

УДК 004.2

OPTIMAL POWER FLOW IN DISTRICT 110 KV ELECTRICAL NETWORKS
ОПТИМАЛЬНИЙ ПОТІК ПОТУЖНОСТІ В РАЙОННИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 110 КВ

Kyryk V.V./Кирик В.В.

d.t.s., prof. / д.т.н., проф.

ORCID: 0000-0003-0419-8934

Rospochuk M.M./Роспочук М.М.

Student/студент

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, проспект Перемоги, 37, 03056

Анотація. Запропоновано алгоритм пошуку оптимального потоку потужності в електричній мережі. Виконано розрахунок та аналізу замкненої електричної мережі 110 кВ. Представлено модифікований алгоритм на основі нейронних мережах, для пошуку оптимального потоку потужності з метою зменшення втрат активної потужності в електричній мережі при введенні розподіленої генерації. Алгоритм протестовано на дев'ятивузловій районній електричній мережі 110 кВ з визначенням оптимального потоку потужності в нормальному режимі роботи і при введенні розподіленої генерації активної потужності в один з вузлів електричної мережі.

Ключові слова: оптимальний потік потужності, районна електрична мережа, оптимізація, розподілена генерація, втрати, активна потужність

Вступ.

При вирішенні проблеми введення розподіленої генерації (РГ) в електричну мережу, як правило, аналізується оптимальний потік потужності (ОПП). За допомогою ОПП розраховуються втрати активної потужності в мережі. Знаходження значень змінних які впливають на ОПП, при яких втрати активної потужності будуть мінімальними є основною задачею оптимізації електричних мереж [1]. Для цього складається цільова функція ОПП [2], яку необхідно оптимізувати, тобто знайти точку глобального мінімуму функції, що відповідає мінімальним втратам активної енергії. Також вводиться ряд обмежень для кожної змінної, задається область, в якій кожна змінна може коливатись та складаються рівності обмеження, виконання яких є критерієм точності отриманого результату. Дана оптимізація є досить складною комбінованою задачею, оскільки до складу цільової функції (ЦФ) можуть входити декілька десятків змінних які необхідно знайти і забезпечити виконання всіх обмежень [3].

На теперішній час є багато методів та алгоритмів призначених на оптимізацію ОПП, всі методи можна поділити на класичні – Conventional methods та інтелегентні – Intelligent methods методи оптимізації. До класичних методів належать.

До класичних методів можна віднести градієнтні методи [4], Ньютон методи [5], методи лінійного програмування [6], методи квадратичного програмування [7] та методи внутрішньої точки [8]. Класичні методи володіють своїми перевагами – розрахунки проводяться з високою точністю, відсутність

необхідності попередньої підготовки даних, висока швидкість процесу оптимізації, можливе використання для оптимізації в режимі on-line. Основними недоліками цих методів є – складнощі оптимізації функцій з дискретними змінними, базуються на припущенні безперервності та диференційованості функцій, мають високу чутливість до точок локального оптимуму, досягнення точки глобального оптимуму не гарантоване.

До інтелектуальних методів належать градієнтні алгоритми [9], метод рою [10], метод колонії мурах [11], методи засновані на штучних нейронних мережах [12]. Перевагами інтелектуальних методів є здатність до навчання, мають високу швидкість в порівнянні з класичними методами, підходять для нелінійних задач оптимізації, є нечутливими до точок локального оптимуму. Одночасно з цим інтелектуальні методи страждають від необхідності проведення досить складного процесу навчання методу, вимагають обробки великих об'ємів даних.

В даній роботі для знаходження ОПП і визначення оптимального місця встановлення РГ застосовано оптимізаційний модифікований алгоритм пошуку оптимального значення, який заснований на нейронній мережі. Для отриманих результатів виконано порівняння з результатами, розрахованими з допомогою метода вузлових потенціалів та проведений аналіз точності даного алгоритму.

1. Постановка проблеми знаходження ОПП

ОПП має на меті оптимізувати певну задачу, дотримуючись рівнянь потоку потужності мережі та обмежень роботи системи та обладнання [1-3]. Оптимальна умова досягається, регулюючи доступні елементи управління, щоб мінімізувати цільову функцію відповідно до визначених вимог експлуатації та безпеки, які задаються обмеженнями рівності обмеженнями області пошуку.

1.1. Цільова функція.

Методи оптимізації можуть застосовуватися для рішення оптимального потоку потужності, де найбільш поширена цільова функція мінімізації втрат активної потужності (1) представлена наступним чином:

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^{N_L} G_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i^2 V_j^2 \cos(\delta_i - \delta_j)) \quad (1)$$

де, G_{ij} – активна провідність лінії;

V_i та V_j – напруга початку та кінця лінії електропередачі;

δ_i, δ_j – кут напруги початку та кінця лінії електропередачі;

N_L – кількість ліній електропередачі в мережі.

Перед методом оптимізації цільової функції ставиться задача знайти значення невідомих при яких значення цільової функції буде мінімальним.

1.2. Обмеження ЦФ. Баланс активної та реактивної потужності.

Електрична мережа передачі електроенергії має кілька обмежень, які можна класифікувати наступним чином:

1) Обмеження рівності.

Обмеження рівності представляють собою збалансовані рівняння потоку

активного та реактивного [13] навантаження виходячи з Першого закону Кірхгофа і записуються таким чином:

$$P_{Gi} - P_{Di} = |V_i| \sum_{j=1}^{N_B} |V_j| \left(G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \right),$$

$$i, j = 1, 2, \dots, N_{bus}$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} = |V_i| \sum_{j=1}^{N_B} |V_j| \left(G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) \right),$$

$$i, j = 1, 2, \dots, N_{bus}$$
(2)

де, P_{Gi}, Q_{Gi} – активна та реактивна потужність генерації в вузлі i ;

P_{Di}, Q_{Di} – активна та реактивна потужність яка споживається в вузлі i ;

G_{ij}, B_{ij} – активна та реактивна провідність лінії між вузлом i та b ;

δ_i, δ_j – кут напруги початку та кінця лінії яка з'єднує вузли i та b ;

V_i та V_j – напруга початку та кінця лінії.

2) Обмеження нерівності.

Обмеження нерівності можна представити наступним чином:

- Активна потужність генерування

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, N_G$$
(3)

- Реактивна потужність генерування

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, N_G$$
(4)

- Напруга вузла генерування

$$V_{Gi}^{\min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, N_G$$
(5)

- Напруга вузла навантаження

$$V_{Di}^{\min} \leq V_{Di} \leq V_{Di}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, N_D$$
(6)

2. Пропонований модифікований алгоритм оптимізації ОПП

Запропонований в даній роботі модифікований алгоритм пошуку оптимального потоку потужності являє собою досить об'ємний інструмент, до якого входять декілька етапів розрахунку, знаходження оптимальної точки та аналізу отриманих результатів.

Оптимізаційний алгоритм базується на використанні нейронних мереж типу – Hopfield Networks. Нейронні мережі з таким типом архітектури найчастіше використовуються для вирішення оптимізаційних задач, простота нейронної мережі дозволяє з легкістю виконувати її модифікацію, вносити зміни та пристосовувати для досягнення конкретних цілей. Детальніше про принципи роботи нейронних мереж на основі Hopfield Networks Architecture в [14-16].

Для вирішення проблеми ОПП нейронна мережа була видозмінена під специфіку знаходження глобальної точки оптимуму при наявності великої кількості обмежень для електроенергетичних задач. Основною відмінністю нейронної мережі, яка використовується в запропонованому алгоритмі, від інших

нейронних мереж є те, що дана нейронна мережа на вході отримує значення невідомих змінних, а на виході (цільові значення) також значення невідомих змінних, для яких ЦФ та обмеження рівності приймає оптимальне значення. Нейронна мережа виконує перерахунок вагових коефіцієнтів, відповідно до цільових значень, але не для досягнення цих значень відразу, як зазвичай робиться в нейронних мережах [14]. В представленому алгоритму нейронна мережа на кожній ітерації перераховує значення вхідних змінних так щоб вони рухалися в сторону цільових значень, але не досягали їх. Після визначення нових значень невідомих для них знаходиться значення ЦФ, в напрямку яких потрібно рухатись. Такий підхід забезпечує ефективний пошук всіх невідомих змінних, оскільки покращує результат з кожною ітерацією.

В загальному випадку роботу даного алгоритму можна розділити на три послідовні і логічно виражені етапи:

I Етап. Основна задача першого етапу – це введення вхідних даних і визначення мети розрахунку, початковий розрахунок ОПП, яким задається напрям пошуку всіх невідомих змінних. Перший етап починається з збору вихідних даних необхідних для виконання алгоритму (матриця власних і взаємних алгебраїчних провідностей пунктів, матриця еквівалентних розрахункових провідностей пунктів, активне та реактивне навантаження в кожному вузлі електричної мережі). Постановка задачі, який тип дослідження необхідно провести, вибрати перелік шуканих невідомих для розрахунку нормального режиму роботи електричної мережі, визначення кількості невідомих які необхідні для виконання пошуку ОПП. Вибираються межі області пошуку для кожного типу змінних. Після визначення області пошуку, розраховуються масштабуючі коефіцієнти для кожного типу змінних. Задається кількість ітерацій та нейронів для представленої модифікованого алгоритму. Запуск алгоритму на даному етапі, отримання та аналіз результатів.

II Етап. Другий етап починається з аналізу результатів отриманих після закінчення першого етапу. Основна мета другого етапу – це зменшення області пошуку для конкретно кожної окремої змінної. Виходячи з отриманих результатів розрахунку першого етапу, визначаються нова область пошуку для змінної, перераховуються коефіцієнти масштабування і визначається вже нова, звужена масштабована область пошуку. Ці дані передаються до третього етапу для кінцевого розрахунку алгоритму.

III Етап. Основна мета третього етапу – це закінчення розрахункової частини алгоритму, досягнення бажаної точності. Третій етап є ітераційним етапом, з кожною ітерацією значення невідомих цільової функції наближаються до глобального оптимального значення. Після кожної ітерації відбувається визначення нової області пошуку для кожної змінної, перерахунок масштабуючих коефіцієнтів та безпосередньо саме масштабування області пошуку. З кожною ітерацією, область пошуку звужується і розрахунок досягає заданої точності.

3. Об'єкт дослідження

Об'єктом дослідження є районна електрична мережа 110 кВ, до складу якої

входить 9 вузлів, вузол балансуєного пункту (БП), 13 ліній електропередавання, які утворюють чотиріконтурну мережу.

Конфігурація досліджуваної електричної мережі, її параметри та результати нормального потоку розподілу, який було знайдено з допомогою метода вузлових потенціалів (ВП) наведено на (рис.1).

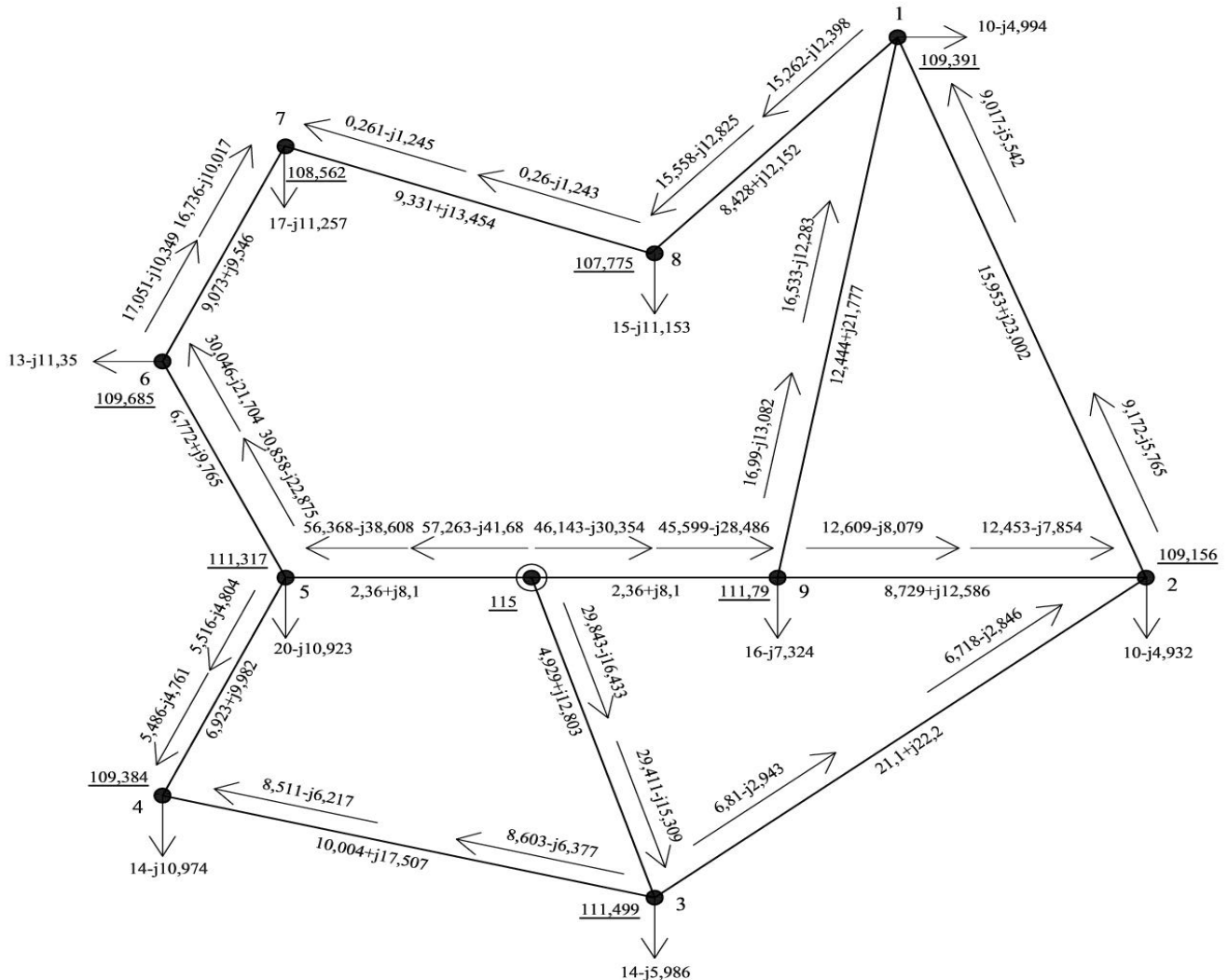


Рис. 1. Потік потужності та режим напруги електричної мережі

Авторська розробка

За результатами розрахунку значення активних втрат становить 4,25 МВт та 3,8385 МВАр – реактивних. Сумарне навантаження електричної мережі становить активної 133,25 МВт та 87,161 МВАр – реактивної потужності.

За допомогою метода ВП було знайдено значення глобального мінімуму ЦФ при введенні РГ, в кожен вузол по черзі, та глобальний мінімум ЦФ для всієї електричної мережі загалом. Знаходження точок мінімуму виконувалось поступовим дискретним збільшенням потужності РГ для кожного вузла по черзі.

Точкою глобального мінімуму для електромережі загалом є введення РГ в вузол №7 в розмірі 44 МВт, що дозволяє досягти мінімальних втрат активної потужності в районній електричній мережі в розмірі 2,3301 МВт. Результати знаходження точок глобального мінімуму ЦФ наведені в (табл.1)

Таблиця 1

Введення РГ електричну мережу												
№	РГ, МВт	Модуль напруги в вузлі, кВ									Втрати акт., МВт	Втрати реакт., МВАр
		Комплексний кут напруги в вузлі, rad										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9		
-	0	107.528	110.057	111.922	110.158	110.935	107.045	104.679	104.862	111.946	4.2500	3.8385
		-0.0407	-0.0306	-0.0234	-0.0304	-0.0287	-0.0410	-0.0471	-0.0479	-0.0235	0.0000%	
1	44	110.827	111.451	112.153	110.404	111.183	107.954	106.453	107.459	112.724	2.9038	7.4068
		0.0088	-0.0081	-0.0158	-0.0231	-0.0215	-0.0248	-0.0215	-0.0092	-0.0073	31.6758%	
2	36	108.644	112.204	112.241	110.357	111.039	107.373	105.298	105.752	112.558	3.5612	6.0419
		-0.0221	0.0002	-0.0142	-0.0246	-0.0248	-0.0340	-0.0369	-0.0331	-0.0102	16.2074%	
3	33	107.682	110.337	113.012	110.689	111.071	107.189	104.833	105.018	111.998	3.9284	5.2190
		-0.0350	-0.0222	-0.0034	-0.0202	-0.0241	-0.0362	-0.0421	-0.0425	-0.0200	7.5664%	
4	33	107.699	110.237	112.468	111.869	111.390	107.454	105.006	105.111	111.990	3.7329	5.7820
		-0.0353	-0.0253	-0.0132	-0.0023	-0.0168	-0.0303	-0.0379	-0.0407	-0.0209	12.1674%	
5	64	107.848	110.227	112.188	111.026	112.236	108.174	105.525	105.439	111.999	3.5110	6.7318
		-0.0305	-0.0239	-0.0146	-0.0074	0.0025	-0.0139	-0.0247	-0.0319	-0.0197	17.3877%	
6	47	108.499	110.498	112.153	110.770	111.813	110.310	107.197	106.586	112.170	2.8666	7.7475
		-0.0235	-0.0216	-0.0165	-0.0153	-0.0088	0.0081	-0.0064	-0.0194	-0.0176	32.5497%	
7	44	109.348	110.856	112.166	110.639	111.581	109.446	109.388	108.085	112.393	2.3301	8.4409
		-0.0152	-0.0182	-0.0166	-0.0181	-0.0132	-0.0029	0.0136	-0.0054	-0.0149	45.1743%	
8	43	110.114	111.168	112.163	110.520	111.376	108.655	107.815	109.490	112.569	2.4033	8.2757
		-0.0032	-0.0132	-0.0163	-0.0210	-0.0178	-0.0150	-0.0057	0.0147	-0.0111	43.4517%	
9	52	108.387	110.907	112.002	110.220	110.976	107.264	105.144	105.540	113.049	3.7461	5.7130
		-0.0214	-0.0115	-0.0178	-0.0264	-0.0256	-0.0345	-0.0370	-0.0328	0.0027	11.8566%	

Авторська розробка

4. Результати отримані з модифікованим алгоритмом пошуку ОПП.

При застосуванні запропонованого модифікованого алгоритму оптимізації ОПП було знайдено точки глобального мінімуму для кожного з вузлів, тобто знайдене значення РГ, при введенні якого в конкретний вузол електричної мережі спостерігалися найменші втрати активної потужності – найменше значення ООП яка представлена ЦФ (1). В кінцевому результаті, вибрано варіант той введення РГ, при якому буде знайдено точка глобального мінімуму ЦФ (табл.2).

При порівнянні результатів (табл.1) з (табл.2), можна без використання обчислювальної техніки оцінити точність отриманих результатів. Пропонований алгоритм в загальному виді дав той самий результат, як і результати методу ВП – точкою глобального мінімуму ЦФ для ОПП є вузол №7 з значенням ЦФ в розмірі 2,328 МВт. Для цього необхідно ввести РГ в даний вузол в розмірі 41,69 МВт. Різниця в значенні ЦФ становить всього 0,003 МВт, тобто 3 кВт що рівноцінно загальній потужності стандартного електрочайника та кавомашини. Для районної електричної мережі 110 кВ в якій споживання активної потужності становить 133,25 МВт отримана точність є відмінною. Максимальна похибка яку дав запропонований алгоритм спостерігається при визначенні оптимального розміру РГ для вузла №3 і становить 0,070 МВт, що також є набагато меншим ніж загальна потужність електричної системи і вважається відмінною точністю.

Порівняння отриманих результатів можна чітко побачити на (рис.2) (АО – запропонований алгоритм, ВП – метод вузлових потенціалів)

Таблиця 2

Порівняльний аналіз результатів запропонованого алгоритму											Втрати акт. пот., МВт
№ вузла	РГ, МВт	Модуль напруги в вузлі, кВ									
		Комплексний кут напруги в вузлі, rad									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Без РГ	0.00	107.672	110.126	111.946	110.198	110.985	107.158	104.860	105.103	111.998	4.213
		-0.0419	-0.0312	-0.0237	-0.0307	-0.0289	-0.0419	-0.0487	-0.0498	-0.0238	
1	41.07	110.653	111.368	112.136	110.387	111.166	107.902	106.359	107.320	112.679	2.918
		0.0067	-0.0090	-0.0162	-0.0234	-0.0218	-0.0253	-0.0223	-0.0106	-0.0080	
2	37.49	108.772	112.387	112.274	110.389	111.067	107.445	105.414	105.890	112.618	3.548
		-0.0208	0.0025	-0.0135	-0.0242	-0.0246	-0.0336	-0.0364	-0.0322	-0.0092	
3	32.78	107.821	110.403	113.040	110.744	111.143	107.362	105.102	105.242	112.047	3.859
		-0.0360	-0.0227	-0.0037	-0.0204	-0.0244	-0.0371	-0.0440	-0.0442	-0.0202	
4	34.36	107.700	110.241	112.489	111.935	111.406	107.463	105.006	105.110	111.992	3.771
		-0.0352	-0.0252	-0.0128	-0.0013	-0.0164	-0.0301	-0.0378	-0.0406	-0.0209	
5	59.03	107.877	110.252	112.195	111.027	112.231	108.185	105.555	105.479	112.014	3.519
		-0.0309	-0.0242	-0.0148	-0.0078	0.0021	-0.0144	-0.0253	-0.0325	-0.0198	
6	44.39	108.437	110.468	112.131	110.717	111.740	110.090	107.042	106.479	112.153	2.901
		-0.0239	-0.0219	-0.0168	-0.0158	-0.0094	0.0068	-0.0073	-0.0201	-0.0178	
7	41.69	109.254	110.819	112.161	110.626	111.559	109.330	109.140	107.905	112.376	2.328
		-0.0174	-0.0193	-0.0171	-0.0190	-0.0143	-0.0058	0.0090	-0.0093	-0.0156	
8	41.55	109.974	111.103	112.141	110.486	111.333	108.535	107.608	109.249	112.530	2.446
		-0.0042	-0.0137	-0.0165	-0.0212	-0.0181	-0.0156	-0.0064	0.0132	-0.0114	
9	54.88	108.513	110.990	112.023	110.252	111.012	107.362	105.311	105.708	113.133	3.693
		-0.0202	-0.0104	-0.0175	-0.0261	-0.0253	-0.0342	-0.0366	-0.0318	0.0042	

Авторська розробка

Висновки

На основі аналізу режиму роботи електричної мережі синтезовано алгоритм знаходження оптимального потоку потужності, який базується на роботі нейронних мереж архітектури Hopfield Networks, за розробленою цільовою функцією при обмеженнях балансу активної та реактивної потужності в вузлах.

Ключовою особливістю запропонованого алгоритму є його динамічне коригування області пошуку змінних на кожній ітерації. Завдяки цьому відбувається зменшення кількості розрахунків та ітерацій для досягнення мети.

Результати роботи модифікованого алгоритму були співставлені з результатами точного методу розрахунку режимів електричних систем на основі вузлових потенціалів.

Розроблений алгоритм використано для знаходження точок глобального мінімум оптимального потоку потужності в 9-ти вузловій районній електричній мережі 110 кВ. Отримані результати мають високу точність і співпадають з результатами, які були отримані з допомогою метода вузлових потенціалів.

До переваг, які має запропонований алгоритм можна віднести високу точність оптимізації, відсутність потреби експертних знань для навчання і налаштування алгоритму, алгоритм не чутливий до точок локального оптимуму

і гарантує досягнення точки глобального оптимуму, завдяки властивості динамічного методу.



Рис. 2. Порівняння результатів

Авторська розробка

Література:

1. J. Carpentier, "Optimal power flows," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 1, no. 1, pp. 3–15, 1979.
2. H.W. Dommel and W. F. Tinney, "Optimal Power Flow Solutions," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 87, no. 10, pp. 1866–1876, 1968.
3. J.A. Momoh, R. J. Koessler, M. S. Bond et al., "Challenges to optimal power flow," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 1, pp. 444–447, 1997.
4. J. Peschon, D.W. Bree, and L.P. Hajdu, Optimal Power-Flow Solutions for Power System Planning, Proceedings of the IEEE, 6 (1972), pp. 64–70.
5. D.I. Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes, and W. F. Tinney, "Optimal power flow by Newton approach," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 103, no. 10, pp. 2864–2880, 1984.
6. B. Stott and E. Hobson, Power System Security Control Calculation Using Linear Programming Parts I and II, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-97 (1978), pp. 1713–1731.
7. J.A. Momoh, R. Adapa, M. El-Hawary, A review of selected optimal power

flow literature to 1993. I. Nonlinear and quadratic programming approaches, IEEE Trans. Power Syst. 14 (1999) 96–104.

8. K. Ponnambalam, V. Quintana, A. Vannelli, in: A fast algorithm for power system optimization problems using an interior point method, Power Industry Computer Application Conference, 1991. Conference Proceedings, 1991, pp. 393–400.

A. G. Bakirtzis, P. N. Biskas, C. E. Zoumas, and V. Petridis, “Optimal power flow by enhanced genetic algorithm,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, no. 2, pp. 229–236, 2002.

9. Goldberg, D.: Genetic algorithms in search, optimization and machine learning. Addison-Wesley, Reading, MA (1989)

10. Qiu, J., Chen, R.B., Wang, W., Wong, W.K.: Using animal instincts to design efficient biomedical studies via particle swarm optimization. Swarm Evol. Comput. 18, 1-10 (2014)

11. Azmi, A., & Harold, W. L. (2013). A new optimization algorithm for combinatorial problems. International Journal of Advanced Research in Artificial Intelligence (IJARAI), 2, 5–10.

12. O. Alsac and B. Stott, Optimal load flow with steady-state security, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-93 (1974), pp. 745–751.

13. DA SILVA, IVAN NUNES. HERNANE SPATTI, DANILO. ANDRADE FLAUZINO, ROGERIO. (2018). Artificial Neural Networks: a practical course. Place of publication not identified: SPRINGER.

14. Hopfield, J. J. (n.d.). Hopfield network. Retrieved from http://www.scholarpedia.org/article/Hopfield_network

15. Hopfield Network - Javatpoint. (n.d.). Retrieved from <https://www.javatpoint.com/artificial-neural-network-hopfield-network>

16. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем: Навч. посібник / В.М. Сулейманов. – К.: НМК ВО, 1992. – 216с.

17. ГОСТ 721-77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В.

***Abstract.** An algorithm for finding the optimal power flow in the electrical network is proposed. The calculation and analysis of a closed 110 kV electrical network was performed. A modified algorithm based on neural networks is presented to find the optimal power flow in order to reduce the loss of active power in the electrical network with the introduction of distributed generation. The algorithm was tested on a nine-node 110 kV district power grid to determine the optimal power flow in normal operation and when introducing distributed active power generation in one of the nodes of the power grid.*

***Key words:** optimal power flow, electrical power system 110 kV, optimization, distributed generation, losses, active power.*

Науковий керівник: д.т.н., проф. Кирик В.В.

Стаття відправлена: 17.05.20

© Роспопчук Михайло