

Ачкасов Ігор Анатолійович

Кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри управління проектами, *ORCID: 0000-0002-7049-0530*
Київський національний університет будівництва і архітектури, Київ

ФОРМУВАННЯ ПОРТФЕЛІВ ПРОЕКТІВ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Анотація. Розглянуто концептуальну модель формування портфеля проектів зменшення витрат електроенергії у електричних мережах в умовах невизначеності (спостережності, неверифікованої інформації та недосконалості методів оцінки технологічних витрат). Визначено моделі та методи формування портфеля проектів зменшення витрат в електричних мережах. Залежно від повноти інформації про навантаження елементів електричної мережі за розрахунковий період для розрахунків навантажувальних витрат використовуються різні методи формування портфелів проектів зменшення витрат у електричних мережах.

Ключові слова: портфель проектів; втрати електроенергії; методи зменшення витрат; концептуальна модель портфельного управління

Вступ

Однією з умов інтеграції України у Європейське співтовариство є ефективне використання енергоресурсів, одним з яких є електроенергія. Саме витрати електроенергії на її транспортування від електростанцій до споживачів в Україні значно перевищують аналогічний показник країн Західної Європи. Особливо це стосується розподільних електричних мереж 0,38 кВ, витрати в яких на сьогодні сягають 30% в деяких регіонах країни [1], що є результатом неефективності проектів їх зменшення.

Основними причинами неефективності проектів зменшення витрат електроенергії на її транспортування в розподільних мережах 0,38 кВ є:

- низький рівень спостережності електричних мереж цього класу напруг, що зумовлює низьку якість вхідної інформації про режимні параметри, та наявність необлікованих споживачів [3];

- відсутність методів верифікації вихідної інформації [4];

- недосконалість методів розрахунку технологічних витрат електроенергії, а саме в частині їх точності, адекватності та можливостей щодо аналізу чутливості витрат в задачах їх зниження [5] та ін.

Одним зі шляхів вирішення цих проблем є розробка нових або вдосконалення наявних методів управління портфелями проектів щодо зниження витрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах.

Мета статті

Метою та завданням публікації є побудова концептуальної моделі формування портфелів проектів зменшення витрат електроенергії з урахуванням рівня спостережності, методів розрахунку витрат та верифікації наявної інформації.

Виклад основного матеріалу**Концептуальна модель системи портфельного управління зменшенням витрат енергомереж**

Концептуальна схема портфельного управління зменшенням витрат електромереж побудована з урахуванням взаємозв'язку операційної діяльності та портфельного управління розвитком енергопостачальної організації. При цьому стратегія та цілі організації пов'язані зі збалансованим управлінням портфелем проектів та операційною діяльністю на основі єдиних організаційних ресурсів [2; 6]. Розглянемо ключові проблеми та методи формування портфеля проектів зменшення витрат електроенергії.

З урахуванням низького рівня спостережності низьковольтних електричних мереж, широкого застосування набула група методів розрахунку витрат електроенергії, в яких вся електрична мережа зводиться до одного елемента – еквівалентного опору. Адекватність та точність даної групи методів підсилюється за рахунок використання коефіцієнтів, за допомогою яких відображається вплив того чи іншого впливового фактору. Значення цих коефіцієнтів зазвичай визначаються за допомогою статистичної інформації у вигляді їх середніх значень, що значним чином спотворює реальне значення витрат. Недоліком цієї групи методів є також неможливість виявлення окремих ділянок мережі з підвищеним значенням витрат і неможливість розробки проектів з їх зниження засобами аналізу чутливості. Вони мають і надзвичайно важливу перевагу – не потребують проведення додаткових вимірювань режимних параметрів мережі.

Втрати електроенергії в електричних мережах стали одним з важливих показників економічності роботи енергопостачальних компаній, характерним показником технічного стану електромереж, метрологічної відповідності розрахункових засобів вимірювальної техніки, ефективності функціонування енергетичного нагляду та збутової діяльності в електроенергетичній галузі. Незадовільний стан електричних мереж, їх невідповідність режимам електроспоживання, а також низький рівень точності приладів обліку призводить до значного зростання втрат електроенергії.

Для вирішення цієї проблеми, згідно з «Енергетичною стратегією України на період до 2030 року», передбачено ввести в експлуатацію нові та реконструювати наявні лінії електропостачання напругою 0,38–150 кВ. Такі масштабні проекти щодо реконструкції розподільних електричних мереж вимагають використання новітніх наукових розробок та технологій. Тому не дивно, що зростає увага вітчизняних науковців до вирішення задач розрахунку, оцінювання, аналізу та зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах.

Враховуючи велику кількість проблем, які розв'язуються в проектах зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах, постала першочергова потреба у створенні комплексної системи проектів зі зменшення втрат електроенергії з урахуванням особливостей вітчизняної економіки. З метою повного розуміння наявних проектів необхідно провести повний аналіз основних етапів розв'язку задач зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах та різних підходів, щодо вирішення проблем кожного з цих етапів.

У процесі аналізу втрат електроенергії їх класифікують за такими двома критеріями: клас напруги електричної мережі та причини їх виникнення.

За першим критерієм розрізняють:

1. Втрати електроенергії в магістральних мережах 750–220 кВ;
2. Втрати електроенергії в замкнених мережах 110–150 кВ;
3. Втрати електроенергії в розімкнених (радіальних) мережах 150–35 кВ;
4. Втрати електроенергії в розподільних мережах 10(6) кВ;
5. Втрати електроенергії в мережах 0,38 кВ.

За критерієм причин виникнення втрати електроенергії поділяють на технологічні та комерційні втрати.

Технологічні втрати електроенергії в електричних мережах – це кількість електроенергії,

яка дорівнює сумі втрат електроенергії в елементах електричних мереж, що виникають в них під час передачі електроенергії, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільних пунктів, витрати електроенергії на плавлення ожеледі та втрати, що виникають як результат недосконалості обліку електроенергії технічними засобами. Тобто, технологічні втрати електроенергії складаються з технічних, витрат на власні потреби та втрат, обумовлених недообліком електроенергії.

Технічні втрати в свою чергу складаються з навантажувальних та втрат холостого ходу.

Навантажувальні втрати – це частина втрат, яка залежить від навантаження кожного елемента мережі, тому носить змінний характер як і навантаження. Більшість методів розрахунку втрат визначають саме цю складову. Втрати холостого ходу – це відносно постійні втрати електроенергії, до яких належать втрати холостого ходу електрообладнання (втрати в магнітопроводах та в ізоляції) та втрати на корону (для мереж 220 – 750 кВ).

Втрати на власні потреби підстанцій для розподільних електричних мереж – це витрати електроенергії на охолодження та обігрів силового обладнання та приміщень ПС-110(150) кВ, освітлення приміщень, територій та ін.

Втрати електроенергії від недообліку електроенергії зумовлені недосконалістю системи обліку, похибкою трансформаторів струму (ТС) та напруги (ТН), приладів обліку, що використовуються.

Комерційні втрати електроенергії – це втрати електроенергії, які обумовлені неоплаченою часткою відпущеної електроенергії та втратами, які пов'язані з нерівномірністю оплати за спожиту електроенергію. Особливістю цієї складової втрат електроенергії є те, що їх неможливо виміряти, а можна тільки визначити з балансу електроенергії

$$\Delta W_{\text{ком}} = W_{\text{пост}} - W_{\text{відп}} - \Delta W_{\text{техн}}$$

де $W_{\text{пост}}$ – сумарна кількість електроенергії, що надійшла в електричну мережу; $W_{\text{відп}}$ – корисний відпуск електроенергії; $\Delta W_{\text{техн}}$ – технологічні втрати електроенергії.

Таким чином значення похибки визначення $\Delta W_{\text{ком}}$ залежить не тільки від похибки вимірювання $W_{\text{відп}}$ та $W_{\text{пост}}$, об'єму несанкціоновано спожитої електроенергії, але також і від похибки розрахунку $\Delta W_{\text{техн}}$.

Як відомо, вирішення проблеми зменшення втрат електроенергії складається з шести етапів:

- збирання необхідної інформації;
- розрахунок втрат як показника роботи енергопостачальної компанії та перевірка достовірності цих розрахунків;
- виявлення місць з підвищеним значенням втрат електроенергії;

– вибір ефективних проектів щодо їх зниження та проведення ретроспективного аналізу роботи енергосистем щодо ефективності впроваджуваних ними проектів;

– прогнозування втрат в енергосистемі.

Методи розрахунку або оцінки втрат електроенергії передбачають визначення технологічної складової, а саме всіх її частин. Комерційна складова визначається як різниця між фактичними і технологічними втратами електроенергії. Точне визначення всіх складових втрат є запорукою точного збалансування режиму.

Кожний з методів розрахунку втрат електроенергії передбачає використання певного об'єму інформації про режим та обладнання електричних мереж. За таких умов збирання необхідної достовірної інформації для моделювання електричного режиму та визначення в подальшому втрат електроенергії є одним з визначальних етапів вирішення проблеми їх зменшення, тому не дивно, що саме через недосконалість систем обліку електроенергії (похибка обліку становить 10–15%), яка споживається, майже всі енергопостачальні компанії України довгий час були збитковими підприємствами [8; 10]. Через це питання достовірності інформації про режим електричних мереж є досить актуальним не тільки в задачах оптимального керування, але і в задачах встановлення реального тарифу за спожиту електроенергію та, в подальшому, в задачах вибору оптимальних засобів зменшення втрат електроенергії.

Всю інформацію про режим мережі можна умовно розділити на детерміновану та вірогідну. Детермінована інформація – це паспортні дані обладнання, кількість генеруючого обладнання та ЛЕП, довжина ЛЕП. Під імовірнісною інформацією розуміють дані про режимні параметри мережі. Наприклад, навантаження споживачів, потужність генерування, значення напруги у вузлах.

Залежно від ступеня повноти та достовірності отриманої інформації будується з відповідною точністю модель електричних мереж та використовується відповідний метод розрахунку режиму електричної мережі. Якість цієї інформації визначається за такими класичними критеріями, як інформаційна і методична похибки.

Для низьковольтних електричних мереж, тобто мереж побутових споживачів є проблема надходження повної і достовірної інформації для розрахунків втрат електроенергії. Ця проблема вирішується енергопостачальними компаніями поступовою заміною всіх електромагнітних лічильників на електронні, які мають більший клас точності, деякі з них можуть передавати дані про графік споживання електроенергії засобами вбудованого модему.

Створення автоматизованої системи АСКОЕ для цього класу напруги є надто капіталомістким проектом для енергопостачальних компаній і може бути виконаний лише як окремий рівень для вирішення задач обліку електроенергії, яка відпускається споживачу та подальшого розрахунку втрат електроенергії в межах вирішення задачі точного обліку електроенергії. Пропонується встановлювати електронні лічильники з вбудованим модемом для функціонування АСКОЕ за рахунок споживачів.

За наявності інформації про навантаження у гілках, яка надходить в обчислювальний центр від системи телевимірювання, задача розрахунку втрат електроенергії зводиться до підсумовування втрат потужності в кожному з розрахованих режимів. Відомо, що засобами телевимірювання на сьогодні оснащені навіть не всі транзитні мережі 110 кВ. Тому для розподільних мереж 110 кВ та нижче задача розрахунку втрат електроенергії за період T базується на розрахунку втрат потужності для обмеженої кількості режимів. В цьому випадку втрати потужності перемножують на визначені тим або іншим способом інтегруючі множники, чисельні значення яких розраховуються на базі даних про графіки навантаження.

З використанням даних телевимірювання проводяться оперативні розрахунки, а з використанням інтегруючих множників – аналітичні. В окрему групу виділяють розрахунки втрат за узагальненими параметрами – оціночні розрахунки.

Наведемо характеристику методів розрахунків втрат електроенергії та засоби підвищення точності оціночних розрахунків втрат в розподільних низьковольтних мережах.

Оціночні методи розрахунку використовують під час розв'язку задач пов'язаних з прогнозуванням, нормуванням, а також з визначенням фактичних втрат в низьковольтних електричних мережах, де спожита електроенергія кожним споживачем визначається за сплаченими рахунками, тобто існує невизначеність вихідної інформації.

Нормування – це процедура встановлення для розрахункового періоду нормального за економічними критеріями рівня втрат, значення якого визначають на базі розрахунків втрат, аналізуючи можливості зниження в запланованому періоді. Узагальнені показники, які використовуються в оціночних моделях нормативу втрат електроенергії, повинні базуватися на офіційних звітних даних за минулий розрахунковий період. Методи прогнозування втрат електроенергії за змістом не відрізняються від методів нормування. Відмінністю цих розрахунків є подальше використання їх результатів.

В окрему групу можна виділити оцінювання фактичних втрат електроенергії в розподільних мережах низької напруги. Метою цих розрахунків є визначення місць з підвищеним значенням втрат та складання попередніх балансів електроенергії.

Методи формування портфеля проектів зменшення втрат в електричних мережах

Залежно від повноти інформації про навантаження елементів електричної мережі за розрахунковий період для розрахунків навантажувальних втрат можуть використовуватись такі методи:

1. Методи поелементних розрахунків, які використовують формулу

$$\Delta W_H = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^n I_{ij}^2,$$

де k – кількість елементів мережі; t – інтервал часу між послідовними вимірюваннями навантаження елементів; T – звітний період часу; $n = T/t$ – кількість інтервалів; I_{ij} – середнє значення струму i -го елемента з опором R_i на j -му інтервалі часу.

2. Методи характерних режимів, які використовують формулу

$$\Delta W_H = \sum_{j=1}^l \Delta P_j t_j,$$

де ΔP_j – навантажувальні втрати потужності в мережі в j -му режимі тривалістю t_j годин; l – кількість режимів.

3. Методи характерних діб, які використовують формулу

$$\Delta W_H = \sum_{i=1}^m \Delta W_{\text{дн}}^i D_{\text{екі}},$$

де m – кількість характерних діб, втрати електроенергії за кожен з яких, обчислені за відомими графіками у вузлах мережі, складають $\Delta W_{\text{дн}}^i$; $D_{\text{екі}}$ – еквівалентна тривалість в рік i -го характерного графіка (кількість діб).

4. Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат τ ;

$$\Delta W_H = \Delta P_{\text{max}} \tau,$$

де ΔP_{max} – втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі; τ – кількість годин найбільших втрат електроенергії.

5. Методи середніх навантажень, які використовують формулу

$$\Delta W_H = \Delta P_{\text{cp}} k_{\text{ф}}^2 T,$$

де ΔP_{cp} – втрати потужності в мережі при середніх навантаженнях вузлів (або мережі в цілому) за час T ; $k_{\text{ф}}$ – коефіцієнт форми графіка потужності або струму.

6. Статистичні методи, що використовують регресійні залежності втрат електроенергії від узагальнених характеристик схем і режимів електричних мереж.

Методи 1–5 передбачають проведення електричних розрахунків мережі при заданих значеннях параметрів схеми і навантажень. Ці методи називають схемотехнічними. Статистичні

методи не передбачають електричного розрахунку мережі. При їх використанні втрати електроенергії обчислюють на підставі стійких статистичних залежностей втрат від узагальнених параметрів мережі, наприклад, сумарного навантаження, сумарної довжини ліній, кількості підстанцій тощо. Самі ж залежності отримують на підставі статистичної обробки певної кількості схемотехнічних розрахунків, для кожного з яких відомі розраховане значення втрат і значення чинників, зв'язок з якими встановлюється.

Статистичні методи використовують для оцінки сумарних втрат в мережі. Вони не дозволяють визначити конкретні проекти зі зниження втрат. Вони використовуються при розрахунках і аналізі втрат в мережах, де ще не впроваджена автоматизована система керування цими мережами, відсутня база даних про їх схеми і не організоване періодичне поповнення даних про навантаження мереж. На сьогодні це мережі 0,38 кВ. Статистичні методи використовуються також для нормування (планування) втрат електроенергії на звітний період.

В умовах поступового впровадження АСКОВЕ в мережах 35–110 кВ почало більше приділятися уваги адаптації наявних методів розрахунку втрат електроенергії під нове інформаційне середовище. Тому подальший розвиток цього напрямку полягає у адаптації наявних методів розрахунку, а саме методу поелементних розрахунків втрат електроенергії до БД АСКОВЕ, тобто створення цілої системи, в якій буде збиратися інформація про поточний режим, перевірятися її достовірність, проводиться розрахунок втрат електроенергії та їх аналіз, визначатися проекти щодо їх зниження та, в подальшому, навіть проводиться компетентнісне управління портфелями проектів [9].

Саме для електричних мереж низької напруги характерна велика кількість комутаційних перемикачів, велика щільність та протяжність ліній, що з'єднують споживачів. Тому закономірно, що інформація про режимні параметри цих мереж найменш повна і достовірна.

Зазвичай для оцінки втрат електроенергії в мережах цього класу напруг використовують дві групи методів: група методів оцінювання втрат електроенергії за схемними параметрами мережі та відпуском електроенергії в головну ділянку фідера; метод оцінювання втрат електроенергії за втратами напруги та метод за сумарною довжиною ліній. Існують також і інші методи оцінювання, але використання їх на практиці не поширено. Крім того, класифікацію методів оцінювання можна виконувати за територіальними ознаками: методи оцінювання втрат в міських мережах, та методи оцінювання втрат в мережах сільських територій.

Методи оцінювання втрат електроенергії за узагальненими параметрами (за сумарною довжиною ліній). Цей метод розрахунку базується на використанні різного роду коефіцієнтів, які відображають вплив режимних та схемних факторів на втрати електроенергії.

$$\Delta W = \frac{W^2(1+tg^2\varphi)k_\phi^2}{24DU^2} R_{ек},$$

де W – електроенергія відпущена в лінію за D днів; $tg\varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності; k_ϕ – коефіцієнт форми графіка навантаження; U – напруга, кВ; $R_{ек}$ – еквівалентний опір лінії, Ом.

Враховуючи обмеженість вихідної інформації, ця математична модель з урахуванням впливу основних факторів, певних припущень ($R_{ек}=32,25Lk_L/F$) та однаковості середньої густини струму на головних ділянках ліній різних перерізів трансформується в

$$\Delta W_{0,4} = 9,3k_L k_{від} k_N k_{нес} k_\phi^2 (1 + tg^2\varphi) \frac{\sum_{i=1}^N F_i L_i}{F^2 \frac{W_{0,4}^2}{D}}$$

де k_L – коефіцієнт, який враховує вплив на втрати розподілення навантаження вздовж лінії та знаходиться в діапазоні 0,33 – 0,5; $k_{від}$ – коефіцієнт, який враховує зменшення втрат за умови існування відгалужень, густина струму в яких менша за густину в голові фідера $k_{від}=1-k_{розг}$ ($1-k_j^2$), де $k_{розг} = L_0 / L_\Sigma$ та $k_j = j_0' / j_m$. З урахуванням того, що середнє значення $k_j = 0,05$, можна записати $k_{від} = 1 - 0,95k_{розг}$; k_N – коефіцієнт, який враховує відмінність густин струму на головних ділянках різних ліній і може розраховуватися так

$$k_N = 1 + \gamma_j^2,$$

де γ_j – розкид значень густини струму на головних ділянках різних ліній. При $\gamma_j = 0,2 \dots 0,4$ значення k_N знаходиться в діапазоні 1,04...1,16; $k_{нес}$ – коефіцієнт збільшення втрат в лінії з несиметричним навантаженням по фазах мережі. Враховуючи те, що значення струмів в фазах отримати важко, то за умови відносного відхилення струмів фаз від їх середнього значення 0,3...0,5 коефіцієнт $k_{нес} = 1,15 \dots 1,55$ для ліній з розподіленим навантаженням, а для ліній з концентрованим навантаженням $k_{нес} = 1,05 \dots 1,1$. З урахуванням вищенаведеного за відомої частки розподілених навантажень d_p можна записати $k_L = 1 - 0,63d_p$, $k_{нес} = 1,05 + 0,3d_p$; k_ϕ – коефіцієнт форми графіка навантаження: $k_\phi = (1 + 2k_3) / 3$; k_3 – коефіцієнт заповнення графіка навантаження (відносна кількість годин максимального навантаження).

Проілюструємо один з випадків, коли нерозгалужені лінії з рівномірно розподіленим вздовж лінії навантаженням для населення:

– втрати активної енергії

$$\Delta E_M = 1,78k_{\phi(M)}^2 \frac{E_M^2 k_{e(M)} + W_M^2 k_{w(M)}}{(\sqrt{3}U_{ном}N_M)^2 T} r_M l_M,$$

де $k_{\phi(M)}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження міських абонентів, в. о.; E_M – загальний корисний відпуск активної електроенергії міським абонентам, тис. кВт год; $k_{e(M)}$, $k_{w(M)}$ – коефіцієнти нелінійності втрат, в. о.; W_M – загальний корисний відпуск реактивної електроенергії міському населенню, квар.год; N_M – загальна кількість міських ліній, шт.; r_M – активний опір міської лінії, Ом/км;

Значення 1,78 відповідає добутку коефіцієнтів несиметрії $k_{нес}$, якості електроенергії $k_{як}$, спрацювання обладнання $k_{спр}$

$$k_{нас} = k_{нес} k_{як} k_{спр};$$

– втрати реактивної енергії

$$\Delta E_M = 1,78k_{\phi(M)}^2 \frac{E_M^2 k_{e(M)} + W_M^2 k_{w(M)}}{(\sqrt{3}U_{ном}N_M)^2 T} x_M l_M,$$

де x_M – реактивний опір міської лінії, Ом/км.

У випадку промислового споживача $k_{нас} = 1,78$ змінюється на $k_{пром} = 1,38$.

Метод оцінювання втрат електроенергії за втратами напруги в лінії. Для розрахунку втрат електроенергії в міських мережах широкого застосування набув метод, який базується на вимірюванні втрат напруги до найбільш електрично-віддаленої від ТП точки мережі (так званий «метод К_{м/н}»). Суть його полягає у визначенні відносних втрат потужності за найбільшими втратами напруги в електричних мережах з наступним визначенням втрат потужності за виразом:

$$\Delta P = K_{M/н} \Delta U,$$

де $K_{M/н} = \frac{\Delta P, \%}{\Delta U, \%} = \frac{1 + tg\varphi}{1 + \xi \cdot tg\varphi}$ – відношення відносних втрат потужності до відносних втрат напруги.

Відносні втрати напруги

$$\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \cdot 100.$$

З причини того, що цей метод не враховує значення навантажень в електричних мережах (похибка до 31%), конфігурацію мережі (похибка до 26,5%) та несиметричність навантаження по фазах (похибка до 54%), було запропоновано використовувати таку формулу:

$$K_{M/н} = \left(1 + \frac{F_\phi}{2F_N} k_N\right) k_{нес} k_s,$$

де k_N , $k_{нес}$ – коефіцієнти, які враховують відповідно несиметрію струму по фазах та втрати потужності в нульовому проводі, які також визначаються з таблиць; k_s – коефіцієнт, який залежить від конфігурації схеми лінії та кількості навантажень на магістральній лінії.

Для визначення втрат використаємо таку математичну модель визначення втрат електроенергії за значенням втрат напруги:

$$\Delta W = \frac{\Delta U, \%}{100} \cdot W \cdot \frac{1 + 2k_3}{3} \cdot \frac{k_{M/н} k_{нес}}{k_{віт}}$$

Для спрощення розрахунку втрат за цим методом вимірювання напруг виконується для випадкової вибірки та розповсюджується на всю генеральну сукупність досліджуваного району або міста.

Методика визначення втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах базується на визначенні нормативних значень, тому коефіцієнти якості електроенергії, спрацювання обладнання та коефіцієнт несиметрії не представлені в цих математичних моделях.

Розрахунок нормативних змінних втрат електроенергії за узагальненими параметрами (визначення еквівалентного опору в задачах складання балансу електроенергії), виконується за таким алгоритмом.

Перший крок. Визначають граничні значення перетинів проводів та навантажень ліній:

– F_{\max} дорівнює 50 для ПЛ та 95 для КЛ 0,38 кВ;

– F_{\min} дорівнює 35 для ПЛ та 50 для КЛ 0,38 кВ;

– $S_{\text{ПЛmax}}$ та $S_{\text{КЛmax}}$ дорівнює потужності навантаження умовних ПЛ та КЛ $S_{\text{ПЛ}}$ та $S_{\text{КЛ}}$;

– $S_{\text{ПЛmin}}$ дорівнює: $0,1S_{\text{ПЛ}}$ при довжині більше за 0,5 км; $0,3S_{\text{ПЛ}}$ при довжині менше або дорівнює 0,5 км. $S_{\text{КЛmin}}$ дорівнює: $0,3S_{\text{КЛ}}$ при довжині більше за 0,5 км, $0,6S_{\text{КЛ}}$ при довжині менше або дорівнює 0,5 км.

Другий крок. Визначають еквівалентний опір ПЛ і КЛ

$$R_e = 1,33 \frac{\rho_{\text{AL}} k_{\text{Cu}}}{S_{\text{л}}^2} \cdot \int_0^{L_{\text{л}}} \frac{S^2(x)}{F(x)} dx,$$

де $S(x) = S_{\max} - \frac{S_{\max} - S_{\min}}{L_{\text{л}}} \cdot x^2$ та

$$F(x) = F_{\max} - \frac{F_{\max} - F_{\min}}{L_{\text{л}}} \cdot x^2.$$

Третій крок. Розраховуються еквівалентні опори всіх ПЛ і всіх КЛ

$$R_{\text{ЕПЛО,38}} = \frac{R_e}{n_{\text{ПЛО,38}}},$$

$$R_{\text{ЕКЛО,38}} = \frac{R_e}{n_{\text{КЛО,38}}}.$$

Четвертий крок. Визначають еквівалентний опір електричних мереж напругою 0,38 кВ

$$R_{\text{ЕО,38}} = \frac{R_{\text{ЕПЛО,38}} S_{\Sigma \text{ПЛО,38}}^2 + R_{\text{ЕКЛО,38}} S_{\Sigma \text{КЛО,38}}^2}{(S_{\Sigma \text{ПЛО,38}} + S_{\Sigma \text{КЛО,38}})},$$

де $S_{\Sigma \text{ПЛО,38}}$, $S_{\Sigma \text{КЛО,38}}$ – математичні сподівання величин сумарних потужностей навантаження, приєднаних відповідно до ПЛ і КЛ. Математичні моделі визначення даних величин є доволі громіздкими, тому нижче не наводяться.

Як зазначалося, основними причинами недостатньої точності методів розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах, особливо що стосується низьковольтних електричних мереж є:

– неможливість отримання вихідної інформації про режимні та схемні параметри електричних мереж (реальні значення перерізів проводів, їх довжина, навантаження кожного елемента в будь-який момент часу і т. п.);

– неможливість функціонально відобразити залежність втрат електроенергії від несиметричного завантаження фаз, старіння обладнання,

розташування споживачів вздовж лінії, неоднаковість перерізу головної ділянки фідера та окремих віток. Кінцевою метою визначення втрат електроенергії в електричних мережах будь-якого класу напруг є їх подальше зниження, тобто для низьковольтних електричних мереж це зумовлює необхідність проведення поелементного розрахунку та аналізу втрат електроенергії для визначення місць з підвищеним їх значенням.

Проведення поелементного аналізу втрат електроенергії можливо лише за умови впровадження в електричних мережах цього класу напруг АСКОЕ, з подальшим інтегруванням БД АСКОЕ в БД програмних комплексів розрахунку втрат електроенергії.

Враховуючи, що АСКОЕ магістральних мереж 220-330-750 кВ знаходиться в дослідній експлуатації, а АСКОЕ розподільних мереж 110—35 кВ лише впроваджується, одним із шляхів вирішення проблеми оцінки втрат електроенергії в низьковольтних мережах є пошук нових математичних засобів для побудови моделі, що адекватно та точно відображатиме залежність

$$\Delta W = f(x_1, x_2, \dots, x_n),$$

де x_1, x_2, \dots, x_n – фактори впливу (навантаження кожного споживача, розташування споживача вздовж фідера, несиметричне завантаження фаз і т. п.) Тому почали використовуватися методи теорії ймовірності та математичної статистики.

Широке застосування теорії ймовірності при розрахунках та оцінці втрат електроенергії пояснюється тим, що параметри електричного режиму, в першу чергу навантаження вузлів, залежать від факторів, більшість з яких носять випадковий характер (температура навколишнього середовища, кількість підключених електроприймачів та ін.). Методи визначення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах, що використовують теорію ймовірності, базуються на представленні режимних параметрів у вигляді випадкової величини.

Використання математичної статистики дає можливість систематизувати, обробляти та використовувати статистичні дані для наукових та практичних висновків. Наприклад, пропонується для визначення втрат електроенергії в розподільних мережах використовувати мультиплікативні моделі

$$y = b_0 \left(\prod_{i=1}^m x_i b_i \right) \varepsilon,$$

де b_0, b_i – коефіцієнти регресії; m – кількість факторів; ε – випадкова похибка, але широкого застосування ця математична модель не набула.

Використання регресійних залежностей практичного застосування майже не знайшло через недостатню точність результатів розрахунку.

В практиці застосовуються два методи оцінювання втрат електроенергії в електричних

мережах 10 та 0,38 кВ, які, на відміну від наявних узагальнених математичних моделей розрахунку втрат, мають більш гладкі апроксимуючі властивості.

Перший метод базується на використанні α -рівневого принципу узагальнення. На базі цього принципу визначені основні алгебраїчні дії над нечіткими числами, у вигляді яких можна представити напруги у вузлах та струми навантаження, які, зазвичай, для мереж низьких напруг носять характер невизначеності.

Метод оцінювання втрат електроенергії використовує такі вихідні дані: струм в голові фідера, максимальне навантаження кожного вузла, частки категорій навантаження в кожному вузлі, типові графіки навантаження різних категорій споживачів.

Струм навантаження всіх споживачів, які належать до категорії x за час t року, визначається за формулою

$$I_x(t) = k(j) I_{fs}(t) p_x^d(j) \sum_{k_i} k_i I_{ri}, \quad x \in \alpha_L,$$

де x – індекс категорії навантаження; $I_{fs}(t)$ – струм в голові фідера за час t ; $p_x^d(j)$ – відносне навантаження категорії x , яка береться з типових графіків навантаження; k_{xi} – участь споживача категорії x в навантаженні i -го вузла; β – кількість вузлів; $k_i I_{ri}$ – максимальний струм розподільного трансформатора i ; α_L – кількість категорій навантаження; $p_x^d(j) \sum_{k_i} k_i I_{ri}$ – струм навантаження категорії x у вузлі i в j -ту годину доби, коли зафіксований річний пік навантаження.

Коефіцієнт калібрування

$$k(j) = \frac{1}{\sum_{i \in \beta} k_i I_{ri} \sum_{j \in \alpha_L} k_{xj} p_x^d(j)}.$$

Введення цього коефіцієнта необхідне для виконання умови

$$\sum_{x \in \alpha_L} I_x(t) = I_{fs}(t).$$

Тоді крива струму нормалізується за

$$I'_{fs}(t) = \frac{I_x(t)}{\max_t I_x(t)} \quad x \in \alpha_L.$$

У результаті отримуємо кількість годин для кожного 1% сегменту навантаження, що конвертується у функцію належності. Таким чином струм навантаження у вузлі i , у вигляді нечіткого числа

$$\tilde{I}_i = k_i I_{ri} \sum_{x \in \alpha_L} \tilde{I}_x k_{xi}.$$

У результаті, використовуючи згадані принципи α -рівневого узагальнення, а саме операцій множення та ділення, розраховуються втрати електроенергії.

Другий метод призначений для оцінки втрат електроенергії в мережах низької напруги, для яких характерна велика кількість елементів. Метод базується на використанні нечіткої кластеризації.

Для проведення кластеризації об'єктів автори використовують метод нечітких s -середніх.

Перший крок. Встановити параметри алгоритму: s – кількість кластерів; m – експоненціальна вага; ε – параметр зупинки алгоритму.

Другий крок. Випадковим чином згенерувати матрицю нечіткого розбиття F .

Третій крок. Розрахувати центри кластерів:

$$V_i = \frac{\sum_{k=1, N(\mu_{ki})}^m \mu_{ki} x_k}{\sum_{k=1, N(\mu_{ki})}^m \mu_{ki}} \quad i = \overline{1, C},$$

де μ_{ki} – функції належності об'єкта X_k i -м кластерам.

Четвертий крок. Розрахувати відстані між об'єктами X та Центрами кластерів: $D_{ki} = \sqrt{\|X_k - V_i\|^2}$, $k = \overline{1, M}$, $i = \overline{1, C}$.

П'ятий крок. Перерахувати елементи матриці нечіткого розбиття $i = \overline{1, C}$, $k = \overline{1, M}$.

$$\text{Якщо } D_{ki} > 0 \text{ то } \mu_{ki} = \frac{1}{(D_{ki}^2 \sum_{j=1, C} \frac{1}{D_{jk}^{2/(m-1)}})}.$$

Якщо $D_{ki} = 0$, то елементи матриці нечіткого розбиття залишаються попередніми.

Шостий крок. Перевіряється умова $\|F - F^*\| < \varepsilon$, F^* – матриця нечіткого розбиття на попередній ітерації алгоритму.

Основана ідея методу полягає у тому, що з усієї множини електричних мереж низької напруги формується вибірка 15-20%, для якої робляться додаткові вимірювання величин для проведення розрахунку втрат електроенергії за відомими методами. Потім проводиться кластеризація елементів вибірки за алгоритмом, що наведений вище. Наступна операція полягає у розбитті на класи інших 80-85% електричних мереж з урахуванням центрів кластерів з попереднього кроку (на даному етапі у вигляді атрибуту не враховуються втрати електроенергії). На останньому етапі розраховуються ті характеристики, яких не вистачало для розрахунку втрат електроенергії у 80-85% електричних мереж за допомогою перемноження величин характеристик центрів кластерів на функції належності електричних мереж, для яких не розраховані втрати.

Метод потребує наявності вихідних даних про довжини ліній, кількість ділянок лінії, кількість споживачів, переріз проводів та максимальні навантаження трансформаторів. Враховуючи, що точність цього методу залежить від вихідної інформації, доцільність його використання потребує проведення додаткових досліджень.

Також набуло широкого застосування в задачах моделювання параметрів розподільних електричних мереж 110-35-10 кВ нейроматематичне моделювання, яке полягає в застосуванні штучних нейронних мереж, що попередньо навчаються методами математичного моделювання.

Нейроматематичне моделювання на відміну від звичайних штучних нейронних мереж, нечіткої логіки та нейро-нечіткого моделювання має

важливу перевагу – пристосованість до використання в процесі навчання штучних нейронних мереж раніше розроблених математичних моделей розрахунку та аналізу параметрів усталеного режиму, які, в умовах достатньої кількості вихідної інформації від засобів обліку, мають незначну похибку. Додатково нейроматематичне моделювання враховує зміну топології електричної мережі.

Одним з прикладів реалізації цього математичного апарату є метод визначення технологічних втрат електроенергії в розподільних мережах 110-35-10 кВ. Основна суть цього методу полягає у використанні для розрахунку технологічних втрат електроенергії, в спостережуваних електричних мережах, традиційних математичних моделей, а для неспостережуваних – штучних нейронних мереж. Результатом навчання штучної нейронної мережі – є навчальна вибірка, яка має вигляд матриці

$$H(X, Y) = \begin{pmatrix} X_1 & Y_1 \\ \vdots & \vdots \\ X_i & Y_i \\ \vdots & \vdots \\ X_s & Y_s \end{pmatrix},$$

де s – кількість розрахованих усталених режимів електричної мережі для окремого виду графу та набору схемних параметрів. Режимні параметри X , не повинні виходити за межі, які визначені нормами експлуатації електричних мереж.

Навчена штучна нейронна мережа задіється в середовищі оперативно-інформаційного комплексу в якості аналітичного функціонального модуля за

типом «чорного ящика», входами якого є значення зрізу телевимірювань згаданих точок обліку

$$\bar{X} = \langle U_i, P_i, Q_i, i = \overline{1, n} \rangle,$$

а виходами значення сумарне активне P_Σ та реактивне навантаження Q_Σ споживачів та втрати активної потужності π :

$$\bar{Y} = \langle P_\Sigma, Q_\Sigma, \pi \rangle.$$

Враховуючи, по-перше, значну кількість споживачів, велику кількість варіантів можливої топології, по-друге, повну відсутність телеметрії та телесигналізації в низьковольтних електричних мережах, використання для оперативного розрахунку втрат електроенергії методів є неможливим.

Висновки

Впровадження кожного з проектів портфеля повинно бути підтвержене економічними та технічними розрахунками, з урахуванням таких питань, як надійність постачання електроенергії та її якість.

Першими необхідно впроваджувати організаційні проекти, які не потребують залучення великих обсягів коштів. Потім необхідно впроваджувати більш капіталомісткі проекти щодо заміни вимірювальної техніки та основного обладнання. Розв'язання означеної задачі можливе, на нашу думку, за рахунок використання засобів управління проектами. Тобто розробка системного підходу до використання проектів щодо зниження втрат електроенергії в низьковольтних мережах має здійснюватись шляхом формування портфеля проектів.

Список літератури

1. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / [В. Э. Воротницкий, Ю. С. Железко, В. Н. Казанцев и др.]; под ред. В. Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 366 с.
2. Стандарт управления портфелями. – Второе издание. РМІ, 2008. – 144 с.
3. Казанцев В. Н. Методы расчета и пути снижения потерь энергии в электрических сетях. – Свердловск: Издание УПИ, 1983. – 82 с.
4. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 172 с.
5. Адизес И. Интеграция: Выжить и стать сильнее в кризисные времена / пер. с англ. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2009. – 128 с.
6. Пригожин А. И. Методы развития организаций. – М.: МЦФЭР, 2003. С. 93 - 104.
7. Ярошенко Ф.А., Бушуев С.Д., Танака Х. Руководство инновационными проектами и программами на основе системы знаний Р2М. – К.: Саммит-Книга, 2012. – 272 с.
8. Азаров М.Я., Ярошенко Ф.О., Бушуев С.Д. Инновационные механизмы управления программами развития. – К.: Саммит-книга, 2011. – 564 с.
9. Бушуев С.Д., Бушуева Н.С. Основы профессиональных знаний и система оценки компетенции проектных менеджеров. – К.: ІРІДУМ, 2010. – 225 с.
10. Имаи Масааки Гембакайдзен: Путь к снижению затрат и повышению качества / пер. с англ. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2005. – 346 с.

Стаття надійшла до редколегії 20.06.2015

Рецензент: д-р техн. наук, проф. С.Д. Бушуев, Київський національний університет будівництва і архітектури, Київ.

Ачкасов Игорь Анатольевич

Кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры управления проектами
Киевский национальный университет строительства и архитектуры, Киев

ФОРМИРОВАНИЕ ПОРТФЕЛЕЙ ПРОЕКТОВ УМЕНЬШЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Аннотация. Рассматривается концептуальная модель формирования портфеля проектов уменьшения потерь электроэнергии в электрических сетях в условиях неопределенности (ненаблюдаемости, невыверенной информации и несовершенства методов оценки технологических потерь). Определены модели и методы формирования портфеля проектов уменьшения потерь в электрических сетях. В зависимости от полноты информации о нагрузках элементов электрической сети за расчетный период для расчетов нагрузочных потерь используются различные методы формирования портфеля проектов уменьшения потерь в электрических сетях.

Ключевые слова: портфель проектов; потери электроэнергии; методы уменьшения потерь; концептуальная модель портфельного управления

Achkasov Igor Anatolievich

PhD, Associated professor of the project management department
Kiev National University of Construction and Architecture, Kiev

FORMATION OF PORTFOLIOS OF PROJECTS REDUCING ELECTRICITY LOSSES IN ELECTRIC NETWORKS

Abstract. The conceptual model of projects portfolio formation of power consumption reduction in electricity mains in conditions of indeterminacy is considered (observation, non-verifiable information and imperfections of methods for assessing process losses). The models and methods of projects portfolio formation of power consumption reduction in electricity mains are considered. Various methods of projects portfolio formation of power consumption reduction in electricity mains are used according to the completeness of information about load electricity network elements in accounting period for calculation of load loss. Due to initiation of the components, corresponding areas use their governance processes to manage the achievement of results. Due to performance of the components, portfolio management maintains links between components to assess progress and to maintain consistency with the strategic objectives. Thus, at the highest level, strategic and operational portfolios managed, in the long run, as a single comprehensive portfolio of activities carried out in this organization.

Key words: projects portfolio; electric loss; power consumption reduction methods; conceptual model of portfolio management

Reference

1. Energy losses in electric networks of power systems. (1983). [V. E. Vorotnickii, U. S. Zhelezko, V. N. Kazantsev et al.]; under the editorship of V. N. Kazantsev. Moscow, Russia: Energoatomizdat, 366.
2. The standard for portfolio management. Second edition. (2008). PMI, 144.
3. Kazantsev, V.N. (1983). Calculation methods and ways to reduce rubbing his energy into electrical energy networks. Sverdlovsk: Edition UPI, 82.
4. Zhelezko, U.S. (1989). Choice of measures to reduce rubbing of electricity in electric networks. Moscow, Russia: Energoatomizdat, 172.
5. Adizes, I. (2009). Integration: to Survive and become stronger in times of crisis. Moscow, Russia: Alpina Business Books, 128.
6. Prigozhin, A. I. (2003). Methods of organizational development. Moscow, Russia: MTSFER, 93-104.
7. Yaroshenko, F. A. & Bushuev, S. D. & Tanaka H. (2012). Management of innovative projects and programs based on the system knowledge R2M. Kyiv, Ukraine: "Summit-Book", 272.
8. Azarov, M.Y., Yaroshenko, F.O., Bushuyev, S.D. (2011). Innovative principles for management development programs. Kyiv, Ukraine: Summit book, 564.
9. Bushuyev, S.D., Bushueva, N.S. (2010). With. Foundations of professional knowledge and the system of assessing the competence of project managers. Kyiv, Ukraine: RDM, 225.
10. Imai Masaaki Gembakaizen: Path to cost reduction and quality. (2005). Moscow, Russia: Alpina Business Books, 346.

Посилання на публікацію

- APA Achkasov, I. A. (2015). Formation of portfolios of projects reducing electricity losses in electric networks. Management of Development of Complex Systems, 23 (1), 21 – 29.
- ГОСТ Ачкасов І.А. Формування портфелів проектів зменшення втрат електроенергії у електричних мережах [Текст] / І.А. Ачкасов // Управління розвитком складних систем. – 2015. – № 23 (1). – С. 21 – 29.