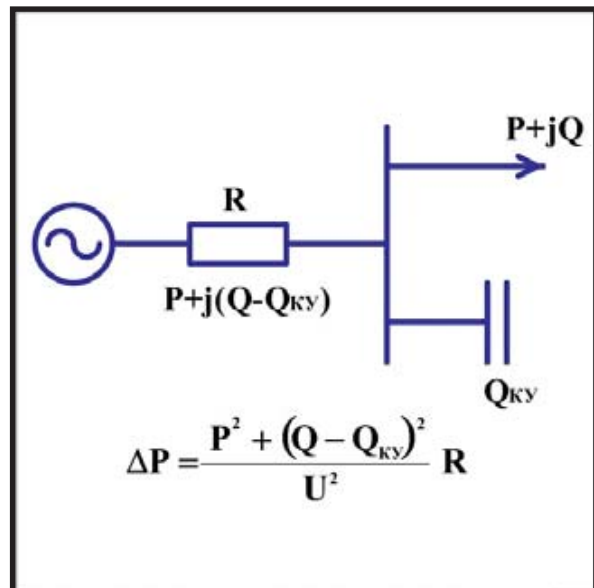
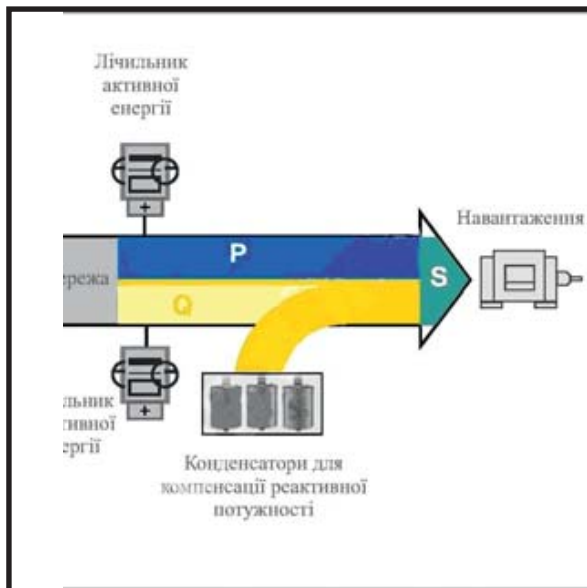


П. Д. Лежнюк, О. М. Нанака

ФОРМУВАННЯ УМОВ ОПТИМАЛЬНОСТІ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ СПОЖИВАЧІВ І ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

П. Д. Лежнюк, О. М. Нанака

**ФОРМУВАННЯ УМОВ ОПТИМАЛЬНОСТІ
КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ
В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ СПОЖИВАЧІВ
І ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ**

Вінниця
ВНТУ
2015

УДК 621.316.1 621.3.076.1 : 621.311

ББК 31.279-022.85

Л40

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 10 від 30.04.2015 р.)

Рецензенти:

В. М. Кутін, доктор технічних наук, професор

Ю. Л. Саєнко, доктор технічних наук, професор

Лежнюк, П. Д.

Л40 Формування умов оптимальності компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів і енергопостачальних компаній : монографія / П. Д. Лежнюк, О. М. Нанака. – Вінниця : ВНТУ, 2015. – 148 с.

ISBN 978-966-641-639-4

У монографії розглянуто методи визначення втрат активної електроенергії від перетікання реактивної в електричних мережах споживачів і енергопостачальних компаній, що дозволяє сформулювати умови оптимальної компенсації реактивної потужності.

Монографія розрахована на фахівців в галузі компенсації реактивної потужності та фахівців в питаннях взаєморозрахунків за перетоки реактивної потужності.

УДК 621.316.1 621.3.076.1 : 621.311

ББК 31.279-022.85

ISBN 978-966-641-639-4

© П. Лежнюк, О. Нанака, 2015

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП	7
1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ПРИ РОЗРАХУНКУ ЕКОНОМІЧНИХ ЕКВІВАЛЕНТІВ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ І МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ВХІДНИХ РЕАКТИВНИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	9
1.1 Методи визначення втрат активної потужності при розрахунку економічних еквівалентів реактивної потужності.....	9
1.2 Метод розрахунку вхідних реактивних потужностей для споживачів	16
1.3 Шкали, системи і методики стимулювання впровадження компенсації реактивної потужності	18
Висновки до розділу 1	29
2 ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ І ЕКОНОМІЧНИХ ЕКВІВАЛЕНТІВ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ВІД ПЕРЕТІКАННЯ РЕАКТИВНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	31
2.1 Економічні еквіваленти реактивної потужності для вузлів замкнених мереж регіональних енергосистем	33
2.2 Економічні еквіваленти реактивної потужності для розімкнених мереж обласних енергопостачальних компаній (обленерго).....	37
2.3 Економічні еквіваленти реактивної потужності для генераторів електростанцій, малих ГЕС, когенераційних установок і ТЕЦ промислових підприємств.....	44
2.4 Економічні еквіваленти реактивної потужності для мереж споживачів.....	45
2.5 Порівняльний аналіз розрахунку економічних еквівалентів реактивної потужності.....	46
2.6 Використання методу визначення економічних еквівалентів реактивної потужності для визначення черговості впровадження компенсувальних установок	51

2.7 Використання методу визначення економічних еквівалентів реактивної потужності для розробки способу і системи керування компенсвальними установками за критерієм мінімуму втрат	52
Висновки до розділу 2	56
3 ВИЗНАЧЕННЯ ВХІДНИХ РЕАКТИВНИХ ПОТУЖНОСТЕЙ	
3 МЕТОЮ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	57
3.1 Вимоги до розрахунку вхідних реактивних потужностей з метою регулювання напруги	57
3.2 Принципи, положення і припущення, покладені в основу розрахунку вхідних реактивних потужностей	58
3.3 Метод визначення вхідних реактивних потужностей з метою регулювання напруги	59
3.4 Відшкодування збитків споживачам від збільшення втрат активної енергії в їх мережах у випадку залучення їх до регулювання напруги в загальносистемних інтересах.....	63
Висновки до розділу 3	64
4 МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ АКТИВНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ВІД ПЕРЕТІКАННЯ РЕАКТИВНОЇ МІЖ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИМИ КОМПАНІЯМИ І СПОЖИВАЧАМИ ТА МІЖ СУБ'ЄКТАМИ ОПТОВОГО РИНКУ І ЕФЕКТИВНОСТІ ЗНИЖЕННЯ СПОЖИВАННЯ РЕАКТИВНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ...	65
4.1 Метод визначення втрат активної електроенергії від перетікання реактивної енергії між енергопостачальними компаніями та споживачами	66
4.2 Метод визначення додаткових втрат електроенергії і їх вартості в умовах недостатнього оснащення електричних мереж споживачів компенсвальними установками і невикористання оптимізації залишкових перетоків.....	74
4.3 Визначення втрат і їх вартості в «особливих» ситуаціях споживання реактивної електроенергії.....	81
4.4 Визначення втрат і їх вартості від перетікання реактивної електроенергії між генеруючими компаніями і їх споживачами, регіональними енергосистемами, енергопостачальними компаніями і споживачами, які живляться від генераторної напруги	87

4.5 Метод визначення втрат в мережах обленерго при приєднанні до них малих ГЕС, когенераційних установок, підприємств, в складі яких є ТЕЦ	88
4.6 Метод визначення зниження втрат в мережах енергопостачальних компаній при встановленні компенсувальних установок в мережах споживача	91
4.7 Визначення ефективності зменшення споживання реактивної енергії з мережі енергопостачальної компанії	93
Висновки до розділу 4	98
ПІДСУМКИ	99
ЛІТЕРАТУРА	100
ДОДАТОК А.....	110
ДОДАТОК Б	131

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

БК – батарея конденсаторів

ВВП – валовий внутрішній продукт

ВРП – вхідна реактивна потужність

ГЕС – гідроелектростанція

ГПП – головна понижувальна підстанція

ДКЕ – договір на користування електроенергією

ДПЕ – договір на постачання електроенергії

ДРП – джерело реактивної потужності

ЕЕРП – економічний еквівалент реактивної потужності

ЕК – енергопостачальна компанія

КРП – компенсація реактивної потужності

КУ – компенсувальна установка

ЛЕП – лінія електропередачі

НКРЕ – Національна комісія регулювання електроенергетики

України

НН – низька напруга (обмотка НН – вторинна обмотка понижувального трансформатора)

ОРЕ – оптовий ринок електроенергії

РЕМ – районі електромережі

РП – розподільний пункт

РПН – регулювання під навантаженням

СГ – синхронний генератор

СД – синхронний двигун

СК – синхронний компенсатор

ТЕЦ – теплоелектроцентраль

ТП – трансформаторна підстанція

ЦРП – центральний розподільний пристрій

*Світлій пам'яті
Рогальського Броніслава
Станіславовича
присвячується*

ВСТУП

Як відомо, передача реактивної електроенергії по електричних мережах зумовлює в них втрати активної потужності. Але реактивну електроенергію, на відміну від активної, можна виробляти безпосередньо біля споживача реактивної енергії, цим самим зменшуючи втрати в мережі від її передачі [1]. Тому компенсація реактивної потужності (КРП) і регулювання реактивних перетікань в електромережах є визнаними ефективними технологіями енергозбереження та забезпечення належної якості напруги.

Актуальність компенсації реактивної потужності зросла після введення в дію нормативного документа «Методика розрахунків плати за перетоки реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами». Основне її призначення – стимулювання підвищення рівня КРП і зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах. Але аналіз результатів впровадження вищевказаного нормативного документа в мережах споживачів і обласних енергопостачальних компаній (ЕК) за даними НЕК «Укренерго» [2] показує, що її вплив на споживачів незначний, а на суб'єктів оптового ринку електроенергії (ОРЕ) – практично відсутній.

Актуальність цієї проблеми також підтверджується і тим, що на координаційній нараді Мінпаливенерго від 27.11.2007 р. прийнято рішення про розроблення нової редакції «Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами».

В чинних нормативних документах відсутнє формування умов оптимальної КРП, що унеможлиблює досягнення найбільшого ефекту зниження втрат. Формування умов оптимальної КРП базується на визначенні втрат і економічних еквівалентів реактивної потужності (ЕЕРП), але їх визначення за використанням відомих методів призводить до суттєвих похибок, що неприйнятно для розрахунку плати за реактивну електроенергію, відсутні механізми стимулювання споживачів до регулювання напруги та впровадження оптимальної КРП.

Виходячи з цього, можна виділити низку важливих аспектів, які на сьогодні є недостатньо дослідженими:

– аналіз методів визначення втрат в електричних мережах з метою визначення економічних еквівалентів реактивної потужності та умов оптимальної КРП;

- розроблення методу розрахунку втрат і економічних еквівалентів реактивної потужності та визначення вхідної реактивної потужності (ВРП) з метою нормалізації рівнів напруги у вузлах електричних мереж;
- розроблення методів визначення втрат від перетікання реактивної енергії між ЕК та їх споживачами і суб'єктами оптового ринку електроенергії, що дозволить сформулювати умови оптимальної компенсації реактивної потужності та вдосконалення методу визначення втрат активної потужності в «особливих» (нетипових) ситуаціях споживання реактивної електроенергії;
- розроблення методу визначення додаткових втрат електроенергії в умовах недостатнього оснащення електричних мереж споживачів компенсувальними установками і невикористання оптимізації залишкових перетікань;
- розроблення математичної моделі для визначення втрат від перетікання реактивної енергії між енергопостачальними компаніями і споживачами з метою відшкодування збитків споживачів при встановленні в їх мережах додаткових компенсувальних установок (КУ) в загальносистемних інтересах і регулювання напруги;
- розроблення способу і системи автоматичного керування КУ за критерієм мінімальних втрат активної потужності від перетікання реактивної потужності;
- вдосконалення «Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами» на підставі розроблених і вдосконалених методів визначення втрат електроенергії від перетікання реактивної потужності в електричних мережах ЕК і споживачів та формування умов оптимальності КРП.

Дослідження та реалізація методу керування перетіканнями реактивної енергії дозволить знизити втрати електроенергії в електричних мережах споживачів і енергопостачальних компаній та покращити якість напруги, а також дасть можливість вдосконалити існуючу «Методику обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами».

Механізм збалансування інтересів енергопостачальних компаній та споживачів при встановленні в мережах останніх додаткових КУ в загальносистемних інтересах, а також спосіб та систему автоматичного керування КУ за критерієм мінімуму втрат дозволить підвищити обґрунтованість для споживачів електроенергії та суб'єктів оптового ринку доцільності впровадження ними оптимальної компенсації реактивної потужності, і, як наслідок, забезпечить додаткове зниження технологічних втрат електроенергії в мережах споживачів та енергопостачальних компаній в межах 3–5 %.

Метою роботи є зниження втрат електроенергії в електричних мережах споживачів і енергопостачальних компаній шляхом розроблення та вдосконалення методів керування перетіканнями реактивної енергії.

1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ПРИ РОЗРАХУНКУ ЕКОНОМІЧНИХ ЕКВІВАЛЕНТІВ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ І МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ВХІДНИХ РЕАКТИВНИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1 Методи визначення втрат активної потужності при розрахунку економічних еквівалентів реактивної потужності

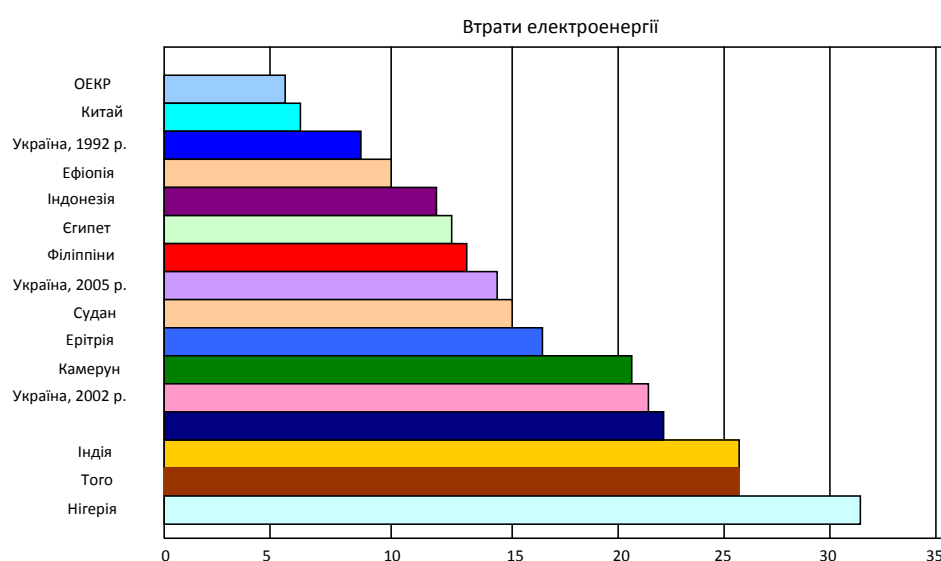
Проблема мінімізації втрат активної потужності (енергії) виникла одразу ж після організації енергосистеми і до теперішнього часу є найважливішою та найактуальнішою задачею для науковців. Актуальність цієї проблеми посилюється в країнах з обмеженими енергоресурсами (до таких країн можна віднести Україну, яка за рахунок своїх енергоресурсів задовольняє близько 50 % потреб в енергоносіях). Ця проблема набуває надзвичайну актуальність в умовах, коли ціна імпортованих енергоносіїв перевищує прийнятні для економіки країни межі, і майже відсутня альтернатива енергозбереженню [3].

За останні роки в Україні розроблено низку нормативно-правових документів, які регламентують використання електроенергії, серед яких: «Закон України про енергозбереження», «Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами», «Закон України про електроенергетику», «Тарифи на активну електроенергію», «Правила користування електричною енергією». Створені державні структури з енергозбереження, низка державних стандартів щодо енерго- і ресурсовикористання [4]. ВВП з 2000 року почав зменшуватись. Але це зменшення більшою мірою зумовлено зменшенням обсягів виробництва, ніж впровадженням енергозберігаючих технологій. Питома енергоємність одиниці ВВП в нашій країні у 3–4 рази перевищує аналогічні показники високорозвинутих країн. Не краща ситуація склалась в електроенергетиці. Технологічні втрати активної електроенергії разом з так званими «комерційними втратами» у 2005 році склали 14,7 % при нормативних технологічних втратах 13,9 %. Зазначимо, що ці втрати у 1,82 рази більші фактичних втрат електроенергії в мережах енергосистем колишнього СРСР (1990 р.) [5], а останні – в 1,5–2 рази більші за аналогічні показники західних країн. Місце України по втратах елект-

роенергії серед інших країн світу наочно видно з наведеної діаграми (рис. 1.1) [6].

Непомірно значні втрати електроенергії (12–16 % [7]) зумовлені, в основному, такими причинами:

- низьким рівнем КРП;
- нерівномірністю графіків електричних навантажень; відсутністю технічних засобів оптимального (за критерієм мінімальних втрат електроенергії) керування компенсувальними установками і добовими графіками електричних навантажень споживачів з метою їх вирівнювання;
- невикористанням регуляторів РПН на вузлових підстанціях ЕК (через їх ненадійність і значну вартість) [3].



ОЕКР – країни, що об'єдналися в організацію з економічної кооперації та розвитку

(США, Канада, країни ЄС, Японія та інші)

Рисунок 1.1 – Технологічні втрати електроенергії в електричних мережах України в порівнянні з іншими країнами світу

Відомо, що компенсація реактивних навантажень (КРП) є однією з найбільш ефективних енергозберігаючих технологій в електричних мережах споживачів та ЕК. Із всіх можливих заходів з енергозбереження в електричних мережах близько 80 % ефекту (зниження технологічних втрат електроенергії) приходить на КРП [8].

Цільову функцію задачі КРП можна представити як:

$$\min \Delta P(Q_i) \tag{1.1}$$

де ΔP – технологічні втрати активної потужності у відповідній електромережі в характерному режимі; Q_i – перетікання реактивної потужності в i -й точці мережі.

Задача КРП, а саме оптимізація перетікань реактивної потужності, була висвітлена у публікаціях І. М. Марковича, Ю. С. Железко, В. А. Венікова, В. Г. Холмського, Н. А. Мельникова, В. І. Ідельчика, В. Г. Журавльова [9–15] та багатьох інших радянських вчених.

Відомо, що мінімізацію функції (1.1) можна представити як

$$\text{grad} \Delta P(Q_i) = [\partial \Delta P / \partial Q_i], \quad (1.2)$$

де $\partial \Delta P / \partial Q_i$ – часткові похідні від цільової функції по перетіканням реактивної потужності в i -ому вузлі мережі.

Ці часткові похідні стали основою класичних методів оптимізації реактивних перетікань [9, 16, 17] та використовувались вченими (А. М. Зельцбург, Г. Ю. Поспелова, В. М. Сіньков) при написанні наукових статей. В вузівських підручниках ця величина формулювалася як швидкість зміни втрат ΔP при зміні Q або коефіцієнтом зміни втрат активної потужності при зміні реактивної потужності [18].

Прийнявши за основу роботу О. Т. Гераскіна [19], який фундаментально досліджував метод точного чисельного розрахунку похідних $d\Delta P / dQ_i$, авторський колектив (Є. Л. Арбузов, Д. Б. Банін, М. Д. Банін, А. Д. Голота та ін.) «Технологічних умов впровадження та використання методики розрахунків плати за перетікання реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами» [20] надає частковим похідним $\partial \Delta P / \partial Q_i$ термін – «економічний еквівалент реактивної потужності» і пропонує математичні основи їх розрахунку.

Числове значення ЕЕРП в характерному електричному режимі для конкретного вузла електричної мережі визначається як часткова похідна від сумарних втрат активної потужності по реактивній потужності цього вузла. Оскільки електричні мережі від джерел живлення до споживачів розподіляють на магістральні замкнені мережі 750–220 кВ та розподільні розімкнені мережі 110–10 кВ, то і значення ЕЕРП також розподіляють на дві складові [20]:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_K} = \frac{\partial \Delta P_1}{\partial Q_K} + \frac{\partial \Delta P_2}{\partial Q_K} = D_1 + D_2 = D, \quad (1.3)$$

де $\Delta P_1, \Delta P_2$ – складові втрати у виділених частинах схеми; Q_k – реактивна потужність конкретного вузла; D_1, D_2 – складові ЕЕРП для цього вузла.

Розрахунок D_1 здійснюється методом числового диференціювання з допомогою програми Z – режим (компонента базового комп'ютерного комплексу методики). Вручну перевірити правильність розрахунків D_1 неможливо.

Розрахунок D_2 здійснюється в базовому комп'ютерному комплексі аналогічно розрахунку D_1 за схемами радіусів живлення споживача.

Розрахунок ЕЕРП може бути здійснений і вручну.

В [20] розглянуто метод чисельного диференціювання з урахуванням параметрів і режимних характеристик електричних мереж. Для прикладу розглядається тривіальний радіус (рис. 1.2).

Тривіальним радіусом мережі вважається мережа, яка складається тільки з двох вузлів (балансуючого та вузла навантаження), які зв'язані між собою лінією з комплексними опорами.

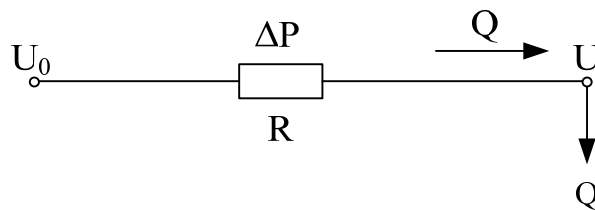


Рисунок 1.2 – Тривіальний радіус-ланка електричної мережі

У цьому випадку втрати ΔP визначаються за формулою

$$\Delta P = \frac{10^{-3}}{U^2} \cdot Q^2 \cdot R. \quad (1.4)$$

Значення ЕЕРП дорівнює:

$$D = \frac{\partial \Delta P}{\partial Q} = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{U^2} \cdot Q \cdot R, \quad (1.5)$$

де ΔP – втрати активної потужності від передачі по мережі реактивної потужності, Вт; U – рівень напруги на ввіді споживача, кВ; R – активний опір радіуса живлення споживача, Ом.

За формулою (1.5) визначається швидкість зміни втрат активної потужності при зміні реактивної потужності.

Методи точного чисельного розрахунку ЕЕРП пройшли певні дослідження і дали точну розрахункову формулу.

Спочатку визначали похідну $d\Delta P / dQ$. Враховуючи те, що напруга є функцією від навантаження $U = f(U_o, P, Q)$, то продиференціювавши $\Delta P = R \cdot (P^2 + Q^2) / U^2$, отримали [20]:

$$\frac{d\Delta P}{dQ} = \frac{\partial \Delta P}{\partial Q} + \frac{\partial \Delta P}{\partial U} \cdot \frac{\partial U}{\partial Q}, \quad (1.6)$$

$$\text{де } \frac{\partial \Delta P}{\partial Q} = \frac{2 \cdot R \cdot Q}{U^2}; \quad \frac{\partial \Delta P}{\partial U} = \frac{2 \cdot \Delta P}{U}.$$

Значення часткової похідної $\frac{\partial U}{\partial Q}$ можна визначити з рівняння

$$\dot{U} = \dot{U}_o - Z \cdot \frac{\hat{S}}{U}. \quad (1.7)$$

Привівши вираз (1.7) до складових $P, Q, Z = \sqrt{R^2 + X^2}$ та модулів напруг U_o, U , отримали:

$$F = U^4 + 2 \cdot U^2 \cdot P \cdot R + 2 \cdot U^2 \cdot Q \cdot X + Z^2 \cdot P^2 + Z^2 \cdot Q^2 - U_o^2 \cdot U^2 = 0. \quad (1.8)$$

Продиференціювавши функцію F, отримали значення часткової похідної:

$$\frac{\partial U}{\partial Q} = - \frac{\frac{\partial F}{\partial Q}}{\frac{\partial F}{\partial U}}, \quad (1.9)$$

$$\text{де } \frac{\partial F}{\partial Q} = 2 \cdot U^2 \cdot X + 2 \cdot Z^2 \cdot Q;$$

$$\frac{\partial F}{\partial U} = 4 \cdot U^3 + 4 \cdot U \cdot P \cdot R + 4 \cdot U \cdot Q \cdot X - 2 \cdot U_o^2 \cdot U.$$

Підставивши ці складові у (1.6), отримали точну формулу розрахунку ЕЕРП для тривіального радіуса [20]:

$$D = \frac{2 \cdot R}{U^2} \cdot Q + \frac{2 \cdot \Delta P \cdot (U^2 \cdot X + Z^2 \cdot Q)}{U^2 \cdot (2 \cdot U^2 + 2 \cdot (P \cdot Q + Q \cdot X) - U_o^2)}. \quad (1.10)$$

ЕЕРП для складних мереж розраховують за допомогою матричної формули, виведення якої здійснено у роботі [19]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta S}{\partial Q_i} = j \{ & 1_j - U'_n \cdot 1_j \cdot U_D^{-1} - U'_n \cdot S_j \cdot U_D^{-2} \cdot (1_D - Z \cdot U_D^{-2} \cdot S_n \cdot Z \cdot U_o^{-2} \cdot S_n) \times \\ & \times Z \cdot U_D^{-1} \cdot (1_D + U_D^{-1} \cdot S_n \cdot Z \cdot U_o^{-1}) \}. \end{aligned} \quad (1.11)$$

Безпосереднє значення ЕЕРП (D_1, D_2) є складовою формули (1.11):

$$\frac{\partial \Delta S}{\partial Q} = \frac{\partial \Delta P}{\partial Q} + j \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q} = D + j \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q}. \quad (1.12)$$

Розрахунок ЕЕРП D_2 також можна здійснювати на основі статистичної обробки режиму характерної електричної мережі. В цьому випадку кожен споживач моделюється аналогічно тривіальному радіусу і значення D_2 визначається за функцією [20]

$$D_{2i} = f(U, R, d_{cm}), \quad (1.13)$$

де U – напруга джерела живлення шини 10(6) кВ підстанції 110/35/10(6) кВ живлячої мережі; R – активний опір, який пропорційний електричній віддаленості споживача від джерела живлення; d_{cm} – відносний економічний еквівалент реактивної потужності, отриманий у результаті обробки характерного для державної акціонерної енергетичної компанії (ДАЕК) фрагменту електричної мережі.

d_{cm} визначається за алгоритмом [20]:

1. Вибирається типова електрична мережа на 200–300 вузлів (ТП, РП), напругою 10(6) кВ. Типовість схеми визначається групою режимів ДАЕК або підприємства електромереж (ПЕМ).

2. Для кожного навантаження схеми визначається точне значення ЕЕРП (D_2). Отримаємо вибірку:

$$d_1, d_2, d_3, \dots, d_i, \dots, d_n, \quad (1.14)$$

де d_i – точне значення ЕЕРП (D_2) для i -ї точки схеми з врахуванням реальних навантажень, конфігурації та режиму.

3. Виключається детермінована функціональна залежність елементів ряду від конфігураційних та параметричних факторів. В результаті отримаємо нову вибірку, в якій зберігається випадковий фактор відхилення навантажень від деякого середнього і взаємодія навантажень:

$$S_1, S_2, S_3, \dots, S_i, \dots, S_n, S_i = d_i / h_i, \quad (1.15)$$

де S_i – відносне значення ЕЕРП (D_2) для i -ї точки схеми; h_i – індивідуальний коефіцієнт i -го вузла, який характеризує його електричну віддаленість і рівень напруги.

4. Отриманий ряд S можна вважати реалізацією випадкової величини, яка має нормальний закон розподілення, тобто характеризується математичним очікуванням (1.16) та середньоквадратичним відхиленням (1.17):

$$M = \frac{1}{n} \cdot \sum S_i ; \quad (1.16)$$

$$G = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum (S_i - M)^2} . \quad (1.17)$$

5. Числове значення для коефіцієнта h можна визначити з формули (1.10):

$$D = \frac{2 \cdot R}{U^2} \cdot \left(Q + \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot \frac{U^2 \cdot X + Z^2 \cdot Q}{U^2 \cdot (2 \cdot U^2 + 2 \cdot (P \cdot R + Q \cdot X) - U_o^2)} \right) = \frac{2 \cdot R}{U^2} \cdot S \quad (1.18)$$

звідки
$$h = \frac{2 \cdot R}{U^2} .$$

6. За відомими значеннями M та G можна отримати ряд реалізації відносних значень ЕЕРП:

$$S^* = M + f \cdot G , \quad (1.19)$$

де f – випадкова величина з математичним очікуванням 0 та дисперсією 1.

При цьому розрахункові значення ЕЕРП (D_2) з врахуванням конфігураційних та параметричних факторів будуть визначатись за формулою

$$d_i^* = S_i^* \cdot h_i. \quad (1.20)$$

7. Вводяться балансні обмеження, необхідні для дотримання рівності плати за реактивну електроенергію в реальній електричній мережі і плати, яка розраховується за розрахунковими значеннями:

- реальна плата пропорційна $\Pi = \sum d_i \cdot Q_i$;
- розрахункова плата пропорційна : $\Pi^* = \sum d_i^* \cdot Q_i$;
- умова балансу:

$$\Pi = \Pi^*. \quad (1.21)$$

Виконавши певні перетворення над формулами (1.16)–(1.21), отримаємо вираз для розрахункового значення ЕЕРП (D_2) для будь-якої точки обліку споживача:

$$d_i^* = h_i \cdot \left(\frac{\sum d_i \cdot Q_i}{\sum h_i \cdot Q_i} \right) = h_i \cdot d_{cm}, \quad (1.22)$$

де h_i – приведена активна електрична віддаленість i -ї точки обліку споживача; d_{cm} – відносний економічний еквівалент реактивної потужності характерної мережі 10(6) кВ.

Згідно з методикою значення ЕЕРП розраховуються або регіональним диспетчерським центром енергосистеми, або конкретною енергозберігаючою організацією без згоди споживачів, для яких цей розрахунок проводиться. При цьому правильність розрахунків ЕЕРП фактично ніхто не контролює і споживач не може перевірити їх достовірність. До того ж не оговорена державна атестація комп'ютерних програм розрахунків ЕЕРП (D) та його складових.

Розглянувши запропоновані в «Методиці...» підходи та математичний апарат для визначення ЕЕРП, можна зробити висновок про те, що вони відрізняються складністю підготовки вихідних даних і неточністю розрахунків. Тому в роботі запропоновано інший підхід щодо сутності ЕЕРП і на його основі більш простий і в той же час більш точний метод його визначення.

1.2 Метод розрахунку вхідних реактивних потужностей для споживачів

Спроби визначити вхідні реактивні потужності (ВРП) з метою регулювання напруги були зроблені «Всесоюзным научно-исследовательским институтом электроэнергетики (ВНИИЭ)» [21]. Вхідною реактивною потужністю (ВРП) називається

недокомпенсована реактивна потужність, яка передається від генеруючої компанії до споживача по мережах енергосистеми. В зв'язку з введенням з 1 січня 1991 р. нового преїскуранту № 09–01 «Тарифи на електричну та теплову енергію» [22] змінюється і форма оплати за споживану та генеровану реактивну потужність. Це і привело до необхідності розробки нової «Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях» [21]. Ця інструкція була затверджена «Главгосэнергонадзором и Главэлектросетью Минэнерго СССР» 10 квітня 1990 р. Згідно з цією інструкцією вперше споживачу в договорі на користування електроенергією (ДКЕ) вказувались такі величини, як:

– технічні межі споживання реактивної потужності $Q_{\text{сп}}$ в години великих навантажень електричної мережі або реактивної енергії $W_{Q_{\text{сп}}}$ за місяць в ці ж години, при перевищенні яких енергопостачальна організація не несе відповідальності за падіння напруги в точці обліку електроенергії нижче рівня, встановленого в ДКЕ для годин максимуму навантаження електричної мережі;

– технічні межі генерації реактивної потужності $Q_{\text{г}}$ або реактивної енергії $W_{Q_{\text{г}}}$ в мережу енергосистеми в години малих навантажень електричної мережі, при перевищенні яких енергопостачальна організація не несе відповідальності за підвищення напруги в точці обліку електроенергії вище рівня, встановленого в ДКЕ для годин мінімуму навантаження електричної мережі;

– у випадку необхідності – граничні значення реактивної потужності або реактивної енергії, яка генерується в мережу енергосистеми в години великих навантажень електричної мережі та примусово споживається в часи малих навантажень мережі за місяць.

Основою для розрахунку технічних меж споживання реактивної потужності $Q_{\text{сп}}$ та енергії $W_{Q_{\text{сп}}}$ в години великих навантажень електричної мережі та генерація реактивної потужності $Q_{\text{г}}$ та енергії $W_{Q_{\text{г}}}$ в години малих навантажень електричної мережі є значення коефіцієнтів реактивної потужності в зазначені години – $\text{tg}\varphi_{\text{сп}}$ та $\text{tg}\varphi_{\text{г}}$. В інструкції встановлено два методи розрахунку цих коефіцієнтів: нормативний та оптимізаційний.

Нормативний метод базується на застосуванні нормативних значень $\text{tg}\varphi_{\text{сп.н}}$ та $\text{tg}\varphi_{\text{г.н}}$, встановлених цією інструкцією ($\text{tg}\varphi_{\text{сп.н}} = 0,7$; $\text{tg}\varphi_{\text{г.н}} = 0,1$).

Оптимізаційний метод базується на застосуванні програм розрахунку робочих режимів електричних мереж в години їх великих та малих навантажень та виборі оптимального поєднання цих коефіцієнтів у споживачів, які живляться від різних вузлів мережі [21].

Згідно із запропонованим Ю. С. Железком методом значення технічних меж споживання реактивної потужності і енергії в години великих навантажень електричної мережі та генерації її в мережу енергосистеми в години малих навантажень мережі визначаються за формулами

$$Q_{cn} = tg\varphi_{cn} \cdot P_{IV}; \quad (1.14)$$

$$W_{Q_{cn}} = tg\varphi_{cn} \cdot \frac{W_{PIV}}{3}; \quad (1.15)$$

$$Q_z = tg\varphi_z \cdot P_{IV}; \quad (1.16)$$

$$W_{Q_z} = tg\varphi_z \cdot \frac{W_{PIV}}{3}, \quad (1.17)$$

де W_{PIV} – електроенергія, яка споживається в IV кварталі; P_{IV} – активне навантаження споживача в години максимуму енергосистеми в IV кварталі [21].

Основним недоліком запропонованого методу є те, що величини Q_{cn} та Q_g визначались не на основі інформації про напругу на шинах вузлових підстанцій енергопостачальних компаній (ЕК), а опосередковано через $tg\varphi_{cn}$ та $tg\varphi_g$.

В роботі [23] автор також пропонує підхід для розрахунку потужності компенсуючої установки для регулювання напруги в електричній мережі, що, по суті, і є ВРП для споживача. Але недоліком запропонованого підходу є те, що він не розв'язує задачу для підсистеми в цілому.

1.3 Шкали, системи і методики стимулювання впровадження компенсації реактивної потужності

З моменту організації енергосистем виникли вимоги до зниження технологічних втрат електроенергії в мережах енергосистем [24, 25]. Розв'язання цієї задачі було завжди актуальною проблемою в наукових колах. Перший нормативний документ «Руководящие указания по повышению коэффициента мощности в установках потребителей электрической энергии» був введений в 1961 році і визначав граничні значення коефіцієнта потужності на шинах 6–10 кВ підстанцій споживачів. Ці значення наведені в табл. 1.1 [26].

Таблиця 1.1 – Граничні значення коефіцієнтів потужності

Схема живлення споживача	$\cos \varphi$
Від шин генератора (на генераторній напрузі)	0,85
Від районних мереж 110–220 кВ і від мереж 35 кВ, які живляться від електростанції	0,93
Від мереж 35 кВ, які живляться від районних мереж 110–220 кВ	0,95

Наступним нормативним документом, який би стимулював встановлення компенсувальних установок в мережах споживачів, була шкала «знижок та надбавок» до тарифу на активну електроенергію залежно від «фактичного» середньозваженого коефіцієнта потужності, введена в дію з 1 лютого 1969 року. Шкала була розроблена для промислових та прирівняних до них споживачів. Скидки та надбавки нараховувались і до основної, і до додаткової плати за електроенергію. В наведеній шкалі за нейтральну величину був прийнятий $\cos \varphi = 0,9–0,92$. При нижчих значеннях $\cos \varphi$ споживач платив надбавку до тарифу, і навпаки, при вищих одержував скидку до тарифу. Деякі величини скидок та надбавок наведені в табл. 1.2 [27].

Таблиця 1.2 – Шкала скидок та надбавок до тарифу на електроенергію за коефіцієнт потужності електроустановок

Величина середньозваженого коефіцієнта потужності за місяць	Розмір скидки з тарифу на електроенергію, %	Розмір надбавки до тарифу на електроенергію, %	Величина середньозваженого коефіцієнта потужності за місяць	Розмір скидки з тарифу на електроенергію, %	Розмір надбавки до тарифу на електроенергію, %
1	2	3	4	5	6
1,00	6	–	0,75	–	14,5
1	2	3	4	5	6
0,94	4	–	0,69	–	28,0
0,93	2	–	0,68	–	31,0
0,921	0,2	–	0,67	–	34,0
0,92	–	–	0,66	–	37,0
0,90	–	–	0,64	–	43,0
0,899	–	0,15	0,63	–	46,0
0,89	–	1,5	0,62	–	49,0
0,85	–	3,5	0,58	–	61,0
0,77	–	11,5	0,50 і нижче	–	85,0
0,76	–	13,0			

Наведена шкала мала певні недоліки. По-перше, не були розглянуті режими конкретних електричних мереж. По-друге, приблизно враховується віддаленість споживачів від генераторів. По-третє, середньозважений $\cos \varphi$ не зовсім об'єктивно відображає споживання реактивної потужності через низку причини:

– $\cos\varphi = f(P, Q)$, підключення чисто активного навантаження створює ілюзію підключення додаткових КУ;

– цей коефіцієнт не зовсім точно відображає процес компенсації реактивної потужності, оскільки в області високих значень $\cos\varphi$ значні зміни реактивного навантаження приводять до незначних змін $\cos\varphi$.

Як показав огляд міжнародних ринків реактивної потужності, плата за реактивну потужність та електроенергію в країнах Латинської Америки, Європи (Великобританія, Швеція, Нідерланди), США, Канаді, Японії, Росії, Індії до сьогодні здійснюється за аналогічним принципом знижок і надбавок в залежності від «фактичного» середньозваженого коефіцієнта потужності [25, 28, 29].

З метою усунення перерахованих недоліків, з 1-го липня 1974 року вводяться в дію «Указання по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях» [30], шкала знижок і надбавок до тарифу на електроенергію за компенсацію реактивної потужності. Величина знижок та надбавок нараховувалась залежно від величини $tg\varphi_\phi$ та $tg\varphi_{opt}$, які задані в табл. 1.3 (наведено фрагмент таблиці) та визначаються як [27]

$$tg\varphi_\phi = \frac{Q_\phi}{P_M}; \quad tg\varphi_{opt} = \frac{Q_{opt}}{P_M}, \quad (1.18)$$

де Q_{opt} – оптимальне значення вхідної реактивної потужності, задане енергосистемою; Q_ϕ – фактичне значення вхідної реактивної потужності.

З табл. 1.3 видно, що при $tg\varphi_\phi = tg\varphi_{opt}$ знижка досягає максимального значення.

Але й ця шкала не була позбавлена недоліків. В ній не були чітко сформульовані вимоги до КРП у мережах підприємства; не враховувалась можливість встановлення регуляторів КУ; віддаленість споживачів від джерел живлення враховувалась досить наближено; інтереси споживачів не були враховані.

У 80-х роках був розроблений новий підхід до проблеми компенсації реактивних навантажень [31]. Згідно з цим підходом визначались розрахункові значення «економічних реактивних потужностей» для періоду максимуму активного навантаження енергосистеми (Q_{e1}) та для періоду нічного провалу енергосистеми (Q_{e2}). Розрахунок плати за перетікання реактивної потужності виконувався за відхиленнями від цих розрахункових значень. Якщо значення фактично спожитої реактивної потужності було меншим заданого, то нараховувалась скидка до плати за електроенергію, а якщо більшим – нараховувалась надбавка. Значення економічних реактивних потужностей повинні були визначатись на основі оптимізації усталених режимів по реактивній потужності (критерій мінімуму активних втрат) у живильних і розподільчих електричних мережах 110/35/10 (6) кВ. Але розробники такого підходу не врахували те, що в 1983–1991 рр. ні технічно, ні інформаційно виконати поставлені вимоги було неможливо.

Таблиця 1.3 – Шкала знижок і надбавок в залежності від відповідності фактичного ступеня компенсації ре-
активної потужності $tg\Phi_{\text{ф}}$ оптимальному його значенню $tg\Phi_{\text{онт}}$

$tg\Phi_{\text{онт}}$	0	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80
$tg\Phi_{\text{ф}}$																	
0	-8	-6	-4	-3	-3	-2											
0,05	-6	-8	-5	-4	-3	-2											
0,10	-4	-6	-7	-5	-4	-3	-1										
0,15	-3	-4	-5	-7	-5	-3	-1										
0,20	-2	-3	-4	-5	-6	-4	-2	-1									
0,25	-1	-1	-2	-3	-4	-6	-3	-2									
0,60	8	8	6	6	5	5	3	2	1	0	0	-2	-3	-1			
0,65	10	10	8	8	7	7	5	4	2	1	1	0	-1	-3	-1		
0,90	26	26	25	25	24	22	19	17	16	12	11	8	5	4	2	1	1
0,95	30	30	30	30	30	25	24	21	20	16	14	11	8	6	4	3	2
1,00	34	34	34	34	34	32	30	25	23	21	20	14	13	12	7	5	4

Описана система знижок і надбавок до тарифів на електроенергію була більш ефективною порівняно з попередньою шкалою, зокрема штрафними санкціями, які досягали значних сум і, відповідно, мали вплив на економічні показники підприємства, що спонукало їх до відповідних заходів. Крім того, система стимулювала вирівнювання добових графіків реактивних навантажень споживачів і енергосистем. Але позитивний економічний стимул (знижка з тарифу) практично не діяв. Максимально можлива знижка з тарифу була знижена з 8 до 2 % (без обґрунтування). При розробці цієї системи знижок і надбавок були не враховані вірогідний характер реактивних навантажень і можливість встановлення регуляторів, в основному дискретної дії. Для досягнення надбавки рівної нулю і одержання найбільшої знижки від споживача вимагалось забезпечити споживання реактивної потужності із мережі енергосистеми з нульовим відхиленням по відношенню до заданих величин Q_{e1} і Q_{e2} , що явно неможливо. Тому реальний розмір знижки (при всіх намаганнях споживача), як правило, становив менше 2 % і не служив суттєвим економічним стимулом для споживачів електроенергії.

В запропонованій системі, а також в тих системах, що діяли раніше, не були сформульовані вимоги до компенсації реактивної потужності в мережах підприємств з врахуванням їх інтересів і вимог енергосистеми.

В 1991 р. була розроблена і впроваджена нова система знижок і надбавок до тарифу на електричну енергію за компенсацію реактивної потужності [32], яка базувалась на таких засадах:

– енергопостачальна організація визначала і задавала споживачам: 1) економічні значення споживання реактивної потужності і енергії Q_e і W_{Qe} в часи великих активних навантажень енергосистеми; 2) технічні межі споживання і (або) генерації реактивної потужності (див. підрозділ 1.2);

– надбавки застосовувались енергосистемою при постачанні споживачу реактивної потужності і енергії в години великих навантажень електричної мережі, від якої одержує живлення споживач, і при генерації споживачем реактивної енергії в цю мережу в години її малих навантажень (причому споживання реактивної потужності і енергії, які перевищують економічні значення, збільшує надбавку в 2–3 рази);

– знижка з тарифу надавалась енергосистемою при генерації споживачем реактивної енергії в мережу енергосистеми в години її великих навантажень і при споживанні реактивної енергії із мережі енергосистеми в години малих навантажень електричної мережі у випадку, якщо необхідність таких режимів роботи споживача встановлена в договорі. Якщо необхідність таких режимів в договорі не встановлена,

то знижка з тарифу не надавалась, а надбавки застосовувались до всього розрахункового періоду без розподілу його на години великих і малих навантажень.

Оплата за спожиту реактивну енергію за такою системою виражалась у вигляді двоставкових і одноставкових тарифів аналогічно до тарифів на активну електроенергію і розповсюджувалась на промислових та прирівняних до них споживачів з середньомісячним споживанням енергії більше 30 тис. кВт·год.

Числові значення знижок та надбавок зведені до табл. 1.4 [22, 33].

За аналогічним підходом здійснюються розрахунки за реактивну енергію в Республіці Білорусь [34].

Перевагами системи 1991 р. порівняно з системою 1986 року є те, що в системі 1991 р. більшою мірою враховані інтереси споживачів (передбачені компенсація їх затрат на генерацію реактивної потужності і енергії в мережу енергосистеми в години великих навантажень енергосистеми і споживання в години малих навантажень, а також зменшення надбавки при дотриманні економічних значень величин Q_e і W_{Q_e} , заданих енергосистемою).

Разом з тим системі 1991 року притаманні в основному ті ж самі недоліки, що і системі 1986 року. Знижка за генерацію реактивної потужності має обмежену область застосування (для її здійснення необхідно мати відповідний резерв потужності компенсувальних установок). При відсутності зони нечутливості для величин Q_e і W_{Q_e} досягти зниження надбавки в години великих навантажень енергосистеми є малоімовірним.

Всі проаналізовані вище системи та шкали знижок і надбавок до тарифу на електроенергію за КРП мали позитивний вплив на підвищення ступеня компенсації реактивних навантажень та на зниження втрат активної потужності в електричних мережах, але разом з тим всі вони не були позбавлені таких основних недоліків:

- неврахування віддаленості споживачів до джерела живлення;
- неврахування вірогідного характеру реактивних навантажень і можливостей встановлення регуляторів;
- відсутність чітко сформульованих вимог до КРП в мережах підприємств з врахуванням їх інтересів і вимог енергосистеми;
- недостатня ефективність як стимулюючого фактора впровадження оптимальної КРП і керування КУ;
- не передбачена компенсація затрат споживачів на придбання і експлуатацію додаткових компенсувальних установок (більш того, що для них економічно доцільно) [35].

Останнім нормативним документом, який регулює ринкові стосунки між постачальниками електроенергії та їх споживачами, є затвер-

джена в 1997 р. та перезатверджена з внесеними доповненнями наказом Мінпаливенерго України № 19 від 17.01.2002 р. «Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами» (далі – «Методика...») [36, 37], математичне обґрунтування якої наведено в роботах [38, 39].

Таблиця 1.4 – Надбавка та знижка до оплати за реактивну потужність та енергію

Групи споживачів	Надбавка за споживання реактивної потужності і енергії в часи максимальних навантажень електричної мережі				Надбавки за генерацію реактивної енергії в мережу енергосистеми в часи мінімальних навантажень електричної мережі, коп./(кварт год)	Знижка за генерацію реактивної енергії в мережу енергосистеми в часи максимальних навантажень електричної мережі і за споживання реактивної енергії в часи мінімальних навантажень електричної мережі, коп./(кварт год)
	Споживання, що не перевищує економічних значень		Споживання, що перевищує економічні значення			
	Плата за 1 кварт максимальної потужності, руб/год	Плата за 1 кварт год спожитої енергії, коп.	Плата за 1 кварт максимальної потужності, руб/год	Плата за 1 кварт год спожитої енергії, коп.		
1	2	3	4	5	6	7
I	1,2	0,03	3,6	0,09	0,30	0,05
I, V	–	0,08	–	0,20	0,30	0,05
II, VI	–	0,13	–	0,26	0,30	0,05
III	–	0,04	–	0,07	0,20	0,04

Згідно з чинною «Методикою...» плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії визначається трьома складовими величинами [36, 37]:

$$\Pi = \Pi_1 + \Pi_2 - \Pi_3, \quad (1.19)$$

де Π_1 – основна плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії, грн; Π_2 – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП, грн; Π_3 – знижка плати за споживання і генерацію реактивної електроенергії у разі участі споживача в оптимальному добовому регулюванні режимів мережі енергопостачальної організації в розрахунковий період, грн.

Основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію визначається за формулою

$$\Pi_1 = \sum_1^n (WQ_{сп} + K \cdot WQ_r) \cdot D \cdot T, \quad (1.20)$$

Література

1. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами / Офіційний вісник України. – 1998. – № 1. – С. 174–193. – (Нормативний акт Міністерства Енергетики України).
2. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях // Промышленная энергетика. – 1990. – № 7. – С. 50–55.
3. Рогальський Б. С. Економічні еквіваленти реактивної потужності (ЕЕРП) та їх використання / Б. С.Рогальський, О. М. Нанак // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2005. – № 6. – С. 126–129.
4. Рогальський Б. С. Про використання економічних еквівалентів реактивної потужності для визначення плати за перетікання реактивної електроенергії між енергопостачальними компаніями і їх споживачами.

вачами / Б. С. Рогальський, О. М. Нанака // Промислова електроенергетика та електротехніка. Промелектро. – 2004. – № 4. – С. 44–51.

5. Комплексне і системне вирішення проблеми компенсації реактивних навантажень в електричних мережах споживачів та енергопостачальних компаній / [А. В. Праховник, В. М. Божко, Б. С. Рогальський, О. М. Нанака] // Промислова електроенергетика та електротехніка. Промелектро. – 2004. – № 2. – С. 2–9.

6. Рогальський Б. С. Методика взаєморозрахунків за реактивну електроенергію між малими ГЕС і суб'єктами оптового ринку електроенергії України / Б. С. Рогальський, О. М. Нанака // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2004. – № 2. – С. 61–64.

7. Рогальський Б. С. Нові підходи до визначення плати за реактивну енергію і потужність / Б. С. Рогальський, О. М. Нанака // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. – 2005. – Т. 2. – Вип. 37. – С. 14–19.

8. Рогальський Б. С. Про надбавку до плати за реактивну енергію за недостатнє оснащення мереж споживача засобами компенсації реактивної потужності / Б. С. Рогальський, О. М. Нанака // Промислова електроенергетика та електротехніка. Промелектро. – 2004. – № 5. – С. 41–44.

9. Рогальський Б. С. Система розрахунків за реактивну енергію і стимулювання інвестицій в енергозбереження в електроенергетиці / Б. С. Рогальський, Л. М. Бурбело, О. М. Нанака // Матеріали міжнародної науково-практичної конференції «НАУКА І ОСВІТА 2003» Дніпропетровськ–Донецьк–Харків. – Т. 22. – Економіка. – С. 41–44.

10. Рогальський Б. С. Метод визначення економічних еквівалентів реактивної потужності для замкнених мереж / Б. С. Рогальський, Є. А. Штогрін, О. М. Нанака // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2006. – № 2. – С. 66–70.

11. Концепція компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів та енергопостачальних компаній / [Б. С. Рогальський, О. М. Нанака, А. В. Праховник і ін.] // Енергетика та електрифікація. – 2006. – № 6. – С. 23–30.

12. Визначення технічних значень вхідної реактивної потужності для споживачів електроенергії / [Б. С. Рогальський, Л. Н. Добровольська, О. М. Нанака, В. В. Вержук] // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2007. – № 5. – С. 58–64.

13. Щодо відгуку на статтю «Використання синхронних двигунів для забезпечення технічних значень вхідних реактивних потужностей, заданих енергопостачальною компанією» / [Б. С. Рогальський, Ю. В. Грицюк, О. М. Нанака, І. П. Сосенко] // Промислова електроенергетика та електротехніка. Промелектро. – 2008. – № 1. – С. 47–51.

14. Про визначення плати за реактивну енергію в особливих ситуаціях / [Б. С. Рогальський, Л. Н. Добровольська, О. М. Нанака, О. О. Бірюков] // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2008. – № 5. – С. 50–55.

15. Рогальський Б. С. Про статтю Манілова А.М., Герелес Л.І. «Чи завжди доцільна компенсація реактивної потужності» / Б. С. Рогальський, В. Б. Борис, О. М. Нанака // Промислова електроенергетика та електротехніка. Промелектро – 2004. – № 3. – С. 49–51.

16. Б.С.Рогальський, О.М.Нанака. Аналіз діючої системи взаєморозрахунків за компенсацію реактивної потужності (КРП) в мережах споживачів // Тези студентських доповідей XXXI науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу, співробітників та студентів університету – Вінниця 2002. с. 7.

17. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. – М. : Энергоиздат, 1981. – 200 с.

18. Рогальський Б. С. Економічні еквіваленти реактивної потужності (ЕЕРП) та їх використання / Б. С. Рогальський, О. М. Нанака // Контроль і управління в складних системах (КУСС – 2005). Тези доповідей восьмої міжнародної науково-технічної конференції м. Вінниця, 24–27 жовтня 2005 року. – Вінниця : УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – С. 156.

19. Рогальський Б. С. Модель взаєморозрахунків за реактивну електроенергію між малими ГЕС і суб'єктами оптового ринку електроенергії України / Б. С. Рогальський, О. М. Нанака // Контроль і управління в складних системах (КУСС – 2003). Тези доповідей сьомої міжнародної науково-технічної конференції. м. Вінниця 2003 р. – Вінниця : УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2003. – С. 172.

20. Рогальський Б. С. Розрахунок компенсації реактивних навантажень в електричних мережах енергосистем та споживачів / Б. С. Рогальський, С. О. Кузьмінська, О. М. Нанака // Матеріали VI міжнародної науково-практичної конференції «НАУКА І ОСВІТА 2003» Дніпропетровськ–Донецьк. – Т. 12. Технічні науки. – С. 32–34.

21. Рогальський Б. С. Обґрунтування переходу плати за споживання реактивної електроенергії на плату за споживання реактивної потужності / Б. С. Рогальський, Л. Н. Добровольська, О. М. Нанака // Матеріали II-ї міжнародної науково-технічної конференції «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях та системах». – Луцьк, 2008. – С. 125–127.

22. Концепція компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів та енергопостачальних компаній / [Б. С. Рогальський, О. М. Нанака, А. В. Праховник і ін.] // Промислова електроенергетика та електротехніка. Промелектро – 2006. – № 3. – С. 4–15.

23. Рогальський Б. С. Обґрунтування переходу плати за споживання реактивної електроенергії на плату за реактивну потужність / Б. С. Рогальський, Л. Н. Добровольська, О. М. Нанака // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2008. – № 3. – С. 42–45.

24. Концепція компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів та енергопостачальних компаній / [Б. С. Рогальський, О. М. Нанака, А. В. Праховник і ін.] // Збірка № 4 «Енергетика: проблеми та перспективи. Погляд громадськості». Матеріали науково-практичної конференції «Прогресивні інформаційні технології та комп'ютерні технології для підвищення ефективності функціонування енергопостачальних компаній та електроенергетичних систем (вирішення проблеми енергозбереження, мінімізації втрат електроенергії)» м. Яремча, 13–17 лютого 2006 року. – Яремча, 2007. – С. 31–35.

25. Рогальський Б. С. Про визначення плати за реактивну енергію в особливих ситуаціях / Б. С. Рогальський, Л. Н. Добровольська, О. М. Нанака // Контроль і управління в складних системах (КУСС – 2008). Тези доповідей дев'ятої міжнародної науково-технічної конференції. м. Вінниця 2008 р. – Режим доступу : http://www.vstu.vinnica.ua/mccs2008/materials/subsection_3.1.pdf

26. Рогальський Б. С. Проблеми енергозбереження. Зниження втрат електроенергії в електричних мережах : навч. посіб. / Б. С. Рогальський. – Вінниця : ВДТУ, 1996. – 112 с.

27. Праховник А. В. Формирование информационного обеспечения расчетов за электрическую электроэнергию в условиях внедрения перспективных моделей Энергорынка Украины / А. В. Праховник, О. В. Коцар // Электрические сети и системы. – 2009. – № 2. – С. 64–77.

28. Зорин В. В. К вопросу об оплате за реактивную электрическую энергию / В. В. Зорин // Техническая электродинамика. – 2004. – № 1. – С. 68–72.

29. Зорин В. В. К вопросу об оплате за реактивную электрическую энергию / В. В. Зорин // Техническая электродинамика. – 2002. – № 6. – С. 58–62.

30. Соломчак О. В. Пропозиції щодо вдосконалення «Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії» / О. В. Соломчак // Промислова електроенергетика та електротехніка. Промелектро. – 2004. – № 4. – С. 56–59.

31. Владимиров Ю. В. О методике расчетов оплаты за перетоки реактивной электроэнергии между энергоснабжающей организацией и потребителями / Ю. В. Владимиров, И. И. Смилянский // Энергетика и Электрификация. – 2002. – № 11. – С. 31–34.

Навчальне видання

**Лежнюк Петро Дем'янович
Нанака Олена Миколаївна**

**ФОРМУВАННЯ УМОВ ОПТИМАЛЬНОСТІ
КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ
В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ СПОЖИВАЧІВ
І ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ**

Монографія

Редактор Н. Мазур

Оригінал-макет – О. Нанака

Підписано до друку 12.11.2015 р.
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman.
Друк різнографічний. Ум. др. арк. 8,55.
Наклад 300 (1-й запуск 1–75) пр. Зам № В2015-35

Вінницький національний технічний університет,
КІВЦ ВНТУ,
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел. (0432) 59-85-32.

publish.vntu.edu.ua; email: kivc.vntu@gmail.com.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано ФОП Барановська Т. П.
21021, м. Вінниця, вул. Порика, 7.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 4377 від 31.07.2012 р.