

АНАЛІЗ НЕСАНКЦІОНОВАНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ, ЯКІ НАЛЕЖАТЬ СПОЖИВАЧАМ, ЗА КРИТЕРІЄМ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

О.В. Гай^{1*}, канд. техн. наук, В.М. Бодунов^{2**}, канд. техн. наук, А.О. Ворущило^{3***}, Г.А. Гай^{4****}, канд. пед. наук

1 – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: gaalxold@gmail.com;

2 – Національний університет "Чернігівська політехніка",
вул. Шевченка 95, Чернігів, 14035, Україна

e-mail: vadymbodunov@gmail.com;

3 – Інститут загальної енергетики Національної академії наук України,
03150, вул. Антоновича, 172, м. Київ, Україна

e-mail: anton2320@gmail.com;

4 – Національний університет біоресурсів і природокористування України,
03041, вул. Героїв Оборони, 15, м. Київ, Україна

e-mail: gtatana704@gmail.com;

У статті наведено опис моделі, що враховує вплив несанкціонованих режимів силових трансформаторів, які належать споживачам, на ефективність роботи електричних мереж оператора системи розподілу. Сформовано математичну модель аналізу витрат електричної енергії в силових трансформаторах із використанням реальних графіків споживання електричної енергії енергокооперативами та вказано величини можливих зловживань за умови помісячного обліку електричної енергії. Досліджено вплив несанкціонованої заміни трансформаторів на величину активних і реактивних витрат електроенергії в цьому трансформаторі. Обґрунтовані граничні межі добового споживання електричної енергії енергокооперативом, коли дійсні витрати в трансформаторі перевищують нормовані витрати в трансформаторі, отримані розрахунковим методом відповідно до СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82_2013. Обґрунтовано доцільність реконструкції систем обліку для погодинного аналізу споживання електричної енергії. Бібл. 14, рис. 4.

Ключові слова: мікромережа, енергокооператив, витрати в трансформаторах, точка обліку.

Вступ. Сьогодні в Україні активно реалізуються процеси впровадження в сферу електроенергетики нових технологій, зокрема технологій «розумних мереж» (Smart grid), що істотно впливає насамперед на розподільні електричні мережі та виводить їх на новий якісний рівень розвитку і функціонування [1, 2]. У 2022 році Кабінетом міністрів України схвалено Концепцію впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року та затверджено деталізований план заходів з її реалізації. Одним із компонентів розвитку «розумних мереж», визначених у Концепції, разом з іншими важливими заходами, є мікромережі.

Основою забезпечення функціонування мікромереж є впровадження систем енергоменеджмент (microgrid EMS) [3], що має містити функціональні модулі обліку та прогнозування виробництва і споживання електроенергії, оптимізації функціонування мікромережі [4].

Із метою підвищення комплексної ефективності роботи енергосистем сучасні ініціативи передбачають активні кроки щодо аналізу доцільності переходу споживачів електричної енергії до її погодинного обліку[5], розвитку нормативної бази шляхом впровадження міжнародних стандартів, що стосуються впровадження Smart Grid [1, 6], а також аналізу якості електроенергії та електромагнітної сумісності [7], що унормовує доцільність та стимулює впровадження систем автоматизованого обліку електроенергії, спрямованих на мінімізацію несанкціонованих режимів роботи та підвищення ефективності управління енергосистемами.

У публікації розглянуто один із підходів до аналізу величини несанкціонованих витрат електричної енергії в елементах електричної мережі. Часто, при вивченні факторів, що впливають на зміну технологічних витрат електроенергії, а також їхньої динаміки в процесі експлуатації як об'єкт дослідження використовують процеси в трансформаторах [8, 9] та обґрунтовуються певні програмно-технічні рішення, що дають змогу контролювати витрати в елементах електричних мереж [10,11]. Слід зауважити, що деякі матеріали [12,13] пропону-



ють використання уточнених моделей розрахунку витрат електричної енергії для об'єктів зі значною нерівномірністю споживання електроенергії.

В електроенергетичних системах часто виникають ситуації, коли точка технічного приєднання (межа балансової належності) та точка комерційного обліку (точка вимірювання електроенергії) не співпадають (рис. 1) та використовуються традиційні системи обліку електроенергії, що базуються на періодичному знятті показів лічильників споживаної енергії за визначений проміжок часу. На відміну від цього, система автоматизованого обліку електроенергії (AMR) або інтелектуальна система обліку (АМІ) передбачає щогодинний обмін інформацією з центром обліку в режимі реального часу або з більш короткими інтервалами. Це дає змогу забезпечити моніторинг і аналіз споживання електроенергії для прийняття більш ефективних управлінських рішень. Тому для розв'язання задачі зменшення технологічних витрат електричної енергії в розрізі функціонування оператора системи розподілу, враховуючи графік електроспоживання, наприклад, енергетичного кооперативу, доцільно дослідити вплив несанкціонованої заміни елементів електричної мережі, які знаходяться між точкою обліку і границею балансової належності, на величину витрат електричної енергії.

Метою статті є опис розробленої математичної моделі впливу несанкціонованої зміни силового трансформатора, який належить споживачам, наприклад енергокооперативу, на величину технологічних витрат електричної енергії, яка визначається на основі отриманих даних комерційного обліку електроенергії за визначений проміжок часу.

Задача дослідження полягає у визначенні комерційних витрат внаслідок внесення несанкціонованої зміни в структуру обладнання в мережі енергокооперативу та визначення відповідних наявних витрат електричної енергії для узгодження взаєморозрахунків між споживачем та постачальником в цій частині суб'єктів ринку електричної енергії. Відповідно до Кодексу комерційного обліку електричної енергії (ККОЕЕ) [14] ці питання унормовано СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82:2013 «Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання», які передбачають обчислення спожитої електричної енергії за виразами:

$$W_C^P = W^P \pm \Pi^P, \quad (1)$$

$$W_C^Q = W^Q \pm \Pi^Q, \quad (2)$$

де W^P – кількість активної електричної енергії за інтервал часу ΔT , яку визначено за показами лічильників електричної енергії відповідно до СОУ-Н ЕЕ 11.315, кВт·год; W^Q – кількість реактивної електричної енергії за інтервал часу ΔT , яку визначено за показами лічильників електричної енергії відповідно до СОУ-Н ЕЕ 11.315, квар·год; Π^P – поправка до кількості активної електричної енергії, яка обумовлена незбігом точки вимірювання електричної енергії з межею балансової належності елементів електричної мережі, кВт·год; Π^Q – поправка до кількості реактивної електричної енергії, яка обумовлена незбігом точки вимірювання електричної енергії і межі балансової належності елементів електричної мережі, квар·год.

У нашому випадку згідно із СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82

$$\Pi^P = \Delta W_T^P, \quad (3)$$

$$\Pi^Q = \Delta W_T^Q, \quad (4)$$

де ΔW_T^P – витрати активної енергії в силових трансформаторах і автотрансформаторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, кВт·год; ΔW_T^Q – витрати реактивної енергії в силових трансформаторах і автотрансформаторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, квар·год.

Оскільки трапляються випадки несанкціонованої заміни силового трансформатора Т1 апаратом більшої потужності, проведемо дослідження величини додаткових витрат електричної енергії, які вони можуть спричинити.

Матеріали та методика досліджень. Приймаємо, що від указаної схеми на рис. 1 заживлюється енергокооператив з середньодобовим графіком споживання активної електричної енергії, зображеним на рис. 2.

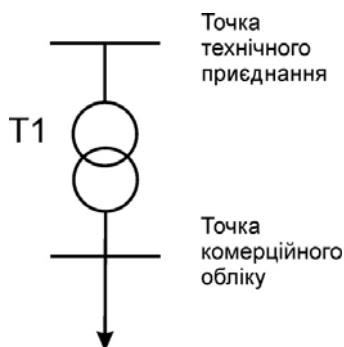


Рис. 1. Схема живлення енергокооперативу

Наведений на рис. 2 графік споживання електричної енергії відповідає таким технічним показникам:

1) реальна кількість спожитої активної енергії за добу (чи інший проміжок часу дослідження):

$$W_{\text{реал}} = \int_0^{23} f(t) dt \approx \sum_{i=0}^{23} (dT_i \cdot dP_i \cdot P_{\text{ном, санк}}), \quad (5)$$

де dT_i – часовий інтервал на графіку споживання електричної енергії, год; dP_i – величина активної потужності у відносних одиницях, відповідно до $P_{\text{ном, санк}}$ в.о.; $P_{\text{ном, санк}} = S_{\text{ном, санк}} \cdot \cos \varphi$ – номінальна активна санкціонована потужність трансформатора, який встановлений в енергокооперативі, кВт (приймаємо, $S_{\text{ном, санк}} = 40 \text{ кВА}$).

$$\begin{aligned} W_{\text{реал}} &= S_{\text{ном, санк}} \cdot \cos \varphi \cdot \sum_{i=0}^{23} (dT_i \cdot dP_i) = S_{\text{ном, санк}} \cdot \cos \varphi \cdot (8 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,7 + 8 \cdot 0,3 + 5 \cdot 1) = \\ &= 11,1 \cdot S_{\text{ном, санк}} \cdot \cos \varphi \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

2) коефіцієнт нерівномірності споживання електричної енергії (коефіцієнтом використання):

$$\begin{aligned} k_{\text{нерівн}} &= \frac{W_{\text{реал}}}{P_{\text{ном, санк}} \cdot T_{\text{доба}}} = \frac{S_{\text{ном, санк}} \cdot \cos \varphi \cdot \sum_{i=0}^{23} (dT_i \cdot dP_i)}{S_{\text{ном, санк}} \cdot \cos \varphi \cdot T_{\text{доба}}}, \quad (6) \\ k_{\text{нерівн}} &= \frac{40 \cdot 0,85 \cdot 11,1}{40 \cdot 0,85 \cdot 24} = 0,4625, \text{ в.о.} \end{aligned}$$

3) коефіцієнт варіації навантаження або коефіцієнт нерівномірності навантаження, який показує відношення максимуму споживання до мінімуму. Він визначається як відношення максимального значення споживання електроенергії (максимальне навантаження) до мінімального значення споживання (мінімальне навантаження) за певний період часу.

$$k_{\text{вар}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{min}}}, \quad k_{\text{вар}} = \frac{1}{0,2} = 5, \text{ в.о.} \quad (7)$$

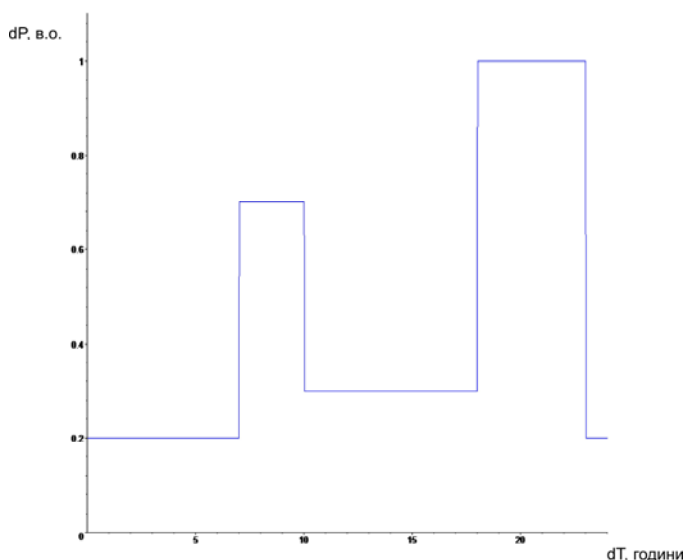


Рис. 2. Графік споживання електричної енергії

Приймаємо, що збільшення споживання електричної енергії відбувається рівномірно в характерний денний та вечірній максимум та за умови відсутності погодинного контролю за споживанням електричної енергії у споживача й відповідного обліку електричної енергії, а також, що обмеження споживання буде на рівні номінальної потужності наявного трансформатора. Відповідно знайдемо потенційне можливе збільшення покриття денного та вечірнього максимуму за умови місячного обмеження спожитої енергії пропорційно до номінальної потужності трансформатора відповідно до договору на постачання електричної енергії.

Вираз, що описує максимальне нерівномірне споживання за умови забезпечення договірних умов споживання електричної енергії, має вигляд:

$$W_{\text{збільш}} = S_{\text{ном, санк}} \cdot \cos \varphi \cdot (8 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,7 \cdot k_{\text{збільш}} + 8 \cdot 0,3 + 5 \cdot 1 \cdot k_{\text{збільш}}), \quad (8)$$

де $k_{\text{збільш}}$ – величина у відносних одиницях, яка показує на яку величину потенційно можливе збільшення покриття денного та вечірнього максимуму за умови місячного обмеження спо-

житої енергії пропорційно до номінальної санкціонованої потужності трансформатора відповідно до договору на постачання електричної енергії:

$$k_{\text{збільш}} = \frac{dP_{\text{макс, несанк}}}{dP_{\text{макс, санк}}}.$$

Максимальне споживання активної енергії, що обмежено договором:

$$W_{\text{макс}} = S_{\text{ном, санк}} \cdot \cos \varphi \cdot 24. \quad (9)$$

Приймаємо, що вирази (8) та (9) рівні між собою, тобто $W_{\text{збільш}} = W_{\text{макс}}$, отримуємо розв'язок $k_{\text{збільш}} = 2,817$, що відповідає коефіцієнту варіації навантаження для вечірнього максимуму:

$$k_{\text{вар макс}} = \frac{2,817}{0,2} \approx 14,1, \text{ в.о.}$$

Відповідно подібне несанкціоноване втручання в режим роботи електричної мережі негативно впливає на ефективність роботи мережі через неефективну роботу обладнання внаслідок необхідності регулювання в широкому діапазоні та призводить до потреби у додаткових резервних потужностях.

Таким чином, на рис. 3 подано скорегований графік споживання активної електричної енергії за умови контролю максимального споживання за кількістю електричної енергії, яка пропорційна номінальній потужності трансформатора $W_{\text{макс}}$.

Подібне надмірне споживання електричної енергії в максимуми споживання суттєво спотворює режим роботи електроенергетичної системи, але вимагає несанкціонованих змін потужності наявного трансформатора на величину $k_{\text{збільш}}$. Приймаємо, що на об'єкті дослідження використовується трансформатор ТМ-40/10, тому для забезпечення покриття піків несанкціонованого споживання доцільно обрати трансформатор на потужність $S_{\text{ном, несанк}}$:

$$S_{\text{ном, несанк}} = \frac{P_{\text{ном, несанк}}}{\cos \varphi} = \frac{k_{\text{збільш}} \cdot P_{\text{ном, санк}}}{\cos \varphi} = \frac{k_{\text{збільш}} \cdot S_{\text{ном, санк}} \cdot \cos \varphi}{\cos \varphi} = k_{\text{збільш}} \cdot S_{\text{ном, санк}},$$

$$S_{\text{ном, несанк}} = 2,817 \cdot 40000 = 112,68, \text{ кВа.}$$

Таким чином, сформуємо модель, за якою перевіримо наскільки несанкціонована заміна може вплинути на витрати активної енергії в силових трансформаторах і автотрансформаторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання електричної енергії на прикладі трансформаторів марки ТМ-63/10, ТМ-100/10, ТМ-160/10.

Витрати активної електроенергії в трансформаторі. Згідно із СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82-2013:

$$\Delta W_{\text{Т}}^{\text{Р}} = \sum_{i=0}^{23} \left(dT_i \frac{(dS_i \cdot S_{\text{ном, санк}})^2}{U^2} \cdot R_{\text{ТР}} \right) + 24 U^2 g_{\text{ТР}} = \sum_{i=0}^{23} \left(dT_i \frac{\left(\frac{dP_i}{\cos \varphi_i} \cdot S_{\text{ном, санк}} \right)^2}{U^2} \cdot R_{\text{ТР}} \right) + 24 U^2 g_{\text{ТР}}.$$

Тобто

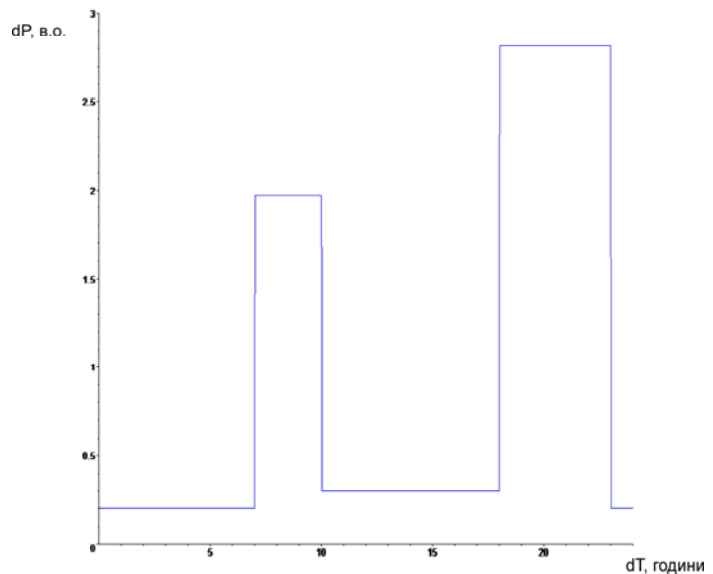


Рис. 3. Скорегований графік споживання активної електричної енергії

$$\Delta W_T^P = \frac{(S_{\text{ном,санк}})^2}{U^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot \sum_{i=0}^{23} (dT_i \cdot \left(\frac{dP_i}{\cos \varphi_i} \right)^2) + 24U^2 g_{\text{ТР}}, \quad (10)$$

$$\Delta W_T^Q = \frac{(S_{\text{ном,санк}})^2}{U^2} \cdot X_{\text{ТР}} \cdot \sum_{i=0}^{23} (dT_i \cdot \left(\frac{dP_i}{\cos \varphi_i} \right)^2) + 24U^2 b_{\text{ТР}}. \quad (11)$$

Для формування залежностей представимо:

$$K = \sum_{i=0}^{23} (dT_i \cdot \left(\frac{dP_i}{\cos \varphi_i} \right)^2), \quad (12)$$

тому $\Delta W_T^P = \frac{(S_{\text{ном,санк}})^2}{U^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot K + 24U^2 g_{\text{ТР}}, \quad \Delta W_T^Q = \frac{(S_{\text{ном,санк}})^2}{U^2} \cdot X_{\text{ТР}} \cdot K + 24U^2 b_{\text{ТР}}.$

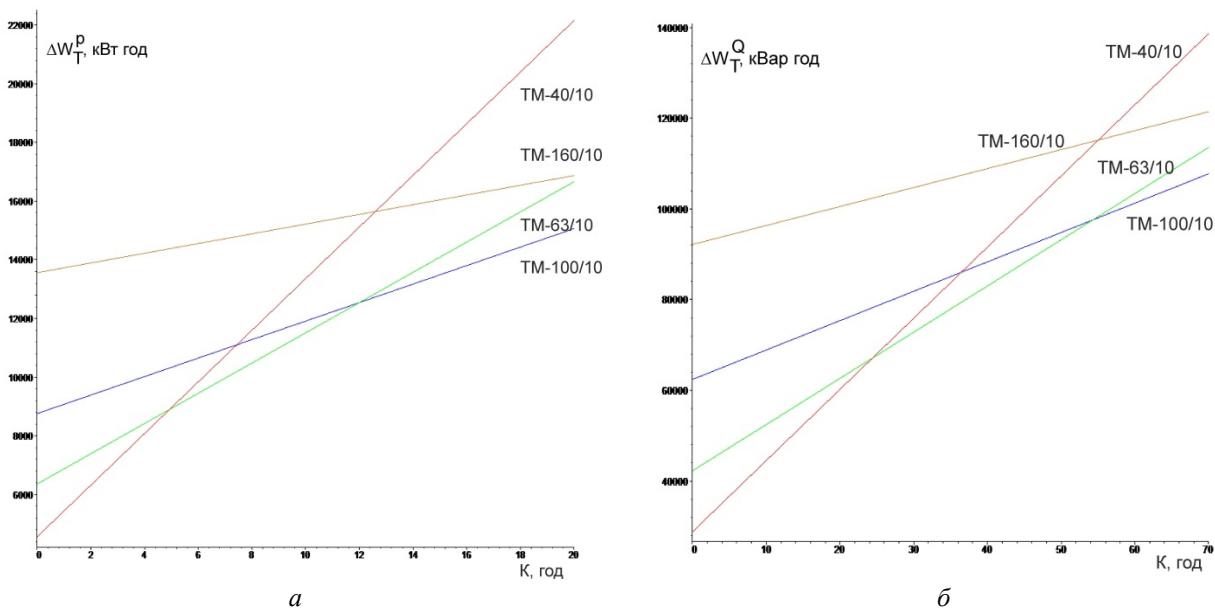


Рис. 4. Графік залежності витрат (а) активної та (б) реактивної електричної енергії в трансформаторах різних марок від параметру K

На рис. 4 а показано сімейство залежностей витрат активної електричної енергії від зміни величини K для трансформаторів марки ТМ-40/10, ТМ-63/10, ТМ-100/10, ТМ-160/10 та декілька точок перетинання графіків залежностей зміни витрат активної енергії від K для трансформаторів ТМ-40/10 і ТМ-63/10, ТМ-100/10, ТМ-160/10, які вказують на рівність витрат активної електричної енергії за умови несанкціонованої підміни і відповідають значенням: $K = 4,93; 7,44; 12,6$ год відповідно. Фізичний сенс точки рівності витрат полягає в тому, що до неї величина активних витрат електричної енергії в трансформаторі буде вище за несанкціонованого використання трансформатора більшої потужності. Таким чином, інформація про точку рівності витрат дає змогу визначити зону, при роботі в якій активні витрати електричної енергії при несанкціонованій підміні трансформатора збільшуються.

Відповідно до розподілу dT_i на рис. 2 та значеннями K на перетинах графічних залежностей на рис. 4 а для виразу (12) знайдемо відносні значення величин активної потужності в денний і вечірній максимумах $dP_{\text{MAX}_p, ij}$ для відповідних несанкціонованих замін трансформаторів за критерієм рівності активних витрат електричної енергії, де i – марка санкціонованого трансформатора, j – марка несанкціонованого трансформатора. Приймаємо що $\cos \varphi_i$ – незмінна величина, тобто $\cos \varphi_i = \cos \varphi$:

$$\left\{ \begin{aligned} &\left(8 \cdot \left(\frac{0,2}{\cos \varphi} \right)^2 + 3 \cdot \left(0,7 \cdot \frac{dP_{\text{MAX}_P \text{ TM-40/10 i TM-63/10}}}{\cos \varphi} \right)^2 + 8 \cdot \left(\frac{0,3}{\cos \varphi} \right)^2 + 5 \cdot \left(1 \cdot \frac{dP_{\text{MAX}_P \text{ TM-40/10 i TM-63/10}}}{\cos \varphi} \right)^2 \right) = 4,93, \\ &\left(8 \cdot \left(\frac{0,2}{\cos \varphi} \right)^2 + 3 \cdot \left(0,7 \cdot \frac{dP_{\text{MAX}_P \text{ TM-40/10 i TM-100/10}}}{\cos \varphi} \right)^2 + 8 \cdot \left(\frac{0,3}{\cos \varphi} \right)^2 + 5 \cdot \left(1 \cdot \frac{dP_{\text{MAX}_P \text{ TM-40/10 i TM-100/10}}}{\cos \varphi} \right)^2 \right) = 7,44, \\ &\left(8 \cdot \left(\frac{0,2}{\cos \varphi} \right)^2 + 3 \cdot \left(0,7 \cdot \frac{dP_{\text{MAX}_P \text{ TM-40/10 i TM-160/10}}}{\cos \varphi} \right)^2 + 8 \cdot \left(\frac{0,3}{\cos \varphi} \right)^2 + 5 \cdot \left(1 \cdot \frac{dP_{\text{MAX}_P \text{ TM-40/10 i TM-160/10}}}{\cos \varphi} \right)^2 \right) = 12,6. \end{aligned} \right.$$

Відповідно

$$dP_{\text{MAX}_P \text{ TM-40/10 i TM-63/10}} = 0,625, \text{ в.о.},$$

$$dP_{\text{MAX}_P \text{ TM-40/10 i TM-100/10}} = 0,818, \text{ в.о.},$$

$$dP_{\text{MAX}_P \text{ TM-40/10 i TM-160/10}} = 1,11, \text{ в.о.}$$

Таким чином, величина $dP_{\text{MAX}_P \text{ ij}}$ показує наскільки за несанкціонованої зміни трансформатора необхідно змінити споживання електричної енергії в денний і вечірній максимуми порівняно з режимом роботи із санкціонованим трансформатором за умови, що активні витрати електричної енергії – незмінні.

Варто відмітити, що: 1) якщо величина $dP_{\text{MAX}_P \text{ ij}}$ менша одиниці, то за режиму роботи, зображеному на рис. 2, збільшення активних витрат за несанкціонованої підміни трансформаторів спостерігатися не буде і відповідно, якщо величина більше одиниці, це вказує на зону збільшення споживання електричної енергії в денний і вечірній максимуми, в якій витрати зростають; 2) точки врівноважених активних витрат за несанкціонованої заміни трансформатора меншої потужності на трансформатор більшої потужності відповідають незначні коефіцієнти нерівномірності споживання електричної енергії (коефіцієнти використання) трансформатора, визначені за формулою (6): при підміні ТМ -40/10 на ТМ -63/10 – 0,2231; ТМ -40/10 на ТМ -100/10 – 0,1635; ТМ -40/10 на ТМ -160/10 – 0,1242, що вказує на малоймовірність за несанкціонованої підміни трансформатора режиму роботи електричної мережі зі збільшенням витрат активної електричної енергії для оператора системи розподілу, але призведе до великих опосередкованих витрат для забезпечення відповідного режиму роботи електричної мережі внаслідок суттєвого коливання потужності споживання протягом доби.

Витрати реактивної електроенергії. Аналогічно знайдемо витрати реактивної електроенергії, застосувавши вираз (11), та результати математичного моделювання представимо на рис. 4 б.

На рис. 4 б маємо декілька точок перетинання графіків залежностей зміни витрат реактивної електричної енергії від K для трансформаторів ТМ-40/10 і ТМ-63/10, ТМ-100/10, ТМ-160/10, яким відповідають значення: $K = 24,42; 36,46; 55,04$ год відповідно.

Відповідно до розподілу dT_i на рис. 2 та значень K на перетинах графічних залежностей на рис. 4 для виразу (12) знайдемо відносні значення величин активної потужності в денний і вечірній максимуми $dP_{\text{MAX}_Q \text{ ij}}$ для відповідних несанкціонованих замін трансформаторів за критерієм рівності реактивних витрат електричної енергії, де i – марка санкціонованого трансформатора, j – марка несанкціонованого трансформатора. Приймаємо, що $\cos \varphi_i$ – незмінна величина, тобто $\cos \varphi_i = \cos \varphi$:

$$\left\{ \begin{aligned} &\left(8 \cdot \left(\frac{0,2}{\cos \varphi} \right)^2 + 3 \cdot \left(0,7 \cdot \frac{dP_{\text{MAX}_Q^{\text{TM}-40/10 \text{ i TM}-63/10}}}{\cos \varphi} \right)^2 + 8 \cdot \left(\frac{0,3}{\cos \varphi} \right)^2 + 5 \cdot \left(1 \cdot \frac{dP_{\text{MAX}_Q^{\text{TM}-40/10 \text{ i TM}-63/10}}}{\cos \varphi} \right)^2 \right) = 24,42, \\ &\left(8 \cdot \left(\frac{0,2}{\cos \varphi} \right)^2 + 3 \cdot \left(0,7 \cdot \frac{dP_{\text{MAX}_Q^{\text{TM}-40/10 \text{ i TM}-100/10}}}{\cos \varphi} \right)^2 + 8 \cdot \left(\frac{0,3}{\cos \varphi} \right)^2 + 5 \cdot \left(1 \cdot \frac{dP_{\text{MAX}_Q^{\text{TM}-40/10 \text{ i TM}-100/10}}}{\cos \varphi} \right)^2 \right) = 36,46, \\ &\left(8 \cdot \left(\frac{0,2}{\cos \varphi} \right)^2 + 3 \cdot \left(0,7 \cdot \frac{dP_{\text{MAX}_Q^{\text{TM}-40/10 \text{ i TM}-160/10}}}{\cos \varphi} \right)^2 + 8 \cdot \left(\frac{0,3}{\cos \varphi} \right)^2 + 5 \cdot \left(1 \cdot \frac{dP_{\text{MAX}_Q^{\text{TM}-40/10 \text{ i TM}-160/10}}}{\cos \varphi} \right)^2 \right) = 55,04. \end{aligned} \right.$$

Відповідно

$$dP_{\text{MAX}_Q^{\text{TM}-40/10 \text{ i TM}-63/10}} = 1,602, \text{ в.о.},$$

$$dP_{\text{MAX}_Q^{\text{TM}-40/10 \text{ i TM}-100/10}} = 1,978, \text{ в.о.},$$

$$dP_{\text{MAX}_Q^{\text{TM}-40/10 \text{ i TM}-160/10}} = 2,446, \text{ в.о.}$$

Оскільки залежність $dP_{\text{MAX}_Q^{\text{ij}}}$ у всіх трьох випадках значно вища одиниці, то за незмінного рівня і графіка споживання за несанкціонованої заміни трансформатора витрати реактивної електроенергії будуть значно вищі, ніж за умови використання ТМ -40/10.

Варто зазначити, що: 1) в точці врівноважених витрат реактивної електроенергії за несанкціонованої заміни трансформатора меншої потужності на трансформатор більшої потужності відповідають значно більші коефіцієнти завантаження трансформатора, ніж для моделі визначення витрат активної електроенергії (при підміні ТМ -40/10 на ТМ -63/10 – 0,4067; ТМ -40/10 на ТМ -100/10 – 0,3007; ТМ -40/10 на ТМ -160/10 – 0,2226), що вказує на суттєво більшу ймовірність збільшення витрат реактивної електричної енергії в трансформаторі за його несанкціонованої підміни; 2) несанкціонована підміна призведе до великих опосередкованих витрат для забезпечення відповідного режиму роботи електричної мережі внаслідок суттєвого коливання потужності споживання протягом доби.

Висновки. У статті запропоновано модель, яка демонструє вплив несанкціонованої заміни силового трансформатора, який належать споживачам, зокрема на прикладі енергокооперативу, на обсяги витрат електроенергії та коефіцієнт варіації навантаження в умовах традиційної системи обліку електроенергії.

Указано, що несанкціонована заміна силового трансформатора за низьких коефіцієнтів використання (нерівномірності споживання) встановленої потужності силового трансформатора призводить до збільшення витрат активної електроенергії. Наприклад, при підміні ТМ-40/10 на ТМ-63/10 коефіцієнт становить 0,2231; для ТМ-40/10 на ТМ-100/10 – 0,1635; а для ТМ-40/10 на ТМ-160/10 – 0,1242, що свідчить про низьку ймовірність режиму роботи зі збільшеними активними витратами електричної енергії.

Зазначено, що за несанкціонованої заміни силового трансформатора меншої потужності на трансформатор більшої потужності точка врівноважених витрат реактивної електроенергії відповідає значно вищим коефіцієнтам завантаження трансформатора порівняно з моделлю визначення витрат активної електроенергії. Так, при підміні ТМ-40/10 на ТМ-63/10 цей коефіцієнт становить 0,4067; для ТМ-40/10 на ТМ-100/10 – 0,3007; для ТМ-40/10 на ТМ-160/10 – 0,2226. Це свідчить про високу ймовірність збільшення витрат реактивної електроенергії за несанкціонованої заміни силового трансформатора порівняно зі встановленим згідно із проектом.

Доведено, що несанкціонована заміна силового трансформатора суттєво впливає на коефіцієнт варіації навантаження, що може призвести до значних опосередкованих витрат оператора системи розподілу на забезпечення стабільного режиму роботи електромережі в цілому через необхідність забезпечення великого діапазону коливання потужності споживання протягом доби.

Обґрунтовано доцільність реконструкції системи обліку електричної енергії, яка базується на лічильнику спожитої енергії за проміжок часу – традиційної системи обліку електроенергії або системи з періодичним обліком – на систему обліку, яка використовує щогодинний обмін інформацією з центром обліку електричної енергії – систему автоматизованого обліку електроенергії (AMR) або інтелектуальну систему обліку (AMI), яка автоматично передає дані про споживання в режимі реального часу або з короткими інтервалами (наприклад, щогодини) до центру обліку, яка унеможливує зловживання, як-от несанкціоновану підміну трансформатора, забезпечуючи точний моніторинг та аналіз споживання електроенергії.

Публікацію підготовлено в межах виконання наукової роботи "Моделі та засоби підвищення надійності розподільних електричних мереж в умовах зростання генерації відновлюваних джерел енергії" (Монітор-5)» (КПКВК 6541030).

1. IEC/TR 63097:2017 Smart grid standardization roadmap. 2017. 315 p.
2. Блінов І.В., Трач І.В., Парус Є.В., Дерев'янка Д.Г., Хоменко В.М. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах шляхом використання відновлювальних джерел енергії. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 2. С. 60–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>.
3. IEC TR 62898-1. Microgrids. Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. IEC. 2023. 86 p.
4. Блінов І.В., Парус Є.В., Шиманюк П.В., Ворушило А.О. Модель оптимізації функціонування мікромережі з СЕС та установкою зберігання енергії. *Технічна електродинаміка*. 2024. № 5. С. 69–78. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>.
5. Блінов І.В., Парус Є.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В., Сичова В.В. Модель оцінки доцільності переходу промислових споживачів до погодинного обліку електричної енергії на роздрібному ринку. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2021. С. 88-97. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2021.242186>.
6. Кириленко О.В., Блінов І.В., Зайцев Є.О., Палачов С.О., Васильченко В.І. Впровадження міжнародних та європейських стандартів для розвитку ОЕС України згідно з концепцією Smart Grid. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2022. № 63. С. 5–12. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.63.005>.
7. Жаркін А., Палачов С. Впровадження в нормативну базу України європейських вимог до проведення вимірювання показників якості електричної енергії. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2023. № 65. С. 15–20. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.015>.
8. Скрипник С.О., Шеїна Г.О. Порівняння технологічних втрат електричної мережі 6(10) кВ та 20 кВ. *Наукові праці ДонНТУ*. Серія: «Електротехніка і енергетика». 2020. № 1(22). С. 21–26.
9. Ципленков Д.В., Красовський П.Ю. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання. *Електротехніка та електроенергетика*. 2015. № 1. С. 77–82.
10. Denysiuk, S., Hilevych, K. Optimization of the use of distributed energy resources in local electrical power systems according to the criterion of minimum loss of electricity. *POWER ENGINEERING: economics, technique, ecology*. 2023. No. 4. P. 74. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2023.290880>.
11. Denysiuk S., Derevianko D., Bielokha H., Zaichenko S. Evaluation of Energy Processes in Smart Monitoring Systems of Local Electricity Systems. *IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES)*. Kremenchuk, Ukraine. 2023. Pp. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEES61502.2023.10402488>.
12. Бодунов В.М. Забезпечення допустимих рівнів напруги в низьковольтних мережах при проєктуванні сонячних електричних станцій приватних домогосподарств. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2021. № 1 (2). С. 23-27. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.01.04>.
13. 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: <https://doi.org/10.20998/2413-4295.2023.02.01>.
14. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії» № 311 від 14.03.2018.

ANALYSIS OF UNAUTHORISED OPERATING MODES OF POWER TRANSFORMERS OWNED BY CONSUMERS BASED ON THE CRITERION OF ELECTRICITY LOSSES

O. Gai¹, V. Bodunov², A. Vorushylo³, G. Gai⁴

1 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: gaalxold@gmail.com;

2 – Chernihiv Polytechnic National University,

Shevchenko str., 95, Chernihiv, 14035, Ukraine

e-mail: vadymbodunov@gmail.com;

3 – Institute of General Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Antonovych Str., 172, Kyiv, 03150, Ukraine

e-mail: anton2320@gmail.com

4 – National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine,

Heroiv Oborony Str., 15, Kyiv, 03041, Ukraine

e-mail: gtatana704@gmail.com

The article describes a model that takes into account the impact of unauthorised modes of power transformers owned by consumers on the efficiency of the distribution system operator's power grids. A mathematical model for analysing electricity consumption in power transformers has been developed using real electricity consumption schedules of energy cooperatives and the magnitude of possible abuse is indicated in the case of monthly electricity metering. The influence of unauthorised replacement of transformers on the value of active and reactive power consumption in this transformer is investigated. The article substantiates the limits of daily electricity consumption by an energy cooperative when the actual transformer losses exceed the normalised transformer losses obtained by the calculation method in accordance with the SOU-N EE 40.1-37471933-82_2013. The expediency of reconstruction of metering systems for hourly analysis of electricity consumption is substantiated. Bibl. 14, fig. 4.

Keywords: microgrid, energy cooperative, transformer costs, metering point.

1. IEC/TR 63097:2017 Smart grid standardization roadmap. 2017. 315 p.
2. Blinov I., Trach I., Parus E., Derevianko D., Khomenko V. Voltage regulation in distribution networks by the means of distributed renewable energy sources. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 1. Pp. 60–69. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>
3. IEC TR 62898-1. Microgrids – Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. IEC. 2023. 86 p.
4. Blinov I., Parus E., Shymaniuk P., Vorushylo A. Optimization model of microgrid functioning with solar power plant and energy storage system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2024. No 5. Pp. 69–78. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>
5. Blinov I., Parus E., Miroshnyk V., Shymaniuk P., Sychova V. Model of evaluation the feasibility of industrial customers to hourly accounting of retail electricity market. *Energetyka: ekonomika, tekhnika, ekologiya*. 2021. Pp. 88–97. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2021.242186>
6. Kyrylenko O., Blinov I., Zaitsev Ie., Palachov S., Vasylychenko V. International and European standards implementation for use Smart Grid concept in IPS of Ukraine. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2022. No 63. Pp. 5–12. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.63.005>
7. Zharkin A., Palachov S. Implementation of european requirements for measuring the quality of electric energy into ukraine's regulatory basis. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2023. No 65. Pp. 15–20. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.015>
8. Skrypnik S.O., Sheina G.O. Comparison of technological losses of 6(10) kV and 20 kV power grids. *Naukovi pratsi DonNTU. Series: Elektrotekhnika I energetyka*. 2020. No 1(22). Pp. 21–26. (Ukr)
9. Tsiplenkov, D.V.; Krasovsky, P.Y. Methods and means of reducing technical losses of electricity in the elements of power supply systems. *Elektrotekhnika ta elektroenergetyka*. 2015. No 1. Pp. 77–82. (Ukr)
10. Denysiuk, S., Hilevych, K. Optimization of the use of distributed energy resources in local electrical power systems according to the criterion of minimum loss of electricity. *POWER ENGINEERING: economics, technique, ecology*. 2023. No 4 (2023): 74. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2023.290880>
11. Denysiuk S., Derevianko D., Bielokha H., Zaichenko S. Evaluation of Energy Processes in Smart Monitoring Systems of Local Electricity Systems. *IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES)*. Kremenchuk, Ukraine. 2023. Pp. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEES61502.2023.10402488>
12. Bodunov V.M. Ensuring permissible voltage levels in low-voltage networks in the design of solar power plants of private households. *Visnyk Natsionalnogo Tekhnichnogo Universytetu KhPI. Series: Energetyka: Nadiynist ta energoefektyvnist*. 2021. No 1 (2). Pp. 23–27. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.01.04>
13. 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: Nadiynist ta energoefektyvnist*. Kharkiv: NTU KhPI. 2023. No 2(16). Pp. 3–9. DOI: <https://doi.org/10.20998/2413-4295.2023.02.01>
14. NEURC's Resolution On Approval of the Commercial Electricity Metering Code No. 311 dd 14.03.2018

Надійшла: 20.11.2024

Прийнята: 10.12.2024

Submitted: 20.11.2024

Accepted: 10.12.2024