

УДК 621.311.161

О. А. БУСЛАВЕЦЬ¹, В. В. КУЛИК² (канд. техн. наук, доц.),
П. Д. ЛЕЖНЮК² (д-р техн. наук, проф.)

¹Департамент електроенергетичного комплексу Міненерговугілля

²Вінницький національний технічний університет

lpd@inbox.ru

ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ ЕФЕКТИВНОГО ПЛАНУВАННЯ ЗАХОДІВ ЗІ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Розглядається проблема формування та ефективного використання інформаційної інфраструктури розподільних електричних мереж (РЕМ) 10-0,4 кВ енергопостачальних компаній (ЕК) для розв'язання задачі моніторингу технологічних витрат електроенергії, а також керування ними. Використовуючи результати натурного експерименту проаналізовано вплив інформаційного забезпечення на якість планування заходів зі зменшення втрат (ЗЗВ) в РЕМ. Запропоновано використовувати засоби теле- та псевдовимірювань автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) для вирішення задач моніторингу режимів РЕМ та формування заходів зі зменшення втрат в електромережах.

Ключові слова: розподільні електричні мережі, втрати електроенергії, характерні режими, автоматизована система, інформаційне забезпечення, оцінювання спостережності.

Вступ. Відповідно до [1] ефективність планування заходів зі зменшення втрат електроенергії (ЗЗВ) залежить від точності розрахунку їх складових, яка визначається інформаційною та методичною похибками й безпосередньо пов'язана з обсягом та якістю вихідної інформації. Разом з тим, електромережах практично відсутні повноцінні системи технічного моніторингу. По-фідерний аналіз звітних ТВЕ зводиться до визначення різниці між надходженням електроенергії та її корисним відпуском у межах балансової належності за показами приладів обліку. Внаслідок неодноразовості реєстрації показів лічильників знижується достовірність звітних ТВЕ.

Нормативні значення ТВЕ в умовах неповноти вихідної інформації оцінюються (а не визначаються!) за спрощеними моделями з використанням статистичної інформації про навантаження, а також незмінними протягом року схемами електромереж з параметрами, які також приймаються постійними [2], тобто їх достовірність також є обмеженою. Інформація ж стосовно режимних параметрів ЕМ взагалі не враховується або фіксується епізодично. Таким чином, значення понаднормативних витрат електроенергії в ЕМ, для зняття яких розробляються електроощадні заходи, оцінюються настільки наближено, що виявити ефект від впровадження останніх часто є неможливим. Це знижує довіру до проектів з підвищення енергоефективності мереж і, таким чином, доцільність їх фінансування та реалізації стає сумнівною.

Для вирішення проблем інформаційного забезпечення задач експлуатації ЕМ розробляються та впроваджуються відповідні інформаційно-розрахункові системи. Однак, на даний час можна вважати вирішеною лише проблему комерційного обліку електроенергії. Проблема аналізу режимів розподільних мереж, особливо до 1 кВ, не вирішена. Це пов'язано зі значною розмірністю задачі (сотні тисяч вузлів та кіл у межах одного району електричних мереж), а також обмеженими технічними можливостями ЕМ щодо спостереження та керування. Оскільки пряме забезпечення повної спостережності ЕМ є недоцільним з економічних міркувань, то розв'язувати задачі аналізу, а надто прогнозування ТВЕ, доцільно засобами математичного моделювання за результатами натурних експериментів.

Розраховувати характерні режими ЕМ та технічні втрати електроенергії дозволяють математично-програмні засоби у поєднанні з відповідним інформаційним забезпеченням. З їх допомогою можливо виділяти з сумарних втрат їх складові, які зумовлені функціонуванням електромереж окремих класів напруги, заданого підпорядкування та відомчої приналежності. Останнє є актуальним для розв'язання низки практичних задач. Виходячи з цього, важливою проблемою залишається оцінювання міри придатності інформаційно-вимірювальних систем обласних енергопостачальних компаній для розв'язання задач моніторингу звітних ТВЕ та розроблення заходів щодо їх зменшення. Враховуючи обмеженість фінансування, важливо мати можливість обґрунтувати напрямки вдосконалення таких систем для розв'язання окремих технічних задач, що дозволить враховувати пріоритетність інтересів енергопостачальних компаній.

Аналіз літературних джерел та постановка проблеми. Для вирішення проблеми підвищення достовірності розрахунків звітних та нормативних ТВЕ в розподільних ЕМ 10(6) кВ можливо й доцільно використовувати бази даних АСКОВЕ, які значно випереджають системи технічного моніторингу як в оснащенні, так і в інформаційних можливостях. Розвиток інформаційного забезпечення АСКОВЕ дозволяє не лише підвищувати якість взаєморозрахунків за спожиту електроенергію, але і паралельно розв'язувати ряд технічних задач, серед яких аналіз окремих складових ТВЕ та планування, на цій підставі, заходів щодо їх зменшення.

Відповідно до [1] нормативні ТВЕ визначаються за таким виразом:

$$\Delta W_{\text{ТВЕ}} = \Delta W_{\text{ТР}} + \Delta W_{\text{НВП}} + \Delta W_{\text{ПЛО}},$$

(1)

де $\Delta W_{\text{ТР}}$ – сумарні розрахункові втрати електроенергії в елементах ЕМ; $\Delta W_{\text{НВП}}$ – сумарні нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та розподільчих пунктів; $\Delta W_{\text{ПЛО}}$ – розрахункові витрати електроенергії на плавлення ожеледі.

Складова $\Delta W_{\text{ТР}}$ визначається за виразом:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \sum_{i=1}^k \Delta W_{\text{ЛЗі}} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{\text{ТРЗі}} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{\text{ТРПі}} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{\text{ІНі}}, \quad (2)$$

де $\Delta W_{\text{ЛЗі}}$ – сумарні змінні (навантажувальні) розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП i -го ступеня напруги; $\Delta W_{\text{ТРі}}$ – сумарні змінні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах i -го ступеня напруги; $\Delta W_{\text{ТРПі}}$ – сумарні умовно-постійні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах i -го ступеня напруги; $\Delta W_{\text{ІНі}}$ – сумарні розрахункові (умовно-постійні) втрати електроенергії в інших елементах i -го ступеня напруги; k – кількість ступенів напруги мережі.

Структура звітних ТВЕ відрізняється від нормативних ТВЕ наявністю в їх складі понаднормативної складової, що викликана несвочасною сплатою за електроенергію, недосконалістю обліку та несанкціонованим споживанням електроенергії.

З виразів (1) та (2) видно, що змінними складовими у структурі ТВЕ є лише $\Delta W_{\text{ЛЗі}}$ та $\Delta W_{\text{ТРі}}$. Таким чином, похибка розрахунку зазначених втрат містить як випадкову, так і систематичну складові. Всі інші складові ТВЕ є умовно-сталими величинами і тому похибка їх розрахунку має, великою мірою, систематичний характер, а отже, може бути врахована в процесі розрахунку введенням відповідної поправки.

Необхідна точність розрахунку навантажувальних втрат електроенергії не забезпечується наявною якістю та кількістю вихідної інформації. Основною причиною такої ситуації є брак коштів, які потрібні на розвиток інформаційних систем. Виходячи з цього, актуальною є проблема підвищення ефективності проектування систем обліку для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії.

В роботах [3, 4] запропоновано використовувати інформацію з бази даних АСКОЕ не тільки для задач підвищення ефективності взаєморозрахунків за відпущену електроенергію, а також і для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії з метою їх зменшення. Це дає можливість використовувати більш точні методи розрахунку, наприклад, по-елементні. В першу чергу це викликано тим, що засоби комерційного обліку АСКОЕ більш активно впроваджуються, ніж засоби технічного.

Використання бази даних АСКОЕ в задачах розрахунку навантажувальних втрат електроенергії пов'язане з проблемою забезпечення спостережності розподільних мереж 10(6) кВ саме для розв'язування цієї задачі. Для її вирішення необхідно додатково оснащувати розподільні мережі 10(6) кВ засобами обліку.

В роботі [5] було запропоновано інформаційні та комерційні критерії оптимального розташування вимірювальних засобів, які є похідними від критерію спостережності електричних мереж. Критерії визначені для задачі оцінювання стану складнозамкнених магістральних мереж та, як наслідок, визначаються у вигляді обумовленості матриці Фішера або визначника нормованої матриці Фішера. Таким чином, ефективність їх використання на практиці для розподільних, переважно розімкнених мереж 10(6) кВ великої розмірності, є сумнівною з огляду збіжності ітераційних процесів розрахунку.

В [6] наведено результати досліджень щодо забезпечення спостережності розподільних мереж 10(6) кВ для розрахунку нормальних режимів. Запропоновано математичні моделі для врахування ступеня спостережності в задачах розрахунку навантажувальних втрат електроенергії, що базуються на представленні мережі у вигляді чотириполюсника з подальшим їх еквівалентуванням. Під час розрахунку визначаються дисперсії навантажень, що призводить, з одного боку, до складних математичних виразів, а з іншого, до еквівалентування електричної мережі за умови використання АСКОЕ.

Аналіз результатів досліджень дозволяє стверджувати, що встановлення засобів обліку АСКОЕ на всіх підстанціях розподільної мережі 10(6) кВ є необов'язковим та нерентабельним. Впровадження технічних засобів забезпечення спостережності мережі за рахунок оснащення останньої засобами обліку необхідно реалізувати сумісно з підвищенням ефективності методів розрахунку навантажувальних втрат електроенергії.

Виходячи з цього, статтю присвячено вдосконаленню підходів, щодо аналізу навантажувальних втрат електроенергії в мережах 10(6) кВ для розв'язання задач їх зменшення з урахуванням вірогідності розрахунку останніх в умовах функціонування АСКОЕ, а також розробленню методів оцінювання придатності наявного інформаційного забезпечення для розв'язання означених задач.

Вихідна інформація для аналізу навантажувальних втрат електроенергії. Задача аналізу навантажувальних втрат електроенергії в розподільних електромережах є комплексною задачею, а її розв'язання передбачає наступні етапи:

- підготовка вихідної інформації для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії;
- вибір методу та виконання розрахунку;

- оцінювання інтервалу невизначеності результатів;
- оцінювання похибки результатів розрахунку;
- оцінювання спостережності мереж в контексті розв'язуваної задачі.

Використовуючи розв'язки наведених вище задач формується підґрунтя для розв'язання задачі синтезу, яка полягає у безпосередньому плануванні заходів щодо зниження окремих складових ТВЕ та розвитку засобів інформаційного забезпечення енергопостачальних компаній у контексті розв'язання задач, що пов'язані з моделюванням режимів електромереж.

Відомо [1, 2], що мінімальна систематична похибка розрахункових навантажувальних втрат електроенергії ΔW_{Hj} за j -тий проміжок часу відповідає методу поелементних розрахунків:

$$\Delta W_H = \sum_{i=1}^n \left\{ \left[\sum_{j \in M_i} \frac{(S_H k_3 \cos \phi_j)^2}{U_j^2} \right] k_{\phi P}^2 + \left[\sum_{j \in M_i} \frac{(S_H k_3 \sin \phi_j)^2}{U_j^2} \right] k_{\phi Q}^2 \right\} R_i t, \quad (3)$$

де n – кількість елементів мережі; S_{Hj} – номінальна потужність i -того трансформатора; k_{3j} – коефіцієнт навантаження j -того трансформатора; $\cos \phi_j$ – коефіцієнт потужності j -того трансформатора; R_i – активний опір i -того елемента ЕМ; t – тривалість розрахункового періоду; U_j – вузлове значення напруги первинної обмотки j -го трансформатора; $k_{\phi P}$, $k_{\phi Q}$ – коефіцієнти форми графіків, відповідно, активного та реактивного навантаження i -го елемента ЕМ; M_i – множина трансформаторів (або ТП), що отримують електроенергію через i -ий елемент ЕМ.

Як видно з виразу (3), вихідна інформація представляється двома видами даних. Перший – це схемна інформація $\mathbf{X}_s = \{R_i, S_{Hj}\}$, другий – режимна інформація:

$$\mathbf{X}_R = \{k_{3j}, k_{\phi P}, k_{\phi Q}, U_j, \cos \phi_j\}. \quad (4)$$

Використовуючи інформаційне забезпечення АСКОЕ, режимні параметри \mathbf{X}_R можна отримати обробляючи дані з лічильників активної та реактивної електроенергії, а також датчиків напруги та перетоків потужності, автоматичне опитування яких відбувається з певною дискретністю Δt . Множина схемних параметрів \mathbf{X}_s отримується за каталожними або паспортними даними та за результатами діагностування або випробувань.

Розрахунок змінних втрат електроенергії в ЕМ. Після підготовки початкових даних щодо режимних та схемних параметрів формується розрахункова модель ЕМ, яка, згідно поелементного методу розрахунку (3), складається з розрахункових моделей окремих елементів.

Враховуючи, що впровадження АСКОЕ є тривалим процесом і повинне покращувати інформаційне забезпечення на кожному етапі, то для фрагментів ЕМ, які не охоплені телеінформаційною системою, залишається проблема отримання режимних параметрів \mathbf{X}_R в умовах невизначеності. Як показує практика,

найменш достовірними параметрами моделі навантажувальних втрат (3) є коефіцієнти форми $k_{\phi P}$, $k_{\phi Q}$ графіків навантаження окремих елементів ЕМ. Виходячи з цього пропонується використовувати математичне представлення коефіцієнтів форми графіків групового навантаження у вигляді нечітких множин [7].

Коефіцієнт форми графіка навантаження для більшості ТП 10(6) кВ змінюється в інтервалі [1,0–1,15]. Спираючись на результати оброблення значної кількості реальних графіків електроспоживання, запропоновано низку типових категорій електроспоживання (табл. 1) та визначено нечіткі множини коефіцієнтів форми їх графіків навантаження.

Таблиця 1 – Типових категорій електроспоживання

№	Назва	Позн.	Зміст	Нечітка множина
1	Побутове споживання (ПС)	$\tilde{k}_{\text{пс}}$	Споживачі з нерівномірним графіком	$\left(\frac{1,135}{0,15}, \frac{1,15}{1} \right)$
2	Змішане споживання з переважним ПС	$\tilde{k}_{\text{зпс}}$	Більше 80% ПС	$\left(\frac{1,105}{0,15}, \frac{1,12}{1,0}, \frac{1,135}{0,15} \right)$
3	Промислове споживання (ПР-2)	$\tilde{k}_{\text{пр-2}}$	Споживач з двома змінами роботи.	$\left(\frac{1,075}{0,15}, \frac{1,09}{1,0}, \frac{1,105}{0,15} \right)$

4	Змішане споживання з переважним ПР-2	$\tilde{k}_{зпр_2}$	Більше 80% ПР-2	$\left(\frac{1,045}{0,15}, \frac{1,06}{1,0}, \frac{1,075}{0,15} \right)$
---	--------------------------------------	----------------------	-----------------	---

Коефіцієнт форми графіка групового навантаження, що забезпечує перетікання електроенергії окремим елементом ЕМ, визначається як перетин нечітких множин [8], які відповідають одній з запропонованих категорій

$$\tilde{k}_{\Sigma\phi} = \tilde{k}_{\phi 1} k_{v1} \cup \tilde{k}_{\phi 2} k_{v2} \cup \dots \cup \tilde{k}_{\phi n} k_{vn}, \quad (5)$$

де n – кількість ТП-10(6)/0,4 кВ, до яких електроенергія передається по заданій ділянці ЕМ 10(6) кВ; k_{vj} – вагові коефіцієнти, які характеризують рівень завантаження окремого трансформатора 10(6)/0,4 кВ і визначаються відношення його відпуску електроенергії (навантаження) до сумарного по ЕМ:

$$k_{vj} = W_j / W_{\Sigma}, \quad j = 1, n.$$

Завершальною стадією ідентифікації коефіцієнта форми графіка перетікання електроенергії окремим елементом ЕМ є дефазифікація за методом „центра тяжіння” [7]:

$$k_{\Sigma\phi} = \frac{\sum_{i=1}^m k_{\Sigma\phi i} \mu_{k_{\Sigma\phi}}(k_{\Sigma\phi i})}{\sum_{i=1}^m \mu_{k_{\Sigma\phi}}(k_{\Sigma\phi i})}. \quad (6)$$

Розрахунок інтервалу невизначеності змінних втрат електроенергії. Відповідно до [2] значення розрахункових навантажувальних втрат електроенергії, враховуючи його змінний характер, повинно мати вигляд інтервалу невизначеності $[\Delta W_{p.min}, \Delta W_{p.max}]$, в який вони потрапляють з імовірністю 99,7%. Таким чином для вирішення даної проблеми необхідно розв’язати задачу нелінійної оптимізації з балансовими обмеженнями та обмеженнями на параметри. В обхід проблеми, пропонується визначити коефіцієнти завантаження трансформаторів 10(6)/0,4 кВ, які відповідають мінімальному значенню навантажувальних втрат за спрощеною схемою. Остання потребує попереднього еквівалентування ЕМ до радіального вигляду та введення обмежень на значення коефіцієнтів завантаження трансформаторів (наприклад, $0,1 < k_s < 0,8$). Тоді коефіцієнти завантаження трансформаторів, що забезпечують мінімальні змінні втрати електроенергії k_{i0} можна визначити за виразом:

$$k_{i0} = \frac{(P_{надх} - \Delta P_{розр})}{P_{Hi}} \cdot \frac{U_{ia}^2}{\sum_{j=1}^n U_{ja}^2 \frac{r_{0i}}{r_{0j}}}, \quad (7)$$

де $P_{надх}$ – середнє значення активної потужності, яка надходить до головної ділянки фідера 10(6) кВ; ΔP – розрахункові навантажувальні втрати активної потужності, які визначаються в процесі еквівалентування радіально-магістральних мереж до радіального вигляду; P_{Hi} – номінальна активна потужність i -того трансформатора; U_j – модуль напруги в j -тому вузлі, дорівнює $U_j = 10,5 - \Delta U_{0j}$ (значення 10,5 кВ відповідає максимальному значенню напруги центру живлення); r_{0i} – активний опір i -тої ділянки радіального еквіваленту ЕМ.

Значення мінімальних навантажувальних втрат електроенергії

$$\Delta W_{p.min} = \sum_{i=1}^n (\Delta P_{p.min i} \cdot k_{\phi.min \Sigma P}^2) \cdot T,$$

де $\Delta P_{p.min i}$ – мінімальне значення навантажувальних втрат активної потужності на i -й ділянці, яке визначається за виразом (3) з урахуванням (7); $k_{\phi.min \Sigma P}$ – мінімальне значення коефіцієнта форми графіка перетікання електроенергії i -ою ділянкою (відповідає мінімальному значенню даного коефіцієнта на одиничному альфа-рівні нечіткої множини).

Максимальне навантаження трансформаторних підстанцій визначається розрахунковим шляхом за методикою [9]. Відповідно визначаються значення максимальних навантажувальних втрат електроенергії.

Оцінювання похибки розрахунку змінних втрат електроенергії та спостережності електричної мережі. Визначення середньоквадратичної похибки Δ_{Π} за розрахованими межами інтервалу невизначеності змінних втрат електроенергії, що відповідає заданій імовірності знаходження реальних втрат ΔW_p у межах даного інтервалу [10]:

$$\Delta_{\Pi} = (\Delta W_p - \Delta W_{p,\min}) / (3 \cdot \Delta W_p). \quad (8)$$

Вираз (8) базується на припущенні про нормальний розподіл стохастичної похибки визначення навантажувальних втрат, тобто однакову імовірність їх зміни як в бік $\Delta W_{p,\min}$, так і в бік $\Delta W_{p,\max}$.

Використовуючи розраховані значення Δ_{Π} , можливо оцінити імовірність розрахунку втрат електроенергії з необхідною, наперед заданою точністю $\Delta_{\Pi3}$ (наприклад $\pm 5\%$). Для цього необхідно визначити розрахункове значення параметра $t_p = \Delta_{\Pi3} / \Delta_{\Pi}$, яке відповідає кількості інтервалів Δ_{Π} у заданому інтервалі $\Delta_{\Pi3}$. За розрахованими значеннями t_p , використовуючи відповідні табличні значення інтегралу Лапласа, визначається імовірність p_i визначення втрат електроенергії з заданою точністю $\Delta_{\Pi3}$. Остання характеризує придатність результатів розрахунків втрат електроенергії для розв'язання задач вищого рівня – задач аналізу та структурування ТВЕ та розроблення електроощадних заходів. Крім того, наведений показник імовірності p_i опосередковано характеризує спостережність ЕМ.

Результати оцінювання вірогідності та інтервалів невизначеності втрат електроенергії програмним комплексом «ВТРАТИ» для прикладу електромережі 10 кВ подано на рис. 1. Видно, що для заданого обсягу та точності інформаційного забезпечення, реальна похибка визначення втрат електроенергії по ЕМ в цілому складає $\pm 9.2\%$, що значно перевищує прийнятну точність розрахунків.

	Шини п/ст 10(6)кВ	Назва фідера	Wвiдп, кВт.год	dW, кВт.год	dW, %	Вірогідність, %	Інтервал, %
1	ЕМ 10(6)/0,4 кВ	в цілому	341492.44	16811.47	4.92	88.88	± 9.20
2	Сигнал	в цілому	137462.44	6703.12	4.88	95.61	± 7.44
3	Сигнал	Ф-2	1523.01	405.55	26.63	99.90	± 0.32
4	Сигнал	Ф-4	13189.45	407.19	3.09	60.52	± 17.31

Рисунок 1 – Результати оцінювання спостережності ЕМ за допомогою ПК «ВТРАТИ»

Для формування інформаційної інфраструктури, що забезпечить задану точність розрахунку технічних втрат електроенергії, в якості критерію оптимальності можна використовувати інтегральну імовірність визначення втрат $\chi_{\Delta W}$, що характеризує імовірність p_i розрахунку навантажувальних втрат електроенергії для заданого переліку характерних режимів роботи ЕМ:

$$\chi_{\Delta W} = \prod_{i=1}^m p_i.$$

Розрахований таким чином показник ефективності розміщення телевимірювальної апаратури однозначно характеризує якість інформаційної підсистеми розподільних електромереж, а його чутливість може коригуватися зміною кількості характерних режимів m , що розглядаються.

Послідовне розв'язання наведених вище задач дозволяє вирішити проблему аналізу навантажувальних втрат електроенергії в мережах 10(6) кВ для подальшого їх структурування та розроблення заходів щодо їх зменшення.

Використання баз даних АСКОЕ для задач аналізу втрат електроенергії. Для визначення та аналізу технологічних витрат електроенергії в ЕМ, враховуючи наявний рівень інформаційного забезпечення, доцільним є перехід до по-елементних розрахунків у поєднанні з методом середніх навантажень [3]. Особливістю такого поєднання є широкі можливості залучення додаткової інформації для уточнення результатів визначення режимних параметрів та втрат. У випадку зменшення періоду розрахунку, наприклад, до 0,5 години, згідно графіків надходження та відпуску електроенергії за даними комерційного обліку, стає можливим врахування комутації у електричних мережах, що пов'язані з увімкненням/відключенням споживачів та фрагментів ЕМ.

Забезпечення належної адекватності результатів відтворення режимів ЕМ та складання структури балансів електроенергії, потребує формування відповідного інформаційного забезпечення:

1. Базове інформаційне забезпечення являє собою бази даних основного обладнання, пофідерні нормальні схеми та перелік комутаційних апаратів, якими виконується коригування стану ЕМ у нормальних та післяаварійних режимах.

2. Вдосконалене інформаційне забезпечення передбачає встановлення електронних лічильників та реєстраторів та дозволяє періодично уточнювати схеми ЕМ, їх параметри, а також інформацію про поточне надходження та відпуск електроенергії в ЕМ 10(6) кВ.

3. Телеінформаційна система з заданою дискретністю опитування вимірювальних пристроїв дозволяє перейти від періодичних розрахунків втрат електроенергії в ЕМ до періодичного моніторингу режимів розподільних мереж та втрат у них.

Для забезпечення максимальної адекватності результатів моделювання режимів та втрат електроенергії в ЕМ мають залучатися джерела достовірної інформації, і в першу чергу, АСКОЕ, як єдине джерело даних про електроспоживання з високою достовірністю.

На даний час кожна енергопостачальна компанія України використовує для збереження комерційної та технічної інформації корпоративні бази даних, які систематично оновлюються. Таким чином, їх використання дає змогу забезпечити розрахункові моделі характерних режимів ЕМ для визначення втрат електроенергії та динаміки їх зміни протягом звітного періоду.

Для організації доступу програмних комплексів аналізу та структурування втрат електроенергії до корпоративної бази даних енергокомпанії доцільно використовувати узгоджені структури вихідних даних, які формуються засобами бази даних з використанням *SQL*-запитів та передаються програмному комплексу у вигляді файлів обміну заданої структури. Такий спосіб є гнучким та простим у реалізації, забезпечує інтуїтивне налагодження та діагностування можливих збоїв. Враховуючи необхідність періодичності розрахунків подібний спосіб реалізації обміну даних не впливає на швидкодню розв'язання кінцевої задачі.

Висновки

1. Для зменшення рівня звітних ТВЕ у ЕМ 10(6) кВ в умовах, коли можливості вдосконалення комерційних взаєморозрахунків практично вичерпані, необхідно розробляти заходи щодо зменшення технічних втрат електроенергії. Враховуючи принципову складність задачі, необхідно переглянути заходи з вдосконалення інформаційної інфраструктури розподільних ЕМ у напрямку залучення розвинутої інфраструктури АСКОЕ та корпоративних баз даних.

2. Запропонований комплексний підхід щодо аналізу навантажувальних втрат електроенергії в розподільних ЕМ 10(6) кВ може використовуватися для розв'язання задач планування технічних та організаційних заходів щодо їх зменшення на рівні енергопостачальних компаній, а також для розв'язання задачі організації вимірювального середовища АСКОЕ в електромережах.

3. Для забезпечення адекватності розрахункових моделей електричних мереж, що використовуються для визначення змінних втрат електроенергії, доцільно використовувати натурно-імітаційний підхід, тобто залучати інформацію, сформовану засобами корпоративних баз даних енергопостачальних компаній. Відслідковування і врахування динаміки електричної мережі (зміна топології, положення комутаційних апаратів, тощо) в розрахунковій моделі втрат електроенергії дозволяє оцінювати вплив на них зміни експлуатаційних умов, в тому числі обмеження електроспоживання.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0.38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії. – К., 2004. – 128 с.

2. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження: СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014. – Київ: Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго», 2014. – 84 с.

3. Модели и методы выбора мероприятий по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, Н. М. Черемисин [та ін.] // Энергетика та електрифікація. – 2007. – № 8. – С. 32–36.

4. Лежнюк П. Д., Керування втратами електроенергії в розподільних мережах з використанням засобів АСКОЕ / П. Д. Лежнюк, Ю. Л. Красовский, В. В. Кулик // Вісник Харківського державного технічного університету сільського господарства. – 2003. – Вип. 19. т. 1. – С. 99–107.

5. Оценивание состояния в электроэнергетике / [Гамм А. З., Герасимов Л. Н., Голуб И. И. и др.]. – М.: Наука, 1983. – 301 с.

6. Пейзель В. М. Расчеты технических потерь энергии в распределительных электрических сетях с использованием информации АСКУЭ и АСДУ / В. М. Пейзель, А. С. Степанов // Электричество. – 2002. – № 3. – С. 10–15.

7. Кулик В. В. Ідентифікація коефіцієнта форми графіка групово-го навантаження для визначення втрат електроенергії в розподільних мережах / В. В. Кулик, Д. С. Пискляров // Вісник Приазовського державного технічного університету. – 2008. – Вип. № 18. – С. 92–95.

8. Штовба С. Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB / С. Д. Штовба. – М: Горячая линия – Телеком, 2007. – 284 с.

9. Буславець О.А. Визначення максимального навантаження трансформаторних підстанцій розрахунковим шляхом / Буславець О.А., Квицинський А.О., Кудачький Л.Н., Лях В.В., Меженний С.Я., Молчанов В.М., Стафійчук В.Г. // Энергетика та електрифікація. – 2013. – №5. – С. 25–31.

10. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для

практических расчетов / Ю. С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 465 с.

REFERENCES

1. Branch normative documents 34. 09. 104-2003 Technique of making out the structure of electric energy balance in electric grids 0.38-150kV, analysis of its components and regulation of technological charges of energy. – К., 2004. – 128 p.
2. Methodical instructions regarding the analysis of technological charges of electric energy and selection of measures, aimed at their reduction: SOU – Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014. Kyiv: State enterprise “National energy company”Ukrenergo”, 2014. – 84p
3. Models and methods of selection measures, aimed at reduction of electric energy losses in distributive networks / P. D. Lezhniuk, V. V. Kulyk, N. M. Cheremisin et al. // Power engineering and electrification. – 2007. – № 8. – P. 32–36.
4. Lezhniuk P.D. Control of electric energy losses in distributive networks, using means of ACSEA/ P.D. Lezhniuk, Yu. L. Krasovskiy, V.V. Kulyk // Visnyk of Kharkiv State Technical University of Agriculture. – 2003. – Iss. 19. vol 1. – P 99–107
5. State evaluation in power industry/ [Gamm A.Z., Gerasimov L. N., Golub I. I. et al.]. – М.: Nauka, 1983. – 301p.
6. Peizel V. M. Calculations of technical losses of energy in distributive electric networks, applying the information of ACSEA and ASDC/ V.M. Peizel, A. S. Stepanov// Electricity.---2002– № 3. – P. 10–15
7. Kulyk V.V. Identification of the coefficient of the form of group load graph for determination of energy losses in distributive networks/ V.V. Kulyk, D.S. Piskliarov // Visnyk of Priazov State Technical University. – 2008. – Iss. № 18. – P. 92–95.
8. Shtovba S. D. Design of fuzzy systems by means of MATLAB/ S.D. Shtovba. – М: Hot line Telecom, 2007. – 284p.
9. Buslavets O.A. Determination of maximum load of transformer substations by calculation method/ Buslavets O.A., Kvitsynskiy A.O., Kudatskiy L.N., Liakh V.V., Mezheniy S.Ya., Molchanov V.M., Stafiuchuk V.G.//Power engineering and electrification.---2013. №5. – P. 25– 31
10. Energy losses. Reactive power. Quality of electric energy: Manual for practical calculations/ Yu. S. Zhelezko – М: ENAS, 2009. – 465 p.

Надійшла до редколегії 01.12.2015

Рецензент: Сивокобиленко В.Ф.

О. А. БУСЛАВЕЦЬ¹, В. В. КУЛИК², П. Д. ЛЕЖНЮК²

¹ Департамент электроэнергетического комплекса Минэнергоугля

² Винницкий национальный технический университет

Информационное обеспечение для эффективного планирования мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. Рассматривается проблема формирования и эффективного использования информационной инфраструктуры распределительных электрических сетей (РЭС) 10-0,4 кВ энергоснабжающих компаний (ЭК) для решения задачи мониторинга технологических расходов электроэнергии, а также управления ими. Используя результаты натурного эксперимента, проанализировано влияние информационного обеспечения на качество планирования мероприятий по уменьшению потерь в РЭС. Предложено использовать средства теле- и псевдоизмерений автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии для решения задач мониторинга режимов РЭС и формирования мероприятий по уменьшению потерь в электросетях.

Ключевые слова: *распределительные электрические сети, потери электроэнергии, характерные режимы, автоматизированная система, информационное обеспечение, оценивание наблюдаемости.*

О. А. BUSLAVETS¹, V.V. KULYK², P. D. LEZHNIUK²

¹ Department of electric power complex Ministry of Energy and Coal Industry

²Vinnitsia National Technical University

Informational support for effective planning of measures to reduce energy losses in distributional electric networks. The problem of formation and effective use of the information infrastructure of electricity distribution networks (EDN) 10-0.4 kV power supply companies to solve the problem of monitoring the technological costs of electricity, as well as their management is considered. Using the results of a natural experiment, analyzed the impact of information provision on the quality of the planning of measures to reduce losses in the distribution zone. Use of remote and indirect measurements of the automated commercial electricity metering system to meet the challenges of monitoring regimes EDN and the formation of measures to reduce electricity losses were prompted.

Key words: *power distribution networks, loss of electricity, characteristic modes, automated system, information technology, evaluation of observability.*