

З. М. Бахор¹
А. Б. Козовий¹
Г. М. Лисяк¹
А. Я. Яцейко¹

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 20 КВ

¹Національний університет «Львівська політехніка»

Проаналізовано особливості техніко-економічних передумов модернізації існуючих розподільних електричних мереж 6 і 10 кВ шляхом їх переведення на напругу 20 кВ. На прикладі електромереж Городоцького району Львівської області показано, що така реконструкція забезпечує високі техніко-економічні показники їх функціонування навіть для прогнозованого суттєвого зростання навантаження. Однак, слід враховувати, що період повернення капіталовкладень складатиме більше 15 років.

Ключові слова: електромережа, втрати активної потужності, усталений режим, прогноз навантаження.

Вступ

На сьогодні міські та сільські електромережі напругою 6 та 10 кВ практично як морально, так і технічно вичерпали свій ресурс. Тому постає питання щодо обґрунтованого прийняття рішення щодо перспектив модернізації та пошуку шляхів ефективного розвитку таких електричних мереж. При цьому слід враховувати перспективи зміни структури їх електроспоживання в контексті зростання навантаження. Одним із шляхів вирішення цих завдань є переведення розподільних електромереж на вищий клас напруги, наприклад мережі напругою 6 кВ на напругу 10 кВ, мереж 6 кВ та 10 кВ на напругу 20 кВ. Застосування класу напруги саме 20 кВ ґрунтується на світовому досвіді розвитку та експлуатації таких електромереж, а також на тому, що сучасне електроустаткування напругою 20 кВ виготовляють в габаритних розмірах 10 кВ, що значно спрощує процес модернізації існуючих електромереж 6 та 10 кВ.

Метою роботи є аналіз особливостей техніко-економічних передумов модернізації наявних розподільних електромереж 6 і 10 кВ шляхом їх переведення на напругу 20 кВ та з оптимізацією режимів за критеріями мінімізації втрат активної потужності в мережі та відхилень напруги на шинах трансформаторних підстанцій, враховуючи прогноз зростання навантаження.

Результати дослідження

Для аналізу техніко-економічних аспектів розвитку розподільних електромереж (ЕМ) використано мережі 6 та 10 кВ Городоцького району Львівської області, значна частина електроустаткування яких технічно та морально зношена. Особливостями цих ЕМ є велика протяжність повітряних ліній електропередач (ЛЕП) 6 та 10 кВ, динамічне зростання навантаження, яке призводить до перевантаження окремих ділянок ліній та значного зниження рівня напруги на шинах багатьох трансформаторних підстанцій (ТП).

Досліджувана електрична мережа — це 33 фідери 10(6) кВ та 448 ТП 10(6)/0,4 кВ з сумарною встановленою потужністю трансформаторів 90,495 МВА. Сумарна довжина ЛЕП становить 510,72 км, а довжини 12-ти з них лежать в межах від 20 до 47,9 км. Історично сформована в районі структура ЕМ з напругами 6 і 10 кВ не дозволяє під час експлуатації змінювати конфігурацію з метою покращення параметрів режиму.

Під час досліджень розглянуто такі шляхи розвитку електричної мережі Городоцького району — це переведення всієї електромережі на напругу 10 кВ та на напругу 20 кВ. При цьому виконано: аналіз режимів вказаних мереж; аналіз режимів структурно оптимізованих мереж; аналіз режимів структурно оптимізованих мереж з очікуваним перспективним навантаженням з глибиною прогнозування 15 років.

Моделювання усталених режимів досліджуваної розподільної електричної мережі та їх оптимізація виконано у програмному комплексі АРЕМ «Аналіз режимів електричних мереж» [1], у якому реалізований метод балансу потужності

$$f(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = \left\| \begin{array}{l} \Delta \mathbf{P}(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\mathbf{U}}, \mathbf{V}, \mathbf{k}, \boldsymbol{\alpha}) \\ \Delta \mathbf{Q}(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\mathbf{U}}, \mathbf{V}, \mathbf{k}, \boldsymbol{\alpha}) \end{array} \right\| = \left\| \begin{array}{l} \mathbf{P}_P(\mathbf{P}_{\rightarrow}(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\mathbf{U}}, \mathbf{V}, \mathbf{k}, \boldsymbol{\alpha}) \vee \mathbf{P}_{\leftarrow}(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\mathbf{U}}, \mathbf{V}, \mathbf{k}, \boldsymbol{\alpha}) + \mathbf{P}_{\uparrow}(\tilde{\mathbf{U}})) \\ \mathbf{P}_Q(\mathbf{Q}_{\rightarrow}(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\mathbf{U}}, \mathbf{V}, \mathbf{k}, \boldsymbol{\alpha}) \vee \mathbf{Q}_{\leftarrow}(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\mathbf{U}}, \mathbf{V}, \mathbf{k}, \boldsymbol{\alpha}) + \mathbf{Q}_{\uparrow}(\tilde{\mathbf{U}})) \end{array} \right\| = \left\| \mathbf{0} \right\|, \quad (1)$$

де $\Delta \mathbf{P}(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\mathbf{U}}, \mathbf{V}, \mathbf{k}, \boldsymbol{\alpha})$, $\Delta \mathbf{Q}(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\mathbf{U}}, \mathbf{V}, \mathbf{k}, \boldsymbol{\alpha})$ — вектори балансів активної та реактивної потужностей у вузлах схеми заміщення електричної мережі; $\mathbf{P}_{\rightarrow}(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\mathbf{U}}, \mathbf{V}, \mathbf{k}, \boldsymbol{\alpha})$, $\mathbf{P}_{\leftarrow}(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\mathbf{U}}, \mathbf{V}, \mathbf{k}, \boldsymbol{\alpha})$, $\mathbf{Q}_{\rightarrow}(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\mathbf{U}}, \mathbf{V}, \mathbf{k}, \boldsymbol{\alpha})$, $\mathbf{Q}_{\leftarrow}(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\mathbf{U}}, \mathbf{V}, \mathbf{k}, \boldsymbol{\alpha})$ — вектори активних та реактивних потужностей по кінцях віток схем заміщення елементів електричної мережі; $\mathbf{P}_{\uparrow}(\tilde{\mathbf{U}})$, $\mathbf{Q}_{\uparrow}(\tilde{\mathbf{U}})$ — вектори активної та реактивної потужностей навантажень у вузлах схеми електричної мережі.

Під час розв'язання задачі оптимізації технологічних втрат активної потужності в досліджуваних ЕМ накладалися функціональні обмеження на значення модулів напруг у вузлах електричної мережі (шини ТП) та на струми у вітках схеми (струми в лініях та трансформаторах електричної мережі)

$$\mathbf{U}_{\min} \leq \mathbf{U} \leq \mathbf{U}_{\max}; \quad I \leq I_{\max}. \quad (2)$$

Навантаження ТП 10(6)/0,4 кВ визначені за даними режимного заміру, виконаного у грудні 2016 р., з урахуванням виданих технічних умов на приєднання до електричних мереж нових електроспоживачів. При цьому навантаження абонентських ТП обчислені з урахуванням їх встановленої потужності та відповідних коефіцієнтів завантаження, значення яких визначались з умови балансування усталеного режиму, виходячи з відомої завантаженості головних ділянок конкретних фідерів відповідно до даних режимного замірювання. За балансувальні вузли приймалися шини нижчих напруг 10(6) кВ підстанцій 110/35 кВ ЕМ.

Аналіз режиму максимальних навантажень працюючої ЕМ напругою 6 та 10 кВ показує, що функціонування ЕМ 6 кВ та фідерів 10 кВ (146-11, 146-13), які мають значну довжину, є нежкісним і значно ускладнює експлуатацію електромережі та призводить до понаднормативного зростання втрат активної потужності. Спостерігаються перевантаження окремих ділянок ліній та значне зниження рівня напруг на шинах ТП, втрати напруги до окремих віддалених ТП досягають 35 % (табл. 1), технологічні втрати активної потужності в ЕМ 6 кВ становлять 14,802 % від потужності, що надходить в електромережу, причому в структурі втрат активної потужності 84,4 % становлять втрати в ЛЕП (рис. 1).

Таблиця 1

Режимні параметри окремих фідерів електричних мереж 6 та 10 кВ

Назва фідера	Сумарна довжина ЛЕП, км	Завантаженість головної ділянки, А/%	Напруга на найвіддаленішій ТП, кВ	Втрати напруги, кВ/%	Сумарні втрати, кВт	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт
108-01	14,96	269,5/141,8	5,31	0,89/14,3	307	259	48
108-02	34,99	241,1/112,1	5,25	0,95/15,3	296	252	44
146-11	41,12	124,16/59,1	9,02	1,98/18	341	299	42
146-13	47,9	136,25/64,9	7,98	2,92/26,8	544	498	46
161-08	29,1	305,25/160,7	4,0	2,2/35,5	868	806	62
161-10	19,23	158,7/83,5	5,12	1,08/17,4	251	225	26
165-05	35,23	146,85/77,3	4,99	1,51/23,2	263	232	31
165-06	20,77	169,92/64,1	5,57	0,93/14,3	192	157	35
165-07	23,56	105,07/60,0	5,75	0,77/11,8	126	100	26
165-19	29,44	111,78/58,8	5,18	1,32/20,3	186	161	25

Розрахунок максимального режиму електромережі за умови переведення існуючих фідерів із напруги 6 на напругу 10 кВ (рис.2) показує, що сумарні втрати активної потужності в аналізованій ЕМ становлять 2,1475 МВт, що на 1,652 МВт (56,52 %) менше порівняно із режимом 6—10 кВ. Однак, хоча перевантаження за значеннями струмів фідерів відсутнє, незадовільні показники якості електричної енергії за напругою спостерігаються на фідері 146-13, де відхилення напруги від-

носно номінальної становить 20% із завантаженістю головної ділянки 64,9%. Це пояснюється тим, що цей фідер характеризується значною протяжністю (47,9 км). Подібна ситуація характерна й для фідерів 146-11, 127-34.

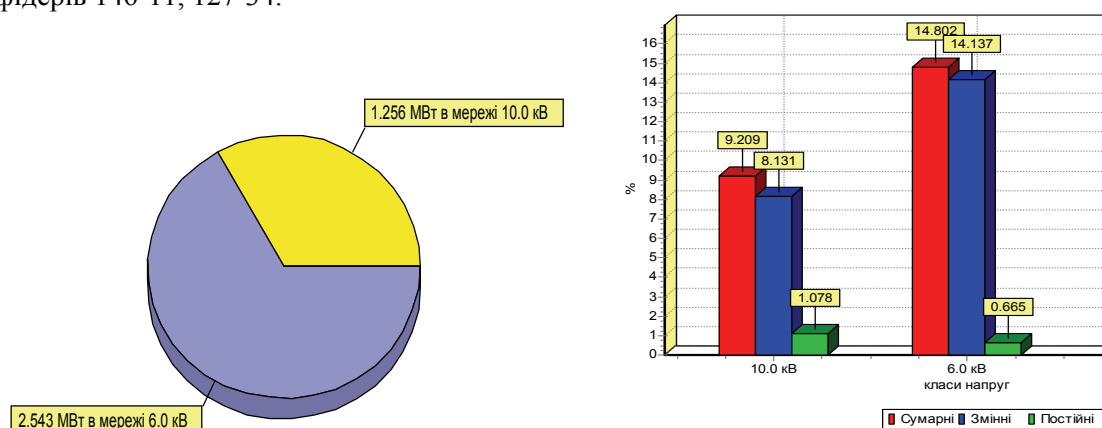


Рис. 1. Структура втрат активної потужності в ЕМ 10(6) кВ

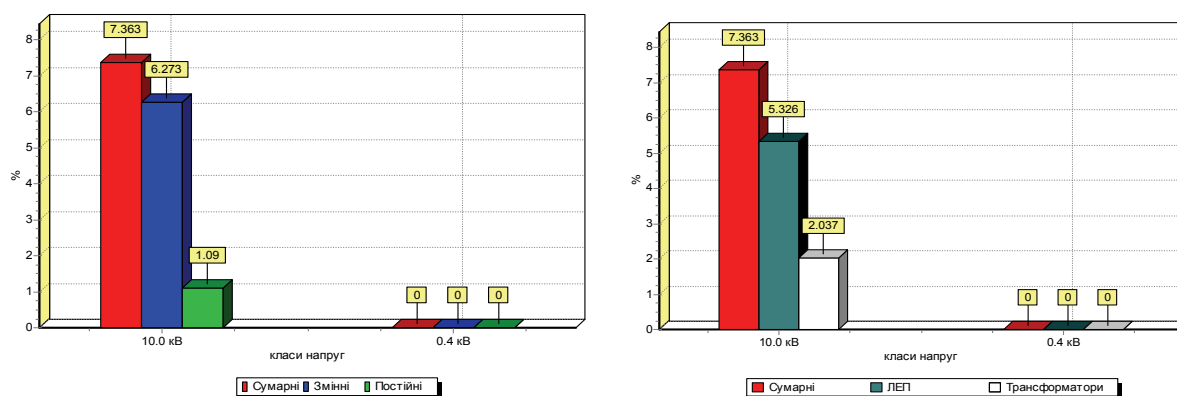


Рис. 2. Структура втрат активної потужності в ЕМ 10 кВ

Реконструкція ЕМ 6 кВ Городоцького РЕМ шляхом її переведення на напругу 10 кВ не дозволяє вирішити всіх проблем існуючої мережі стосовно рівнів напруг та підвищених втрат активної потужності внаслідок значних довжин ЛЕП напругою 10 кВ. Окрім того, переведення всієї мережі на напругу 10 кВ дозволяє розглянути можливості схемно-технічної оптимізації ЕМ шляхом переведення частини споживачів з одних фідерів на інші, зміни місць встановлення розривів тощо. Під час оптимізації режиму ЕМ 10 кВ запропоновано будівництво нових розвантажувальних центрів живлення з метою зниження довжин ЛЕП 10 кВ: ПС 110/10 кВ «Мшана», ПС 35/10 кВ «Бар» та 110/10 кВ «Підзвіринець», а також змінено конфігурацію мережі 10 кВ зі створенням нових зв'язків та визначенням місць розривів. Це дозволило зменшити сумарні втрати активної потужності в аналізованій ЕМ до 1,125 МВт (4% від надходження потужності в мережу), що на 1,022 МВт (47,6%) менше порівняно із стартовим режимом 10 кВ та на 2,6743 МВт (70,4%) менше порівняно з вихідним режимом 6—10 кВ. Перевантаження за значеннями струмів фідерів відсутнє а відхилення напруги відносно номінальної на найвіддаленіших від центру живлення ТП не перевищує 5%, лише на фідері 161-10 сягає 5,53%.

Розрахунок режиму за умови переведення всієї ЕМ на напругу 20 кВ показує значне покращення як за втратами активної потужності (0,7797 МВт), що на 1,3678 МВт (63,7%) менше порівняно із стартовим режимом 10 кВ), так і за рівнями напруги на шинах споживачів. Однак, на фідерах 146-11 та 146-13 втрати напруги становлять 5,1% та 6,4%, відповідно. На шинах ТП решти фідерів втрати напруги не перевищують 3%. Після оптимізації структури ЕМ з добудовою лише одного розвантажувального центра живлення 110/20 кВ «Мшана», сумарні втрати активної потужності в аналізованій ЕМ становлять 0,5844 МВт (2,12% від надходження потужності в мережу), що на 0,1953 МВт (25%) менше порівняно із стартовим режимом 20 кВ та на 0,5406 МВт (48,05%) менше порівняно із оптимізованим режимом 10 кВ.

Втрати електроенергії в ЕМ на напрузі 6—10, 10 та 20 кВ наведено в табл. 2.

Втрати електроенергії для режиму максимального навантаження 2016 р.

Місце локалізації втрат	6–10 кВ	10 кВ	20 кВ	10 кВ (оптиміз.)	20 кВ (оптиміз.)
Втрати в ЛЕП, млн кВт·год.	8,625	4,175	1,003	1,430	0,479
Змінні втрати в трансформаторах, млн кВт·год.	0,886	0,855	0,604	0,696	0,594
Умовно-постійні втрати в трансформаторах, млн кВт·год.	2,289	2,785	1,594	2,929	1,620
Сумарні втрати, млн кВт·год.	11,800	7,815	3,201	5,055	2,694

Таким чином бачимо, що переведення всієї ЕМ на напругу 10 кВ дозволить отримати економію втрат електроенергії 3,985 млн кВт·год. або 33,7%, а за умови її оптимізації та побудови трьох розвантажувальних вузлів — 6,745 млн кВт·год. або 57,15%. Переведення всієї ЕМ на напругу 20 кВ дозволить отримати економію втрат електроенергії 8,599 млн кВт·год. або 72,87%, а за умови її оптимізації та побудови лише одного розвантажувального вузла 110/20 кВ «Мшана» — 9,106 млн кВт·год. або 77,17%.

Прогноз зростання навантаження розподільної ЕМ з перспективою на період 15 років виконано з використанням багатофакторної моделі електроспоживання, що враховує тенденції електроспоживання в регіоні, темпи зростання промисловості, доходів населення та запровадження заходів з енергоефективності [2].

Розрахунки режимів ЕМ за перспективного зростання навантаження показують, що наявна конфігурація схеми напругою 6 та 10 кВ перспективного зростання навантаження не допускає, а режим фізично існувати не може. Оцінку ж режимів мереж на напрузі 10 та 20 кВ виконуємо для вже оптимізованих конфігурацій схем.

Аналіз результатів розрахунків прогнозованого режиму максимальних навантажень на напрузі 10 кВ показує технологічну прийнятність існування такого режиму, значного перевантаження ЛЕП немає (за винятком трьох ділянок фідера 108-01, які вимагають застосування проводу більшого перерізу), втрати напруги до найвіддаленіших ТП не перевищуватимуть 8,8%, технологічні втрати активної потужності становитимуть 5,36%. В мережі ж 20 кВ втрати напруги до найвіддаленіших ТП не перевищують 3%, сумарні технологічні втрати активної потужності становлять 2,78% від надходження потужності в мережу, а економія втрат електроенергії складе 48,0%, або 4109022,2 кВт·год.

Техніко-економічне порівняння стратегій розвитку досліджуваних ЕМ на номінальній напрузі 10 або 20 кВ виконано відповідно до вимог [3], [4]. Критерієм порівняльної економічної ефективності реконструкції розподільної мережі є мінімум сумарних дисконтованих витрат. За умови залучення інвестицій протягом одного року сумарні дисконтовані витрати визначають за формулою

$$Z_{\text{дс}} = \frac{V}{E} + K - L, \quad (3)$$

де V — витрати на експлуатацію та обслуговування ЕМ та витрати на покриття втрат електричної енергії; K — капіталовкладення в реконструкцію ЕМ; L — ліквідна вартість устаткування, що демонтують; $E = 0,1$ — норма дисконту.

Розрахунок сумарних зведених дисконтованих витрат на реконструкцію ЕМ з переведенням живлення на 10 та 20 кВ наведено в табл. 3.

Таблиця 3

Розрахунок сумарних зведених дисконтованих витрат

Показник	Варіант 1 (10 кВ)	Варіант 2 (20 кВ)
Капіталовкладення, тис. грн	923 337,75	870 882,04
Витрати на експлуатацію, тис. грн/рік	29703,3	28676,42
Витрати на покриття втрат e/e , тис. грн/рік	15392,88	8005,67
Сумарні щорічні витрати, тис. грн/рік	45096,18	36682,09
Сумарні дисконтовані витрати, тис. грн	1374299,55	1237702,94

З аналізу даних табл. 3 випливає, що кращими техніко-економічними показниками характеризується варіант реконструкції розподільної ЕМ з переведенням живлення на номінальну напругу 20 кВ.

Різниця у сумарних дисконтованих витратах порівнюваних варіантів становить 136596,6 тис. грн, що складає 9,94 % сумарних дисконтованих витрат менш економічного варіанту, тобто пріоритет треба віддавати варіанту розвитку ЕМ номінальною напругою 20 кВ.

Період повернення капіталу дорівнює року розрахункового періоду, після якого кумулятивна сума чистих грошових потоків переходить з від'ємної зони в додатну і визначається за виразом

$$P_{dc} = \sum_{t=1}^{T_n} P_{чt} / (1 + E)^t = 0,$$

де $P_{чt}$ — чистий прибуток в t -й рік розрахункового періоду.

Результати розрахунку періоду повернення капіталовкладень в ЕМ 20 кВ з урахуванням зростання споживання електроенергії на перспективу 15 років та наведена на рис. 3 динаміка зміни кумулятивної суми чистих грошових потоків показують, що період повернення капіталовкладень для досліджуваної ЕМ у разі переведення живлення на номінальну напругу 20 кВ складає більше 15 років.

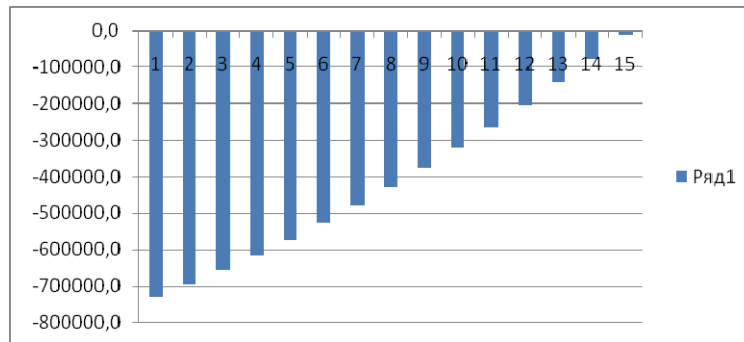


Рис. 3. Динаміка зміни кумулятивної суми чистих грошових потоків ЕМ 20 кВ

Висновки

Виконані розрахунки та аналіз показують, що досліджувана електрична мережа 6 кВ вичерпала свій ресурс та не має перспектив розвитку. Аналіз техніко-економічних показників щодо перспектив розвитку мереж 10 та 20 кВ показує, що у ЕМ 20 кВ, навіть для прогнозованого зростання навантаження, забезпечуються високі техніко-економічні показники: втрати напруги в ЛЕП не перевищують 3%; технологічні втрати активної потужності в ЕМ до 3%, також мережа має значний резерв за пропускну здатністю. Однак, слід враховувати, що період повернення капіталовкладень для досліджуваної електричної мережі, з переведенням живлення на номінальну напругу 20 кВ, складає більше 15 років.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] О. В. Данилюк, Ю. В. Опотяк, С. В. Дьяченко, та А. Б. Козовий, Комп'ютерна програма «АРЕМ — аналіз режимів електричних мереж» («АРЕМ»), Авторське право № 13579 Україна. Дата реєстрації 4.07.2005.
- [2] В. В. Кулик, В. О. Комар, та О. Б. Бурикін, «Техніко-економічне обґрунтування реконструкції електричних мереж з переведенням напруги 10 кВ на напругу 20 кВ на прикладі Південного РЕМ ПАТ «Одесаобленерго», *Електрические сети и системы*, № 4–5, с. 81-86, 2016.
- [3] ГКД 340.000.001-95 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення», Київ, Україна: Ін-т «Укренергомережпроект». 01.03.1995.
- [4] ГКД 340.000.002-97 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні системи». Київ, Україна: Ін-т «Укренергомережпроект». 20.01.1997.

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ

Стаття надійшла до редакції 12.01.2018

Бахор Зіновій Михайлович — канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри електроенергетики та систем управління;

Козовий Андрій Богданович — канд. техн. наук, доцент кафедри електроенергетики та систем управління;

Лисяк Георгій Миколайович — канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри електроенергетики та систем управління;

Яцейко Андрій Ярославович — канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри електроенергетики та систем управління, e-mail: yats80@ukr.net .

Національний університет «Львівська політехніка», Львів

Z. M. Bakhor¹
 A. B. Kozovyi¹
 H. M. Lysiak¹
 A. Y. Yatseyko¹

Technical and Economic Aspects of Implementing 20 Kv Electrical Networks

¹Lviv Polytechnic National University

This article analyses peculiarities of technical and economic preconditions for modernization of existing 6 and 10 kV distribution electric networks by turning them into 20 kV networks. The analysis is based on 6 and 10 kV networks of one of Lviv districts, Ukraine. The features of these networks is a considerable length of 6 and 10 kV overhead lines and dynamic load growth leading to an overload of individual line sections and significant reduction of the voltage level on the buses of many consumers.

Investigation of the initial mode of maximum loads shows that technological losses of active power in 6 kV electric network are 14,8%, and in 10 kV electric network — 9,21 %, with the current overload of individual line sections and a significant decrease in the voltage levels on the substation buses. Switching the 6 kV electric network to the voltage of 10 kV can reduce the technological losses of active power of the entire 10 kV network to 7,36 %, but this does not solve the overloading of transmission lines and unsatisfactory voltage levels. Switching all investigated power network to voltage of 20 kV allows to reduce active power loss to 2,8 %, and if power network is optimized — up to 2,12 %, and voltage losses on all optimized sections of 20 kV electric network will not exceed 3 %.

Investigation of the power network modes with the condition that during next 15 years the load will be increasing, shows that the mode with 6 kV voltages cannot exist physically; switching the entire power network from 10 kV voltage to 20 kV will allow to maintain voltage losses on the buses of the most remote consumers at 3 %, and savings on electricity losses will be 48,0 %, or 4,1 million kWh.

Calculation of economic indicators shows that the return on investment for switching the studied electric networks to a nominal voltage of 20 kV is more than 15 years.

Keywords: electric network, active power loss, power flow, forecast load.

Bakhor Zinovii M. — Cand. Sc. (Eng.), Assistant Professor, Assistant Professor of the Chair of Electric Power Systems and Control Systems;

Kozovyi Andrii B. — Cand. Sc. (Eng.), Assistant Professor of the Chair of Electric Power Systems and Control Systems;

Lysiak Heorhii M. — Cand. Sc. (Eng.), Assistant Professor of the Chair of Electric Power Systems and Control Systems;

Yatseyko Andrii Y. — Cand. Sc. (Eng.), Assistant Professor, Assistant Professor of the Chair of Electric Power Systems and Control Systems, e-mail: yats80@ukr.net

З. М. Бахор¹
 А. Б. Козовый¹
 Г. М. Лысяк¹
 А. Я. Яцейко¹

Технико-экономические аспекты внедрения электрических сетей напряжением 20 кВ

¹Национальный университет «Львовская политехника»

Проанализированы особенности технико-экономических предпосылок модернизации распределительных электрических сетей 6 и 10 кВ путем их перевода на напряжение 20 кВ. На примере электросетей Городецкого района Львовской области показано, что такая реконструкция обеспечивает высокие технико-экономические показатели их функционирования даже для прогнозируемого существенного роста нагрузки. Однако следует учитывать, что период возврата капиталовложений составит более 15 лет.

Ключевые слова: электросеть, потери активной мощности, установившийся режим, прогноз нагрузки.

Бахор Зиновий Михайлович — канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры электроэнергетики и систем управления;

Козовый Андрей Богданович — канд. техн. наук, доцент кафедры электроэнергетики и систем управления;

Лысяк Георгий Николаевич — канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры электроэнергетики и систем управления;

Яцейко Андрей Ярославович — канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры электроэнергетики и систем управления, e-mail: yats80@ukr.net