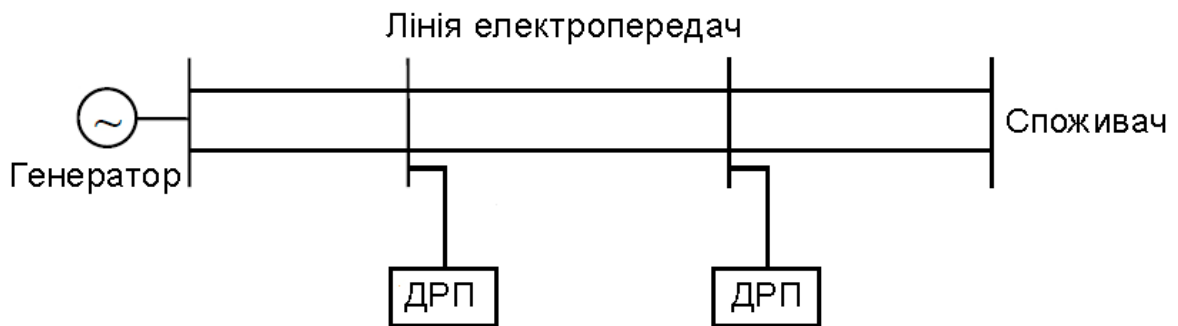


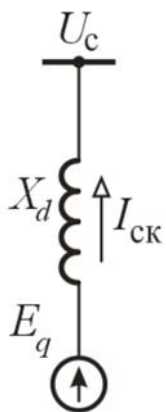
Рис. 5.1. Схема під'єднання ДРП вздовж лінії електропередач

Отже, у розглянутому прикладі використання ДРП дозволяє збільшити пропускну здатність лінії вдвічі. Проаналізуємо пристрої, які можливо використовувати як ДРП.

Типи ДРП

ДРП можна розділити на дві групи. До першої групи належать синхронні двигуни, які можуть плавно змінювати значення реактивної потужності, що споживається або віддається в мережу. До другої групи належать статичні компенсатори реактивної потужності: конденсаторні батареї, реактори, пристрої на базі перетворювачів.

Синхронні компенсатори



Регульованим параметром синхронного компенсатора (СК) є напруга на його затискачах, яка може змінюватись в діапазоні $0,95U_{ном} \leq U_{\Gamma} \leq 1,05U_{ном}$. Напругу генератора підтримують на заданому рівні, якщо генерування реактивної потужності є у межах $Q_{min} \leq Q_{\Gamma} \leq Q_{max}$. Найбільша реактивна потужність Q_{max} генерується у режимі перезбудження і є його номінальною потужністю. У режимі недозбудження СК є споживачем реактивної потужності, мінімальне значення якої Q_{min} визначають межею стійкості роботи генератора. Схема заміщення СК показана на рис. 5.2. Потужність

на

Рис. 5.2. затискачах СК розраховують за формулою:

$$Q = (E_q - U_\phi)U_\phi / X_d. \quad (5.2)$$

Значення напруги генератора E_q регулюють силою струму збудження. Основною перевагою СК є можливість плавного регулювання реактивної потужності.

Конденсаторні батареї

Конденсаторні батареї (КБ) є простим і надійним статичним ДРП. Реактивна потужність КБ Q_{KB} квадратично залежить від напруги:

$$Q_{KB} = 3\omega C_{KB}U_\phi^2. \quad (5.3)$$

КБ компенсують частину потреби навантаження у реактивній потужності, що зменшує її споживання з мережі до значення:

$$Q' = Q - Q_{KB}. \quad (5.4)$$

Активна потужність P_{KB} , яку споживає КБ, пропорційна значенню реактивної потужності:

$$P_{KB} = Q_{KB} \cdot \operatorname{tg} \delta, \quad (5.5)$$

і залежить від якості ізоляції конденсаторів, яку характеризують тангенсом кута діелектричних втрат $\operatorname{tg} \delta$. Значення параметра $\operatorname{tg} \delta$ складає 3-6 Вт/кВАР, тому споживання активної потужності КБ незначне, що визначає їх високу економічність. Для компенсації реактивної потужності використовують спеціальні косинусні конденсатори, призначені для роботи на частоті 50 Гц. Їх потужність становить 10-100 кВАР. Шкала номінальних напруг – 230 В-10,5 кВ. Такі конденсатори можуть витримувати перевантаження за струмом до 30 % і за напругою до 10 % від номінальних значень.

КБ мають від'ємний регулювальний ефект, тому зі зниженням напруги мережі, генерована реактивна потужність КБ також знижується, що є їх основним недоліком. Це означає, що потужність КБ знижується, тоді як за вимогами режиму потужність необхідно збільшувати. Недолік усувають використанням конденсаторних установок (КУ), які складено з декількох секцій, кожна з яких містить регулятор напруги і/або потужності, який підключають до мережі незалежно від інших секцій, нарощуючи таким чином ємність батареї у цілому. Це дозволяє підвищувати сумарну потужність КБ за умови зниження напруги. На рис. 5.3 показано ступеневе збільшення генерованої потужності зі зниженням напруги КБ з трьох секцій.

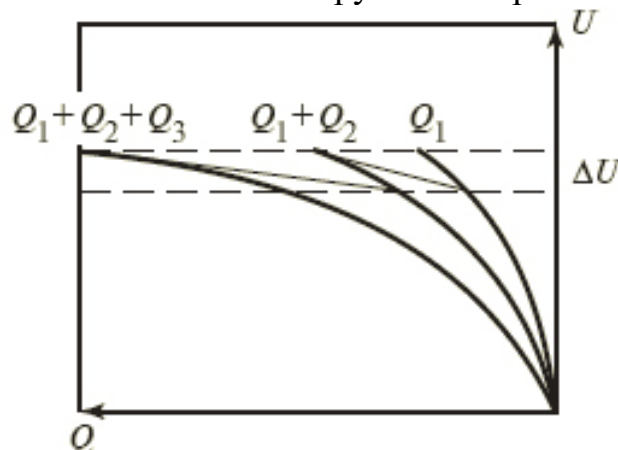
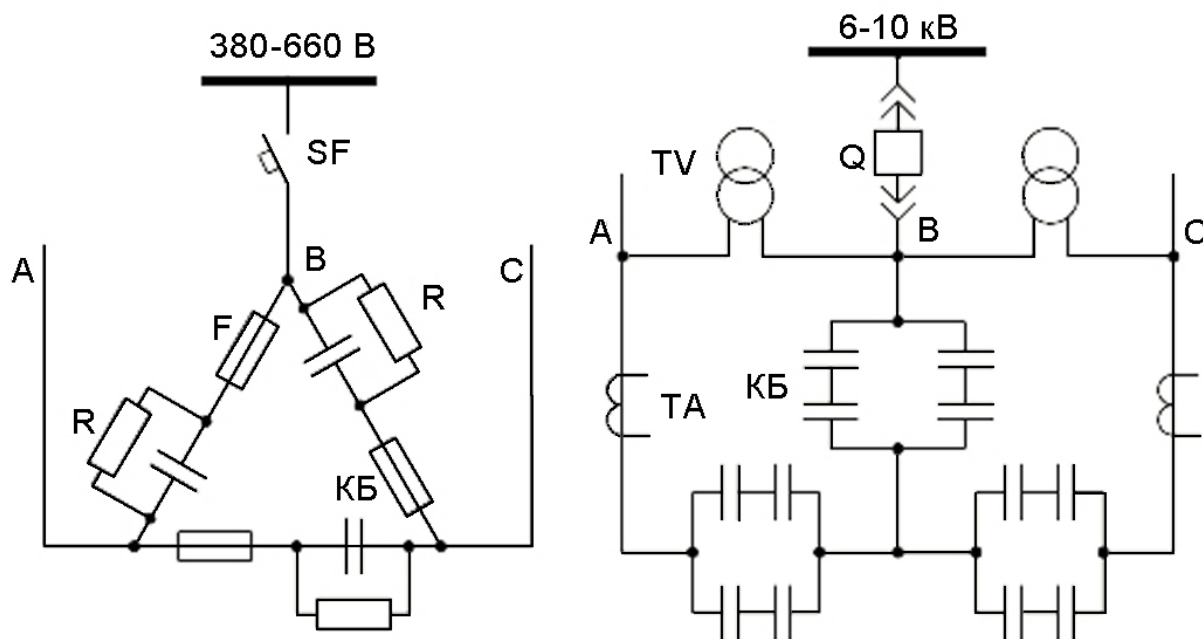


Рис. 5.3. Ступеневе збільшення генерованої потужності КБ з трьох секцій

Низьковольтні КУ збирають з трифазних конденсаторів, ввімкнених паралельно. Для захисту КУ від коротких замикань в кожен фазу додають запобіжник, рис. 5.4 а. У високовольтних КУ використовують однофазні конденсатори, ввімкнені послідовно-паралельно, рис. 5.4 б.



а) схема ввімкнення запобіжників у КУ; б) схема послідовно-паралельного ввімкнення конденсаторів

Рис. 5.4. Конструкція конденсаторних установок

Ступінчате регулювання КУ вимагає введення зони нечутливості ΔU . У межах цієї зони за умови зниження напруги підключення наступної секції недопустиме. Ширина зони нечутливості повинна бути більшою, ніж приріст напруги, спричинений підключенням наступної секції КБ. Інакше напруга КБ перевищить граничне значення одразу після ввімкнення наступної секції.

Увімкнення і відімкнення КУ супроводжується перехідними процесами, що зменшує строк служби конденсаторів і комутаційної апаратури. Тому КУ не рекомендовано перемикає більше ніж 2-4 рази на добу. Для обмеження пускових струмів конденсатори перед ввімкненням повинні бути розряджені розрядними резисторами R , рис. 5.4 а або трансформаторами TV , рис. 5.4 б.

За своїми властивостями конденсатори чутливі до вищих гармонік струму, які викликають збільшення втрат потужності ΔP і додатковий нагрів конденсаторів:

$$\Delta P = \sum_1^n U_n^2 \cdot n \cdot \omega C \cdot \operatorname{tg} \delta. \quad (5.6)$$

Використання КУ для систем з високою швидкістю регулювання реактивної потужності практично неможливо через виникнення перехідних процесів під час комутації. Для комутації секцій КУ використовують симістори або зустрічно-паралельно включені тиристори. Для зменшення перехідних процесів секцію батареї підключають до мережі у моменти часу, коли напруга

на ній і напруга мережі мають близькі значення. Відімкнення секції здійснюють у моменти переходу струму батареї через нуль.

На рис. 5.5 показано схему статичного тиристорного компенсатора (СТК) в однофазному виконанні, який складено з трьох секцій КБ.

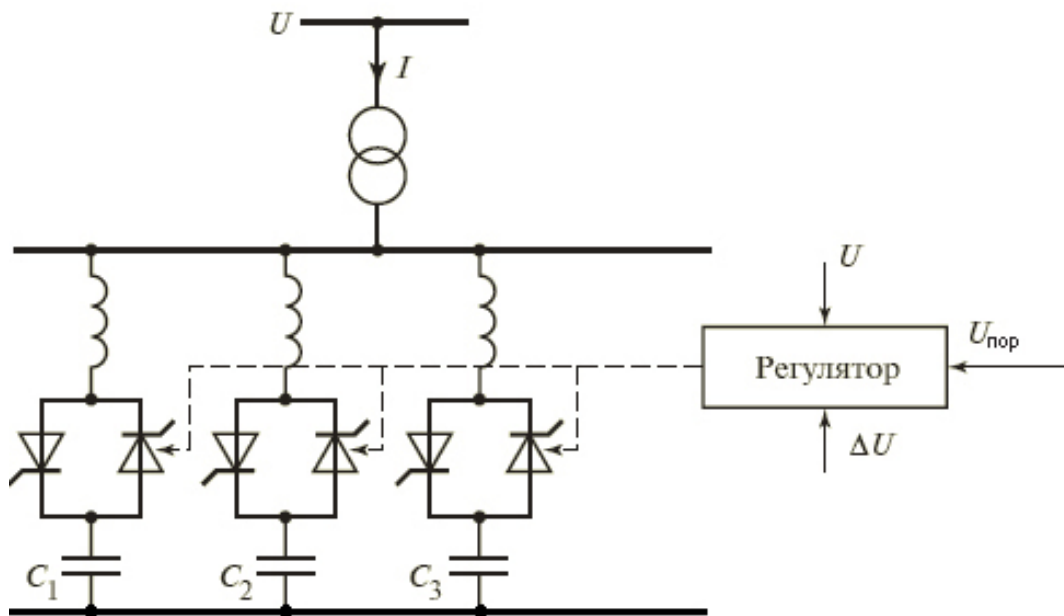
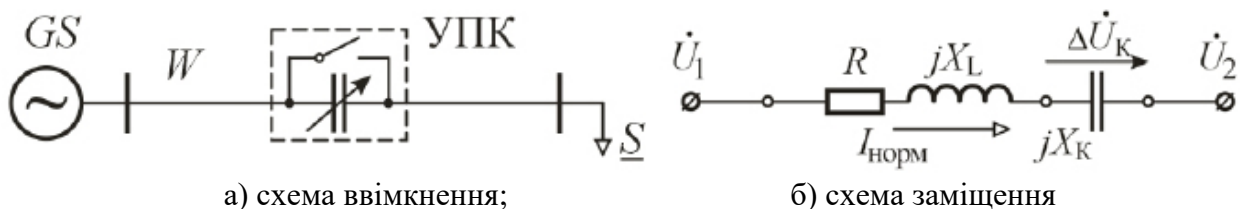


Рис. 5.5. Схема статичного тиристорного компенсатора

Для зменшення індуктивного опору високовольтних ліній також застосовують конденсатори послідовного ввімкнення – установки поздовжньої компенсації (УПК). УПК вмикають в розрив фаз, рис. 5.6.



а) схема ввімкнення; б) схема заміщення
Рис. 5.6. Установка поздовжньої ємнісної компенсації

Пропускна здатність лінії зростає завдяки зниженню хвильового опору Z_C лінії і зниженню параметра хвильової довжини λ . Зазвичай УПК встановлюють у середині лінії. Для забезпечення захисту лінії від коротких замикань опір УПК $X_{УПК}$ повинен задовільняти такій умові:

$$X_{УПК} < X_L, \quad (5.7)$$

де X_L – індуктивний опір лінії.

Встановлення конденсаторів УПК у середині ЛЕП збільшує напругу посередині лінії. Тому за необхідності у місці встановлення УПК додатково під'єднують шунтувальні реактори.

Реактори

Реактори використовують для регулювання напруги і компенсації зарядної ємності у мережах 220 кВ і вище. Реактори мають позитивний регулювальний ефект, тобто збільшують споживання реактивної потужності за

умови збільшення напруги, що сприяє її обмеженню. Встановлена потужність реакторів може складати від 10 Мвар в розподільчих мережах до 150 Мвар в мережах 750 кВ. Осердя реактора може бути як із зазором, так і без нього, одно- або трифазної конструкції. Реактори працюють у лінійному режимі, тому не створюють вищих гармонік струму. Втрати в реакторі складають 0,2-0,4 % від номінальної потужності.

Для регулювання реактивної потужності також використовують реактори, що насичуються. Їх робоча точка знаходиться на межі області насичення і вони виконують функцію параметричного пристрою для регулювання реактивної потужності. За умови збільшення напруги, реактор входить у зону насичення, струм через нього зростає, що сприяє зростанню споживання реактивної потужності і стабілізації напруги в точці підключення реактора.

На відміну від КБ тиристорні СТК з реакторами можна використовувати для плавного регулювання споживання реактивної потужності. Регулювання потужності забезпечують регулюванням кута відкриття тиристорів α . Якщо $\alpha = \pi/2$ з мережі споживається лише реактивна потужність, струм через реактор має синусоїдальну форму, якщо $\alpha > \pi/2$ споживана реактивна потужність зменшується, струм втрачає синусоїдальну форму, рис. 5.7.

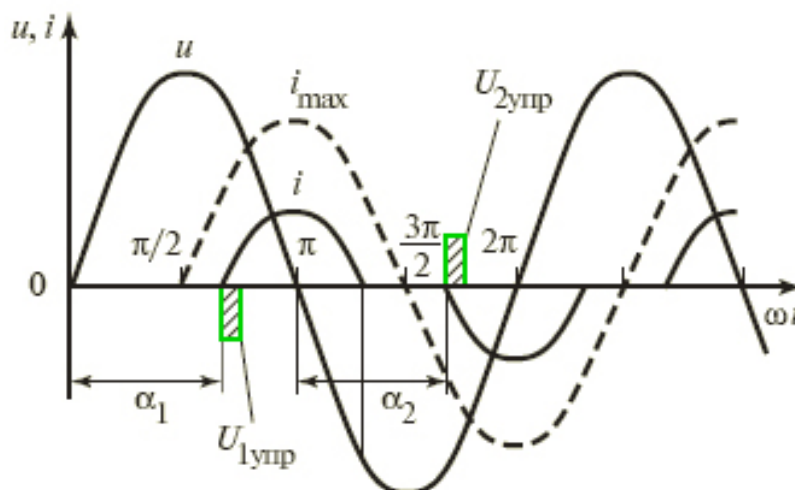


Рис. 5.7. Часові діаграми роботи СТК з реактором

Перша гармоніка струму реактора за умови $\alpha > \pi/2$ по відношенню до повного струму $I_L = U / X_L$ складає:

$$\frac{I_{(1)}}{I_L} = \frac{1}{\pi} (2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)). \quad (5.8)$$

Статичну характеристику реактора залежно від значення першої гармоніки $I_{(1)}$ показано на рис. 5.8.

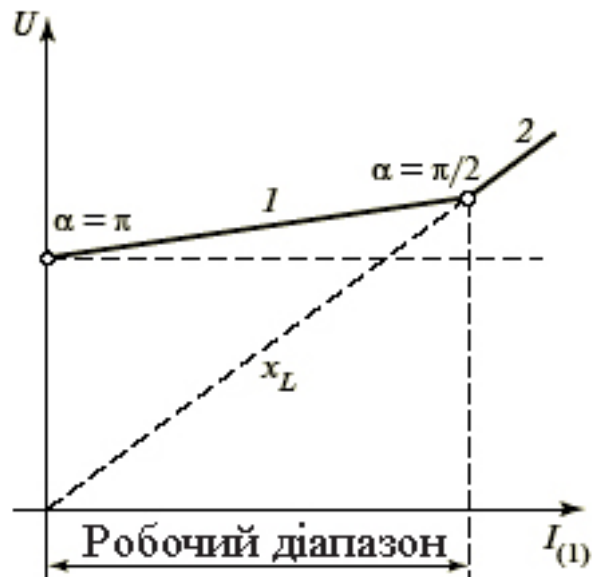


Рис. 5.8. Статична характеристика реактора СТК

Комбіновані ДРП

Комбіновані ДРП, які отримали назву СТАТКОМ, застосовують у випадках, коли необхідно забезпечити плавне регулювання реактивної потужності як у режимі споживання, так і в режимі генерування. Такі ДРП є СТК з реакторами і КБ. СТАТКОМ також виконує ряд додаткових функцій:

- стабілізація напруги лінії;
- регулювання перетоків реактивної потужності;
- підвищення пропускну здатності ЛЕП із забезпеченням динамічної і статичної стійкості системи;
- обмеження комутаційних напруг;
- компенсація несиметричних режимів роботи системи.

Вхідними даними для розрахунку СТАТКОМ є:

- діапазон регулювання потужності (генерування-споживання реактивної потужності);
- тип керування (симетричний або пофазний);
- діапазон зміни напруги мережі;
- швидкодія;
- обмеження на вищі гармоніки струму.

Структуру СТАТКОМ показано на рис. 5.9.

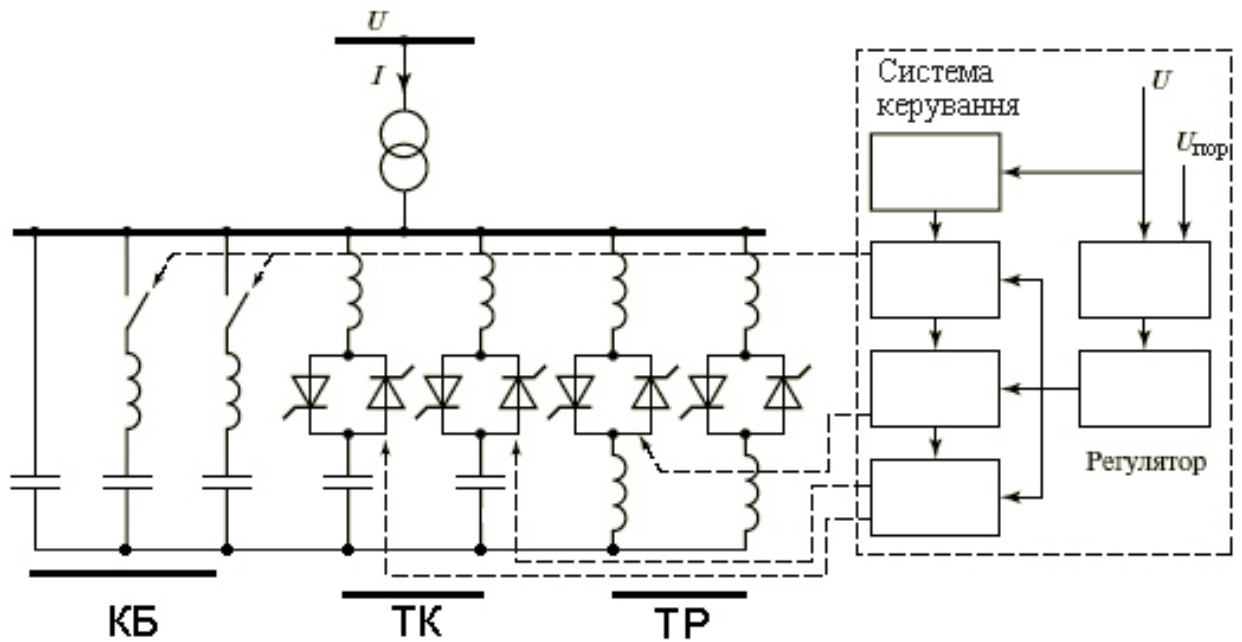


Рис. 5.9. Структура компенсатора СТАТКОМ

Як видно з рис. 5.9, компенсатор СТАТКОМ загалом містить багатосекційну конденсаторну батарею КБ, тиристорно-конденсаторну секцію ТК і тиристорно-реакторну секцію ТК.

Робочий діапазон регулювання реактивної потужності, встановлена потужність нерегульованої або ступеневої регульованої КБ, потужність регульованих тиристорами реакторів обирають згідно з призначенням компенсатора. Можливі такі співвідношення потужностей КБ Q_{KB} і реакторів Q_P :

1. $Q_{KB} = Q_P$. Завдяки тому, що потужність реактора регулюють у межах $Q = 0.. Q_P$, а потужність КБ постійна $Q = - Q_P$. Сумарна потужність може плавно змінюватись у діапазоні $Q = - Q_P .. 0$. Тобто такий компенсатор може генерувати потужність від 0 до Q_P квар. Статична характеристика СТК наведена на рис. 5.10 а.

2. $2Q_{KB} = Q_P$. У цьому випадку потужність СТК регулюють у діапазоні $Q = - 0,5Q_P - +0,5Q_P$. Тобто компенсатор може генерувати або споживати реактивну потужність. Статична характеристика компенсатора наведена на рис. 5.10 б.

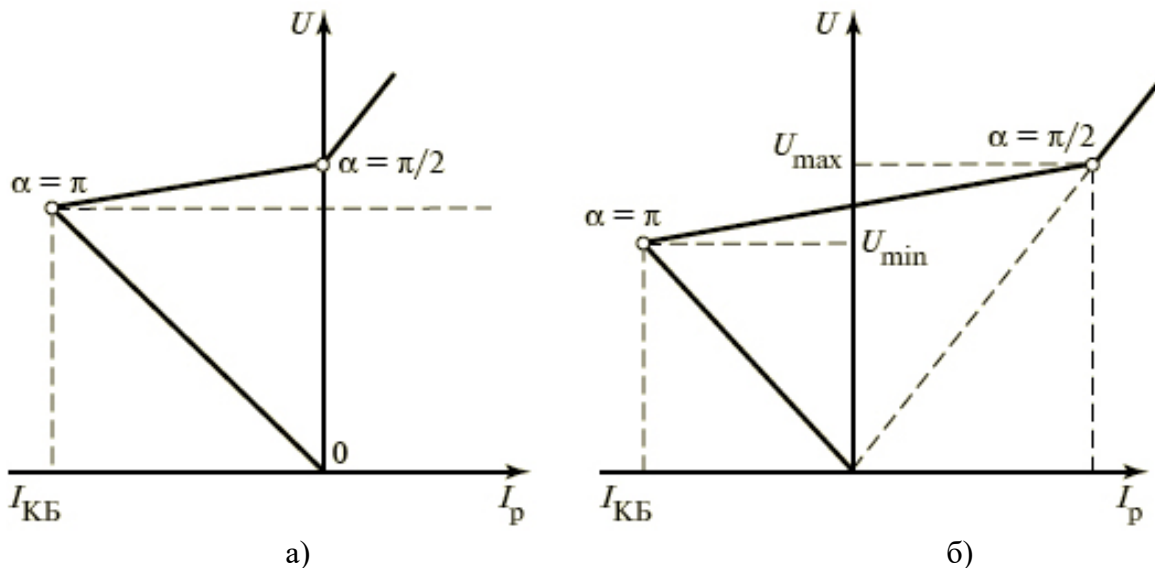


Рис. 5.10. Статичні характеристики компенсаторів СТАТКОМ

На практиці компенсатор СТАТКОМ містить багатосекційну конденсаторну батарею КБ (СТК-1) і тиристорно-реакторну секцію ТР або тиристорно-конденсаторну ТК і тиристорно-реакторну секції ТР (СТК-2), рис. 5.9.

Якщо у СТК-1 реактивна потужність ТР рівна потужності КБ $Q_{KB} = Q_P$, перехід у індуктивний режим забезпечують відімкненням КБ, що зменшує швидкодію компенсатора. Збільшення потужності секції ТР збільшить швидкодію установки, але разом з тим зросте її ціна.

У СТК-2 потужність ТР визначають з потужності однієї секції ТК, необхідної потужності індуктивного режиму. Зменшення потужності ТР зменшує амплітуду вищих гармонік струму. У табл. 5.1 дано характеристики модифікацій СТК. Через значні переваження за напругою тиристорних вентилів у ТК, вартість СТК-2 зазвичай вище, ніж СТК-1.

Таблиця 5.1. Параметри СТК

Параметр	СТК-1	СТК-2
Гармоніки струму	Підвищений вміст гармонік струму. Необхідно встановлювати додаткові фільтри	Понижений вміст гармонік струму. Зазвичай немає потреби встановлювати фільтри
Комутація конденсаторів	Повільна	Швидка
Напруга на тиристорах: номінальна, аварійна	U U	2U 4U

З аналізу даних табл. 5.1 випливає, що тиристори компенсатора СТК-1 мають найменші навантаження за напругою, але цей тип компенсатора має гірші характеристики ніж СТК-2.

Основною перевагою тиристорних СТАТКОМ є:

- генерування заданого обсягу реактивної потужності незалежно від значення напруги мережі;
- мала інерційність роботи (десяті долі секунди).

Компенсатори типу СТАТКОМ також можуть бути побудовані на повністю керованих тиристорах або транзисторах, що дозволяє зменшити потужність вищих гармонік внаслідок використання ШІМ. Принципову схему компенсатора показано на рис. 5.11.

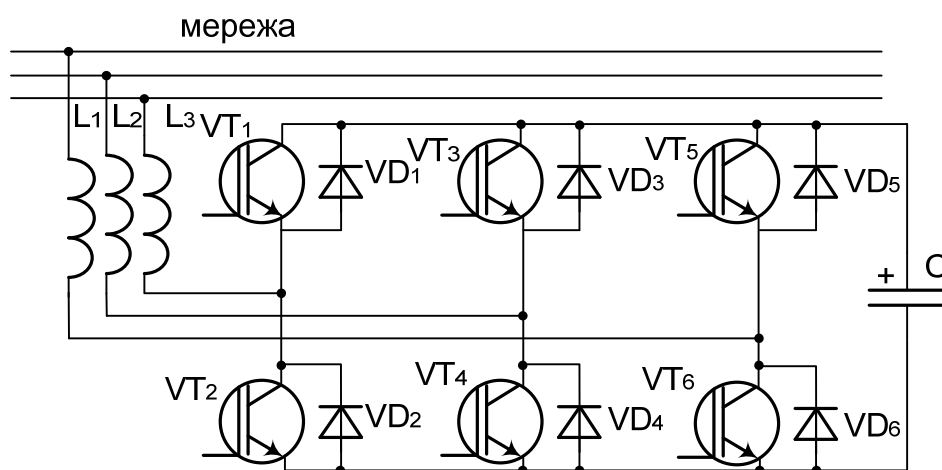


Рис. 5.11. Схема компенсатора СТАТКОМ

Індуктивності L_1-L_3 виконують роль фільтрів у колі змінного струму і формують необхідну форму входного струму. Конденсатор C виконує роль джерела постійної напруги. Принцип формування напруги перетворювача з ШІМ показано на рис. 5.12.

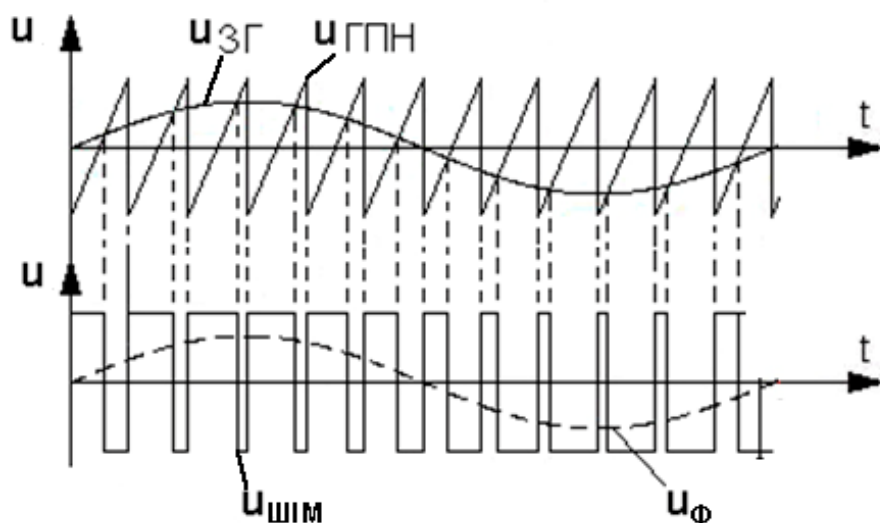


Рис. 5.12. Принцип формування напруги перетворювача з ШІМ

Напругу однієї з фаз перетворювача u_{ϕ} формують модульованою за синусоїдальним законом напругою $u_{ШІМ}$, для чого порівнюють синусоїдальну напругу задавального генератора $u_{ЗГ}$ і пілкоподібної напруги генератора пілкоподібної напруги $u_{ГПН}$.

Рівень реактивної потужності, який формує компенсатор залежить від фазового зсуву між напругою мережі U і напругою, який формує перетворювач U_{Π} :

$$Q = \frac{U(U_{\Pi} \cos(\varphi) - U)}{X_L}, \quad (5.9)$$

де X_L – опір дроселя перетворювача зі сторони змінного струму, φ – зсув фаз між напругами перетворювача і мережі.

З аналізу формули (5.9) можна зробити висновок, що реактивна потужність компенсатора може мати як ємнісний, так і індуктивний характер. Компенсатори з перетворювачами напруги одночасно з компенсацією реактивної складової потужності використовують для компенсації вищих гармонік струму споживачів.

Запитання

1. Перерахуйте задачі, для вирішення яких використовують джерела реактивної потужності.
2. Назвіть основні типи джерел реактивної потужності.
3. Вкажіть основний недолік конденсаторних батарей як джерела реактивної потужності.
4. Назвіть основне призначення тиристорних ключів у конденсаторних батареях і реакторних установках.
5. Назвіть можливий робочий діапазон регулювання реактивної потужності у компенсаторах реактивної потужності типу СТАТКОМ.
6. Перерахуйте складові частини статичних компенсаторів СТК-1 і СТК-2.
7. Вкажіть принцип регулювання реактивної потужності у реакторних установках.
8. Наведіть переваги побудови статичного компенсатора реактивної потужності з використанням перетворювача напруги на повністю керованих ключах з ШІМ.

Лекція № 6. Пасивні і активні фільтри вищих гармонік

Основні терміни і визначення

Пасивний фільтр – електронний фільтр, який складено лише з пасивних елементів (реактивних і/або резистивних приладів). Для роботи пасивних фільтрів не потрібно зовнішнього джерела енергії.

Активний фільтр – один з типів аналогових фільтрів, який містить активні елементи (керовані ключі, вентиля, операційні підсилювачі) і/або зовнішні джерела енергії.

Вплив перетворювачів на параметри якості електроенергії мережі

Більшість перетворювачів параметрів електричної енергії містять ланку постійного струму, тому на їх вході встановлюють випрямляч з фільтром, що є нелінійним навантаженням. Без вживання спеціальних заходів у спектрі вхідного струму таких перетворювачів присутні непарні гармоніки, амплітуда яких співвимірна з амплітудою першої гармоніки. Спектральний склад струму залежить від типу фільтра на виході випрямляча. Для малопотужних однофазних перетворювачів ($P < 100$ Вт) значно більшу енергетичну ефективність мають ємнісні фільтри ($CU^2 \gg LI^2$), що обумовлює часте їх використання.

Як відомо, вхідний струм випрямляча з ємнісним навантаженням має імпульсну форму. Спектр струму містить непарні гармоніки, амплітуда яких залежно від номеру гармоніки зменшується повільно. Наприклад амплітуда третьої гармоніки становить 70-90 % від першої, п'ятої – 60-80%. За умови використання ємнісного фільтра коефіцієнт потужності перетворювача є на рівні $\chi = 0,3..0,4$, що свідчить про негативний вплив на мережу і нераціональне використання енергії мережі більшістю малопотужних перетворювачів електричної енергії.

Індуктивні, індуктивно-ємнісні фільтри доцільно використовувати для трифазних перетворювачів середньої і великої потужності. Якщо індуктивний опір фільтра значно більший опору навантаження $\omega L \gg R$, вхідний струм перетворювача має прямокутну форму. Амплітуду вищих гармонік струму прямокутної форми розраховують за формулою $I_{(n)} = I_{(1)}/n$, де $I_{(1)}$ – амплітуда першої гармоніки, n – номер гармоніки. Коефіцієнт потужності таких перетворювачів складає $\chi = 0,6..0,8$. З порівняння коефіцієнту потужності перетворювачів з ємнісним і індуктивним фільтром можна зробити висновок, що використання перетворювачів з індуктивним фільтром має менший негативний вплив на мережу. Для зменшення негативного впливу на мережу доцільно використовувати трифазні випрямлячі, які мають значно вищий коефіцієнт потужності. Наприклад перетворювач з трифазною мостовою схемою та індуктивним фільтром має коефіцієнт потужності складає $\chi \approx 0.95$.

Додатковими джерелами вищих гармонік струму можуть бути трансформатори, якщо вони працюють із завищеним значенням магнітної індукції, що призводить до його насичення у кінці кожного півперіода напруги

мережі і відповідного зростання вхідного струму, рис. 6.1. Іншими джерелами вищих гармонік струму є двигуни змінного струму, електронні баласты люмінесцентних ламп, сталеплавильні печі тощо.

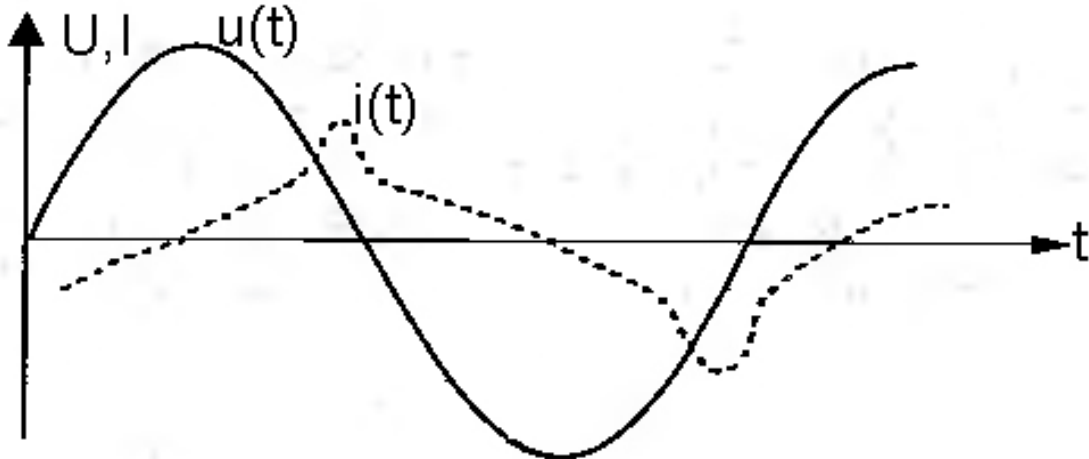


Рис. 6.1. Форма струму під час насичення трансформатора

Якщо споживачі електричної енергії мають низький коефіцієнт потужності для його підвищення встановлюють фільтри вищих гармонік.

Пасивні фільтри

Найпростішим способом придушення вищих гармонік є застосування пасивних LC фільтрів (ПФ), резонансну частоту яких налаштовано на певну гармоніку. Їх можливо встановлювати окремо в кожен фазу відносно нульового провідника або між фазами мережі, рис. 6.2.

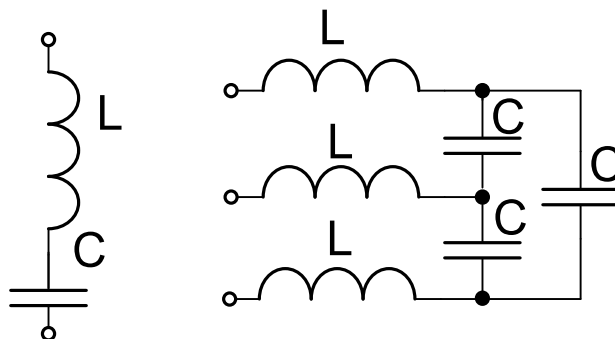


Рис. 6.2. Пасивні фільтри вищих гармонік

Для покращення гармонічного складу необхідно придушити декілька перших вищих гармонік для чого використовують багатосекційні фільтри, кожна ланка яких налаштована на відповідну гармоніку. Під час проектування багатосекційних пасивних фільтрів необхідно враховувати такі рекомендації:

1. Налаштування. Секції фільтрів необхідно налаштовувати на резонансні частоти, які є нижчими, ніж частоти відповідних гармонік. У цьому випадку протягом експлуатації конденсаторів фільтра, що пов'язано зі зменшенням їх ємності, резонансна частота контуру зростає.

2. Захист. Для захисту від великих значень пускових струмів, що можуть протікати через конденсатор фільтра, послідовно з ними вмикають запобіжники.

3. Вимкнення. Під час режимів, близьких до холостого ходу, для усунення підвищення напруги живлення, пов'язаного зі збільшенням ємнісної реакції фільтру, доцільно передбачити можливість відімкнення частини конденсаторів фільтру.

4. Допуски на реактивні елементи фільтру повинні забезпечувати неможливість виникнення резонансних явищ на вищих гармоніках.

5. Гранично допустиму напругу і силу струму на конденсаторах і дроселях фільтру обирають з урахуванням вищих гармонік напруги і струму.

6. Розташування. Фільтри вищих гармонік доцільно встановлювати безпосередньо біля нелінійного навантаження.

7. Старіння. З плином часу і під дією несприятливих умов (високі температура і вологість) параметри елементів фільтру можуть значно змінитись, тому необхідно періодично їх вимірювати і за необхідності коректувати.

Активні фільтри вищих гармонік

Перспективними пристроями для придушення вищих гармонік є активні фільтри (АФ). Принцип їх роботи полягає у формуванні напруги (струму) в протифазі з вищими гармоніками, які виникають у нелінійному навантаженні, рис. 6.3.

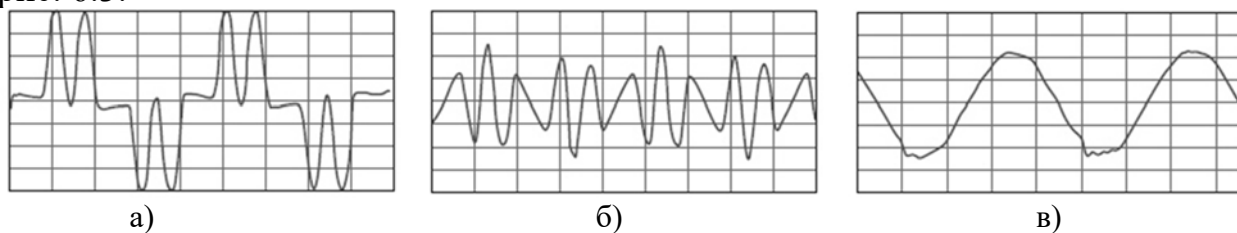


Рис. 6.3. Діаграми роботи активного фільтра

На рис. 6.3 показано часові діаграми: а) нелінійного навантаження (трифазного випрямляча) i_H ; б) струму АФ i_{AF} і в) струму генератора $i_G = i_H + i_{AF}$. Як видно з рис. 6.3, АФ придушують всі гармоніки одночасно, тому на відміну від багатосекційних ПФ мають менші габарити. АФ також використовують як компенсатори реактивної потужності, регулятори напруги. Основні принципи роботи АФ були розроблені в 70-ті роки ХХ сторіччя. Однак застосовувати АФ на практиці почали наприкінці 90-х років, що пов'язано з вдосконаленням технології виробництва потужних напівпровідникових ключових та вентильних елементів (зменшення втрат в ключах в статичному і динамічному режимах). АФ можливо під'єднувати паралельно або послідовно з навантаженням. У першому випадку їх розглядають, як кероване джерело струму, в другому – як кероване джерело напруги, рис. 6.4. Паралельний АФ використовують для зниження рівня вищих гармонік струму, спричинених нелінійними споживачами. Послідовний АФ – крім основної функції, можливо використовувати для регулювання амплітуди основної гармоніки, а також для усунення несиметрії напруг.

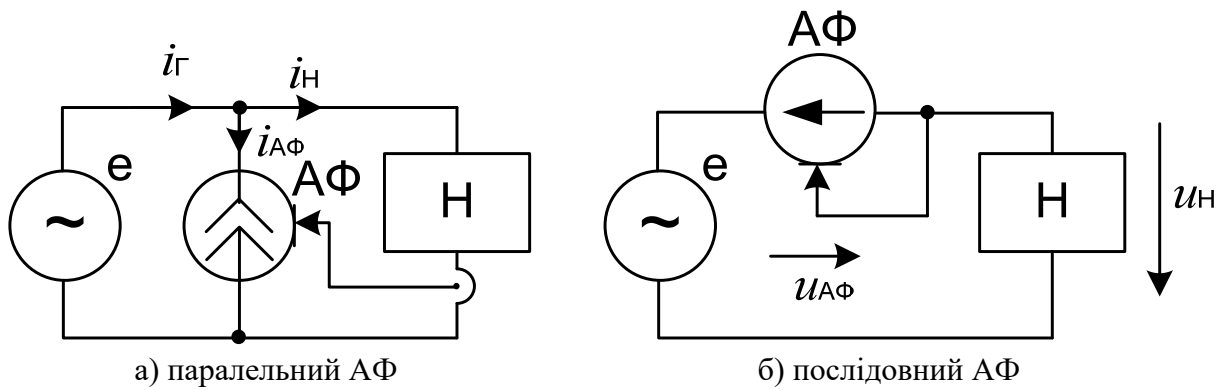


Рис. 6.4. Функціональні схеми підключення АФ

У схемах АФ зазвичай використовують інвертори напруги з ШІМ. Частоту ШІМ $f_{ШІМ}$ обирають згідно з теоремою Котельникова з врахуванням номеру найвищої гармоніки n_{max} , значення якої враховують під час корекції напруги (струму) генератора:

$$f_{ШІМ} = 2n_{max} \cdot f_M, \quad (6.1)$$

де f_M – частота напруги мережі.

Схеми підключення АФ до мережі інверторами показано на рис. 6.5 і рис. 6.6.

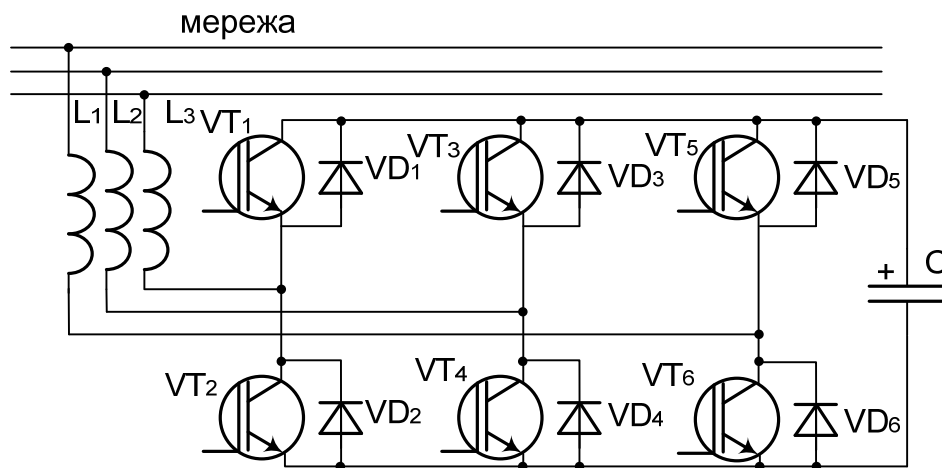


Рис. 6.5. Схема підключення паралельного АФ до мережі

Методи керування АФ

Теорія миттєвої потужності

Якість роботи АФ залежить від методу формування задавальної дії на силову частину фільтра. Методи керування АФ розділяють на дві групи: часові і частотні. Апаратна реалізація часових методів є простішою у порівнянні з частотними, оскільки не потребує великого обсягу обчислень у реальному часі. Для більшості методів керування у часовій області використовують перетворення трифазної системи векторів А-В-С (струмів і напруг навантаження) у лінійно-незалежну систему α - β -0, яка нерухома у просторі. Вектори струму і напруги навантаження обертаються в цій системі з частотою мережі і у будь-який час можуть бути розраховані за своїми проекціями. Перетворення з однієї системи координат у іншу отримало назву перетворення Кларка:

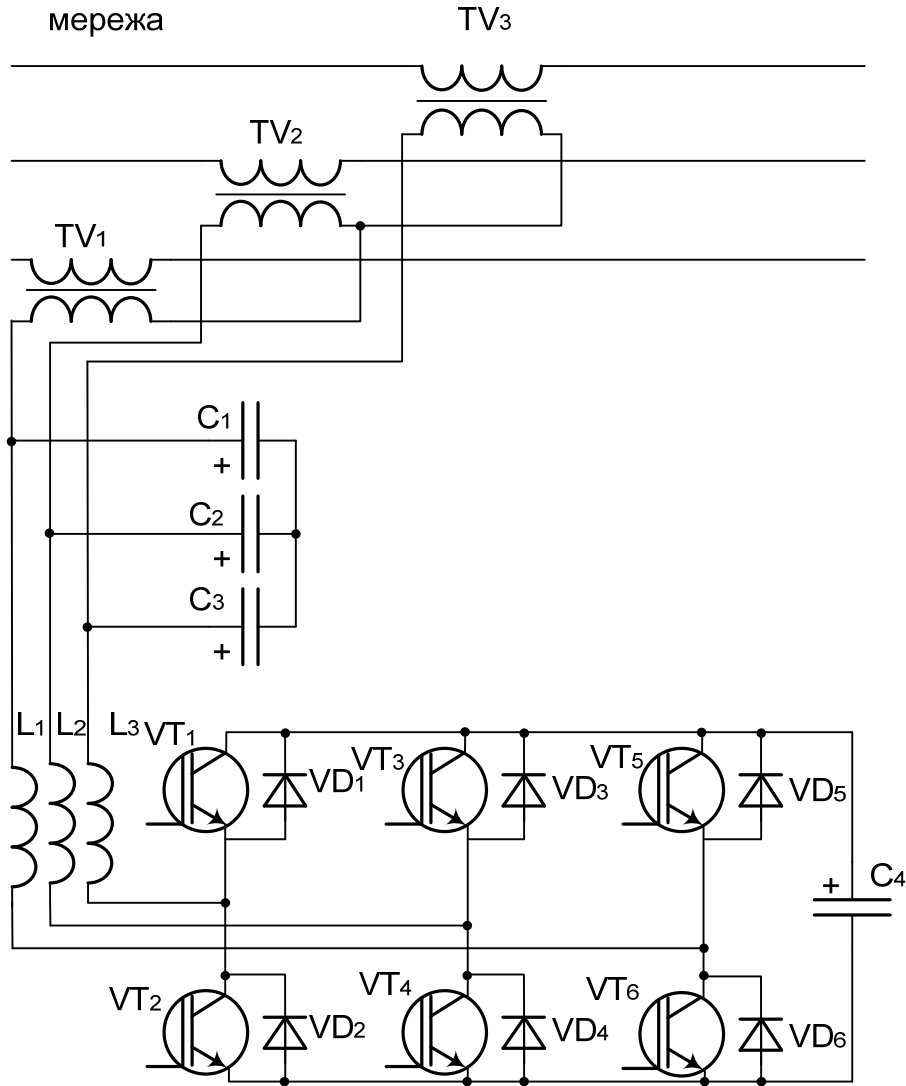


Рис. 6.6. Схема підключення послідовного АФ до мережі

$$\begin{bmatrix} f_0 \\ f_\alpha \\ f_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} f_A \\ f_B \\ f_C \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} f_A \\ f_B \\ f_C \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & 1 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} f_0 \\ f_\alpha \\ f_\beta \end{bmatrix}, \quad (6.2)$$

де f_0, f_α, f_β – система трифазних векторів в системі координат α - β -0,

f_A, f_B, f_C – система трифазних векторів в системі координат А-В-С.

Миттєву потужність трифазної системи у вказаних системах координат розраховують за формулами:

$$\begin{aligned} p(t) &= u_A i_A + u_B i_B + u_C i_C = p_A + p_B + p_C = u_\alpha i_\alpha + u_\beta i_\beta + u_0 i_0 = \\ &= p_\alpha + p_\beta + p_0 = p_{\alpha\beta} + p_0, \end{aligned} \quad (6.3)$$

де $p_{\alpha\beta}$ – миттєва активна потужність,

p_0 – миттєва потужність нульової послідовності.

Потужність нульової послідовності p_0 компенсують окремо, наприклад ввімкненням первинних обмоток трансформатора трикутником або симетрувальним пристроєм. Для компенсації реактивної потужності її значення записують через значення сил струмів і напруг на α - β площині:

$$q(t) \approx u_\alpha i_\beta + u_\beta i_\alpha, \quad (6.4)$$

або в звичайній системі координат:

$$q(t) \approx [(u_A - u_B)i_C + (u_B - u_C)i_A + (u_C - u_A)i_B] / \sqrt{3}. \quad (6.5)$$

Залежності миттєвих активної і реактивної потужності згідно з формулами (6.3) і (6.4) мають такий вид:

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} u_\alpha & u_\beta \\ -u_\beta & u_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix}. \quad (6.6)$$

Миттєва активна потужність $p(t)$ містить постійну складову P і змінну складову p_{\sim} . Для покращення режиму роботи енергосистеми доцільно усунути повернення енергії від навантаження у джерело, для чого необхідно компенсувати реактивну потужність q і змінну складову активної потужності $p_{\sim} = p - P$, які спричинені нелінійним і реактивним характером навантаження. Рівняння для розрахунку сил струмів, спричинених реактивною потужністю q і змінною складовою активної потужності p_{\sim} , записують аналогічно (6.6):

$$\begin{bmatrix} p - P \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_\alpha & u_\beta \\ -u_\beta & u_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_\alpha & u_\beta \\ -u_\beta & u_\alpha \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} p - P \\ q \end{bmatrix}. \quad (6.7)$$

Для переходу до системи координат А-В-С використовують перетворення Кларка:

$$\begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_\alpha & u_\beta \\ -u_\beta & u_\alpha \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} p - P \\ q \end{bmatrix}. \quad (6.8)$$

Виділення середнього значення активної потужності P здійснюють фільтром нижніх частот. Для усунення обмінних процесів між джерелом і навантаженням достатньо сформулювати струми у протифазі з отриманими у (6.8).

d-q метод

d-q метод є логічним продовженням теорії миттєвої потужності. З площини α - β , використовуючи перетворення Парка, переходять до системи векторів струмів і напруг у *d-q* площині, що обертається з частотою мережі.

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ \sin(\theta) & -\cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \end{bmatrix}, \quad (6.9)$$

де $\theta = \omega t$ – кут між осями *d* і α .

Якщо вектор d сумістити з вектором напруги мережі u , отримаємо: $u_d = u$, $u_q = 0$. Активна і реактивна потужності трифазної системи дорівнюють:

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = u_d \begin{bmatrix} i_d \\ -i_q \end{bmatrix}. \quad (6.10)$$

Метою роботи АФ за умови використання d - q методу є:

1. Усунення змінних складових струмів i_d , i_q (придушення гармонік).
2. Усунення постійної складової струму i_q (компенсація реактивної потужності).

3. Забезпечення виконання балансу активної потужності між джерелом і навантаженням: $P_{ДЖ} = P_{ВТ} + P_H$, де $P_{ДЖ}$ – потужність, що споживається від мережі, $P_{ВТ}$ – потужність втрат, P_H – потужність навантаження.

Таким чином робота АФ, змінює значення вектора струму мережі у площині d - q i_{dq} :

$$i_{dq} = \frac{P_H + P_{ВТ}}{u_d}, \quad (6.11)$$

і усуває змінну складову, рис. 6.7. З цієї умови знаходять компоненти вихідного струму АФ i_d^* , i_q^* .

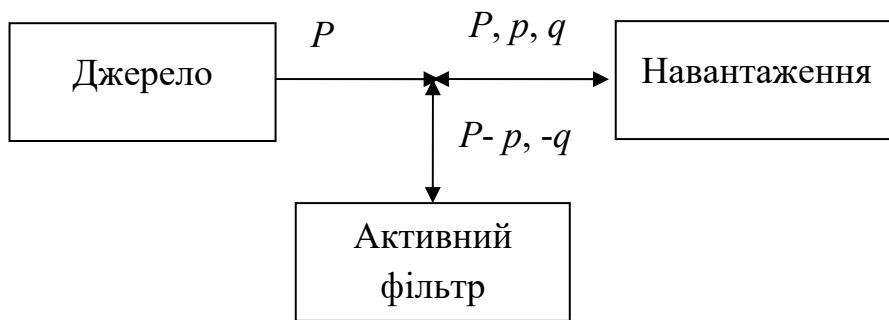


Рис. 6.7. Принцип роботи АФ

Для зворотного перетворення застосовують перетворення Кларка (6.8) і Парка:

$$\begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_d \\ f_q \end{bmatrix}. \quad (6.12)$$

Метод синхронного стеження

Формування струму фільтра може здійснюватись двома методами:

- з умови рівності середнього значення потужностей фаз $P_A = P_B = P_C$;
- з умови рівності еквівалентних опорів фаз $R_A = R_B = R_C$.

У першому випадку потужність рівномірно розподілено по фазах незалежно від значення напруг фаз.

$$i_A(t) = \frac{2u_A(t) \cdot P}{3U_{Am}^2}; \quad i_B(t) = \frac{2u_B(t) \cdot P}{3U_{Bm}^2}; \quad i_C(t) = \frac{2u_C(t) \cdot P}{3U_{Cm}^2}, \quad (6.13)$$

де U_{Am} , U_{Bm} , U_{Cm} – амплітуди фазних напруг,

$i_x(t)$, $u_x(t)$ – миттєві значення сили струму і напруги фази x мережі.

Постійне значення потужності навантаження розраховують за формулою:

$$P = \int_t^{t+T} (p_A(t) + p_B(t) + p_C(t)) dt = \int_t^{t+T} (u_A(t)i_A(t) + u_B(t)i_B(t) + u_C(t)i_C(t)) dt, \quad (6.14)$$

де T – період частоти мережі.

Частотні методи

Частотні методи засновані на апараті спектрального аналізу, в основному на дискретному перетворенні Фур'є. Струм АФ формують таким чином:

- 1) розраховують спектральну характеристику струму навантаження;
- 2) здійснюють корекцію вектора першої гармоніки;
- 3) враховують запізнення реакції на задавальну дію, обумовлене наявністю силового фільтра;
- 4) здійснюють перехід в часову область і формування сигналів керування АФ.

Розрахунок елементів АФ

Мінімальне значення індуктивності фільтрів АФ L_1-L_3 , рис. 6.5 розраховують з умови компенсації реактивної потужності чисто індуктивного навантаження струмом I_{max} :

$$L_{min} = \frac{\Delta U_{min}}{2\pi f_M I_{max}}, \quad (6.15)$$

де ΔU_{min} – різниця між напругою конденсатора АФ і діючим значенням напруги мережі,

f_M – частота мережі.

На практиці значення індуктивності на декілька порядків більшим і залежить від обмеження на амплітуду пульсації струму джерела ΔI_{max} :

$$L = \frac{\Delta U_{max} T_{ШМ}}{\Delta I_{max}}. \quad (6.16)$$

Ємність конденсатора C АФ розраховують з міркувань забезпечення заданого коефіцієнту пульсації напруги на ньому. Регулювання реактивної енергії АФ здійснюють запасом електричної енергії конденсатора:

$$\Delta W = \frac{3}{2}(LI_1^2 - LI_0^2). \quad (6.17)$$

Найгіршим випадком є перехід від компенсації індуктивної реакції навантаження на ємнісну компенсацію. Тоді початкова напруга на конденсаторі U_{C0} зменшиться до значення U_{C1} .

$$\Delta W = \frac{1}{2}(CU_{C0}^2 - CU_{C1}^2) \approx CU_{C0}(CU_{C0} - CU_{C1}). \quad (6.18)$$

Прирівнявши формули (6.17) і (6.18), отримаємо:

$$C = \frac{3L(I_1^2 - I_0^2)}{2U_{C0}^2 K_{II}}. \quad (6.19)$$

Гібридні фільтри

АФ, внаслідок високої вартості, використовують для систем електропостачання невеликої потужності. Для зменшення вартості АФ застосовують комбіновані системи до яких входить малопотужний АФ і

багатосекційний ПФ. Недолік ПФ – неможливість регулювання параметрів за умови зміни режиму роботи споживачів усунуто у гібридних фільтрах (ГФ) встановленням активного АФ. Тоді потужність активної частини гібридної схеми знижується на порядок у порівнянні з АФ, збільшується стійкість пасивної частини схеми у динамічних режимах, що дозволяє збільшити добротність ПФ і відповідно зменшити втрати.

Автоматична корекція параметрів ГФ має такі переваги:

- корекція частотних характеристик фільтра у статичних режимах роботи мережі;
- зниження негативного впливу на фільтрувальні властивості девіації частоти мережі і параметрів фільтру;
- усунення резонансних явищ на вищих гармоніках струму.

Прикладом типової структури ГФ є комбінація АФ, трифазного трансформатора, двох LC-фільтрів, налаштованих на 5 і 7 гармоніки, та RLC-фільтра вищих гармонік. За умови використання вказаної схеми ГФ для корекції параметрів електроенергії системи живлення навантаження постійного струму через діодний випрямляч потужністю 20 кВт достатньо використовувати АФ потужністю 1,6 кВА і ПФ потужністю 5 кВА. Коефіцієнт гармонік струму джерела системи не перевищує 5 %. Для досягнення вказаних параметрів потужність має бути близько 15 кВА.

У мережах з відносно постійним навантаженням можливо компенсувати вищі гармоніки струму простішими пристроями, які називають симетрувальними.

Запитання

1. Опишіть вплив перетворювачів на параметри якості електроенергії мережі.
2. Опишіть рекомендації, яких необхідно дотримуватись під час проектування багатосекційних пасивних фільтрів.
3. Назвіть типи активних фільтрів вищих гармонік.
4. Опишіть принцип роботи активних фільтрів вищих гармонік паралельного типу.
5. Зазначте причину активного впровадження активних фільтрів протягом останнього часу.
6. Опишіть методику керування активним фільтром з використанням теорії миттєвої потужності.
7. Перерахуйте методи керування активними фільтрами.
8. Перерахуйте переваги використання гібридних фільтрів.

Лекція № 7. Симетрувальні пристрої трифазних систем електропостачання

Класифікація методів симетрування

У комплексі заходів, спрямованих на підвищення якості електричної енергії, суттєве значення має питання розповсюдження несиметрії напруг і струмів у трифазних мережах. Одним з найпростіших методів зменшення несиметрії напруг (струмів) є рівномірний розподіл однофазних навантажень між фазами. Однак на практиці це важкодосяжна задача. Тому доводиться застосовувати спеціальні методи і засоби симетрування трифазних систем. Одним з шляхів зменшення несиметрії напруг є збільшення площі перерізу провідників і потужності трансформаторів підстанцій. В чотирипровідникових мережах доцільно зменшувати опір нульового провідника. Однак ефективнішим методом є застосування спеціальних пристроїв, які дозволяють усунути струми нульової і зворотної послідовності. Вказані методи можна розділити на групи:

- методи з перетворенням параметрів електричної енергії;
- методи з циклічним під'єднанням однофазного навантаження до фаз мережі;
- методи фільтрації;
- компенсаційні методи, що компенсують струми і напруги зворотної і нульової послідовності.

У системах електропостачання частіше застосовують компенсаційні методи, оскільки вони мають кращі технічні показники: одночасно з несиметрією струмів, усувають вищі гармоніки, компенсують реактивну потужність. Синтез симетрувальних пристроїв (СП) здійснюють, виходячи із заданих умов підтримки у допустимих межах несиметрії напруг і струмів із забезпеченням заданого коефіцієнту потужності і мінімальної потужності елементів симетрувальних пристроїв. СП компенсаційного типу можуть бути регульованими і нерегульованими. Нерегульовані СП використовують, якщо споживана потужність змінюється у вузьких межах. Тому на практиці в переважній більшості використовують регульовані СП.

Метод симетричних складових

Для розрахунку рівня несиметрії напруг використовують спеціальні методи, найпоширенішим з яких є метод симетричних складових. Його використовують для опису довільної трифазної системи ЕРС, напруг чи сил струмів сумою трьох симетричних систем – прямої, зворотної і нульової послідовностей, рис. 7.1.

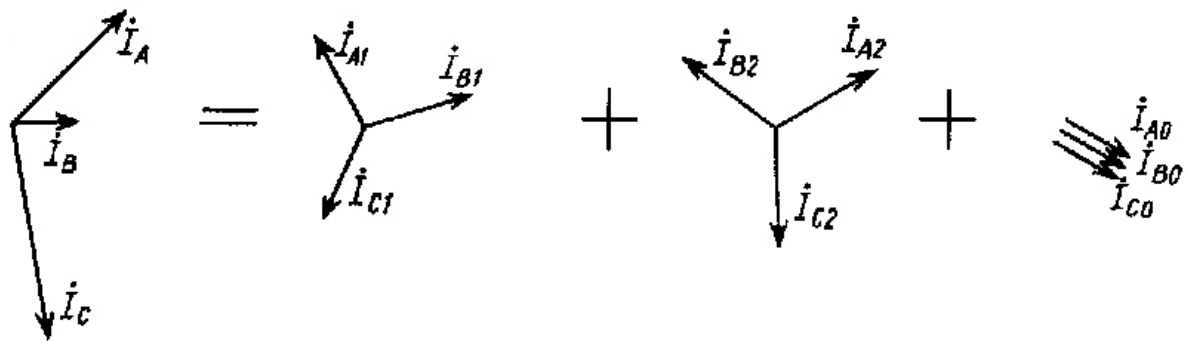


Рис. 7.1. Пряма, зворотна і нульова послідовності

На рисунку показано розклад трифазної системи струмів I_A , I_B , I_C на складові: пряму послідовність зі струмами I_{A1} , I_{B1} , I_{C1} , зворотну I_{A2} , I_{B2} , I_{C2} і нульову I_{A0} , I_{B0} , I_{C0} :

$$\begin{cases} \dot{I}_A = \dot{I}_{A1} + \dot{I}_{A2} + \dot{I}_{A0}; \\ \dot{I}_B = \dot{I}_{B1} + \dot{I}_{B2} + \dot{I}_{B0}; \\ \dot{I}_C = \dot{I}_{C1} + \dot{I}_{C2} + \dot{I}_{C0}. \end{cases} \quad (7.1)$$

Струми прямої послідовності I_{A1} , I_{B1} , I_{C1} мають фазові зсуви 120° і прямий порядок чергування фаз АВС. Зворотна послідовність I_{A2} , I_{B2} , I_{C2} має чергування фаз АСВ. Струми нульової послідовності мають однакову фазу. Амплітуди струмів кожної послідовності дорівнюють одна одній: $I_{A1} = I_{B1} = I_{C1}$, $I_{A2} = I_{B2} = I_{C2}$, $I_{A0} = I_{B0} = I_{C0}$.

Для запису окремих складових використовують скорочений запис з оператором повороту a – комплексного множника $a = e^{j2\pi/3} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$. Під час спрощення формул часто використовують такі співвідношення:

$$\begin{aligned} a^2 &= e^{j4\pi/3} = e^{-j2\pi/3} = a^{-1} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}; \\ a^3 &= e^{j2\pi} = 1; \\ a + a^2 + 1 &= 0. \end{aligned} \quad (7.2)$$

Застосування оператора a дозволяє записати такі співвідношення для прямої

$$\dot{I}_{B1} = a^2 \cdot \dot{I}_{A1}; \dot{I}_{C1} = a \cdot \dot{I}_{A1}, \quad (7.3)$$

зворотної

$$\dot{I}_{B2} = a \cdot \dot{I}_{A2}; \dot{I}_{C2} = a^2 \cdot \dot{I}_{A2}, \quad (7.4)$$

і нульової послідовностей

$$\dot{I}_{A0} = \dot{I}_{B0} = \dot{I}_{C0}. \quad (7.5)$$

Підстановкою співвідношень (7.3)-(7.5) у формулу (7.1) можливо розрахувати струми фаз у скалярній:

$$\begin{cases} \dot{I}_A = \dot{I}_{A1} + \dot{I}_{A2} + \dot{I}_{A0}; \\ \dot{I}_B = a^2 \cdot \dot{I}_{A1} + a \cdot \dot{I}_{A2} + \dot{I}_{A0}; \\ \dot{I}_C = a \cdot \dot{I}_{A1} + a^2 \cdot \dot{I}_{A2} + \dot{I}_{A0}, \end{cases} \quad (7.6)$$

або у матричній формі:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_{A1} \\ \dot{I}_{A2} \\ \dot{I}_{A0} \end{bmatrix}, \quad (7.7)$$

з якої симетричні складові фази A I_{A1} , I_{A2} , I_{A0} виражають через струми несиметричної системи:

$$\begin{cases} \dot{I}_{A1} = \left(\dot{I}_A + a \cdot \dot{I}_B + a^2 \cdot \dot{I}_C \right) / 3; \\ \dot{I}_{A2} = \left(\dot{I}_A + a^2 \cdot \dot{I}_B + a \cdot \dot{I}_C \right) / 3; \\ \dot{I}_{A0} = \left(\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C \right) / 3. \end{cases} \quad (7.8)$$

Аналогічні співвідношення справедливі для симетричних складових трифазних систем напруг і ЕРС. Розклад несиметричних систем дозволяє звести задачу розрахунку несиметричної трифазної мережі до аналізу сукупності трьох симетричних режимів складових прямої, зворотної, нульової послідовностей.

Проаналізуємо вплив прямої, зворотної і нульової складових на енергетичні процеси у мережі. У симетричній трифазній мережі з несиметричним навантаженням вектори напруг є симетричними, їх описують прямою послідовністю: $E_A = a^2 \cdot E_B = a \cdot E_C$, а струми несиметричні, аналітичний вираз яких є таким:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_{A1} e^{-j\varphi 1} \\ \dot{I}_{A2} e^{-j\varphi 2} \\ \dot{I}_{A0} e^{-j\varphi 0} \end{bmatrix}, \quad (7.9)$$

де φ – зсув фаз між напругою і струмом прямої, зворотної і нульової послідовностей. Миттєва активна потужність фаз дорівнює:

$$p_A = e_A \sin(\theta)(i_{A1} \sin(\theta - \varphi_1) + i_{A2} \sin(\theta - \varphi_2) + i_{A0} \sin(\theta - \varphi_0)); \quad (7.10)$$

$$p_B = e_A \sin(\theta - 2\pi/3)(i_{A1} \sin(\theta - \varphi_1 - 2\pi/3) + i_{A2} \sin(\theta - \varphi_2 - 4\pi/3) + i_{A0} \sin(\theta - \varphi_0)); \quad (7.11)$$

$$p_C = e_A \sin(\theta - 4\pi/3)(i_{A1} \sin(\theta - \varphi_1 - 4\pi/3) + i_{A2} \sin(\theta - \varphi_2 - 2\pi/3) + i_{A0} \sin(\theta - \varphi_0)); \quad (7.12)$$

Середнє значення активної потужності фаз залежить від кута зсуву між струмом і напругою:

$$P_A = E_A I_{A1} \cos(\varphi_1) + E_A I_{A2} \cos(\varphi_2) + E_A I_{A0} \cos(\varphi_0); \quad (7.13)$$

$$P_B = E_A I_{A1} \cos(\varphi_1) + E_A I_{A2} \cos(\varphi_2 + 2\pi/3) + E_A I_{A0} \cos(\varphi_0 - 2\pi/3); \quad (7.14)$$

$$P_C = E_A I_{A1} \cos(\varphi_1) + E_A I_{A2} \cos(\varphi_2 - 2\pi/3) + E_A I_{A0} \cos(\varphi_0 + 2\pi/3). \quad (7.15)$$

Активна потужність трифазної мережі P дорівнює сумі активних потужностей окремих фаз. Оскільки другий і третій доданки у формулах потужностей фаз (7.13) - (7.15) утворюють урівноважені вектори, потужність мережі P розраховують за формулою:

$$P = 3E_A I_{A1} \cos(\varphi_1). \quad (7.16)$$

Отже можна зробити висновок, що в несиметричній трифазній мережі з симетричною системою ЕРС активна потужність передається тільки активними складовими струмів прямої послідовності, які і є активними складовими струмів фаз.

Дослідимо вплив прямої, зворотної і нульової послідовності на пульсацію активної потужності. Представимо змінну складову миттєвої активної потужності сумою трьох складових, обумовлених прямою, зворотною і нульовою послідовністю:

$$\Delta p = p - P = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_0. \quad (7.17)$$

Пульсація Δp_1 , обумовлена прямою послідовністю для кожної фази дорівнює:

$$\Delta p_{1A}(\theta) = \sqrt{2} E_A \sin(\theta) \cdot \sqrt{2} I_{A1} \sin(\theta - \varphi_1) = E_A I_{A1} (\cos(\varphi_1) - \cos(2\theta - \varphi_1)); \quad (7.18)$$

$$\begin{aligned} \Delta p_{1B}(\theta) &= \sqrt{2} E_A \sin(\theta - 2\pi/3) \cdot \sqrt{2} I_{A1} \sin(\theta - \varphi_1 - 2\pi/3) = \\ &= E_A I_{A1} (\cos(\varphi_1) - \cos(2\theta + 2\pi/3 - \varphi_1)); \end{aligned} \quad (7.19)$$

$$\begin{aligned} \Delta p_{1C}(\theta) &= \sqrt{2} E_A \sin(\theta + 2\pi/3) \cdot \sqrt{2} I_{A1} \sin(\theta - \varphi_1 + 2\pi/3) = \\ &= E_A I_{A1} (\cos(\varphi_1) - \cos(2\theta - 2\pi/3 - \varphi_1)); \end{aligned} \quad (7.20)$$

Миттєва активна потужність прямої послідовності трифазної мережі p_1 дорівнює сумі потужностей прямих послідовностей фаз. Просумувавши формули (7.18) - (7.20), отримаємо:

$$p_1 = 3E_A I_{A1} \cos(\varphi_1). \quad (7.21)$$

Отже, активна потужність зумовлена прямою послідовністю струмів має постійне значення і не має пульсації $\Delta p_1 = 0$.

Пульсацію активної потужності, обумовлену зворотною послідовністю струмів розраховують таким чином:

$$\Delta p_{2A}(\theta) = \sqrt{2}E_A \sin(\theta) \sqrt{2}I_{A2} \sin(\theta - \varphi_2) = E_A I_{A2} (\cos(\varphi_2) - \cos(2\theta - \varphi_2)); \quad (7.22)$$

$$\begin{aligned} \Delta p_{2B}(\theta) &= \sqrt{2}E_A \sin(\theta - 2\pi/3) \cdot \sqrt{2}I_{A2} \sin(\theta - \varphi_2 + 2\pi/3) = \\ &= E_A I_{A2} (\cos(\varphi_2 + 2\pi/3) - \cos(2\theta - \varphi_2)); \end{aligned} \quad (7.23)$$

$$\begin{aligned} \Delta p_{2C}(\theta) &= \sqrt{2}E_A \sin(\theta + 2\pi/3) \cdot \sqrt{2}I_{A2} \sin(\theta - \varphi_1 - 2\pi/3) = \\ &= E_A I_{A2} (\cos(\varphi_2 - 2\pi/3) - \cos(2\theta - \varphi_2)). \end{aligned} \quad (7.24)$$

Миттєва активна потужність оберненої послідовності p_2 дорівнює:

$$p_2(\theta) = -3E_A I_{A2} \cos(2\theta - \varphi_1), \quad (7.25)$$

і обумовлює пульсацію потужності з подвійною частотою мережі.

Миттєву потужність нульової послідовності фаз розраховують за формулою:

$$\Delta p_{0A}(\theta) = \sqrt{2}E_A \sin(\theta) \sqrt{2}I_{A2} \sin(\theta - \varphi_0) = E_A I_{A2} (\cos(\varphi_0) - \cos(2\theta - \varphi_0)); \quad (7.26)$$

$$\begin{aligned} \Delta p_{2B}(\theta) &= \sqrt{2}E_A \sin(\theta - 2\pi/3) \cdot \sqrt{2}I_{A0} \sin(\theta - \varphi_0) = \\ &= E_A I_{A2} (\cos(\varphi_0 - 2\pi/3) - \cos(2\theta - \varphi_0 - 2\pi/3)); \end{aligned} \quad (7.27)$$

$$\begin{aligned} \Delta p_{2C}(\theta) &= \sqrt{2}E_A \sin(\theta + 2\pi/3) \cdot \sqrt{2}I_{A0} \sin(\theta - \varphi_0) = \\ &= E_A I_{A0} (\cos(\varphi_0 + 2\pi/3) - \cos(2\theta - \varphi_2 + 2\pi/3)). \end{aligned} \quad (7.28)$$

З аналізу формул (7.26) - (7.28) можна зробити висновок, що система векторів потужності нульової послідовності утворює врівноважену систему векторів, тому $p_0 = 0$.

Таким чином, активна потужність передається активними складовими прямої послідовності, обернена послідовність струмів визначає пульсацію активної потужності трифазної системи, а нульова послідовність не впливає на передавання активної потужності.

Симетрування трифазної мережі

На рис. 7.2 показано трифазну систему електропостачання, до якої підключене несиметричне навантаження з СП. Для цього випадку справедливі такі відношення:

$$\dot{U}_A = U; \dot{U}_B = a^2 \cdot U; \dot{U}_C = a \cdot U. \quad (7.29)$$

За несиметричного навантаження лінійні струми I_A, I_B, I_C утворюють несиметричну систему. Формули їх розрахунку через провідності СП і фазні напруги генератора є такі:

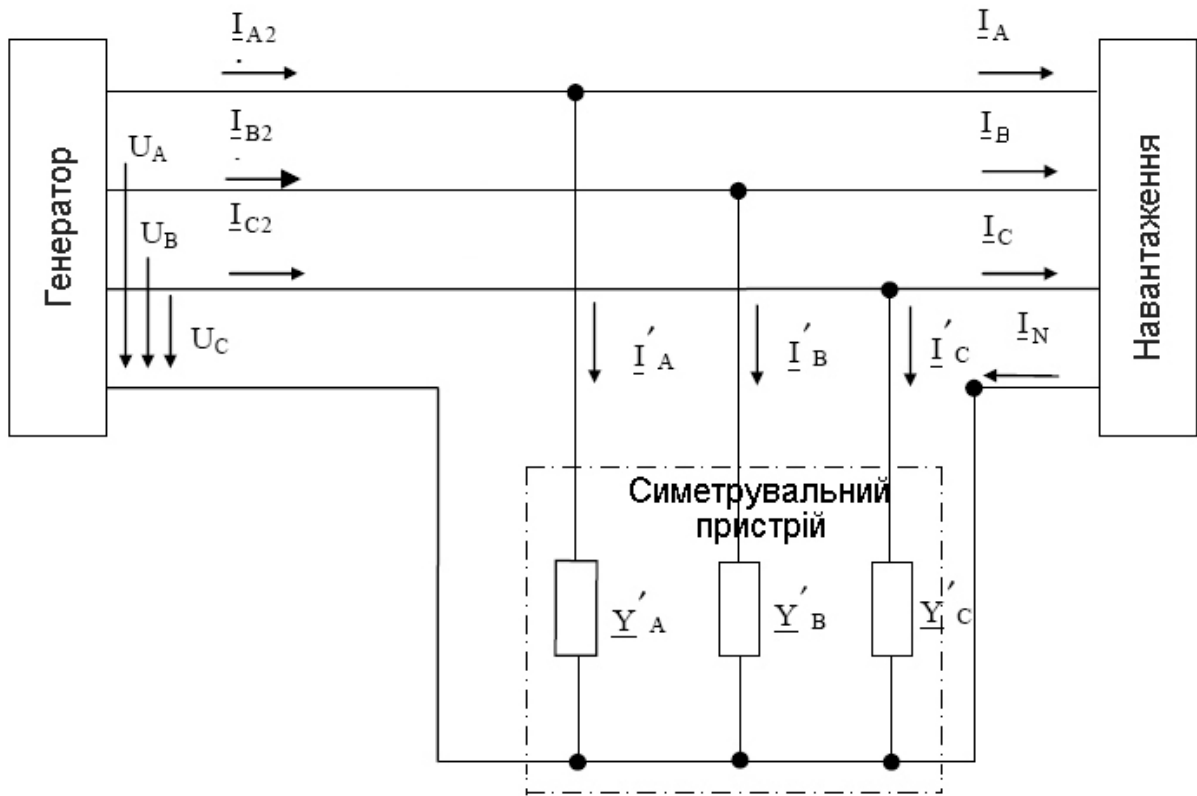


Рис. 7.2. Схема СП для компенсації струмів нульової послідовності

$$\begin{cases} \dot{I}'_A = \dot{U}_A \cdot Y'_A = U \cdot Y'_A; \\ \dot{I}'_B = \dot{U}_B \cdot Y'_B = a^2 \cdot U \cdot Y'_B; \\ \dot{I}'_C = \dot{U}_C \cdot Y'_C = a \cdot U \cdot Y'_C. \end{cases} \quad (7.30)$$

Тоді симетричні складові фазних струмів СП дорівнюють:

$$\begin{cases} \dot{I}'_{A1} = \left(\dot{I}'_A + a \cdot \dot{I}'_B + a^2 \cdot \dot{I}'_C \right) / 3 = U \left(Y'_A + Y'_B + Y'_C \right) / 3; \\ \dot{I}'_{A2} = \left(\dot{I}'_A + a^2 \cdot \dot{I}'_B + a \cdot \dot{I}'_C \right) / 3 = U \left(Y'_A + a \cdot Y'_B + a^2 \cdot Y'_C \right) / 3; \\ \dot{I}'_{A0} = \left(\dot{I}'_A + \dot{I}'_B + \dot{I}'_C \right) / 3 = U \left(Y'_A + a^2 \cdot Y'_B + a \cdot Y'_C \right) / 3. \end{cases} \quad (7.31)$$

У зазначених формулах вводять такі позначення:

$$\begin{cases} Y_1' = (Y_A' + a \cdot Y_B' + a^2 \cdot Y_C') / 3; \\ Y_2' = (Y_A' + a^2 \cdot Y_B' + a \cdot Y_C') / 3; \\ Y_0' = (Y_A' + Y_B' + Y_C') / 3. \end{cases} \quad (7.32)$$

З врахуванням позначень система (7.31) має такий вид:

$$\begin{cases} \bullet \\ I'_{A1} = UY_0'; \\ \bullet \\ I'_{A2} = UY_1'; \\ \bullet \\ I'_{A0} = UY_2'. \end{cases} \quad (7.33)$$

Для компенсації струму нульової послідовності навантаження I_{A0} , струм нульової послідовності СП I'_{A0} повинен мати ту ж амплітуду і протилежний напрямок:

$$\bullet \quad \bullet \\ I_{A0} = -I'_{A0} = -UY_2', \quad (7.34)$$

звідки

$$Y_2' = -\frac{U}{\bullet I_{A0}}. \quad (7.35)$$

Рівняння (7.35) визначає параметри СП для компенсації струмів нульової послідовності. Як правило до структури СП входять реактивні елементи. Тому провідності його фаз мають реактивні значення:

$$Y_A' = -jb_A; Y_B' = -jb_B; Y_C' = -jb_C. \quad (7.36)$$

Для знаходження взаємозв'язку між провідностями Y_1' , Y_2' , Y_0' використовують комплексно спряжені значення:

$$\begin{matrix} * & * & * \\ Y_A' = -Y_A'; Y_B' = -Y_B'; Y_C' = -Y_C', \end{matrix} \quad (7.37)$$

і спряжений оператор повороту:

$$\begin{matrix} * & * \\ a = a^2; a^2 = a. \end{matrix} \quad (7.38)$$

З врахуванням наведених співвідношень симетричні складові спряжених комплексних провідностей СП дорівнюють:

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_1 = \left(\begin{array}{ccc} *' & * & *' \\ Y_A + a \cdot Y_B + a^2 \cdot Y_C \end{array} \right) / 3 = \left(-Y_A' - a^2 \cdot Y_B' - a \cdot Y_C' \right) / 3 = -Y_2'; \\ Y_2 = \left(\begin{array}{ccc} *' & * & *' \\ Y_A + a^2 \cdot Y_B + a \cdot Y_C \end{array} \right) / 3 = \left(-Y_A' - a \cdot Y_B' - a^2 \cdot Y_C' \right) / 3 = -Y_1'; \\ Y_2 = \left(\begin{array}{ccc} *' & *' & *' \\ Y_A + Y_B + Y_C \end{array} \right) / 3 = \left(-Y_A' - Y_B' - Y_C' \right) / 3 = -Y_0'. \end{array} \right. \quad (7.39)$$

З аналізу формули (7.39) можна зробити висновок, що провідність Y_0' не залежить від провідності Y_2' і відповідно від складової нульової послідовності струму навантаження I_0' . Тому провідність Y_0' обирають довільно, наприклад $Y_0' = Y_0$. У той же час провідність Y_1' залежить від провідності Y_2' і дорівнює

$Y_1' = -Y_2'$. Таким чином з врахуванням формули (7.35) співвідношення для симетричних складових СП мають такий вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_1' = \frac{I_{A0}'}{U}; \\ Y_2' = \frac{I_{A0}'}{U}; \\ Y_0' = Y_0. \end{array} \right. \quad (7.40)$$

Систему рівнянь (7.40) використовують для розрахунку провідностей Y_A' , Y_B' , Y_C' :

$$Y_A' = Y_0' + Y_1' + Y_2' = -\frac{I_{0A} - I_{0A}'}{U} + Y_0; \quad (7.41)$$

$$Y_B' = Y_0' + a^2 \cdot Y_1' + a \cdot Y_2' = -\frac{a(I_{0A} - I_{0A}')}{U} + Y_0; \quad (7.42)$$

$$Y_C' = Y_0' + a \cdot Y_1' + a^2 \cdot Y_2' = \frac{a^2(I_{0A} - I_{0A}')}{U} + Y_0. \quad (7.43)$$

Для компенсації струмів зворотної послідовності СП підключають за трипровідниковою схемою, рис. 7.3.

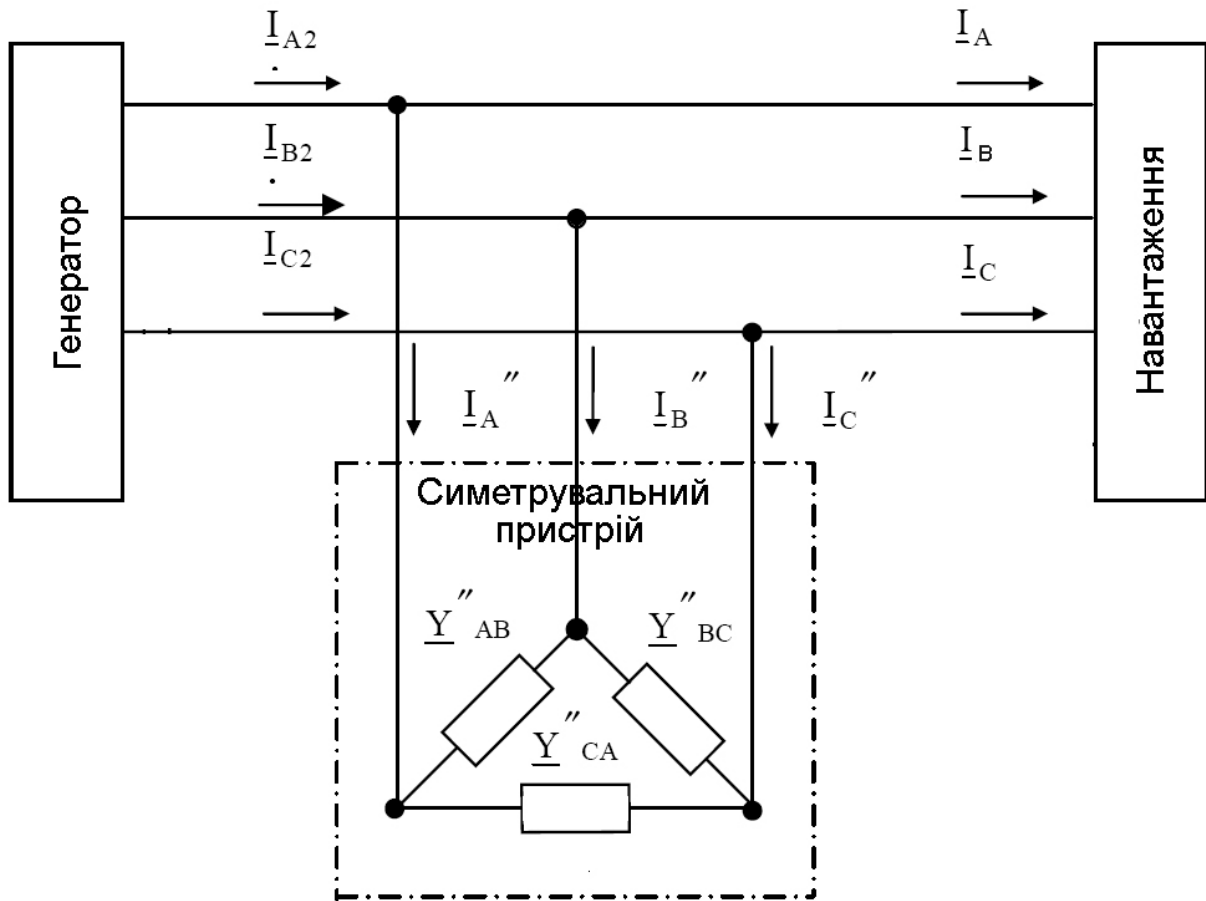


Рис. 7.3. Схема СП для компенсації струмів зворотної послідовності

Формули для розрахунку провідностей СП виводять аналогічно попередньому випадку:

$$Y_{BC}^{//} = \frac{\dot{I}_{2A} - I_{2A}^* + I_{0A} - I_{0A}^*}{3U} + Y_0^{//}; \quad (7.44)$$

$$Y_{CA}^{//} = \frac{a^2(\dot{I}_{2A} + I_{0A}^*) + a(I_{2A} + I_{0A}^*)}{3U} + Y_0^{//}; \quad (7.45)$$

$$Y_{AB}^{//} = \frac{a(I_{2A} + I_{0A}^*) - a^2(\dot{I}_{2A} + I_{0A}^*)}{3U} + Y_0^{//}. \quad (7.46)$$

Оскільки до складу СП, параметри яких розраховують за формулами (7.41) - (7.46), входять реактивні елементи, їх під'єднання змінює коефіцієнт потужності. Тому вибір провідностей Y_0' , $Y_0^{//}$ дозволяє отримати необхідний коефіцієнт потужності. Для повної компенсації реактивної потужності співвідношення між заданими провідностями є таким:

$$Y_0^{//} = -\frac{(\dot{I}_1 - I_1^*)}{6U} - \frac{Y_0'}{3}. \quad (7.47)$$

Підстановкою значення провідності $Y_0^{//}$ до формул (7.44) - (7.46), отримаємо:

$$Y_{BC}^{//} = \frac{\overset{\bullet}{I}_{2A} - \overset{*}{I}_{2A} + \overset{*}{I}_{0A} - \overset{\bullet}{I}_{0A}}{3U} - \frac{(\overset{\bullet}{I}_1 - \overset{*}{I}_1)}{6U} - \frac{\overset{\bullet}{Y}_0'}{3}; \quad (7.48)$$

$$Y_{CA}^{//} = \frac{a^2(\overset{\bullet}{I}_{2A} + \overset{*}{I}_{0A}) + a(\overset{*}{I}_{2A} + \overset{\bullet}{I}_{0A})}{3U} - \frac{(\overset{\bullet}{I}_1 - \overset{*}{I}_1)}{6U} - \frac{\overset{\bullet}{Y}_0'}{3}; \quad (7.49)$$

$$Y_{AB}^{//} = \frac{a(\overset{\bullet}{I}_{2A} + \overset{*}{I}_{0A}) - a^2(\overset{*}{I}_{2A} + \overset{\bullet}{I}_{0A})}{3U} - \frac{(\overset{\bullet}{I}_1 - \overset{*}{I}_1)}{6U} - \frac{\overset{\bullet}{Y}_0'}{3}. \quad (7.50)$$

За умови відсутності нульового провідника $I_0 = 0$, компенсація струмів нульової послідовності непотрібна, тому $Y_A' = Y_B' = Y_C' = 0$. Тоді формули для розрахунку параметрів СП зворотної послідовності спростяться.

$$Y_{BC}^{//} = \frac{\overset{\bullet}{I}_{2A} - \overset{*}{I}_{2A}}{3U} - \frac{(\overset{\bullet}{I}_1 - \overset{*}{I}_1)}{6U}; \quad (7.51)$$

$$Y_{CA}^{//} = \frac{a^2 \cdot \overset{\bullet}{I}_{2A} + a \cdot \overset{*}{I}_{2A}}{3U} - \frac{(\overset{\bullet}{I}_1 - \overset{*}{I}_1)}{6U}; \quad (7.52)$$

$$Y_{AB}^{//} = \frac{a \cdot \overset{\bullet}{I}_{2A} - a^2 \cdot \overset{*}{I}_{2A}}{3U} - \frac{(\overset{\bullet}{I}_1 - \overset{*}{I}_1)}{6U}. \quad (7.53)$$

З аналізу матеріалів лекцій 4-7 зрозуміло, що для усунення негативного впливу на мережу змінного струму нелінійний споживачів і компенсації реактивної потужності необхідно встановлювати додаткове устаткування – компенсатори реактивної потужності, активні фільтри, симетрувальні пристрої. Перевагою електропередач постійного струму є зменшення обсягу додаткового устаткування, необхідного для функціонування мережі, тому за певних обставин використання передач постійного струму є цілком виправданим.

Запитання

1. Назвіть методи симетрування трифазних мереж.
2. Опишіть основні теоретичні положення методу симетричних складових.
3. Наведіть значення фазового зсуву між векторами трифазної системи нульової послідовності.
4. Назвіть черговість векторів трифазної системи зворотної послідовності.
5. Зазначте які складові потужності передають пряма, зворотна і нульова послідовності.
6. Назвіть складову, яку в першу чергу необхідно компенсувати у трифазних мережах з нульовим провідником.
7. Назвіть складову, яку в першу чергу необхідно компенсувати у трифазних мережах без нульового провідника.
8. Назвіть тип під'єднання навантажень симетрувального пристрою у трифазних мережах без нульового провідника.

Лекція № 8. Системи електропостачання постійного струму. Досвід і технічні особливості використання

Основні терміни і визначення

Вставка постійного струму – перетворювальна станція, яка створює несинхронний зв'язок між двома або більше енергосистемами змінного струму без лінії електропередач.

Біполярна лінія електропередач – лінія електропередач постійного струму, в якій інверторна і випрямна перетворювальні підстанції сполучені двополюсною лінією. Конструктивно – це лінія з двома провідниками або кабелями, які виконують функцію полюсів.

Передумови використання систем електропостачання постійного струму

Як відомо, на сьогоднішній день для генерування електричної енергії, її транспортування, розподілення використовують змінний струм, що обумовлено простотою трансформації напруги змінного струму трансформаторами. Однак з енергетичної точки зору для генерування і транспортування доцільніше використовувати енергію постійного струму. За умови передавання електроенергії змінним струмом параметри лінії електропередач (питома індуктивність і ємність лінії, довжина лінії) визначають максимальну енергію, яку передають нею. Так зі збільшенням довжини повітряної лінії, зростає її індуктивний опір ωL , який визначає максимально можливу потужність лінії S_{max} (без врахування ємності лінії):

$$S_{max} = U_m^2 / \omega L, \quad (8.1)$$

тому зі збільшенням довжини лінії зменшується її максимальна потужність. Ємність повітряної лінії практично не впливає на процес транспортування енергії лінією, але створює, так звану, зарядну потужність лінії, що збільшує діюче значення силу струму лінії, спричинює нагрівання провідників і зменшує ККД. Крім того зарядний струм призводить до небажаного збільшення напруги у проміжних точках лінії та інших негативних явищ. Для усунення вказаних явищ вздовж лінії необхідно встановлювати компенсуювальні пристрої, що збільшує вартість лінії.

За умови роботи лінії електропередач на постійному струмі реактивні параметри лінії не впливають на процес передавання енергії і не спричинюють додаткових втрат. У кабельних лініях передавання електроенергії постійним струмом має такі ж переваги. Тут лише треба зазначити, що кабельні лінії змінного струму мають невелику довжину, яка, як правило не перевищує 20 км, що пов'язано з великою ємністю кабельних ліній. Кабельні лінії постійного струму дозволяють збільшити їх довжину до сотень кілометрів.

Системи електропостачання постійного струму також доцільно використовувати як міжсистемну ланку двох або більше енергосистем змінного струму з різними параметрами. Наприклад, систем електропостачання змінного струму 50 і 60 Гц. Тоді системи можуть працювати незалежно, але за необхідності обмінюватись енергією. Додатковою перевагою такого підходу є те, що аварійні стани в одній з систем не поширюватимуться на іншу.

На сьогодні системи електропостачання постійного струму поділяють на дві групи. До першої відносять передачі постійного струму (ППС), якими

електроенергію передають на певну відстань. Невід'ємною складовою цих систем є повітряна або кабельна лінія. До другої групи відносять вставки постійного струму (ВПС), в яких лінія електропередач відсутня. ВПС розташовано безпосередньо на підстанції, до якої під'єднано лінії електропередач змінного струму зв'язаних систем.

Порівняння характеристик з системами змінного струму

Вартість транспортування електроенергії

Вартість транспортування електроенергії складається з капітальних витрат на опори ліній електропередач, провідники, ізолятори, обладнання підстанцій, а також експлуатаційних витрат. Якщо прийняти однакові вимоги до ізоляції, які залежать від діючого значення напруги повітряної лінії (ПЛ) постійного і змінного струму, то пропускна здатність ПЛ постійного струму така ж як у ПЛ змінного струму за умови, що площа перетину провідників обох ліній однакова. Однак опора ПЛ постійного струму має меншу вартість, менше число провідників, вартість ізоляції і для неї необхідна санітарна зона меншої ширини.

Найпростіша ПЛ постійного струму має тільки два провідники, розрахованих на таке ж значення струму, що і для трьох провідників ПЛ змінного струму, втрати потужності також складають дві третини від втрат в еквівалентній ПЛ змінного струму. Відсутність витіснення змінного струму на поверхню провідника (скін-ефект) під час передавання потужності ПЛ постійного струму істотно зменшує втрати потужності, а під час передавання потужності кабельною лінією постійного струму значно менше діелектричні втрати. У ПЛ постійного струму також значно менші втрати на коронний розряд, ніж у ПЛ змінного струму. Інші чинники, які впливають на вартість лінії – вартість компенсувальних пристроїв і устаткування підстанцій. Тому вартість лінії постійного струму на 15-20 % менша, ніж лінії змінного струму такої ж потужності і довжини. Однак вартість обладнання підстанцій ліній постійного струму більше ніж ліній змінного струму, внаслідок використання напівпровідникових перетворювачів електроенергії і фільтрів.

Порівняння вартості електропередачі змінного і постійного струму залежно від довжини лінії наведено на рис. 1. З графіка рис. 8.1 видно, що електропередача постійного струму дешевше від електропередачі змінного струму, починаючи з певної довжини лінії, що є у межах 400-700 км для повітряних ліній залежно від питомої вартості електропередачі на одиницю довжини лінії. Для кабельних ліній ця довжина є у межах 25-50 км.

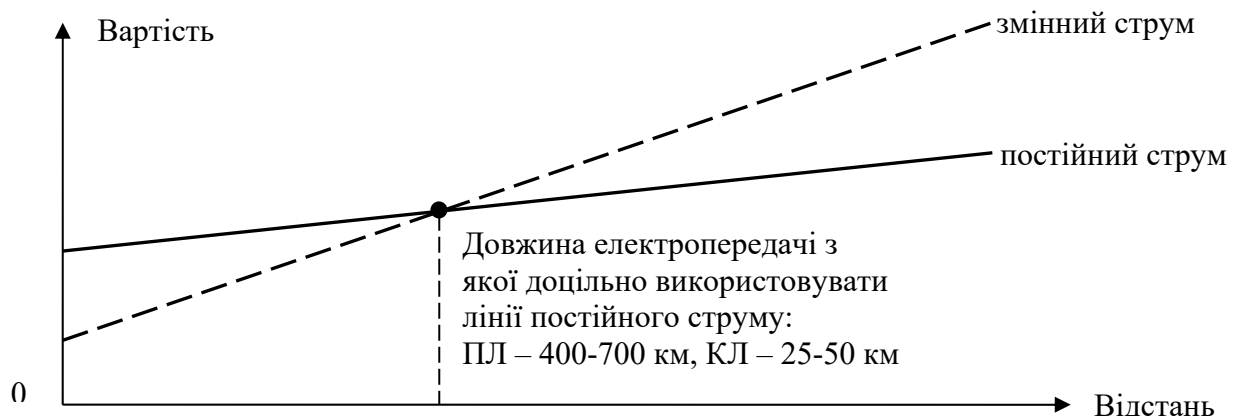


Рис. 8.1. Графік вартості ліній постійного і змінного струму залежно від їх довжини

Технічні характеристики електропередач постійного і змінного струму

Менша інерційність регулювання ППС дозволяє краще контролювати процес транспортування енергії, покращувати перехідні процеси і динамічну стійкість у зв'язаних енергосистемах і обмежувати струми короткого замикання у лінії ППС.

Межа статичної стійкості

Транспортована потужність лінією змінного струму залежить від кута зсуву між векторами напруги на шинах передавального і приймального кінців лінії. Для заданого значення переданої потужності цей кут збільшується з ростом довжини лінії. Верхню межу транспортованої енергії визначають статичною та динамічною стійкістю. Пропускна здатність лінії змінного струму обернено пропорційна довжині передачі, а пропускна здатність лінії постійного струму не залежить від довжини лінії.

Регулювання напруги

Регулювання напруги ліній змінного струму ускладнено впливом зарядної потужності лінії і падіння напруги вздовж лінії. Напруга на лінії змінного струму відносно мало змінюється вздовж лінії тільки за умови передавання активної потужності. Тому для підтримання постійної напруги на кінцях лінії необхідно регулювати реактивну потужність лінії під час зміни характеру навантаження. Значення реактивної потужності, необхідної для регулювання, зростає разом з довжиною лінії. Хоча перетворювальні підстанції ППС споживають реактивну потужність під час зміни переданої потужності лінією, сама лінія не споживає реактивну потужність. Зарядна потужність кабелів змінного струму викликає серйозні проблеми і зменшує довжину кабельної лінії змінного струму до 50 км.

Компенсація лінії

Компенсацію параметрів лінії передачі змінного струму застосовують для вирішення проблем зарядної потужності лінії і підвищення стійкості. Збільшення пропускної здатності і підтримки напруги лінії можливе за умови використання шунтувальних реакторів, поздовжньої компенсації, статичних компенсаторів СТАТКОМ. Для ліній постійного струму компенсація не потрібна.

Проблеми міжсистемних передач змінного струму

ПЛ змінного струму, що з'єднує дві енергосистеми, вимагає координації роботи регуляторів збудження генераторів обох енергосистем. Але навіть за умови координації регуляторів енергосистем, паралельна робота міжсистемної передачі змінного струму може бути ускладнена внаслідок:

1. Великих коливань потужності, які можуть призводити до частих від'єднань лінії.
2. Збільшення потужності короткого замикання в об'єднаній енергосистемі.
3. Передавання аварійних збурень з однієї енергосистеми в іншу.

Хороша керованість і малий час регулювання ППС усувають перераховані вище проблеми. Більш того несинхронний зв'язок між енергосистемами можливий тільки за умови застосування ППС.

Недоліки ППС

1. Велика вартість перетворювального устаткування.
2. Неможливість застосування трансформаторів для регулювання напруги.
3. Генерування вищих гармонік струму.
4. Необхідність компенсації споживаної реактивної потужності.
5. Складність системи регулювання.

Протягом останніх років техніка ППС удосконалилася, що дозволило подолати багато з перерахованих недоліків, за винятком п. 2.

Нові досягнення у сфері ППС

1. Вдосконалення технології виготовлення напівпровідникових вентилів і ключів.
2. Підвищення числа фаз перетворювачів до 12 і вище.
3. Застосування штучної комутації вентиляльних елементів.
4. Застосування цифрових систем керування перетворювачами.

Деякі з перерахованих досягнень дозволили збільшити надійність і знизити вартість перетворювальних пристроїв ППС.

Використання об'єктів постійного струму в сучасній електроенергетиці

Перша ППС була збудована в 1954 р. між Швецією і островом Готланд. До 2000 р. у світі експлуатувалось 52 ППС і ВПС загальною потужністю 25 000 МВт. В Європі на сьогоднішній час побудовано 24 ППС і ВПС загальною потужністю 12 500 МВт. У європейських країнах найчастіше використовують кабельні ППС для електрифікації острівних ділянок суходолу. ВПС використовують для об'єднання енергосистем сусідніх країн. Найбільшими з них є:

- ППС між Англією і Францією через протоку Ла-Манш, що об'єднує енергосистеми країн. Потужність вказаної ППС складає 2000 МВт;
- зв'язок між Данією і Норвегією через протоку Скагеррак, де прокладено три лінії кабельної ППС загальною потужністю 1040 МВт;
- кабельна двопровідна ППС між Данією і Швецією (670 МВт);
- ППС між Фінляндією і Швецією через Ботнічну затоку (500 МВт);
- ВПС у м. Выборг між Росією і Фінляндією (1400 МВт);
- повітряно-кабельна ППС Італія-Корсика-Сардинія (500 МВт).

З часом зв'язки на постійному струмі між державними електроенергетичними системами Європи будуть посилюватись.

У Північній Америці діє ряд потужних ППС і ВПС. Одна з них – двопровідна ППС Нельсон Рівер – Вінніпег (Канада) потужністю 3600 МВт і довжиною 930 км. На західному узбережжі Канади споруджена кабельна ППС на острові Ванкувер потужністю 680 МВт, у східній частині країни є дві ВПС, які виконують роль несинхронного зв'язку з енергосистемами північної частини США. Одна з них ВПС Іл Рівер (320 МВт), друга – ВПС Шатегей (1000 МВт). Крім того, на початку 1990-х років почала працювати багатопідстанційна ППС довжиною 1500 км від ГЕС на р. Ла-Гранд до м. Вінніпег потужністю 2200 МВт.

У США збудовано більше десяти ППС і ВПС. Найбільші з них – Тихоокеанська ППС (3100 МВт, 1362 км), Інтермаунтін (1600 МВт, 788 км), Сквер Бьют (500 МВт, 730 км).

Позитивний досвід США у створенні міжсистемних несинхронних зв'язків з ВПС використовують в інших країнах, які мають велику площу. Особливий інтерес має план розвитку енергосистеми Індії, згідно з яким передбачено розподілення енергосистеми країни на декілька частин, які працюють несинхронно і зв'язані між собою ВПС і ППС. Схожий підхід заплановано впровадити у Китаї.

Декілька потужних ППС є в Африці і Азії. В Африці побудовані дві ППС: одна – від ГЕС Кабора Баса (Мозамбик) в ЮАР (1920 МВт, 1400 км), інша – Інга-Шаба (Заїр, 1120 МВт, 1700 км).

Як уже згадувалось, ППС і ВПС можна використовувати для зв'язку систем з різною номінальною частотою. Альтернативи постійному струму в цій галузі немає. Такі ППС і ВПС працюють в Японії і Південній Америці, де функціонують енергосистеми з різними частотами змінної мережі.

В Японії межа між системами, які працюють на різних частотах, проходить по острову Хонсю. У північній частині острова енергосистема працює на частоті 50 Гц, у південній – на частоті 60 Гц. Зв'язок між системами здійснюють трьома ВПС загальною потужністю 1200 МВт. Крім того, у південній частині острова між двома системами, які працюють на одній частоті є ВПС, яку використовують для регулювання міжсистемних перетоків енергії. В Японії функціонують кабельні ППС. Одна з них є несинхронним зв'язком між енергосистемами островів Хокайдо і Хонсю, іншу використовують для під'єднання до енергосистеми електростанції, яка розміщена на острові.

У Бразилії збудована найпотужніша ППС Ітайпу, призначена для транспортування енергії від ГЕС Ітайпу на річці Парана до м. Сан-Пауло. Цю ППС складено з двох ліній потужністю 3150 МВт і довжиною 800 км. Крім того енергосистема Бразилії (60 Гц) з'єднана з енергосистемами Парагваю і Аргентини (50 Гц) трьома ВПС сумарною потужністю 1100 МВт.

У Новій Зеландії і Австралії також збудовано декілька ППС і ВПС. У Новій Зеландії ППС об'єднує енергосистеми м. Вашингтон, підтримує у ній постійну частоту і демпфує коливання напруги у мережі.

В Україні діє ППС в Луганській області і декілька ВПС, що з'єднують енергосистему України з іншими державами для можливості безперешкодного експорту електроенергії за кордон.

З урахуванням викладеного можна зробити висновок, що об'єкти постійного струму достатньо широко використовують у світовій енергетиці.

Принципи побудови електропередач постійного струму

Обмеженість застосування електропередач постійного струму пов'язана, у першу чергу, з технічними труднощами створення ефективних недорогих високовольтних пристроїв для перетворення змінного струму в постійний (на початку лінії) і постійного струму в змінний (у кінці лінії). Їх застосування визначено надійністю роботи та специфічними технічними характеристиками. У перших перетворювачах ліній електропередач постійного струму, починаючи

з 1954 року, використовувались випрямлячі на ртутних вентилях. Перша лінія з високовольтними тиристорними вентилями побудована у Канаді в 1972 р. Починаючи з 2000 року активно впроваджують перетворювачі на повністю керованих тиристорах IGCT і IGBT-транзисторах. З удосконаленням технології виробництва керованих вентилів і методів керування перетворювачів збільшувалась номінальна напруга ліній електропередач постійного струму, зменшувались втрати енергії і покращувались параметри якості електроенергії.

Структурні схеми ППС і ВПС показано на рис. 8.2.

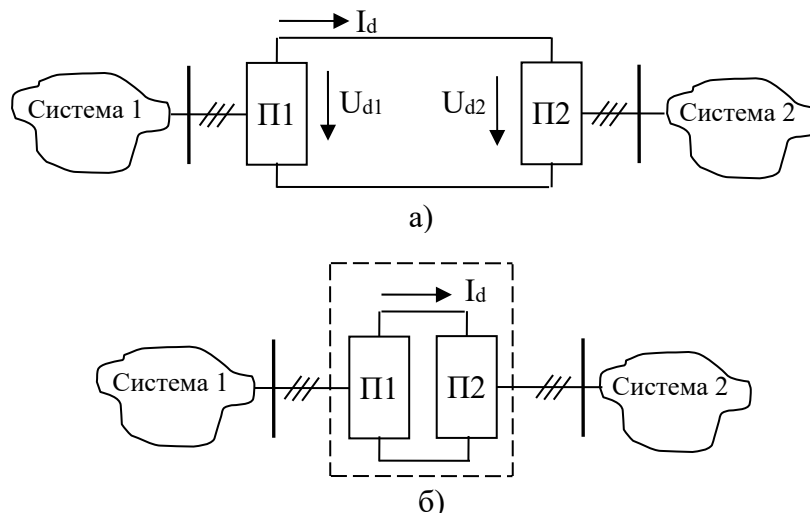


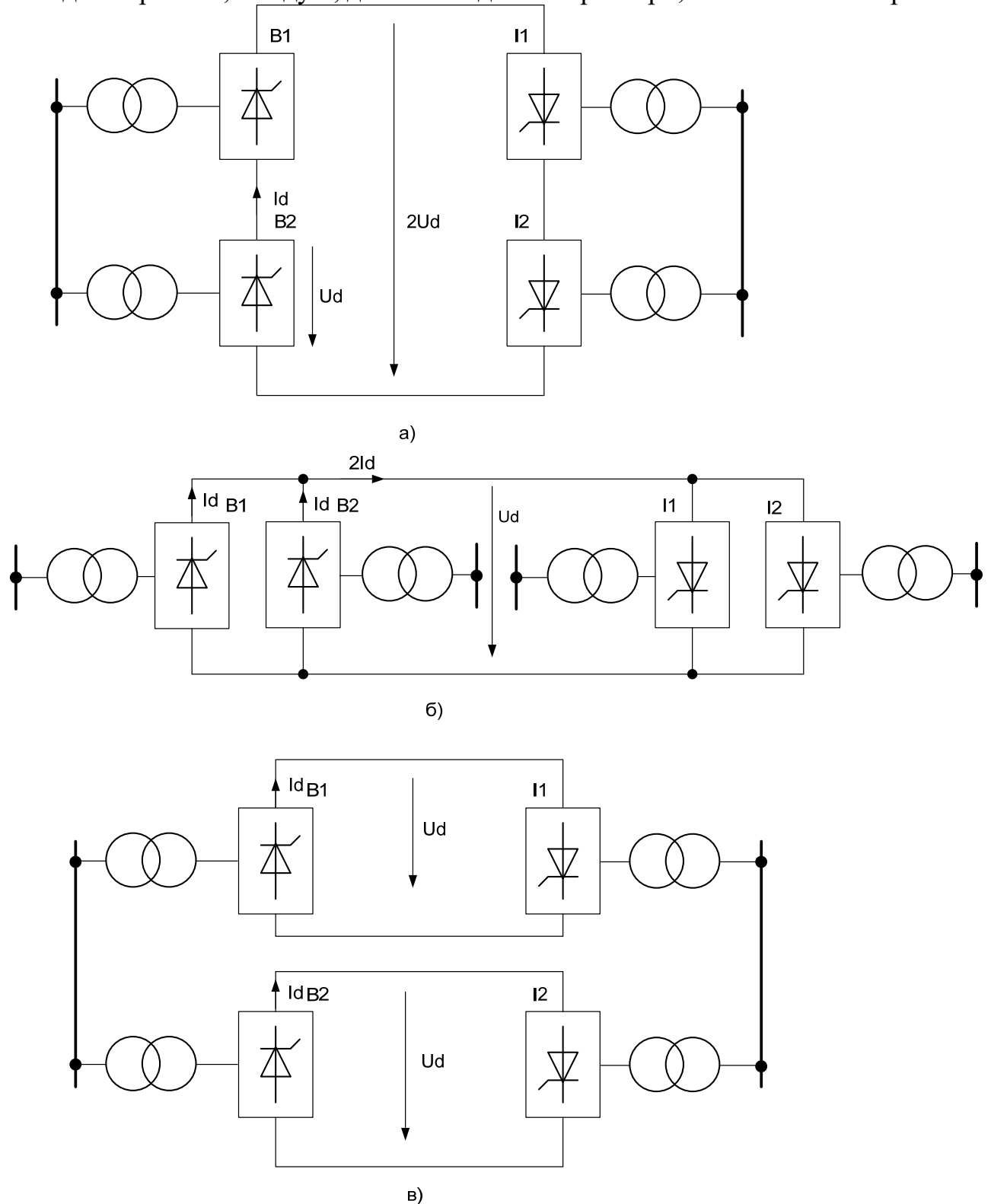
Рис. 8.2. Структурні схеми ППС (а) і ВПС (б)

У ППС постійну форму струму використовують для транспортування електроенергії з системи 1 до системи 2 і/або у зворотному напрямі. Якщо енергію передають лише з системи 1 до системи 2, перетворювач П1 перетворює енергію змінного струму в енергію постійного струму (випрямляч), перетворювач П2 перетворює енергію постійного струму в енергію змінного струму (інвертор). Якщо енергія може передаватись у зворотному напрямі перетворювачі П1 і П2 є реверсивними і виконують обидві функції. ВПС виконує функцію перетворення параметрів енергії без транспортування енергії, що дозволяє функціонувати системам 1 і 2 незалежно одна від одної, але водночас обмінюватись енергією між собою.

Методи під'єднання перетворювачів до електропередач

Обсяг енергії у лініях електропередач постійного струму, як правило, обчислюють сотнями мегават – одиницями гігават, напругу – десятками, сотнями кіловольт. Разом з тим номінали робочих струмів і напруг тиристорів не перевищують 10 кА і 10 кВ, IGBT транзисторів – 500 А, 5 кВ. Тому для перетворення енергії з такими параметрами часто використовують багатосекційні перетворювачі. Як правило, для ППС модулі перетворювачів вмикають послідовно для збільшення напруги лінії і, відповідно, для зменшення втрат під час транспортування, як показано на рис. 8.3 а. Ланцюг послідовно ввімкнених тиристорів повинен бути забезпечений пристроями для рівномірного розподілу напруги між ними, охолодження, каналами подачі імпульсів керування на кожен тиристор. Велику складність має процес передавання керувальних імпульсів, які повинні подаватися з досить високою точністю за часом на

потенціал вентиля відносно потенціалу землі. Зараз для цієї мети використовують оптоволоконну оптику. За необхідності перетворювальний блок виводять з роботи, і модулі, де є пошкоджені тиристори, замінюють на справні.

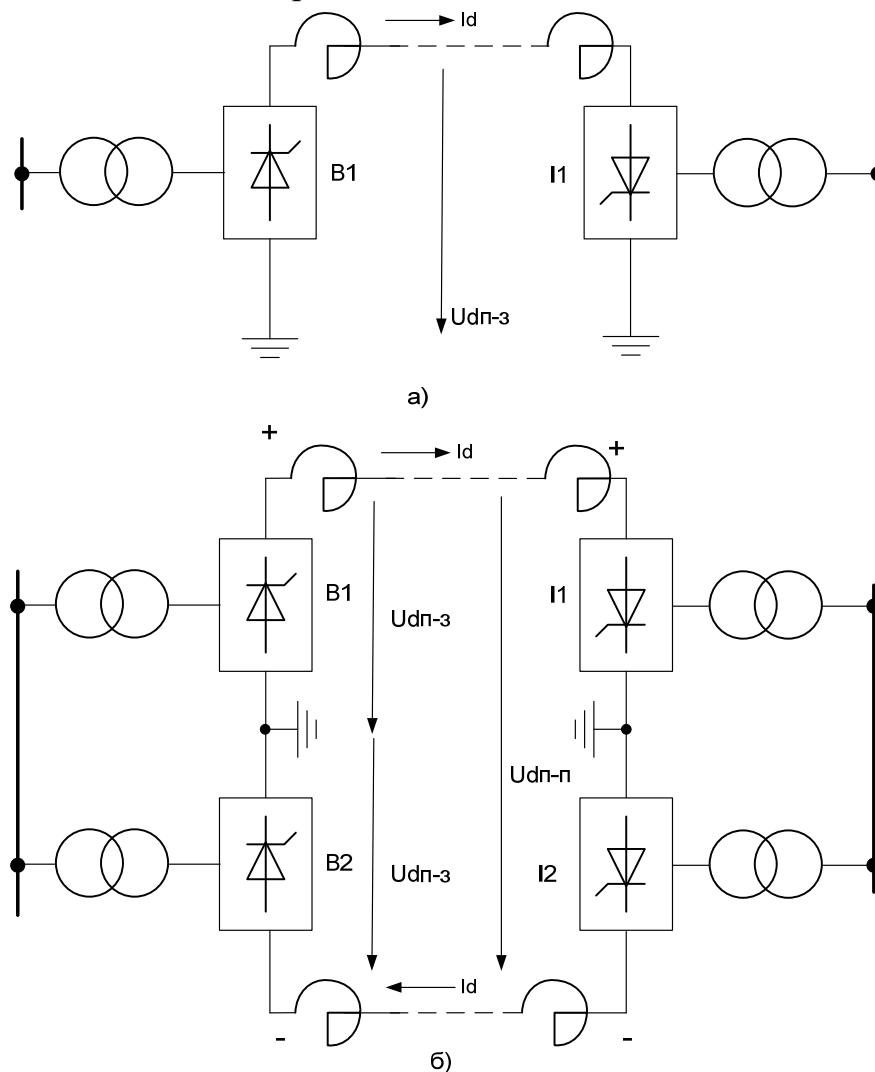


а) збільшення напруги лінії; б) збільшення струму полюса; в) створення двопровідної лінії
Рис. 8.3. Схеми збільшення потужності ППС

Для ВПС немає необхідності збільшувати напругу, тому тут перетворювачі найчастіше вмикають паралельно, рис. 8.3 б. Водночас для

поліпшення форми струму ліній змінного струму також використовують послідовне з'єднання перетворювачів. Іншим варіантом збільшення потужності є спорудження паралельної лінії, рис. 8.3 в.

Оскільки кола змінного і постійного струмів ППС електрично не зв'язані, то у випадку не заземлення лінії постійного струму, її потенціал може змінюватись, що недопустимо. Тому ППС повинна бути заземлена хоча б в одній точці. На практиці здійснюють уземлення у двох точках. Це може бути один з полюсів (аналог фази для передач змінного струму) передачі або середні точки перетворювальних підстанцій. У першому випадку, коли з двох сторін заземлюють один з полюсів передачі, провідник цього полюса зазвичай відсутній і його роль виконує земля. Для постійного струму опір землі дорівнює нулю. Тому опір уземленого полюса залежить від опору розтікання уземлювачів, які з'єднують полюс із землею. Цей опір має мале значення (0,05-0,15) Ом і не впливає на режим роботи ППС. Отже, для електропередачі потрібен тільки один полюс, підвішений на ізоляторах, якщо лінія повітряна або одножильний кабель. Такі передачі називають уніполярними. Схему уніполярної ППС показано на рис. 8.4.



а) уніполярна ППС; б) біполярна ППС
Рис. 8.4. Схеми передач ППС

Зазвичай електропередачі такого типу споруджують для перетину великих водних просторів, наприклад морських проток. Для передавання енергії від випрямляча до інвертора потрібно прокласти одножильний кабель, розрахований на напругу полюс-земля. За такою схемою виконано цілий ряд електропередач: Італія – о-в Сардинія у Середземному морі, Швеція – Данія через протоку Скагеррак у Балтійському морі, Швеція – Фінляндія через Ботнічну затоку і ряд інших. На електропередачі Швеція – Фінляндія, яка є найпотужнішою з уніполярних передач, прокладений кабель довжиною 200 км всього лише з однією сполучною муфтою.

Використання землі для повернення струму має і свої негативні сторони. Найбільш істотним недоліком тут є можливість корозійного руйнування металевих інженерних споруд, прокладених у землі поблизу уземлення, - трубопроводів, кабелів. Частина струму передачі буде поширюватися цими спорудами і стікаючи з них, може викликати їх пошкодження електролізом, що призводить до утворення отворів у трубопроводах або оболонках кабелів.

На підставі розрахунків та експериментальних досліджень встановлено, що за струму уземленого полюса 1 кА радіус небезпечної зони навколо заземлювача становить близько 5 км. Для підземних споруд, розташованих у цій зоні, необхідно застосувати катодний захист. У деяких випадках, коли лінію прокладено у місцевості, де багато підземних інженерних споруд, для того щоб уникнути розтікання струму землею, використовують кабель із жилою уземлення. Сфера застосування уніполярних ППС – передавання відносно невеликих потужностей (кілька сотень мегават) на порівняно невеликі відстані, головним чином для перетину водних перешкод.

Для потужних електропередач застосовують іншу схему, де лінія виконана з двома полюсами, кожен з яких ізольований від землі. Заземлюють середні точки перетворювальних підстанцій, розташованих на кінцях передачі. Таку передачу називають біполярною. Схема одного кола такої передачі – біполя наведена на рис. 8.4 б. За необхідності збільшення потужності передачі споруджують другу лінію. Так спроектовано ППС Ітайпу, де потужність кожного біполя ППС становить 3150 МВт.

Завдяки тому, що середні точки перетворювальних підстанцій уземлені, кожен біполь може бути розділений на два незалежні напівкола. У нормальних режимах струм від випрямляча до інвертора передають додатним полюсом лінії і повертають від'ємним. За однакового навантаження обох напівкіл струм землі дорівнює нулю. Однак на практиці неможливо забезпечити повну ідентичність параметрів обладнання і параметрів режиму кожного з напівкіл. Тому деякий дисбаланс може бути, і струм землі не буде дорівнювати нулю. Однак він набагато менше струму полюса. Якщо з ладу вийде один півколо, інший продовжуватиме працювати, але з поверненням струму через землю. Тоді потужність передачі зменшується вдвічі, але тим не менш, передача хоча й зі зниженою потужністю, продовжує працювати.

Для потужних електропередач, де струм полюса становить кілька тисяч ампер, зона небезпечного впливу струму землі значно збільшується. Тому

точки уземлення спеціальними лініями виносять на відстань у кілька десятків кілометрів від перетворювальних підстанцій туди, де немає підземних інженерних споруд.

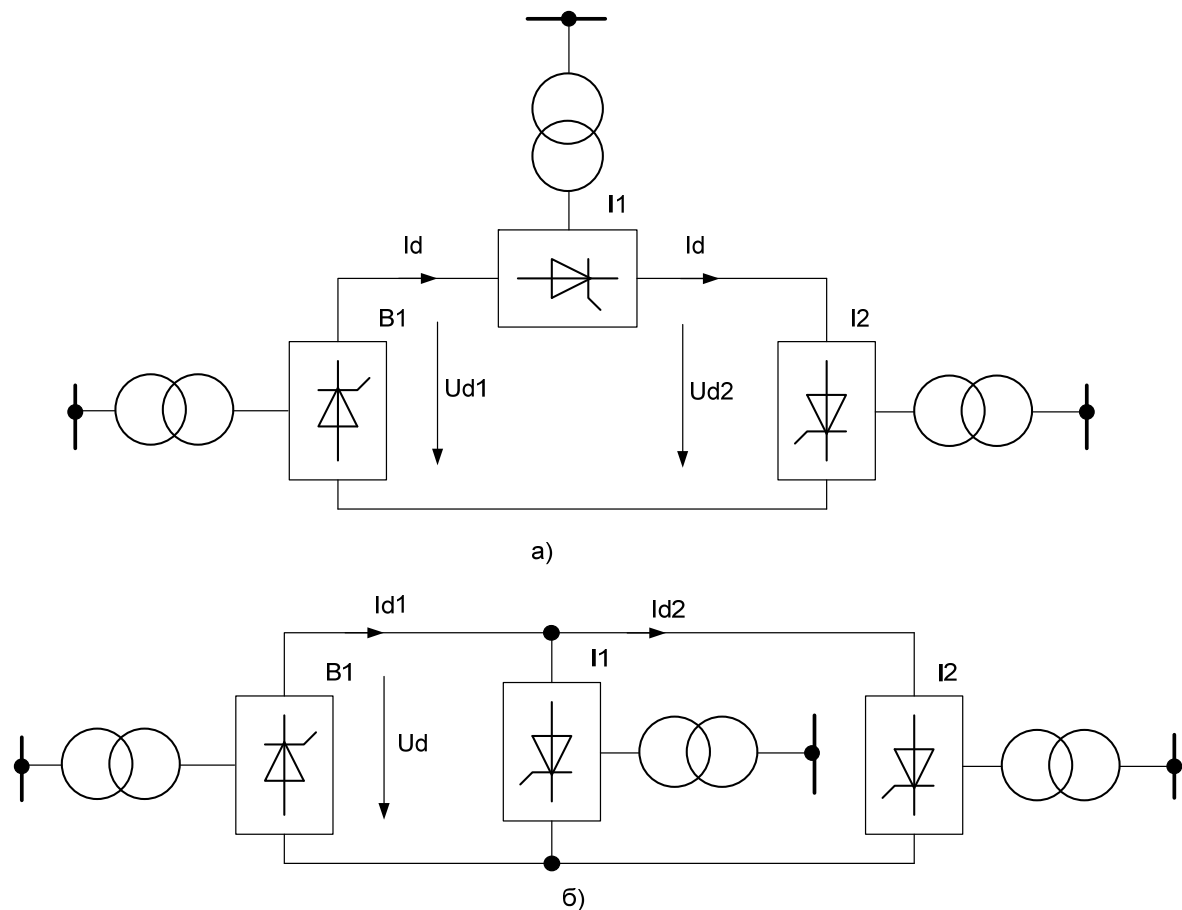
Для біполярних передач розрізняють два види напруги лінії: напруга полюс-земля $U_{дп-з}$ і напруга полюс-полюс $U_{дп-п}$. Очевидно, що напруга полюс-полюс у 2 рази більше напруги полюс-земля. Тому передача з напругою, наприклад, ± 500 кВ і передача 1000 кВ – це одна і та ж передача.

Область застосування біполярних електропередач – транспортування великих потужностей на великі відстані. За біполярною схемою виконані всі потужні й дальні електропередачі постійного струму, побудовані до теперішнього часу: Ітайпу (Бразилія), Тихоокеанська (США), Кабора Басса – Апполо (Мозамбік- ПАР) і багато інших. Слід відзначити, що біполярні передачі використовують і в інших випадках, наприклад ППС Англія-Франція, прокладена через протоку Ла-Манш, виконана як біполярна. Однією з причин, що призвели до такого рішення, було прагнення уникнути впливу магнітного поля однополюсної лінії на навігаційні прилади суден, що йдуть протокою.

Лінії постійного струму як уніполярні, так і біполярні не мають лінійних вимикачів. Їх роль з успіхом виконують керовані вентиля перетворювача. За умови виникнення аварійних ситуацій у лінії постійного струму досить зняти імпульси керування з вентилів випрямляча, щоб зупинити передавання енергії. Закриття вентилів може бути виконане як вручну черговим персоналом підстанції, так і автоматичними пристроями захисту, що реагують на виникнення ушкодження.

Відсутність лінійних вимикачів спрощує конструкцію перетворювальної підстанції. Однак таке рішення може бути прийнято лише для магістральних електропередач, тобто передач, які не мають проміжних підстанцій. Для передач з проміжними підстанціями (мережі постійного струму) необхідно застосування вимикачів постійного струму, призначених для локалізації аварій, які можуть виникнути на окремих ділянках мережі.

Створення високовольного вимикача постійного струму є досить складним технічним завданням. Для проміжного відбору потужності від ППС необхідно у точці відбору спорудити перетворювальну підстанцію. За таких умов необхідно, щоб туди можна було подати напругу від місцевої енергосистеми для забезпечення роботи інвертора. Ця проміжна перетворювальна підстанція може бути ввімкнена у лінію послідовно або паралельно, як це показано на рис. 8.5.



а) схема послідовного відбору потужності; б) схема паралельного відбору потужності
 Рис. 8.5. Схеми відбору потужності від ППС

За умови послідовного ввімкнення частина перетворювальних мостів розосереджена вздовж лінії. Кожна з проміжних підстанцій може працювати як у випрямному, так і інверторному режимі. За умови роботи у випрямному режимі енергія проміжної системи надходить у лінію постійного струму, в інверторному – відбирається від лінії і надходить у цю проміжну систему.

Недоліком схеми послідовного відбору потужності є залежність роботи всіх підстанцій одна від одної, що призводить до ускладнення регулювання потужності окремих підстанцій, оскільки струм послідовного кола повинен залишатися незмінним для всіх її ділянок. Вихід з роботи будь якої з підстанцій у результаті аварії може призвести до переривання струму і знеструмлення всіх інших підстанцій. Тому проміжні підстанції повинні бути обладнані шунтувальними апаратами і шунтувальними вентилями, які автоматично вмикають за умови аварії на підстанції.

Паралельне ввімкнення проміжних підстанцій, по-перше, дозволяє здійснити незалежне регулювання потужності на всіх підстанціях і змінювати її напрямок транспортування, тобто переходити на будь-якій з підстанцій з режиму випрямлення у режим інвертування і навпаки, по-друге, паралельне ввімкнення дозволяє перейти до створення високовольтної мережі постійного струму, призначеної для зв'язку декількох проміжних енергосистем.

Недолік схеми ППТ з паралельним відбором потужності полягає у необхідності використання вимикачів постійного струму для від'єднання пошкоджених ділянок. Вимикачі можуть бути замінені роз'єднувачами з дистанційним приводом. Але тоді необхідно спочатку знеструмити всю передачу, потім у безструмну паузу від'єднати пошкоджену ділянку передачі і знову ввімкнути роз'єднувач. Знеструмлення передачі може бути здійснено зняттям імпульсів керування з перетворювачів, що працюють випрямлячем. Все це здійснюють засобами захисту та автоматики електропередачі. Вказаний метод використано на п'ятипідстанційній ППС Канада-США і на електропередачі Італія – о. Корсика – о. Сардинія з відбором потужності на о. Корсика.

У разі якщо якісь перетворювальні підстанції у схемі їх паралельного ввімкнення повинні працювати як у випрямному, так і в інверторному режимі, на таких підстанціях необхідно мати пристрій для перемикання полярності полюсів перетворювача, щоб змінювати напрямок струму в перетворювачі зі збереженням полярності напруги лінії.

Для ВПС, як уже зазначалося, немає необхідності збільшувати напругу і потужність перетворювального блоку: потужність вставки наращують паралельним ввімкненням декількох блоків аналогічно тому, як це роблять на електростанціях за умови паралельного ввімкнення генераторів. Як приклад може бути наведена ППС Росія – Фінляндія у м. Выборзі. Вона складена з чотирьох однакових комплектних високовольтних перетворювальних пристроїв потужністю по 355 МВт кожен із них ввімкнений з одного боку на шини 330 кВ, куди заходять лінії від системи Лененерго, з іншого – на шини 400 кВ, пов'язані з енергосистемою Фінляндії. Кожний перетворювальний пристрій розміщено в окремій будівлі, де також розташовано всі системи, що обслуговують перетворювачі. Можливість збільшення потужності передачі тісно пов'язана з елементною базою і принципом роботи перетворювальних підстанцій

Запитання

1. Опишіть основні переваги використання передач постійного струму.
2. Наведіть основне призначення вставок постійного струму.
3. Вкажіть недоліки передач постійного струму.
4. Опишіть за яких умов доцільно використовувати передачі постійного струму з економічної точки зору.
5. Опишіть конструктивні відмінності між уніполярними і біполярними електропередачами постійного струму.
6. Наведіть причину використання шунтувальних пристроїв у передачах постійного струму.
7. Поясніть доцільність використання біполярних ліній електропередач.
8. Перерахуйте методи збільшення потужності передач і вставок постійного струму.

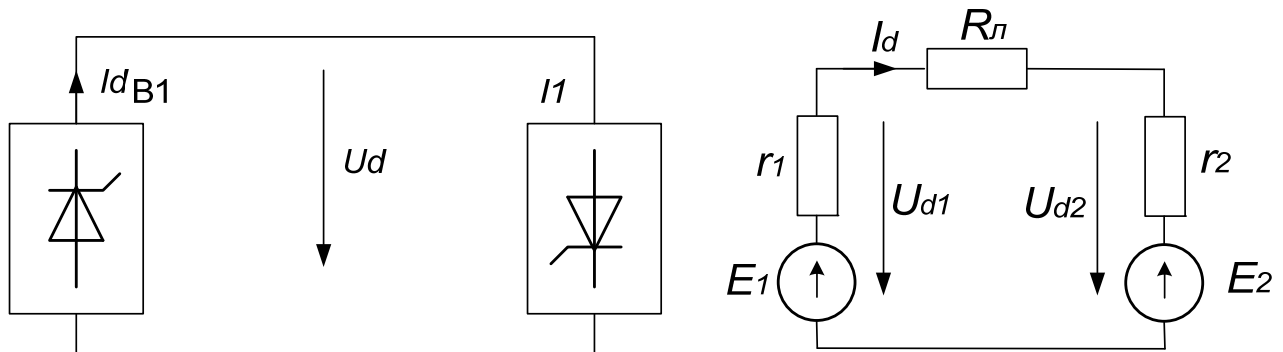
Лекція № 9. Принцип роботи систем електропостачання постійного струму на неповністю керованих вентилях

Основні терміни і визначення

Інвертор ведений мережею – інвертор, комутацію вентилів якого здійснюють синхронно з мережею змінного струму.

Перекидання інвертора – перехід інвертора у випрямний режим, спричинений порушенням комутації вентилів його силової частини.

Схему ППС з двома підстанціями на неповністю керованих вентилях і їх схему заміщення показано на рис. 9.1.



а) функціональна схема двохпідстанційної ППС; б) схема заміщення двохпідстанційної ППС
Рис. 9.1. Двохпідстанційна ППС

У цій схемі випрямляч замінено ЕРС E_1 і вихідним опором r_1 , а інвертор – ЕРС E_2 і вихідним опором r_2 . Випрямляч і інвертор пов'язані між собою лінією електропередач з опор R_L . Значення ЕРС E_1 і E_2 регулюють у широких межах незалежно одне від одного, що дає можливість керувати процесом передавання електроенергії. Силу струму лінії розраховують за формулою:

$$I_d = \frac{E_1 - E_2}{r_1 + r_2 + R_L}. \quad (9.1)$$

Потужність, яку передають ППС:

$$P_{d1} = I_d \cdot E_1. \quad (9.2)$$

Потужність у кінці ППС:

$$P_{d2} = I_d \cdot E_2. \quad (9.3)$$

Випрямляч у схемі ППС є генератором електроенергії, а інвертор є споживачем. У ППС справедливі такі умови:

$$E_1 > U_{d1}, U_{d2} > E_2. \quad (9.4)$$

Для регулювання потужності лінії від нуля до номінального значення достатньо змінювати значення E_1 і E_2 на значення, що не перевищує 8-10 % від їх номінального значення.

У випадку використання тиристорних випрямляча і інвертора, їх регульовальні характеристики описують такими формулами:

$$E_1 = U_{d0B} \cos \alpha; \quad (9.5)$$

$$E_2 = U_{d0I} \cos \beta; \quad (9.6)$$

$$U_{d1} = U_{d0B} \cos \alpha - I_d r_1; \quad (9.7)$$

$$U_{d2} = U_{d0I} \cos \beta + I_d r_2, \quad (9.8)$$

де U_{d0B} – середнє значення напруги на виході випрямляча в некерованому режимі,

α – кут відкривання випрямляча,

U_{d0B} – напруга на вході інвертора в некерованому режимі,

β – кут випередження роботи інвертора $\beta = \pi - \alpha$.

Підставляючи формули (9.5) і (9.6) у формулу (9.1), отримаємо:

$$I_d = \frac{U_{d0B} \cos \alpha - U_{d0I} \cos \beta}{r_1 + r_2 + R_L}. \quad (9.9)$$

Вибір способу регулювання обсягу енергії, який передають ППС, обирають з умов швидкодії і стійкості роботи системи за мінімального генерування вищих гармонік і реактивної потужності.

Проаналізуємо один з можливих способів регулювання потужності за значенням сили струму лінії. Режими роботи за заданим способом регулювання розраховують за регульовальними характеристиками випрямляча і інвертора, які наведено на рис. 9.2.

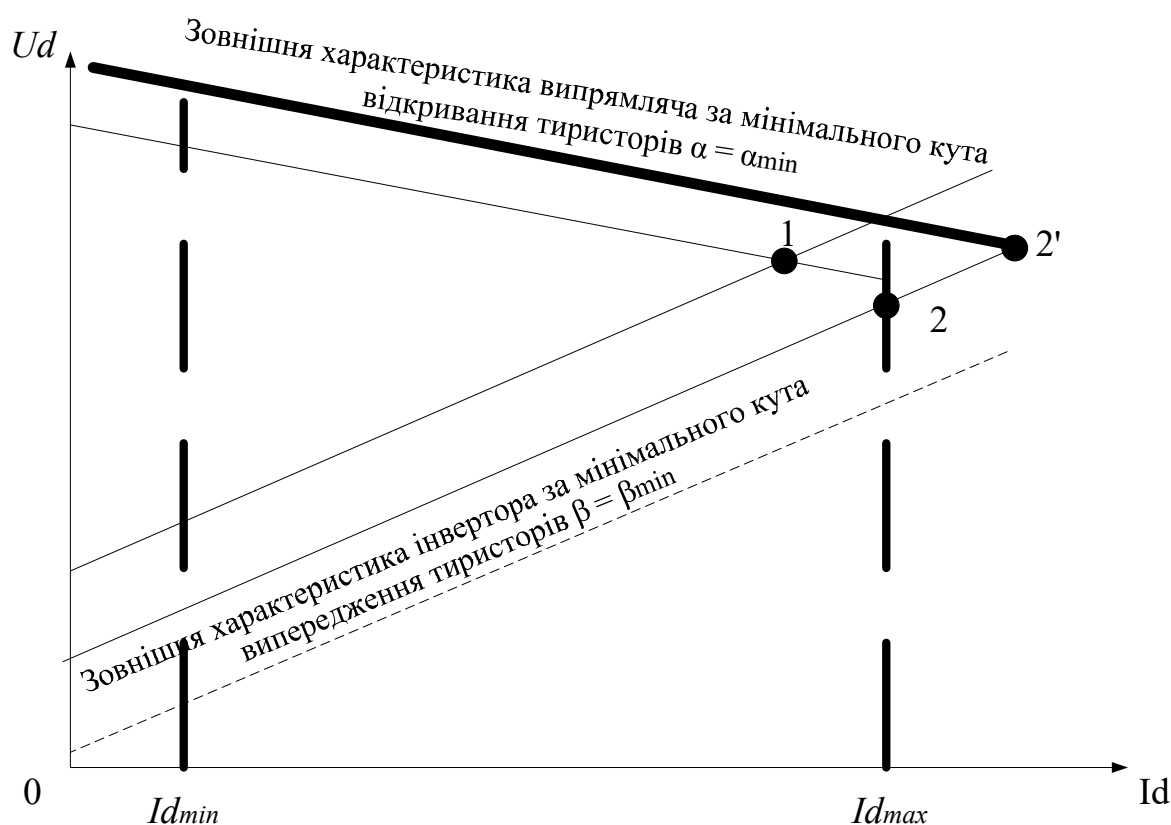


Рис. 9.2. Регульовальні характеристики випрямляча і інвертора

На рис. 9.2 відрізок АВ описує зовнішню характеристику випрямляча, аналітичний вираз якої розраховують за формулою (9.7). Нахил характеристики залежить від значення вихідного опору r_1 випрямляча. За значенням опору r_1 оцінюють порядок потужності передавальної енергосистеми: $P_1 \sim U_d^2 / r_1$. У випадку номінальних режимів роботи вихідний опір випрямляча повинен бути значно меншим опору навантаження $r_1 \ll U_d / I_d$. Максимальне значення випрямленої напруги отримують за умови, що тиристири працюють у

некерваному режимі $\alpha = 0$. На практиці для забезпечення мінімальної додатної напруги на керованих вентилях, достатньої для їх надійного закривання, мінімальне значення кута відкривання тиристорів обирають у діапазоні $\alpha = (2-5)^\circ$. За умови більшого кута керування зовнішні характеристики знаходяться нижче від вказаної зовнішньої характеристики. Зовнішня характеристика випрямляча має максимальне I_{dmax} і мінімальне I_{dmin} обмеження за струмом. Мінімальне обмеження за струмом забезпечує протікання безперервного струму через випрямляч, а максимальне – захист від перевантажень.

Зовнішню характеристику інвертора описують формулою (9.8). Вхідний опір інвертора r_2 має більше значення через меншу потужність приймальної системи. Зовнішня характеристика інвертора має зростаючий характер. Мінімальний кут випередження тиристорів інвертора встановлюють у діапазоні $\beta = (100-110)^\circ$, що забезпечує мінімальну напругу на вході інвертора під час вмикання ППС.

Обсяг енергії, який передають від однієї енергосистеми до іншої регулюють кутами відкривання тиристорів випрямляча і інвертора α і β відповідно. Робоча точка системи знаходиться на перетині характеристик випрямляча і інвертора, якщо умову обмеження сили струму не виконано, точка 1 на рис. 9.2. Якщо сила струму робочої точки системи перевищує максимальне значення сили струму I_{dmax} , точка 2' на рис. 9.2, силу струму ППС обмежують з переходом у робочу точку 2. Режимми роботи ППС також можуть бути обмежені певним діапазоном кутів відкривання тиристорів.

На режим роботи інвертора суттєво впливає кут комутації тиристорів γ , який виникає внаслідок накопичення енергії в індуктивностях розсіювання трансформатора. У таких системах режим роботи інвертора задають кутом погасання тиристорів δ , який розраховують за формулою:

$$\delta = \beta - \gamma. \quad (9.10)$$

У цьому режимі за умови збільшення сили струму навантаження, для підтримання постійного значення напруги збільшують кут випередження β регулятором кута погасання (РКП). Регульовальну характеристику інвертора з урахуванням кута комутації тиристорів описують такою формулою:

$$U_d = U_{d0} \cos \delta - \frac{3}{\pi} I_d X_{K.I.}, \quad (9.11)$$

де $X_{K.I.}$ – реактивний опір індуктивностей розсіювання обмоток трансформатора, під'єданого до інвертора.

Спадна зовнішня характеристика інвертора, формула (9.11), може призвести до нестійких режимів роботи ППС. Така ситуація виникає у випадку, коли нахил характеристики випрямляча, менший ніж у інвертора, рис. 9.3, тобто, коли потужність системи, від якої відбирають енергію, більша ніж потужність системи, яка споживає енергію, рис. 9.3 а. З рис. 9.3 а видно, що в усталеному режимі система випрямляч працює у робочій точці А. Зміщення робочої точки на значення $+\Delta I_d$ призведе до зменшення вихідної напруги випрямляча і вхідної напруги інвертора. За цієї умови режим роботи випрямляча описують робочою точкою А', інвертора – А''. Оскільки приріст напруги випрямляча ΔU_v менший ніж приріст напруги інвертора ΔU_i , у системі з'явиться незрівноважена ЕРС, яка призведе до додаткового збільшення сили

струму передачі. Тому такий режим роботи є нестійким. Аналогічно можна показати, що за умови зменшення сили струму система випрямляч-інвертор є також нестійкою.

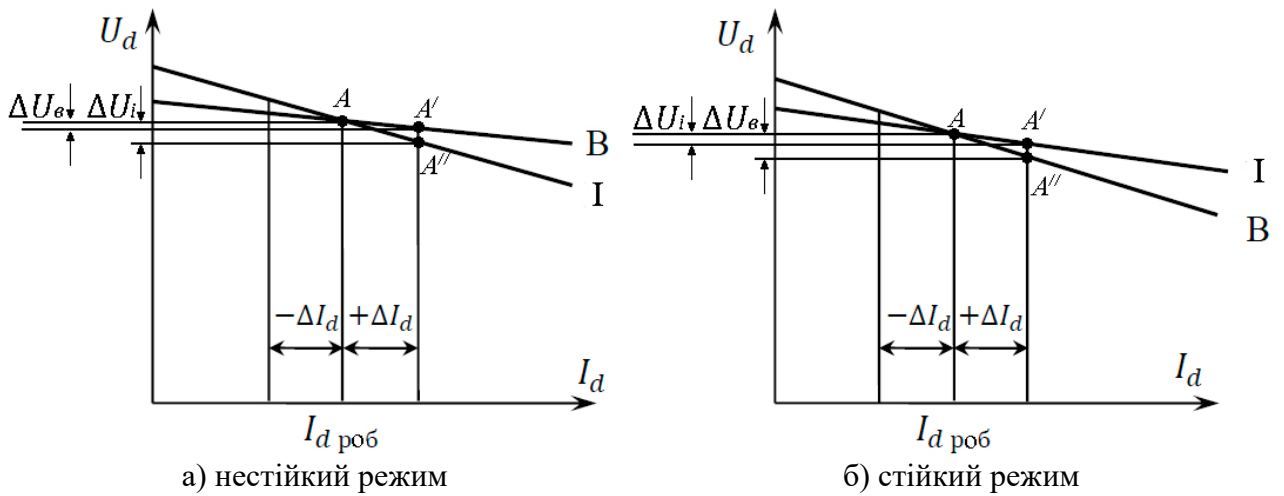


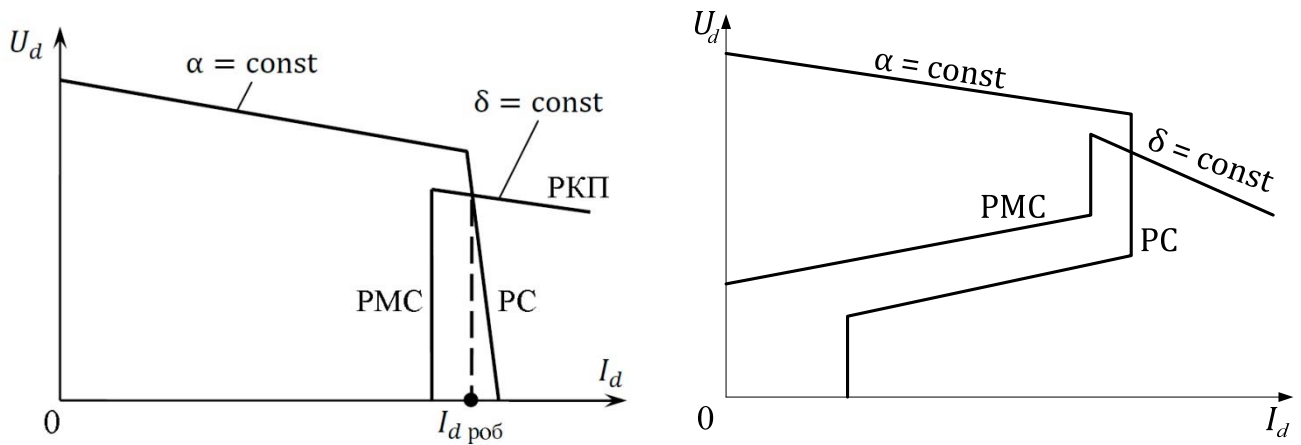
Рис. 9.3. Режими роботи системи випрямляч-інвертор

У випадку, коли характеристика випрямляча крутіше ніж у інвертора, будь-яке коливання відносно точки рівноваги А, призведе до виникнення струму у системі з протилежним знаком, тому система є стійкою.

Для додаткового підвищення стійкості розглянутої системи випрямляч-інвертор також використовують регулювання сили струму. Регулятор сили струму (РС) змінює кут відкриття тиристорів випрямляча для підтримання постійного значення сили струму. Характеристика випрямляча аналогічна, наведеній на рис. 9.2. За умови зниження напруги у передавальній системі регулятор зменшує значення кута α . РС забезпечує стійку роботу за будь-яких співвідношень потужностей передавальної і приймальної систем.

За умови значного пониження напруги діапазону регулювання РС недостатньо. У цьому випадку використовують пристрій регулювання напруги (РН). Основним недоліком пристрою є його велика інерційність.

Якщо вихідна напруга випрямляча за нульового значення кута відкриття тиристорів $\alpha = 0$ стане меншою ніж проти-ЕРС інвертора, система стане нестійкою і струм у лінії впаде до нуля. Для уникнення цього режиму одночасно зі зниженням напруги випрямляча необхідно знижувати проти-ЕРС інвертора. Для цього в інверторі встановлюють регулятор мінімального струму (РМС). Він збільшує кут випередження β відкриття тиристорів за умови зменшення сили струму лінії, знижуючи його проти-ЕРС, якщо струм передачі стає меншим ніж мінімальне значення, яке задає РМС. Зазвичай мінімальне значення сили струму РМС інвертора становить 90 % від максимального значення РС випрямляча. За умови зміни одного з вказаних значень автоматично змінюють інше. Тому силу струму лінії обмежено з двох боків і його значення не виходить за задані межі навіть за умови виникнення короткого замикання лінії. Зазнають змін лише вихідна напруга випрямляча і проти-ЕРС інвертора. Відповідні характеристики системи випрямляч-інвертор наведені на рис. 9.4 а. Регулювання сили струму ППС забезпечують зміною максимального значення сили струму РС. Одночасно зазнає змін мінімальне значення сили струму РМС, рис. 9.4 б.



а) система обмеження сили струмів випрямляча та б) узгоджене регулювання максимального і мінімального сили струму лінії
Рис. 9.4. Характеристики системи випрямляч-інвертор

Вказаний метод регулювання режимів роботи забезпечує стійкий режим роботи ППС у широкому діапазоні транспортованої енергії. Основна задача регулювання – підтримання постійного значення потужності ППС, що можливо здійснювати регулюванням як напруги, так і сили струму лінії. Регулювання потужності ППС здійснюють зміною сили струму лінії, що забезпечує мінімальні втрати у перетворювальних підстанціях. Додатковими перевагами регулювання сили струму є захист від коротких замикань у лінії і зменшення інерційності системи.

Регулювання напруги ППС використовують для додаткового зменшення втрат у ППС, які спричинюють вищі гармоніки струму, сформовані випрямлячем і інвертором, як нелінійними споживачами. Очевидно, що узгоджене зменшення кута відкриття тиристорів випрямляча α та інвертора β не змінить значення сили струму ППС, формули (9.1), (9.7), (9.8), але разом з тим покращить гармонічний склад споживаного струму ППС, що є додатковою задачею системи керування ППС.

Ще однією технічною задачею системи керування є усунення можливості перекидання інвертора у випрямний режим роботи. Перекидання інвертора стає можливим, коли впродовж інтервалу часу між ввімкненням тиристора і переходом напруги тиристора через нуль його сила струму не встигне збільшитись до значення сили струму навантаження. У цьому випадку тиристор, який був відкритий до цього моменту часу не закриється. Комутацію не буде здійснено, що призведе до перекидання інвертора. Ще однією причиною є відсутність імпульсів керування вентиля внаслідок несправності системи керування. Для усунення перекидання інвертора система керування повинна контролювати мінімальне значення кута вмикання тиристорів інвертора, достатнього для відновлення властивостей закритого стану тиристорів. Особливо важливо здійснювати контроль мінімального кута відкриття тиристорів інвертора за умови роботи на малопотужну систему, для якої режим роботи з мінімальним кутом відкриття тиристорів інвертора є типовим.

Зважаючи на це, ППС має достатньо складну структуру системи керування, яку показано на рис. 9.5. Система керування містить такі вузли:

- РКП – регулятор кута погасання;
- РП – регулятор потужності;
- РС – регулятор сили струму випрямляча;
- РМС – регулятор мінімального струму інвертора;
- РКВ – регулятор кута вмикання;
- РН – регулятор напруги;
- ПФІ – пристрій формування імпульсів.

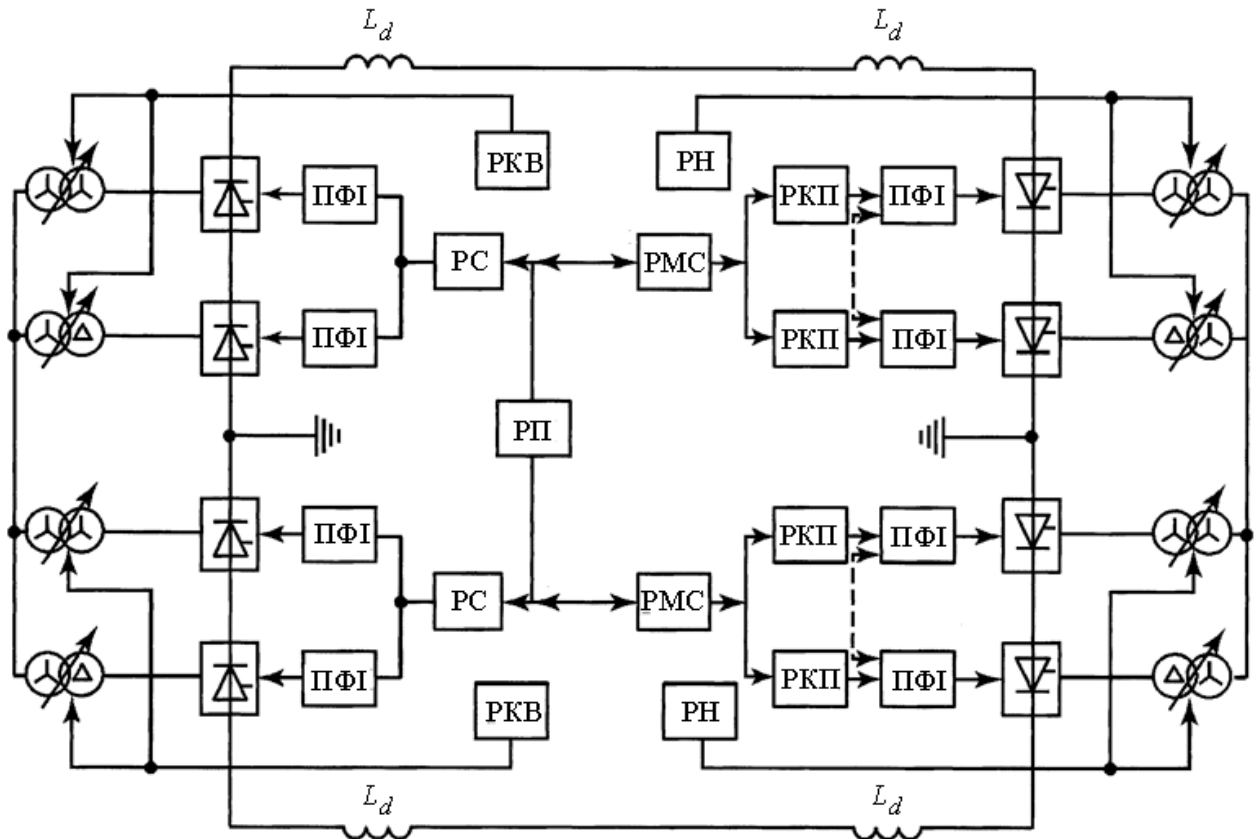


Рис. 9.5. Структурна схема системи керування ППС

Підсистема швидкісного регулювання містить регулятор сили струму випрямляча РС, регулятор мінімального струму інвертора РМС, регулятор кута погасання РКП. Регулятор кута вмикання РКВ і регулятор напруги утворюють інерційну підсистему керування.

Додатково необхідно забезпечити захист ППС від таких порушень роботи:

- стрибкоподібної зміни сили струму ППС та кута відкриття тиристорів випрямляча чи інвертора;
- короткого замикання на виході випрямляча;
- короткого замикання на виході інвертора;
- порушення послідовності комутації тиристорів;
- зміни напрямку передавання енергії.

Захист від вказаних аварійних ситуацій забезпечує система захисту і автоматики (СЗА). Основний принцип захисту – припинення подавання імпульсів керування на тиристори або їх коректування. СЗА містить такі функціональні вузли:

- ДЗНС – диференційний захист від надструмів;
- ЗПК – захист від порушення комутації;
- БЗ – балансний захист;
- СКМ – система керування мостом;
- СВМ – система вирівнювання числа мостів на підстанції;
- СПО – система формування необхідної послідовності операцій вмикання і вимикання мосту;
- СЗЛ – селективний захист лінії;
- АПВ – блок автоматичного повторного ввімкнення;
- ТС – трансформатор струму;
- ТСП – трансформатор струму полюса;
- СКВ – система керування випрямлячем;
- КЗ – канал зв'язку.

Функціональну схему СЗА показано на рис. 9.6.

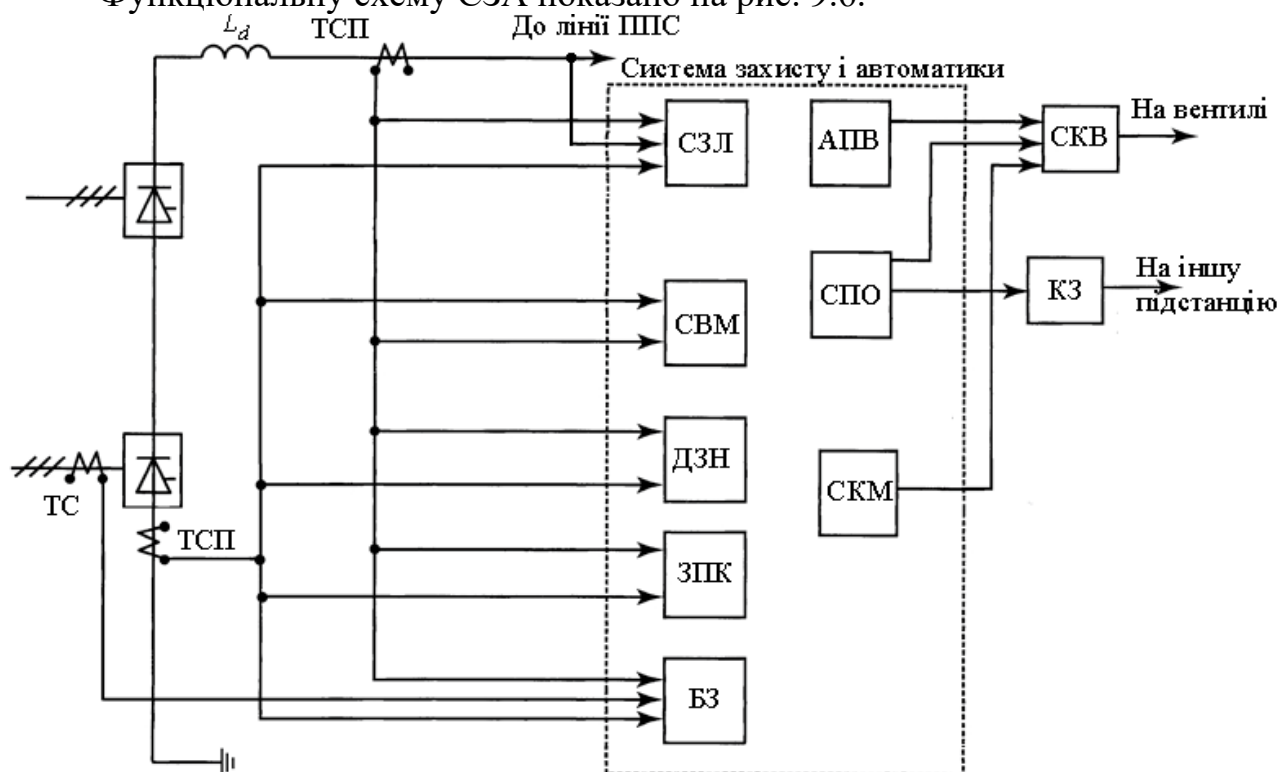


Рис. 9.6. Функціональна схема системи захисту і автоматики

Як видно з рис. 9.6, входними сигналами СЗА є струми полюсів підстанції, струм кола змінного струму, напруга полюса ППС. Передавання інформації на іншу підстанцію здійснюють каналом зв'язку.

ППС як технологічний об'єкт працює в автоматичному режимі. Забезпечення узгодженої роботи станції здійснюють такі системи:

- диспетчерського керування;
- регулювання, захисту і автоматики;
- діагностики обладнання і системи керування;
- моніторингу нормальних і аварійних режимів;
- зв'язку.

Керування ППС здійснюють з двох диспетчерських пунктів керування, розташованих на початку і у кінці лінії. Один з цих пунктів є головним. На

головному пункті розташовано центральний регулятор і вузол автоматики ППС, куди передають поточну інформацію про режим роботи ППС з усіх перетворювальних підстанцій.

Система регулювання, захисту і автоматики ППС є головною і визначає надійність і якість транспортування енергії.

Система діагностики обладнання і системи керування призначена для автоматичної реєстрації поточного стану високовольтного обладнання і розрахунку його ресурсу роботи. Вона забезпечує контроль обладнання системою інтегрованих датчиків температури, тиску, вологості, встановлених на обладнанні.

Система моніторингу забезпечує реєстрацію і зберігання інформації під час роботи ППС. Зберігати необхідно інформацію пов'язану як зі швидкими процесами, наприклад струми під час комутації вентилів, так і з повільними, пов'язаними з електромеханічними процесами у суміжних енергосистемах.

Система зв'язку передає інформацію у центральний диспетчерський пункт і сигнали керування на окремі підстанції, тому від неї залежить узгодженість роботи всієї ППС. Тому для узгодження роботи вузлів системи доцільно використовувати системи загального часу, для чого необхідно приєднати ППС до глобальних навігаційних систем, наприклад GPS. До того ж для раціональної роботи окремих вузлів передачі необхідно вжити ряд заходів, які мінімізують вплив передачі на суміжні енергосистеми, для чого необхідно проаналізувати особливості роботи ППС.

Запитання

1. Перерахуйте складові частини передачі постійного струму і опишіть їх функціональне призначення.
2. Опишіть принцип регулювання потужності передачі постійного струму.
3. Зазначте причини через які доцільно обмежувати мінімальний і максимальний струми передачі постійного струму.
4. Поясніть причину зручності використання кута погасання струму інвертора у порівнянні з кутом випередження.
5. Опишіть призначення регулятора мінімального струму інвертора.
6. Вкажіть, якими повинні бути регульовальні характеристики випрямляча та інвертора, щоб система була стійкою.
7. Наведіть причини перекидання інвертора.
8. Перерахуйте складові частини передачі постійного струму, які забезпечують узгоджену роботу системи.

Лекція 10. Обладнання систем електропостачання постійного струму

Основні терміни і визначення

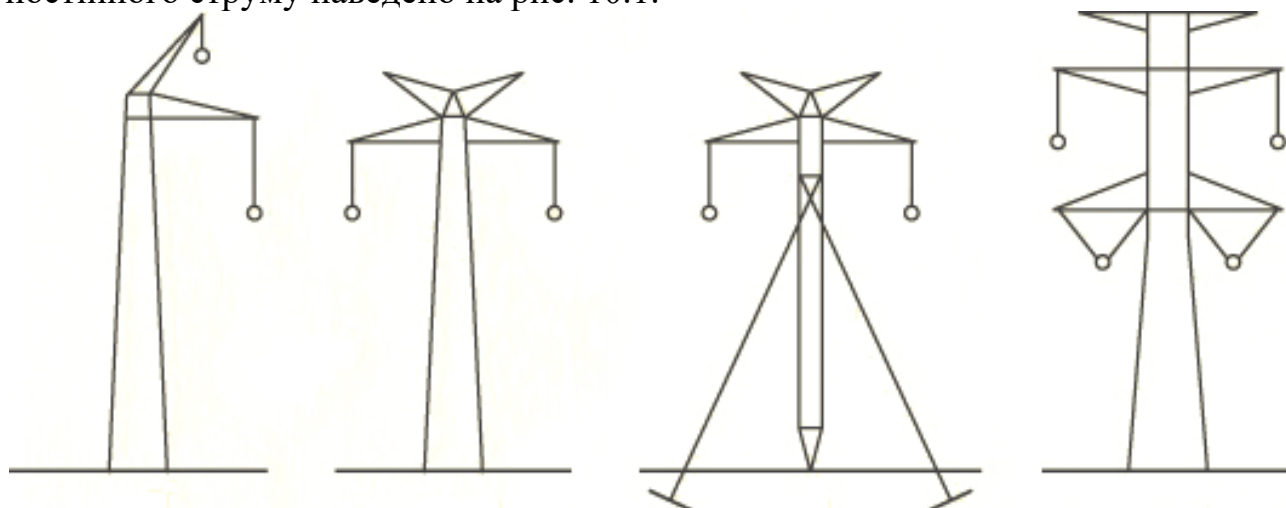
Нейтраль – спільна точка обмоток генераторів або трансформаторів, які живлять мережу.

Глухоуземлена нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора у мережах трифазного струму напругою до 1 кВ, приєднана до заземлювального пристрою безпосередньо або через малий опір.

Ізольована нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора у мережах трифазного струму напругою до 1 кВ, яку не приєднано до заземлювального пристрою.

Конструкція повітряних ліній

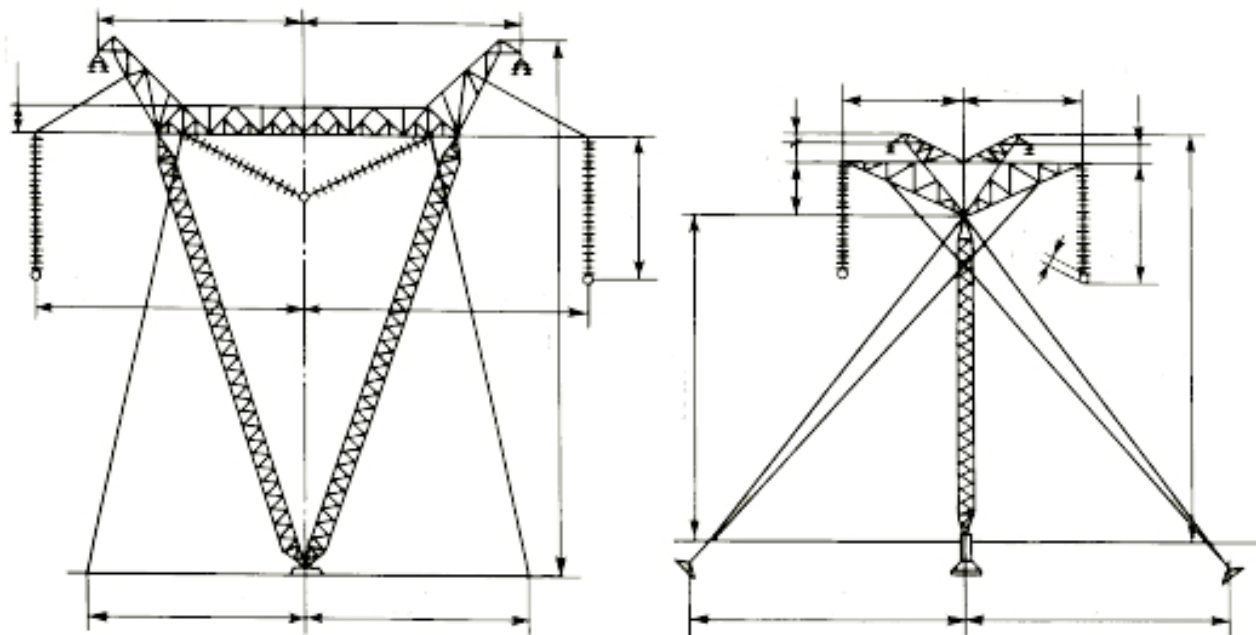
Повітряна лінія (ПЛ) постійного струму відрізняється від лінії змінного струму конструкцією опор. Можливі конструкції опор для різних типів ліній постійного струму наведено на рис. 10.1.



а) уніполярна ПЛ; б) біполярна ПЛ; в) біполярна ПЛ з відтяжками; г) двопровідникової біполярної ПЛ;

Рис. 10.1. Конструкції опор ліній електропередач постійного струму

Для цих опор потрібні менші витрати металу, і вони простіші за конструкцією у порівнянні з опорами ліній змінного струму того ж класу напруги та пропускної здатності. На рис. 10.2 наведено конструкції проміжних опор лінії 1150 кВ змінного струму і лінії ± 750 кВ постійного струму, накреслені в одному масштабі.



а) опора ПЛ змінного струму 1150 кВ, 5000 МВт б) опора ПЛ постійного струму 750 кВ, 6000 МВт
 Рис. 10.2. Схеми проміжних опор електропередач постійного і змінного струму, виконані в одному масштабі

ПЛ, наведені на рис. 10.2, мають приблизно однакову пропускну здатність (5000 і 6000 МВт відповідно). Маса опори змінного струму 19,8 т, опори постійного струму – 9,4 т. Приблизно такі ж співвідношення справедливі і для інших повітряних ліній змінного і постійного струму. До того ж для лінії постійного струму ширина санітарної зони на 25-30 % менше, ніж для лінії змінного струму. Тому вартість лінії постійного струму завжди менша ніж лінії змінного струму такої ж потужності.

Умови роботи лінійної ізоляції на постійному струмі істотно відмінні від умов її роботи на змінному струмі. У лініях змінного струму розподіл напруги вздовж гірлянди ізоляторів визначається головним чином власними ємностями кожного ізолятора, ємностями між ізолятором і провідником та ізолятором і землею. Тому забруднення поверхні ізоляторів відносно мало впливає на розподіл напруги вздовж них. У лініях постійного струму ємності ізоляторів не беруть участь у розподілі напруги вздовж гірлянди. Цей розподіл залежить від опору ізоляторів, значення якого залежить від ступеня забруднення їх поверхонь. За умови чистих сухих ізоляторів, розподіл напруги вздовж них рівномірний, але за умови забруднення або зволоження окремих ізоляторів ця рівномірність порушується, що може призвести до виходу ізоляторів з ладу. Вирішення цієї проблеми полягає у застосуванні ізоляторів спеціальної форми або збільшенні їх кількості у гірляндах.

Конструкція полюса лінії постійного струму ідентична конструкції фази лінії змінного струму. Тут також застосовують розщеплені провідники з двох причин. Перша полягає у великих струмах полюса, що зумовлює і великий сумарний переріз провідників полюсу (кілька тисяч квадратних міліметрів). Провідники з таким перерізом заводи не випускають, бо доставка їх на трасу і подальший монтаж вкрай складні. Тому використовують пучок провідників з

меншою площею перерізу. Друга причина полягає в необхідності усунути коронний ефект, для чого необхідно знизити напруженість електричного поля на поверхні провідника. З цією метою провідники, що входять у пучок, розташовують на певній відстані один від одного по вершинах правильного багатокутника. У результаті усувають можливість виникнення спільної корони і знижують втрати потужності на місцеву корону, які для ліній постійного струму істотно менше ніж для ліній змінного струму.

Для кабельних ліній постійного струму можуть бути використані різні типи кабелів: кабелі з паперово-масляною ізоляцією, кабелі з маслом під тиском, кабелі з газом під тиском. Як показує досвід, для цієї мети найдоцільніше застосовувати кабелі з паперовою ізоляцією і в'язким просоченням. Електрична міцність такого кабелю набагато вище, ніж кабелю змінного струму з такою ж товщиною ізоляції. Тому ці кабелі і отримали найбільше застосування під час спорудження кабельних ліній постійного струму. У даний час створено кабель на напругу 400 кВ і струм 1,25 кА. Зовнішній діаметр його дорівнює 128 мм. Оскільки кабельні лінії прокладають через водні перешкоди, то одним з важливих завдань зниження вартості та підвищення надійності лінії є зменшення кількості з'єднувальних муфт, які є джерелом підвищеної небезпеки. Для цієї мети використовують спеціальні судна провідниковкладальники. Найбільша довжина кабельної лінії, спорудженої таким судном, становить 200 км з однією сполучною муфтою посередині. Перші кабельні лінії вкладалися безпосередньо на дно моря, проте вони часто ушкоджувалися рибальськими тралами або якорями судів. Сучасні технології дозволяють прокладати кабель підводними роботами у траншею глибиною до 1,5 м.

Особливості роботи обладнання підстанцій ППС

До основного обладнання перетворювальних підстанцій належать напівпровідникові перетворювачі, трансформатори та фазокомпенсувальні пристрої (ФКП). До складу ФКП входять фільтри струмів вищих гармонік, лінійні (згладжувальні) реактори, конденсаторні батареї, синхронні компенсатори або статичні джерела реактивної потужності. Доцільність розміщення фільтрів вищих гармонік в тій чи іншій точці схеми багато у чому визначено параметрами мережі змінного струму і її частотними характеристиками. Якщо йдеться про синхронні компенсатори і конденсаторні батареї, то конструктивно вони є ідентичними аналогічним пристроям мереж змінного струму.

Напівпровідникові перетворювачі ППС проектують з використанням напівпровідникових випрямлячів та інверторів, ведених мережею, які працюють у режимі джерел струму. За умови під'єднання таких перетворювачів до мережі змінного струму, в ній протікає струм з формою близькою до прямокутної, рис. 10.3.

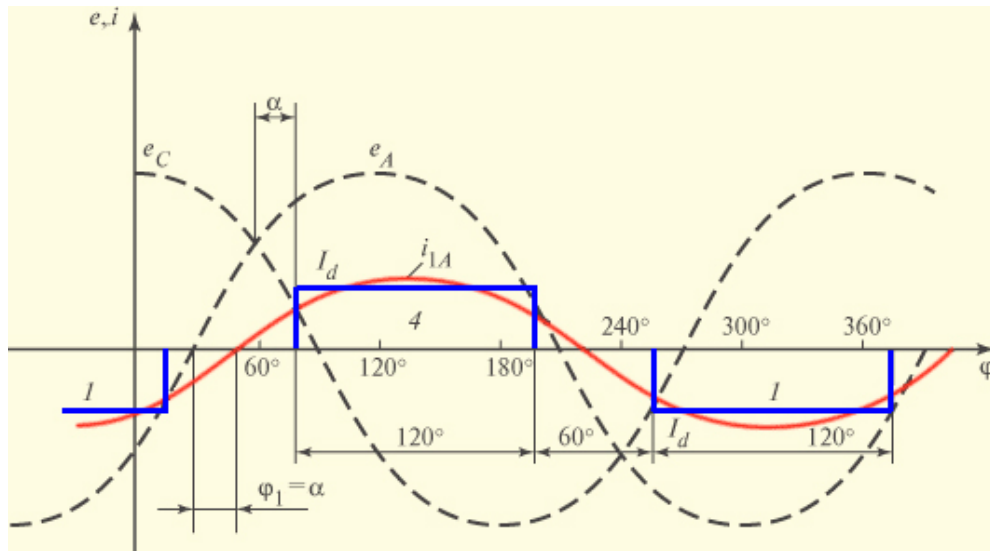


Рис. 10.3. Форма струму мережі змінного струму

Енергію з мережі змінного струму в мережу постійного струму передають першою гармонікою. Струми вищих гармонік створюють потужність спотворення, яка призводить до нагрівання обладнання ППС та інших небажаних наслідків. Зсув першої гармоніки струму відносно фазної напруги мережі змінного струму залежить від кута керування тиристорів перетворювача і визначає обсяг реактивної потужності, який споживається з мережі. Кут зсуву фаз між струмом і напругою φ наближено оцінюють за формулою:

$$\varphi = \alpha + \gamma / 2, \quad (10.1)$$

де α – кут відкривання тиристорів;

γ – кут комутації.

Вказані кути мають такі значення:

- для випрямляча $\alpha = (5-15)^\circ$, $\gamma = (20-25)^\circ$;
- для інвертора $\delta = (15-20)^\circ$, $\gamma = (20-25)^\circ$.

Потужність спожита випрямлячем складає 30-50 % від переданої потужності P , спожита потужність інвертором – 40-60 %. Тому обсяг реактивної потужності, згенерований ППС має порядок потужності лінії, що збільшує навантаження на елементи перетворювача ППС. Для компенсації реактивної потужності у точці під'єднання ППС встановлюють компенсуючі пристрої. Використання повністю керованих тиристорів і високовольтих IGBT транзисторів для перетворення параметрів електричної енергії дозволяє сформувати необхідну криву струму мережі та істотно зменшити обсяг споживаної реактивної потужності. Однак це не повністю вирішує проблему струмів вищих гармонік. Для додаткової компенсації струмів вищих гармонік використовують активні і пасивні фільтри вищих гармонік. Також для істотного зменшення амплітуди вищих гармонік струму застосовують каскадне під'єднання перетворювачів з різним з'єднанням обмоток трансформатора, наприклад один трансформатор під'єднаний за схемою зірка-зірка, інший – зірка-трикутник, що забезпечує зсув фаз між вторинними обмотками трансформатора на 30° , рис. 10.4.

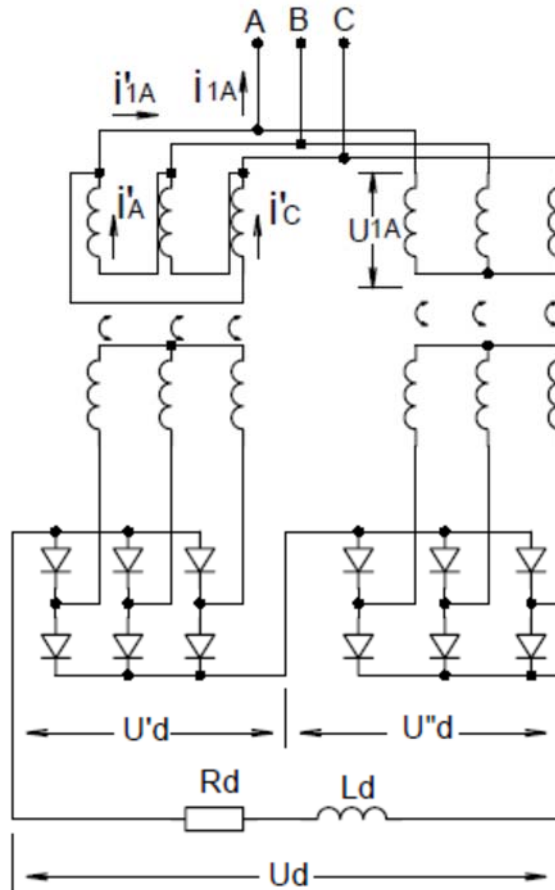


Рис. 10.4. Каскадне під'єднання випрямлячів

У результаті такого під'єднання перетворювачів компенсують струми 5 і 7 гармонік. Часові діаграми струмів окремих перетворювачів – i_1 і i_2 відповідно, а також струм мережі $i_1 + i_2$ показано на рис. 10.5.

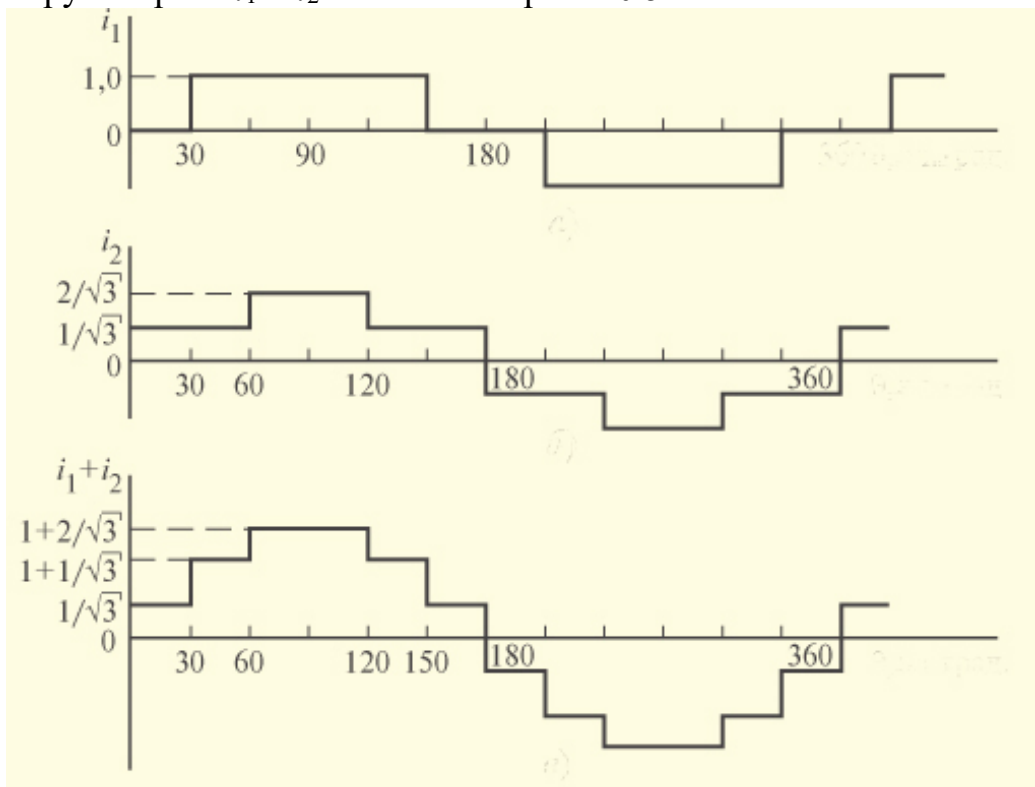


Рис. 10.5. Часові діаграми струмів перетворювачів

Як видно з часових діаграм, наведених на рис. 10.5, струм мережі має форму наближену до синусоїди, що полегшує подальшу фільтрацію вищих гармонік.

Як правило у ППС встановлюють резонансні фільтри, налаштовані на одинадцяту і тринадцяту гармоніки, інші вищі гармоніки придушують одним широкополосним фільтром.

ККД ППС визначають з втрат енергії в елементах перетворювальних підстанцій і лінії електропередач постійного струму. Відносні втрати енергії в обладнанні підстанцій і споживання енергії на власні потреби у процентах від номінальної потужності наведено нижче:

Перетворювальні трансформатори.....	1,3-1,5 %.
Перетворювачі.....	0,5-0,7 %.
Фільтри вищих гармонік.....	0,018-0,020 %.
Лінійні реактори.....	0,17-0,20 %.
Споживання енергії на власні потреби.....	0,1 %.
Всього.....	2,1-2,5 %.

З наведених даних можна зробити висновок, що перетворювальна підстанція з точки зору втрат є достатньо економічним пристроєм.

Основні втрати ППС – це втрати у лінії ΔP_L , які розраховують за формулою:

$$\Delta P_L = 2I_d^2 r_0 l, \quad (10.2)$$

де I_d – сила струму полюса лінії,

l – довжина лінії, км,

r_0 – питомий опір полюса на 1 км довжини.

Питомий опір лінії визначають з його конструкції. Важливим чинником під час визначення втрат є довжина лінії. За умови відносно короткої лінії (до 900 км) втрати у ній складають 4-5 % від номінальної потужності, для лінії 2-2,5 тис. км втрати збільшуються до 8-10 %.

З урахуванням викладеного можна виділити властивості ППС, яких не має у ліній змінного струму:

- у ППС відсутнє обмеження на обсяг транспортованої енергії за стійкістю системи електропостачання;

- ППС і ВПС є гнучкими, керованими елементами електроенергетичної системи, що дозволяє підвищити надійність і стійкість узгодженої роботи систем змінного струму;

- перетворювальні підстанції споживають значний обсяг реактивної потужності і можуть генерувати в мережу змінного струму вищі гармоніки, компенсація цього впливу вимагає використання фільтрів вищих гармонік, що збільшує вартість перетворювальних підстанцій.

Іншим важливим вузлом перетворювального обладнання є трансформатор. Трансформатор може бути дво- або багатообмотковий. Зазвичай використовують трансформатори з трьома або чотирма обмотками. В останньому випадку одну обмотку під'єднують до мережі змінного струму, дві – до каскадно ввімкнених випрямлячів, ще до однієї обмотки можуть під'єднувати фільтри вищих гармонік або синхронний компенсатор.

Перетворювальні трансформатори працюють у більш важких умовах, ніж звичайні трансформатори мережі змінного струму, тому що струми, які протікають обмотками трансформатора, містять вищі гармоніки. За умови режиму холостого ходу трансформаторів із під'єднаними фільтрами вищих гармонік або конденсаторними батареями можливі резонансні явища, які призводять до виникнення значних перенапруг, що тривають кілька секунд. На ці перенапруги повинна бути розрахована ізоляція трансформаторів. Все це призводить до необхідності значного посилення внутрішньої ізоляції трансформатора, збільшенню механічної міцності обмоток, а також до збільшення площі перерізу провідників обмоток і осердя трансформатора. У результаті витрата активних матеріалів (сталі і міді) для перетворювальних трансформаторів приблизно у 1,5 рази більше ніж для звичайних трансформаторів того ж класу напруги та потужності. Відмінною особливістю перетворювальних трансформаторів є їх більший реактивний опір ніж у звичайних трансформаторів тієї ж потужності. Збільшення опору трансформатора, з одного боку, обумовлене особливостями його конструкції, з іншого – воно необхідне для обмеження швидкості зміни сили струму у вентилях під час їх роботи як в нормальних, так і в аварійних режимах. Повна потужність трансформатора зазвичай перевищує потужність випрямного моста на 20-25 %, що обумовлено споживанням реактивної потужності і збільшеними втратами активної потужності від струмів вищих гармонік. Вентильні обмотки трансформаторів мають посилену ізоляцію відносно землі для розділення кіл постійного і змінного струмів. Перетворювальні трансформатори забезпечені пристроями регулювання напруги під навантаженням, що необхідно для зниження споживання мостом реактивної потужності. Усе разом призводить до збільшення маси і габаритів трансформаторів. Максимальна потужність перетворювальних трансформаторів на сьогодні складає 500 МВ·А на фазу.

Лінійні (згладжувальні) реактори вмикають у кожен полюс лінії. Вони є багатофункціональними елементами електропередачі – реактори не тільки згладжують пульсації струму полюса, але й забезпечують задану швидкість зміни сили струму лінії під час коротких замикань у лінії і порушеннях роботи інвертора. Крім того, реактори призначені для захисту перетворювачів від перенапруг, які можуть виникнути на стороні змінного струму. Обмотка реактора повинна бути ізольована від землі, електрична міцність ізоляції повинна бути розрахована на напругу полюса. Крім цієї постійної складової на ізоляцію обмотки у нормальних режимах діє і змінна складова випрямленої напруги. Остання залежить від кутів керування, з якими працює тиристорний перетворювач, і зростає з їх збільшенням. Ці дві складові напруги створюють різні навантаження на ізоляцію реактора. Магнітну систему реактора виконують без внутрішнього осердя, але з магнітними шунтами і великою кількістю повітряних зазорів, щоб усунути насичення реактора постійним струмом. Обмотку реактора і його магнітну систему розташовують у баку, заповненому трансформаторним маслом.

Схема і обладнання нейтралі підстанції залежить від дозволеного значення сили струму, який впродовж тривалого часу може протікати через

землю. Ця норма визначає конструкцію і вартість робочого уземлення, зону його розташування відносно перетворювальної підстанції, наявність або відсутність додаткового провідника для проходження струму несиметрії. Для уніполярних ППС завжди необхідно встановлювати спеціальне робоче уземлення. Тоді схему нейтралі перетворювальної підстанції можна виконувати у двох варіантах:

- з додатковою фазою ЛЕП, яка створює нейтраль лінії, і комутаторами для переведення струму землі у нейтраль. У цьому випадку робоче уземлення має спрощену конструкцію;

- схема з виносним робочим уземленням і двома лініями-заземлювачами.

В обох випадках до нейтралей підстанцій під'єднують конденсаторні батареї, розрядники і вимикачі постійного струму.

Режими роботи підстанційного обладнання багато в чому залежать від типу встановлених перетворювачів. Застосування перетворювачів на повністю керованих вентилях дозволяє звести до мінімуму обсяг генерованої реактивної потужності і покращити спектральний склад споживаного струму.

Запитання

1. Вкажіть особливості конструкції опор ліній електропередач постійного струму в порівнянні з опорами змінного струму.

2. Опишіть особливості розрахунку ізоляції ліній передач постійного струму в порівнянні з лініями змінного струму.

3. Назвіть особливості конструкції провідників і кабелів постійного струму.

4. Поясніть фактори, які сприяють генеруванню реактивної потужності лінією передач постійного струму.

5. Перерахуйте заходи, які зменшують обсяг генерованої реактивної потужності лінією передач постійного струму.

6. Вкажіть джерела втрат енергії у передачі постійного струму.

7. Опишіть властивості передач постійного струму, яких не має у ліній змінного струму.

8. Вкажіть призначення реакторів у лініях передач постійного струму.

Лекція № 11. Перетворювальні підстанції постійного струму на повністю керованих вентилях

Основні терміни і визначення

Багаторівневий інвертор напруги – автономний інвертор, напруга на виході модулятора якого має більше ніж два дискретних рівні.

Сфери застосування передач постійного струму на повністю керованих вентилях

До останнього часу перетворювальні підстанції ППС і ВПС, а також компенсатори реактивної потужності створювали виключно з використанням принципу перетворення струму на тиристорних випрямлячах та інверторах. Їх використання обумовлено найбільшою питомою потужністю тиристорів у порівнянні з іншими типами керованих напівпровідникових приладів. Разом з тим за деяких умов перетворювачі струму є не найвдалішим рішенням, наприклад за умови, коли у багатопідстанційних ППС використовують перетворювальні підстанції з різковідмінними значеннями потужностей, а також за умови живлення автономних споживачів у колі постійного струму.

Існує ще ряд недоліків тиристорних перетворювальних підстанцій:

- тиристорні перетворювальні підстанції є споживачами реактивної потужності, що вимагає встановлення джерел реактивної потужності у точці приєднання ППС;

- неможливість підтримувати комутацію вентилів під час раптового зниження напруги на боці змінного струму, що за умови виникнення короткого замикання у мережі, яка з'єднана з інвертором призводить до короткочасного скидання потужності ППС. Хоча раптове зниження потужності не є критичним для роботи енергосистем, їх усунення покращує параметри якості транспортованої електроенергії.

Перераховані особливості роботи ППС з перетворювачами струму стали стимулом для розробки перетворювальних підстанцій нового типу на повністю керованих вентилях, які працюють за принципом перетворювачів напруги. Однак відсутність потужних повністю керованих напівпровідникових приладів сповільнювало впровадження перетворювальних підстанцій нового типу. Досягнення останнього часу в створенні керованих вентилів (GTO, IGCT) і ключів (IGBT) призвели до широкого впровадження перетворювачів напруги для об'єктів малої та середньої потужності (до 500 МВт).

Умови, в яких ВПС з перетворювачами напруги мають найбільші переваги:

- значне коливання навантаження у колі змінного струму;
- необхідність під'єднання до мережі відновлювальних джерел енергії;
- необхідність використання кабельних передач;
- необхідність живлення автономних споживачів електроенергії;
- під'єднання до мережі з низьким співвідношенням потужності короткого замикання і потужності лінії.

Порівняльна характеристика ППС з перетворювачами струму і напруги наведена у табл. 11.1.

Таблиця 11.1. Порівняння ППС перетворювачами струму і напруги

Параметр	ППС з перетворювачами струму	ППС з перетворювачами напруги
Топологія перетворювача	тиристорна, комутація синхронно з мережею	транзисторна, автономна комутація
Максимальні параметри ППС (фактичні)	6400 МВт, ± 800 кВ	1200 МВт, ± 300 кВ
Діапазон регулювання активної потужності	$(\pm 0,1-\pm 1) P_{\max}$ (зміна напрямку передавання потужності займає деякий час)	$(0-\pm 1) P_{\max}$
Необхідний обсяг реактивної потужності	50 % від обсягу активної потужності P	0
Незалежне регулювання активної і реактивної потужності	не передбачено	передбачено
Обсяг втрат енергії	(2,5-4,5) %	(4-6) %
Модульність структури перетворювальної підстанції	можлива (ускладнена реалізація)	можлива (проста реалізація)

За даними, наведеними у табл. 11.1, можна зробити висновок про ряд технічних переваг використання ППС з перетворювачами напруги особливо у мережі з відновлювальними джерелами енергії. Впровадження цього типу ППС стримує висока ціна і більший рівень втрат у порівнянні з тиристорними перетворювальними підстанціями.

Принцип роботи ППС з перетворювачами напруги

Функціональна схема ППС з перетворювачами напруги з IGBT транзисторами показана на рис. 11.1. ВПС, наведена на цьому рисунку містить дві перетворювальні підстанції на транзисторах VT_1-VT_6 і VT_7-VT_{12} відповідно. Обидва перетворювача можуть працювати як у випрямному, так і у інвертувальному режимі. Перетворювач, який працює у випрямному режимі працює в режимі стабілізатора напруги і підтримує постійним значення напруги у колі постійного струму ВПС, перетворювач, який працює як івнертор – постійне значення активної потужності, яку передає ВПС. Формування необхідної форми напруги здійснюють ШІМ. Для згладжування імпульсної напруги зі сторони змінного струму використовують реактори L_1-L_6 , зі сторони постійного струму конденсатори C_1-C_4 . Для придушення вищих гармонік, створених перетворювачами використовують фільтри нижніх частот Φ_1 і Φ_2 . ВПС ввімкнено між енергосистемами змінного струму ЕС1 і ЕС2. Обидва перетворювачі працюють синхронно з мережею і формують близьку до синусоїдальної форму струму у колі змінного із заданим зсувом фази. Для зменшення амплітуди вищих гармонік використовують багаторівневі перетворювачі напруги, рис. 11.2.

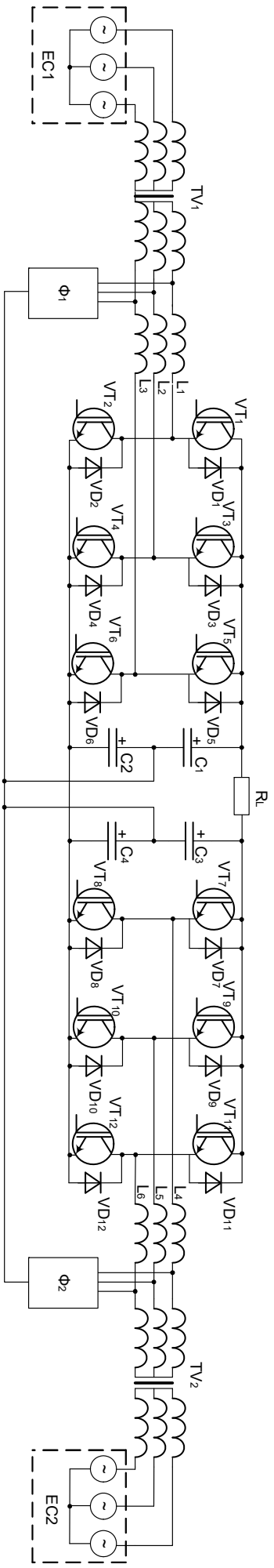
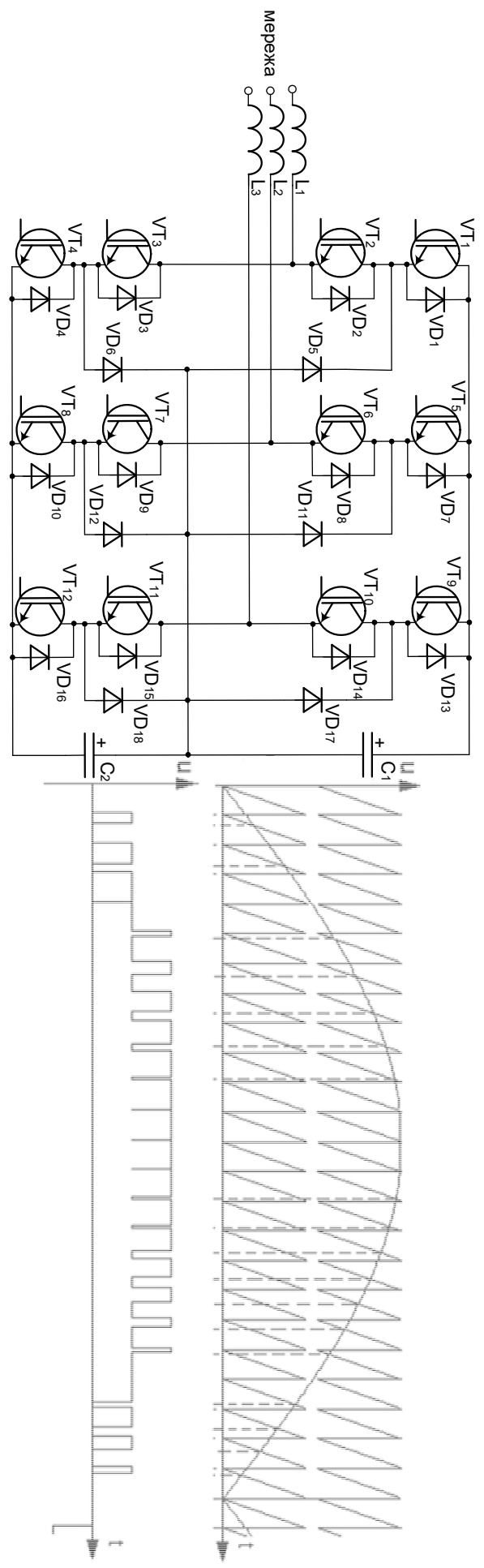


Рис. 11.1. Функціональна схема ВПС на перетворювачах напруги



а) принципова схема перетворювача

Рис. 11.2. Багаторівневий перетворювач напруги

б) принцип формування напруги Рис.

Використання ШІМ у перетворювачах напруги забезпечує такі переваги:

- висока якість параметрів електроенергії;
- незалежне і швидке регулювання потоків активної і реактивної потужності на стороні випрямляча та інвертора;
- генерування необхідного обсягу реактивної потужності, що дає можливість використовувати ВПС одночасно як компенсатор реактивної потужності і регулювати рівень напруги на стороні змінного струму.

ППС з перетворювачами напруги, на відміну від перетворювачів струму, забезпечує незалежне керування активною і реактивною потужностями лінії. Керування забезпечують регулюванням фазового зсуву δ і амплітуди напруги перетворювача U_{Π} відносно напруги мережі U , рис. 11.3.

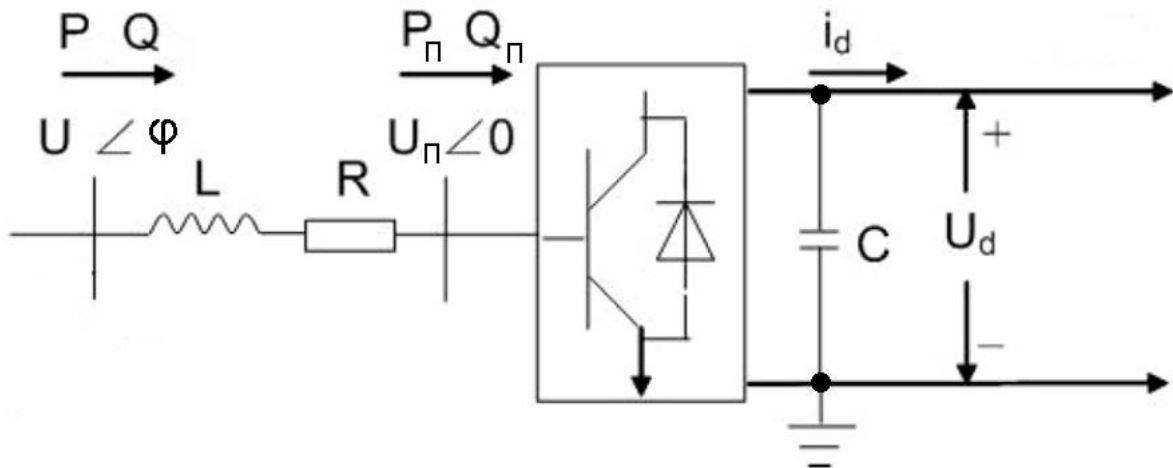


Рис. 11.3. Принцип керування реактивною і активною складовими потужності

Розрахунок значення потужності перетворювача розглянемо у режимі передавання енергії від мережі до ППС. У розрахунках втрати у фазному реакторі L не враховують, тобто $R = 0$. Повна потужність перетворювача S_{Π} дорівнює:

$$\dot{S}_{\Pi} = P_{\Pi} + jQ_{\Pi} = \dot{U}_{\Pi} I_{\Pi}^* = \dot{U}_{\Pi} \left(\frac{\dot{U} - \dot{U}_{\Pi}}{j\omega L} \right)^* = \dot{U}_{\Pi} \left(\frac{\dot{U} \cos(\varphi) + j\dot{U} \sin(\varphi) - \dot{U}_{\Pi}}{j\omega L} \right)^*. \quad (11.1)$$

Активна потужність перетворювача дорівнює активній потужності мережі:

$$P_{\Pi} = P = \frac{U_{\Pi} U \sin(\varphi)}{\omega L}. \quad (11.2)$$

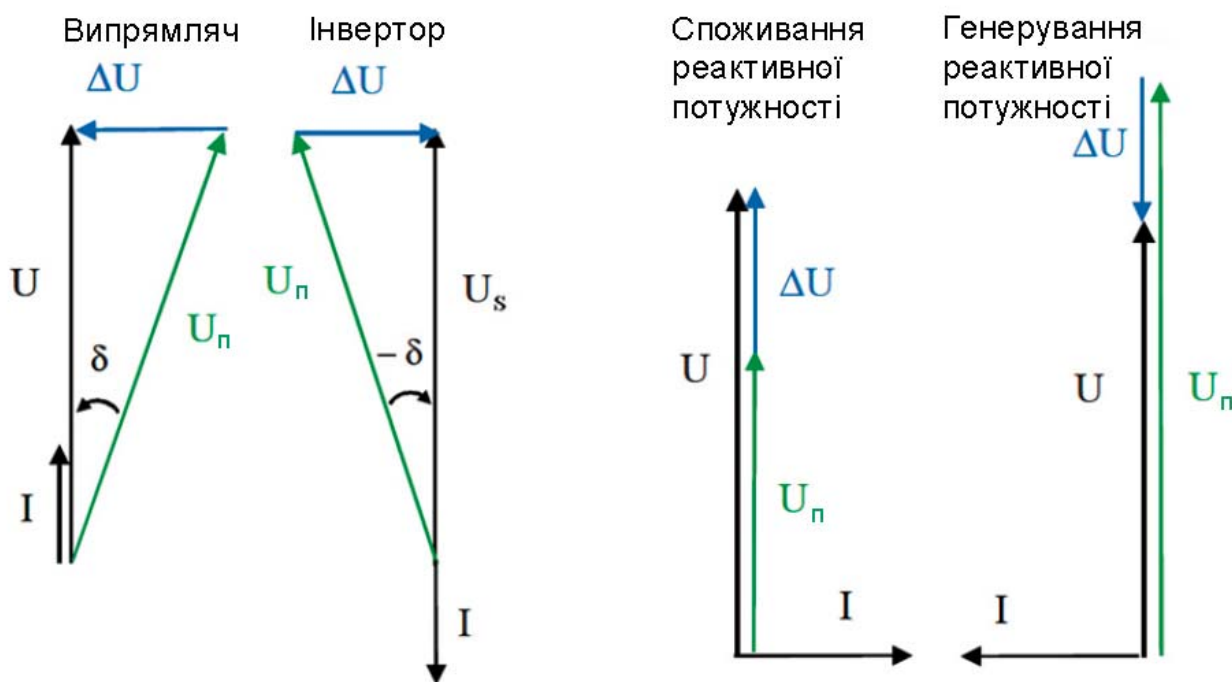
Реактивну потужність перетворювача розраховують за виразом формули (1):

$$Q_{\Pi} = \frac{U_{\Pi} U \cos(\varphi) - U_{\Pi}^2}{\omega L}. \quad (11.3)$$

Повна потужність мережі має протилежний знак відносно повної потужності перетворювача:

$$\dot{S} = \dot{U}_{\Pi} \left(\frac{\dot{U}_{\Pi} - \dot{U} \cos(\varphi) - j\dot{U} \sin(\varphi)}{j\omega L} \right)^*. \quad (11.4)$$

З отриманих формул можна зробити висновок, що регулювання напругу передавання потужності в ППС здійснюють регулюванням фазового зсуву між напругою мережі U і перетворювача U_n , рис. 11.4 а. Знак і значення реактивної потужності перетворювача задають амплітудою U_n і фазовим зсувом δ напруги перетворювача, рис. 11.4 б.



а) активна потужність

б) реактивна потужність

Рис. 11.4. Принцип регулювання активної і реактивної потужності

На рис. 11.5 наведена нормована P-Q діаграма перетворювачів напруги.

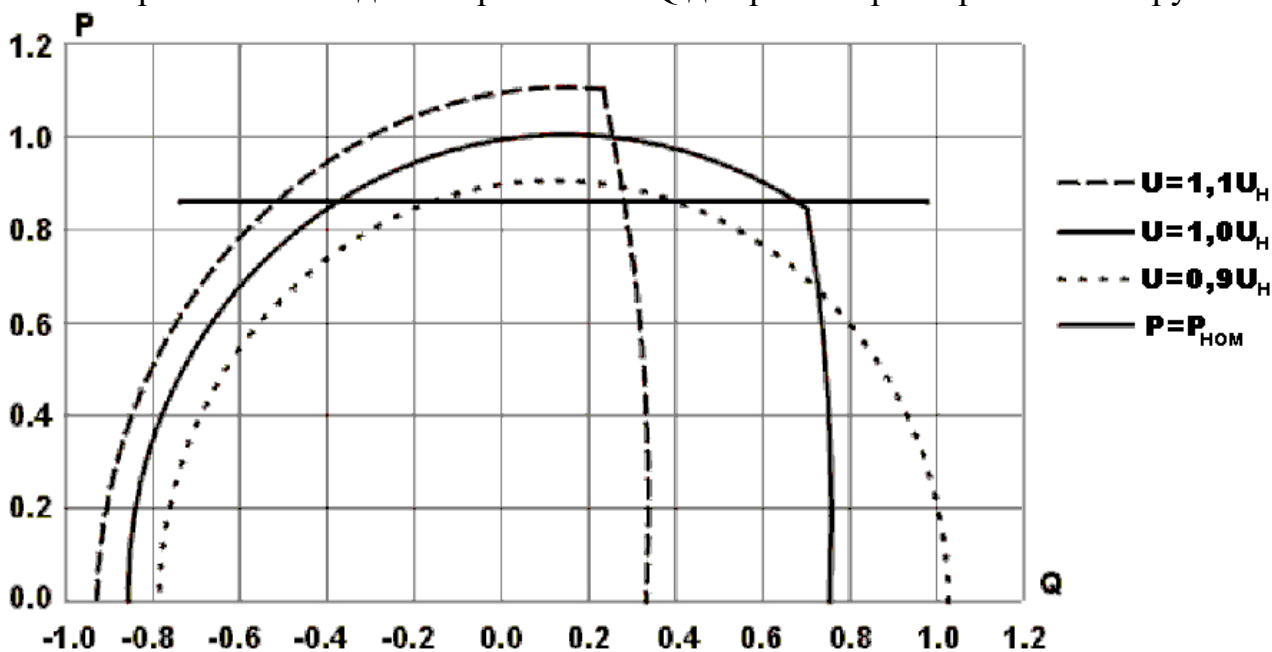


Рис. 11.5. Нормована P-Q діаграма перетворювачів напруги

З діаграми рис. 11.5 видно, що регулювання реактивної і активної потужності здійснюють незалежно і у достатньо широких межах, навіть за умови значних відхилень значення напруги живлення.

Рівень активної потужності перетворювачів залежить від напрямку передавання енергії і обсягу втрат у лінії:

$$P_1 = P_2 + \frac{(U_{d1} - U_{d2})^2}{R_L}, \quad (11.5)$$

де P_1, P_2 – потужність перетворювачів, які працюють у випрямному та інвертувальному режимах відповідно,

U_{d1}, U_{d2} – середнє значення напруги постійного струму перетворювачів, які працюють у випрямному та інвертувальному режимах відповідно,

R_L – еквівалентний опір лінії постійного струму.

Згідно з формулою (11.2) максимальну пропускну здатність ВПС розраховують за формулою:

$$P = \frac{UU_{\Pi max}}{\omega L}. \quad (11.6)$$

Очевидно, що завантаження ВПС не повинно перевищувати пропускну здатність перетворювачів напруги.

Регулювання параметрів ППС здійснюють з використанням даних з датчиків напруги мережі, струму перетворювачів, напруги і потужності ППС. Керування приймальною і передавальною перетворювальними підстанціями повинно бути узгодженим. Структурну схему системи керування ППС показано на рис. 11.6.

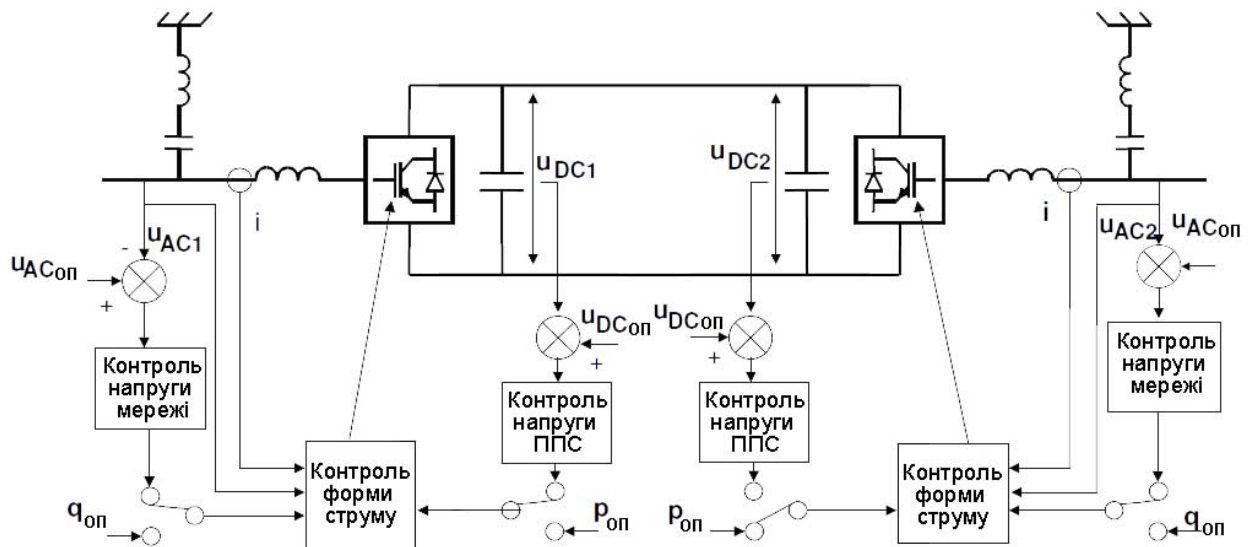


Рис. 11.6. Структурна схема системи керування ППС

З аналізу структурної схеми системи керування ППС можна зробити висновок, що для регулювання обсягу реактивної і активної потужності, транспортованої ППС, необхідно контролювати струми і напруги у колі змінного і постійного струмів ППС.

Особливості роботи підстанційного обладнання ППС з перетворювачами напруги

Реактори перетворювачів напруги

Реактор – один з основних компонентів ППС.

Основні функції реакторів:

- фільтрування модульованої напруги перетворювача;
- неперервне і незалежне регулювання обсягу активної і реактивної потужності ППС;

- обмеження струмів короткого замикання у колі змінного струму.

Конденсатори у колі постійного струму перетворювачів напруги

Конденсатори виконують роль джерела енергії з малим вихідним опором – еквівалента джерела напруги. Ємність конденсаторів розраховують з умови забезпечення необхідного обсягу реактивної потужності для суміжної енергосистеми змінного струму.

Фільтри вищих гармонік у колі змінного струму

Фільтри вищих гармонік у колі змінного струму мають резонансну структуру і налаштовані на ряд вищих гармонік, амплітуда яких на виході перетворювача є найбільшою, як правило 5 і 7 гармоніки. Потужність на яку розраховані фільтри становить 10-30 % від потужності ППС.

Кабелі ППС

ППС з перетворювачами напруги переважно використовують у кабельних ППС, які прокладають через водойми. Конструкцію підводного кабелю показано на рис. 11.7.

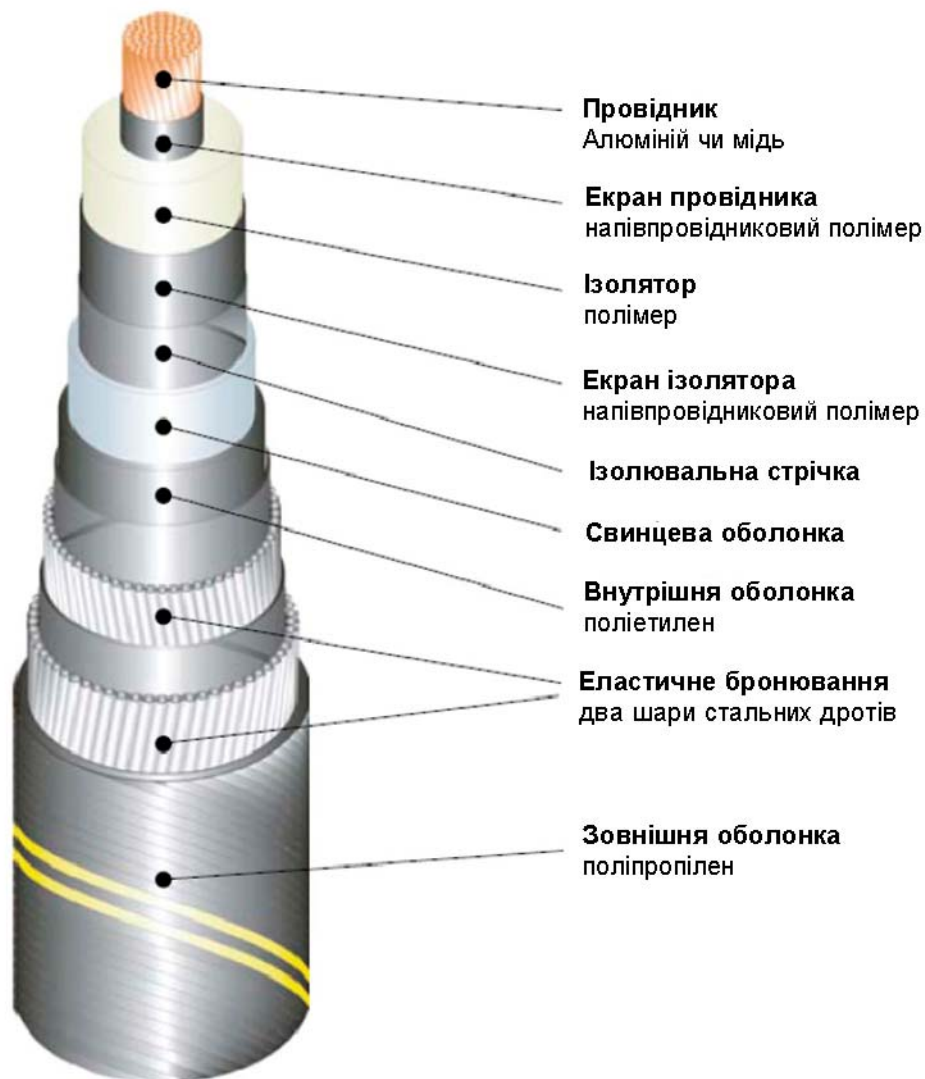


Рис. 11.7. Конструкція кабелю ППС

Як видно з рис. 11.7 кабель має багат шарову структуру, яка захищає його від механічних пошкоджень і усуває електромагнітне випромінювання.

Передачі постійного струму з перетворювачами напруги часто використовують для транспортування енергії від відновлювальних джерел електроенергії. Тому в перспективні їх розглядають як одну з основних складових частин енергетичної системи, до якої будуть входити, окрім потужних генераторів енергії (АЕС, ТЕС, ГЕС), відновлювальні джерела енергії малої і середньої потужності і системи акумулювання енергії. Вказана концепція систем електропостачання отримала назву Smart grid.

Запитання

1. Перерахуйте умови, за яких доцільно використовувати перетворювачі напруги як перетворювальні підстанції.
2. Назвіть фактори, які стримують використання передач постійного струму з перетворювачами напруги.
3. Перерахуйте топології перетворювачів, які використовують для побудови перетворювальних підстанцій.
4. Опишіть принцип керування реактивною і активною складовими потужності з використанням перетворювачів напруги.
5. Назвіть давачі, які необхідно використовувати для регулювання реактивної і активної потужності передачі постійного струму.
6. Опишіть основні функції реакторів у колі змінного струму передач постійного струму з перетворювачами напруги.
7. Назвіть призначення конденсатора у колі постійного струму в передачах постійного струму.
8. Опишіть конструкцію кабеля передач постійного струму.

Лекція № 12. Інтелектуальні системи електропостачання. Концепція Smart grid

Основні терміни і визначення

Smart Grid – концепція електричної мережі, яка здатна об'єднати режими і дії генераторів, акумулювальних пристроїв, споживачів для забезпечення економічно ефективної і стійкої роботи енергосистеми з мінімальними втратами, необхідною якістю і надійністю електропостачання.

Контекст – інформація, яку використовують для опису стану об'єкта керування.

Оптимізація – процес пошуку найвигідніших характеристик, співвідношень. Задача оптимізації сформульована, якщо задані: критерій оптимальності, параметри, значення яких регулюють для вирішення задачі оптимізації, математична модель процесу і обмеження, які необхідно врахувати під час вирішення задачі.

Впровадження інтелектуальних мереж електропостачання бере відлік з 70-х років ХХ сторіччя. Такі мережі отримали назву «Smart grid» (Self Monitoring Analysis and Reportin Technology – технології самодіагностики, аналізу і звітності). У концепції Smart Grid об'єднано поняття електричних мереж, споживачів і виробників електроенергії в єдину автоматизовану систему, що дозволяє контролювати і оптимізувати режими роботи електромережі. Активний розвиток цієї концепції почався на початку 90-х років минулого сторіччя, коли постала проблема інтеграції відновлювальних джерел енергії в систему електропостачання, яка мала централізовану структуру. Вирішення цієї задачі полягає у переході від централізованої до розосередженої системи електропостачання, яка має певні особливості, зумовлені появою у мережі декількох різнотипних джерел електричної енергії і систем акумулювання енергії. Врахування цих особливостей дає можливість підвищити якість електропостачання шляхом формування активних і адаптивних властивостей мереж, наприклад можливості самодіагностики і самовідновлення. Необхідною умовою для реалізації концепції Smart Grid є модернізація сучасних електромереж, що дає можливість забезпечити:

- двонаправлений обмін електроенергією;
- роботу з різнотипними джерелами електроенергії;
- можливість акумулювання електроенергії;
- адаптивність властивостей електромережі для ефективної роботи у мінливих умовах генерування і споживання електроенергії;
- самовідновлення мережі;
- відкритість системи в інформаційному і енергетичному аспектах;
- врахування поточних даних споживання і генерування енергії, що забезпечує високу надійність і якість транспортування енергії.

Виділяють такі ключові компоненти концепції Smart Grid:

- пристрої обліку електроенергії;

- технології двонаправленого регулювання енергії на змінному FACTS і постійному FACDS струмі, напівпровідникові трансформатори SST, електроприводи VSD, напівпровідникові ізолювальні пристрої SS FID;

- теорії та технології керування: нелінійне керування, штучний інтелект, нейронні мережі, упереджувальне керування (model predictive control), системи розподіленого прийняття рішень;

- мережеві технології, широкополосні провідникові та безпровідникові мережі, комунікації через силову мережу (PLC).

Всі вказані технології утворюють силову електричну, інформаційну і комунікаційну складові Smart grid, призначення яких – збільшити ефективність керування електромережею у цілому.

За умови модернізації електромереж розширюють сферу використання приладів силової електроніки. У першу чергу для генерування заданих рівнів активної і реактивної потужності (статичні тиристорні компенсатори та СТАТКОМ) і покращення якості електроенергії (активні фільтри та симетрувальні пристрої).

Конкретизація концепції Smart grid залежить від технічного рівня електроенергетичної системи. Тому на практиці використовують визначення Strong Smart Grid (SSG) для мереж напругою вище ніж 110 кВ великої потужності 100 МВт-10 ГВт, Regional Smart Grid (RSG) – для мереж напругою (3-110) кВ і середньої потужності (1-100) МВт і Micro Smart Grid (MSG) – для мереж напругою (0,4-3) кВ малої потужності 10 кВт - 1 МВт. Дані щодо функціонального призначення мереж наведено у табл. 12.1.

Таблиця 12.1. Функціональне призначення мереж Smart grid

Підпорядкована мережа	Головна мережа		
	SSG	RSG	MSG
SSG	<p>$SSG \rightleftharpoons SSG^*$</p> <p>- цифрові підстанції; - узгодження параметрів (компенсатори, вставки постійного струму); - вимкнення-ввімкнення; - керування генерувальними потужностями</p>	<p>RSG</p> <p>Перехід до режиму керування за умови аварій у мережах SSG</p>	<p>MSG</p> <p>Перехід до режиму керування за умови аварій у мережах SSG і RSG</p>

RSG	$SSG \rightleftharpoons RSG$ - навантаження з регульованими параметрами споживання і генерування енергії; - генерування реактивної енергії; - демпфування перехідних процесів у SSG; - формування віртуальних генерувальних потужностей; - акумулювання енергії	$RSG \rightleftharpoons RSG$ - визначення найенергоємнішої мережі RSG і надання їй статусу головної мережі; - вирішення задач $SSG \rightleftharpoons RSG$	MSG Перехід на самостійну роботу за умови аварійної ситуації у мережі RSG
MSG	$SSG \rightleftharpoons RSG \rightleftharpoons MSG$ - споживач з регульованою потужністю; - вирішення задач $SSG \rightleftharpoons RSG$.	$RSG \rightleftharpoons MSG$ - визначення найбільш придатних мереж для формування заданих параметрів якості електроенергії	$MSG \rightleftharpoons MSG$ - визначення найенергоємнішої мережі MSG і надання їй статусу головної мережі; - вирішення задач $RSG \rightleftharpoons MSG$

*стрілки вказують на взаємодію систем з можливим обміном енергії.

Практична реалізація концепції Smart grid можлива засобами силової електроніки. Вибір типу і структури напівпровідникових перетворювачів необхідно здійснювати з урахуванням характеру зміни параметрів електричної енергії системи. Особливістю електричних передач SSG, RSG і MSG є коливання у широкому діапазоні параметрів електричної енергії. Найстабільнішою з цієї точки зору є система SSG. В електропередачах типу RSG виникають зміни значень параметрів електроенергії, обумовлені комутацією навантажень. Низьковольтні мережі MSG є точкою підключення ВДЕ і широкого класу навантажень, тому зміна значень параметрів електроенергії тут найбільша.

Згідно з концепцією Smart grid суміжні електросистеми відносно одна одної мають ієрархічну взаємодію: одна з них є головною, інші – підпорядковані. Крім того, всі системи динамічно змінюють свої параметри для підлаштування своєї конфігурації під мінливі потоки енергії, згенеровані розосередженими генераторами і спожиті навантаженнями. Тому взаємодію складових частин мережі Smart grid, генераторів і навантажень, увімкнених у

задані моменти часу, здійснюють пристроями силової електроніки шляхом реалізації таких функцій:

1. Конфігурування структури електромережі з забезпеченням певних режимів роботи генерувальних пристроїв. Конфігурування мережі здійснюють як контакторами з твердотільними комутаторами, які пришвидшують процес комутації з одночасним розвантаженням механічних контакторів, що дозволяє забезпечити гальванічну розв'язку, так і збільшити строк їх експлуатації. Комутацію з одночасним забезпеченням необхідного режиму роботи, реалізацію необхідної форми напруги або струму забезпечують керовані випрямлячі та інвертори. Наприклад у вузлах об'єднання систем напівпровідникові перетворювачі, які є регуляторами параметрів активної і/або реактивної потужності, забезпечують синхронізацію і узгодження їх роботи. Системи Smart grid можливо також не підпорядковувати одна одній, а організувати їх незалежну роботу, якщо вони об'єднанні вставками постійного струму.

2. Забезпечення необхідних режимів роботи – джерела напруги, джерела струму, джерела постійної потужності, стабілізації параметрів електричної енергії. Ця функція особливо важлива у мережах MSG, до яких під'єднують більшість ВДЕ.

3. Оптимізація режимів роботи окремих генераторів і мережі у цілому, що дає змогу забезпечити узгодження режимів роботи генераторів з навантаженням.

Перетворювачі електричної енергії встановлюють на виході генераторів або у точці їх приєднання – для регулювання параметрів одного або групи генераторів. Якщо необхідно регулювати параметри електромережі загалом – використовують перетворювальні підстанції, які об'єднують окремі перетворювачі і лінії електропередач між ними. Комплекси керування групою територіально розподілених перетворювачів або перетворювальними підстанціями мають багаторівневу структуру. На вищому (третьому) рівні ієрархії формують команди керування електромережею в цілому (збільшити / зменшити сумарну потужність генераторів електроенергії, збільшити / зменшити потужність споживачів електроенергії, збільшити / зменшити $\cos \varphi$). З використанням команд вищого рівня формують команди середнього (другого) рівня ієрархії керування, які надходять на окремі вузли електропостачання (перевести вузол електропостачання в режим генератора потужності / напруги / струму, ввімкнути / вимкнути вузол електропостачання, тощо). На найнижчому (першому) рівні формують сигнали керування окремими перетворювачами параметрів електроенергії і керованими ключами згідно з режимами роботи відповідних вузлів енергопостачання і груп навантажень.

Керування системою електропостачання передбачає аналіз поточної ситуації середовища Smart grid, до якого входить велика кількість генераторів і навантажень, і постійну зміну режимів їх роботи. Тому для опису стану електромережі використовують поняття контексту, що дозволяє звузати обсяг обробленої інформації. Інтеграція у контекст інформації, отриманої від джерел енергії дозволяє отримати модель поточного стану системи і згенерувати

множину можливих задавальних впливів на перетворювачі, під'єднані до енерговузлів мережі.

Побудову системи керування перетворювачами у спільному інформаційному просторі з врахуванням необхідних параметрів контексту не зводять до простого використання декількох систем, які спільно вирішують задачу керування, оскільки параметри контексту можуть бути взаємозалежними або суперечливими. Неможливість пов'язати з кожною задавальною дією на перетворювач певного параметра контексту додатково ускладнює побудову багатопараметричних систем керування. Ще однією проблемою є складність формалізації параметрів контексту. Тому загалом задача інтелектуального керування електромережею полягає в адекватному врахуванні багаточисельних зовнішніх факторів, які впливають на параметри контексту системи.

В інформаційному аспекті керування Smart grid необхідно звернути увагу на проблему достовірності даних, пов'язану з необхідністю вимірювання контекстних даних в умовах завад, спричинених комутацією силових ключів, які мають форму різких змін контекстних даних. Для оцінки достовірності даних використовують прогнозну модель даних.

Після перевірки достовірності даних контексту їх використовують для керування системою електропостачання. Задача керування є багатопараметричною, тому пошук рішення є достатньо трудомістким. Для зменшення обсягу розрахунків необхідно попередньо звужити простір можливих рішень задачі, що можливо здійснити правилами логічного виводу, після чого використовувати оптимізаційні алгоритми керування з використанням певної цільової функції.

Залежно від потужності енергосистеми, кількості і типу споживачів та генераторів, під'єднаних до мережі, керування мережею має певні відмінності. Проаналізуємо особливості керування малопотужною мережею (десятки кіловат) до якої під'єдано відновлювальні джерела енергії. Як правило малопотужні системи електропостачання є розосередженими, до їх складу входять відновлювальні джерела енергії (фотобатареї ФБ, вітрогенератори ВГ), акумулювальні потужності (акумуляторна батарея АБ) і системи резервного живлення (дизельгенератор ДГ). Розосереджені системи електропостачання можуть бути під'єднані до системи централізованого електропостачання або працювати автономно. З іншою боку до мережі підключено різне електротехнічне обладнання – системи мікроклімату (опалення, вентиляція, кондиціонування), сигналізації, освітлення, обладнання басейнів, контролю доступу і т.д. Всі енерговузли системи, включно з навантаженнями, під'єднують до мережі перетворювачами електричної енергії Пр. Для покращення параметрів якості електроенергії використовують спеціалізоване перетворювальне устаткування – компенсатори реактивної потужності, фільтри вищих гармонік, коректори коефіцієнту потужності, стабілізатори.

Структуру системи електропостачання показано на рис. 12.1.

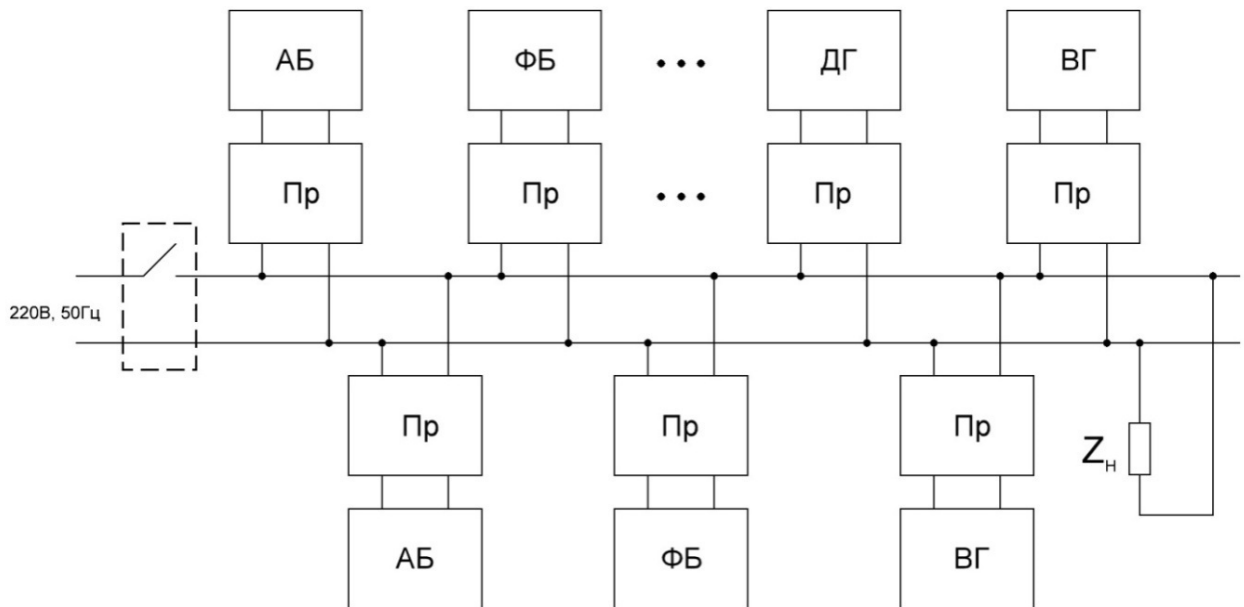


Рис. 12.1. Структура малопотужної розосередженої системи електропостачання

Загалом, перетворювачі електричної енергії об'єднують всі електротехнічні пристрої в єдину систему забезпечення необхідної якості параметрів споживаної електроенергії. Тому перетворювачі виконують системоутворювальну функцію, що дозволяє об'єднати в одну мережу різноманітні за фізичним принципом роботи генератори і навантаження, рис. 12.2.

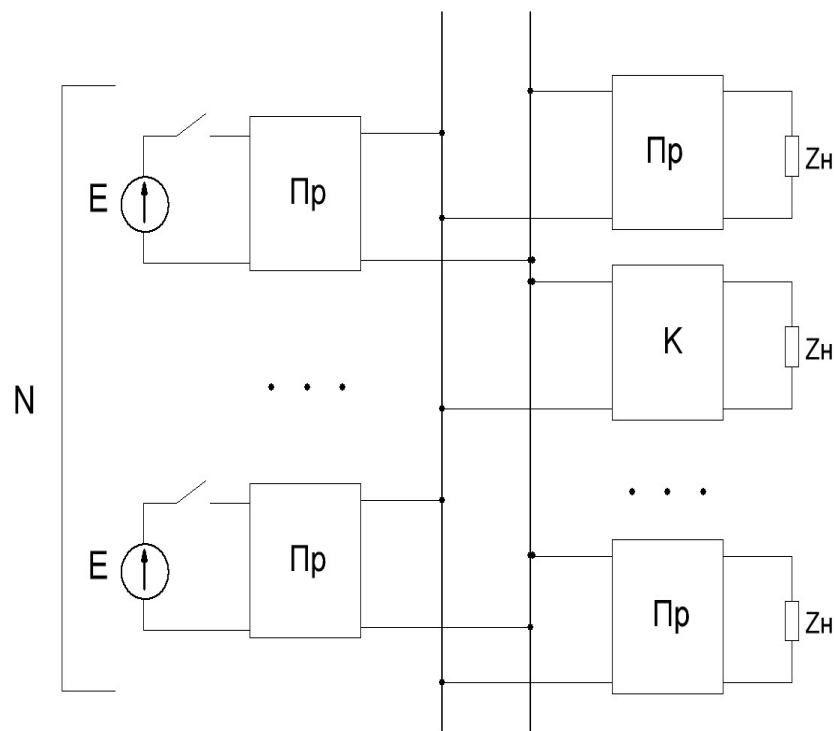


Рис. 12.2. Використання перетворювачів для під'єднання генераторів і навантажень до мережі

Використання напівпровідникових перетворювачів електроенергії дозволяє вирішити такі задачі:

- 1) регулювання режимів роботи генераторів і навантажень;
- 2) забезпечення однотипності параметрів електричної енергії, для чого використовують: двонаправлені коректори потужності, які забезпечують споживання і генерування реактивної потужності; перетворювачі „постійна напруга – синусоїдальна напруга” або „постійна напруга – синусоїдальний струм”, які встановлюють на виході відновлювальних джерел енергії; перетворювачі «реактивний опір – активний опір», які забезпечують споживання навантаженням синусоїдального струму з нульовим фазовим зсувом відносно напруги мережі; зарядних перетворювачів “напруга – постійний струм”, які встановлюють для заряджання акумуляторних батарей; розрядних перетворювачів „постійна напруга – синусоїдальний струм” або „постійна напруга – синусоїдальна напруга”. Можливі також варіанти реалізації зарядних перетворювачів „напруга - напруга”, „напруга – постійна потужність”;
- 3) корекція коефіцієнта потужності у мережі електропостачання і забезпечення синусоїдальності струмів і напруг, спожитих від генераторів;
- 4) компенсація впливу несиметричних режимів;
- 5) відбирання максимального обсягу енергії від відновлювальних джерел енергії.

Використання перетворювачів забезпечує перетворення механічної, світлової, теплової енергій у електричну з необхідними параметрами.

Основною задачею системи керування такою системою електропостачання є контроль і регулювання параметрів якості електроживлення згідно з існуючим стандартом (повна потужність S , реактивна потужність Q , активна потужність P , коефіцієнт потужності χ , кут зсуву між струмом та напругою φ , тощо), що можливо з урахуванням параметрів контексту системи. З одного боку – параметрів, які впливають на роботу генераторів (рівня освітленості, напрямку та швидкості вітру, рівня заряду акумуляторів тощо). З іншого – режимами роботи споживачів.

Компоненти інфраструктури мікрогрід територіально розподілені, їх керування здійснюють незалежно один від одного на різних відрізках часу. Ділянка інфраструктури, яка містить керовані перетворювачі, є активною зоною. Стан роботи мікрогрід і її окремих активних зон залежить від режимів електроспоживання навантажень та ряду зовнішніх факторів (температури, сили і напрямку вітру, рівня освітленості та ін.), які вимірює система датчиків і утворює контекст як інформаційну складову інфраструктури мікрогрід.

Використовуючи контекстні дані, система керування електромережею встановлює режими роботи енерговузлів системи за певним параметром або групою параметрів з використанням логічних правил, заданих експертами. Після чого система керування мікрогрід оптимізує роботу кожного енерговузла окремо. Приклад формування правила керування енергосистемою показано на рис. 12.3. Для формування правила використовують параметри: наявність під'єднання до мережі, значення балансу потужностей, рівень заряджання акумуляторних батарей, тариф, зсув фаз напруги і струму навантаження $\cos\varphi$, потужність навантаження. У результаті поєднання параметрів логічними зв'язками можливо сформувавши правила керування мережею, наприклад

зменшення/збільшення потужності генераторів, віддача/споживання енергії мережі і т.д.

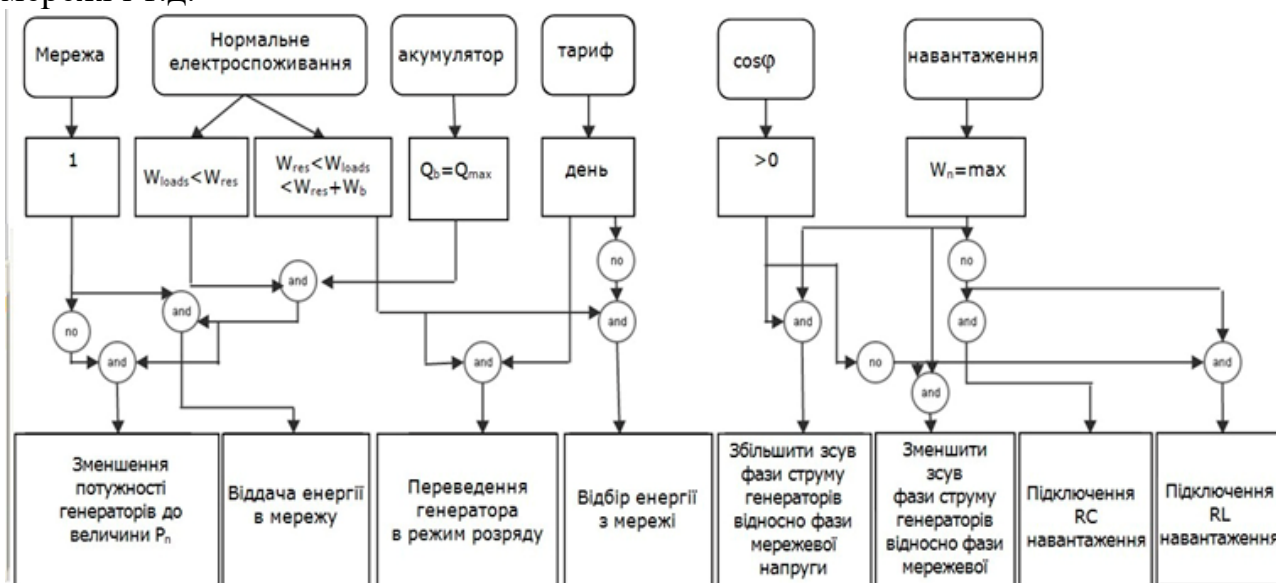


Рис. 12.3. Приклад формування правила керування електромережею

Розглянута концепція системи електропостачання, яка поєднує інтелектуальні алгоритми керування і пристрої силової електроніки дозволяє керувати споживанням електроенергії, покращити її параметри, зменшити втрати, що дозволяє перейти на якісно новий рівень відносин між продавцем і покупцем на ринку електроенергії.

Запитання

1. Вкажіть нові можливості з керування мережею електропостачання за умови реалізації концепції Smart grid.
2. Перерахуйте необхідні умови для реалізації концепції Smart Grid.
3. Перерахуйте ключові компоненти концепції Smart Grid.
4. Опишіть функції, які виконують перетворювачі електричної енергії у мережі Smart Grid.
5. Дайте визначення терміну «контекст».
6. Опишіть особливості роботи мережі Micro Smart Grid.
7. Перерахуйте задачі, які вирішують перетворювачі у мережі Smart Grid.
8. Опишіть процедуру використання контекстних даних системою керування Smart Grid.

Лекція № 13. Законодавча база і структура ринку електроенергетики України

Основні терміни і визначення

Оптовий ринок електричної енергії України – ринок, що створено суб'єктами господарської діяльності для купівлі-продажу електричної енергії на підставі договору.

Національна комісія регулювання енергетики – державний колегіальний орган, що здійснює державне регулювання діяльності суб'єктів природних монополій. Утворена згідно з Указом Президента України від 14 березня 1995 року. Серед іншого, відповідає за надання ліцензій та встановлення тарифів для виробників теплової та електричної енергії. Також встановлює "Зелений тариф" для виробників енергії з відновлюваних джерел.

ДП «Енергоринок» – державне підприємство, утворене державою в особі Кабінету Міністрів України і є Стороною Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України. Головною метою утворення підприємства є оптимізація та вдосконалення механізмів організації Оптового ринку електричної енергії України та поліпшення стану розрахунків за електричну енергію, продану-куплену на ньому.

Дерегулювання – процес скасування або скорочення встановлених державою адміністративно-правових норм та приписів щодо діяльності суб'єктів господарювання. Під дерегулюванням слід розуміти сукупність заходів, що спрямовані на зменшення втручання державних органів у господарську діяльність суб'єктів та усунення перешкод на шляху її розвитку.

Основою електроенергетики країни є Об'єднана енергетична система (ОЕС) України, яка здійснює централізоване електрозабезпечення внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних держав, забезпечує експорт, імпорт і транзит електроенергії. Вона об'єднує енергогенерувальні потужності та розподільчі мережі регіонів України, які сполучені між собою системними лініями електропередачі.

В Україні вже більше десяти років функціонує оптовий ринок електричної енергії (ОРЕ), який є впорядкованою системою здійснення операцій купівлі-продажу електричної енергії. Державне регулювання енергетичного ринку здійснює національна комісія регулювання енергетики (НКРЕ), головними завданнями якої є: ліцензування та регулювання діяльності суб'єктів природних монополій; забезпечення проведення цінової і тарифної політики, захист прав споживачів, впровадження правил користування електричною енергією.

Основними започаткованими задачами функціонування ОРЕ є:

- забезпечення потреб споживачів України в електричній енергії за мінімально можливою ціною на принципах конкуренції між енергогенерувальними компаніями і між постачальниками;
- забезпечення фінансової стабільності й прибутковості галузі;

- створення конкурентоздатної української енергетики, і як наслідок умов для залучення потенційних інвесторів.

У 1996 році в результаті реформи в енергетичній галузі були відокремлені виробництво, передавання, розподіл та постачання електроенергії і був створений оптовий ринок електроенергії за моделлю «єдиного покупця». Це дозволило поліпшити роботу галузі і вирішити проблему неплатежів та бартеризації розрахунків. Ринок електроенергії в Україні побудований за моделлю «єдиного пулу», або «єдиного покупця». Генерувальні компанії виробляють електроенергію і продають її ДП «Енергоринок», який надалі продає її розподільчим компаніям (обленерго і незалежним постачальникам) на ОРЕ. Далі обленерго та незалежні постачальники розподіляють електроенергію між роздрібними та великими промисловими споживачами, рис. 13.1.

Постачальники електроенергії за регульованим тарифом – обленерго, на ОРЕ вони складають більшість (частка ринку 85%). Постачальники за нерегульованим тарифом – промислові підприємства, які купують електроенергію для своїх потреб, або компанії-посередники, які купують електроенергію на оптовому ринку і перепродають її великим споживачам. Обсяги електроенергії, якою вони торгують, незначні і становлять близько 10% від загального обсягу.

Оптову «ринкову» ціну на закупівлю електроенергії формують за таким механізмом. ТЕС щоденно подають погодинні цінові заявки і заявки робочої потужності, які відображають витрати на виробництво електроенергії і можливий діапазон регулювання навантаження. Прогнозний обсяг споживання та обсягу міждержавних перетоків електричної енергії використовують для розрахунку оптимального складу працюючого енергетичного обладнання з точки зору мінімальної вартості її виробництва тепловими електростанціями залежно від рівня необхідного покриття графіка навантаження. На основі цих даних визначають погодинну ціну закупівлі електроенергії у ТЕС (тарифи на виробництво електроенергії АЕС, ГЕС і ТЕЦ встановлює НКРЕ).

Поточна модель оптового ринку електроенергії має певні недоліки. По-перше, відсутність прямих контрактів з виробниками обмежує конкуренцію в сфері роздрібного постачання. По-друге, рядовий споживач не може вимагати необхідних параметрів якості енергопостачання і не може змінювати постачальника. До того ж недосконалий механізм формування тарифів і, як наслідок, недоотримання генерувальними компаніями коштів за вироблену електроенергію не дозволяє їм вкладати кошти у модернізацію потужностей. Останні 20 років в Україні майже не вводилися нові потужності, що значно підвищило середній вік генерувальних активів ТЕС. Так, якщо у 1980-90-х роках було введено 14,9 ГВт потужностей, то у 1990-2000 – лише 1,2 ГВт, а у 2000-2010 – 3,0 ГВт. Відповідно, у 2010 році відсоток блоків ТЕС віком більше ніж 40 років дорівнював 38%, у той час як в ЄС цей показник – 22%.

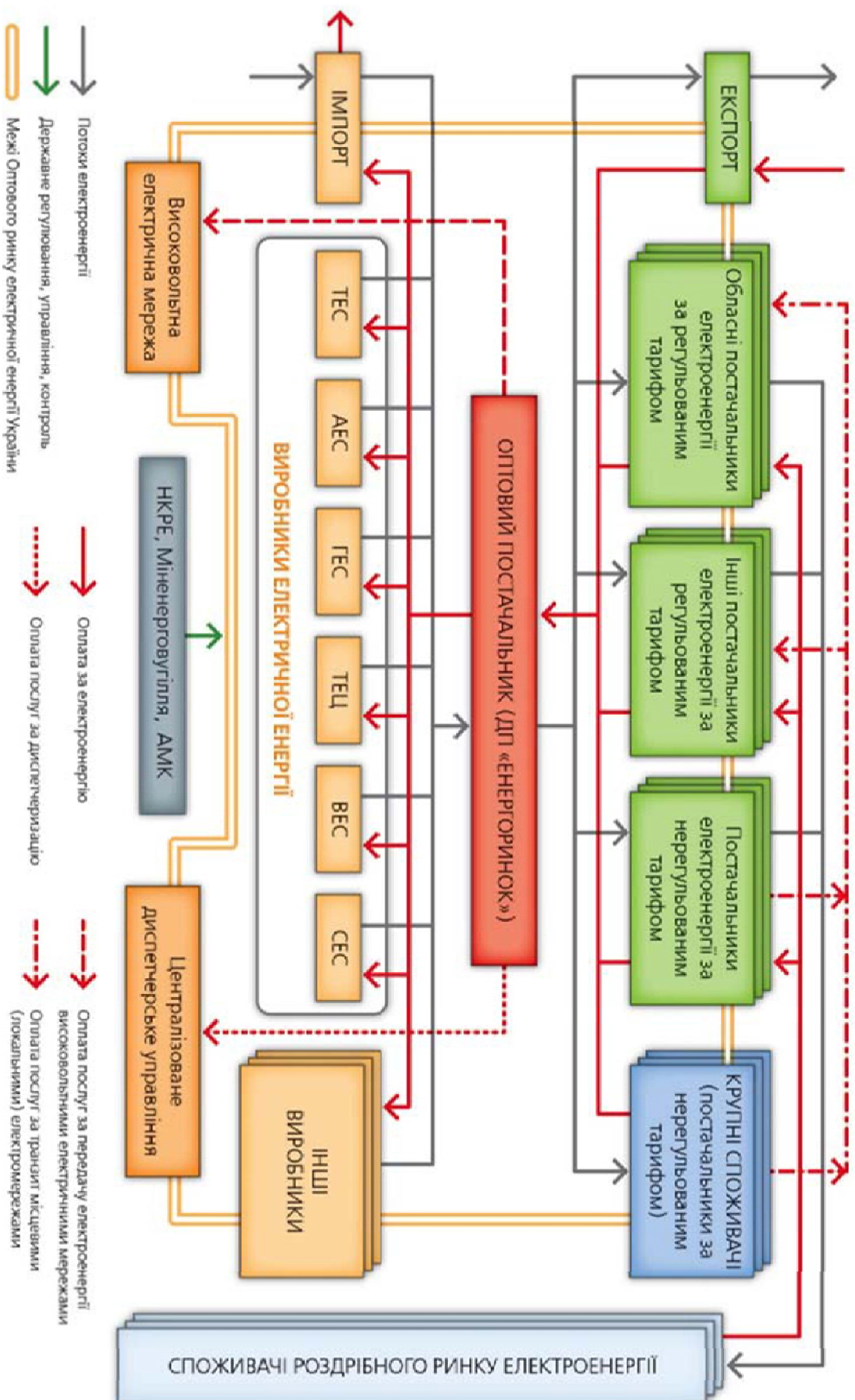


Рис. 13.1. Принципова схема функціонування оптового ринку електроенергії України

Моделі ОРЕ в Україні властиві такі проблеми:

- відсутність належної законодавчої бази для впровадження комерційних контрактів;
- модель не повністю сумісна з активним прозорим ринком експорту;
- відсутність стимулів для інвестицій;
- плату за робочу потужність використовують для прямого контролю за оптовими цінами;
- неефективна конкуренція, що спонукає регуляторне втручання;
- відсутність ринку допоміжних системних послуг (відсутність пікової/маневрової потужності);
- адміністративне втручання в управління ринком;
- перебування мереж у власності обленерго надає їм переваг у конкуренції в сфері роздрібного постачання.

Вирішення цих проблем вимагає впровадження нової моделі ринку електроенергії в Україні. Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України, затверджена в 2002 р., передбачала поступову трансформацію ОРЕ у модель, побудовану на двосторонніх договорах та балансувальному ринку. Поштовхом до активного реформування галузі електроенергетики став вступ України до Європейського Енергетичного співтовариства в 2012 р., що сприяло ухваленню закону "Про засади функціонування ринку електроенергії України", який набув чинності з 1 січня 2014 р. Закон про реформування енергоринку проголошує принципи роботи нового енергоринку, які мають стати базовими та не можуть порушуватися з прийняттям підзаконних нормативних актів.

Головний принцип: ринок електричної енергії функціонує на конкурентних засадах з обмеженнями. Решта 13 принципів узгоджені з головним принципом і метою.

Принцип перший, він же – основна мета реформи енергоринку: забезпечення енергетичної безпеки України. Енергетична безпека держави – це стан готовності паливно-енергетичного комплексу країни щодо максимально надійного, технічно безпечного, екологічно прийняттого, економічно ефективного та обґрунтовано достатнього енергозабезпечення економіки держави і населення, а також щодо гарантованого забезпечення можливості керівництва держави у формуванні та здійсненні політики захисту національних інтересів у сфері енергетики без зовнішнього і внутрішнього тиску.

Принцип другий: безпека постачання електроенергії споживачам, захист їхніх прав та інтересів. Його суть полягає у тому, що не має ставитися під сумнів право будь-якого споживача електроенергії вимагати безпеки у процесі його енергопостачання, а також безпеки для життя і здоров'я, майна і навколишнього середовища. Електроенергія – джерело підвищеної небезпеки, тому не постачальник, а власник мереж зобов'язаний забезпечити безпеку енергопостачання.

Принцип третій: енергоефективність і захист навколишнього природного середовища. Цей принцип має декларативний характер і за ним не закріплено конкретних цілей.

Принцип четвертий: добросовісна конкуренція. В основі зобов'язань, прийнятих Україною під час вступу до Європейського Енергетичного співтовариства, - імплементація Директиви 2003/54/ЄС від 26 червня 2003 р. (у перспективі – Директиви ЄС №2009/72/ЄС), якою встановлювалося зобов'язання з дерегулювання та лібералізації електроенергетики з наступним об'єднанням локальних ринків електроенергії в єдиний внутрішній ринок ЄС. Для досягнення цієї головної мети — об'єданого європейського ринку — необхідно було створити і забезпечити виконання таких умов: високий рівень конкуренції на енергоринку, економічна обґрунтованість вартості електроенергії, можливість вільного вибору постачальника, запровадження системи тендерів для введення нової потужності, зниження викидів CO₂ в атмосферу та інших, не менш важливих умов. Однак в українській моделі нової організації енергоринку конкуренцію обмежуватимуть упродовж 16 років, до 1 січня 2030 р., поки не припинить існування Фонд урегулювання вартісного дисбалансу.

Принцип п'ятий: рівність прав на продаж і купівлю електричної енергії. Цей принцип також має істотні обмеження, пов'язані як з обмеженнями принципу конкуренції, так і з впливом регулятора. Наприклад, регулятор може і після впровадження повномасштабного ринку у 2017 р. ще мінімум два роки обмежувати роботу на ринку двосторонніх договорів і постачальників, і виробників, тобто цей принцип діятиме не раніше як через п'ять років, а в повному обсязі — через ті ж 16.

Принцип шостий: вільний вибір електропостачальника кваліфікованим споживачем. Кваліфікованими мають стати всі споживачі, включно з побутовими, з 1 січня 2015 р.

Принцип сьомий: недискримінаційний і прозорий доступ до магістральних і міждержавних і/або місцевих (локальних) електромереж. Доступ до мереж мають забезпечувати електропередавальні організації, функції яких на сьогодні виконують обленерго і держкомпанія "Укренерго".

Принцип восьмий: недискримінаційний доступ до ринку електричної енергії. Він пов'язаний із належним дотриманням попереднього принципу. Правила ринку, одержання відповідної ліцензії, укладання договорів — усе це досить складна процедура, але вона існує в усіх енергетичних ринках і розрахована на професіоналів. Що ж стосується споживачів, то вони мають скористатися цим правом, пройшовши процедуру кваліфікації.

Принцип дев'ятий: незалежне державне регулювання. НКРЕ — національний регулятор. Як колегіальний орган він був створений згідно з указом президента України за більш як два роки до ухвалення Закону "Про електроенергетику" і зберігає цей правовий статус дотепер.

Принцип десятий: недискримінаційне ціноутворення. В умовах ринкової економіки особливості цінової політики полягають у тому, що ціна

на абсолютну більшість товарів (послуг) є результатом складної кон'юнктури ринку, а не нормативом, встановлюваним державою.

Принцип одинадцятий: попередження дій і бездіяльності суб'єктів ринку, спрямованих на завдання збитків іншим суб'єктам ринку. Механізм реалізації цього принципу в законі не розкрито.

Принцип дванадцятий: відповідальність суб'єктів ринку за недотримання його правил, правил ринку "на добу вперед", кодексу електромереж, кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів, що забезпечують функціонування ринку електроенергії, і умов договорів, що укладають на цьому ринку.

Принцип тринадцятий: можливість інтеграції із зовнішніми ринками. Насправді обмеження на торгівлю електроенергією із закордонними партнерами лише ускладнюють інтеграцію у європейський енергетичний простір.

За ухваленим законом модель енергоринку засновано на прямих відносинах між продавцями і покупцями. Передбачено, що довгострокові договори будуть укладатися у двосторонньому порядку, короткострокові (на добу наперед) – на Енергобіржі, а балансувальні – з Системним оператором. Повністю модель називається ринок двосторонніх договорів та балансувального ринку (РДДБ). Ринок складено з енергетичної біржі, балансувального ринку і двосторонніх договорів, які укладають поза біржею. Активним учасником ринку також є системний оператор. У моделі здійснюють сполучення різних ринків: оптового ринку та ринку балансувальних послуг.

Для участі у будь-якому ринку потрібно буде отримати ліцензію від НКРЕ та підписати договір про участь у ринку електроенергії. Учасники ринку забезпечують більшість своїх потреб щодо продажу або закупівлі електроенергії укладенням довгострокових контрактів, потім коригують свої позиції у день постачання, коли невизначеність енергобалансу мінімальна. Після цього здійснюють розрахунки за небаланси. Платежі за двосторонніми договорами, які містять платежі за небаланси енергопостачання (договірні обсяги мінус вимірний відпуск), здійснюють між відповідними сторонами за централізованим розрахунковим механізмом. Крім того, модель РДДБ передбачає впровадження механізму торгівлі правами на наявну пропускну спроможність міждержавних ліній електропередач та механізму міждержавної торгівлі електричною енергією. Модель також містить нову систему комерційного обліку електроенергії, в якій передбачено вимірювання електроенергії, збір, обробку, передавання, зберігання та інтерпретацію даних щодо кількості, якості електричної енергії та значення потужності з метою здійснення фінансових розрахунків.

Модель РДДБ розділяє надання системних (системним оператором або оператором розподільчих мереж учасникам РДДБ) і допоміжних послуг (учасниками РДДБ системному оператору на конкурентній основі). До того ж на відміну від допоміжних послуг, на РДДБ не передбачено ринкового механізму надання системних послуг. Це обумовлено тим, що їх можуть надавати лише системний оператор та оператори розподільчих мереж. До

складу системних послуг входять диспетчерське керування об'єднаною електроенергетичною системою України, резервування електричних мереж та організація паралельної роботи з енергетичними системами інших держав. До складу допоміжних послуг входять: надання резервів активної потужності та регулювання частоти, регулювання реактивної потужності та рівня напруги, автоматичне частотне розвантаження тощо. Надання допоміжних послуг виробниками електроенергії на РДДБ України є обов'язковим. Системний оператор може закуповувати допоміжні послуги через прямі довгострокові контракти або з використанням окремих тендерних механізмів.

Складність цієї моделі полягає в тому, що через можливість учасників ринку укласти контракти безпосередньо між собою обсяги, зазначені в контрактах, мають бути узгоджені з роботою системи у реальному часі, а це потребує запровадження складного сучасного технічного обладнання.

Проаналізуємо функціонування кожного ринку детальніше. Ринок довгострокових двосторонніх контрактів між виробниками і постачальниками – це закритий ринок цін і графіків постачання, але він орієнтований на ціни, які формує спотовий ринок, і розширення другого сегменту є запорукою мінімізації зловживань на першому. Що більший ступінь охоплення угод на публічному ринку "на добу вперед", то чіткіші цінові сигнали для ринку двосторонніх договорів. Учасниками цього ринку з одного боку є виробники електроенергії (АЕС, ГЕС, ТЕС, ТЕЦ і ВДЕ). З іншого – постачальники, мережеві компанії та кваліфіковані споживачі. На цьому ринку також працює і так званий гарантований покупець, держпідприємство, на яке покладено функції із забезпечення закупівлі всієї електроенергії, виробленої за "зеленими" тарифами, і гарантованих розрахунків за неї. Вигоду від такої схеми одержують насамперед виробники "зеленої" електроенергії, тому що незалежно від попиту вони матимуть справу з одним покупцем, який не тільки гарантує їм повну оплату, а й сам регулюватиме баланс, а отже, нестиме додаткові витрати. Цей сегмент ринку насамперед цікавий споживачам, чий виробництва енергоємні, а графік споживання досить стабільний, а також тим, кому важлива прогнозована ціна. На цьому ринку працюватиме правило "обмеженої конкуренції" для:

- ГЕС, АЕС – у частині обмежень обсягів продажів, регулювання цін і обов'язкової форми контрактів;
- імпортерів електроенергії – у частині обмежень обсягів продажів;
- виробників – на купівлю і постачальників – на продаж електроенергії до 2019 р.;
- мережевих компаній і гарантованого покупця – у частині заборони на продаж електроенергії;
- мережевих компаній і ГАЕС – у частині обмежень на купівлю електроенергії для компенсації технологічних витрат на втрати.

Мінімальний строк двостороннього договору – три місяці.

Ринок "на добу вперед", або так званий спотовий ринок, — це найбільш відкритий і технічно оснащений ринок. Його учасники практично ті самі, що й ринку двосторонніх договорів. Тут для них головне – ціна і період

постачання електроенергії. У цьому сегменті ринку може бути забезпечено не лише 24-годинне постачання електроенергії рівномірним графіком, а й в окремі пікові години. Або, навпаки, години, коли настають "провали", тобто рівень споживання різко падає й електроенергія дешевшає. Цей ринок досить гнучко реагує на попит і пропозицію, його правила мають мінімізувати можливість змови між продавцем і покупцем, і що ширше його охоплення, що технологічніше проводяться торги; що віддаленіший оператор такого ринку як від адміністративного впливу, так і від самих учасників ринку, то реальніші цінові сигнали і гнучкіша торгівля. На більшості європейських і світових енергетичних ринках торги проводять на спеціалізованих електроенергетичних біржах (Nord Pool, Baltpool, EPEX Spot SE, APX-ENDEX). І там найважливішим критерієм визначення ціни є рівень ліквідності ринку: що вища ліквідність, то нижчі ціни. На енергоринку України "на добу вперед", як і на ринку двосторонніх договорів діятимуть жорсткі обмеження аж до 2030 р. Наприклад, гарантований покупець, який купив на ринку двосторонніх договорів усю електроенергію, вироблену за "зеленими" тарифами на цьому ринку, виступає тільки як продавець. Національний регулятор — НКРЕ матиме значні повноваження впливу на роботу й цього сегмента ринку. До того ж частина повноважень не обмежена часом. НКРЕ має право встановлювати для:

- ГЕС (крім малих) і ГАЕС – нижню граничну межу обов'язкового продажу електричної енергії;

- інших виробників (крім ВДЕ) – не більше за 15% від місячного обсягу виробництва;

- незалежних електропостачальників – нижню норму обов'язкового продажу імпортованої електроенергії;

- мережевих компаній – нижню межу обов'язкової купівлі електроенергії для покриття технологічних витрат під час її транспортування;

- ГАЕС – нижню граничну межу обов'язкової купівлі електроенергії.

Балансувальний ринок – кінцевий елемент у ланцюгу відносин купівлі-продажу електричної енергії. На ньому всі учасники ринку вирівнюють фактичний обсяг виробленої та закупленої (спожитої) електроенергії з тією, що була законтракована на двох попередніх сегментах ринку. Обсяг угод на цьому ринку незначний і у розвинених ринках становить 3–5%. Керує цим ринком системний оператор в особі НЕК "Укренерго". Крім урегулювання небалансів, системний оператор планує роботу всієї енергосистеми на наступну добу. Балансувальний ринок не стільки фінансовий, скільки технологічний. На ньому немає місця великій комерції. Він насичений інформаційно та повинен застосовувати складні програмні продукти, які дають можливість якісно одержувати, обробляти та систематизувати інформацію від усіх учасників процесу, бо відповідає за безпеку роботи всієї енергосистеми України, а також координує роботу із суміжними енергосистемами Заходу та Сходу.

Системному оператору в особі НЕК "Укренерго" у майбутньому ринку приділена значна роль, на нього покладено обов'язок не лише закупити та ввести у роботу технічне обладнання, необхідне для роботи і оператора

ринку, і його самого, а й забезпечити фінансування гарантованого покупця у межах кошторисів, установлених НКРЕ.

Четвертим сегментом ринку є ринок допоміжних послуг, який розпочинає роботу одним із перших. Ринок допоміжних послуг розпочне роботу з купівлі системним оператором у генерувальних компаній послуг вторинного та третинного регулювання із забезпеченням резерву відповідних регулювальних потужностей. Поки системний оператор не створений, цю функцію також виконуватиме НЕК "Укренерго".

Західноєвропейські енергосистеми первинним і вторинним регулюванням забезпечують високу якість регулювання частоти, яку нормують рівнем та часом мобілізації резервів, коефіцієнтом статизму та зоною нечутливості систем автоматичного регулювання агрегатів ТЕС, АЕС і ГЕС. Аналогічні підходи застосовують і в Україні. Методику вартості розрахунку за послуги затверджує НКРЕ.

Окремого обговорення заслуговує Фонд урегулювання вартісного дисбалансу. Фонд є державною спеціалізованою некомерційною установою, заснованою кабінетом Міністрів України, діяльність якої спрямована на забезпечення виконання, відповідно до вимог закону, гарантій держави щодо розрахунків за весь обсяг проданої за «зеленим» тарифом електричної енергії, виробленої на об'єктах електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії, відшкодування витрат від купівлі електричної енергії, виробленої на теплоелектроцентралях та інших установках з комбінованим виробництвом електричної та теплової енергії, за регульованими цінами та її продажу за ринковими цінами, а також відшкодування збитків гарантованих постачальників від продажу електричної енергії споживачам за регульованими цінами.

Основними функціями Фонду визначено:

- сприяння створенню конкурентного середовища та конкурентних умов участі виробників електроенергії, енергопостачальників на ринку електричної енергії України шляхом застосування ринкових принципів ціноутворення;
- отримання коштів для подальшого їх спрямування визначеним суб'єктам ринку електричної енергії, відповідно до встановлених державою гарантій.

Також новацією є запровадження певного переліку послуг, які Фонд буде надавати суб'єктам ринку та отримувати від суб'єктів ринку, на платній основі. Повноваження щодо встановлення величини плати покладають на Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики.

У законі збережено зобов'язання постачальників електричної енергії за регульованим тарифом продавати електроенергію за пільговими тарифами певним категоріям споживачів, зокрема населенню. Передбачено механізми перерозподілу коштів Фонду розподілу вартісного дисбалансу на користь виробників електричної енергії з альтернативних (відновлювальних) джерел енергії, а також на користь виробників на теплоелектроцентралях та когенераційних установках за рахунок відрахувань до спеціального фонду, який будуть наповнювати з прибутків ГЕС, ГАЕС і АЕС, що зменшує конкурентоздатність вказаних виробників електроенергії.

Порівнюючи діючу та нову моделі енергоринку за даними табл. 13.1, можна відзначити, що для лібералізації ринку електроенергії України

потрібно запровадити двосторонні договори для всіх суб'єктів ринку, систему ціноутворення попиту-пропозиції на ринку «на добу наперед» (зараз ціни визначають лише з боку виробників), розрахунок та оплату вартості відхилень фактичних обсягів купівлі-продажу електроенергії проти заявлених для постачальників та інших виробників (зараз такі платежі нараховують лише ТЕС).

Таблиця 13.1. Порівняння старої і нової моделей енергоринку

Діюча модель	Нова модель
Ринок двосторонніх договорів між ТЕЦ, дрібними виробниками та постачальниками/споживачами	Ринок двосторонніх договорів (децентралізована торгівля електроенергією)
Ринок «на добу наперед» - організована торгівля електроенергією (формування графіку розподілу навантажень за правилами ОРЕ, визначення цін купівлі-продажу електроенергії за правилами ОРЕ)	Ринок «на добу наперед» - організована торгівля електроенергією
Ринок допоміжних послуг (формування резервів потужності через відбір заявок ТЕС по групах обладнання за Правилами ОРЕ, врахування режиму роботи ГЕС в режимі синхронного компенсатора)	Ринок допоміжних послуг (придбання резервів, інших допоміжних послуг)
Балансувальний ринок (виконання виробниками команд диспетчера щодо зміни навантаження для балансу в енергосистемі в режимі реального часу)	Балансувальний ринок (системний оператор - підприємство, що здійснює центральне диспетчерське управління)
Розрахунки за куплену-продану в режимі реального часу електроенергію: - Розпорядник системи розрахунків (платежі виробникам за електроенергію, робочу потужність, маневреність та навантаження/розвантаження; платежі постачальників за фактично куплену електроенергію) - Розпорядник коштів (розрахунки за алгоритмом розподілу коштів, який встановлює НКРЕ для виробників)	Адміністратор розрахунків (реєстрація суб'єктів двосторонніх договорів, розрахунки зобов'язань)
Головний оператор комерційного обліку	Адміністратор комерційного обліку (адміністрування комерційного обліку, збір даних обліку на центральному рівні)

Ринок доступу до пропускної спроможності	Ринок доступу до пропускної спроможності
Роздрібний ринок електричної енергії	Роздрібний ринок електричної енергії

У найближчій перспективі передбачено такі реформи ринку електроенергетики:

- до 1 квітня 2014 р. - створення в складі ДП "Енергоринок" структурних підрозділів для виконання функцій оператора ринку та гарантованого покупця з подальшою їх реорганізацією та виділенням цих структурних підрозділів в окремі юридичні особи до 1 січня 2016 р.;

- до 1 січня 2015 р. - здійснення заходів щодо підготовки проектів актів законодавства з імплементації вимог Директиви ЄС №2009/72/ЄС про загальні правила функціонування внутрішнього ринку електроенергії та Регламенту №714/2009 про умови доступу до мережі трансграничного передавання електроенергії, затвердження кодексу електричних мереж і плану розвитку об'єднаної енергосистеми України на наступні десять років;

- до 1 січня 2016 р. – створення державної спеціалізованої некомерційної установи – Фонду урегулювання вартісного дисбалансу;

- до 1 січня 2016 р. – розділення НЕК "Укренерго" і створення системного оператора та електропередавального підприємства;

- до 1 січня 2016 р. - визначення уповноваженого банку ринку електричної енергії;

- до 1 липня 2017 р. – визначення групи побутових споживачів, ціни на електричну енергію для яких регулює НКРЕ.

Загалом, в Україні і світі створені технічні і правові засади для модернізації ринку електроенергетики, який сприяє підвищенню рівня якості, конкуренції, переліку можливих послуг, індивідуальному підходу до кожного споживача.

Запитання

1. Опишіть структуру ринку електроенергії, яка функціонувала у рамках закону про електроенергетику від 1996 р.

2. Опишіть структуру ринку електроенергії, яка функціонує у рамках закону про електроенергетику від 2014 р.

3. Назвіть основні проблеми, які виникли в електроенергетиці України у 1990-х – 2000-х рр.

4. Опишіть принцип роботи ринку довгострокових договорів.

5. Опишіть принцип роботи ринку на добу наперед.

6. Опишіть принцип роботи балансувального ринку.

7. Наведіть основні функції національної комісії з регулювання енергетики.

8. Перерахуйте основні функції державного підприємства «Енергоринок».

Висновки

У конспекті лекцій розглянуто сучасний стан електроенергетики України, зроблено аналіз основних заходів, які необхідно вжити для підвищення її енергоефективності, розглянуто структуру та принцип роботи інтелектуальних розподілених елеметромерж. Теоретичні матеріали лекцій дають можливість зробити такі висновки:

1. Ефективність роботи енергосистеми до якої входить генератор електроенергії, лінія електропередач і навантаження, залежить від рівня узгодження параметрів генератора та навантаження. У мережах постійного струму для узгодження режимів роботи необхідно контролювати співвідношення вихідного опору генератора і навантаження. За умови, що значення цих опорів дорівнюють один одному, від генератора відбиратиметься максимальний обсяг енергії, якщо вихідний опір генератора напруги значно менший ніж опір навантаження – буде забезпечено високий ККД передавання енергії. У мережах змінного струму, окрім співвідношення активних складових опорів генератора і навантаження, необхідно контролювати і їх реактивні складові для усунення перетоків енергії між реактивними елементами навантаження і генератора, які спричиняють збільшення навантаження на генератор і появи реактивної складової потужності.

2. Лінії електропередач змінного струму довжиною до 300 км під часу аналізу електромагнітних процесів у системі заміняють Т-подібними або П-подібними чотиріполюсниками з лінійними елементами, які моделюють їх первинні параметри – повздовжній опір та індуктивність, поперечну провідність і ємність. Використання лінійної схеми заміщення значно спрощує аналіз електромагнітних процесів.

3. У довгих лініях електропередач довжиною понад 300 км необхідно враховувати хвильові електромагнітні процеси, які впливають на пропускну здатність ліній електропередач. У лініях довжиною 750-2200 км пропускну знижена, а лініях довжиною біля 3000 км пропускну здатність підвищена.

4. Нелінійні навантаження, якими є більшість електронних пристроїв, які під'єднують до мережі змінного струму, створюють вищі гармоніки струму, що негативно впливають на роботу електрогенерувального обладнання і спотворюють форму напруги мережі. Для забезпечення необхідних параметрів якості напруги живлення основні її параметри регламентують у державних стандартах. В Україні у цій сфері діє державний стандарт ГОСТ 13109-97 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения".

5. Збільшення енергоефективності транспортування електроенергії лініями змінного струму можливе за умови використання компенсаторів реактивної потужності, які вмикають послідовно або паралельно лінії. Компенсаторами реактивної потужності можуть бути синхронні генератори,

конденсаторні батареї, реактори, статичні компенсатори (перетворювачі електричної енергії). Останнім часом частіше використовують статичні компенсатори, тому що вони дозволяють регулювати обсяг і знак генерованої реактивної потужності у широких межах і мають вищі динамічні показники у порівнянні з компенсаторами реактивної потужності інших типів.

6. Фільтрування вищих гармонік струму покращує значення параметрів якості напруги живлення, зменшує обсяг втрат у лінії і навантаження на генерувальне обладнання. Для фільтрування вищих гармонік струму використовують резонансні пасивні фільтри, які налаштовують на вищі, як правило 5 і 7 гармоніки струму. Для придушення більш високих гармонік використовують один фільтр нижніх частот. Габарити фільтрувального устаткування є достатньо великими. Останнім часом для зменшення габаритів устаткування використовують активні фільтри вищих гармонік з перетворювачами електричної енергії, які окрім функції активної фільтрації компенсують реактивну потужність і симетрують фазні напруги. Стримувальним фактором використання активних фільтрів є їх висока ціна.

7. У мережах з відносно постійним характером навантаження доцільно використовувати симетрувальні пристрої, які виконують функції аналогічні активним фільтрам, але мають меншу вартість. У системах електропостачання з нульовим провідником симетрувальний пристрій використовують для усунення струмів нульової послідовності, у системах без нульового провідника – струмів зворотної послідовності.

8. У системах електропостачання постійного струму відсутні негативні явища пов'язані з циркуляцією енергії між реактивними елементами і генератором, що усуває необхідність використання мережевого обладнання, необхідного для систем змінного струму – компенсаторів реактивної енергії, фільтрів вищих гармонік. До того ж через відсутність перетоків енергії втрати у передачах постійного струму менші ніж у передачах змінного струму. Однак через високу вартість перетворювальних підстанцій, якими є потужні напівпровідникові перетворювачі, такі передачі доцільно використовувати для передавання енергії на значні відстані, орієнтовно понад 700 км.

9. Найчастіше як перетворювальні підстанції використовують керовані тиристорні випрямлячі, які працюють у випрямному та інвертувальному режимах. Обсяг передаваної потужності лінії регулюють кутом відкриття вентилів випрямляча та інвертора. Для забезпечення стійкої роботи випрямляча та інвертор лінії працюють в узгодженому режимі. Система керування випрямляча регулює максимальне значення струму, система керування інвертора – мінімальне, що забезпечує стійку роботу системи за будь якого режиму лінії: від короткого замикання до холостого ходу.

10. Режими роботи обладнання передач постійного струму відрізняються від роботи аналогічного обладнання на змінному струмі. Лінії

електропередач постійного струму тієї ж вартості, що і лінії змінного струму дозволяють передавати 1,3-1,7 разів більшу потужність. Натомість обладнання перетворювальних підстанцій постійного струму, внаслідок генерування вищих гармонік струму, зазнають більшого навантаження. Для зменшення негативного впливу вищих гармонік струму перетворювачі підстанцій вмикають каскадно.

11. З покращенням параметрів керованих напівпровідникових приладів, зростає частка передач постійного струму на повністю керованих вентилях – повністю керованих тиристорах і IGBT-транзисторах. Передачі з перетворювальними підстанціями на ключових елементах найчастіше використовують у системах транспортування енергії від відновлювальних джерел енергії. Такі передачі не потребують встановлення джерел реактивної потужності у точці приєднання до мереж змінного струму і формують струм мережі з мінімальним спотворенням форми.

12. Інтеграція ВДЕ до централізованої системи електропостачання створює нові можливості для збільшення надійності електропостачання, зменшення втрат енергії та її вартості. Для реалізації цих переваг необхідно забезпечувати керування всією енергосистемою у цілому, на основі інформації, отриманої від кожного вузла системи електропостачання – контекстних даних. Керування кожним вузлом електропостачання здійснюють перетворювачами електроенергії, які можуть працювати в режимах джерела струму, напруги, потужності. Система керування, що працює за даним принципом отримала назву Smart grid.

13. Недосконалий механізм формування тарифів і, як наслідок, недоотримання генерувальними компаніями коштів за вироблену електроенергію не дозволяє їм вкладати кошти у модернізацію потужностей. Останні 20 років в Україні майже не вводилися нові потужності, що значно підвищило середній вік генерувальних активів ТЕС. Так, якщо у 1980-90-х роках було введено 14,9 ГВт потужностей, то у 1990-2000 – лише 1,2 ГВт, а у 2000-2010 – 3,0 ГВт. Відповідно, у 2010 році відсоток блоків ТЕС віком більше ніж 40 років дорівнював 38%, у той час як в ЄС цей показник – 22%. Вирішення цих проблем вимагає впровадження нової моделі ринку електроенергії в Україні, модель якого затверджена у законі "Про засади функціонування ринку електроенергії України", який набув чинності з 1 січня 2014 р. Заглом цей закон декларує впровадження нових конкурентних правил функціонування енергоринку, які передбачають запровадження двосторонніх договорів для всіх суб'єктів ринку, системи ціноутворення попиту-пропозиції на ринку «на добу наперед», розрахунку та оплати вартості відхилень фактичних обсягів купівлі-продажу електроенергії проти заявлених для постачальників та інших виробників.

Література

1. ГОСТ 13109-97. "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения".
2. ДСТУ ІЕС 60050-604:2004. Словник електротехнічних термінів. Частина 604. Виробляння, передавання та розподіляння електричної енергії. Експлуатація електротехнічних установок.
3. Закон про засади функціонування ринку електроенергії України № 663-18 від 24.10.2013 р.
4. Передача электроэнергии на большие расстояния: Учебное пособие/ С. С. Ананичева, П. И. Бартоломей, А. Л. Мызин; изд. 3-е, исправл. Екатеринбург: УрФУ, 2012. 85 с.
5. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы: в 3 т. Том 1. Электропередачи переменного тока. / под общей редакцией чл. корр. А.Ф. Дьякова. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2012 – 696 с.
6. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы: в 3 т. Том 2. Электрические подстанции переменного тока. Средства и интеллектуальные системы управления / под общей редакцией чл. корр. А.Ф. Дьякова. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2012 – 668 с.
7. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы: в 3 т. Том 3. Электропередачи переменного тока специального исполнения. Электропередачи и вставки постоянного тока. / под общей редакцией чл. корр. А.Ф. Дьякова. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2012 – 368 с.
8. Електричні процеси в електричних колах з ключовими елементами/ Жуйков В.Я., Денисюк С.П. – К.: ТЕКСТ, 2010. – 264 с.
9. Баланс энергий в электрических цепях / Тонкаль В.Е., Новосельцев А.В., Денисюк С.П. и др.; Отв. ред. Волков И.В.; АН Украины. Ин-т пробл. Энергосбережения. – Киев: Наук. Думка, 1992. – 312 с.
10. Нормативно-правовое регулирование качества электрической энергии. Анализ украинских и европейских законодательных актов и нормативно-технических документов/ Жаркин А.Ф., Новский В.А., Палачев С.А. – Киев: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2010. – 167 с.
11. Герасименко, А. А. Электроэнергетические системы и сети. Версия 1.0 [Электронный ресурс] :конспект лекций / А. А. Герасименко, Е. С. Кинев, Т. М. Чупак. – Электрон. – Красноярск : ИПК СФУ, 2008.
12. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети / А. В. Лыкин. – Новосибирск : НГТУ, 2002. –246 с.
13. Енергетичний аудит: Навчальний посібник / О.І. Соловей, В.П. Розен, Ю.Г. Лега, О.О. Ситник А.В. Чернявський, Г.В. Курбаса. – Черкаси, 2005. – 299 с.

14. Основы современной энергетики: Курс лекций для менеджеров энергетических компаний. В двух частях. / Под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. Часть 2. Современная электроэнергетика / Под ред. профессоров А.П. Бурмана и В.А. Строева. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 454 с.

15. Хабигер Э. Электромагнитная совместимость. Основы ее обеспечения в технике: Пер. с нем. / И.П. Кужекин; Под ред. Б.К. Максимова. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 304 с.

16. Куско А. Качество электроэнергии в электрических сетях. / Куско А., Томпсон М.: пер. с англ. Рабодзея А.Н. – М.: Додека XXI – 2008, 336 с.

17. Виджей. К. Суд. HVDC and FACTS controllers: применение статических преобразователей в энергетических системах: Пер. с англ.: НП «НИИА», 2009. – 344 с.