

УДК 621.316.1

Лежнюк П.Д.^{*}, докт. техн. наук,

Кулик В.В.^{*}, канд. техн. наук,

Поліщук А.Л.^{**}

Сидоренко В.Ю.^{*}

^{*}Вінницький національний технічний університет, ^{**}Вінницькі міські електричні мережі, м. Вінниця, Україна

ФОРМУВАННЯ ЗАХОДІВ З КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ НА ПІДСТАВІ НЕЧІТКОГО БАГАТОКРИТЕРІАЛЬНОГО АНАЛІЗУ

Робота присвячена аналізу особливостей визначення місць встановлення та потужностей додаткових джерел реактивної потужності (ДРП) у розподільних електричних мережах за комплексним критерієм оптимальності. Представлено методику розв'язання вказаної задачі, що базується на проведенні багатокритеріального аналізу з врахуванням кількісних та якісних показників ефективності. На підставі аналізу чутливості втрат потужності показано, що технічні та організаційні обмеження щодо встановлення ДРП можуть призводити до суттєвого зниження потенційного ефекту від компенсації реактивної потужності.

Вступ

За рахунок складності електричних мереж (ЕМ), істотно нерівномірного графіка відпуску електроенергії споживачам, великої кількості перемикань, що виконуються для підтримання працездатності ЕМ та забезпечення безперервного живлення споживачів визначення втрат електроенергії у таких мережах є достатньо складною задачею [1-3]. Очевидно, що більш складною задачею є планування та реалізація заходів з підвищення ефективності функціонування ЕМ.

Досвід експлуатації ЕМ 10/0,4 кВ показує, що протягом останніх років за рахунок впровадження ряду організаційних та технічних заходів було досягнуто значне зниження балансових втрат. Для виконання даного завдання, в основному, використовувалися організаційно-технічні заходи, скеровані на впорядкування енергообліку та розрахунків за корисно відпущену електроенергію.

Розроблення технічних заходів, що скеровані, на вдосконалення процесів передачі та розподілу електроенергії вимагає більш глибокого аналізу. Тут необхідною є організація по-елементних розрахунків втрат електроенергії, які дозволяють відтворити реальну картину і об'єктивно структурувати втрати. Це, в свою чергу, дає можливість встановити дійсні причини підвищених втрат і розробити адекватні заходи щодо їх зменшення.

З аналізу електроощадних заходів у розподільних електричних мережах відомо, що одним з найбільш ефективних є встановлення додаткових джерел реактивної потужності, які зменшуючи відповідні перетоки по ЛЕП та силових трансформаторах забезпечують зменшення втрат та підвищення якості електроенергії. Однак ефективне розроблення заходів з компенсації реактивної потужності потребує розроблення нових та вдосконалення існуючих розрахункових алгоритмів, які б враховували не тільки особливості передачі електроенергії розподільними мережами, а й конструктивні та експлуатаційні їх особливості.

Впровадження додаткових ДРП вимагає значних капітальних вкладень, що можуть бути залучені лише у випадку забезпечення їх достатньої економічної ефективності. Отже, необхідно визначати послідовність встановлення на кожному фідері 10(6)/0,4 кВ ДРП, що забезпечує максимальну техніко-економічну ефективність функціонування ЕМ по завершенні окремих етапів їх реконструкції. Розв'язок даної задачі має носити системний характер, тобто потребує попереднього аналізу технічного забезпечення умовно-незалежних ЕМ 10(6)/0,4 кВ (окремих районів електромереж), формування уза-

гальненого критерію ефективності електроощадних заходів та прийняття, на його підставі, оптимального рішення у вигляді послідовності елементів електричних мереж, що підлягають реконструкції (оснащенню ДРП).

Аналіз чутливості втрат потужності в розподільних мережах до зміни потоків реактивної потужності

Розглянувши режим роботи розподільної електричної мережі (ЕМ) в довільний момент часу, за відомих потужностей навантаження $\dot{S}_i = P_i + jQ_i$ та напруг у вузлах \dot{U}_i можна визначити задаючі струми вузлів ЕМ:

$$j_i = \frac{(P_{Pi} - jQ_{Pi}) + jQ_{KVi}}{\sqrt{3}\dot{U}_i} = j_{Pi} + j_{KVi}, \quad (1)$$

де P_{Pi} , Q_{Pi} – розрахункові активна та реактивна потужності навантаження (генерації), що враховують власну потужність навантаження та зарядну потужність в суміжних лініях, Q_{KVi} – потужності встановлених компенсуючих пристроїв.

Лінійна модель нормального режиму, що отримана за рахунок представлення навантаження та генерації вузлів ЕМ у вигляді розрахованих задаючих струмів, буде цілком еквівалентна початковій нелінійній моделі для даного моменту часу.

Згідно з методом накладання через довільну ділянку ЕМ будуть протікати певним чином спрямовані часткові струми \dot{I}_i , що зумовлені навантаженням окремих ТП 10/0,4 кВ, тобто відповідними задаючими струмами $\dot{I}_i = \dot{J}_i$. Таким чином втрати потужності у j -ій ділянці можна подати

$$\Delta \dot{S}_k = 3 \cdot |\dot{I}_k|^2 \cdot \dot{Z}_k = 3 \cdot \left| \sum_{i \in N_k} \dot{I}_i \right|^2 \cdot \dot{Z}_k; \quad (2)$$

де k – номер вітки електричної мережі; N_k – множина вузлів ЕМ, що отримують живлення по даній вітці; \dot{Z}_k – повний опір k -ї вітки; або для дійсної площини:

$$\Delta \dot{S}_k = 3 \cdot \left[\left(\sum_{i \in N_k} I'_i \right)^2 + \left(\sum_{i \in N_k} I''_i \right)^2 \right] \cdot \dot{Z}_k; \quad (3)$$

де I' , I'' – дійсні та уявні складові часткових струмів.

Після виділення з уявних складових струмів, які зумовлені додатковими джерелами реактивної потужності (КУ), втрати потужності в ЕМ після встановлення КУ можна подати у вигляді двох складових:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma_KV} = \Delta \dot{S}_{\Sigma} - \delta \dot{S}_{KV}, \quad (4)$$

перша з яких є втратами потужності в ЕМ до встановлення КУ, а друга – визначає міру зменшення втрат за рахунок їх встановлення.

Виділивши складову $\delta \dot{S}_{KV}$ з (3) та виконавши ряд перетворень, можна отримати вирази, що характеризують величини зменшення втрат в ЕМ від встановлення КУ у окремих вузлах ЕМ:

$$\delta \dot{S}_k(I''_{KVi}) = 3I''_{KVi}{}^2 \left[2 \frac{\sum_{j \in N_k} I''_{pj}}{I''_{KVi}} - \sum_{\substack{j \in N_k \\ j \neq i}} \frac{I''_{KVj}}{I''_{KVi}} - 1 \right] \dot{Z}_k, \quad (5)$$

де I''_{KV} – реактивні складові струмів, зумовлені дією КУ; I''_p – реактивні складові стру-

мів навантаження.

З (5) видно, що зменшення втрат потужності в поздовжній частині лінії електропередач від встановлення i -го КУ залежить не тільки від значення його струму, але і від значень розрахункових струмів навантаження та струмів від інших КУ, що протікають даною лінією. Дана обставина обов'язково має враховуватися для ефективного вибору місць встановлення та потужностей пристроїв компенсації реактивної потужності. Величину даного впливу можна охарактеризувати коефіцієнтами чутливості:

$$\gamma_k^+(I_{KV_i}^n) = 2 \sum_{j \in N_k} \frac{I_{pj}^n}{I_{KV_i}^n}; \quad \gamma_k^-(I_{KV_i}^n) = \sum_{\substack{j \in N_k \\ j \neq i}} \frac{I_{KV_j}^n}{I_{KV_i}^n}. \quad (6)$$

Вказані коефіцієнти можуть приймати довільні значення в залежності від величини та напрямку розрахункових струмів навантаження та струмів КУ, що протікають k -ою ЛЕП і зумовлені перетоками реактивної потужності до (від) окремих ТП 10/0,4 кВ. При цьому, $\gamma_k^+ > 0$ вказують на наявність позитивного ефекту від встановлення КУ, $\gamma_k^- > 0$ – на величину його зменшення за рахунок впливу КУ у суміжних вузлах (ТП 10/0,4 кВ).

З урахуванням (6) вираз для визначення сумарного ефекту зменшення втрат потужності у ЕМ від встановлення КУ у i -му вузлі ЕМ може бути переписаний у такому вигляді:

$$\delta \dot{S}_\Sigma(I_{KV_i}) = \sum_{k \in M_j} \delta \dot{S}_k(I_{KV_i}) = \sum_{k \in M_j} \left[3I_{KV_i}^{n2} (\gamma_k^+(I_{KV_i}^n) - \gamma_k^-(I_{KV_i}^n) - 1) \dot{Z}_k \right]. \quad (7)$$

де M_j – множина віток електричної мережі.

Виходячи з коефіцієнтів чутливості (6) можна підібрати фрагмент електричної мережі та ТП 10/0,4 кВ для яких встановлення КУ буде максимально ефективним, а використовуючи (7) – підібрати потужність КУ, що забезпечить максимальний ефект зменшення втрат у заданому режимі та електроенергії за певний проміжок часу.

Багатокритеріальний аналіз ефективності розташування джерел реактивної потужності

Визначальною умовою оптимального вибору місць встановлення КУ за наведеним вище методом є можливість встановлення ДРП на довільній підстанції, а також відсутність суттєвих змін схеми ЕМ протягом певного проміжку часу. Неможливість останнього у реальних умовах експлуатації розподільних ЕМ призводить певних ускладнень у методиці вибору місць встановлення та оптимальних потужностей КУ і вимагає проведення ряду імітаційних розрахунків з можливими змінами нормальної схеми ЕМ.

Для вирішення поставленої проблеми доцільно використовувати методику багатокритеріального аналізу, яка запропонована в [4] і базується на відомому методі аналізу ієрархій Сааті [5] та теорії прийняття рішень за схемою Белмана-Заде.

Зазначена методика складається з таких основних етапів:

1. Визначення множини елементів (варіантів), які потребують багатокритеріального аналізу та множини критеріїв за якими він буде проводитися.
2. Побудова на базі експертної інформації матриць парних порівнянь за кожним частинним критерієм.
3. Розрахунок векторів частинних критеріїв у вигляді нечітких множин, які задані за допомогою функцій приналежності.
4. Ранжування варіантів на основі перетину нечітких множин – часткових критеріїв.

Відповідно до поставленої мети – підвищення ефективності передачі та розподілу електроенергії у електричних мережах 10(6) кВ за рахунок впровадження додаткових

ДРП – ієрархічну структуру критеріїв за якими пропонується проводити ранжування фрагментів мереж (фідерів) 10(6) кВ за техніко-економічною доцільністю встановлення ДРП подано в табл. 1.

Таблиця 1

Перелік критеріїв для аналізу придатності фідерів 10(6) кВ до встановлення ДРП

Найменування критерію	Позначення	Діапазон, крок
<i>Чутливість втрат</i>		
Коефіцієнт чутливості	γ_k^+	[0-100], %
Коефіцієнт зменшення чутливості	γ_k^-	[0-100], %
<i>Матеріальні (матеріальне забезпечення)</i>		
Відносна кількість ТС	$\eta_{СТ}$	[0-100], 10%
Відносна кількість ТН	$\eta_{ТН}$	[0-100], 10%
Відносна кількість пристроїв збору інформації	$\eta_{ПЗІ}$	[0-100], 10%
Відносна кількість лічильників ЕЕ	$\eta_{Л}$	[0-100], 10%
<i>Експлуатаційні</i>		
Наявність відповідного обслуговуючого персоналу	$\eta_{ОП}$	[ЛО]*
Довжина головної ділянки фідера	$L_{ГД}$	[відстань у км]
Кількість вузлів фідера	$N_{В}$	[ЛО]
Наявність персоналу, що має навички обслуговування мікропроцесорних пристроїв	$\eta_{К}$	[ЛО]
<i>Природні</i>		
Наявність природних або технічних факторів, що унеможливають встановлення ДРП	$\eta_{ТУ}$	[0-100], 10%
<i>Технічні</i>		
Відносна кількість потужних споживачів	$\eta_{ПС}$	[0, 100], 10%
Відносна кількість відповідальних споживачів	$\eta_{ВС}$	[0, 100], 10%
<i>Комерційні</i>		
Відносний показник розрахунків за відпуск ЕЕ	$\eta_{Б}$	[50, 100], 5%
Відносне значення звітних ТВЕ	$BЗТВЕ$	[0, 50], 5%
Відносна кількість споживачів, які зменшують ТВЕ	$\eta_{ЗЗ}$	[0, 100], 10%

*ЛО – лінгвістична оцінка

Побудова матриць парних порівнянь Сааті відбувається після проведення фахівцями відповідних служб оцінювання кожного з фідерів 10(6) кВ розподільних електричних мереж за кожним з поданих критеріїв (відповідно до їх компетенції). Дана матриця має наступний вигляд:

$$A^l = \begin{bmatrix} a_{11}^l & a_{12}^l & \dots & a_{1n}^l \\ a_{21}^l & a_{22}^l & \dots & a_{2n}^l \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1}^l & a_{n2}^l & \dots & a_{nm}^l \end{bmatrix}, \quad (8)$$

де елемент $a_{ij}^l = \frac{r_i}{r_j}$ – рівень переваги, який представляє собою відношення рангів фіде-

рів v_i та v_j за 9-ти бальною шкалою Сааті [5].

За алгоритмами наведеними в [4, 5] проводиться розрахунок часткових критеріїв у вигляді нечітких множин:

$$\tilde{c}_l = \left\{ \frac{\mu^l(v_1)}{v_1}, \frac{\mu^l(v_2)}{v_2}, \dots, \frac{\mu^l(v_n)}{v_n} \right\}, \quad (9)$$

де $\mu^l(v_i)$ – ступень приналежності фідерів v_i до нечіткої множини; \tilde{c}_l – критерій якості аналізу.

Перетин нечітких множин (9) дає в результаті нечітку множину, елементами якої є мінімальні функції приналежності кожної з нечітких множин \tilde{v}_i :

$$\tilde{D} = \tilde{c}_1 \cap \tilde{c}_2 \cap \dots \cap \tilde{c}_m,$$

$$\tilde{D} = \left\{ \frac{\min_{l=1,m} \mu^l(v_1)}{v_1}, \frac{\min_{l=1,m} \mu^l(v_2)}{v_2}, \dots, \frac{\min_{l=1,m} \mu^l(v_n)}{v_n} \right\} \quad (10)$$

Визначення максимальної функції приналежності (агрегування) нечіткої множини \tilde{D} (10) дає можливість отримати перший фідер 10(6) кВ у черзі встановлення додаткових джерел реактивної потужності за усіма критеріями (табл. 1)

$$D = \arg \max(\mu_D(v_1), \mu_D(v_2), \dots, \mu_D(v_n)).$$

Враховуючі, що всі критерії є нерівнозначними, для отримання адекватного розв'язку поставленої задачі ранжування фідерів 10(6) кВ доцільно використовувати метод вагових коефіцієнтів [4].

Нехай w_1, w_2, \dots, w_m – коефіцієнти відносної важливості критеріїв c_1, c_2, \dots, c_m такі, що $w_1 + w_2 + \dots + w_m = 1$. Для визначення коефіцієнтів w_j , необхідно сформувати матрицю парних порівнянь важливості критеріїв $c_j \in C$, аналогічну (8) та використати один з запропонованих методів [4, 5], наприклад, метод власних значень.

Після розрахунку коефіцієнтів важливості w_j вираз (10) набуде вигляду

$$\tilde{D} = \left\{ \frac{\min_{l=1,m} [\mu^l(v_1)]^{w_1}}{v_1}, \frac{\min_{l=1,m} [\mu^l(v_2)]^{w_2}}{v_2}, \dots, \frac{\min_{l=1,m} [\mu^l(v_n)]^{w_m}}{v_n} \right\} \quad (11)$$

Виходячи з того, що кількість критеріїв 16, тобто матриця порівнянь буде мати розмір (16×16), а складання її експертом з ряду причин є доволі трудомісткою операцією. Тому пропонується формувати її за принципом ієрархічності: спочатку проводиться порівняльний аналіз (визначення вагових коефіцієнтів) окремих груп критеріїв ω_g (6 груп), а потім критеріїв кожної групи ω_{gj} ($g = \overline{1, h}$, а $j = \overline{1, k}$, де k – кількість критеріїв в i -ій групі), тобто $n = \sum_{i=1}^h k_i$. На цій підставі вагові коефіцієнти визначаються так:

$$w_i = \omega_g \cdot \omega_{gj}.$$

В наслідок аналізу за інтегральним показником ефективності встановлення додаткових ДРП \tilde{D} , фрагменти електричних мереж 10(6) кВ ранжуються за сукупністю запропонованих критеріїв (табл. 1) з урахуванням важливості кожного з критеріїв. Отже, отримане таким чином рішення можна вважати ефективним з технічної точки зору і, разом з тим, максимально адаптованим до реалізації.

Приклад визначення місць встановлення та потужностей КУ в розподільних мережах

Для визначення місць встановлення КУ, що забезпечить максимальний ефект зменшення втрат було застосовано програмний комплекс «ВТРАТИ-10», за допомогою якого обчислено коефіцієнти чутливості втрат та місця встановлення КУ різних номінальних потужностей для фрагменту Вінницьких міських електричних мереж. При цьому враховувалося як реактивне споживання даних ТП, так і вплив КУ на втрати у фідерах 10 кВ (7). За результатами розрахунків для кожного компенсувального пристрою з заданого переліку було обрано ТП 10/0,4 кВ, встановлення на якій забезпечувало б максимальний ефект зменшення втрат потужності та електроенергії (табл. 2). Ефект зменшення втрат, був оцінений шляхом проведення імітаційних розрахунків (табл. 3).

Таблиця 2

Схема розташування КУ для забезпечення максимального ефекту

за зменшенням втрат електроенергії в ЕМ (схема I)				за комплексним критерієм ефективності(схема II)			
Підстанція	Фідер	ТП 10/0,4 кВ	Q _{куНН} , квар	Підстанція	Фідер	ТП 10/0,4 кВ	Q _{куНН} , квар
ТП "Нова"	Ф-113	ТП-496	200	ТП "Нова"	Ф-113	ТП-496	200
ТП "Нова"	Ф-111	ТП-292	70	ТП "Нова"	Ф-111	1ТП-292	70
ТП "Нова"	Ф-106	ТП-297	70	ТП "Північна"	Ф-204	ТП-429	70
ТП "Західна"	Ф-167	ТП-260	60	ТП "Західна"	Ф-167	1ТП-260	60
ТП "Промислова"	Ф-265	ТП-234	60	ТП "Нова"	Ф-111	1ТП-74	60
...
ТП "Нова"	Ф-113	ТП-205	40	ТП "Західна"	Ф-167	ТП-369	40
ТП "Нова"	Ф-113	ТП-587	40	ТП "Нова"	Ф-106	1ТП-113	40
...
ТП "Нова"	Ф-106	ТП-12	30	ТП "Західна"	Ф-167	1ТП-630	30
ТП "Нова"	Ф-106	ТП-225	30	ТП "Західна"	Ф-167	1ТП-650	30
...

Як видно з результатів розрахунку (табл. 3, схема I), подібне розташування КУ дозволить забезпечити зменшення втрат у межах 110 тис. кВт·год на місяць, або біля 10% від сумарних втрат електроенергії в ЕМ 10 кВ.

Таблиця 3

Результати аналізу ефективності розстановки КУ за критерієм зменшення втрат електроенергії в ЕМ

Живильні підстанції ЕМ	Зменшення втрат потужності протягом розрахункового періоду				Зменшення енергетичного ефекту від додаткових джерел реактивної потужності	
	Розташування ДРП за схемою I		Розташування ДРП за схемою II			
	кВт год	%	кВт год	%	кВт год	%
Всі підстанції	-110342	-10,7	-96705,0	-9,3	13637,0	12,4
ТП "Західна"	-13502	-7,1	-15858,8	-8,4	-2356,8	-17,5
ТП "Промислова"	-9042,36	-4,7	-8477,9	-4,4	564,5	6,2
ТП "Нова"	-75400,8	-30,4	-65944,7	-26,6	9456,1	12,5
ТП "Центральна"	-2721,36	-2,5	0,0	0,0	2721,4	-
ТП "Південна"	-4717,92	-2,9	-763,4	-0,5	3954,5	83,8
ТП "Північна"	-4946,34	-6,8	-5634,8	-7,7	-688,5	-13,9
ТП "Технологічна"	0,0	0,0	0,0	0,0		-

Примітка. Розташування додаткових джерел реактивної потужності виконувалося за критерієм мінімуму втрат потужності (схема I) та максимуму комплексного показника ефективності \tilde{D} (схема II)

Однак на практиці виявилось, що встановлення конденсаторних установок за розробленою схемою (табл. 2, схема 1) не може бути практично реалізована через відсутність технічних умов для розміщення ДРП на окремих трансформаторних підстанціях (ТП) 10/0.4 кВ. Останнє зумовлене конструктивними особливостями комплектних ТП, а також їх балансовою приналежністю.

Для вирішення проблеми, задіявши експертів зі служби кабельних ЛЕП, служби підстанцій та диспетчерської служби Вінницьких міських мереж було виконано дослідження щодо формування комплексного критерію ефективності розташування ДРП. На його підставі сформовано новий перелік місць встановлення КУ (схема II) (табл. 2).

Результати аналізу енергетичної ефективності такої схеми розташування ДРП подано у табл. 3. Їх порівняння з аналогічними (схема I) дозволяє стверджувати, що обмеження місць встановлення КУ суттєво зменшують ефект компенсації реактивної потужності по Вінницьких міських мережах на більш ніж 12%. Однак, врахування технічних та економічних обмежень на стадії формування електроощадного заходу дозволила зменшити накладні витрати, пов'язані з монтажем, налагодженням, випробуваннями, введенням в експлуатацію (біля 14.2%), а також експлуатаційні видатки (біля 3.5%) за рахунок, в основному, скорочення переліку трансформаторних підстанцій, що підлягали оснащенню ДРП.

Висновки

- Використання методу аналізу чутливості втрат електроенергії в ЕМ до встановлення КУ різних номінальних потужностей, а також імітаційних розрахунків з метою врахування можливих змін нормальної схеми ЕМ дозволяє формувати близькі до оптимальних варіанти розташування КУ на ТП 10/0,4 кВ з огляду на зменшення технічних втрат електроенергії та режиму напруг в ЕМ 0,4 кВ.
- Відсутність технічних умов для розміщення КУ на окремих трансформаторних підстанціях 10/0.4 кВ може призводити до істотного зниження ефективності компенсації реактивної потужності. Отже, враховуючи світові тенденції у даному напрямку зменшення втрат електроенергії, доцільним є оснащення комплектних ТП встановленою потужністю 100 кВА та більше додатковими шафами для встановлення додаткових ДРП.
- На підставі методу аналізу ієрархій Саати та теорії прийняття рішень Белмана-Заде запропоновано метод багатокритеріального аналізу та формування оптимальної послідовності впровадження засобів компенсації реактивної потужності.

Список літературних джерел

1. Пейзель В.М., Степанов А.С. Расчеты технических потерь энергии в распределительных электрических сетях с использованием информации АСКУЭ и АСДУ // Электричество. – 2002. – №3. – С.10–15.
2. Сподин О.И. Анализ возможных решений усовершенствования учета электроэнергии и обслуживания бытовых потребителей, снижения операционных затрат. Предложения оптимального решения // Электрические сети и системы. – 2006. – №3. – С.65–73.
3. Праховник А.В., Коцар О.В., Прокопеч В.І. Сучасні принципи побудови АСКОЕ суб'єктів ОРЕ та АСКОЕ споживачів в умовах енергоринку України // Енергетика та електрифікація. – 2006. – №4. – С. 2-7.
4. Ротштейн А. П. Интеллектуальные технологии: нечеткие множества, генетические алгоритмы, нейронные системы. – Винница: Універсум – Винница, 1999. – 320 с.
5. Саати Т., Кернс К. Аналитическое планирование. Организация систем.– М: Радио

и СВЯЗЬ.— 1991.— 224 с.