

УДК 621.316.11

doi:10.20998/2413-4295.2023.02.01

ОЦІНКА ІСНУЮЧИХ МОДЕЛЕЙ ТРИВАЛОСТІ МАКСИМАЛЬНИХ ВТРАТ АКТИВНОЇ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

В. М. БОДУНОВ^{1*}, О. В. ГАЙ², Т. В. КУЛЬКО¹, А. Л. ПРИСТУПА¹

¹ кафедра електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій, Національний університет «Чернігівська політехніка», Чернігів, УКРАЇНА

² кафедра електропостачання ім. проф. В.М. Синькова, Національний університет біоресурсів та природокористування України, Київ, УКРАЇНА

*e-mail: vad1979@ukr.net

АНОТАЦІЯ Незважаючи на стрімкий розвиток рівня автоматизації електричних мереж, впровадження систем інтелектуальних мереж Smart Grid, залишається потреба у використанні окрім приладного обліку також розрахункових методів, зокрема для оцінки технологічних витрат електроенергії. Особливо актуальне застосування розрахункових методів в розподільних електричних мережах середньої та низької напруги. Основною причиною є економічна недоцільність автоматизованого обліку параметрів режиму на всіх ділянках та вузлах розподільних мереж. В той же час необхідне врахування впливу добової та сезонної нерівномірності графіків навантажень. Одним із методів наближеного розрахунку навантажувальної складової технологічних витрат електроенергії є метод за тривалістю максимальних витрат, аналізу якого присвячена дана робота. В ній проведено порівняльний аналіз існуючих емпіричних залежностей для оцінки тривалості максимальних витрат та визначено межі їх використання. За допомогою характерних графіків навантаження трансформаторних підстанцій 110-35/10 кВ та 10/0,4 кВ, що живлять комунально-побутове та сільськогосподарське виробниче та змішане (виробниче і комунально-побутове) устаткування споживачів, було обґрунтовано допустимість використання емпіричних залежностей для різних діапазонів таких параметрів, як нормоване значення тривалості використання максимального навантаження, коефіцієнт форми графіка навантаження та коефіцієнт максимуму. З'ясовано, що жодна із емпіричних залежностей не забезпечує допустимої точності при оцінці тривалості максимальних витрат для графіків, які мають значну нерівномірність, що є характерним для сезонних сільськогосподарських підприємств або для джерел негарантованої генерації. Таким чином, існує потреба в додаткових дослідженнях та розробці емпіричної залежності для оцінки тривалості максимальних витрат для графіків навантаження (генерації) із значною нерівномірністю.

Ключові слова: розподільні електричні мережі; графіки електричних навантажень; технологічні витрати електричної енергії; тривалість максимальних витрат; емпірична залежність; відносна похибка розрахунку

ESTIMATION OF EXISTING MODELS OF THE MAXIMUM DURATION OF ACTIVE ENERGY LOSSES IN DISTRIBUTION NETWORKS

V. BODUNOV^{1*}, O. GAI², T. KULKO¹, A. PRYSTUPA¹

¹ Department of electrical engineering and information and measuring technologies department, Chernihiv Polytechnic National University, Chernihiv, UKRAINE

² Department of power supply named after Prof. V.M. Synkov, National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine, Kyiv, UKRAINE

ABSTRACT Despite the rapid development of electrical networks automation level, and the introduction of Smart Grid intelligent network systems, there is still a need to use, in addition to instrument accounting, calculation methods, in particular, to estimate the technological losses of electricity. The application of calculation methods in distribution electric networks of medium and low voltage is especially relevant. The main reason is the economic inexpediency of automated measurement of mode parameters at all sections and nodes of distribution networks. At the same time, it is necessary to take into account the impact of daily and seasonal unevenness of load schedules. One of the methods for the approximate calculation of the loading component of technological losses of electricity is the method based on the maximum losses time interval, the analysis of which is considered in this work. It carried out a comparative analysis of existing empirical dependencies for estimating the maximum losses time interval and determined the limits of their use. For each empirical dependence the allowable ranges of such parameters as the normalized value of the duration of use of the maximum load, the factor of the shape of the load schedule and the factor of the maximum were found. Allowable range formation is carried out using characteristic load schedules of transformer substations 110-35/10 kV and 10/0.4 kV, which supply utility and agricultural production and mixed (production and utility) equipment of consumers. It was found that none of the empirical dependences provide acceptable accuracy in estimating the duration of maximum losses for schedules that have significant unevenness, which is typical for seasonal agricultural enterprises, or for sources of non-guaranteed generation. Thus, there is a need for additional research and development of an empirical dependence to estimate the duration of maximum losses for load (generation) schedules with significant unevenness.

Keywords: electrical distribution networks; electrical load schedules; technological costs of electrical energy; duration of maximum losses; empirical dependence; relative calculation error

Вступ

Технологічні витрати електричної енергії – це об'єктивно зумовлені втрати електроенергії в

конструктивних елементах електричної мережі та втрати електроенергії, зумовлені електромагнітними процесами у струмовідних частинах електричної

мережі і осердях апаратів при її передачі, а також кліматичні втрати та втрати енергії в ізоляції елементів мережі [1]. Аналіз і розрахунок технологічних витрат електроенергії є складовою багатьох наукових та інженерних задач в рамках проектування та експлуатації електричних мереж споживачів, операторів систем розподілу та оператора системи передачі електроенергії.

За неможливості приладного обліку технологічних витрат електроенергії застосовуються розрахункові методи [2-6] спрямовані на отримання достатньо точного результату за мінімальної кількості вихідної інформації. Одним з таких наближених методів є метод за тривалістю максимальних втрат (ТМВ) [6].

Мета роботи

Оцінка існуючих моделей тривалості максимальних втрат активної електроенергії в розподільних мережах з метою визначення меж їх використання.

Виклад основного матеріалу

Метод наближеного розрахунку навантажувальної складової технологічних витрат електроенергії за тривалістю максимальних втрат дозволяє суттєво скоротити обсяг розрахунків, але точність отриманого результату у значній мірі залежить від точності визначення ТМВ. За відсутності фактичної інформації про зміну навантаження протягом розрахункового періоду, використовують наближені графічні або аналітичні емпіричні залежності. Найбільш широкого використання на пострадянському просторі набула емпірична залежність ТМВ τ від тривалості використання максимального навантаження (ТММН) за річний розрахунковий період (8760 годин) [6,7]:

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (1)$$

де T_{\max} – тривалість використання максимального навантаження (ТММН)

$$T_{\max} = \frac{W_{\text{рік}}}{P_{\max}}, \quad (2)$$

де $W_{\text{рік}}$ – річне споживання активної електроенергії, кВт·год, P_{\max} – максимальне навантаження, кВт.

Більш гнучкими у використанні є нормовані відносно тривалості розрахункового періоду залежності вигляду $\tau_* = f(T_{\max*})$, які можуть бути використані незалежно від тривалості розрахункового періоду T :

$$\tau_* = \tau / T, \quad (3)$$

$$T_{\max*} = T_{\max} / T. \quad (4)$$

Розглянемо нормування ТМВ τ (1) з урахуванням (3) та (4) за тривалості розрахункового періоду в один рік, тобто $T = 8760$ год.

$$\begin{aligned} \tau_* = \tau / T &= \left(0.124 + \frac{T_{\max*} \cdot T}{10000} \right)^2 \cdot \frac{8760}{T} = \\ &= (0.124 + 0.876 \cdot T_{\max*})^2 \end{aligned} \quad (5)$$

В роботі [8] наведено ряд інших емпіричних залежностей для розрахунку ТМВ за відомою величиною ТММН (див. табл. 1). Нумерація моделей прийнята згідно [8]. Наведена вище формула (5) відповідає залежності М14.

Під час обчислення параметрів даних моделей автори використовували певні типи (фактичні) графіки навантаження, водночас в [8] не наведено обмеження щодо використання тих чи інших залежностей. Проведемо порівняльний аналіз залежностей М1-М20. На рис. 1 наведено граничні моделі, які формують діапазон варіювання значень, решта знаходиться в середині діапазону.

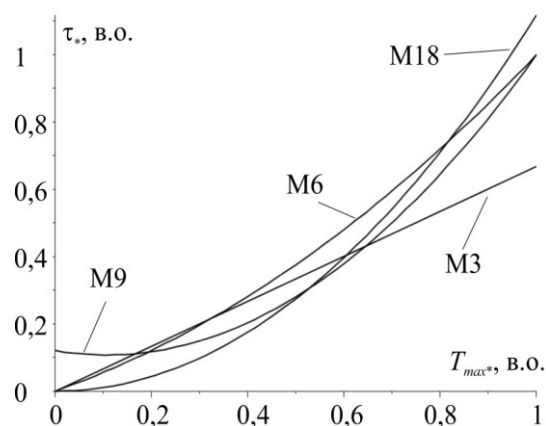


Рис. 1 – Математичні моделі $\tau_* = f(T_{\max*})$ згідно таблиці 1

Як зазначено вище, нормовані залежності можуть бути використані для будь-якої тривалості розрахункового періоду (доба, тиждень, місяць, рік, тривалість виробничого циклу та ін.), тож можливі ситуації як із великою, так і з малою тривалістю максимального навантаження. Наприклад, деякі сезонні сільськогосподарські споживачі працюють лише декілька місяців на рік і мають річну ТММН (0.12..0.15) в.о. [9], в той же час енергозатратні тризмінні промислові підприємства металургійної, хімічної промисловості мають як сезонні, так і річні ТММН біля одиниці [10,11].

Таблиця 1 – Існуючі математичні моделі $\tau_* = f(T_*)$

Модель	Функціональна залежність
M1	$\tau_* = T_{\max}^{1.732}$
M2	$\tau_* = T_{\max}^{1.792}$
M3	$\tau_* = \frac{2}{3} T_{\max}$
M4	$\tau_* = \frac{1}{3} (T_{\max} + 2T_{\max}^2)$
M5	$\tau_* = 0.3T_{\max} + 0.7T_{\max}^2$
M6	$\tau_* = 0.5T_{\max} + 0.5T_{\max}^2$
M7	$\tau_* = 0.083T_{\max} + 1.036T_{\max}^2 - 0.12T_{\max}^3$
M8	$\tau_* = 0.15T_{\max} + 0.85T_{\max}^2$
M9	$\tau_* = 0.12 - 0.24T_{\max} + 1.12T_{\max}^2$
M10	$\tau_* = 0.11T_{\max} + 0.92T_{\max}^2$
M11	$\tau_* = T_{\max}^2 + (T_{\max} - T_{\max}^2)^{2.6}$
M12	$\tau_* = 0.078 - 0.022T_{\max} + 0.943T_{\max}^2$
M13	$\tau_* = T_{\max} / (2 - T_{\max})$
M14	$\tau_* = (0.124 + 0.876T_{\max})^2$
M15	$\tau_* = (T_{\max}^2(2 + T_{\max}^2)) / (1 + 2T_{\max})$
M16	$\tau_* = 0.15T_{\max} + 0.8T_{\max}^2$
M17	$\tau_* = 0.2T_{\max} + 0.8T_{\max}^2$
M18	$\tau_* = 1.1184T_{\max}^{2.0302}$
M19	$\tau_* = 1.1431T_{\max}^2 - 0.0311T_{\max} + 0.0036$
M20	$\tau_* = 1.1431T_{\max}^2 - 0.0311T_{\max}$

Проведемо аналіз граничних умов для залежностей (табл. 1), а саме при $T_{\max} \rightarrow 0$ та $T_{\max} \rightarrow 1$. Згідно фізичного змісту ТМВ мають виконуватися співвідношення

$$\begin{cases} \lim_{T_{\max} \rightarrow 0} \tau_* = 0; \\ \lim_{T_{\max} \rightarrow 1} \tau_* = 1. \end{cases} \quad (6)$$

Результати розрахунку граничних умов зведено до табл. 2.

Обговорення результатів

Як видно з табл. 2, лише половина залежностей задовольняє обом граничним умовам. Якщо задати абсолютну похибку оцінки тривалості максимальних втрат в межах 0,05 в.о., що відповідає 5% для верхньої границі діапазону, то залежності M7, M10,

M14 та M16 теж можна вважати коректними для обох граничних значень. Із залежностей, які залишилися, некоректні результати при великих значеннях ТМВ ($T_{\max} \rightarrow 1$) мають M3, M18-M20. При малих значеннях ТМВ ($T_{\max} \rightarrow 0$) некоректно використовувати залежності M9 та M12.

Таблиця 2 – Результати розрахунку $\tau_* = f(T_{\max})$ для граничних умов

Модель	τ_* , в.о. при	
	$T_{\max} \rightarrow 0$	$T_{\max} \rightarrow 1$
M1, M2, M4-M6, M8, M11, M13, M15, M17	0	1
M3	0	2/3
M7	0	0.999
M9	0.12	1
M10	0	1.03
M12	0.078	0.999
M14	0.015376	1
M16	0	0.95
M18	0	1.1184
M19	0.0036	1.1156
M20	0	1.112

Для оцінки коректності використання формул M1-M20 для проміжних значень діапазону $T_{\max} \in (0..1)$ в.о. було проведено математичне моделювання характерних графіків навантаження трансформаторних підстанцій 110-35/10 кВ та 10/0,4 кВ, що живлять комунально-побутове та сільськогосподарське виробниче та змішане (виробниче і комунально-побутове) устаткування споживачів згідно [9]. Оскільки в даних Рекомендаціях графіки враховують як добову так і сезонну зміну навантаження, було прийнято рішення по кожному типу навантаження аналізувати чотири сезонних добових графіки та один сумарний річний із нормуванням часу і потужності в діапазоні (0..1) в.о.

По кожному з отриманих графіків розраховано ТМВ за формулою:

$$T_{\max} = \frac{1}{P_{\max} \cdot T} \sum_{i=1}^n P_i \cdot \Delta T, \quad (7)$$

де P_i – величина активної потужності на i -му інтервалі осереднення, P_{\max} – максимальне значення активної потужності за весь розрахунковий період, ΔT – інтервал осереднення, годин, n – кількість інтервалів осереднення у графіку (для добового графіку $n=24$), T – розрахунковий період, годин, $T = n \cdot \Delta T$.

Враховуючи, що інтервал осереднення $\Delta T = 1$ год, формула (7) набуває вигляду:

$$T_{\max^*} = \frac{1}{P_{\max} \cdot n} \sum_{i=1}^n P_i \cdot \quad (8)$$

ТМВ розрахована із припущенням, що коефіцієнт потужності навантаження близький до одиниці, тоді для інтервалу осереднення $\Delta T = 1$ год, аналогічно (8), отримуємо залежність:

$$\tau_*^{zp} = \frac{1}{P_{\max}^2 \cdot n} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot \quad (9)$$

Приймаючи розраховану за (9) величину ТМВ в якості еталонної, порівнюємо із наблизеними значеннями, отриманими за емпіричними залежностями М1-М20. Знайдемо відносні похибки розрахунку ТМВ за формулою:

$$\delta_{\%} = \frac{\tau_{*,i} - \tau_*^{zp}}{\tau_*^{zp}} \cdot 100, \quad (10)$$

де $\tau_{*,i}$ - числове значення ТМВ, отримане за залежністю M_i (табл.1).

Згідно діючих вимог до технічних характеристик засобів обліку електроенергії клас точності при вимірюванні активної енергії (у відповідності з рівнем напруги точки вимірювання та приєднаної потужності згідно з діючою редакцією Кодексу комерційного обліку електричної енергії [12]), має бути не нижче 1,0. Спираючись на цю величину і приймаючи рівень навантажувальних втрат активної електроенергії на одному класі напруги мережі в діапазоні (1..5)%, отримуємо допустиму похибку оцінки ТМВ на рівні $\pm 20\%$. Як видно з рис. 2, в жодному з інтервалів T_{\max^*} не витримано цей відсоток.

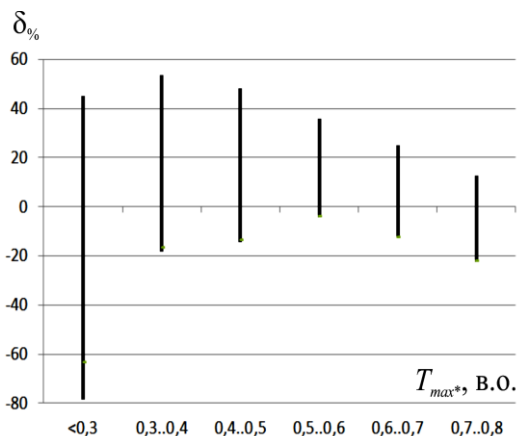


Рис. 2 – Варіювання відносних похибок розрахунку ТМВ для залежностей М1-М20 по інтервалам T_{\max^*}

Для визначення діапазонів використання залежностей М1-М20 (табл.1), вісь T_{\max^*} було розбито

на інтервали із кроком 0,1 в.о. На кожному інтервалі проаналізовано отримані значення відносних похибок розрахунку ТМВ $\delta_{\%}$ та виключено моделі, для яких не виконується співвідношення

$$-20 \leq \delta_{\%} \leq 20. \quad (11)$$

Результати зведено до табл. 3.

Таблиця 3 – Рекомендовані інтервали ТМВН при використанні емпіричних залежностей

Модель	Рекомендований інтервал T_{\max^*} , в.о.
М1, М2, М7-М11, М15-М20	0.3..0.8
М3	0.5..0.7
М4, М5, М13	0.5..0.8
М6	0.7..0.8
М12, М14	0.4..0.8

Результуючі значення похибок по інтервалам наведено на рис. 3.

Окрім ТМВН форма графіка навантаження може бути охарактеризована також безрозмірними коефіцієнтами, такими, як:

- коефіцієнт максимуму

$$k_m = \frac{P_{\max}}{P_{\text{сеп}}}, \quad (12)$$

де P_{\max} – максимальне навантаження за розрахунковий період, $P_{\text{сеп}}$ – середнє навантаження за розрахунковий період;

- коефіцієнт форми графіку навантаження

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{с.к.}}}{P_{\text{сеп}}}, \quad (13)$$

де $P_{\text{с.к.}}$ – середньоквадратичне значення навантаження за розрахунковий період, яке для дискретного графіку навантаження з інтервалом осереднення одна година знаходиться за формулою

$$P_{\text{с.к.}} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_i^2}. \quad (14)$$

Підставляючи (14) в (13) із урахуванням (9) та (12), отримуємо

$$k_{\phi} = \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_i^2}}{P_{\text{сеп}}} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 \cdot \tau_*^{zp}}}{P_{\text{сеп}}} = \frac{P_{\max}}{P_{\text{сеп}}} \sqrt{\tau_*^{zp}} = k_m \sqrt{\tau_*^{zp}}. \quad (15)$$

Виразивши із формули (15) ТМВ, отримаємо

$$\tau_*^{ep} = \frac{k_\phi^2}{k_m^2} \quad (16)$$

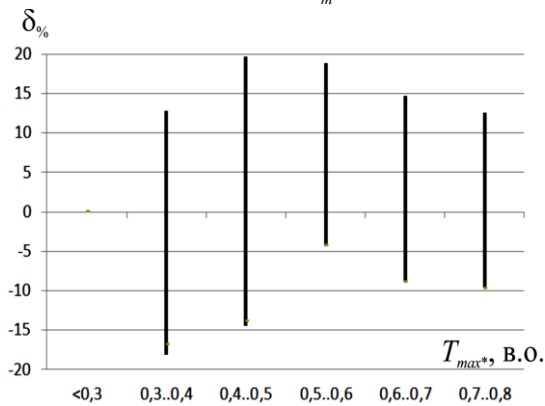


Рис. 3 – Варіювання відносних похибок розрахунку ТМВ по інтервалам T_{max*}

Враховуючи відносну простоту знаходження коефіцієнта максимуму та коефіцієнта форми графіка навантаження, а також їх широке використання в розрахунках режимів роботи систем електропостачання, для діапазонів числових значень цих коефіцієнтів було також знайдено доцільність використання математичних моделей М1-М20. Результати зведено до табл. 4 та табл. 5.

Подальше зменшення діапазону варіювання відносних похибок розрахунку ТМВ $\delta\%$ показало, що найточніше відповідає характерним графікам модель М2 (автор W. Weingartner [8]) $\tau_* = T_{max*}^{1.792}$, для якої забезпечується похибка $-4,59 \leq \delta\% \leq 4,99$ для інтервалу $T_{max*}=(0,3..0,8)$ в.о. Другою за точністю відтворення параметрів характерних графіків є модель М8 (автори Monasinghne, Scott [8]) $\tau_* = 0.15T_{max*} + 0.85T_{max*}^2$, для якої забезпечується похибка $-5,17 \leq \delta\% \leq 4,88$.

Таблиця 4 – Рекомендовані інтервали значень коефіцієнта форми графіка навантаження при використанні емпіричних залежностей $\tau_* = f(T_{max*})$

Модель	Рекомендований інтервал k_ϕ , в.о.
М1, М2, М7-М11, М15-М20	1,2..2,6
М3	1,4..1,8
М4, М5, М13	1,2..1,8
М6	1,2..1,4
М12, М14	1,2..1,8

Таблиця 5 – Рекомендовані інтервали значень коефіцієнта максимуму при використанні емпіричних залежностей $\tau_* = f(T_{max*})$

Модель	Рекомендований інтервал k_m , в.о.
М1, М2, М7-М11, М15-М20	1,5..7,0
М3	2..3
М4, М13	1,5..3
М5	1,5..4
М6	1,5..2

Результуючі значення похибок по інтервалам табл. 4 та 5 наведено на рис. 4 та 5 відповідно.

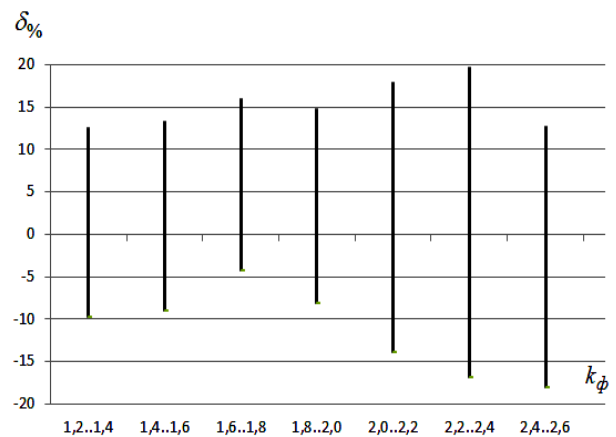


Рис. 4 – Варіювання відносних похибок розрахунку ТМВ по інтервалам k_ϕ

Враховуючи близькість діапазонів похибок, моделі М2 та М8 можна вважати тотожними за результатами. Причому модель М8 із квадратичною залежністю є більш зручною у використанні.

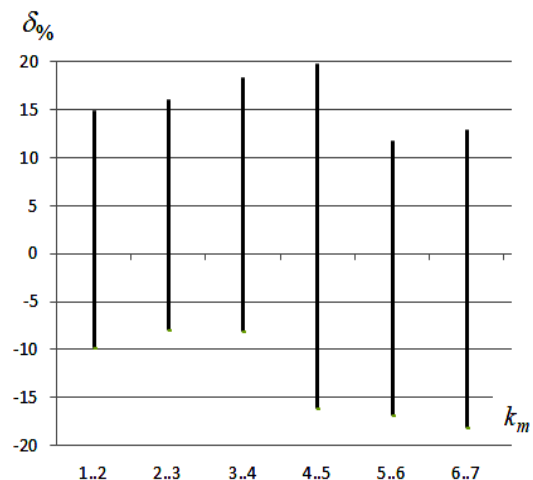


Рис. 5 – Варіювання відносних похибок розрахунку ТМВ по інтервалам k_m

Висновки

В роботі проведено порівняльний аналіз існуючих емпіричних залежностей для оцінки тривалості максимальних втрат.

За допомогою характерних графіків навантаження трансформаторних підстанцій 110-35/10 кВ та 10/0,4 кВ, згідно [9] було знайдено допустимість використання даних залежностей для різних діапазонів таких параметрів, як нормоване значення тривалості використання максимального навантаження, коефіцієнт форми графіка навантаження та коефіцієнт максимуму.

Найбільш адекватними для характерних графіків на інтервалі $T_{\max}^* = 0,3..0,8$ в.о. виявилися моделі М2 та М8, з яких модель М8 більш доцільна, оскільки зручніша у використанні.

З'ясовано, що жодна із залежностей не забезпечує допустимої точності при оцінці ТМВ для графіків, які мають значну нерівномірність ($T_{\max}^* < 0,3$ в.о. та (або) $k_{\phi} > 2,6$), що є характерним, наприклад, для сезонних підприємств, або для джерел негарантованої генерації.

Таким чином існує потреба в додаткових дослідженнях та розробці емпіричної залежності для оцінки тривалості максимальних втрат для графіків навантаження (генерації) із значною нерівномірністю.

Список літератури

1. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011 *Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання*. Методика. Нормативний документ Міністерства енергетики України. – Київ: Міністерство енергетики України, 2011. – 61 с.
2. Bezruchko V., Buinyi R., Bodunov V., Krasnozhan A. and Mirosznyi O. Choosing the cross-section of cable core for wind power electrical collector network taking into account the economic factor. *2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, 2022. P. 59-62. doi: 10.1109/ESS57819.2022.9969259.
3. Kaszowska B. and Wloczyk A. Methodology of calculating electric energy losses in distribution networks for the needs of assessment of investment needs and effectiveness of operation of distribution companies. *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Lodz, 2018. P. 1-5. doi: 10.1109/EEM.2018.8469999.
4. Wu J., Li M., Zhang B. -h., Ruan B. and Yu D. Distribution network energy loss calculation method considering wind power integration. *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*. Changsha, 2015. P. 797-801. doi: 10.1109/DRPT.2015.7432335.
5. Sodnomdorj D. et al. Result of calculation for the energy losses of 6-0.4 kV electrical network in the erdenet factory. *2006 International Forum on Strategic Technology*. Ulsan, 2006. P. 51-54. doi: 10.1109/IFOST.2006.312244
6. Зорін В. В., Штогрин С. А., Буйний Р. О. *Електричні мережі та системи (окремі розділи)*. Ніжин: ТОВ "Аспект-Поліграф", 2011. 248с.
7. Добровольська Л. Н., Кулик В. В., Лежнюк П. Д. *Електроощадні технології електричних мережах*

- енергосистеми: навчальний посібник / під редакцією П. Д. Лежнюка*. – Луцьк: ІВВ Луцького НТУ, 2018. – 328 с.
8. Niewiedzial E., Niewiedzial R. Straty mocy, straty energii, czas trwania strat maksymalnych. *Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych*. Ed. Kulczycki J. Poznań: PTPIREE, 2009. Str. 94-107.
 9. Р-50-072-98 *Енергозбереження. Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в мережах електропостачання напругою від 0,38 до 110 кВ включно*. Рекомендації. – Київ: Держстандарт України, 1999. – 66 с.
 10. Шкрабець Ф. П. *Основи електропостачання*. Дніпропетровськ, 2012. 465 с.
 11. Wang X., Fan H., Wang T., Yang X. and Zhang K. The analysis method of line loss for planning grid. *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Shanghai*. 2012. P.1-5. doi:10.1109/APPEEC.2012.6307717.
 12. Кодекс комерційного обліку електричної енергії. Затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (у редакції постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18#Text> (дата звернення: 15.05.2023).

References (transliterated)

1. SOU-N EE 40.1-37471933-54:2011 *Vyznachennia tekhnolohichnykh vytrat elektrychnoi enerhii v transformatorakh i liniakh elektroperedavannia* [Determination of technological costs of electrical energy in transformers and power transmission lines]. *Metodyka. Normatyvnyj dokument Minenergovugillya Ukrainy*. Kyiv. Minenergovugillya Publ., 2011. 61 p.
2. Bezruchko V., Buinyi R., Bodunov V., Krasnozhan A. and Mirosznyi O. Choosing the cross-section of cable core for wind power electrical collector network taking into account the economic factor. *2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, 2022, pp. 59-62, doi: 10.1109/ESS57819.2022.9969259.
3. Kaszowska B. and Wloczyk A. Methodology of calculating electric energy losses in distribution networks for the needs of assessment of investment needs and effectiveness of operation of distribution companies. *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Lodz, 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEM.2018.8469999.
4. Wu J., Li M., Zhang B. -h., Ruan B. and Yu D. Distribution network energy loss calculation method considering wind power integration. *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*. Changsha, 2015, pp. 797-801, doi: 10.1109/DRPT.2015.7432335.
5. Sodnomdorj D. et al. Result of calculation for the energy losses of 6-0.4 kV electrical network in the erdenet factory. *2006 International Forum on Strategic Technology*. Ulsan, 2006, pp. 51-54, doi: 10.1109/IFOST.2006.312244
6. Zorin V. V., Shtohryn Ye. A., Buinyi R. O. *Elektrychni merezhi ta systemy (okremi rozdiily)* [Electrical networks and systems (separate sections)]. Nizhyn. TOV "Aspekt-Polihraf" Publ., 2011. 248p.
7. Dobrovolska L. N., Kulyk V. V., Lezhniuk P. D. *Elektrooshchadni tekhnolohii elektrychnykh merezhakh enerhosystemy: navchalnyi posibnyk* [Electricity-saving technologies of electrical networks of the power system: a study guide] / pod redaktsiieiu P. D. Lezhniuka. Lutsk. Lutsky NTU Publ., 2018. 328 p.
8. Niewiedzial E., Niewiedzial R. Straty mocy, straty energii, czas trwania strat maksymalnych. *Straty energii elektrycznej*

- w sieciach dystrybucyjnych*. Ed. Kulczycki J. Poznań. PTPIREE, 2009. Str. 94-107.
9. R-50-072-98 *Enerhozberezhennia. Metodyka rozrakhunku tekhnologichnykh vtrat elektroenerhii v merezhakh elektropostachannia napruhoiu vid 0,38 do 110 kV vkluchno* [Energy conservation. Calculating methods for technological power losses in distribution networks 0.38 to 110 kV inclusively]. Kyiv. Derzhstandart Ukrainy Publ., 1999. 66 p.
 10. Shkrabets F. P. *Osnovy elektropostachannia* [Basics of electricity supply]. Dnipropetrovsk, 2012. 465 p.
 11. Wang X., Fan H., Wang T., Yang X. and Zhang K. The analysis method of line loss for planning grid. *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, Shanghai, 2012, pp. 1-5, doi: 10.1109/APPEEC.2012.6307717.
 12. Kodeks komertsiihnoho obliku elektrychnoi enerhii [Code of commercial accounting of electric energy]. Zatverdzhnyi Postanovoiu NKREKP 14.03.2018 № 311 (u redaktsii postanovy NKREKP vid 20.03.2020 № 716). Available at: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18#Text> (accessed: 15.05.2023).

Відомості про авторів (About authors)

Бодунов Вадим Миколайович – кандидат технічних наук, Національний університет «Чернігівська політехніка», доцент кафедри електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій, м. Чернігів, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2882-5787>; e-mail: vad1979@ukr.net.

Bodunov Vadim – PhD, Associate Professor, Department of electrical engineering and information and measuring technologies department, Chernihiv Polytechnic National University, Chernihiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2882-5787>; e-mail: vad1979@ukr.net.

Гай Олександр Валентинович – кандидат технічних наук, Національний університет біоресурсів та природокористування України, доцент кафедри електропостачання ім. проф. В.М. Синькова, м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5460-7260>; e-mail: gaalx@ukr.net.

Gai Oleksandr – PhD, Associate Professor, Department of power supply named after Prof. V.M. Synkov, National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5460-7260>; e-mail: gaalx@ukr.net.

Кулько Тетяна Володимирівна – кандидат технічних наук, Національний університет «Чернігівська політехніка», доцент кафедри електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій, м. Чернігів, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2734-5300>; e-mail: gortv83@gmail.com.

Kulko Tetiana – PhD, Associate Professor, Department of electrical engineering and information and measuring technologies department, Chernihiv Polytechnic National University, Chernihiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2734-5300>; e-mail: gortv83@gmail.com

Приступа Анатолій Леонідович – кандидат технічних наук, доцент, Національний університет "Чернігівська політехніка", завідувач кафедри електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій, м. Чернігів, Україна; ORCID: 0000-0001-9412-2698; e-mail: anatoliy.prystupa@stu.cn.ua.

Prystupa Anatoliy - PhD, Associate Professor, Chernihiv Polytechnic National University, Head of the Electrical Engineering and Information and Measuring Technologies Department; Chernihiv, Ukraine; ORCID: 0000-0001-9412-2698; e-mail: anatoliy.prystupa@stu.cn.ua.

Будь ласка, посилайтеся на цю статтю наступним чином:

Бодунов В. М., Гай О. В., Кулько Т. В., Приступа А. Л. Оцінка існуючих моделей тривалості максимальних втрат активної енергії в розподільних мережах. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Нові рішення в сучасних технологіях.* – Харків: НТУ «ХПІ». 2023. № 2 (16). С. 3-9. doi:10.20998/2413-4295.2023.02.01.

Please cite this article as:

Bodunov V., Gai O., Kulko T., Prystupa A. Estimation of existing models of the maximum duration of active energy losses in distribution networks. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: New solutions in modern technology.* – Kharkiv: NTU "KhPI", 2023, no. 2(16), pp. 3-9, doi:10.20998/2413-4295.2023.02.01.

*Надійшла (received) 15.05.2023
Прийнята (accepted) 01.06.2023*