

ТЕХНОЛОГІЇ TECHNIQUE

УДК 621.316.1

О.С. ЯРМОЛЮК

ОСОБЛИВОСТІ МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ З УРАХУВАННЯМ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ ВИХІДНОЇ ІНФОРМАЦІЇ ПРИ НАЯВНОСТІ ТЕЛЕВИМІРЮВАНЬ У ДЕЯКИХ ВУЗЛАХ НАВАНТАЖЕНЬ

Ефективне функціонування розподільчих мереж неможливо без якісного та надійного інформаційного забезпечення. В Україні у майбутній час із багатьох причин важко розраховувати, що розподільчі мережі будуть оснащені засобами вимірювання та передачі даних в об'ємі достатньому для моделювання й управління режимами у реальному часі. У найближчій перспективі дана вимога не тільки не зникне але і суттєво посилиться. У зв'язку з цим актуальною задачею залишається облік фактору невизначеності інформації. У даній статті запропоновано евристичний алгоритм, котрий, використовує дані телевимірів сумарного навантаження на певній ділянці електричної мережі та в окремих її вузлах з метою оперативного моделювання нечітких оцінок струмозподілу. Для реалізації поставленої задачі використовуються елементи математичного апарату теорії нечітких множин.

Ключові слова: актуалізація електричних навантажень, функція належності, нечіткі оцінки навантаження, невизначеність інформації

У даний час більшість економічно розвинених країн світу підшли кардинально до вирішення проблем, що накопичилися в енергетиці, приступивши до формування принципово нової концепції розвитку електроенергетики. В якості відповідної структури електроенергетичного сектору, адекватної поставленим задачам, служать інтерактивні електричні мережі (Smart Grid) [7]. Однією з ключових умов успішної реалізації технології Smart Grid є формування адекватного інформаційного середовища, включаючи впровадження сучасних систем вимірювань, передачі, зберігання, обробки та відображення даних, каналів дистанційного керування, що дозволить отримувати, обробляти інформацію, ухвалювати рішення, передавати та реалізовувати управління практично у реальному часі [6]. При цьому додатково треба враховувати, що у процесі інтелектуалізації електричних мереж, більшість управляючих дій повинні прийматися та реалізовуватися автоматично на основі аналізу наявної інформації без участі представників оперативно-диспетчерської служби енергетичних компаній [3].

Використовуючи описані у [4, 5] алгоритми можна отримати нечіткі оцінки навантажень для будь-якого періоду доби, з урахуванням фактичного рівня невизначеності реально доступних даних. Зазначені оцінки будуть представлені відповідними функціями належності $L - R$ типу [2].

Важливим етапом моделювання режимів у сучасних умовах є використання даних телевимірювань з метою актуалізації навантажень вузлів розподільчої мережі та, у загальному випадку, і потужності інтегрованих в них джерел розосередженої генерації. Як вже зазначалося у [4], безпосереднє застосування традиційного алгоритму для вирішення даної задачі (наприклад, з використанням нечіткої арифметики) накладає певні обмеження на нечіткі числа, що приймають участь у розрахунках, та призводить до збільшення невизначеності вихідних результатів. Більш того, при реалізації процедур актуалізації навантажень було б бажано враховувати не тільки величину навантажень (що притаманно усім традиційним алгоритмам), але і рівень її невизначеності. Іншими словами, більшою мірою повинні коригуватися не тільки великі за величиною навантаження, але й ті навантаження, котрі мають більш високий рівень невизначеності.

Запропонований евристичний алгоритм актуалізації навантажень складається з двох етапів. При цьому функції належності сформованих вихідних нечітких оцінок навантажень спочатку використовуються тільки для визначення їх детермінованого аналога (рис. 1) та кількісних характеристик, які вибивають рівень їх невизначеності. Це дає підставу для актуалізації вихідних нечітких оцінок по аналогії з традиційним підходом. Але сформовані у результаті виконання даного етапу оцінки будуть мати невиправдано низький рівень невизначеності. Тому, на другому етапі відбувається їх додаткове розмиття. Логічно припустити, що чим більша кількість вузлів, для яких одночасно здійснюється корекція навантажень по їх вимірюваному сумарному фактичному навантаженню, тим вище повинен бути рівень невизначеності кінцевих оцінок. Очевидно, що у лінії з n рівномірно

розподіленими навантаженнями, варіація сумарного навантаження буде у \sqrt{n} разів менше, ніж варіація окремих навантажень. У розглянутому алгоритмі, по суті, виникає зворотна задача: оцінити ступінь невизначеності окремих навантажень, знаючи характер невизначеності сумарного навантаження. Відповідно, можна припустити, що рівень невизначеності навантажень окремих вузлів мережі збільшиться (у порівнянні з невизначеністю вимірної сумарного навантаження) у \sqrt{n} разів.

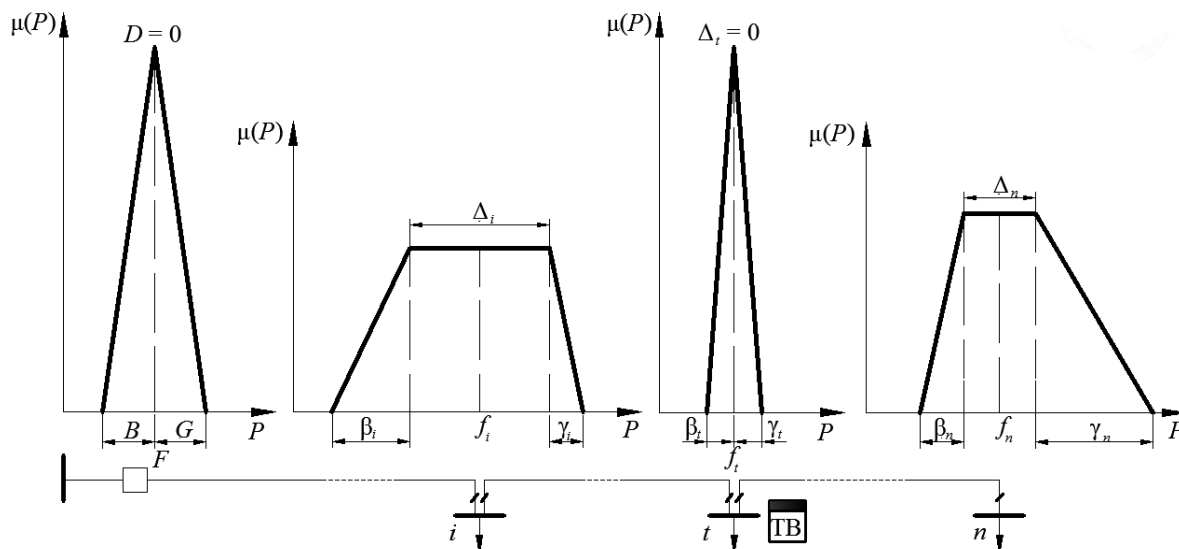


Рис. 1. Початкові нечіткі оцінки електричних навантажень за наявності приладів телевимірювань в окремих вузлах лінії

Але при реалізації зазначеного алгоритму необхідно прийняти до уваги наступне. Все більш широке застосування автоматизованих систем обліку електроспоживання (АСОЕ) дозволяє отримувати актуальну (тобто у реальному часі) інформацію про електроспоживання, а, у загальному випадку, також і актуальні дані щодо навантаження та рівня напруги в окремих вузлах мережі. Даний факт має враховуватися при реалізації процедури корекції навантажень. Очевидно, що у цьому випадку навантаження вузлів, які оснащені АСОЕ, не повинні будь-яким чином корегуватись, тобто мають бути виключені з розгляду. Відповідний алгоритм актуалізації навантажень буде виглядати наступним чином.

По аналогії з інтерпретацією результатів замірів навантаження на головній ділянці лінії [4], оцінка фактичного, одержаного за допомогою засобів телевимірювання навантаження у певному вузлі може бути представлена трикутною функцією належності. За зазначених умов алгоритм актуалізації навантажень може бути представлений наступною послідовністю операцій.

1) На підставі початкових функцій належності обчислюються коефіцієнти корекції для кожної оцінки i -го вузла навантаження, які повинні враховувати ступінь невизначеності та величину навантаження і опиратися на основні характеристики нечітких чисел: їх детермінований аналог, середину інтервалу толерантності f , його ширину Δ , лівий і правий коефіцієнти невизначеності β і γ (рис. 1).

Коефіцієнт корекції K за своїм змістом відповідає детермінованому аналогу оцінки навантаження, у даному випадку центру тяжіння початкової нечіткої оцінки навантаження вузлів мережі. Зазначений коефіцієнт по суті характеризує величину навантаження.

Говорячи про підхід до урахування рівня невизначеності навантаження, необхідно врахувати два моменти. По-перше, в загальному випадку, ширина інтервалу характеризує рівень невизначеності. Однак, інтуїтивно зрозуміло, що, наприклад, для інтервальних оцінок 6 – 10 кВт і 66 – 70 кВт при однаковій ширині інтервалу толерантності Δ (4 кВт) перша характеристика має більший ступінь невизначеності у порівнянні з другою. Тому більш об'єктивною оцінкою ступеня невизначеності будь якої інтервальної величини є зважена (нормована) оцінка ширини інтервалу. При цьому, у загальному випадку, ширина інтервалу може нормуватися як відносно його середнього значення, так і відносно будь-якого з його граничних значень. По-друге, при оцінці невизначеності необхідно визначитися, йдеться про оцінку невизначеності навантажень, як ступеня неузгодженості вихідних даних, що використовуються, або оцінюється невизначеність сформованої нечіткої характеристики навантаження (функції належності).

У першому випадку при розрахунку коефіцієнта корекції доцільно враховувати максимальне значення функції належності початкової оцінки навантаження, котре відображає кількість даних, які використовуються для її формування, та ширину інтервалу толерантності – інтервальну оцінку, яка

характеризує найбільш очікуване значення навантаження вузла. При цьому чим більше буде обсяг даних, які використовувались при побудові початкової оцінки, тим менше значення матиме коефіцієнт корекції.

Крім цього, слід також прийняти до уваги, що чим вужчим є інтервал толерантності, тим, швидше за все, більшою є неузгодженість результатів первинних вимірювань навантаження, які використовувались при побудові відповідної нечіткої оцінки (рис. 2) і, відповідно, тим більше значення повинен приймати коефіцієнт корекції.

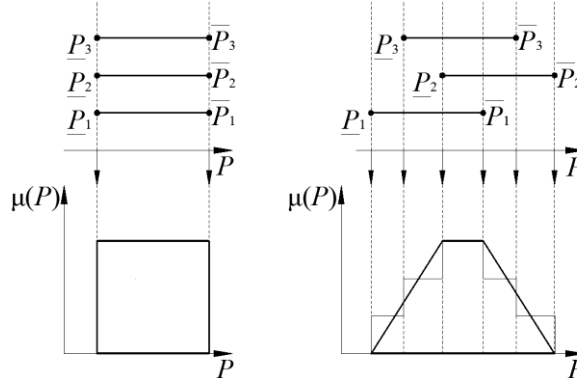


Рис. 2. Неузгодженість результатів первинних вимірювань навантаження

Разом із тим, більший практичний інтерес представляє кількісний аналіз рівня невизначеності саме функції належності, як нечіткої оцінки навантаження. Для цієї мети можуть служити три коефіцієнти, які відповідно характеризують інтервал толерантності (K_K), правий і лівий коефіцієнтами нечіткості функції приналежності ($K_{Лi}$ і $K_{Пi}$).

Таким чином, враховуючи наведені вище міркування, зазначені коефіцієнти для вузлів, де не встановлено прилади телевимірювань, можна розрахувати наступним чином:

$$K_i = z_i, \quad K_{Ki} = (1 - \mu_i) \frac{\Delta_i}{z_i}, \quad K_{Li} = \frac{\beta_i}{f_i - \frac{\Delta_i}{2}}, \quad K_{Pi} = \frac{\gamma_i}{f_i + \frac{\Delta_i}{2}}, \quad (1)$$

де z_i – детермінований аналог початкової нечіткої оцінки навантаження [4].

2) Здійснюється нормування визначених коефіцієнтів для кожної оцінки навантаження вузлів, де не встановлено прилади телевимірювань:

$$K'_i = \frac{K_i}{\sum_{i=1}^n K_i}, \quad K'_{Ki} = \frac{K_{Ki}}{\sum_{i=1}^n K_{Ki}}, \quad K'_{Li} = \frac{K_{Li}}{\sum_{i=1}^n K_{Li}}, \quad K'_{Pi} = \frac{K_{Pi}}{\sum_{i=1}^n K_{Pi}}, \quad (2)$$

де n – загальна кількість вузлів навантажень, не охоплених системою телевимірювань.

3) З метою дотримання принципу узагальнення Заде [1] усі зазначені функції належності вихідних оцінок як навантаження, так і потужності джерел РГ, необхідно трансформувати згідно з умовою $A_\alpha = x | \mu_A(x) \leq \alpha$. При цьому відповідні характеристики оцінки навантаження головної ділянки лінії будуть описані параметрами $F_\alpha, D_\alpha, B_\alpha, G_\alpha$ та $\mu_\alpha(x) = \min_i \mu_i(x)$ (рис. 3).

Таким чином, на даному етапі визначаємо характеристики нечітких оцінок навантажень головної ділянки, ($F_\alpha, D_\alpha, B_\alpha, G_\alpha$) та вузлів лінії, в яких встановлено засоби телевимірювання ($f_{t\alpha}, \Delta_{t\alpha}, \beta_{t\alpha}, \gamma_{t\alpha}$).

4) Визначаємо відповідні характеристики актуалізованих нечітких оцінок навантажень вузлів, які не мають приладів телевимірювань.

При цьому нечітка оцінка навантаження заміряного на головній ділянці мережі повинна бути скорегована наступним чином (рис. 4):

$$f'_{i\alpha} = \left(F_\alpha - \sum_{t=1}^m f_{t\alpha} \right) K'_i, \quad \Delta'_{i\alpha} = \left(D_\alpha - \sum_{t=1}^m \Delta_{t\alpha} \right) K'_{Ki},$$

$$\beta'_{i\alpha} = \left(B_{\alpha} - \sum_{t=1}^m \beta_{t\alpha} \right) K'_{\text{Л}i}, \quad \gamma'_{i\alpha} = \left(G_{\alpha} - \sum_{t=1}^m \gamma_{t\alpha} \right) K'_{\text{П}i}, \quad (3)$$

де m – загальна кількість вузлів навантаження, у яких встановлено прилади телевимірювання;
 $f_{i\alpha}, \Delta_{i\alpha}, \beta_{i\alpha}, \gamma_{i\alpha}$ – відповідні характеристики нечітких оцінок навантаження вузлів, у яких встановлено прилади телевимірювання.

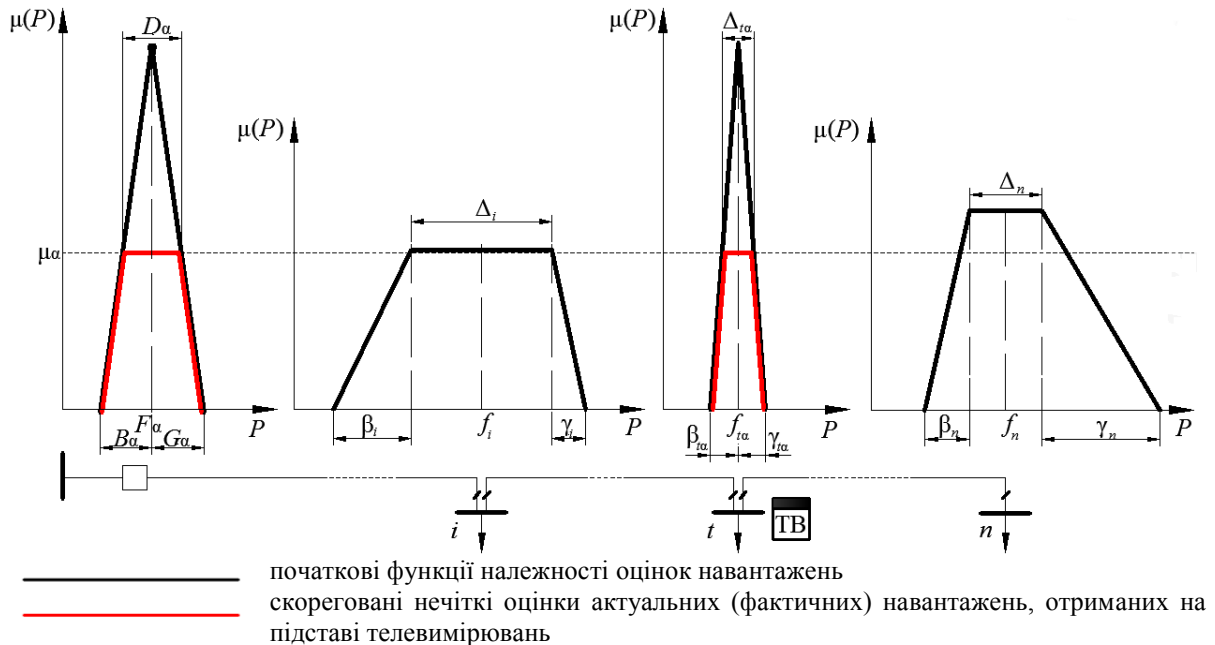


Рис. 3. Процедура корекції нечітких оцінок навантажень на підставі даних телевимірювань

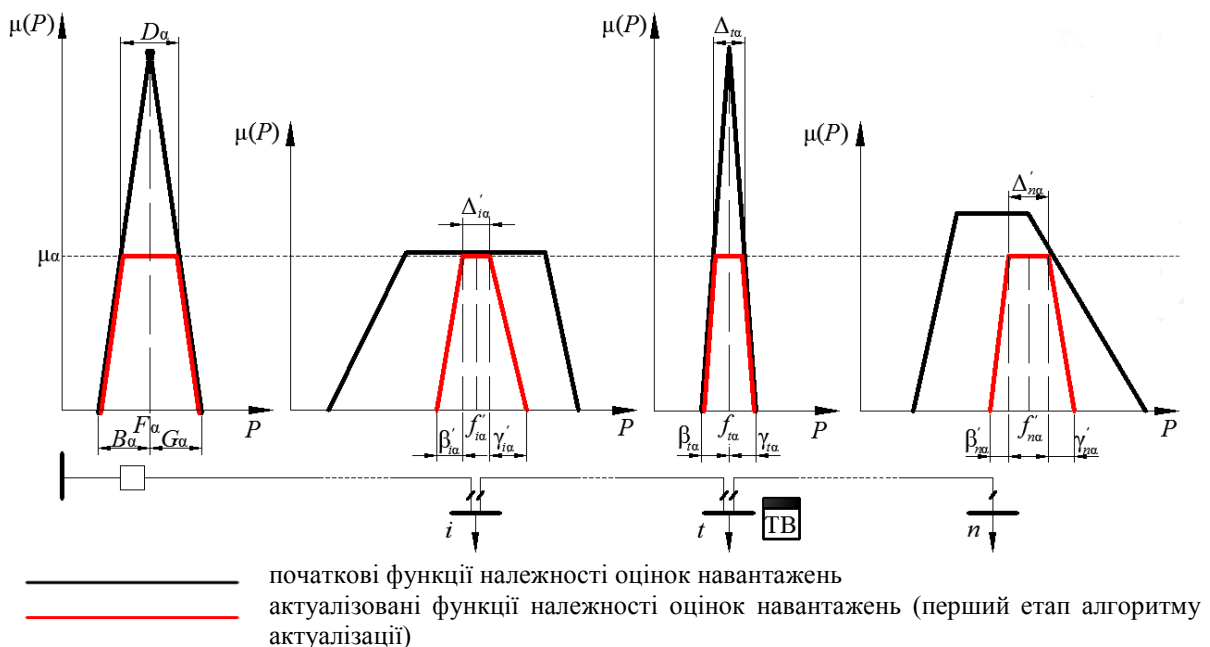


Рис. 4. Процедура актуалізації нечітких оцінок навантажень вузлів (перший етап)

5) Для вузлів, не обладнаних приладами телевимірювань, остаточно маємо (рис. 5):

$$f''_{i\alpha} = f'_{i\alpha}, \quad \Delta''_{i\alpha} = \Delta'_{i\alpha} (\sqrt{n})^p, \quad \beta''_{i\alpha} = \beta'_{i\alpha} (\sqrt{n})^p, \quad \gamma''_{i\alpha} = \gamma'_{i\alpha} (\sqrt{n})^p, \quad (4)$$

де n – загальна кількість вузлів навантажень, не обладнаних приладами системи телевимірювань;

p – показник, котрий визначає ступінь додаткового розмиття нечітких оцінок навантажень.

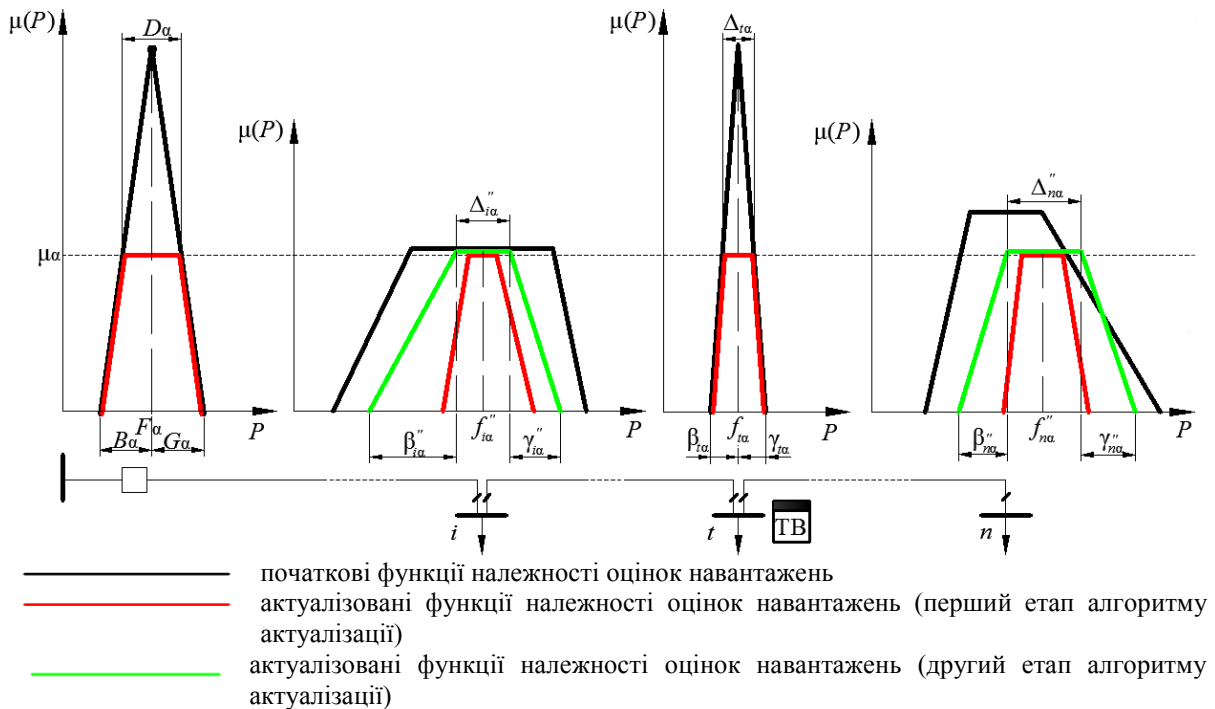


Рис. 5. Процедура актуалізації нечітких оцінок навантажень вузлів (другий етап)

Для визначення струморозподілу на довільній ділянці мережі, необхідно враховувати лише ту кількість вузлів, які безпосередньо отримують від неї живлення. Тобто замість загальної кількості вузлів навантаження n , які безпосередньо отримують живлення від ділянки, для якої обчислюється струморозподіл, необхідно враховувати тільки ті вузли, які не обладнані приладами телевимірювань:

$$\begin{aligned}
 f''_{i,i+1} &= \sum_{i=i+1}^{n_{i,i+1}} f''_{i\alpha} + \sum_{t=1}^{m_{i,i+1}} f_{t\alpha}, & \Delta''_{i,i+1} &= \sum_{i=i+1}^{n_{i,i+1}} \Delta''_{i\alpha} \left(\sqrt{n_{i,i+1}}\right)^{-p} + \sum_{t=1}^{m_{i,i+1}} \Delta_{t\alpha}, \\
 \beta''_{i,i+1} &= \sum_{i=i+1}^{n_{i,i+1}} \beta''_{i\alpha} \left(\sqrt{n_{i,i+1}}\right)^{-p} + \sum_{t=1}^{m_{i,i+1}} \beta_{t\alpha}, & \gamma''_{i,i+1} &= \sum_{i=i+1}^{n_{i,i+1}} \gamma''_{i\alpha} \left(\sqrt{n_{i,i+1}}\right)^{-p} + \sum_{t=1}^{m_{i,i+1}} \gamma_{t\alpha},
 \end{aligned} \tag{5}$$

де $n_{i,i+1}$ – кількість вузлів навантажень, котрі отримують живлення від ділянки мережі $i, i+1$ і не обладнані приладами телевимірювань;

$m_{i,i+1}$ – кількість вузлів навантаження, в яких встановлено прилади телевимірювань і котрі отримують живлення від ділянки мережі $i, i+1$;

$f_{i\alpha}, \Delta_{i\alpha}, \beta_{i\alpha}, \gamma_{i\alpha}$ – відповідні характеристики нечітких оцінок навантаження вузлів, в яких встановлено прилади телевимірювань.

Наведений вище алгоритм розрахунку відповідних характеристик актуалізованих нечітких оцінок навантажень вузлів мережі та нечітких оцінок струморозподілу дозволяє виконати розрахунок з урахуванням першого закону Кірхгофа. Зокрема, розрахований струморозподіл на головній ділянці (0, 1) за виразами (5) дозволяє отримати оцінку повністю тотожну оцінці заміряного навантаження, тобто:

$$f''_{0,1} = F_{\alpha}, \quad \Delta''_{0,1} = D_{\alpha}, \quad \beta''_{0,1} = B_{\alpha}, \quad \gamma''_{0,1} = G_{\alpha}. \tag{6}$$

Особливістю розробленого алгоритму є те, що при визначенні струморозподілу для ділянок мережі розташованих до і після місць встановлення приладів телевимірювань повинні використовуватися різні розрахункові формули. Наприклад, для ділянок мережі, які розташовані до місця встановлення приладів системи телевимірювань або АСОЕ, струморозподіл визначається наступним чином (рис. 6):

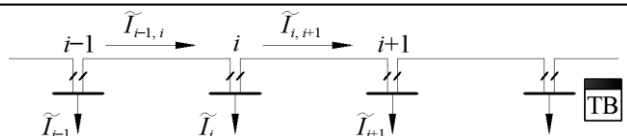


Рис. 6. Струморозподіл для ділянок лінії, які розташовані до вузлів навантаження, у яких встановлено прилади телевимірювань або АСОЕ

$$f''_{i,i+1} = f''_{i-1,i} - f''_i,$$

$$\Delta''_{i,i+1} = \left[\left(\Delta''_{i-1,i} - \sum_{t=1}^{m_{i-1,i}} \Delta_{t\alpha} \right) \left(\sqrt{n_{i-1,i}} \right)^P - \Delta''_i \right] \left(\sqrt{n_{i,i+1}} \right)^{-P} + \sum_{t=1}^{m_{i,i+1}} \Delta_{t\alpha},$$

$$\beta''_{i,i+1} = \left[\left(\beta''_{i-1,i} - \sum_{t=1}^{m_{i-1,i}} \beta_{t\alpha} \right) \left(\sqrt{n_{i-1,i}} \right)^P - \beta''_i \right] \left(\sqrt{n_{i,i+1}} \right)^{-P} + \sum_{t=1}^{m_{i,i+1}} \beta_{t\alpha},$$

$$\gamma''_{i,i+1} = \left[\left(\gamma''_{i-1,i} - \sum_{t=1}^{m_{i-1,i}} \gamma_{t\alpha} \right) \left(\sqrt{n_{i-1,i}} \right)^P - \gamma''_i \right] \left(\sqrt{n_{i,i+1}} \right)^{-P} + \sum_{t=1}^{m_{i,i+1}} \gamma_{t\alpha}, \quad (7)$$

де $n_{i-1,i}$ – кількість вузлів навантаження (не обладнаних приладами телевимірювань), які отримують живлення від ділянки мережі $i-1, i$;

$m_{i-1,i}$ – кількість вузлів навантаження, у яких встановлено прилади телевимірювань і котрі отримують живлення від ділянки $i-1, i$;

$\Delta_{t\alpha}, \beta_{t\alpha}, \gamma_{t\alpha}$ – характеристики нечітких оцінок навантаження вузлів лінії, у яких встановлено прилади телевимірювання;

$n_{i,i+1}$ – кількість вузлів навантаження (не обладнаних приладами телевимірювань), які отримують живлення від ділянки мережі $i, i+1$;

$m_{i,i+1}$ – кількість вузлів навантаження, у яких встановлено прилади телевимірювань і котрі отримують живлення від ділянки $i, i+1$.

У випадку, коли в певному вузлі навантаження встановлено прилади телевимірювань (рис. 7), при розрахунку струморозподілу замість (7) застосовуються наступні вирази:

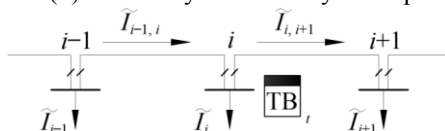


Рис. 7. Струморозподіл для ділянок лінії, які розташовані після вузлів навантаження, у яких встановлено прилади телевимірювань або АСОЕ

$$f''_{i,i+1} = f''_{i-1,i} - f''_i,$$

$$\Delta''_{i,i+1} = \left[\left(\Delta''_{i-1,i} - \sum_{t=1}^{m_{i-1,i}} \Delta_{t\alpha} \right) \left(\sqrt{n_{i-1,i}} \right)^P \right] \left(\sqrt{n_{i,i+1}} \right)^{-P} + \sum_{t=1}^{m_{i,i+1}} \Delta_{t\alpha},$$

$$\beta''_{i,i+1} = \left[\left(\beta''_{i-1,i} - \sum_{t=1}^{m_{i-1,i}} \beta_{t\alpha} \right) \left(\sqrt{n_{i-1,i}} \right)^P \right] \left(\sqrt{n_{i,i+1}} \right)^{-P} + \sum_{t=1}^{m_{i,i+1}} \beta_{t\alpha},$$

$$\gamma''_{i,i+1} = \left[\left(\gamma''_{i-1,i} - \sum_{t=1}^{m_{i-1,i}} \gamma_{t\alpha} \right) \left(\sqrt{n_{i-1,i}} \right)^P \right] \left(\sqrt{n_{i,i+1}} \right)^{-P} + \sum_{t=1}^{m_{i,i+1}} \gamma_{t\alpha}, \quad (8)$$

де $n_{i-1,i}$ – кількість вузлів навантаження (не обладнаних приладами телевимірювань), які отримують живлення від ділянки мережі $i-1, i$;

$m_{i-1,i}$ – кількість вузлів навантаження, у яких встановлено прилади телевимірювань і котрі отримують живлення від ділянки $i-1, i$;

Δ_{ia} , β_{ia} , γ_{ia} – відповідні характеристики нечітких оцінок навантаження вузлів, у яких встановлено прилади телевимірювань або АСОЕ;

$n_{i, i+1}$ – кількість вузлів навантаження (не обладнаних приладами телевимірювань), які отримують живлення від ділянки мережі $i, i+1$;

$m_{i, i+1}$ – кількість вузлів навантаження, у яких встановлено прилади телевимірювань і котрі отримують живлення від ділянки $i, i+1$.

Для ділянок мережі, які розташовані після місця встановлення систем телевимірювань (рис. 8), струморозподіл визначається за виразами:

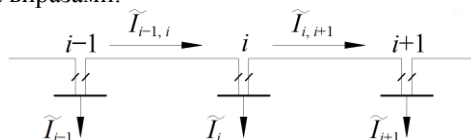


Рис. 8. Фрагмент мережі

$$\begin{aligned}
 f''_{i,i+1} &= f''_{i-1,i} - f''_i, & \Delta''_{i,i+1} &= \left[\Delta''_{i-1,i} \left(\sqrt{n_{i-1,i}} \right)^P - \Delta''_i \right] \left(\sqrt{n_{i,i+1}} \right)^{-P}, \\
 \beta''_{i,i+1} &= \left[\beta''_{i-1,i} \left(\sqrt{n_{i-1,i}} \right)^P - \beta''_i \right] \left(\sqrt{n_{i,i+1}} \right)^{-P}, \\
 \gamma''_{i,i+1} &= \left[\gamma''_{i-1,i} \left(\sqrt{n_{i-1,i}} \right)^P - \gamma''_i \right] \left(\sqrt{n_{i,i+1}} \right)^{-P},
 \end{aligned} \quad (9)$$

Наведений вище алгоритм розрахунку характеристик актуалізованих нечітких оцінок навантажень вузлів та нечітких оцінок струморозподілу дозволяє у подальшому виконати розрахунок режиму мережі з урахуванням вимог першого закону Кірхгофа, що неможливо досягнути при орієнтації на традиційні арифметичні операції з нечіткими числами.

Література

1. Заде Л.А. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений [Текст] / Л.А. Заде. – М.: Мир, 1976. – 165 с.
2. Аверкин А.Н. Нечеткие множества в моделях управления и искусственного интеллекта [Текст] / А.Н. Аверкин, И.З. Батыршин, А.Ф. Блишун, В.Б. Силов, В.Б. Тарасов; под ред. Д.А. Поспелова. – М.: Наука, 1986. – 312 с.
3. Попов В.А. Пути повышение эффективности моделирования электрических нагрузок в современных системах электроснабжения [Текст] / В.А. Попов, А.А. Журавлев, В.Н. Сидоренко, В.И. Степанова // Енергетика: економіка, технології, екологія / Наук. журнал. – К.: НТУУ «КПІ», 2010. – № 2. – С. 97 – 103. – Бібліогр.: с. 103. – 150 екз. – ISSN 1813-5420.
4. Попов В.А. Актуализация оценок электрических нагрузок в распределительных сетях по данным телеизмерений [Текст] / В.А. Попов, Е.С. Ярмолюк, С. Банузаде Сахрагард, К.Ю. Гура // Енергетика: економіка, технології, екологія / Наук. журнал. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – № 2. – С. 36 – 42. – Бібліогр.: с. 42. – 150 екз. – ISSN 1813-5420.
5. Попов В.А. Принципы учета неопределенности исходной информации при моделировании нагрузок в распределительных сетях [Текст] / В.А. Попов, Е.С. Ярмолюк, С. Банузаде Сахрагард, А.А. Журавлев // Енергетика: економіка, технології, екологія / Наук. журнал. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – № 1. – С. 61 – 66. – Бібліогр.: с. 66. – 150 екз. – ISSN 1813-5420.
6. Праховник А.В. Требования и общие принципы организации базы данных для решения задач моделирования и оптимизации режимов в современных системах электроснабжения [Текст] / А.В. Праховник, В.А. Попов, В.В. Ткаченко, Е.С. Луцько // Енергетика: економіка, технології, екологія / Наук. журнал. – К.: НТУУ «КПІ», 2010. – № 1. – С. 42 – 47. – Бібліогр.: с. 47. – 150 екз. – ISSN 1813-5420.
7. Smart Power Grids – Talking about a Revolution. IEEE Emerging Technology Portal, 2009.

O. YARMOLIUK

FEATURES OF MODELING REGIMES THE DISTRIBUTION NETWORKS CONSIDERING INITIAL INFORMATION UNCERTAINTY WITH SOME POINT THE REMOTE MEASUREMENTS OF LOADS BUSES

Efficient operation of modern electrical networks is impossible without high-quality and reliable information. This requirement even will grow in the process of further formation of integrated distribution systems. It is evident that the development of information support in the nearest future will be compensated by

the additional uncertainty introduced due to the active use of alternative energy sources. In Ukraine in the near future, for many reasons, it is difficult to assume that distribution networks will be provided by equipment for measuring and data transmission in volume sufficient for their modeling and operation in real time. In this connection the consideration of the factor of uncertainty of the information becomes the actual problem. This paper proposed the heuristic algorithm, which using the remote measurements the total load on a certain section of several busses electrical network and additional of loads busses, allows one to adjust initial fuzzy estimates in order to improve the adequacy load flow modeling. To realize this problem the elements of the fuzzy sets theory is used.

Key words: actualization of electrical loads, membership function, fuzzy estimates of loads, the uncertainty information.

References

1. Zade L.A. The concept of a linguistic variable and its application to the adoption of approximate solutions / L.A. Zade. – M.: Mir, 1976. – 165 p.
2. Averkin A.N. Нечеткие множества в моделях управления и искусственного интеллекта [Текст] / A.N. Averkin, I.Z. Batyrshin, A.F. Blishun, V.B. Silov, V.B. Tarasov; edited by D.A. Pospelova. – M.: Nauka, 1986. – 312 p.
3. Popov V.A. Means of improvement of modeling electric loads in modern power supply systems / V.A. Popov, A.O. Zhuravlov, V.M. Sydorenko, V.I. Stepanova // Power engineering: economics, technique, ecology / The scientific journal. – K.: NTUU «KPI», 2010. – № 2. – P. 97 – 103. – Bibliography: P. 103. – 150 copy – ISSN 1813-5420.
4. Popov V.A. Actualization of electrical load estimates in distribution networks using remote measurements / V.A. Popov, O.S. Yarmoliuk, S. Banuzade Sahragard, K.YU. Gura // Power engineering: economics, technique, ecology / The scientific journal. – K.: NTUU «KPI», 2011. – № 2. – P. 36 – 42. – Bibliography: P. 42. – 150 copy – ISSN 1813-5420.
5. Popov V.A. Principles of the consideration of the initial information uncertainly for loads modelling in distribution networks / V.A. Popov, O.S. Yarmoliuk, S. Banuzade Sahragard, A.O. Zhuravlov // Power engineering: economics, technique, ecology / The scientific journal. – K.: NTUU «KPI», 2011. – № 1. – P. 61 – 66. – Bibliography: P. 66. – 150 copy – ISSN 1813-5420.
6. Prakhovnik A.V. Requirements and general principles of organization database solutions for simulation and regime optimization in modern power supply systems / A.V. Prakhovnik, V.A. Popov, V.V. Tkachenko, O.S. Lutsko // Power engineering: economics, technique, ecology / The scientific journal. – K.: NTUU «KPI», 2010. – № 1. – P. 42 – 47. – Bibliography: P. 47. – 150 copy – ISSN 1813-5420.
7. Smart Power Grids – Talking about a Revolution. IEEE Emerging Technology Portal, 2009.

УДК 621.316.1

Е.С. ЯРМОЛЮК

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С УЧЕТОМ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ ПРИ НАЛИЧИИ ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЙ В НЕКОТОРЫХ УЗЛАХ НАГРУЗОК

Эффективное функционирование современных электрических сетей невозможно без качественного и надежного информационного обеспечения. В ближайшей перспективе данное требование не только не исчезнет, но и существенно усилится, учитывая, что неизбежное развитие информационной базы в определенной степени будет компенсироваться дополнительной неопределенностью, вносимой активным внедрением альтернативных источников энергии. В Украине в ближайшее время по многим причинам трудно рассчитывать, что распределительные сети будут обеспечены средствами измерений и передачи данных в объеме достаточном для моделирования и управления режимами в реальном времени. В связи с этим актуальной задачей остается учет фактора неопределенности информации. В данной статье предложен эвристический алгоритм, который, использует данные телеизмерений суммарной нагрузки на некотором участке электрической сети и в отдельных узлах нагрузки и позволяет осуществить формирование нечетких оценок нагрузок, а также последующего расчета потокораспределения в электрических сетях. Для реализации поставленной задачи используется математический аппарат теории нечетких множеств.

Ключевые слова: актуализация электрических нагрузок, функция принадлежности, нечеткие оценки нагрузки, неопределенность информации