

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Монографія

Дніпро
НТУ «ДП»
2020

УДК 621.316
Р 31

Рекомендовано вченою радою університету як монографія (протокол № 9 від 23.09.2020).

Рецензенти:

Бешта О.С. – член-кореспондент НАН України, д-р техн. наук, проф. (Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»);

Іванов О.Б. – канд. техн. наук, проф. (Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»).

Автори: І.В. Жежеленко, Г.Г. Півняк, Г.Г. Трофімов, Ю.А. Папаїка.

Реактивна потужність в електричних мережах : монографія / Р 31 І.В. Жежеленко, Г.Г. Півняк, Г.Г. Трофімов, Ю.А. Папаїка ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : НТУ «ДП», 2020. – 72 с.

ISBN 978-966-350-736-1

Розглянуто теоретичні засади фізичної сутності поняття «реактивна потужність». Подано різні математичні підходи до описання електромагнітних процесів передачі та споживання реактивної потужності в електричних мережах.

Використано багато унікальних експериментальних результатів, які були отримані авторами під час виконання наукових досліджень у сфері оптимізації режимів електроспоживання промислових підприємств та енергетичних об'єднань.

Може бути корисною для наукових працівників у галузі проектування та експлуатації систем електропостачання, а також для аспірантів та студентів електроенергетичних спеціальностей.

УДК 621.316

ISBN 978-966-350-736-1

© І.В. Жежеленко, Г.Г. Півняк,
Г.Г. Трофімов, Ю.А. Папаїка, 2020
© НТУ «Дніпровська політехніка», 2020

Зміст

Вступ.....	5
Розділ 1	
Основні поняття і визначення електромагнітного поля.....	7
1.1. Характеристики електромагнітного поля.....	7
1.1.1. Визначення.....	7
1.1.2. Електромагнітні взаємодії	7
1.1.3. Хвильові процеси	7
1.2. Параметри, що характеризують електромагнітне поле.....	9
1.2.1. Баланс потужностей	9
1.2.2. Вектор Пойнтинга	10
1.2.3. Диференціальні параметри поля.....	10
1.3 Визначення реактивної потужності	11
1.3.1 Традиційний підхід до визначення реактивної потужності.....	11
1.4. Споживачі та джерела реактивної потужності.....	15
1.4.1. Джерела реактивної потужності.....	15
1.4.1.1. Синхронні компенсатори.....	15
1.4.1.2. Синхронні двигуни.....	15
1.4.1.3. Батареї конденсаторів.....	16
1.4.1.4. Статичні джерела реактивної потужності.....	17
1.4.1.5. Повітряні та кабельні лінії.....	15
1.4.2. Споживачі реактивної потужності.....	18
1.4.2.1. Асинхронні двигуни.....	18
1.4.2.2. Силові трансформатори.....	19
1.4.2.3. Дугові електричні печі.....	19
Розділ 2	
Реактивна потужність в промислових електричних мережах.....	20
2.1. Графіки електричних навантажень.....	20
2.1.1. Характеристики графіків навантаження.....	20
2.1.2. Графіки змін реактивних навантажень.....	22
2.1.3. Особливості побудови добових графіків.....	23
2.1.4. Графіки тижневого навантаження.....	25
2.2. Режими споживання реактивної потужності.....	25

2.2.1. Найважливіші чинники, що впливають на споживачі електроенергії.....	25
2.2.2. Розподілення реактивної потужності серед споживачів різних галузей.....	26
2.3. Ефективне використання реактивної потужності.....	27
2.3.1. Заходи, направлені на підвищення реактивної потужності...	27
2.3.2. Особливості використання компенсуючих пристроїв.....	28

Розділ 3

Нелінійні навантаження промислових підприємств.....	29
3.1. Вентильні перетворювачі в електричних мережах.....	29
3.2. Реактивна потужність при несинусоїдальних режимах.....	30
3.2.1. Розкладання в ряд Фур'є по Будеану.....	30
3.2.2. Розвиток методу Будеану.....	31
3.2.3. Інтегральний метод оцінки реактивної потужності.....	33
3.2.4. Метод еквівалентних синусоїд	34
3.3. Вибір параметрів фільтро-компенсуючих пристроїв.....	36

Розділ 4

Економічні витрати компенсації реактивної потужності.....	42
4.1.1. Економічні витрати при одноразових вкладеннях.....	42
4.1.2. Приведені витрати при етапному будівництві.....	43
4.1.3. Витрати на встановлення компенсуючих пристроїв.....	43
4.1.4. Витрати на передачу реактивної потужності.....	45
4.2. Вибір потужності компенсуючих пристроїв.....	47
4.2.1. Цільова функція при використанні батарей конденсаторів.....	47
4.2.2. Сумарна розрахункова потужність конденсаторних батарей...	50
4.3. Економічний еквівалент реактивної потужності.....	54
4.3.1. Історія розвитку поняття «економічний еквівалент реактивної потужності».....	55
4.3.2. Облік впливу зміни напруги.....	57
4.3.3. Особливості розрахунку в промислових електричних мережах.....	60
4.4. Наближені значення K_E	61

Список використаних джерел.....	63
---------------------------------	----

ВСТУП

Передовий вітчизняний і зарубіжний досвід показує: порівняно з іншими заходами найбільша енергетична ефективність на умовну одиницю капіталовкладень забезпечується за рахунок впровадження і використання засобів компенсації реактивної потужності.

До таких засобів в загальному випадку відносяться:

- синхронні компенсатори;
- синхронні двигуни, що працюють в режимі перезбудження;
- батареї конденсаторів;
- статистичні тиристорні компенсатори;
- інвертори сонячних станцій.

Чим ближче до електроприймачів, що споживають реактивну потужність, встановлюються компенсуючі пристрої, тим вища економічна й енергетична ефективність системи електропостачання та менший термін окупності витрат на установку компенсуючих пристроїв. З цієї точки зору, як відомо, найбільш оптимальним рішенням є компенсація реактивної потужності у споживачів, здійснювана в основному регульованими і нерегульованими конденсаторними батареями у поєднанні з фільтрами струмів вищих гармонік (якщо в електричних мережах спостерігається несинусоїдальність напруги). Саме про ці конденсаторні установки й особливості їх застосування піде мова в цій статті.

Енергетична ефективність використання конденсаторів у розподільних електричних мережах і системах електропостачання досягається за рахунок:

- зменшення струмових навантажень елементів електричних мереж (повітряних і кабельних ліній, трансформаторів);
- зниження втрат потужності й електроенергії;
- підвищення пропускної спроможності електричних мереж (ліній і трансформаторів);
- розвантаження генераторів електричних станцій.

Нижче представлені визначення реактивної потужності, що використовуються останніми десятиліттями.

Реактивна потужність – значення, що характеризує навантаження, яке створюється в електротехнічних пристроях коливаннями енергії електромагнітного поля [1]. Для синусоїдального струму ця потужність дорівнює добутку діючого струму I і напруги U на синус кута зрушення між ними $s = ui = UI \cos \varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi) = s_a + s_r$. Одиниця виміру – вар [2].

Реактивна потужність – значення, для якого справедлива умова балансу по всьому ланцюгу змінного струму в цілому [3].

Реактивна потужність – значення, що дорівнює кореню квадратному з різниці квадратів повної й активної потужностей [4].

Реактивна потужність – значення, що характеризує швидкість змінення енергії, що періодично запасається в змінних електромагнітних або електростатичних полях [5].

Реактивна потужність – уявна частина повної потужності, пов'язана з періодичними об'ємами між джерелом живлення і мережею [6].

Реактивна потужність – (енергія), пов'язана з існуванням електричного та магнітного полів і, по суті, пов'язана з поширенням електричної енергії [7].

РОЗДІЛ 1

ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ І ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ПОЛЯ

1.1. Характеристики електромагнітного поля

1.1.1. Визначення

Електромагнітне поле (ЕМП) – особлива форма матерії. За допомогою ЕМП здійснюється взаємодія між зарядженими частинками. Характеризується напруженістю (чи індукцією) електромагнітних полів [5-7, 11, 12, 14, 16].

1.1.2. Електромагнітні взаємодії

Електромагнітна взаємодія (ЕВ) – фундаментальна взаємодія, в якій беруть участь частинки, що мають електричний заряд (чи магнітний момент). Змінною ЕВ між зарядженими частинками є ЕМП, точніше, кванти і фотони. За силою ЕВ займає проміжне положення між сильною та слабкою взаємодією і є далекодіючою. Вона визначає взаємодію між ядром та електронами в атомах і молекулах, тому до ЕВ зводиться дія більшості сил, що проявляються в макроскопічних явищах. ЕВ створює силу, що приводить до змінення електромагнітних хвиль.

1.1.3. Хвильові процеси

Електромагнітні хвилі (ЕМХ) – коливання ЕМП, що поширюються в просторі з кінцевою швидкістю, що залежить від властивостей середовища. В однорідних та ізотропних середовищах напрями напружень електричного (Е) і магнітного (М) ЕМХ є перпендикулярними один одному і напрями поширення хвилі. Тобто ЕМХ є поперечними. По довжині хвилі розрізняють: радіохвилі $\lambda = 10^{-2}$ см, світлові (інфрачервоні) $\lambda = 8 \cdot 10^{-5} - 4 \cdot 10^{-5}$ та ін.

У загальному випадку при проходженні електрики через середовище можливі процеси відображення, заломлення, дисперсії, інтерференції та ін.

Електродинаміка (ЕД) – класична теорія електромагнітних процесів у різних середовищах і вакуумі. Охоплюючи величезну сукупність явищ, в яких основну роль грають ЕВ між зарядженими частками, здійснюється ЕМП, усі електромагнітні явища можна описати за допомогою рівняння Максвелла [20-22, 27, 60, 67-69].

Якщо до джерела електричної енергії підключити приймач, то в утвореному провідному контурі (складається з джерела електричної енергії, сполучних дротів, провідників лінії та приймача електричної енергії) під

впливом ЕДС і джерела електричної енергії встановиться постійний електричний струм (рис. 1.1). Приймачами електричної енергії можуть бути електричні двигуни, електричні печі, освітлювальні лампи і т.п. Очевидно, уздовж усього контуру (в будь-якому поперечному перерізі) струм матиме однакове значення:

$$I = \frac{Q}{t} \quad (1.1)$$

де Q – заряд, що переноситься зарядженими частинками через перетин провідного контуру за час t .

За наявності електричного струму виникає електричне поле в провідниках (крім електричного поля в діелектричному середовищі) й магнітне поле в навколишньому середовищі та всередині провідників. При співвідношенні (рис. 1.1)

$$l > h > d$$

магнітне поле у просторі між плоскими провідниками утворюється практично однорідним (рівномірним).

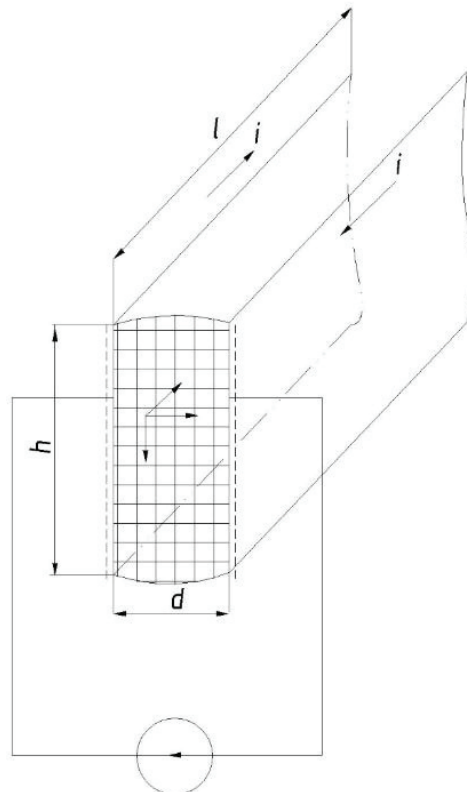


Рис. 1.1. Розподіл струму по перетину провідника

Основною характеристикою магнітного поля є вектор магнітної індукції \vec{B} . Його чисельне значення визначається відношенням сили \vec{F} , що діє на провідник довжиною l зі струмом i , до добутку il .

Взаємний напрям векторів \vec{B} , \vec{F} і \vec{l}^* визначається наступним співвідношенням:

$$\vec{F} = i[\vec{l}\vec{B}].$$

1.2. Параметри, що характеризують електромагнітне поле

1.2.1. Баланс потужностей

Під впливом незмінної ЕРС e джерела електричної енергії через будь-який поперечний переріз електричного кола за час t від джерела передається електрична енергія

$$A_u = eQ = eIt,$$

що утворюється шляхом перетворення з будь-якої іншої форми енергії, наприклад, механічної, хімічної (акумулятори), теплової (термоелементи), променевої (фотоелементи) і т.п.

Деяка частина електричної енергії втрачається в самому джерелі електроенергії (зазвичай у вигляді тепла), а інша частина

$$A_{зov} = UI t$$

поступає до зовнішнього ланцюга, виконуючи роботу.

Потужність P_u , що генерується джерелом електричної енергії:

$$P_u = \frac{A_u}{t} = eI.$$

Потужність $P_{зov}$, споживана в зовнішньому ланцюзі:

$$P_{зov} = \frac{A_{зov}}{t} = UI = rI^2.$$

Значення електричної енергії A , виробленої її джерелами A_k :

$$A = \sum_{k=1}^n A_k.$$

Баланс:

$$P = \sum_{k=1}^n P_k.$$

Останні вирази відповідають закону збереження енергії.

1.2.2. Вектор Пойнтинга

При аналізі енергетичного балансу в нерозгалуженому електричному ланцюзі основну увагу було зосереджено на явищах, що відбуваються в провідниках, які утворюють замкнутий контур електричного струму. Проте, процес передачі електричної енергії неможливий без участі всього електромагнітного поля і, зокрема, без участі поля того діелектричного середовища, в якому знаходяться провідники зі струмом, що утворюють контур. При $h > d$ (рис.1.1) електричне і магнітне поля зосереджені, головним чином, у просторі між дротами. Якщо знехтувати опором дротів лінії, то можна вважати електричне і магнітне поля однорідними по напруженості електричного E і магнітного H полів при постійному струмі та визначити виразами:

$$E = \frac{U}{d} \quad \text{та} \quad H = \frac{I}{b}.$$

Тоді виходить:

$$U = Ed \quad \text{та} \quad I = Hb.$$

Підставивши значення U та I у формулу потужності,

$$P = E H d \cdot b = E H S,$$

побачимо, що споживання електричної енергії відбувається за допомогою всього навколишнього середовища. Проводи лінії при цьому є як би направляючими. Навколо них розподіляється енергія електромагнітного поля і передається уздовж осі лінії, частково витрачаючись в металі дротів.

1.2.3. Диференціальні параметри поля

Простір, в якому відбуваються електромагнітні процеси, пов'язані з переміщенням енергії, характеризується диференціальними параметрами ε , μ та γ . Вони відносяться до кожної точки і в сукупності визначають властивості цього простору (ε , μ – діелектрична і магнітна постійні, γ – щільність струму).

При постійних ЕРС в усталеному режимі ЕМП характеризується незмінними в часі диференціальними величинами \vec{E} , \vec{B} (або \vec{H}) та $\vec{\delta}$, що відносяться до кожної точки простору і повністю визначають умови роботи

установки в усіх її частинах. Диференціальними величинами, що характеризують енергетичний стан ланцюга, є вектор \overline{P} чи питома енергія ω_0 .

Всі інтегральні величини можна умовно показати на схематичному зображенні ланцюга, що є досить загальним і відображає явища, пов'язані з електричним струмом і перетворенням електричної енергії незалежно від фізичного характеру ланцюга (матеріалів, форм, розмірів і т.д.), фізичних процесів (виділення тепла, механічної роботи, хімічної реакції і т.д.), що відбуваються в ньому. Уявлення про електричний ланцюг дає можливість робити багато практично важливих і необхідних розрахунків та вимірювань на основі застосування зазначених інтегральних понять, що, як правило, істотно полегшує дослідження [64, 70-72, 85].

1.3. Визначення реактивної потужності

1.3.1. Традиційний підхід до визначення реактивної потужності

При розгляді практичних завдань проектування й експлуатації систем електропостачання доводиться користуватися як активною, так і реактивною потужністю. З точки зору забезпечення споживачів електричною енергією активна потужність характеризує установлений робочий режим. Застосування терміну «реактивна потужність» виявляється вимушеним і доцільним з точки зору вирішення завдань оптимізації робочих режимів та отримання правильних рішень з урахуванням особливостей роботи ланцюгів змінного струму.

Облік реактивної потужності за аналогією з активною при розрахунках несиметричних, несинусоїдальних і перехідних режимів призводить до спотворень енергетичних характеристик розглянутих режимів і, відповідно, грубих помилок.

При синусоїдальному змінненні напруги $u = U_m \sin \omega t$ і струму, зсунутого по фазі відносно напруги:

$$i = I_m \sin(\omega t - \varphi),$$

миттєва потужність s :

$$s = ui = UI \cos \varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi) = s_a + s_r, \quad (1.2)$$

де U_m , I_m – амплітудні значення напруги і струму; U , I – діючі значення напруги і струму.

З останнього виразу видно, що миттєва потужність містить дві складові, з яких s_a – постійна величина, друга s_r – змінна величина, що змінюється з подвійною частотою.

Проілюструємо вираз (1.2) на графіку (рис. 1.2). Видно, що протягом періоду миттєва потужність змінюється і за величиною, і за знаком (за позитивний напрям миттєвої потужності приймаємо напрям від джерела живлення до навантаження). Періодам часу, протягом яких миттєва потужність негативна, відповідає передача певної кількості енергії від навантаження до джерела живлення.

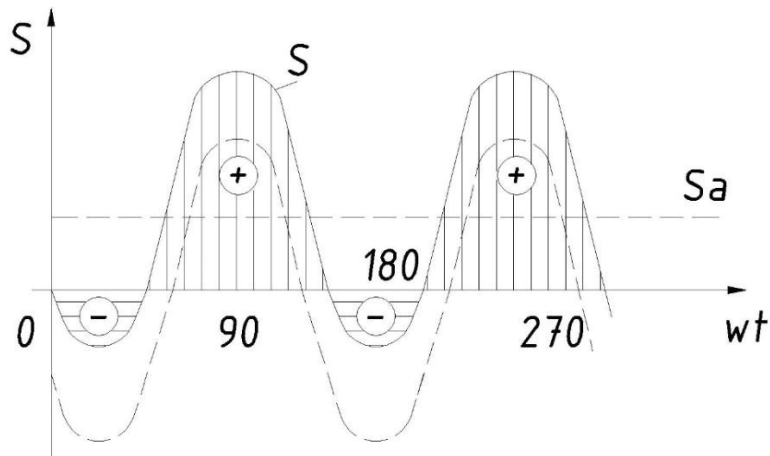


Рис. 1.2. Часові діаграми миттєвих значень потужності в колі синусоїдального струму

Змінення потужності пов'язане з другою складовою миттєвої потужності, яка гармонійно змінюється з подвійною частотою.

Загальна кількість енергії, що генерується джерелом живлення протягом одного періоду змінного струму, визначається з виразу:

$$\begin{aligned}
 W &= \int_0^1 s(t) dt = \int_0^{2\pi/\omega} [s_a(t) + s_r(t)] dt = \int_0^{2\pi/\omega} UI \cos \varphi dt - \\
 &- \int_0^{2\pi/\omega} UI \cos(2\omega t - \varphi) dt = \frac{2\pi}{\omega} UI \cos \varphi - 0 = \frac{2\pi}{\omega} s_a.
 \end{aligned}
 \tag{1.3}$$

Складова s_r визначає періодичний обмін енергією між джерелом живлення і приймачем з подвійною частотою відносно до частоти змінного струму. Сумарна енергія, пов'язана з існуванням другої складової, дорівнює нулю і на її генерацію первинний енергоносіє не витрачається. Появу знакозмінної складової миттєвої потужності можна пояснити наявністю в системі генерації та передачі енергії індуктивності й ємності. Тільки в них можливе періодичне накопичення і наступне повернення певної кількості

енергії. При відсутності індуктивності й ємності обмін енергією між генератором і споживачем не відбувається [26, 89, 101, 107].

Співвідношення між активною потужністю s_a і потужністю s_r , якою обмінюються джерело живлення й електроприймач, визначається кутом φ , що характеризує розбіжність по фазі кривої струму та напруги.

Розглянемо характерні випадки.

1. Якщо криві напруги і струму збігаються по фазі $\varphi=0$ (рис. 1.3,а), миттєва потужність

$$s = UI - UI \cos(2\omega t) = UI(1 - \cos(2\omega t)) > 0. \quad (1.4)$$

У даному випадку відсутній обмін енергією між генератором і електричною мережею [1, 7, 104].

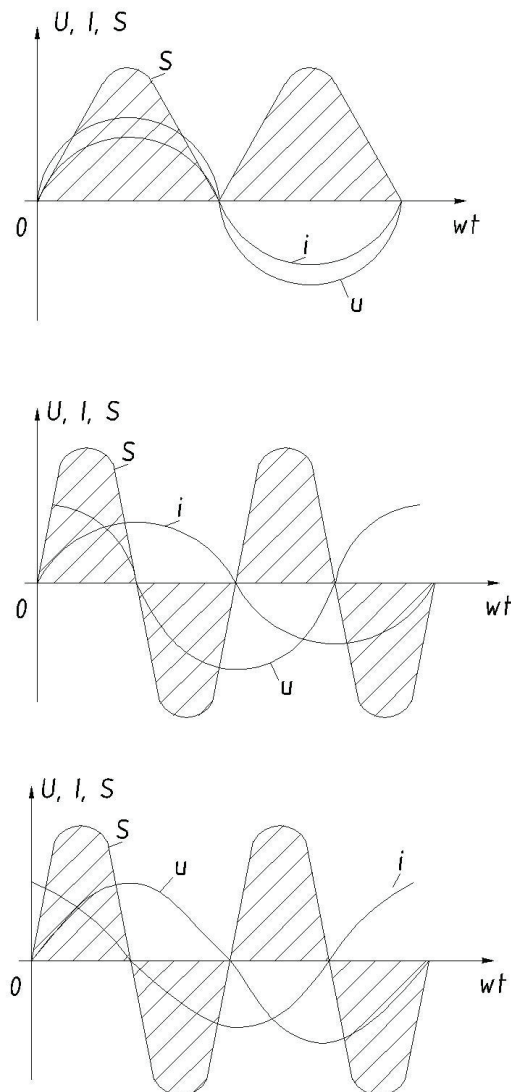


Рис. 1.3. Криві напруги, струму та потужності в колі з чисто активним індуктивним та ємнісним опором

2. Синусоїди напруги і струму зсунуті на кут $\varphi = \pi / 2$ (рис. 1.3,б)

$$s = -UI \cos(2\omega t - \frac{\pi}{2}) = -UI \sin 2\omega t. \quad (1.5)$$

При $\varphi = -\pi / 2$ (рис. 1.3,в)

$$s = -UI \cos(2\omega t + \frac{\pi}{2}) = -UI \sin 2\omega t. \quad (1.6)$$

З (1.5) і (1.6) видно, що постійна складова миттєвої потужності відсутня. Протікання струму обумовлено тільки обміном енергією між джерелом живлення і мережею.

Потужність на затискачах джерела живлення можна визначити також через синусоїдальні напруги і струм, виражені в комплексній формі. При цьому потужність визначається як добуток комплексу напруги $\dot{U} = U_{e^{j\omega t}}$ на сполучений комплекс струму $\dot{I} = I_{e^{j\varphi}}$

$$\dot{\varepsilon} = \dot{U} \dot{I} = UI \cos \varphi + jUI \sin \varphi. \quad (1.7)$$

З отриманого виразу (1.7) видно, що потужність на затискачах джерела живлення містить дві складові. Перша $P = UI \cos \varphi$ повністю збігається з потужністю s_a і називається активною потужністю. Друга складова (уявна частина) $Q = UI \sin \varphi$ характеризує ту частину повної потужності, що пов'язана з періодичним обміном енергією між джерелом живлення та мережею і називається реактивною потужністю.

Між повною, активною і реактивною потужностями відомі співвідношення:

$$\dot{S} = P + jQ; \quad S^2 = P^2 + Q^2; \quad P = S \cos \varphi; \quad Q = S \sin \varphi; \quad Q = P \operatorname{tg} \varphi.$$

З наведених вище формул в явному вигляді не випливає, що активна потужність Q як одна зі складових повної потужності S , пов'язана з періодичним обміном енергією. Але разом з тим такий зв'язок існує.

За позитивний напрям протікання реактивної потужності умовно прийнято напрям, що збігається з напрямом протікання активної потужності від джерела живлення до навантаження. В даному випадку вважаємо, що генератор електростанції генерує, а електроприймачі споживають реактивну потужність. Зауважимо, якщо струм навантаження випереджає по фазі напругу мережі (при ємнісному характері навантаження), то таке навантаження вже є джерелом реактивної потужності.

1.4. Споживачі та джерела реактивної потужності

1.4.1. Джерела реактивної потужності

1.4.1.1. Синхронні компенсатори

Значення електрорушійної сили (ЕРС) синхронних компенсаторів (СК) та їх реактивна потужність регулюється шляхом зміни струму збудження.

Недозбуджений СК відносно мережі є споживачем індуктивного струму. Перезбуджений СК споживає з мережі ємнісний струм і віддає в мережу індуктивний. По відношенню до мережі СК є джерелом РП (тобто джерелом індуктивного струму).

Промисловістю виробляються СК на потужності від 5 до 100 Мвар і напруги 6-16 кВ. Переваги СК – широкий діапазон регулювання РП і можливість плавного регулювання напруги у великому діапазоні. До недоліків СК відносяться: значні питомі втрати активної потужності (0,013-0,027 кВт/квар), висока вартість, високі питомі капітальні витрати на компенсацію (8-13 грн/квар) порівняно з конденсаторами.

СК встановлюються, як правило, на великих підстанціях енергосистеми і, в ряді випадків, біля потужних споживачів з різкоперемінним навантаженням (дугові електропечі, приводи прокатних станів й ін.). Застосування СК на промислових підприємствах допускається, як правило, за згодою з енергосистемою, якщо необхідна потужність компенсуючих пристроїв перевищує 10 Мвар.

1.4.1.2. Синхронні електродвигуни

Синхронні двигуни (СД) набули широкого поширення на промислових підприємствах для приводів механізмів з тривалим режимом роботи (насосів, вентиляторів, компресорів, дробарок, повітродувок, транспортерів). Використання компенсуючої здатності доцільне при роботі з випереджаючим коефіцієнтом потужності. Повна потужність СД і його вартість збільшуються значно повільніше, ніж РП, яку двигун віддає в мережу [9-17, 33, 64, 91-95].

Сьогодні СД випускаються заводами вітчизняної промисловості з номінальним випереджаючим $\cos \varphi = 0,9$ і номінальною потужністю 125-12500 кВт.

При незбудженні СД є споживачем, а при збудженні – генератором РП.

Максимальне значення РП, яку може генерувати СД згідно з умовами нагріву обмоток і металу статора і ротора, визначається з виразу

$$Q_{c.d.}^* = K_{3p} \frac{P_n \operatorname{tg} \varphi_n}{\eta_n} = K_{3p} Q_n,$$

де P_n, Q_n – номінальні активна та реактивна потужності СД; K_{3p} – коефіцієнт, що характеризує найбільшу величину перевантаження по РП; $\operatorname{tg} \varphi_n$ та η_n – відповідають номінальним даним двигуна.

Додаткові втрати активної потужності в СД, пов'язані з генерацією $Q_{c.d.}$, визначаються за виразом

$$\Delta P_{c.d.} = \frac{D_1}{Q_{n.cd}} Q_{cd} + \frac{D_2}{Q_{n.cd}^2} Q_{cd}^2,$$

де D_1 та D_2 для різних типів СД приведені в каталогах.

Важливою перевагою є факт, що СД сприяють стійкості роботи енергосистеми: при питомих втратах 0,0085-0,018 кВт/квар вони споживають меншу активну потужність на генерацію РП, ніж СК.

1.4.1.3. Батареї конденсаторів

Батареї статичних конденсаторів (БК) можуть працювати лише як джерела реактивної потужності. Вони випускаються на різні номінальні напруги і потужності. На напрузі до 1000 В БК зазвичай вмикаються за схемою трикутника. При цьому до конденсатора прикладається лінійна напруга і втричі збільшується реактивна потужність.

При включенні БК паралельно з електроприймачем можливі режими недокомпенсації, повної компенсації і перекомпенсації (залежно від її потужності).

Розміщення конденсатів у мережах напругою до і вище 1000 В повинно задовольняти умову найбільшого зниження втрат активної потужності від реактивних навантажень. Можливі такі види компенсації:

- індивідуальна – з приєднанням конденсаторів безпосередньо до затискачів електроприймача. У цьому випадку від реактивних струмів завантажується вся мережа системи електропостачання. Цей вид компенсації застосовується найчастіше на напругу до 1000 В. БК мають істотний недолік – неповно використовуються конденсатори в зв'язку з їх відключенням при відключенні електроприймача;

- централізована – з підключенням БК на шини 0,38 кВ і (або) 6-10 кВ РП або силового пункту. При підключенні БК на шини 0,38 кВ розвантажуються тільки цехові трансформатори і частина мережі, що лежить вище;

- групова – з встановленням БК у цехах, біля розподільних і групових щитів.

До переваг БК відносяться: незначні питомі втрати активної потужності (0,0025–0,005 кВт/квар); можливість їх встановлення в центрі реактивних навантажень або біля електроприймачів; можливість поступового збільшення потужності БК.

До основних недоліків БК відносяться: залежність генерованої РП від напруги, малий термін служби, складність регулювання РП.

1.4.1.4. Статичні джерела реактивної потужності

Поява потужних споживачів з нелінійними характеристиками й ударними навантаженнями (головні приводи безперервних та обтискних прокатних станів, дугові сталеплавильні печі, установки контактного електрозварювання й ін.) зумовила створення принципово нових статичних джерел реактивної потужності (СДРП).

Основні елементи в схемах СДРП – ємність, керовані реактори, з'єднані паралельно або послідовно (накопичувачі електромагнітної енергії), і керовані тиристори, що забезпечують швидке перетворення РП. Їх переваги: висока швидкодія, відносна простота і надійність роботи. Недоліками є: відносно висока вартість, питомі втрати активної потужності, що у 2–2,5 рази перевищують втрати в конденсаторах [3, 11, 28-42].

1.4.1.5. Повітряні та кабельні лінії

Характеризуються активним та індуктивним опорами, активною й ємнісною провідністю. Наявність ємнісної провідності дозволяє розглядати лінію передачі як джерело реактивної потужності, що визначається ємнісною провідністю і робочою напругою лінії по формулі:

$$Q_{B_0} = U^2 B_0,$$

де U – робоча лінійна напруга; $B_0 = \omega C$ – питома ємкісна провідність лінії; C – робоча ємність трифазної лінії.

Лінії місцевих мереж при відносно малих номінальних напругах (35 кВ і нижче) мають невелику довжину, їх зарядні потужності незначні, тому в розрахунках по компенсації реактивної потужності (КРП) не враховуються. Потужність, що генерується повітряними лініями районних мереж великої протяжності напругою 110 кВ і вище, а також кабельними лініями напругою 35 кВ і вище, необхідно враховувати в розрахунках КРП.

У кожній конкретній мережі типи використовуваних компенсуючих пристроїв, їх місця розміщення і потужності визначаються в результаті виконання техніко-економічних розрахунків.

1.4.2. Споживачі реактивної потужності

Основними споживачами РП є: асинхронні двигуни, трансформатори, струмообмежувальні реактори, дугові й індукційні печі, електрозварювальні агрегати, електроосвітлювальні установки з газорозрядними лампами. Розглянемо коротко, на що витрачається РП в кожному з наведених споживачів [25, 90-98].

1.4.2.1. Асинхронні двигуни

Асинхронні двигуни (АД) споживають понад 50 % всієї електроенергії, що використовується в промисловості, та 60-65 % реактивної потужності [104-106].

Реактивна потужність Q_D , споживана двигуном, у загальному випадку дорівнює

$$Q_D = Q_O + K_3^2 Q_p, \quad (1.8)$$

де Q_O – потужність, споживана АД при холостому ході (х.х.); Q_p – реактивна потужність розсіювання, обумовлена номінальним навантаженням двигуна; $K_3 = \frac{P}{P_n}$ – коефіцієнт завантаження двигуна; P – навантаження двигуна на даний момент; P_n – номінальна (паспортна) потужність двигуна.

Реактивна потужність Q_O визначається за формулою

$$Q_O = \sqrt{3} U_n I_o = \frac{U_n}{\mu} C f V, \quad (1.9)$$

де U_n – номінальна напруга мережі; I_o – струм холостого ходу двигуна, наближено рівний струму намагнічування; μ – магнітна проникність магнітопроводу; C – коефіцієнт, що залежить від числа пар полюсів, частоти, конструкції обмоток двигуна; f – частота мережі; V – обсяг магнітопроводу.

З формули (1.9) випливає, що реактивна потужність Q_O збільшується зі зростанням напруги в мережі, розміру магнітопроводу, частоти, а також при збільшенні повітряного зазору між статором і ротором. Значення складає (0,6–0,8) Q_D .

На практиці зменшення споживаної реактивної потужності двигунами досягається встановленням обмежувачів холостого ходу при значній тривалості міжопераційного періоду, заміною малонавантажених двигунів великої потужності двигунами меншої потужності, а також асинхронних двигунів на синхронні и т.п.

1.4.2.2. Силові трансформатори

Силові трансформатори використовують до 20–25 % від усієї вироблюваної реактивної потужності. Повна РП, споживана трансформатором при будь-якому навантаженні, визначається за формулою:

$$Q_T = Q_O + Q_p = \frac{I_{\%} S_H}{100} + \frac{u_{K\%} S_H}{100} K_3^2 = \frac{S_H}{100} (I_{\%} + K_3^2 u_{K\%}),$$

де $Q_O = \frac{I_{\%} S_H}{100}$ – РП холостого ходу трансформатора; $Q_p = \frac{u_{K\%} S_H}{100}$ – РП, що

витрачається на створення потоків розсіювання; $I_{\%}$, $u_{K\%}$ – відповідно струм холостого ходу і напруга короткого замикання трансформатора; S_H –

номінальна потужність трансформатора; $K_3 = \frac{I_2}{I_{2H}}$ – коефіцієнт завантаження

трансформатора; I_H , I_{2H} – струм вторинної обмотки при даному навантаженні та номінальний вторинний струм трансформатора відповідно.

1.4.2.3. Дугові електричні печі

Дугові електричні печі – великі споживачі РП. Величина індуктивного опору електричного кола печі визначається необхідністю обмеження струмів к.з. в період розплавлення металу, а також умовою стійкості горіння дуги змінного струму. Загальний індуктивний опір мережі ланцюга живлення печі визначається індуктивними опорами пічного трансформатора, короткої мережі та струмообмежувального дроселя. [26, 39, 41, 45, 60, 75].

РОЗДІЛ 2

РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ В ПРОМИСЛОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

2.1. Графіки електричних навантажень

Електричні навантаження окремих споживачів, електростанцій, електричних мереж або всієї електроенергетичної системи змінюються не тільки протягом доби, тижня, року, але й протягом багаторічних періодів. Змінення навантажень системи виникає через відсутність можливості зберігання, складування електроенергії, що тягне за собою необхідність забезпечення поточної потреби в електричній енергії в момент її виникнення. Для відображення мінливості електричного навантаження складають графіки навантажень добові, тижневі й річні [26, 39, 41, 45, 60, 75].

2.1.1. Характеристики графіків навантаження

Добові змінення навантажень показані на рис. 2.1, що відображає активне навантаження споживача протягом доби в порядку її надходження. На цьому графіку добова зміна активного навантаження P_{dt} є функцією поточного (календарного) часу t_{dk} . В якості миттєвого навантаження приймається її середнє значення протягом 15 хв. Це означає неврахування короткочасних змін навантажень, викликаних, наприклад, пуском електродвигунів.

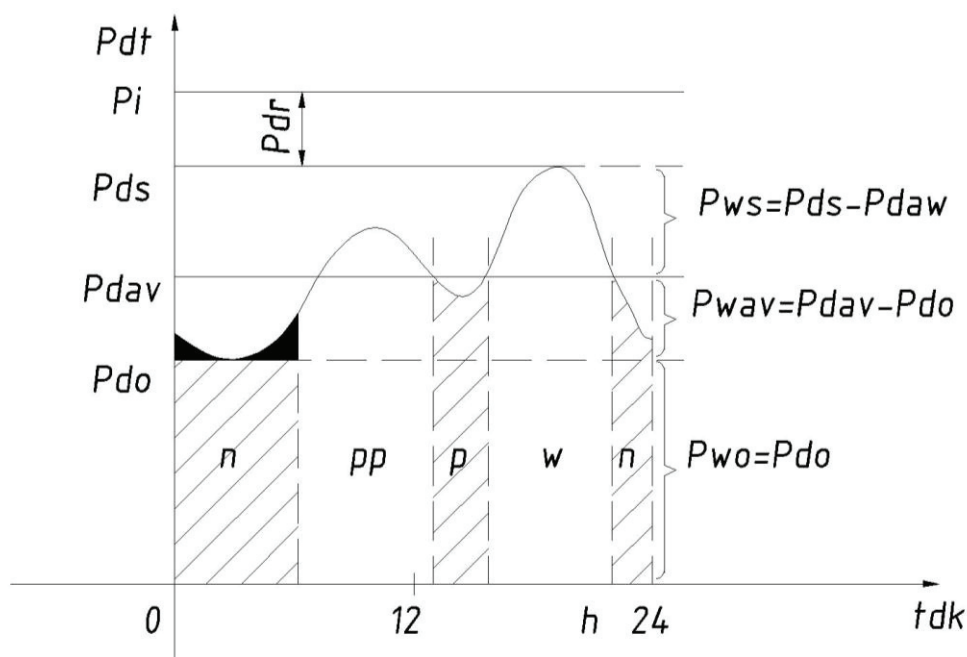


Рис. 2.1. Добовий графік навантаження підстанції
 n – нічний час; pp та p – денний час; w – вечірній час

На рис. 2.1 виділено також окремі ділянки, що відповідають годинним значенням рівнів доби – номінальні, середні та максимальні. На графіку позначені P_{ds} – найбільше добове навантаження; P_{dav} – середнє добове навантаження:

$$P_{dav} = \frac{E_d}{T_d}$$

де E_d – електроенергія, що отримується або витрачається протягом доби; $T_d = 24$ год. – тривалість доби; P_{d0} – найменше добове навантаження (вихідне значення).

Крім того, показано споживану потужність P_i і добовий резерв потужності в максимумі P_{dr} , незалежно від точок зору експлуатаційного персоналу, для забезпечення надійного електропостачання споживачів.

Залежно від значення відношення, що може бути представленим середньою потужністю P_{dav} , максимальною потужністю P_{ds} або потужністю, що постачається P_i , прийнято наступні показники, названі "рівнями":

- добовий порівняльний рівень: миттєвий l_{dt} , номінальний l_{d0} , середній $l_d = 1$ та максимальний l_{ds} ;

- добовий рівень навантаження: миттєвий m_{dt} , номінальний m_{d0} , середній m_d та максимальний m_{ds} ;

- добовий рівень споживання: миттєвий n_{dt} , номінальний n_{d0} , середній n_d та максимальний n_{ds} ;

- середній добовий рівень навантаження:

$$m_d = \frac{P_{dav}}{P_{ds}} = \frac{E_d}{T_d P_{ds}};$$

- середній добовий рівень споживання:

$$n_d = \frac{P_{dav}}{P_i} = \frac{E_d}{T_d P_i}.$$

Значення навантаження може також характеризуватися за допомогою часу використання потужності, що відноситься відповідно до максимальної потужності:

- добовий час використання максимальної потужності

$$T_{ds} = \frac{E_d}{P_{ds}} = m_d T_d;$$

- добове використання встановленої потужності

$$T_{dt} = \frac{E_d}{P_i} = n_d T_d.$$

2.1.2. Графіки змін реактивних навантажень

Реактивне навантаження змінюється в часі подібно до активної потужності.

Механічне навантаження на електродвигуни викликає зниження реактивного електричного навантаження відносно максимального значення [28-42].

На рис. 2.2 представлено типові добові графіки реактивної потужності для трьох типів змін та відповідної зміни $tg\varphi$.

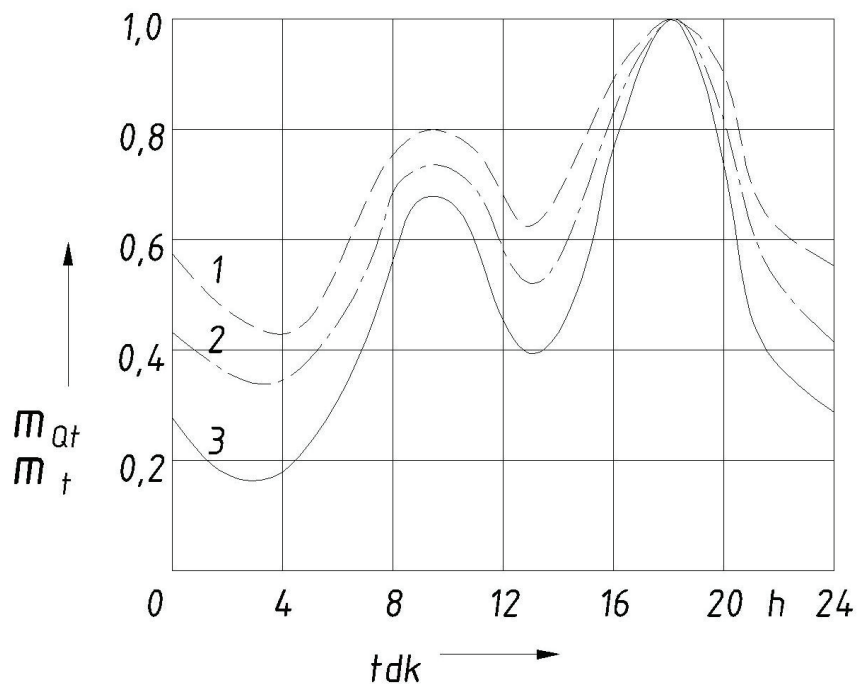


Рис. 2.2. Графік зміни активного і реактивного навантаження

При цьому

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}; \quad tg \varphi = \frac{Q}{P} \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1},$$

де P – активне навантаження, кВт; Q – реактивне навантаження, квар; S – повне навантаження, кВА.

Крива реактивного навантаження типу А (згідно з Холмгрін-Рунгу) відноситься до великого числа змішаних споживачів, у тому числі таких, як джерело освітлення, навантаження в електричних мережах без компенсації реактивної потужності. Миттєве значення тангенса $tg\varphi_1$ і, відповідно, $\cos \varphi_1$:

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{\operatorname{tg} \varphi_a}{\sqrt{m_t}}$$

де $\operatorname{tg} \varphi_5$ – значення $\operatorname{tg} \varphi$ при максимальному активному навантаженні; m_t – миттєве значення активного навантаження [28-42].

З останнього виразу випливає, що миттєві значення навантаження m_{Qt} типу А

$$m_{Qt} = \sqrt{m_t}.$$

Іменовані реактивні навантаження типу В (по Трогеру) [28-42] – на відміну від середніх змін типу А – відносяться до промислових споживачів з високою часткою асинхронних двигунів як з регульованою компенсацією реактивної потужності, так і без компенсації. Відповідна залежність

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \operatorname{tg} \varphi_a = \left(1 + C_T \frac{1 - m_t}{m_t} \right),$$

з якої випливає

$$m_{Qt} = C_T + (1 - C_T) m_t,$$

де $C_T = 0,2 \div 0,4$ – постійна Трогера, що визначається шляхом вимірювання активного і реактивного навантаження.

Вимірювання реактивного навантаження типу С характеризується постійним значенням $\operatorname{tg} \varphi$ і $\cos \varphi$, а це означає, що реактивне навантаження вимірюється так само, як і активне. Це відноситься до споживачів з регулюючою компенсацією реактивної потужності або виключно освітлення [28-42]. Відповідне співвідношення

$$\operatorname{tg} \varphi = \operatorname{tg} \varphi_a = \operatorname{const}.$$

2.1.3. Особливості побудови добових графіків

Добовий графік електричного навантаження, званий також денним графіком тривалості навантаження, створюється на основі упорядкованої діаграми, представленої на рис. 2.3.

На цій діаграмі миттєве навантаження P_{dt} є функцією тривалості часу t_{dt} , протягом якого присутнє навантаження P_{dt} . Наприклад, точка А на рис. 2.3,б визначається миттєвим навантаженням P_{dt} і тривалістю $t_{dt} = t_{dt1} + t_{dt2}$.

Характерні значення графіків P_{ds} , P_{dav} і P_{d0} мають однакові значення на порядковій діаграмі. Площа поверхні, що входить до порядкової діаграми,

ідентична площі під добовим графіком. На рис. 2.3,а показано час використання T_{ds} і T_{di} , що відповідає графіку енергії E_d .

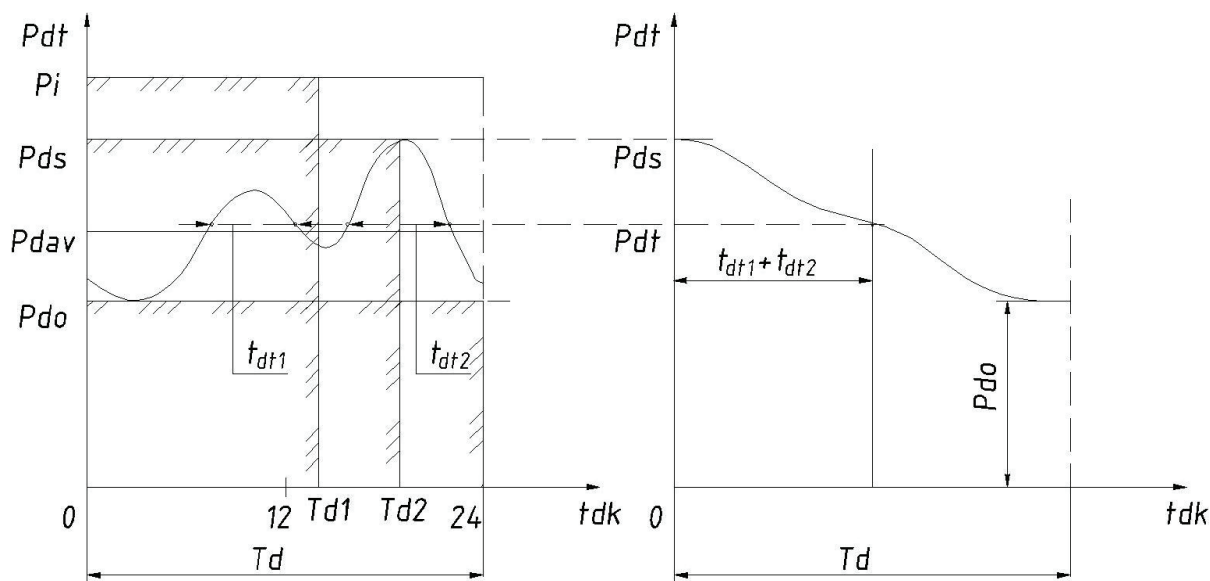


Рис. 2.3. Побудова добового графіка на основі впорядкованого електричного навантаження:

а) графік поточного навантаження; б) впорядкована діаграма значень

Упорядковані добові графіки можуть бути змодельовані з використанням лінійної або експоненціальної функцій в якості вихідного значення енергії E_d рівнів навантаження: середній m_d і вихідний m_{d0} . Отримані при цьому графіки мають трикутну, трапецієподібну або обмежену форми. Ці графіки є наближеними. Їх точність, особливо у верхній частині, – невелика [28-42].

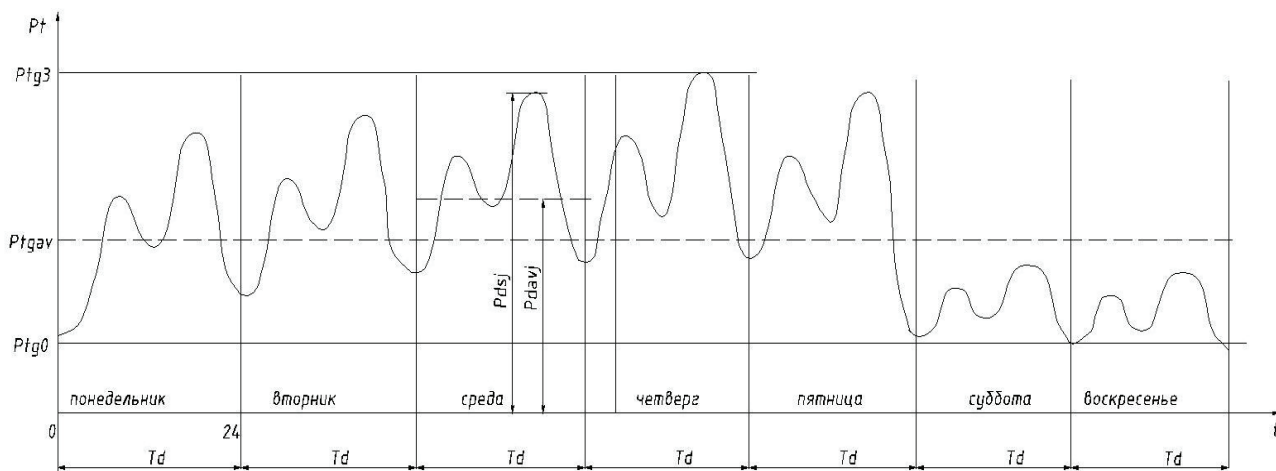


Рис. 2.4. Тижневий графік навантаження

2.1.4. Графіки тижневого навантаження

Тижневий графік навантаження, приведений на рис. 2.4, складається з сімох послідовних добових графіків. Пікове навантаження тижня P_{igs} співпадає в цьому варіанті зі щоденним піковим навантаженням P_{ds4} .

2.2. Режими споживання реактивної потужності

2.2.1 Найважливіші чинники, що впливають на споживачів електроенергії

1. Холостий хід електродвигунів і трансформаторів

Якщо двигуни під час робочого циклу довгий період недовантажені, то з метою зниження споживання електроенергії можна використовувати обмеження холостого ходу. При нетривалому холостому ході енергія, необхідна для повторного розвороту двигуна, може виявитись більшою, ніж отримана в результаті обмеження двигуна [28-42].

Збереження енергії протягом години розраховується за виразом:

$$\Delta W = \frac{P_{ном}}{3600} z \Delta W_{\psi} T_{xx}, \quad (2.4)$$

де $P_{ном}$ – номінальна потужність двигуна, кВт; z – кількість циклів роботи за годину; T_{xx} – тривалість холостого ходу в циклі, с; ΔW_{ψ} – витрата електроенергії під час циклу, кВт.

2. Силкові трансформатори та електродвигуни

З метою мінімізації втрат на підстанції з кількістю n однакових трансформаторів кількість працюючих трансформаторів має забезпечувати навантаження; при їх збільшенні до $(n + 1)$ при навантаженні:

$$S_n = S_{ел} \sqrt{\frac{1}{n(n+1)}},$$

де $S_{ел}$ – електромагнітне значення напруги трансформатора згідно з виразом:

$$S_{ел} = S_{ном} \sqrt{\frac{\Delta P_0 + K_e \Delta Q_0}{\Delta P_{нм} + K_e \Delta Q_{нм}}},$$

де ΔP_0 – питомі витрати активної потужності холостого ходу; ΔQ_0 – теж саме реактивної потужності; $S_{ном}$ – номінальні потужності трансформатора.

Активні втрати (втрати холостого ходу і навантажувальні) представляються як

$$\Delta Q = \frac{I_0}{100} S_n; \quad \Delta Q_{nN} = \frac{u_n}{100} S_N,$$

де I_0 – струм холостого ходу, %; u_n – напруга холостого ходу, %.

Очевидно, що додаткові включення електродвигуна до необхідного навантаження використовуються, наприклад, під час раптового зниження напруги та інших аномальних явищ [28-42].

2.2.2. Розподілення реактивної потужності серед споживачів різних галузей

У промислових електричних мережах споживання реактивної потужності серед споживачів [28-42]:

індукційний електродвигун – приблизно 65-70 %;

трансформатори – 20-25%;

інші електроприймачі – приблизно 5-15 %.

Номінальна реактивна потужність індукційного двигуна розраховується за паспортними даними по формулі:

$$Q = \frac{P_{нл}}{\eta_{ном}} \operatorname{tg} \varphi_n,$$

де $\eta_{ном}$ – номінальне значення ККД.

В цілому споживання реактивної потужності в електроустановках значне і сягає 95 %.

Споживання реактивної потужності трансформатором може бути визначене за паспортними даними:

$$Q = Q_0 + Q_{нагр} \approx \frac{I}{100} S_n + \frac{u_k}{100} S_{ном} \left(\frac{S}{S_{нл}} \right)^2,$$

де ΔQ_0 – втрати холостого ходу; $\Delta Q_{нагр}$ – навантажувальні втрати.

Для трансформаторів потужністю 100-400 кВА значення I_0 (%) та u_k (%) знаходяться у межах 2,3 та 4,5 відповідно, а потужністю 630-1600 кВА – 1,4-1,6 та 6,0 відповідно.

Споживання реактивної потужності перетворювачів залежить від:

- потужності та режиму роботи перетворювача;
- кута комутації вентилів;
- струму холостого ходу, напруги короткого замикання і напруги вторинного кола навантаження;
- фільтрації вихідного струму;
- фази споживача.

Нижче приведені значення коефіцієнтів потужності (без пристроїв компенсації) в різних галузях виробництва [28-42]:

гірничо-рудна	– 0,72-0,82;	будматеріали	– 0,62-0,80;
шахтна	– 0,73-0,80;	папір і картон	– 0,68-0,97;
металургія	– 0,76-0,80;	хімічна	– 0,66-0,78;
машинобудування	– 0,58-0,80;	комунальна	– 0,94-0,97.

Компенсація реактивної потужності істотно впливає на значення номінальної потужності.

Залежність падіння напруги $\Delta U(\cos\varphi)$ та ККД $\eta(\cos\varphi)$ аналізується на основі виразів:

$$\Delta U = \sqrt{3}IR(\cos\varphi + \frac{X}{R}\sin\varphi) \text{ та } \Delta P = \frac{P^2}{U^2}R + \frac{Q^2}{U^2}R = \Delta P + \Delta Q,$$

де R та X – опір потужності.

2.3. Ефективне використання реактивної потужності

2.3.1. Заходи, направлені на підвищення реактивної потужності

Ефективність використання реактивної потужності в промисловому виробництві тісно пов'язана з живлячою мережею СЕП, починаючи від електростанції. Проблема мінімізації річних витрат, пов'язаних зі споживанням реактивної потужності. На практиці існують два окремих напрями [28-42]:

- встановлення необхідного коефіцієнту потужності пристроїв (це завдання вирішується у центрі для всього СЕП чи його частини);
- покращення коефіцієнту потужності споживача до значення, якого потребує постачальник електроенергії.

Для цього використовуються наступні рішення:

- вибір двигунів і трансформаторів з врахуванням дійсних навантажень, а саме, вибір кількості працюючих трансформаторів та їх вимикання при зниженні споживання (наприклад, під час неповного навантаження зміни);
- скорочення часу холостого ходу двигунів і трансформаторів, економія реактивної енергії, яка отримана внаслідок вимикання двигуна під час холостого ходу, розраховується за виразом:

$$\Delta W_e = W_{зв} \frac{zP_{ном}T_{xx}}{3600} ;$$

- заміна тихохідних двигунів на швидкохідні;
- застосування перемикачів «трикутник–зірка» при навантаженні менше 55 %, що приводить до триразового зменшення пускового моменту;

- використання синхронних двигунів, особливо у випадках довготривалої роботи (наприклад, вентилятори) $T_a > 400$ годин.

2.3.2 Особливості використання компенсуючих пристроїв

При використанні засобів підвищення потужності слід враховувати, що робота пристрою компенсації потужністю ϖ_n потребує додаткової активної потужності $P_{ad} = K_x Q_{...} - K_k$, кВт/квар. Ураховуючи баланс активної потужності в СЕП, компенсація буде не доцільною, якщо $K_k > K_e$. При невеликих значеннях K_k та невеликих інвестиціях використання конденсаторів у більшості випадків виявляється найвигіднішим рішенням. Значення K_k :

статистичні компенсатори	0,002 - 0,005
синхронні компенсатори < 5 МВА	0,030 - 0,050
синхронні компенсатори > 5 МВА	0,020 - 0,050
генератори та синхронні двигуни	0,100 - 0,150
потужністю до 500 кВА	0,250 - 0,300
синхронізовані електродвигуни	0,120 - 0,250

Варіанти компенсації реактивної потужності

Використовуються три варіанти компенсації реактивної потужності:

- центральна – з використанням головних трансформаторних підстанцій;
- групова – по ділянках;
- індивідуальна – по окремих споживачах. У цьому випадку має бути

$$Q_0 \geq 0,9Q_0,$$

де Q_0 – реактивна потужність холостого ходу двигуна. Цей спосіб компенсації використовують при потужності двигунів більше 30 кВт.

РОЗДІЛ 3

НЕЛІНІЙНІ НАВАНТАЖЕННЯ НА ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВАХ

3.1. Вентильні перетворювачі в електричних мережах

Найбільше поширення на практиці отримали трифазні мостові схеми вентильних перетворювачів (ВП), що обумовлено масовим застосуванням тиристорів. Ці схеми є також основою для побудови більш складних схем багатомостових перетворювачів, що працюють, як правило, на проти-ЕРС або активно-індуктивне навантаження. В цьому випадку (в пропозиції нескінченно великої індуктивності ланцюга випрямленого струму) крива мережевого струму при підключенні первинної обмотки трансформатора перетворювача в «зірку» має вигляд, приведений на рис. 3.1.

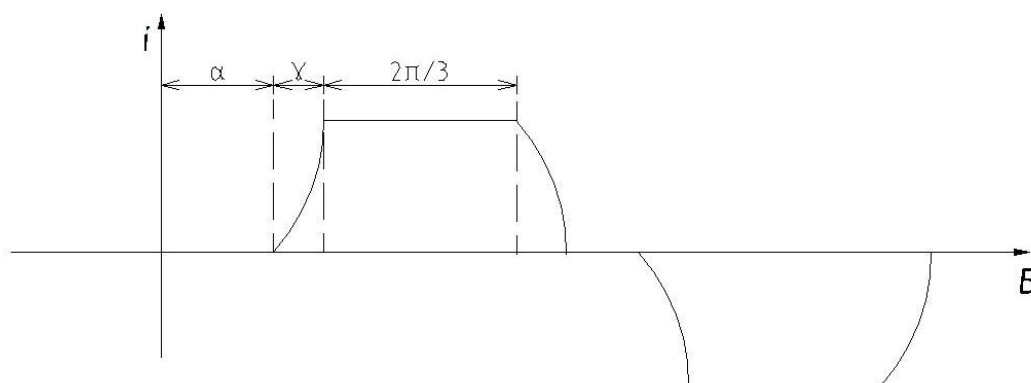


Рис. 3.1. Крива первинного струму 6-пульсного перетворювача при підключенні мережевої обмотки трансформатора в «зірку»

Форма кривої залежить від кута керування α , що задається системою імпульсно-фазового керування, кута комутації γ , визначеного за виразом:

$$\gamma = \arccos(\cos \alpha - I_{d^*} \cdot X_{k^*}),$$

де I_{d^*} – відносне (в частках номінального) значення випрямленого струму; X_{k^*} – відносне значення індуктивного опору контуру комутації, приведене до потужності трансформатора перетворювача. Для некерованого перетворювача, очевидно $\alpha = 0$, $\cos \alpha = 1$.

Порядок (номери) ВП мережевих струмів визначається виразом:

$$n = kp \pm 1,$$

де p – пульсність перетворювача; $k = 1; 2; 3$.

Якщо мостовий перетворювач підключається без трансформатора до шин, до яких приєднується також БК, то крива мережевого струму набуває прямокутно-ступеневої форми [28-42, 47-50]. В цьому випадку:

$$\frac{I_v}{I_1} = K_{1(v)} = \frac{1}{v}.$$

Остання формула широко використовується на практиці та у випадках, коли є трансформатор ВП.

Наближено відносно діюче коефіцієнту гармонік струму K_i , генеруючих 6-пульсних ВП становить :

$$K_i = \sqrt{\frac{1}{5^2} + \frac{1}{7^2} + \frac{1}{11^2} + \dots} = \sqrt{\frac{\pi^2}{9} - 1} \approx 0,312.$$

3.2 Реактивна потужність при несинусоїдальних режимах

В електричних ланцюгах періодичного синусоїдального, а також несинусоїдального струму активна потужність характеризує незворотній процес споживання електричної енергії, що перетворюється в теплову, механічну та інші види [28-42, 47-50]. При синусоїдальному процесі РП визначається швидкістю протікання електромагнітних процесів між джерелом і споживачами при наявності в ланцюгах реактивних елементів – індуктивностей та ємностей. Проте в разі, коли струми і напруги несинусоїдальні, обмінні процеси в електричних ланцюгах виявляються досить складними. Для їх характеристики і врахування протягом останніх 70-80 років застосовувалися різні підходи. Вони базувались, в основному, на частотних методах аналізу, заснованих на підсумовуванні тим чи іншим чином реактивної потужності окремих гармонік (або інтегральних, при яких значення РП визначається без розкладання кривих струмів і напруг в ряд Фур'є.

3.2.1 Розкладання в ряд Фур'є по Будеану

При розрахунках нелінійних електричних ланцюгів широко застосовується гармонійний аналіз. Тому не дивно, **що існує значна кількість методів визначення РП, заснованих на розкладанні в ряд Фур'є.** Першим

найбільш відомим є метод, що полягає в простому підсумовуванні реактивних потужностей окремих гармонік. Відповідно до С. Будеану:

$$Q_B = \sum_{n=1}^{\infty} U_n I_n \cos \varphi_n = \sum_{n=1}^{\infty} Q_n,$$

де Q_B – реактивна потужність по Будеану.

Крім цього виразу для оцінки РП існують й інші, з відмінним способом підсумовування реактивної потужності окремих гармонік:

$$Q = n \sum_{n=1}^{\infty} Q_n \text{ і } Q = \frac{1}{n} \sum_{n=1}^{\infty} Q_n.$$

Повна потужність по Будеану визначається наступним чином:

$$S_B = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2},$$

де D^2 – так звана потужність викривлення.

Вирази для Q_B і S_B є формальними і в більшості випадків дають суперечливі результати. Запропонований Будеану підхід не відображує суті процесів, які відбуваються в електричних ланцюгах при несинусоїдальних режимах, що було обґрунтовано в роботах В. Шеферда, П. Закікхані й особливо Л. Чарнецькі [28-42, 47-50].

3.2.2 Розвиток методу Будеана

Реактивна потужність, визначена підсумовуванням потужностей окремих гармонік, не дозволяє визначити активні втрати в мережах ΔP :

$$\Delta P \neq \frac{P^2 + \left(\sum_{v=1}^{\infty} k Q_n \right)^2}{U^2} R.$$

Значення Q_B не придатні для оцінки балансу реактивних потужностей. Проте потужність Q_B по Будеану використовується для оцінки допустимої потужності БК, працюючих в ланцюгах фільтро-компенсуючих пристроїв (ФКП).

Подальшим розвитком методу оцінки РП при несинусоїдальних режимах, заснованого на частотних залежностях, є підхід, запропонований В. Шефердом і П. Закікхані [28-42, 47-50].

Струм джерел розкладається на дві ортогональні складові $i_R(t)$ і $i_r(t)$, визначаються виразами:

$$i_R(t) = \sqrt{2} \sum_{n=1}^{\infty} I_n \cos \varphi_n \cos(n\omega t + x_n);$$

$$i_r(t) = \sqrt{2} \sum_{n=1}^{\infty} I_n \sin \varphi_n \sin(n\omega t + x_n),$$

де φ_n – кут зсуву фаз n -х гармонік напруги і струму.

Через ортогональність $i_R(t)$ і $i_r(t)$

$$I^2 = \sqrt{I_R^2 + I_r^2}.$$

Відповідно повна потужність:

$$S^2 = S_R^2 + Q_r^2; \quad S_R = UI_R; \quad Q_r = UI_r.$$

Потужність Q_r носить назву реактивна [28-42, 47-50]. В рівнянні для повної потужності S відсутня єдина фізично обґрунтована величина – активна потужність P ; незрозуміла фізична суть потужності S_R . У той же час розкладання струму на складові I_R і I_r дозволило розрахувати ємність конденсатора в схемах компенсації, при якій коефіцієнт потужності ідеального джерела сягає найбільшого значення. Її значення розраховується шляхом мінімізації струму $|I_R|$ джерела в лінії з конденсатором, підключеним паралельно до споживача. Зазначена перевага теорії В. Шеферда та Р. Закікхані не компенсується іншими її недоліками – неможливістю оцінювати втрати активної потужності в мережах і складати баланс реактивних потужностей, що є характерним і для оцінки реактивної потужності по Будеану [28-42, 47-50].

Модифікація методу В. Шеферда та Р. Закікхані, запропонована Л. Чарнецькі, ґрунтується на розкладанні струму джерела на три складові [28-42, 47-50]:

$$i(t) = i_a(t) + i_r(t) + i_s(t),$$

де $i_a(t)$ – активна складова струму.

$$i_a(t) = \frac{P}{U^2 u(t)},$$

де $i_r(t)$ – реактивна складова по В. Шеферду та Р. Закікхані; $i_s(t)$ – так звана розсіювальна складова (потужність дисперсії), якій відповідає потужність $D_s = UI_s$.

Повна потужність:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D_s^2}.$$

Фізичний зміст потужності D_s також незрозумілий. Потужність Q_r і Q_s не придатні для складення балансів РП в ланцюгах с несинусоїдальними струмами и напругами. Подальше дослідження в напрямі розвитку частотних методів оцінки реактивної потужності при несинусоїдальних режимах продовжується в роботах ряду авторів, в тому числі в Україні і країнах СНД.

3.2.3. Інтегральний метод оцінки реактивної потужності

Інтегральний підхід до оцінки РП бере свій початок з теорії Фрізе [28-42, 47-50], який запропонував розкладання струму навантаження на дві складові: активну i_a і реактивну i_p :

$$i(t) = i_a(t) + i_p(t),$$

де

$$i_a(t) = \frac{P}{U^2} u(t), \quad i_p(t) = i(t) - i_a(t).$$

Діюче значення цих струмів зв'язані співвідношенням:

$$I^2 = I_a^2 + I_p^2.$$

Активна P і реактивна Q_F потужності:

$$P = UI_a; \quad Q_F = UI_p.$$

Реактивна потужність по Фрізе:

$$Q_F = \sqrt{S^2 - P^2},$$

тобто реактивна Q_F і активна потужність P є квадратурними складовими повної потужності.

Зв'язок між реактивними потужностями по Будеану і Фрізе:

$$Q_B^2 + D^2 = Q_F^2.$$

Реактивна потужність Q_F , введена для елементарного ланцюга «джерело – споживач», виключає вплив опору джерела й іншої частини еклетичного ланцюга та, очевидно, не має фізичного змісту. Значення Q_F також не дозволяє оцінити активні втрати в мережі при несинусоїдальних режимах. На основі Q_F не може бути складеним баланс реактивних потужностей.

Незважаючи на недоліки, ця теорія отримала широке поширення та розвиток (зокрема, вона використовується при синтезі системи керування активними фільтрами).

3.2.4. Метод еквівалентних синусоїд

При коефіцієнті несинусоїдальності напруги і струму до 15% для розрахунку РП може бути застосований **метод еквівалентних синусоїд**. Згідно з цим методом активна та реактивна потужності несинусоїдального режиму визначаються наступним чином:

$$P = \sum_{n=1}^{\infty} U_n I_n \cos \varphi_n; \quad Q = \sqrt{U^2 I^2 - P^2},$$

де

$$U = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} U_n^2}; \quad I = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2}.$$

При зазначених максимальних значеннях коефіцієнт несинусоїдальності струму і напруги баланс реактивних потужностей збігається з достатньою для практичних розрахунків точністю.

Розглянемо електричну мережу, в якій від n джерел живляться m навантажень. Реактивна потужність i -го джерела:

$$Q_{\Delta, ui} = U_{ui} I_{ui} \sin \varphi_{ui},$$

де

$$U_{ui} = U_{1ui} \sqrt{1 + K_{U_{ui}}^2} \approx U_{1ui} (1 + 0,5 K_{U_{ui}}^2);$$

$$I_{ui} = I_{lui} \sqrt{1 + K_{I_{ui}}^2} \approx I_{lui} (1 + 0,5 K_{I_{ui}}^2),$$

де U_{lui} , I_{lui} – дійсні значення перших гармонік напруги і струму i -го джерела.

Вираз для суми реактивних потужностей джерел:

$$Q_{eu\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{eui} = Q_{lu} + \sum_{i=1}^n \frac{K_{U_{ui}}^2 + K_{I_{ui}}^2}{2} Q_{lui},$$

де

$$Q_{lu} = \sum_{i=1}^n Q_{lui}.$$

Аналогічно для навантажень:

$$Q_{en\Sigma} = Q_{ln} + \sum_{i=1}^m \frac{K_{U_{ui}}^2 + K_{I_{ui}}^2}{2} Q_{lni}.$$

Похибка балансу реактивних потужностей:

$$\delta = \frac{Q_{eu\Sigma} + Q_{en\Sigma}}{Q_{eu\Sigma}} 100 \% = \frac{\sum_{i=1}^m (K_{U_{ui}}^2 + K_{I_{ui}}^2) Q_{lni} - \sum_{i=1}^m (K_{U_{ui}}^2 + K_{I_{ui}}^2) Q_{lni}}{2Q_{lu} + \sum_{i=1}^n (K_{U_{ui}}^2 + K_{I_{ui}}^2) Q_{lui}} 100 \%.$$

Закон розподілу похибки δ з припущенням, що коефіцієнти несинусоїдальності у вузлах навантажень є незалежними випадковими величинами, вважається нормальним. З інтегральною ймовірністю 95 % максимальна похибка дорівнює:

$$\delta_{\max} = 1,64\delta = \frac{K_U^2 + K_I^2}{3\text{tg}^2\varphi_1}.$$

Результат розрахунку максимальної похибки за цим виразом при $\varphi = 36^\circ$ наведено в табл. 3.1. Зазвичай середнє значення похибки не перевищує 2-3 %. Таким чином, баланс реактивної потужності співпадає з достатньою точністю.

Таблиця 3.1

Значення відносних похибок

$K_I, \%$	$K_U, \%$	$\delta_{\max}, \%$
10	10	1,26
15	5	1,57
20	5	2,7
20	10	3,15

Якщо прийняти допустиму максимальну похибку рівною 3 %, повинна виконуватися умова $K_I^2 + K_U^2 \leq 0,1 \operatorname{tg}^2 \varphi$.

Оцінка втрат в елементах електричної мережі при використанні методу еквівалентних синусоїд призводить до дещо значних похибок, на відміну від тих, які отримуємо за приведеними вище формулами, тому що не враховуємо залежність активного і реактивного опорів від частоти.

Багаторічні дослідження питання оцінки реактивної потужності при несинусоїдальних режимах не привели до створення обґрунтованої теорії. При невеликих рівнях несинусоїдальності ця проблема, з точки зору практики розробки тарифів і розрахунків, не є суттєвою. Розрахунки СЕП ведуться, як правило, за першими гармоніками напруг і струмів, рідше – за еквівалентними синусоїдами. Проте при збільшенні ваги нелінійних навантажень великої потужності ця проблема набуває актуальності.

3.3 Вибір параметрів фільтро-компенсуючих пристроїв

Такий вибір має деякі особливості, обумовлені наявністю значних активних опорів мережі, низькою добротністю кіл фільтро-компенсуючих пристроїв (ФКП), неможливістю в більшості випадків на практиці здійснити точну настройку на резонансну частоту. Внаслідок малої добротності ланцюгів ФКП, обумовленої значним активним опором приладів, використаних в якості реакторів, а також опором кабелів, шин і контактів, ФКП в мережах з $U_{ном} < 1 \text{кВ}$ малочутливі до змін частоти живлячої напруги, але меншою мірою, ніж ФКП мереж 6-10 кВ, чутливі до відхилень параметрів від номінальних значень. У той же час наявність опорів знижує ефективність роботи ФКП.

Практика свідчить про доцільність використання одного ФКП, налаштованого на частоту гармоніки найменшого порядку амплітудного спектра напруги мережі. Бажано частоту налаштування обирати декілька меншою від частоти відповідної канонічної гармоніки.

Розглянемо питання розрахунку параметрів ФКУ з урахуванням активних опорів ФКП в мережі [28-42, 47-50]. Потужність БК ФКП ν -ї гармоніки:

$$Q_{\sigma\nu} = \frac{3U_{H\delta} I_{\nu\delta}}{\sqrt{1,6 - a_p^2 k U}}.$$

Коефіцієнт a_p з урахуванням активних опорів ФКП:

$$a_p = \frac{\nu^2 \operatorname{tg} \varphi_\phi}{\sqrt{1 + (\nu^2 - 1)^2 \operatorname{tg}^2 \varphi_\phi}},$$

де $tg\varphi_{\phi} = X_{\phi} / R_{\phi}$; R_{ϕ}, X_{ϕ} – сумарний активний та реактивний опори ланцюга ФКП.

Коефіцієнт струморозподілу між ФКП та мережею:

$$k_{vp} = k_{iv} = \sqrt{\frac{1 + v_p tg^2 \varphi_{ек}}{\left(1 + \frac{R_{\phi}}{R_{ек}}\right)^2 + v_p tg^2 \varphi_{ек}}}$$

де $X_{ек}$ та $R_{ек}$ – еквівалентні активний та реактивний опори живлячої мережі та навантаження на промисловій частоті з припущенням, що БК у цих мережах відсутні; v_p – частота налаштування ФКП.

Таблиця 3.2
Технічні данні ФКП для мереж 10 кВ

Тип	Номер гармоніки	Номінальна потужність, квар	Компенсуюча здатність, квар	Добротність на резонансній частоті (приблизно)	Струм, А				Габарити, мм, не більше (довжина × глибина × висота)	Маса, кг, не більше
					номінальний		тривало допустимий			
					повний	Резонансної частоти	повний	Резонансної частоти		
Ф5-10-1200 Ф5-10-1600 Ф5-10-2400	5	1200 1600 2400	1000 1350 2000	40	60 80 120	30 40 60	79 105 155	55 75 110	5850×1080×260 0 6600×1080×260 0 7050×800×2600	3650 4250 6000
Ф5-10-1200 Ф5-10-1600 Ф5-10-2400	7	1200 1600 2400	965 1290 1930	35	60 80 120	30 40 60	79 105 175	55 75 110	5850×1080×260 0 6600×1080×260 0 7050×800×2600	3650 4250 6000
Ф5-10-1200 Ф5-10-1600 Ф5-10-2400	11	1200 1600 2400	625 1250 1890	25	40 80 120	20 40 60	52 105 155	38 75 110	5850×1080×260 0 6600×1080×260 0 7050×800×2600	3650 4250 6000
Ф5-10-1200 Ф5-10-1600 Ф5-10-2400	13	1200 1600 2400	625 1220 1845	20	40 80 120	20 40 60	52 105 155	38 75 110	5850×1080×260 0 6600×1080×260 0 7050×800×2600	3650 4250 6000

Через наявність похибок при задаванні параметрів електрообладнання ФКП має частоту налаштування, що відрізняється від розрахункової. В розглянутому випадку:

$$k_{iv}^{(\Delta)} \approx \sqrt{\frac{1 + v_p t g^2 \varphi_{ек}}{\left(1 + \frac{R_\phi}{R_{ек}}\right)^2 + v \frac{1}{R_{ек}^2} (X_{ек} \pm \Delta X_\phi)^2}},$$

де ΔX_ϕ – розлад ФКП, викликаний відхиленням його параметрів від номінальних; $\Delta X_{бк}$, ΔX_L , $\Delta X_\phi = \pm \Delta X_{б.к} \pm v_p^2 \Delta X_L$ – відхилення параметрів БК, реактора і ФКП в цілому.

$$k_{uv}^{(p)} = \frac{R_\phi}{R_{ек}} \cdot \frac{k_{vp}}{1 + v_p t g^2 \varphi_{ек}}.$$

На практиці значення k_{uv} обирають, виходячи зі структури амплітудного спектру напруги та значень окремих його складових. Спочатку рекомендується приймати $k_{uv}^{(p)} < 0,2 \div 0,25$.

У табл. 3.3 наведено перелік обладнання, виробленого електропромисловістю СНД, що дозволяє комплектувати ФКП для мереж 0,4 кВ, а також вимоги по обмеженню припустимого значення активного опору ФКП. При виконанні зазначених умов ФКП у мережі 0,4 кВ працюють ефективно.

Таблиця 3.3.

Технічні данні обладнання ФКП для мереж з $U_{ном} < 1кВ$.

Номінальна потужність БК, квар	Тип конденсатора	Тип реактора	Активний опір ланцюга ФКП, Ом
ФКП 3-ї гармоніки			
84	КС1-0,38-14-371	2×ФРОС-250-0,5	8 – 10
144	КС2-0,38-36-373	ФРОС-250-0,5	8 – 9
500	КС3-0,38-50-373	РТСТ-410-0,101	7 – 8
ФКП 5-ї гармоніки			
240	КС2-0,38-40-371 КС2-0,38-40-373	РТСТ-410-0,076	8 – 9
360		РТСТ-820-0,0505	6 – 7
678	КС2-0,38-40У3	РТСТ-820-0,027	4 – 6
-	КМ1-0,38-13У3	-	-
ФКП 7-ї гармоніки			
145,5	КС1-0,38-18-3У3	РТСТ-660-0,064	7 – 8
-	КС0-0,38-12,5-3У1	-	-
276	КМ1-0,38-13-3У3	РТСТ-660-0,034	6 – 7
342	КМ1-0,38-13-3У3	РТСТ-660-0,027	4,7 – 6

Для зниження активного опору ланцюга ФКП доцільно: застосовувати реактори з малим активним опором типу ФРОС, РТСТ; використовувати

автоматичні вимикачі типу «Електрон», А3130, А3140 замість рубильників і запобіжників; розміщувати ФКП безпосередньо біля трансформаторів (КТП); зменшувати число з'єднань шин та їх перехідні опори. Особливо слід відзначити: ефективність ФКП зростає при збільшенні потужності БК.

Протягом останнього десятиліття впроваджено значну кількість ФКП у мережах 0,4 кВ промисловості чорної та кольорової металургії, целюлозно-паперових комбінатів та інших підприємств.

Приклад. Обрати ФКП 5-ї та 7-ї гармонік для встановлення у мережі 0,38 кВ КТП 10/0,4 кВ з трансформатором ТМЗ-1600/10 ($u_k = 5,5 \%$, $\Delta P_k = 18 \text{ кВт}$), навантаженням якого є тиристорні перетворювачі з сумарною потужністю 367 кВА, а також компресори, насоси, сушильні шафи з встановленою потужністю 750 кВА та коефіцієнтом потужності $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,625$. Потужність короткого замикання на шинах 10 кВ $S_k = 150 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; дефіцит РП становить 700 квар; $k_{\text{нс}} = 6,38 \%$; $I_5 = 111 \text{ А}$; $I_7 = 79 \text{ А}$; $U_{5*} = 4,6 \%$; $U_{7*} = 4,4 \%$.

Однолінійна схема КТП та її схема заміщення приведені на рис. 3.2

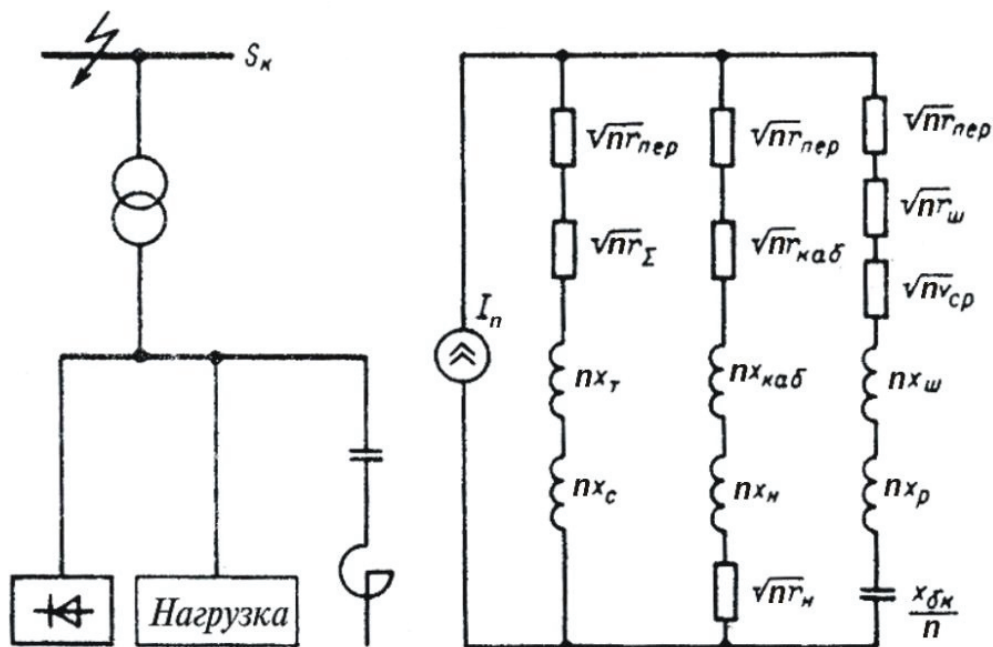


Рис. 3.2. Однолінійна схема КТП

Рішення. Розрахуємо опір схеми заміщення:

$$X_c = \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{150} \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 1 \text{ мОм};$$

$$Z_T = \frac{5,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 1,6} = 5,5 \text{ мОм};$$

$$R_T = \frac{18 \cdot 0,4^2}{1,6^2} 10^3 = 1,125 \text{ мОм};$$

$$X_T = \sqrt{5,5^2 - 1,125^2} = 5,38 \text{ мОм}.$$

Згідно з [43] приймаємо перехідні опори контактних з'єднань $R_{пер} = 10 \text{ мОм}$:

$$X_{ек.о} = 1 + 5,38 = 6,38 \text{ мОм};$$

$$R_{ек.н} = 1,125 + 10 = 11,125 \text{ мОм}.$$

Опір навантаження з урахуванням перехідного опору та опору кабельної лінії:

$$X_{ек.н} = 282 \text{ мОм}; \quad R_{ек.н} = 226 \text{ мОм}.$$

Потужність БК-фільтра 5-ї гармоніки:

$$Q_{б.к5} \geq \sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 0,38 \cdot 111 = 94,4 \text{ квар}.$$

Потужність БК-фільтра 7-ї гармоніки:

$$Q_{б.к7} \geq \sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 0,38 \cdot 79 = 67,6 \text{ квар}.$$

Еквівалентний опір мережі та навантаження на частоті першої гармоніки:

$$\dot{Z}_{ек} = \frac{(R_c + jX_c)(R_n + jX_n)}{(R_c + R_n) + j(X_c + X_n)} = \frac{716 + j4581}{237 + j288} = 12,4e^{j30,6} = (10,7 + j631) \text{ мОм}.$$

У відповідності до табл. 3.2 і з урахуванням дефіциту реактивної потужності обираємо ФКП 5-ї гармоніки з параметрами: $Q_{б.к} = 360 \text{ квар}$, реактор РТСТ-820-0,0505, $R_\phi = 7 \text{ мОм}$ і ФКП 7-ї гармоніки з параметрами:

$Q_{\text{б.к}} = 342$ квар, реактор РТСТ-660-0,027, $R_{\phi} = 6$ мОм. Коефіцієнти струморозподілу між ФКП та мережею:

$$k_{5p} = \sqrt{\frac{1 + 5 \cdot 0,59^2}{\left(1 + \frac{7}{10,7}\right)^2 + 5 \cdot 0,59^2}} = 0,78;$$

$$k_{7p} = \sqrt{\frac{1 + 7 \cdot 0,59^2}{\left(1 + \frac{7}{10,7}\right)^2 + 7 \cdot 0,59^2}} = 0,84.$$

Кратність зниження напруги 5-ї та 7-ї гармонік:

$$k_{u5}^{(p)} = \frac{7}{10,7} \cdot \frac{0,78}{1 + 5 \cdot 0,59^2} = 0,19;$$

$$k_{u7}^{(p)} = \frac{6}{10,7} \cdot \frac{0,84}{1 + 7 \cdot 0,59^2} = 0,14.$$

Залишкові напруги 5-ї та 7-ї гармонік:

$$U_{5\text{зал}^*} = k_{u5}^{(p)} \cdot U_{5^*} = 0,19 \cdot 4,6 = 0,87 \%;$$

$$U_{7\text{зал}^*} = k_{u7}^{(p)} \cdot U_{7^*} = 0,14 \cdot 4,4 = 0,62 \%.$$

k_{nc} після встановлення двох ФКП:

$$k_{nc} = \sqrt{0,87^2 + 0,62^2} = 1,07 \%.$$

У деяких країнах використовуються більш прості методики розрахунку параметрів ФКП. Це обумовлюється незначними технологічними відхиленнями параметрів конденсаторів і реакторів (не більше 2 %), а також стабільністю їх характеристик та рівня частоти в енергомережах. Параметри реакторів і конденсаторів обираються з умов паралельного резонансу на частоті відповідної гармоніки та перевіряються на відсутність перенавантаження по напрузі й струму. В окремих випадках визначається залишкове значення напруги фільтрованих ВП з урахуванням добротності ланцюгів ФКП [28-42, 47-50].

РОЗДІЛ 4

ЕКОНОМІЧНІ ВИТРАТИ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

4.1.1. Приведені витрати при одноразових вкладеннях

Критерієм економічності при проведенні заходів по компенсації реактивної потужності є мінімум приведених витрат.

При одноразових капітальних вкладеннях та постійних щорічних витратах величина значення приведених витрат визначається сумою [28-42, 47-50]:

$$Z = E_n K + B,$$

де K – капітальні вкладення в спорудження об'єкта (грн.); E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень (1/рік); B – щорічні витрати на експлуатацію об'єкта (грн/рік), що складаються з відрахувань на амортизацію, видатків на обслуговування та поточний ремонт.

Відрахування на амортизацію, витрати на обслуговування і поточний ремонт зазвичай подаються у вигляді часток від капітальних вкладень. Сумарне щорічне відрахування від капітальних вкладень E може бути представлене сумою:

$$E = E_n + E_a + E_o,$$

де E_a – нормований коефіцієнт відрахувань на амортизацію; E_o – коефіцієнт відрахувань на обслуговування і поточний ремонт.

Кінцевий вираз наведених витрат:

$$Z = EK + C,$$

де C – витрати на покриття втрат електроенергії в елементах електричної мережі та джерелах реактивної потужності (грн/рік).

Якщо відрахування від капітальних вкладень в окремі елементи різні, наведені витрати:

$$B = \frac{1}{1 + 0,8} = 0,56.$$

де n – число елементів з різними значеннями відрахувань від капітальних вкладень.

4.1.2. Приведені витрати при етапному будівництві

На практиці зазвичай спорудження об'єктів (в т.ч. системи електропостачання великих промислових підприємств) здійснюється поетапно. В цьому випадку розраховуються витрати за весь період спорудження шляхом приведення їх до одного року, найчастіше до року закінчення будівництва або на початок року. При приведенні витрат до початкового року будівництва наведені витрати за весь період спорудження T років:

$$Z = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^n E_i K_{it} + C_t \right) B$$

де $t = 0, \dots, T$ – відрізок часу в роках від початку будівництва; $B = \frac{1}{1 + 0,08} = 0,56$ –

коефіцієнт приведення різночасових витрат.

При визначенні величини приведених витрат на компенсацію реактивної потужності враховуються витрати на встановлення компенсуючих пристроїв і додаткового обладнання (комутаційні апарати, регулюючі пристрої й інші), а також зниження вартості обладнання трансформаторних підстанцій і спорудження живлячої та розподільної мереж, якщо вони викликані зменшенням струмових навантажень. Обов'язково враховують зниження втрат електроенергії в живлячій і розподільній мережах. Також повинен бути врахованим у виразі приведених витрат економічний ефект від покращення режиму напруги в мережах після проведення заходів по компенсації реактивної потужності.

4.1.3. Витрати на встановлення компенсуючих пристроїв

Витрати на компенсацію реактивної потужності (встановлення компенсуючих приладів) в загальному випадку визначаються за формулою:

$$Z = Z_0 + Z_1 Q_k + Z_2 Q_k^2, \quad (4.1)$$

де Q_k – реактивна потужність компенсуючої установки (Мвар);

$$\left. \begin{aligned} Z_0 &= Z_{0n} = Z_E; \\ Z_1 &= Z_{1n} = 2C_0 a M; \\ Z_2 &= Z_{2n} = C_0 a R. \end{aligned} \right\} - \text{постійна складова витрат, яка не залежить від}$$

реактивної потужності установки, грн/рік; Z_1 – питомі витрати на 1 Мвар реактивної потужності установки (грн/Мвар·рік); Z_2 – питомі витрати на 1 Мвар² реактивної потужності установки (грн/Мвар²·рік).

Розрахункові вирази для визначення Z_0, Z_1, Z_2 для різних джерел реактивної потужності наведені нижче у табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Джерело реактивної потужності	Z_0	Z_1	Z_2
Повітряні та кабельні лінії	0	0	0
Синхронні двигуни (СД)	$E_p N K_p$ (для практичних розрахунків можна приймати рівним 0)	$C_0 \left(\frac{D_1}{Q_{ном}} + \frac{2D_2 Q_{пр}}{Q_{ном}^2 N} \right)$	$C_0 \frac{D^2}{Q_{ном}^2 N}$
Синхронний генератор електростанції (СГ)	0	$C_0 \left(\frac{D_1}{Q_{ном}} + \frac{2D_2 Q_{пр}}{Q_{ном}^2 N} \right)$	$C_0 \frac{D^2}{Q_{ном}^2 N}$
Батареї конденсаторів поперечного включення (БК)	$E K_0 + E_p K_p$	$E K_y \left(\frac{\dot{U}_{б.к}}{\dot{U}} \right)^2 + C_0 P_{б.к}$	0
Синхронні компенсатори (СК)	0	$\frac{E K_{с.к}}{Q_{ном}} + C_{00} \frac{\Delta P_0}{Q_{ном}} + 2C_{ом} \frac{\Delta P_M Q_{пр}}{Q_{ном}^2}$	$C_{0,м} = \frac{\Delta P_M}{Q_{ном}^2}$

У цих виразах:

K_p – вартість регулятора збудження СД або регулятора потужності БК (грн.);

E_p – величина сумарних відрахувань від K_p ;

C_0 – вартість втрат (грн./кВт);

D_1, D_2 – постійні величини, що залежать від технічних параметрів двигуна (генератора) (кВт);

$Q_{ном}$ – номінальна реактивна потужність одного СД, СК чи СГ (Мвар);

N – кількість однотипних двигунів (генераторів);

$Q_{\text{пр}}$ – реактивна потужність, що генерується групою однотипних двигунів, генераторів або синхронних компенсаторів для всіх споживачів, крім розглянутого (Мвар);

K_0 – вартість ввідного пристрою для приєднання до мережі БК (грн.);

K_y – питома вартість БК (грн./Мвар);

$K_{\text{с.к}}$ – повна вартість встановлення синхронного компенсатора (грн.);

E – величина сумарних відрахувань від K_0 , K_y і $K_{\text{с.к}}$;

$\dot{U}_{\text{б.к}}$ – відношення номінальної напруги конденсаторів до номінальної напруги мережі, що дорівнює 1 для БК напругою до 1000 В та 1,05 – для БК напругою 6–10 кВ;

\dot{U} – відносна величина напруги мережі в пункті приєднання БК;

$P_{\text{б.к}}$ – питомі витрати активної потужності в конденсаторах (кВт/Мвар);

ΔP_0 – номінальні втрати холостого ходу синхронного компенсатора (кВт);

ΔP_M – номінальні втрати короткого замикання синхронного компенсатора (кВт);

C_{00} – вартість втрат холостого ходу СК (грн./кВт), що визначається аналогічно C_0 , але для числа годин втрат, що дорівнює числу годин праці СК протягом року;

C_{0M} – вартість втрат короткого замикання СК (грн./кВт), що визначається аналогічно C_0 .

4.1.4. Витрати на передачу реактивної потужності

Витрати на передачу мережею реактивної потужності Q також визначається за формулою, аналогічною (4.1), в якій:

$$\left. \begin{aligned} Z_0 &= Z_{0n} = Z_E; \\ Z_1 &= Z_{1n} = 2C_0 a M; \\ Z_2 &= Z_{2n} = C_0 a R. \end{aligned} \right\} \quad (4.2)$$

Величина Z_E є сумою витрат на реконструкцію мережі, обумовленою передачею нею реактивної потужності Q (збільшення числа або потужності трансформаторів, числа або перетинів ліній і т.п.), а параметри a , M і R визначаються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} a &= \frac{1000}{U_{ном}^2} (\kappa B^{-2}) \\ M &= \sum_{i=1}^n Q_{npi} r_i (Mвар \cdot Ом) \\ R &= \sum_{i=1}^n r_i (Ом). \end{aligned} \right\}$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга мережі в місці приєднання реактивного навантаження Q ; n – кількість інших споживачів реактивної потужності, приєднаних відгалуженнями до даної мережі від вузла навантаження до точки приєднання навантаження Q ; Q_{npi} – реактивне навантаження i -го приєднання (Мвар); r_i – опір i -тої ділянки мережі (між $i = 1$ та i -м приєднаннями), приведений до напруги $U_{ном}$ (Ом); R – опір мережі від вузла напруги до місця приєднання навантаження Q , приведений до напруги $U_{ном}$ (Ом).

При передачі реактивної потужності Q лінією без відгалужень ($M=0$):

$$З = З_{он} + З_{2n} + З_E + C_0 a. \quad (4.3)$$

Витрати на вироблення в енергосистемі та передачу реактивної потужності в розглянутому вузлі напруги, до якого приєднується розподільна мережа:

$$З_3 = C_0 (\sigma_0 Q + \frac{\sigma}{2} Q^2). \quad (4.4)$$

Енергосистема, від якої буде житись проєктована електроустановка, повинна задавати значення коефіцієнтів σ_0 і δ проєктної організації. Вирази (4.3) і (4.4) є вихідними при вирішенні задач вибору типу, місця установки і режиму роботи компенсуючих пристроїв.

На практиці часто виникає необхідність приєднання до діючих мереж додаткових електричних навантажень. Завдання вирішується зазвичай шляхом збільшення числа чи потужності трансформаторів або шляхом їх розвантаження за рахунок додаткової компенсації напруги реактивної потужності на стороні нижчої напруги трансформаторів. Кращий шлях – що вимагає найменших наведених витрат.

Приклад. Прокатний цех металургійного заводу, що живиться від шести трансформаторів по 1000 кВ·А при навантаженні на 70%. Активне навантаження – 3600 кВт, реактивне – 2160 квар. Реактивне навантаження цеху

живиться від чотирьох синхронних двигунів, приєднаних до шин 10 кВ РП, до яких приєднані й цехові трансформатори. Потужність кожного двигуна 4000 кВт, навантаження – 0,8. Споживання реактивної потужності від цих синхронних двигунів іншими навантаженнями становить 3000 квар. Виникла необхідність підключити додаткове навантаження 1400 кВ·А, $\text{tg}\varphi = 0,5$ (600 кВт, 1260 квар).

Задачу можна вирішити або шляхом установки двох додаткових трансформаторів потужністю 1000 кВ·А кожен, або установкою конденсаторів сумарною потужністю $2160 + 1260 = 3420$ квар.

Сумарні витрати в першому випадку склали:

$$З = 9000 + 2100 = 11100 \text{ грн./рік.}$$

При варіанті з установкою конденсаторів витрати складають $З = 2500$ грн./рік.

Установка конденсаторів на стороні 380 В порівняно з установкою трансформаторів дає щорічну економію 8600 тис.грн. і варіант з установкою конденсаторів є оптимальним.

Практично варіант з установкою трансформаторів буде ще дорожчим у зв'язку з необхідністю прокладання кабельних або повітряних ліній для їх живлення.

4.2. Вибір потужності компенсуючих пристроїв

У загальному випадку визначення потужності компенсуючих пристроїв можна вважати оптимізаційною задачею [28-42, 47-50]. Мета – знаходження реактивної потужності пристрою, що відповідає мінімуму сумарних витрат:

$$З = З_{\text{п}} + З_{\text{к}},$$

де $З_{\text{п}}$ – витрати, обумовлені активними втратами, пов'язаними з потоками активних і реактивних потужностей; $З_{\text{к}}$ – витрати на компенсуючі пристрої.

4.2.1. Цільова функція при використанні батарей конденсаторів

При використанні БК приймають:

$$З_{\text{к}} = z_{\text{к}} Q_{\text{к}},$$

де $z_{\text{к}}$ – питомі витрати на БК, дол/квар на рік; $Q_{\text{к}}$ – реактивна потужність компенсуючого пристрою.

Для випадку установки БК на підстанції цільова функція:

$$Z = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} RC_0 + z_k(Q_H - Q), \quad (4.5)$$

де Q_H – початкове некомпенсоване реактивне навантаження підстанції; C_0 – питома вартість активних втрат; R – еквівалентний активний опір мережі; $Q = Q_H - Q_K$ – реактивна потужність, що протікає в мережі після установки БК.

Рівняння для визначення потужності (назвемо її еквівалентною або залишковою):

$$\frac{\partial Z}{\partial Q} = \frac{2Q}{U^2} RC_0 - z_k = 0,$$

звідки

$$Q = Q_э = \frac{z_k U^2}{2RC_0} \quad \text{та} \quad Q_K = Q_H - Q_э. \quad (4.6)$$

Для простоти розрахунку не були враховані впливи Q_K і $Q_э$, так як $\Delta U \approx \frac{Q_x}{U}$. Отримане рішення може оптимізовано.

Розглянемо більш складний випадок – мережу, що складається з двох ділянок: мережі енергосистеми з опором R_c і споживача R_n (рис. 4.1). Очевидно, що БК можуть бути встановлені у вузлі системи $Q_{к.с}$ і у споживача $Q_{к.п}$. Однак економічно доцільне рішення може полягати у встановленні тільки $Q_{к.с}$ або $Q_{к.п}$.

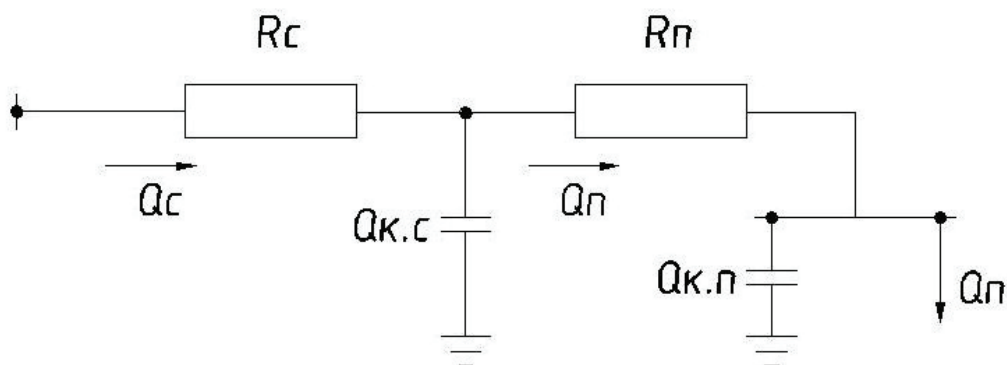


Рис. 4.1. Схема мережі з двох ділянок: енергосистеми (R_c) і споживача (R_n)

Для знаходження оптимальних значень $Q_{к.с}$ або $Q_{к.п}$ складемо функцію приведених витрат і знайдемо її частинні похідні по $Q_{к.с}$ і $Q_{к.п}$:

$$З = \frac{(Q_n - Q_{к.п})^2}{U^2} R_n C_0 + \frac{(Q_n - Q_{к.п} - Q_{к.с})^2}{U^2} R C_0 + z_{к.п} Q_{к.п} + z_{к.с} Q_{к.с}.$$

Вирішивши систему рівнянь

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial З}{\partial Q_{к.п}} &= 0; \\ \frac{\partial З}{\partial Q_{к.с}} &= 0 \end{aligned} \right\},$$

знайдемо економічно доцільне значення потужностей БК $Q_{к.с}^{\text{э}}$ і $Q_{к.п}^{\text{э}}$ у вузлах енергосистеми і підприємства:

$$Q_{к.п}^{\text{э}} = Q - \frac{(z_{к.п} - z_{к.с})U^2}{2R_n C_0} = Q_n - Q_{\text{э.п}} \quad (4.7)$$

$$Q_{к.с}^{\text{э}} = Q_{\text{э.п}} - \frac{z_{к.с}U^2}{2R_c C_0}. \quad (4.8)$$

Якщо $Q_{к.п}^{\text{э}}$ або $Q_{к.с}^{\text{э}}$ виявляться від'ємними, необхідно зробити новий розрахунок, використовуючи формули для одного вузла:

при $Q_{к.п}^{\text{э}} < 0$

$$Q_n - \frac{z_{к.с}U^2}{2R_0 C_0};$$

Електроприймачі напругою до 1 кВ – значні споживачі реактивної потужності. Отже засоби компенсації, зокрема конденсатори, по можливості слід встановлювати в тій же мережі.

Від реактивного навантаження електроприймачів напругою до 1 кВ залежать: вибір числа та потужності цехових трансформаторів промислових підприємств, пропускна здатність живильних і розподільних мереж та, значною мірою, схема електропостачання. Тому вибір засобів компенсації реактивної потужності від електроприймачів до 1 кВ слід розглядати одночасно з визначенням числа і потужності трансформаторів, числа і пропускної здатності ліній живлення.

4.2.2. Сумарна розрахункова потужність конденсаторних батарей

Сумарну розрахункову потужність конденсаторних батарей низької напруги (НБК), що встановлюються в цеховій мережі, розраховують за мінімумом приведених витрат у два етапи:

- 1) визначення потужності НБК, виходячи з пропускної здатності трансформатора;
- 2) визначення додаткової потужності НБК з метою оптимального зниження витрат у трансформаторах і в мережі напругою 6-10 кВ підприємства.

Сумарна розрахункова потужність $Q_{н.к}$ НБК:

$$Q_{н.к} = Q_{н.к1} + Q_{н.к2}, \quad (4.9)$$

де $Q_{н.к1}$ і $Q_{н.к2}$ – сумарні потужності НБК, що визначаються на двох указаних етапах розрахунку;

$$Q_{н.к1} = Q_p - Q_{max\tau},$$

де Q_p – розрахункова реактивна потужність за найбільш завантажену зміну на напругу до 1 кВ; $Q_{max\tau}$ – найбільша реактивна потужність, яку доцільно передати через трансформатори в мережу напругою до 1 кВ:

$$Q_{max} = \sqrt{(Nk_3 S_{ном.т})^2 - P_p^2},$$

де N – число трансформаторів; k_3 – рекомендований коефіцієнт навантаження трансформатора; $S_{ном.т}$ – номінальна потужність трансформатора; P_p – розрахункова активна потужність технологічно пов'язаних навантажень за найбільш завантажену зміну.

Номінальна потужність трансформатора:

$$S_{ном.т} \geq P_p^2 / (k_3 N).$$

Якщо в розрахунках виявляється, що $Q_{н.к1} < 0$, тоді установка батарей конденсаторів при виборі оптимального числа трансформаторів не потрібна (приймається $Q_{н.к1} = 0$).

Додаткова потужність $Q_{н.к2}$ НБК для даної групи трансформаторів визначається за формулою:

$$Q_{н.к2} = Q_p - Q_{н.к1} - \gamma N S_{ном.т},$$

де γ – розрахунковий коефіцієнт, який визначається залежно від схеми живлячої мережі та розрахункових коефіцієнтів, що залежать, у свою чергу, від питомих приведених витрат на установку батарей конденсаторів нижчої й вищої напруг, втрат активної потужності, параметрів лінії живлення і номінальної потужності трансформатора.

Якщо в розрахунках виявляється, що $Q_{н.к2} < 0$, то установка батарей конденсаторів при визначенні додаткової потужності з метою зниження втрат у трансформаторах і мережі живлення не потрібна (приймається $Q_{н.к2} = 0$).

Реактивна потужність, знайдена по (4.9.), розподіляється між трансформаторами цеху пропорційно їх реактивним навантаженням.

Компенсація реактивної потужності в системоутворюючих і міжсистемних електричних мережах 220-750 кВ дозволяє за рахунок оптимізації навантаження окремих ліній і підстанцій нормалізувати рівні напруги в дефіцитних за реактивною потужністю районах, зняти обмеження на відключення окремих ліній у зв'язку з ліквідацією аварій і виведенням їх в ремонт або на реконструкцію.

Враховуючи порівняно високу економічну й енергетичну ефективність компенсації реактивної потужності, в промислово розвинених країнах їй приділяють велику увагу. Зокрема у Франції, Швеції, Німеччині потужність конденсаторних установок становить 35 % від активної пікової потужності, в США та Японії – близько 70 %. В окремих енергокомпаніях США потужність встановлених компенсуючих пристроїв становить 100 % від потужності генераторів. При цьому в багатьох країнах спостерігається тенденція зменшення видачі генераторами електростанцій реактивної потужності за рахунок збільшення частки реактивної потужності, вироблюваної конденсаторами.

Що стосується коефіцієнта реактивної потужності $\text{tg}\varphi$ в режимі максимальних навантажень, то в США, Японії та більшості європейських країн його оптимальне значення в залежності від номінальної напруги мережі підтримується на рівні 0,2 – 0,4, що відповідає $\cos\varphi = 0,98 – 0,92$. Останніми роками в багатьох енергосистемах США розподільні електричні мережі в режимі максимальних навантажень працюють з $\text{tg}\varphi = 0$.

У СНД протягом тривалого часу (з 1930-х років до 2000 р.) взаємини енергопостачальних організацій і споживачів електроенергії в частини реактивної потужності регулювалися за рахунок застосування шкали знижок (надбавок) до тарифів на електроенергію. При цьому в схемах розвитку енергосистем відповідно до Методичних рекомендацій з проектування розвитку енергосистем (СО153-34.20.118-2003) при відсутності вихідних даних по

реактивній складовій навантаження $\text{tg}\varphi$ рекомендується приймати не вищим значень, представлених в табл. 4.2.

Таблиця 4.2

Номинальна напруга шин понижуючих підстанцій, кВ	$\text{tg}\varphi$	$\cos\varphi$
10(6)	0,4	0,93
35	0,49	0,90
110	0,54	0,88
220	0,59	0,86

У післярадянський період документи, діючі в галузі компенсації реактивної потужності, були визнані такими, що втратили силу. Замість них не було запропоновано нічого і, відповідно, увага до цієї найважливішої проблеми істотно зменшилася. В цей же період з об'єктивних причин значно зросли реактивні навантаження при істотному відставанні введів генеруючих активних потужностей та електромережевого будівництва. З'явилася велика кількість енергорайонів, що характеризуються дефіцитами реактивної потужності. Як наслідок, там працюють зі зниженими рівнями напруги в нормальних режимах. У цих районах все частіше стали виникати труднощі з виведенням обладнання в ремонт унаслідок аварійних відключень. Зокрема, при виведенні обладнання в ремонт було неможливо забезпечити допустимі рівні напруги в мережі 110кВ без введення графіків обмеження споживачів. При аварійних вимкненнях в мережі 110 кВ відбувалося зниження напруги на 20–30% (до 85–90 кВ) на головних підстанціях з подальшим автоматичним скиданням навантаження.

Наведені приклади свідчать про необхідність значних обсягів робіт з підвищення рівня компенсації реактивної потужності в електричних мережах і у споживачів. Недостатня увага до питань компенсації реактивної потужності призвела до значного зростання втрат електроенергії в електричних мережах.

Істотним імпульсом до активізації робіт з компенсації реактивної потужності стала системна аварія в Росії (ВАТ «Мосенерго», травень 2005 р.). Аналіз причин цієї аварії розкрив ряд проблем як в контролі та забезпеченні балансів реактивної потужності й регулювання напруги в електричних мережах, так і в нормативній базі по компенсації реактивної потужності. З метою актуалізації цієї бази й активізації робіт щодо підвищення рівня компенсації реактивної потужності в електричних мережах у 2007 і 2010 рр.

затверджено та введено в дію два важливих нормативних документа [5, 6]. Керівником розробки цих документів був д.т.н. Железко Ю.С.

Згідно з цими документами встановлено граничні значення коефіцієнта реактивної потужності в години найбільших навантажень (з 7.00 до 23.00). У години малих навантажень (з 23.00 до 7.00) має бути значення $\text{tg}\varphi = 0$ (табл. 4.3).

Порівнюючи таблиці 4.2 і 4.3, можна зробити висновок про деяке посилення вимог щодо компенсації реактивної потужності порівняно з попередніми нормативними документами, діючими в колишньому СРСР. Проте з огляду на реальну ситуацію сьогоднішнього дня, ці вимоги нижчі, ніж у промислово розвинених країнах.

Таблиця 4.3

**Граничні значення коефіцієнта реактивної потужності
(7.00-23.00 – години найбільших навантажень)**

Положення точки приєднання споживача к електричній мережі напругою, кВ	$\text{tg}\varphi$	$\cos\varphi$
110(154)	0,5	0,895
35(60)	0,4	0,928
6-20	0,4	0,928
0,4	0,35	0,944

Компенсація реактивної потужності, як і раніше, є одним з пріоритетних заходів у розроблюваних сьогодні програмах підвищення енергетичної ефективності процесу передачі та розподілення електричної енергії.

Одночасно з методичною базою створено досить повну номенклатуру компенсуючих пристроїв. Вона дозволяє підвищити рівні компенсації реактивної потужності у вітчизняних електричних мережах до нормативних значень.

Як показав досвід впровадження конденсаторних батарей цього заводу на ряді підприємств, істотне, якщо не вирішальне, значення для надійної й ефективної їх роботи в умовах експлуатації має якість електричної енергії в точках підключення. Зокрема, це відноситься до наявності в електричних мережах вищих гармонічних складових струму і напруги. Крім негативного

впливу вищих гармонік на надійність і довговічність електрообладнання електричних мереж і споживачів, точність обліку і втрати електроенергії при установці конденсаторних батарей в електричних мережах можуть виникати резонансні явища між ємнісним характером конденсаторних батарей і індуктивним опором мережі живлення. Ці резонанси при певних умовах можуть посилити вищі гармоніки та їх вплив на обладнання і навіть привести до виходу з ладу конденсаторних батарей через перенапруження на конденсаторах.

4.3. Економічний еквівалент реактивної потужності

В Україні в розрахунках оплати за перетікання реактивної потужності використовується значення економічного еквіваленту реактивної потужності (ЕЕРП). Економічний еквівалент використовують також у Польщі й інших країнах ЄС.

Наприклад, характерне значення ЕЕРП для вузлів електричних мереж Польщі [3, 5,]:

вузол електростанції	- 0,02;
вузол 15 кВ підстанції 110/15 кВ	- 0,05;
вузол 0,4 кВ підстанції 15/0,4 кВ	- 0,15.

Для підстанцій 110/15 кВ меткомбінатів Маріуполя значення D складає $D=0,03$.

Для аналізу процесів, пов'язаних з реактивною потужністю, велике значення має відоме співвідношення $Q/P = tg\varphi$, де $tg\varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності.

У ряді випадків вводять поняття граничного значення $tg\varphi_2$ (зазвичай приймають рівним 0,25). При перевищенні цього значення, тобто при $tg\varphi_2 \geq 0,25$ споживачу нараховуються надбавки до тарифу [28-42, 47-50].

Втрата потужності ΔP визначається відомим виразом (кВт):

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \Delta P_p + \Delta P_Q \quad (4.10)$$

де ΔP_p та ΔP_Q – складові втрат, обумовлені протіканням активної та реактивної потужностей (кВт). На практиці завжди $\Delta P_p > \Delta P_Q$ (або $\Delta P_p < \Delta P_Q$).

Економічний еквівалент реактивної потужності – похідна функції

$$\Delta P_Q = \frac{Q^2}{U^2} R = D \text{ (кВт/квар):}$$

$$D = \frac{d(\Delta P_Q)}{dQ} = \frac{2QR}{U^2} \quad (4.11)$$

4.3.1. Історія розвитку поняття «економічний еквівалент реактивної потужності»

Поняття «економічний еквівалент реактивної потужності» було введено у практику проектування компенсації реактивної потужності в промислових електричних мережах у 1950-60-х рр. як характеристику додаткових втрат активної потужності в часі або на одиницю додаткового реактивного навантаження (кВт/квар). У довідковій і навчальній літературі відомі інші назви цього показника: коефіцієнт втрат, перевідний коефіцієнт, коефіцієнт зниження втрат та інше. Надалі ЕЕРП будемо визначати K_E .

Відомий ряд визначень ЕЕРП, що відображають його фізичний сенс. Наприклад, ЕЕРП – це приріст втрат активної потужності в усій мережі при збільшенні реактивної потужності вузла мережі (підстанції, електростанції та інше). Інше визначення ЕЕРП – питомий приріст втрат активної потужності по реактивній у вузлі мережі. В деяких джерелах використовується аббревіатура ВПВП (відносний приріст втрат потужності). Використання ВПВП, що отримала поширення при вирішенні оптимізаційних задач (оптимальне розподілення джерел і навантажень в енергетиці, режимів енергосистем, найвигідніший склад працюючого обладнання й інше), в яких досліджувались питання відносних втрат потужності, стала базою для розробки ЕЕРП.

Значення K_E використовується в ряді режимних розрахунків, наприклад: регулювання напруги та реактивної потужності; визначення раціональної схеми підстанції та кількості працюючих трансформаторів, іншого електрообладнання; оптимізація розрахунків в СЕП підприємств та енергомереж й інше.

Отримати точні вирази питомих приростів втрат навряд чи можливо. В.А. Веніков [28-42, 47-50] відмічає, що зміна потужності у вузлі протікає аналогічно значенням інших вузлів. Тому в проектній практиці користуються наближеними формулами, беручи до уваги допущення, що навіть при максимальних відхилення активної та реактивної потужностей відповідні параметри у вузлах вважаються незмінними.

Практика свідчить про значні варіації значень K_E та K_{II} (втрати потужності та енергії характеризують коефіцієнтом K_{II} , що визначає приріст втрат активної потужності при зміні активного навантаження). Так, за результатами вимірювань на ГПП підприємств значення K_E та K_{II} суттєво відрізняються (у 1,5-2 рази і більше) у зимовий та літній періоди. Денний

максимум та літній мінімум-навантаження також характерні для вузлів мереж 110 кВ [28-42, 47-50].

У відомих літературних джерелах (підручники Л.М. Зельцбурга [28-42, 47-50], А.А. Тайца та ін.) значення K_E визначається за наближеною формулою додаткових втрат активної потужності ΔP_Q при зміні реактивної потужності вузла на величину ΔQ [43] :

$$K_E = \frac{\Delta P_Q}{\Delta Q}. \quad (4.12)$$

Найпростіше перетворення (елементарний висновок не приводимо) дозволяє отримати:

$$K_E = \frac{2QR}{U^2}, \quad (4.13)$$

де R – опір мережі від шин джерела (електростанції, підстанції) до шин навантаження; Q – реактивна потужність на шинах підстанції споживача.

Відомі з літератури значення K_E , в залежності від схеми електропостачання та числа ступенів трансформатора, є дуже наближеними (тому їх використання у розрахунках компенсації реактивної потужності супроводжувалось значними похибками), хоча певною мірою й корисними.

Перехід від розрахунків з використанням кінцевих прирощень до розрахунків значень K_E на основі метода відносних прирощів, відомого ще у 1920-30-ті роки [28-42, 47-50], із застосуванням частинних похідних та оптимізації методів, став потужним поштовхом у розвитку питання ЕЕРП. Формула для розрахунку ЕЕРП записується у вигляді:

$$K_E = \frac{d(\Delta P_Q)}{dQ}.$$

Після необхідних перетворень для K_E виходить приведена вище формула, що являє собою основу виведення для інших формул, які можуть використовуватися в розрахунках K_E .

Перейдемо до символів та визначень, прийнятих у спрощеній "Методиці....". Економічний еквівалент реактивної потужності K_E будемо визначати літерою D . Представимо вираз для D_1 , що характеризує зниження втрат активної потужності у мережі у зв'язку з перетоками реактивної потужності:

$$D_1 = \frac{2QR}{U^2}.$$

4.3.2. Облік впливу змін напруги

Відомо, що змінення втрат від перетоків реактивної (й активної) потужності значною мірою залежить від зміни напруги. Втрати напруги складають 1/2 сумарних втрат у мережах 6-10 кВ та приблизно 2/3 – у мережах більш високої напруги. З урахуванням рівня напруги:

$$D = D_1 + \left(\frac{\partial \Delta P}{\partial U} \right) \left(\frac{\partial U}{\partial Q} \right),$$

де $D_2 = \left(\frac{\partial \Delta P}{\partial U} \right) \left(\frac{\partial U}{\partial Q} \right)$ та

$$D = D_1 + D_2. \quad (4.14)$$

Нижче представлено рішення, згідно з яким представляють вираз для D .
Порядок виконання перетворень:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial u} = 2 \frac{P^2 + Q^2}{U^3} R = 2 \frac{\Delta P}{U}.$$

Тут $\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R$ – втрати активної потужності; R – активний опір мережі.

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}; \quad \frac{\partial U}{\partial Q} = \frac{X}{U},$$

де ΔU – втрати напруги; X – реактивний опір мережі.

$$D_2 = -2 \frac{P^2 + Q^2}{U^3} R \cdot \frac{X}{U} = -2 \frac{P^2 + Q^2}{U^4} RX = 2 \frac{\Delta P}{U^2} X \quad (4.15)$$

Вираз (4.15) може бути у вигляді:

$$D_2 = \frac{2\Delta P_*}{\text{tg}\varphi}, \quad (4.16)$$

де $\Delta P_* = \frac{\Delta P}{P}$ – відносна величина втрат активної потужності; $\text{tg}\varphi$ – значення у вузлі мережі (на шинах ЦП, ГПП, ПГВ і т.п.).

При виведенні виразу (4.16) використовувалося відоме співвідношення:

$$X = \frac{U^2}{Q} = \frac{U^2}{P \cdot \text{tg}\varphi}.$$

Остаточню

$$D = D_1 + D_2 = 2 \frac{QR}{U^2} + 2 \frac{\Delta P_*}{U^2} X \quad (4.17)$$

або

$$D = 2 \frac{QR}{U^2} + 2 \frac{\Delta P_*}{\operatorname{tg} \varphi} .$$

В якості прикладу знайдемо значення ЕЕРП D згідно з рівнянням для вузла мережі напругою 110 кВ при: $Q = 20$ Мвар, $P = 50$ МВт, $R = 12,45$ Ом, $X = 20$ Ом.

$$D = \frac{2 \cdot 20}{110^2} + \frac{2(50^2 + 20^2)}{110^4} \cdot 12,45 \cdot 20 \approx 0,05 .$$

Таким чином, $D \approx 0,05 = K_E$.

У приведеному розрахунку не врахована генерація реактивної потужності Q_c , обумовлена ВЛ 110 кВ. Врахуємо величину Q_c , скориставшись П-образною схемою заміщення ВЛ [29]:

$$D = D_1 + D_2 + D_c .$$

За довідником [93] для лінії 110 кВ довжиною 50 км знаходимо

$$Y = 134,5 \cdot 10^{-6} \text{ Сим},$$

де Y – ємнісна провідність ліній.

Значення $Q_c = U^2 Y = 110 \cdot 134,5 \cdot 10^{-6} = 1,62$ Мвар.

Коефіцієнт D_c , що враховує ємнісну генерацію ВЛ 110 кВ:

$$D_c = -2Q_c R X / U Y = \frac{2 \cdot 1,62 \cdot 12,45 \cdot 12,15}{U Y} \approx 34 \cdot 10^{-5} .$$

Очевидно, що ємнісна генерація невелика, тому складову D_c враховувати не потрібно.

Розрахунок значень D , приведених до шин нижчої напруги, є однією із задач автоматизованої системи управління [28-42, 47-50]. На основі цих даних формулюють вимоги до компенсації реактивної потужності.

Для кількісної оцінки впливу напруги (залежності величини D_2) знайдемо δ -відношення D_2 / D_1 :

$$\delta_2 = 2 \frac{P^2 + Q^2}{U^4} R X \cdot \frac{U^2}{2QR} = \frac{\Delta P_*}{\operatorname{tg} \varphi} K_x . \quad (4.18)$$

При виведенні були враховані відомі співвідношення:

$$X = \frac{U^2}{Q} \text{ і } Q = P \operatorname{tg} \varphi; \quad \Delta P_* = \frac{\Delta P}{P}, \quad K_x = \frac{X}{R},$$

де X і R – активний і реактивний опір.

Відношення $\delta_2 = \frac{\Delta P_*}{\operatorname{tg} \varphi} K_x$ називається коефіцієнтом впливу рівня напруги у вузлі на значення K_E .

Значення K_x у мережах 10, 35, 110 кВ знаходяться у межах 1–3.

Оціночні значення величин $\delta_2 = \frac{\Delta P_*}{\operatorname{tg} \varphi} K_x$ у вузлах електричної мережі 110 кВ складають $\frac{0,05 \div 0,1}{0,25 \div 0,35} = 0,1 \div 0,4$. Те ж саме для вузлів мереж: 35 кВ – $0,3 \div 0,4$, 10 кВ – $0,1 \div 0,2$.

Значення $D = D_1 + D_2$, як правило, знаходяться у межах $0,01 \div 0,15$.

Представляє інтерес знаходження значення $Q = Q_{onm}$, що відповідає мінімуму втрат від протікання реактивної потужності.

З виразу для D можна зробити висновок, що підвищення напруги приводить до зниження втрат від протікання активної та реактивної потужностей. Мінімальні втрати в цьому випадку матимуть місце не при $Q = 0$, що було б при врахуванні зниження втрат у мережі через зниження реактивної потужності, а при Q_{onm} , що визначено з рівняння $D = 0$. Рішення цього рівняння спрощується, якщо обидва члени скоротити на $\frac{2R}{U^2}$. При цьому отримуємо квадратне рівняння

$$Q_{onm} + \frac{P^2 + Q_{onm}^2}{U^2} X = 0 \quad \text{або} \quad Q_{onm}^2 X + U^2 Q_{onm} + P^2 X = 0,$$

рішення якого

$$Q_{onm} = \frac{-U^2 + \pm \sqrt{U^4 - 4P^2 X^2}}{2X}.$$

Очевидно, що рішення є справедливим при знаку "плюс" перед коренем.

Приклад: передається потужність $P = 30$ МВт лінією 110 кВ довжиною 50 км ($X = 0,4 \cdot 50 = 20$ Ом).

Рішення:

$$Q_{\text{онт}} = \frac{-110^2 + \pm \sqrt{110^4 - 4 \cdot 30^2 \cdot 20^2}}{2 \cdot 20} \approx -1,5 \neq 0.$$

Цей результат свідчить про наявність у мережі джерела реактивної потужності.

Розрахунки значень K_H , дали змогу зробити висновок, що результати, отримані з використанням середніх (розрахункових) значень параметрів і номінальних даних електрообладнання, відрізняються: на 30-50 % при живленні ГПП або ПГВ підприємства на напругу 110 кВ, на 15-25 % – для вузлів мережі на напругу 35 кВ і на 10-15 % – для вузлів мережі 10 кВ. Суттєвим виявився вплив неповноти та некоректності вихідної інформації, що міститься в завданні на проектування електропостачання. Як правило, 30-50 % даних, необхідних для розрахунку K_E , невідомі. У більшості випадків режимні характеристики електричних мереж (рівні та закони змінення напруги на межі розділу балансової приналежності; наявність у мережі джерел розподіленої генерації, блок-станцій, нелінійних навантажень; на середніх і великих підприємствах 90 % і більше електрообладнання використовується у перетвореному вигляді), а також похибки еквівалентування та інше, як правило, не враховуються у розрахунках K_E . Принципи та підходи до коректного обліку особливостей навантажень і структури систем електропостачання підприємств, якщо буде доведена їх доцільність, мають бути обґрунтовані. Ці обставини виключають необхідність при розрахунках K_E враховувати максимальну кількість впливаючих факторів, що тягне за собою в ряді випадків недоцільність використання складних програм з їх урахуванням при розрахунках у промислових електричних мережах, а також можливість значних похибок в розрахунках.

4.3.3. Особливості розрахунку в промислових електричних мережах

У розрахунках K_E в системах електропостачання підприємств використовуються, як правило, основні (нормальні) схеми електропостачання ГПП або ПГВ. Ці підстанції, як правило, отримують живлення двома повітряними лініями 110 кВ (і вище), розташованими на різних опорах або в різних місцях. Від шин 110 кВ через трансформатори здійснюється живлення споживачів 10 (або 6) кВ. Останні, в свою чергу, забезпечують живлення навантажень при напрузі 0,4 кВ. Конденсаторні батареї для компенсації

реактивної потужності встановлюються в мережах 0,4 та 6(10) кВ [28-42, 47-50].

Дрібні підприємства (їх приблизно 10 % від загальної кількості трансформаторів) мають навантаження 3-5 тис. кВт при трансформаторній потужності до 8 МВА. Для живлення трансформаторів використовують кабелі.

Середні підприємства мають навантаження при напрузі 10 кВ десь 12 МВт на напрузі 6 кВ – 10 МВт, при середньому значенні $\cos\varphi \sim 0,9$.

Великі підприємства (6-10 %) з навантаженням 100 МВт (і більше) мають ГПП 110 кВ і трансформатори 110/10 кВ і, як правило, власну ТЕЦ.

Найбільші підприємства з навантаженням 1000 МВт, іноді більше, за параметрами не відрізняються від енергосистеми.

У розрахунках K_E значення реактивної потужності приймають по даним енергетичних підприємств або на основі розрахунків, що мають бути в проектній документації. При відсутності необхідних даних на межі розділу опір електричної системи (від межі розділу балансової приналежності, тобто шин ЦП, ГПП, ПГВ і т.д) може бути визначено по потужності (або) струму короткого замикання $S_{к.з}$ (відомому чи розрахованому) по формулі:

$$x_C \approx 2 \frac{U^2}{S_{к.з}} .$$

При розрахунках та аналізі режимів напруг і пов'язаних з ними питань компенсації реактивної потужності використовується значення регулюючого ефекту навантаження по реактивній потужності. У відповідних рівняннях, як правило, використовується значення економічного еквіваленту реактивної потужності. Структура виразів, що характеризують регулюючий ефект та оцінку економічного еквіваленту реактивної потужності, ідентична. Відмічені особливості оцінки регулюючого ефекту напруги по реактивній потужності дають змогу розглядати їх спільно у рамках концепції електромагнітної сумісності.

4.4. Наближені значення K_E

Вони дозволяють оцінити порядок величин K_E , що у багатьох випадках дозволяє говорити про коректність складних розрахунків. Іноді в практиці експлуатації виявляється достатнім визначити оціночні значення K_E .

Велика кількість зіставних розрахунків у СЕП підприємств та енергосистем напругою до 110 кВ дозволяє знайти наближену формулу [28-42, 47-50]:

$$K_E = 2\Delta P_* \operatorname{tg}\varphi,$$

де $\operatorname{tg}\varphi$ – середнє значення $\operatorname{tg}\varphi$ живлячої мережі.

Зі статистичних характеристик споживачів маємо, що підвищення напруги на 1 % приводить до збільшення активного навантаження споживачів на 1 %, реактивного – на 2 %, тобто можна приймати:

$$\frac{\partial P}{\partial u} \approx \frac{P}{U} \cdot \frac{\partial Q}{\partial U} - 2 \frac{Q}{U}.$$

Регулюючий ефект напруги по реактивній потужності:

$$K_{U,Q} \approx \frac{1}{S_K},$$

де S_K – потужність короткого замикання у вузлі мережі.

Для трансформаторів 6–10 і 110 кВ:

$$K_E \approx K_{II} \operatorname{tg}\varphi.$$

Для будь-якої ділянки мережі без відгалужень:

$$K_E = 2\Delta P_*.$$

Таким чином враховується ЕЕРП при аналізі режимів електроспоживання електричних мереж та реалізації концепції забезпечення енергетичної ефективності електроенергетичних систем [28-42, 47-50].

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Electromagnetic compatibility in electric power systems: textbook for institutions of higher education from Ukrainian by S.I Kostritska and I.O. Tokar / I.V. Zhezhelenko, A.K. Shidlovskiy, G.G. Pivnyak, Yu.L. Saenko, editorship of the English version and terminology by Professor O.B. Ivanov. - 2 nd edition. - D.: National Mining University. - 2013. - 239 p.
2. G.G. Pivnyak, I.V. Zhezhelenko, Y.A. Papaika. Normalization of voltage quality as the way to ensure energy saving in power supply systems. "Energy Efficiency improvement of geotechnical systems". Taylor&Francis Group (A Balkema Book). - 201. - P. 11-18.
3. Kowalski Z. Jakosc energii elektrycznej. - Lodz, 2007. - 620 p.
4. Pivnyak G. G. Estimating economic equivalent of reactive power in the systems of enterprise electric power supply / G. G. Pivnyak, I. V. Zhezhelenko, Yu. A. Papaika // Науковий вісник НГУ. - 2016. - № 5. - С. 62 - 66.
5. R. Smolenski. Conducted electromagnetic interference (EMI) in smart grids, London, Springer, 2017, 198 pp.
6. Ryszard Strzelecki, Henryk Supronowicz. Wspolczynnik mocy w systemach zasilania pradu przemiennego i metody jego poprawy / Ryszard Strzelecki, Henryk Supronowicz, Warszawa : Oficyna Wydaw. Politechniki Warszawskiej, 2000, 452 s.
7. Transients in Electric Power Supply Systems. Textbook for institutions of higher education / G. Pivnyak, V. Vinoslavsiy, A. Rybalka, L/ Nesen, V. Prokopenko; under the general editorship of G. Pivnyak, Academician of the National Academy of Sciences of Ukraine. Editorship of the English version and terminology by Professors O. Ivanov and S. Kostritska - 5 edition: Translation from Ukrainian. - Dnipropetrovsk: National Mining University. - 2009. -406 pp.
8. Автоматизированная система управления качеством электрической энергии ОАО «РЖД» / Жежеленко И.В., Трофимов Г.Г. - М.: ЗАО ПФК «СКАФ», 2013. 24 с.
9. Аналогічна доповідь до Щорічного Послання Президента України до Верховної Ради України внутрішнє та зовнішнє становище України в 2016 році». - К.: НІСД, 2016. - 688 с.: С. 544- 546.
10. Андреев В.А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения. - М.: Высш. шк., 1985. - 391 с.

11. Аррилага Д., Брэдли Д., Боджер П., Гармоники в электрических системах. М.: Энергоатомиздат, 1990. - 320 с.
12. Б.И. Кудрин. Стратегия энергоэффективности и электрообеспечения потребителей до 2060 г. - Из-во МНП, Москва, 2012, 51 с.
13. Барский В. А. Электропривод как энергосберегающий фактор в промышленности ЖКХ Украины / В. А. Барский и др. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. - 2013. - № 9. - С. 14-23.
14. Вагин Г. Я. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике: учеб. пособие / Г.Я. Вагин, А.Б. Лоскутов, А. А. Севастьянов. - Н. Новгород : НГТУ, 2004. - 214 с.
15. Воропай Н.И. Задачи повышения эффективности оперативного и противоаварийного управления электроэнергетическими системами // Энергоэксперт, 2009, № 4, С. 36-41.
16. Высшие гармоники в узлах присоединения тяговых подстанций / С.П. Гладких, Л.И. Коверникова, А.В. Костин [и др.]. - Препр. № 3. - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2002.
17. Гамазин С.И., Петрович В.А., Никифорова В.Н. Определение фактического вклада потребителя в искажение параметров качества электрической энергии // Промышленная энергетика . - 2003. -№ 1. - С. 32-38.
18. Гапанович В.А., Епифанцев С.Н., Овсейчук В.А./ Под редакцией Г.П. Кутового. Энергетическая стратегия и электрификация российских железных дорог. - М.: РАЕН, 2012,- 196 с.
19. Глушко С., Пикин С. Технологическая концепция Smart Grid - облик электроэнергетики будущего // Энергорынок, 2009, № 11(71), С. 68-72.
20. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - М.: Стандартинформ , 1997. - 60 с.
21. ГОСТ Р 53333-2008. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».
22. ГОСТ 54149-2010. Национальный стандарт Российской Федерации. Совместимость технических средств электромагнитная, Нормы качества, электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - М.: Стандартинформ, 2010.

23. Добрусин Л.А. Приоритеты управления качеством электроэнергии в электрических сетях России. - М.: Силовая электроника № 2, 2007.
24. Добрусин Л.А. Проблема качества электроэнергии и энергосбережения в России. - М.: Энергоэксперт № 4, 2008.
25. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике и электротехнике. / А.Ф. Дьяков, Б.К. Максимов, Р.К. Борисов, И.П. Кужекин, А.В. Жуков. Под ред. А.Ф. Дьякова. - М.: Энергоатомиздат, 2003. - 768 с.
26. Електромагнітна сумісність у системах електропостачання: Підручник / І.В. Жежеленко, А.К. Шидловський, Г.Г. Півняк, Ю.Л. Саєнко. - Д.: Нац. гірнич. ун-т, 2009. - 319 с.: іл.
27. Жаркин А.Ф., Новский В.А., Палачев С.А. Нормативно-правовое регулирование качества электрической энергии. – К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2010. – 167 с.
28. Жежеленко И.В. Анализ методов оценки платы за перетоки реактивной энергии в сетях промышленных предприятий / И.В. Жежеленко, В.В. Нестерович // Вісник Приазовського державного технічного університету. Серія: Технічні науки. – 2015. – Вип. 31. – с. 174-180.
29. Жежеленко И.В. Оценочные методы определения экономического эквивалента реактивной мощности / И.В. Жежеленко, Ю.А. Папаика, А.Г. Лысенко // Гірнична електромеханіка та автоматика: наук.-техн. зб. – 2017. – Вип. 98. – С. 3-6.
30. Жежеленко И.В. Анализ факторов, влияющих на энергетическую эффективность систем электроснабжения / И.В. Жежеленко, В.Е. Саравас, Г.Г. Трофимов // Електромеханічні та енергозберігаючі системи. – Кременчук: КрНУ, 2017. – Вип. 1/2017 (37). – С. 56-62.
31. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения предприятий. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 272 с.
32. Жежеленко И.В. и др. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях / И.В. Жежеленко, М.Л. Рабинович, В.М. Божко. – К.: Техника, 1981. – 160 с.
33. Жежеленко И.В., Коротчевич М.А. Электромагнитная совместимость в электрических сетях. Минск: Высшая школа, 2012. – 197 с.
34. Жежеленко И.В., Саєнко Ю.Л. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 311 с.

35. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., Бараненко Т.К. Анализ сетевого тока преобразования частоты с различными законами управления // Проблемы электротехники, Лодзь, 2007. – с. 16-18.

36. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., Бараненко Т.К. Интергармоники в системах электроснабжения промпредприятий // Вестник ПГПТУ, Мариуполь, 1998, №8.

37. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., Бараненко Т.К. Оценка гармоник сетевого тока преобразователей частоты со звеном постоянного тока // Промэнергетика. – 2007. - №2.

38. Жежеленко И.В., Трофимов Г.Г. Оценка факторов, влияющих на энергетическую эффективность систем электроснабжения / И.В. Жежеленко, Г.Г. Трофимов // Энергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку. Збірник наукових праць IV Міжнародної науково-технічної та навчально-методичної конференції у місті Києві 25-27 квітня 2017 р. – Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. – с.

39. Жежеленко И.В., Шиманский О.Б. Электромагнитные помехи в системах электроснабжения промышленных предприятий. – Киев: Вища школа, 1986.

40. Жежеленко И.В. Оценка надежности оборудования при пониженном качестве электроэнергии / Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., А.В. Горпинич // Вести в электроэнергетике, 2006. - №6 – с.13-17.

41. Жежеленко И.В. Оценка потерь электрической энергии, вызванных снижением ее качества / И.В. Жежеленко, В.В. Нестерович // Вісник Приазовського технічного університету: зб. наукових праць / ПДТУ. – Мариуполь, 2017. – Вип.34. – с.119-126.

42. Жежеленко И.В. Электрические потери от высших гармоник в системах электроснабжения // Электрика. – 2010. - №4.

43. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. Руководство для практических расчетов / Железко Ю.С. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.

44. Жураховский А.В. Повышение экономичности и оптимизация работы электрических сетей с помощью статических транзистронных компенсаторов // Современные проблемы энергетики; преобразование, стабилизация параметров и транспорт электроэнергии: Тезисы докладов четвертой Республиканской научно-технической конференции. - К.: Институт электродинамики АН УССР, 1985. – с.103-104.

45. Зыкин Ф.А. Определение степени участия нагрузок в снижении качества электроэнергии // Электричество. – 1992. - №11. – с. 13-19.

46. Жежеленко И.В. Комплексный подход к проблеме проблеме повышения энергетической эффективности электрических сетей / И.В. Жежеленко, Г.Г. Трофимов, В.Э. Воротницкий, В.А. Исаев // Энергетика, 2017. - №2 (610). – с.14-16.

47. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий М.: Энергоатомизад, 1987. – 250 с.

48. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомизда, 1988. – 228с.

49. Избранные вопросы несинусоидальных режимов в электрических сетях предприятий / И.В. Жежеленко, Ю.Л. Саенко, Т.К. Бараненко, А.В. Горпинич, В.В. Нестерович; Под ред. И.В. Жежеленко. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 296 с.

50. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: за заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.

51. Калюжный Д.Н. Определение действительного электропотребления и схем включения счетчиков электрической энергии с учетом ее качества. – Х.: изд-во «Форт», 2013. – 195 с.

52. Карташов И.И., Тульский В.И., Шамонов Р.Г., Шаров Ю.В., Воробьев А.Ю. Управление качеством электроэнергии. – Москва, издат. дом. МЭИ, 2006. – 320 с.

53. Карташов И.И., Пономаренко И.С., Ярославский В.Н. Требования к средствам измерения показателей качества электроэнергии // Электричество, 2000, №4, с. 11-17.

54. Карташов И.И., Шаров Ю.В. Современные методы и средства обеспечения качества электроэнергии. Сб. статей новые технологии для электрических сетей. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006, с. 32-55.

55. Качество электроэнергии: современные требования и их обеспечение в электрических сетях железных дорог / С.Н. Елифанцев, И.В. Жежеленко, В.А. Овсейчук, Г.Г. Трофимов, С.В. Шимко; ред. Г.П. Кутовой; Рос. академ. естест. наук. – М.: Эко-Пресс, 2014. – 264 с.

56. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Smart Grid в электроэнергетике // Энергетическая политика, 2009, вып. 6, с. 54-56.

57. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.
58. Контроль потребления электроэнергии с учетом ее качества / Кол-во авторов Гриб О.Г., Васильчиков В.И., Громадский Ю.С. и др. Под ред. О.Г. Гриба. – Харьков: ХНУРЕ, 2010. – 300 с.
59. Короткевич М. А. Оценка значения индекса надежности энергосистем / М. А. Короткевич // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сборник научных статей . – Вып. 66. – Минск, БНТУ, 2015, С. 54-59.
60. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. Москва, «Интернет Инжиниринг», 2005. – 140 с.
61. Кузнецов В.Г., Куренный Э.Г., Лютый А.П. Электромагнитная совместимость. Несимметрия и несинусоидальность. Донецк: изд-во Норд-Пресс, 2005.
62. Курбацкий В.Г. Исследование качества электрической энергии в протяженных системах тягового электроснабжения // Улучшение качества и снижение потерь электрической энергии в системах электроснабжения железных дорог. – Омск, 1991. – С. 75-81.
63. Мамошин Р.Р. Повышение качества энергии на тяговых подстанциях дорог переменного тока. – М.: «Гранспорт», 1973. – 170 с.
64. Маркович И.М. Режимы энергетической систем. – М.: Энергия, 1969. – 351 с.
65. Маркушевич Н.С. Автоматизированное управление режимами электросетей 6-20 кВ / Н.С. Маркушевич. – М.: Энергия, 1980. – 208 с.
66. Маркушевич Н.С. Регулирование напряжения и экономия электроэнергии / Н.С. Маркушевич. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 104 с.
67. Межгосударственный стандарт ГОСТ 32144-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах снабжения общего назначения».
68. Межгосударственный стандарт ГОСТ 32145-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах снабжения общего назначения».
69. Межгосударственный стандарт ГОСТ 30804.4.7-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств».

70. Михайлов В.В. Надежность электроснабжения промышленных предприятий / В.В. Михайлов. – Москва : Энергия, 1973. – 168 с.
71. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления. – М.: Энергоатомиздат, 1985.-216 с.
72. Можаяева С.В. Экономика энергетического производства. – СПб: Изд-во «Лань», 2003. – 240 с.
73. Надежность систем энергоснабжения / В.В. Зорин, В.В. Тисленко, Ф. Кеппель, Г.Адлер. – К.: Вища шк. Голов. изд-во, 1984. – 192 с.
74. Непомнящий В.А. Надежность оборудования энергосистем. – М.: журнал «Электроэнергия. Передача и распределение», 2013. – 196 с., ил.
75. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушения электроснабжения потребителей. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 188 с.
76. Отчет о разработке методов оценки. Надежность электроснабжения объектов ОАС РЖВ; Ленгипротранс, Санкт-Петербург, 2012. – 373 с.
77. Овсейчук В.А. Экономически обоснованное нормирование надежности и качества электроснабжения потребителей в России / В.А. Овсейчук, И.В. Жежеленко // Електрифікація транспорту. – Дніпро, ДНУЗТ, 2015. – №10. – с.117-123.
78. Овчаренко А.С. Технично-економическая эффективность систем электроснабжения промышленных предприятий / А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович. – Киев: Техника, 1977. – 171 с.
79. Оптимизация режимов энергетических систем / В.М. Синьков и др. под ред В.М. Синькова. – Изд-во Вища школа, 1978. – 280 с.
80. Півняк Г.Г., Шидловський А.К., Кігель Г.А., Рибалко А.Я., Хованська О.І. Особливі режими електричних мереж. – Дніпропетровськ: НГА України, 2004. – 375 с.
81. Пивняк Г.Г., Жежеленко И.В., Папаика Ю.А., Лысенко О.И. Интергармоник в системах электроснабжения – Научный словарь НГУ, 2017 – №6.
82. Пивняк Г.Г. Расчеты показателей электромагнитной совместимости: учеб. Пособие / Пивняк Г.Г., Жежеленко И.В., Папаика Ю.А.; М-во образования и науки Украины, Нац. горн. ун-т. – Д.: НГУ, 2014. – 113 с.
83. Постников И.М. Проектирование электрических машин / И.М. Постников. – Киев: Гос. Изд-во техн. литературы УССР, 1960. – 910 с.
84. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.

85. Прошлое и будущее мировой электроэнергетики. Кучеров Ю.Н., Лизалек Н.Н. Самородов Г.И. (ОАО «Федеральная Сетевая Компания ЕЭС»). Электроэнергия и будущее цивилизации. Материалы Международной научно-технической конференции, Томск, 19-21 мая, 2004. Томск: Изд-во ТГУ. 2004. С. 90-93.
86. Расчеты электрических нагрузок систем электроснабжения промышленных предприятий / А.К. Шидловский, Г.Я. Вагин, Э.Г. Куренный – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 224 с.
87. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. – М.: Наука, 1986. – 252 с.
88. Савина Н.В. Инновационное развитие электроэнергетики на основе технологий Smart Grid // Благовещенск, изд-во АмГУ, 2014, 135 с.
89. Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях. – Новосибирск: «Наука», 2008. – 187 с.
90. Смирнов С.С. Высшие гармоники в сетях высоких напряжений. – Новосибирск: Наука, 2010.- 327 с.
91. Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы/ Л.А. Солдаткина. – М.: Энергия, 1972. – 272 с.
92. Солощанский В.И. Вся жизнь в энергетике: воспоминания ветерана / В.И. Солощанский. – Москва: изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2015. – 317 с.
93. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
94. Трофимов Г.Г. Качество электроэнергии и его влияние на работу промышленных предприятий. – Алма-Ата: КазНИИНТИ, 1986. – 76 с.
95. Трофимов Г.Г. Качество электроэнергии и энергоэффективность / Г.Г. Трофимов, И.В. Жежеленко // Сборник трудов Всемирного конгресса инженеров и ученых WSEC-2017. Астана, 2017. – с 1-7.
96. Трунова И.М. Анализ внедрения стандартов качества предоставляемых услуг в электроэнергетике / И.М. Трунова // Электрические системы и сети. – 2017. - №2. – с.41-43.
97. Ущатовський К.В. Прогнози розвитку електроенергетики України : оцінка надійності та достовірності / К.В. Ущатовський // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2015. - №7. С. 14-23.
98. Фокин Ю.А. Вероятностно-статические методы в расчетах систем электроснабжения / Ю.А. Фокин. – М. : Энергопромиздат, 1985. – 409 с.

99. Чукреев Ю.Я. Принципы нормирования показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем: сравнительный анализ и результаты. Вып. 64. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. С. 368-377.

100. Чукреев Ю.Я. Сравнительный анализ отечественных и зарубежных вероятностных показателей балансовой надежности электроэнергетических систем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып.63. – Баку: АзНИИиПИИЭ, 2013. – С. 336-345.

101. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. – Киев: Наук. думка, 1985. – 268 с.

102. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г., Николаенко В.Г. Экономическая оценка последствий снижения качества электроснабжения. Киев: ИЭД АН УССР. 1981.-180с.

103. Электрические системы. Т. 5. Кибернетика электрических систем / Ю.Н. Астахов, В.А. Веников, Ю.М. Горский ; ред. В.А. Веников. – М. : Высш шк., 1974. -328 с.

104. Электромагнитная совместимость потребителей: моногр./И.В. Жежеленко, А.К. Шидловский, Г.Г. Пивняк, Ю.С. Саенко, Н.А. Нойбергер. – М.: Машиностроение, 2012. – 351 с.

105. Эффективные режимы работы электротехнологических установок / И.В. Жежеленко, В.М. Божко, Г.Я. Вагин и др. – К.: Техника, 1987.

106. Юхновский І.Р. Про перебудову структури виробництва в Україні (енергетика) // Голос України – 29.09.1992 р. - № 184 (434).

107. Воротницкий В.Э., Демевегна Н.А., Лазорев Г.Б., Шакарян Ю.Т. Организация комплексного процесса управления качеством электроэнергии – приретенная задача энегетических стратегий развиия Решений – Электроэнергия, №4 (43), 2017. с. 8-19.

Наукове видання

Жежеленко Ігор Володимирович
Півняк Геннадій Григорович
Трофімов Герман Геннадійович
Папайка Юрій Анатолійович

РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Монографія

Редактор А.В. Дибріна

Підписано до друку 29.10.2020. Формат 30x42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. 3,9.
Обл.-вид. арк. 3,9. Тираж 20 пр. Зам. №

Підготовлено до друку та видруковано у Національному технічному
університеті «Дніпровська політехніка».
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004.

49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19.