

УДК 621.316

**Б. С. Рогальський**, д. т. н., проф.;**Л. Н. Добровольська**, к. т. н., доц.;**О. М. Нанака**;**В. В. Вержук**

## ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ЗНАЧЕНЬ ВХІДНОЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

*Запропоновано метод визначення технічних значень вхідної реактивної потужності (ВРП) на вводах споживачів з метою регулювання напруги і визначення знижки на плату за реактивну енергію.*

### Вступ

Методика розрахунків плати за перетоки реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами (далі — «Методика...») [1] передбачає знижку плати за споживання і генерацію реактивної електроенергії у разі участі споживача в регулюванні рівнів напруги в мережах енергопостачальної компанії і споживачів. Але на практиці ця знижка не нараховується, оскільки в «Методиці...» відсутній механізм її визначення.

Відомо, що необхідність регулювання напруги виникає в основному в режимах максимальних і мінімальних навантажень, оскільки в режимі максимальних навантажень відбувається падіння рівнів напруги, а в режимі мінімальних навантажень («нічний їх провал») навпаки — підйом рівня напруги. Проблема регулювання напруги ускладнюється значним зниженням, з відомих причин, електричних навантажень, відсутністю або непрацездатністю в автоматичному режимі РПН на вузлових підстанціях енергопостачальних компаній.

Для запровадження знижки енергетичним компаніям (ЕК) необхідно визначати і задавати споживачам технічні значення вхідних реактивних потужностей (ВРП)  $Q_r$  і  $Q_{сп}$ , відповідно, на період їх максимальних і мінімальних навантажень. При цьому вимоги ЕК до споживачів зводяться до підтримання на їх вводах заданих технічних значень ВРП протягом розрахункового періоду

$$Q_{r,ф} \approx Q_r \text{ і (або) } Q_{сп,ф} \approx Q_{сп},$$

де  $Q_{r,ф}$  — фактична генерація реактивної потужності споживачем (середні значення за розрахунковий період) (кВАр);  $Q_{сп,ф}$  — фактичне споживання реактивної потужності споживачем (середні значення за розрахунковий період) (кВАр).

Перші спроби визначення  $Q_r$  і  $Q_{сп}$ , були зроблені в [2]. Основний недолік — величини  $Q_r$  і  $Q_{сп}$  визначались не на основі інформації про напругу на шинах вузлових підстанцій ЕК, а опосередковано (через  $\text{tg } \varphi$ ).

Задача розрахунку технічних значень ВРП досить гостро постала в сучасних умовах (через суттєве зниження навантажень), тому необхідно знайти такий її розв'язок, при якому на шинах підстанцій споживачів забезпечуються рівні напруги, які відповідали б вимогам ДЕСТу [3].

### Основний текст

В цілому метод розрахунку технічних значень ВРП базується на таких принципах, припущеннях і засадах.

1. Виходячи із системного підходу, а також з єдності топологічних структур живильних і розподільчих мереж енергосистем та споживачів, і ієрархічного принципу їх побудови з метою спрощення розрахунків:

- мережі енергосистем і споживачів розбиваються на ряд деревовидних підсхем (підсистем) шляхом перетворення замкнених живлячих мереж в розімкнені [4, 5]. Для розподілу мереж використовуються стаціонарні точки секціонування, які застосовують з метою обмеження струмів короткого замикання, втрат потужності та напруги, а при їх відсутності — точки поточкорозподілу. В результаті кожна підсистема має одне основне джерело живлення. Число підсистем дорівнює числу відхідних фідерів вузлових підстанцій систем 330/220/110;
- живильні мережі енергосистеми 35-220 кВ зображаються повними схемами, а розподільчі мережі 6-10 кВ (до шин 0,4 кВ трансформаторних підстанцій) — еквівалентними опорами.

2. Втрати реактивної потужності в елементах електричної мережі розглядаються як додаткове навантаження, половина втрат відноситься до початку і половина — до кінця лінії. Втрати реактивної потужності в трансформаторах (навантажувальні і холостого ходу) вводяться як навантаження, віднесені до одного із їх введів, в залежності від того чи є трансформатор понижувальним чи підвищувальним.

3. Реактивна потужність, яку генерують повітряні лінії, враховується шляхом рознесення її по кінцях ліній з від'ємним знаком.

4. Для розрахунків використовуються розрахункова схема мереж підсистеми і схема її заміщення. Навантаження вузлів вважаються заданими. В розрахунках використовуються фактичні середні напруги за розрахунковий період.

Можливий алгоритм визначення  $Q_r$  і  $Q_{сп}$ :

1. На підстанціях ЕК (220/110/35, 110/35/10, 35/10 кВ), на шинах вторинної сторони яких спостерігалось найбільше відхилення напруги від номінального значення в режимах найбільших і найменших навантажень, здійснюються вимірювання напруги в цих режимах (знімаються показання кіловольтметрів) і визначаються середні напруги за періоди максимальних і мінімальних навантажень ЕК.
2. Визначаються споживачі, які можна залучити до регулювання напруги. Ознаки таких споживачів: значне споживання реактивної потужності; наявність резерву реактивної потужності; відстань від вузлових підстанцій ЕК.
3. Спочатку визначають найвигідніше відгалуження силового трансформатора підстанції, зважаючи на ручне їх переключення (РПН не працюють або відсутні).
4. Будується схема заміщення мереж підсистеми.
5. Визначаються еквівалентні активний і реактивний омичні опори мереж підсистеми. Споживачі задаються сумарним активним і реактивним навантаженнями і еквівалентними активними і реактивними опорами їх мереж.
6. Змінюючи величину реактивної потужності, враховуючи потенційні можливості споживачів-регуляторів щодо зміни споживання реактивної потужності для режимів максимальних та мінімальних навантажень, у споживачів досягаються рівні напруги, які відповідають вимогам ДЕСТу [3].

Величина рівня напруги на шинах низької сторони трансформаторів 10/0,4 кВ після зміни споживання реактивної потужності споживачами-регуляторами визначається з виразу

$$\dot{U} = (\dot{U}_{ш} - \Delta \dot{U})^T \dot{K}_{тр}^{-1}, \quad (1)$$

де  $\dot{U}$  — матриця-рядок рівнів напруги на шинах низької сторони ТП 10/0,4 у відповідному розрахунковому періоді, кВ;  $\dot{U}_{ш}$  — матриця-стовпець фактичних рівнів напруги на шинах низької напруги вузлової ТП у відповідному розрахунковому періоді, кВ;  $\Delta \dot{U}$  — матриця-стовпець втрат напруги у вузлах, кВ;  $T$  — знак транспонування матричного виразу  $(\dot{U}_{ш} - \Delta \dot{U})$ ;  $\dot{K}_{тр}^{-1}$  — обернена матриця коефіцієнтів трансформації трансформаторних підстанцій.

В свою чергу, матриця втрат напруги у вузлах визначається за формулою

$$\Delta \dot{U}_i = \frac{1}{U_i} (\dot{Q}_i \dot{P} \dot{X} \dot{n} + \dot{P} \dot{P} \dot{R} \dot{n}), \quad (2)$$

де  $\Delta \dot{U}_i$  – матриця втрат напруги у вузлах в  $i$ -й ітерації, кВ;  $\dot{Q}_i$  (при  $i = 1$ ) — діагональна матриця фактичних реактивних навантажень, виміряних у споживача в режимний день або визначених розрахунковим шляхом, кВАр;  $\dot{Q}_i$  (при  $i = 2 \dots n - 1$ ) — діагональна матриця фактичних реактивних навантажень споживача при зміні реактивних навантажень споживачів-регуляторів з метою регулювання напруги, кВАр;  $\dot{Q}_i$  (при  $i = n$ ) — діагональна матриця технічних значень ВРП, кВАр;  $\dot{\Pi}$  — матриця шляхів;  $\dot{X}$  – діагональна матриця реактивної складової опорів схеми заміщення, Ом;  $\dot{P}$  — діагональна матриця фактичних активних навантажень, знятих у споживача в режимний день або визначених розрахунковим шляхом, кВт;  $\dot{R}$  — діагональна матриця активної складової опорів схеми заміщення, Ом;  $\dot{n}$  — одинична матриця-стовпець;  $U_i$  — рівень напруги на шинах низької напруги вузлової підстанції після зміни реактивного навантаження у споживачів-регуляторів в  $i$ -й ітерації.

Метод розрахунку технічних значень ВРП є ітераційним, тобто розрахунок рівнів напруги на шинах НН трансформаторів 10(6)/0,4 кВ при зміні реактивного навантаження споживачів-регуляторів здійснюється до тих пір, поки рівні напруги на шинах НН трансформаторів 10(6)/0,4 кВ не будуть відповідати ДЕСТу. Результати першої ітерації служать для оцінки відповідності рівнів напруги з низької сторони трансформаторних підстанцій 10(6)/0,4 кВ і відповідають вимогам ДЕСТу [3]. Тому, у формулу (2) підставляються активні і реактивні навантаження підстанцій, виміряних за режимний день або визначених розрахунковим шляхом. В подальшому (в наступних ітераціях) у формулу (2) підставляються зменшені або збільшені реактивні навантаження, з метою регулювання напруги.

В  $i$ -й ітерації, в якій результат розрахунку досяг очікуваного результату (щодо рівнів напруги у вузлах) фіксуються значення  $Q_{ф.г}$  і  $Q_{сп.ф}$ , які і будуть вважатись технічними значеннями ВРП. Ці значення повинні задавати енергопостачальні компанії споживачу. Вони фіксуються в договорі на поставку електричної енергії споживачу.

Оскільки споживачам-регуляторам із сторони енергопостачальної компанії висувуються певні вимоги та обмеження щодо споживання та генерації реактивної потужності, то у відповідності з [1] необхідно відшкодувати збитки споживачам-регуляторам, зумовлених залученням їх до регулювання напруги (у вигляді знижки).

Встановлення додаткових конденсаторних установок (КУ) споживачами-регуляторами є вигідним для ЕК завдяки зменшенню втрат електричної енергії в її мережах. Відповідно мережі ЕК (з точки зору проблеми, що розглядається) можна оцінити як об'єкт сумісної діяльності ЕК та споживачів. Тому з метою відшкодування збитків та збалансування інтересів споживачів-регуляторів та ЕК запропоновано знижку з плати за реактивну потужність та енергію:

—використовуючи середньодобовий роздрібний тариф на активну електроенергію (додаткову ставку тарифу на активну електроенергію)

$$\Pi_3 = (W_{ф.р.г} D_{спм} + W_{ф.р.сп} D_{спн}) T_{д.р}; \quad (3)$$

—використовуючи диференційований за зонами доби роздрібний тариф

$$\Pi_3 = W_{ф.р.г} D_{спм} T_{д.р.м} + W_{ф.р.сп} D_{спн} T_{д.р.н}; \quad (4)$$

—використовуючи основну ставку тарифу на активну електроенергію (у випадку її введення в майбутньому)

$$\Pi_3 = (Q_{г.ф} + Q_{сп.ф}) D_{сп} T_{о.р}, \quad (5)$$

де  $W_{ф.р.г}$ ,  $W_{ф.р.сп}$  — відповідно, фактичні генерація реактивної енергії в мережу ЕК та споживання з її мережі в розрахунковому періоді в режимах найбільших і найменших навантажень, кВАр-год;  $D_{спм}$ ,  $D_{спн}$  — відповідно, економічні еквіваленти реактивної потужності (ЕЕРП), роз-

раховані за параметрами і навантаженнями мереж споживача, для режиму найбільших і найменших навантажень, кВт/квар;  $T_{д.р}$  — додаткова ставка середньодобового тарифу на активну електроенергію, грн/кВт·год;  $T_{д.р.м}$ ,  $T_{д.р.н}$  — зонні тарифи на активну електроенергію, відповідно, для режимів найбільших і найменших навантажень, грн/кВт·год;  $T_{о.р}$  — основна ставка тарифу на споживання активної потужності, грн/кВт.

**Приклад**

Розрахувати технічні значення ВРП для споживачів-регуляторів в режимах мінімальних та максимальних навантажень. Споживачі-регулятори, як і решта споживачів підсистеми (рис.) живляться від ТП 110/10 кВ.

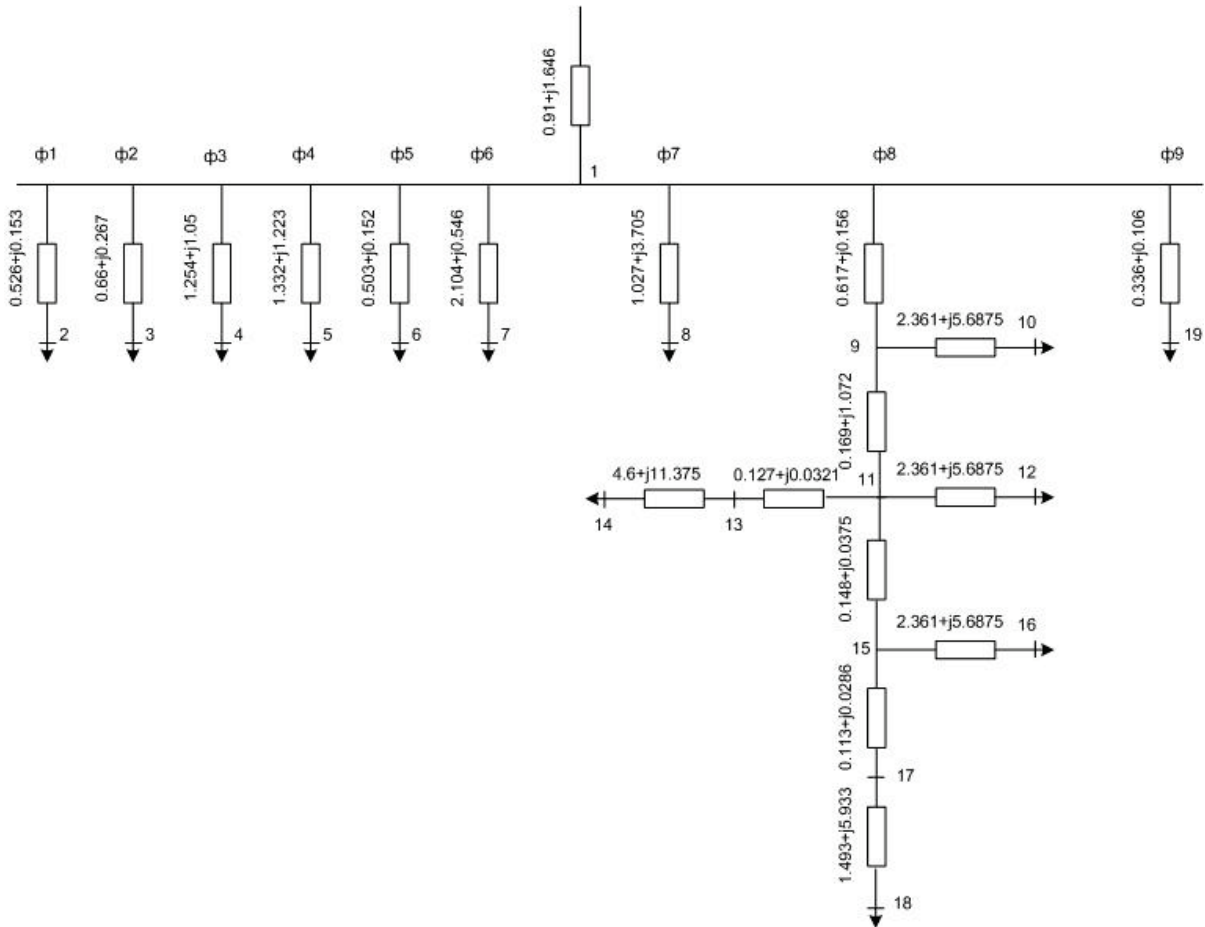


Схема заміщення підсистеми

Споживачами-регуляторами є підприємства, які приєднані до фідерів 4, 5, 6 (рис.), оскільки вони є найпотужнішими споживачами підсистеми і мають резерв реактивної потужності, тобто достатню кількість КУ (в режимі мінімальних навантажень можлива повна компенсація). Всі елементи схеми заміщення приведені до базової напруги 10 кВ. Вхідною інформацією для розрахунку є активні, реактивні навантаження споживачів; параметри підсистеми (інформація по ТП та лініях); напруга у вузлі живлення  $U_{ж} = 11,5$  кВ.

**1. Режим максимальних навантажень**

Вхідна інформація зведена в таблицю 1.

Вхідна інформація для розрахунку (режим максимальних навантажень)

№ вузла	фідер	$P$ , кВт	$Q$ , кВАр	$X$ , Ом	$R$ , Ом	$K_{тр}$
1	–	0	0	1,646	0,91	0
2	фідер 1	1360	554	0,153	0,526	24,996
3	фідер 2	680	278	0,267	0,66	24,996
4	фідер 3	340	138	1,05	1,254	24,996
5	фідер 4	2380	970	1,223	1,332	24,996
6	фідер 5	2720	1108	0,152	0,503	24,996
7	фідер 6	5440	2218	0,546	2,104	24,996
8	фідер 7	680	278	3,705	1,027	24,996
9	фідер 8	0	0	0,156	0,617	1
10	фідер 8	630	256,6	5,6875	2,361	24,996
11	фідер 8	0	0	1,072	0,169	1
12	фідер 8	630	256,6	5,6875	2,361	24,996
13	фідер 8	0	0	0,0321	0,127	1
14	фідер 8	315	128,32	11,375	4,6	24,996
15	фідер 8	0	0	0,0375	0,148	1
16	фідер 8	630	256,6	5,6875	2,361	24,996
17	фідер 8	0	0	0,0286	0,113	1
18	фідер 8	515	209,2	5,933	1,493	24,996
19	фідер 9	1360	554	0,106	0,336	24,996

Оскільки інформація про рівні напруги на шинах НН трансформаторів 10/0,4 кВ відсутня, то визначаємо їх розрахунковим шляхом (1-а ітерація розрахунку). Оцінивши отримані результати, робимо висновок про те, що фактичні рівні напруги не відповідають вимогам ДЕСТу (за умови, що анцапфа трансформаторів виведена в положення — 5 %).

Змінивши (скомпенсувавши) реактивне навантаження споживачів-регуляторів та використавши подані вище формули, отримуємо результат табл. 2.

Таблиця 2

Результати розрахунків (режим максимальних навантажень)

№ вузла	фідер	$U_{ф}$ , В	$Q_{до\ компенсації}$ , кВАр	$Q_{після\ компенсації}$ , кВАр	$\Delta U$ , В	$U$ , В
1	–	0	0	0	0	0
2	фідер 1	362,845	554	554	0,305	387,21
3	фідер 2	362,851	278	278	0,165	387,215
4	фідер 3	362,853	138	138	0,114	387,217
5	фідер 4	362,822	970	10	0,554	387,2
6	фідер 5	362,832	1108	10	0,399	387,206
7	фідер 6	362,764	2218	20	1,699	387,154
8	фідер 7	362,846	278	278	0,29	397,21
9	фідер 8	0	0	0	0	0
10	фідер 8	362,838	256,6	256,6	0,476	387,203
11	фідер 8	0	0	0	0	0
12	фідер 8	362,837	256,6	256,6	0,491	387,202
13	фідер 8	0	0	0	0	0
14	фідер 8	362,841	128,32	128,32	0,398	387,206
15	фідер 8	0	0	0	0	0
16	фідер 8	362,837	256,6	256,6	0,502	387,202
17	фідер 8	0	0	0	0	0
18	фідер 8	362,842	209,2	209,2	0,375	387,207
19	фідер 9	362,846	554	554	0,275	387,211

Результат розрахунку показує, що задаючи споживачам-регуляторам технічні значення ВРП ( $Q_{ф4} = 10$  кВАр  $Q_{ф5} = 10$  кВАр  $Q_{ф6} = 20$  кВАр) отримуємо на шинах НН трансформаторів рівні напруги, які відповідають ДЕСТу.

## 2. Режим мінімальних навантажень

В режимі мінімальних навантажень в фідерах 4, 5, 6 реактивне навантаження  $Q_{\phi 4} = 0$  кВар;  $Q_{\phi 5} = 0$  кВар;  $Q_{\phi 6} = 0$  кВар, оскільки в споживачів-регуляторів є можливість (резерв потужності) повної компенсації. До того ж для підприємства в умовах експлуатації це економічно вигідно.

Вхідна інформація для розрахунку зведена в таблицю 3.

Таблиця 3

Вхідна інформація для розрахунку (режим мінімальних навантажень)

№ вузла	фідер	$P$ , кВт	$Q$ , кВар	$X$ , Ом	$R$ , Ом	$K_{тр}$
1	–	0	0	1,646	0,91	0
2	фідер 1	952	387,8	0,153	0,526	24,996
3	фідер 2	476	194,6	0,267	0,66	24,996
4	фідер 3	238	96,6	1,05	1,254	24,996
5	фідер 4	1666	0	1,223	1,332	24,996
6	фідер 5	1904	0	0,152	0,503	24,996
7	фідер 6	3808	0	0,546	2,104	24,996
8	фідер 7	476	194,6	3,705	1,027	24,996
9	фідер 8	0	0	0,156	0,617	1
10	фідер 8	441	179,62	5,6875	2,361	24,996
11	фідер 8	0	0	1,072	0,169	1
12	фідер 8	441	179,62	5,6875	2,361	24,996
13	фідер 8	0	0	0,0321	0,127	1
14	фідер 8	220,5	89,824	11,375	4,6	24,996
15	фідер 8	0	0	0,0375	0,148	1
16	фідер 8	441	179,62	5,6875	2,361	24,996
17	фідер 8	0	0	0,0286	0,113	1
18	фідер 8	360,5	146,44	5,933	1,493	24,996
19	фідер 9	952	387,8	0,106	0,336	24,996

Виконавши першу ітерацію розрахунку, отримуємо рівні напруги, які перевищують межу, визначену ДЕСТом (анцапфа трансформаторів виведена в положення  $-5\%$ ). Відповідно, для того щоб знизити рівні напруги, необхідно збільшити споживання, тому відключаємо батареї конденсаторів у споживачів-регуляторів з кроком 50 кВар. Результати розрахунків зведено в таблицю 4.

Таблиця 4

Результати розрахунків (режим мінімальних навантажень)

№ вузла	фідер	$U_{\phi}$ , В	$Q_{\text{до регулювання}}$ , кВар	$Q_{\text{після регулювання}}$ , кВар	$\Delta U$ , В	$U$ , В
1	–	0	0	0	0	0
2	фідер 1	409,257	387,8	387,8	0,207	398,736
3	фідер 2	409,261	194,6	194,6	0,112	398,739
4	фідер 3	409,262	96,6	96,6	0,078	398,741
5	фідер 4	409,251	0	329	0,469	398,725
6	фідер 5	409,255	0	425,6	0,347	398,73
7	фідер 6	409,221	0	1076,6	1,388	398,688
8	фідер 7	409,258	194,6	194,6	0,197	398,736
9	фідер 8	0	0	0	0	0
10	фідер 8	409,253	179,62	179,62	0,324	398,731
11	фідер 8	0	0	0	0	0
12	фідер 8	409,252	179,62	179,62	0,334	398,73
13	фідер 8	0	0	0	0	0
14	фідер 8	409,255	89,824	89,824	0,271	398,733
15	фідер 8	0	0	0	0	0
16	фідер 8	409,252	179,62	179,62	0,341	398,73
17	фідер 8	0	0	0	0	0
18	фідер 8	409,256	146,44	146,44	0,255	398,734
19	фідер 9	409,258	387,8	387,8	0,187	398,736

Результат розрахунку показує, що, задаючи споживачам-регуляторам технічні значення ВРП для режиму мінімальних навантажень ( $Q_{\phi 4} = 329$  кВар;  $Q_{\phi 5} = 425,6$  кВар;

$Q_{\text{ф6}} = 1076,6$  кВАр), отримуємо на шинах НН трансформаторів рівні напруги, які відповідають ДЕСТу.

### Висновки

Запропоновано метод визначення технічних значень ВРП для споживачів-регуляторів з метою регулювання ними напруги в окремих вузлах ЕК і у споживачів та знижки на плату за реактивну енергію, який дозволяє ввести в дію запропоновану в [1] знижку і посилити вплив «Методики...» на споживачів щодо впровадження ними оптимальної компенсації реактивної потужності в їх мережах, і, відповідно, підвищити рівень компенсації в мережах ЕК.

### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Методика обчислення плати за перетікання реактивної енергії між електропередавальною організацією та її споживачами. (Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики України від 17 січня 2002 р. №19).
2. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях // Промышленная энергетика. — 1991. — № 8.
3. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения. — М.: Госстандарт, 1997. — 8 с.
4. Сиуда И. П., Свешников В. И. Алгоритм расчета мощности компенсирующих устройств в сетях электроэнергетических систем // Энергетика и транспорт. Известия академии наук СССР. — 1978. — № 2.
5. Рогальський Б. С., Хаддад Басам Туркі. Алгоритм розрахунку вхідної реактивної потужності у вузлах енергосистем і споживачів електроенергії // Вісник Вінницького політехнічного інституту. — 1996. — № 1, 2. — С. 61—65.

Рекомендована кафедрою електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту.

Надійшла до редакції 02.07.07  
Рекомендована до друку 20.09.07

*Добровольська Любов Наумівна* — завідувач кафедри електропостачання Луцького державного технічного університету;

*Рогальський Броніслав Станіславович* — професор; *Нанак Олена Миколаївна* — асистент, *Вержук Віктор Володимирович* — асистент.

Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту, Вінницький національний технічний університет