

І.В. Доманський, О.С. Козлова

Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, Україна

МЕТОДИ АНАЛІЗУ РЕЖИМІВ ПЕРЕДАЧІ І РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ З ТЯГОВИМИ НАВАНТАЖЕННЯМИ

Розроблено метод аналізу, розрахунку і моделювання основних електротехнічних параметрів і показників електротягових мереж і живильних ліній енергосистем. Запропоновано наукові положення підвищення ефективності режимів в електричних системах з тяговими навантаженнями, а саме багаторівневий метод регулювання напруги і реактивної потужності та підвищення показників енергоефективності неоднорідних мереж шляхом введення в роботу раціональної потужності пристроїв поперечної та поздовжньої компенсації.

Ключові слова: методи, енергоефективність, тягове електропостачання, тягові підстанції, інформаційні технології.

Аналіз останніх досліджень і публікацій та постановка проблеми

Мінімізація втрат електроенергії в тяговій мережі є цільовою задачею участі системи тягового електропостачання (СТЕ) у формуванні енергетичної ефективності електричної тяги в цілому [1–4]. Найменша потужність потрібна при найбільш рівномірному розподілі навантажень (за їх кількістю і типом) у часі. Методи розрахунку і моделювання параметрів режимів систем тягового і зовнішнього електропостачання (СЗЕ) дозволяють розробити основи підвищення ефективності режимів в електричних системах з тяговими навантаженнями та інформаційні технології їх управління.

Електрична система являє собою мережу з великим числом вузлів, в яких вхід і вихід є потоками активних і реактивних потужностей та величинами напруги і струму (рис. 1, а). Кожній конфігурації системи відповідає своє відношення між активною і реактивною потужністю і електричними параметрами кожної вітки мережі.

Серед існуючих математичних рішень умов передачі енергії заслуговують уваги методи, які передбачають аналіз систем великого масштабу за частинами [5–12]. При застосуванні таких і аналогічних методів важливі так звані «граничні умови», яким повинні задовольняти одержувані рішення та які значно зменшують ступінь свободи диспетчерів електричних систем. Можливі конфігурації мережі електричних систем повинні вибиратися з урахуванням наступних умов:

- надійної та безперервної роботи електричних систем при відключенні ліній, генераторів і т. д.;
- стійкості електричних систем в разі аварійних режимів;

- необхідності уникнення перевантажень ліній і трансформаторів;
- необхідності підтримання напруг в допустимих межах;
- врахування обмежень потужності за лініями міжсистемних зв'язків.

Ці та інші умови накладають обмеження на можливість зміни розподілу енергії за головними мережами електричних систем та звужують область, в якій можуть знаходитися економічно оптимальні режими роботи мережі.

Важливим параметром ефективності передачі енергії є «середній шлях енергії» системи електропередач. Цей параметр, який має розмірність довжини і позначається L_w , виражається відношенням $L_w = \sum W_j L_j / \sum W_j$. За даний період часу (рік, місяць, тиждень) це відношення визначається як сума обсягу енергії, переданої по кожній лінії (W_j), помноженої на довжину ліній і розділених на суму обсягу переданої енергії. Хоча неможливо знайти точний взаємозв'язок між економічністю передачі енергії за даний період часу і середнім шляхом енергії, немає сумніву в розумності скорочення середнього шляху настільки, наскільки це можливо, і дотримання цієї тенденції при виборі конфігурації мережі.

Сучасні автоматизовані системи управління електропостачання та комерційного обліку електроенергії дозволяють проводити безперервні вимірювання потужності P_j в кожній лінії електричної системи передачі та оцінювати середній шлях потужності $L_p = \sum P_j L_j / \sum P_j$. Безперервна оцінка цього параметра в реальному часі може дати корисну загальну інформацію енергодиспетчеру, що відповідає за розподіл енергії в системі.

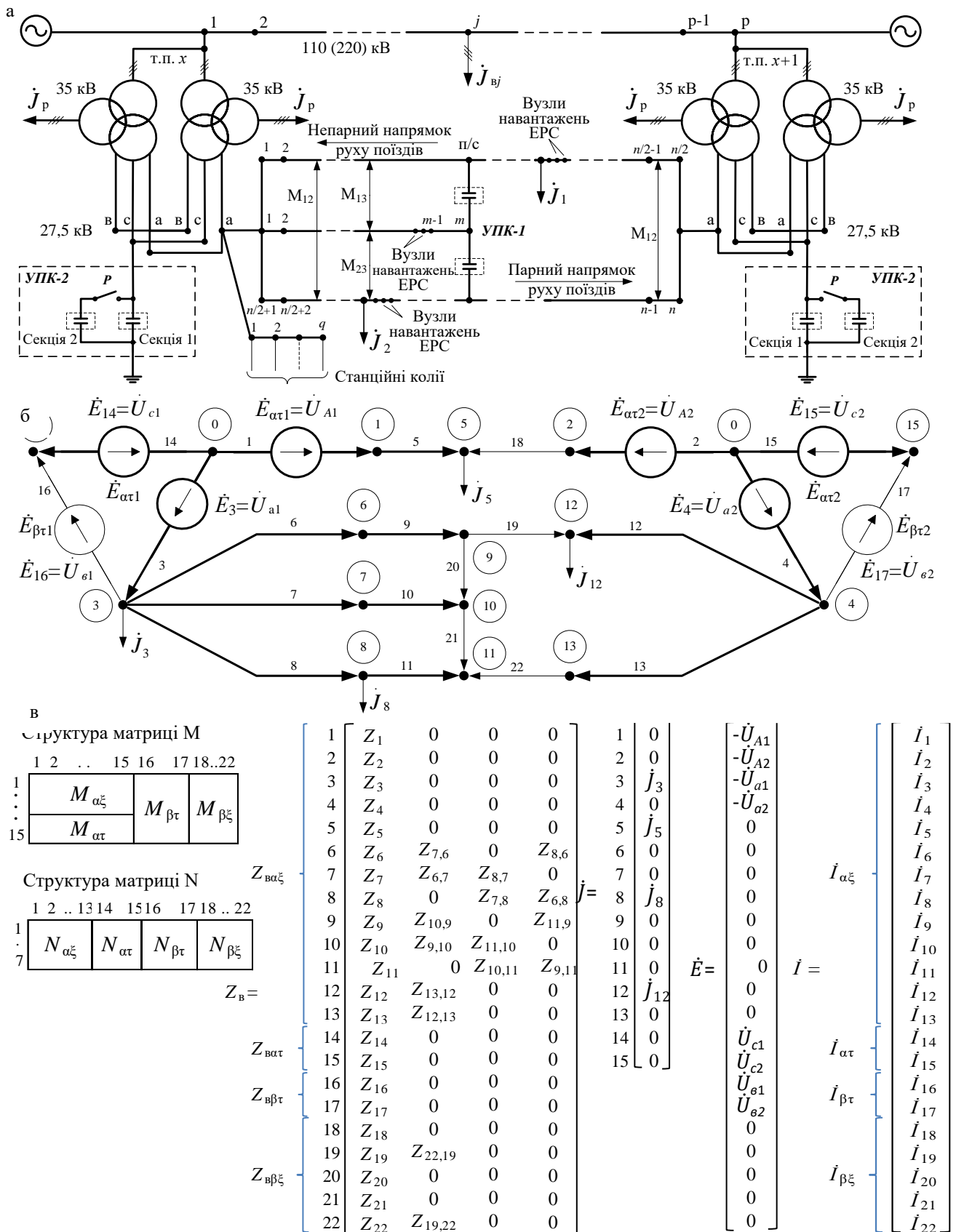


Рис. 1. Фрагмент енергосистеми і тягової мережі з розподіленою поздовжньою ємнісною компенсацією (а); орієнтований миттєвий граф тягової мережі та мережі енергосистеми (б); матриці миттєвого графа пасивних і активних параметрів (в)

Мета і задачі дослідження

Метою досліджень є розвиток наукових основ підвищення енергоефективності систем тягового і зовнішнього електропостачання для забезпечення енергобезпеки і зниження собівартості перевезень електрифікованих залізниць. Для досягнення зазначеної мети необхідно розробити методи розрахунку електротехнічних параметрів і показників електротягових мереж для схем різної складності з урахуванням живильних ліній енергосистем та наукові положення підвищення ефективності режимів роботи електричних систем з тяговими навантаженнями для мінімізації перетоків потужності та втрат при передачі і розподілу електроенергії з урахуванням параметрів установок компенсації реактивної потужності.

Виклад основного матеріалу

Метод розрахунку електротехнічних параметрів і показників електротягових мереж для схем будь-якої складності з урахуванням живильних ліній енергосистем

Основою імітаційних моделей електрифікованих ліній залізниць є формування і розрахунок миттєвих схем. Виключно зручний апарат для моделювання миттєвих схем подає теорія графів [4, 7–10, 12–16]. Визначення показників режимів роботи СТЕ і СЗЕ проводяться шляхом послідовного розрахунку взаємозалежних миттєвих схем, що утворюються при русі поїздів (рис. 1). У вузлах СЗЕ і тягової мережі можна задавати навантаження відповідно до закону його зміни у часі. Вузлом тягової мережі є не тільки з'єднання віток схеми, але і точки рухомих навантажень електрорухомого складу (ЕРС) та навантажень станційних колій, постів секціонування (ПСК) і компенсуючих пристроїв. З цією метою тягова мережа розбивається на безліч спеціальних вузлів відповідно до швидкості руху різнотипних поїздів. Моделювання тягових навантажень базується на графіку руху поїздів, що зв'язує координату положення поїзда з часом. Значення тягових навантажень визначаються на основі тягових розрахунків або дослідних поїздок.

Початковий опис графа схеми дає його матриця інцидентності M . Кількість стовпців матриці M дорівнює числу віток схеми, а кількість рядків – числу незалежних вузлів. Для орієнтованих графів (рис. 1, б), які найповніше характеризують електротягові мережі, елементи матриці набувають значення 0, 1, -1 залежно від інцидентності і напрямку дуги щодо вузлів. Напрямок дуг пасивних елементів схем вибирається довільно. Дуги активних двополюсників орієнтуються за напрямом джерела струму і протилежно напрямку джерела напруги. Кожна трансформа-

ція зв'язує тільки дві вітки схеми. Одним із вузлів кожної вітки, що має зв'язок через трансформацію з якою-небудь іншою віткою, є нейтраль (вузли 14, 15). Матриці, які відносяться до дерева графа схеми, позначені індексом α , а до хорд схеми – індексом β , вітки дерева і хорд, що не зв'язані з трансформаціями позначені ξ . Доповнює опис графа матриця контурів N , яка відображає об'єднання хорди і сукупності віток дерева в цикли. Кількість стовпців матриці N дорівнює числу віток схеми, а кількість рядків – числу незалежних контурів. Нульові значення матриці означають, що відповідні ребра і контури не інцидентні.

Відповідно до вибраного дерева графа (рис. 1, б жирні лінії) структура матриць M і N має вигляд (рис. 1, в). Матриця опорів віток Z_v для графа схеми є квадратною з розмірністю, що дорівнює кількості віток.

При цьому власні опори віток між вузлами i і j записуються за діагоналлю відповідно до вибраного дерева схеми, а взаємні – на перетині рядків і стовпців взаємодіючих віток. Відносно електротягових мереж матриця Z_v сильно розріджена. Має сенс створити її з мінімальною кількістю нульових елементів, замінивши матрицею з $n+1$ стовпцями, де n – максимальна кількість поєднань взаємоіндуктивних впливів на багатокільній ділянці. Елементами першого стовпця вказаної матриці є власні опори віток, другого стовпця – взаємні першої і другої колії і т. д.

Для електротягових мереж постійного струму матриця Z_v – діагональна. У електротягових мережах змінного струму (рис. 1, б) для врахування взаємного впливу навантажень різних колій на окремих відрізках контактної мережі пропонується створити у схемі додаткові вузли так, щоб загальна кількість вузлів на кожній колії була однаковою. При цьому в додаткових вузлах (наприклад, 6, 7, 13) струми рівні нулю. Таке розташування вузлів дозволяє точно врахувати взаємний вплив окремих віток контактної мережі через опори взаємоіндукції $Z_{ij} = Z_m \cdot \ell_{ij}$, де Z_m – питомий опір; ℓ_{ij} – довжина вітки.

До активних параметрів схеми, поданої у вигляді графа $G_{st} = (V_{st}, L_{st})$, відносяться вектори струмів, що задаються у вузлах $\mathbf{j} = (j_1, j_2, \dots, j_m)$, де m – кількість вузлів; вектор ЕДС віток трансформацій $\mathbf{E}_\tau = (E_{1\tau}, E_{2\tau}, \dots, E_{n\tau})$, де τ – кількість віток з трансформаціями та інших ЕДС $\mathbf{E} = (E_1, E_2, \dots, E_n)$, де n – кількість віток схеми.

Пристрої поперечної компенсації (КУ) задаються ємнісним навантаженням у вузлі, а подовжньої компенсації (УПК) – ємнісним опором вітки. Навантаження електровозів, що рекуперують, враховуються із знаком мінус, а вольтододаткові пристрої – ЕДС відповідної вітки. Пасивні і активні початкові параметри для орієнтованого графа схеми показані на рис. 1, в.

Розглядаючи мережі різної номінальної напруги, дерево графа складають так, щоб останні його

τ вітки виявилися пов'язаними з першими τ хордами через трансформації. Це виконується, доповнюючи $G_{st} = (V_{st}, L_{st})$, як показано на рис. 1, б дугою з проміжним вузлом (14 або 15), тобто за рахунок нумерації вузлів. Слід зазначити, що при розрахунках електротягових мереж змінного струму істотним є перехід від симетричної СЗЕ до несиметричної тягової. Введення додаткових дуг графа з подальшим формуванням ЕДС різних фаз вторинної обмотки в замкнутих контурах, що утворилися з трьох віток (рис. 1, б), вирішує цю проблему. Застосування графів при розрахунку СТЕ дозволяє створити однотипні алгоритми для розрахунку схем будь-якої складності для безлічі міжпідстанційних зон і звести розрахунок до формальної заміни початкових даних у вигляді матриць і алгебричних операцій з ними. При розрахунку електротягових мереж необхідно визначити: вектор струмів у вітках схеми $\dot{I}_e = (\dot{I}_{e1}, \dot{I}_{e2}, \dots, \dot{I}_{en})$, вектор падінь напруги у вітках схеми $\dot{U}_B = (\dot{U}_{B1}, \dot{U}_{B2}, \dots, \dot{U}_{Bn})$, вектор падінь напруги у вузлах схеми щодо базисного вузла

$\Delta \dot{U} = (\Delta \dot{U}_1, \Delta \dot{U}_2, \dots, \Delta \dot{U}_m)$, втрати потужності $\Delta \dot{S}$, втрати енергії ΔW .

Найбільш поширена методика розрахунків несиметричних режимів трифазних електричних систем ґрунтується на методі симетричних складових, запропонованому Фортецькю і детально розробленому Вагнером та Евансом. Перспективні є варіанти

розрахунку багатопровідних тягових мереж СТЕ змінного і постійного струму спільно з живильними лініями енергосистем, що базуються на розгляді їх як несиметричної багатофазної системи і методі симетричних складових. Серед них: сумісний розрахунок мереж з використанням трансформацій; метод декомпозиції і синтезу мереж з різними рівнями напруги; метод ітерацій для схем заміщення з однією базисною напругою і врахуванням впливу СЗЕ шляхом моделювання напруги холостого ходу тягових підстанцій (ТП) як незалежних випадкових величин. У разі одночасного розрахунку мереж різної номінальної напруги в принципі можливі два варіанти при визначенні вектору струмів \dot{I}_e – приведення схеми заміщення до однієї загальної базисної номінальної напруги або метод сумісного розрахунку мереж з використанням трансформацій. Недоліком першої схеми є неможливість обліку яскраво вираженої кореляції зрівняльних і тягових струмів, оскільки при розрахунках вектору ЕДС віток \dot{E} напруги холостого ходу ТП розглядаються як незалежні випадкові величини. Друга схема позбавлена цього недоліку, але вимагає застосування складніших алгоритмів розрахунку.

На базі узагальненого рівняння стану миттєвого графа $G_{st} = (V_{st}, L_{st})$ для визначення струмів у вітках схеми $\dot{I}_B = (\dot{I}_{\alpha 1}, \dot{I}_{\alpha 2}, \dots, \dot{I}_{\alpha \tau}, \dot{I}_{\beta \tau}, \dots, \dot{I}_n)$ запропоновано вираз:

$$\dot{I}_B = \begin{pmatrix} \dot{I}_{\alpha \xi} \\ \dot{I}_{\alpha \tau} \\ \dot{I}_{\beta \tau} \\ \dot{I}_{\beta \xi} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} M \\ N \ Z_B \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} J \\ N \ \dot{E}_\Sigma \end{pmatrix}; \quad \dot{E}_\Sigma = (\dot{E} + \dot{E}_\tau) = \begin{pmatrix} \dot{E}_{\alpha \xi} \\ \dot{E}_{\alpha \xi} + \dot{K} \ \dot{E}_{\beta \tau} \\ \dot{E}_{\beta \xi} + \dot{E}_{\beta \tau} \\ \dot{E}_{\beta \xi} \end{pmatrix}, \quad (1)$$

де M і N – матриці перетинів і контурів (перша і друга матриці інцидентів) структурно побудовані так, як показано на рис. 1, в; Z_B – матриця опорів віток; J – вектор задаючих струмів; \dot{E}_Σ – сумарний вектор ЕДС віток. Тут елементи τ у векторах \dot{E}_τ і \dot{I}_B зв'язані залежностями $\dot{E}_{\alpha \tau} = \dot{K} \ \dot{E}_{\beta \tau}$ і $-\dot{K} \ \dot{I}_{\alpha \tau} = \dot{I}_{\beta \tau}$, де \dot{K} – квадратна матриця коефіцієнтів трансформації розмірністю τ . У свою чергу, у векторах \dot{I}_α і \dot{I}_β струми віток розділені за принципом відсутності і наявності трансформацій. Тоді

$$\begin{aligned} \dot{I}_\alpha &= (\dot{I}_{\alpha \xi 1}, \dot{I}_{\alpha \xi 2}, \dots, \dot{I}_{\alpha \tau 1}, \dots, \dot{I}_{\alpha \tau m}), \\ \dot{I}_\beta &= (\dot{I}_{\beta \tau 1}, \dot{I}_{\beta \tau 2}, \dots, \dot{I}_{\beta \tau k}). \end{aligned}$$

Аналогічно сумарний вектор ЕДС віток $(\dot{E} + \dot{E}_\tau)$ структуровано за принципом ЕДС віток з трансформаціями дерева і хорд схеми та інших ЕДС.

Запропоновано струми у вітках схеми подати у вигляді суми $\dot{I}_B = \dot{I}_B' + \dot{I}_B''$. Складова \dot{I}_B' пов'язана з контурними струмами співвідношенням $\dot{I}_B' = N_t \dot{I}_k$, де N_t – транспонована друга матриця інцидентів; \dot{I}_k – вектор контурних струмів. Складову \dot{I}_B'' , яка залежить від задаючих струмів поїздів, визначається з виразу $\dot{I}_B'' = \begin{pmatrix} M_\alpha^{-1} \\ \mathbf{0} \end{pmatrix} \dot{J}$, де M_α^{-1} – обернена матриця інцидентів для дерева схеми. Тоді для визначення струмів у вітках схеми за відомим навантаженням поїздів і навантаженням зовнішньої системи електропостачання одержимо вираз

$$\dot{I}_B = N_t \left\{ (N Z_B N_t)^{-1} \left[N (\dot{E} + \dot{E}_\tau) - N Z_B \begin{pmatrix} M_\alpha^{-1} \\ \mathbf{0} \end{pmatrix} \dot{J} \right] \right\} + \begin{pmatrix} M_\alpha^{-1} \\ \mathbf{0} \end{pmatrix} \dot{J}, \quad (2)$$

Падіння напруги на ділянці мережі від будь-якого вузла до базисного знаходиться за виразом:

$$\Delta \dot{U} = M_{\alpha t}^{-1} \dot{U}_{\alpha} = M_{\alpha t}^{-1} (Z_{\alpha} \dot{I}_{\alpha} - \dot{E}_{\alpha}), \quad (3)$$

де \dot{U}_{α} – вектор падіння напруги на вітках дерева схеми; \dot{E}_{α} – ЕДС у вітках дерева схеми.

Розрахунок втрат енергії в тягових мережах зводиться до послідовного розрахунку ряду модельованих миттєвих схем:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^T \Delta \dot{S}_i = \sum_{i=1}^T \dot{I}_{ti} Z_{vi} \dot{I}_{vi}^* \quad (4)$$

де $\Delta \dot{S}_i$ – втрати потужності миттєвої схеми; \dot{I}_t – транспонований вектор струмів у вітках схеми; Z_B – матриця опорів віток; \dot{I}_B^* – спряжений вектор струмів у вітках схеми; T – кількість вирішених миттєвих схем.

У задачах, що не вимагають розрахунку струморозподілу, вектор падіння напруги $\Delta \dot{U}$ та втрати потужності визначаються за формулами:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U} &= \dot{Y}^{-1} \dot{J} = (M Z_B^{-1} M_t)^{-1} \dot{J} \\ \Delta \dot{S} &= \dot{J}_t (M Z_B^{-1} M_t)^{-1} \dot{J} \end{aligned} \quad (5)$$

де \dot{Y} – матриця вузлової провідності; \dot{J}_t – транспонований вектор струму у вузлах схеми; \dot{J} – спряжений вектор струму у вузлах схеми.

Електричні розрахунки при дослідженнях та проектуванні СТЕ зазвичай виконують для трьох режимів: нормального, повного використання пропускної здатності, короткого замикання в тяговій мережі. Для нормальних умов експлуатації визначаються такі параметри: середні та ефективні значення струмів фідерів і плечей живлення ТП; добові витрати і втрати енергії. Для режиму повного використання пропускної здатності (рух поїздів максимальної ваги з мінімальним міжпоїзним інтервалом) визначаються: максимальні значення струмів фідерів ТП і ПСК (миттєві значення); максимальні значення ефективних струмів фідерів ТП і ПСК (усереднені на 15-хвилинних інтервалах); середні струми фідерів і середні напруги на шинах ТП за час ходу поїзда лімітуючою блок-ділянкою. При коротких замиканнях знаходяться струми фідерів і напруги на шинах ТП і ПСК. При цьому найбільший інтерес з практичної точки

зору є струми у вітках схеми, які можна знайти з виразу:

$$\dot{I}_g = N_t \dot{I}_k = N_t (N Z_g N_t)^{-1} N \dot{E}. \quad (6)$$

Наукові положення підвищення ефективності режимів в електричних системах з тяговими навантаженнями

У роботі запропоновано багаторівневий метод регулювання напруги і реактивної потужності. Відмінною особливістю запропонованого алгоритму є вибір в якості функції втрат реактивної потужності в елементах системи [4–10, 12, 14]. Це дозволяє ефективно використовувати джерела реактивної потужності і визначити настройку регуляторів напруги тягових мереж з використанням багаторівневого підходу [13–16]. Метод дозволяє проводити оптимізацію рівнів напруги в великих енергосистемах та в електричних мережах з тяговими навантаженнями. У енергосистемі (рис. 2) є можливість виділити три підсистеми – надвисокої (рівень 1), високої (рівень 2) і низької (рівень 3) напруги. Порядок регулювання складається з двох етапів: етап оптимізації на рівнях 1 і 2 і визначення вузлових точок контролю для рівня 3; етап прямого регулювання на рівні 3 з урахуванням даних автоматизованої системи управління електропостачання для рівня 1.

Етап оптимізації для визначення U і Q по мінімуму F (цільова функція) передбачає наступні обмеження: $K_{t \text{ мін}} \leq K_t \leq K_{t \text{ макс}}$; $Y_{\text{мін}} \leq Y \leq Y_{\text{макс}}$; $E_{g \text{ мін}} \leq E_g \leq E_{g \text{ макс}}$; $U_{\text{мін}} \leq U \leq U_{\text{макс}}$; $Q_{\text{мін}} \leq Q \leq Q_{\text{макс}}$, де K_t – коефіцієнт трансформації трансформатора; Y – провідність джерел реактивної потужності; E_g – різниця між величиною навантаження споживачів і генерацій; U – напруга; Q – реактивна потужність.

Оптимізація виконується з використанням критеріальної функції

$$f = \alpha (\Delta U_k)^2 + \beta (\Delta Q_k)^2, \quad (7)$$

де ΔU_k і ΔQ_k – відхилення U і Q в точці k від встановлених значень.

Проблема полягає в мінімізації f при наступних обмеженнях

$$U_{k \text{ мін}} \leq U_k \leq U_{k \text{ макс}}; \quad Q_{k \text{ мін}} \leq Q_k \leq Q_{k \text{ макс}}. \quad (8)$$

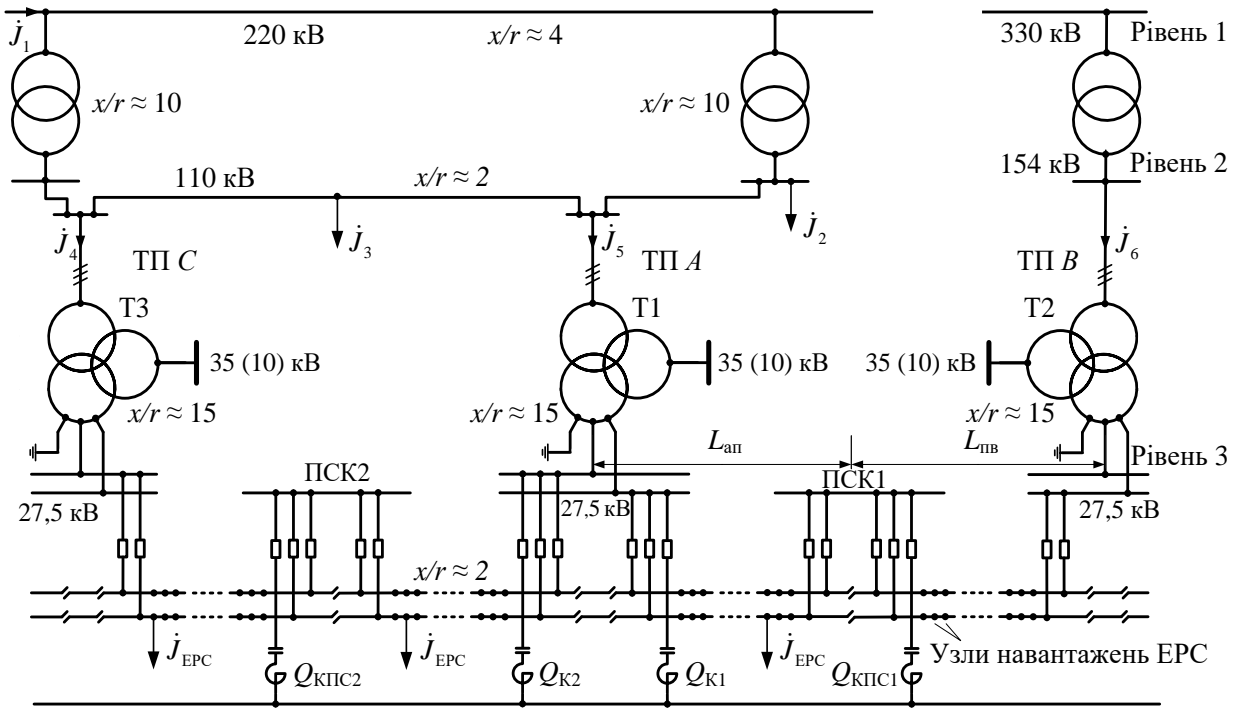


Рис. 2. Фрагмент енергосистеми і тягової мережі з розподіленою поперечною ємнісною компенсацією

При багатоступеневому наближенні цільова функція всієї системи:

$$F = F_0 + \sum_i F_i + \sum_i \sum_j (\alpha(\Delta U)^2 + \beta(\Delta Q)^2) \cdot \quad (9)$$

Перший і другий члени виразу представляють втрати реактивної потужності в системі (рівень 1) і (рівень 2). Реальна функція складається з перших двох членів.

Для підсистеми надвисокої напруги (рівень 1) необхідно визначити $Q^{(1)}$ і $U^{(1)}$ і мінімізувати їх значення при наступних обмеженнях $U_{1\min} \leq U^{(1)} \leq U_{1\max}$; $Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}$, тобто

$$F_0 = \sum_i \sum_j X_L Q_L^2, \quad (10)$$

де X_L – індуктивний опір лінії; Q_L – реактивна потужність по лінії.

$$Q^{(1)}_i = \sum_j Q_{ij}; \quad Q^{(1)}_i = \sum_j Q_{ij}, \quad (11)$$

де $Q^{(1)}_i$ – реактивна потужність, що протікає через трансформатор від підсистеми i , Q_{ij} – реактивна потужність, що протікає по лінії $i-j$; q – змінні втрати, викликані потоком активної потужності P_{ij} по лінії $i-j$.

Ця задача вирішується шляхом квадратичного програмування де цільова функція квадратична, а всі обмеження лінійні.

Для підсистеми високої напруги (рівень 2) в підсистемі i підстановкою $Q^{(2)}_i$, $U^{(2)}_{li}$, ΔK_i , Q_g , Q_s і Q_0 зводимо до мінімуму F_i при наступних обмеженнях:

$$Q_{0i} + \left(Q_i^{(2)} - X_{Ti} \frac{P_i^2 + (Q_i^{(2)})^2}{(U_{li}^{(2)})^2} \right) + \sum_{j=1}^{J_i} \left(Q_{gij} - X_{gij} \frac{P_{gij}^2 + Q_{gij}^2}{U_{gij}^2} \right) - \sum_{j=1}^{K_i} \left(Q_{sij} + X_{sij} \frac{P_{sij}^2 + (Q_{sij}^{(2)})^2}{(U_{lsij}^{(2)})^2} \right) - Q_{Li} = 0$$

$$U_{1i\min} \leq U^{(2)}_{li} \leq U_{1i\max}; \quad Q_{i\min} \leq Q_i^{(2)} \leq Q_{i\max}; \quad \Delta K_{i\min} \leq \Delta K_i \leq \Delta K_{i\max}; \\ Q_{0i\min} \leq Q_{0i} \leq Q_{0i\max}; \quad Q_{g\min} \leq Q_g \leq Q_{g\max}; \quad Q_{c\min} \leq Q_c \leq Q_{c\max}.$$

$$F_i = \sum_{j=1}^{J_i} \left(X_{gij} \frac{P_{gij}^2 + Q_{gij}^2}{U_{gij}^2} \right) + \sum_{j=1}^{K_i} \left(X_{sij} \frac{P_{sij}^2 + (Q_{sij}^{(2)})^2}{(U_{lsij}^{(2)})^2} \right) + X_{Ti} \frac{P_i^2 + (Q_i^{(2)})^2}{(U_{li}^{(2)})^2}; \quad (12)$$

$$Q_{sij} = Q_{lij} - Q_{cij} + X_{tij} \frac{P_{sij}^2 + (Q_{sij}^{(2)})^2}{(U_{lsij}^{(2)})^2}; \quad U_{li}^{(2)} = (1 + \Delta K_i) U_{2i} + X_{Ti} \frac{Q_i}{U_{li}} \quad (13)$$

де $U_{li}^{(2)}$ – вторинна напруга на підстанції i ; ΔK_i – невелика зміна коефіцієнта трансформації трансформатора на підстанції i ; Q_0 – реактивна потужність статичного джерела; Q_g – реактивна потужність генератора; $Q_{sij}^{(2)}$ – потік реактивної потужності від підстанції j в підсистему i , визначений на рівні 2; $P_{sij}^{(2)}$ – то ж для потоку активної потужності; X_{gij} – індуктивний опір між підстанцією i і генератором j ; X_{Ti} – індуктивний опір трансформатора в підсистемі i ; $P_i^{(2)}$, $Q_i^{(2)}$ – відповідно активна і реактивна потужності підстанції i , визначені на рівні 2; Q_{cij} – реактивна потужність статичного джерела на підстанції j в підсистемі i .

Процес розрахунку починається підстановкою (13) в (12) для отримання оптимальних значень $Q_i^{(2)}$, $U_i^{(2)}$, ΔK_i , Q_{0i} , Q_g , Q_s при дотриманні обмежень; U_{gij} – постійна ($i = 1, 2, \dots, J_i$), U_{2i} – постійна, U_{1i} приймається рівною 1,0 в відносних одиницях. $P_{sij} \cong P_{lij}$ – постійні, а Q_{lij} , P_{Li} , Q_{Li} можуть бути прийняті постійними, тому що P_L , Q_L , P_{Li} , Q_{Li} розраховані на базі передбачення навантажень для оптимального розподілу потужностей і регулювання U і Q .

Для підсистеми низької напруги (рівень 3) або підсистемі рівня 2 мінімізуємо

$$F_i = \alpha \sum_{j=1}^{J_i} (\Delta U_{2ij})^2 + \beta \sum_{j=1}^{K_i} (\Delta Q_{ij})^2 \quad (14)$$

де α , β – вагові коефіцієнти.

Регулювання відбувається автоматично. при наступних обмеженнях Q_{cij} і Δk_{ij} : $U_{1sij \min} \leq U^{(3)}_{1sij} \leq U_{1sij \max}$; $\Delta k_{ij \min} \leq \Delta k_{ij} \leq \Delta k_{ij \max}$; $Q_{cij \min} \leq Q_{cij} \leq Q_{cij \max}$

$$Q_{sij} = Q_{lij} - Q_{cij} + X_{tij} \frac{P_{sij}^2 + (Q_{sij}^{(3)})^2}{(U_{1sij}^{(3)})^2};$$

$$U_{1sij} = (1 + \Delta k_{ij}) U_{2sij} + X_{tij} \frac{Q_{sij}^{(3)}}{U_{1sij}^{(3)}}, \quad (15)$$

де Δk_{ij} – незначна зміна коефіцієнта трансформації трансформатора j в підсистемі i при регулюванні напруги і реактивної потужності під навантаженням.

При використанні багатоступінчатого апарату для оптимізації визначені граничні умови між рівнями 1 і 2 та 2 і 3:

$$\begin{aligned} Q^{(1)} - Q^{(2)} &= 0; & U^{(1)}_{1s} - U^{(2)}_{1s} &= 0; \\ Q^{(2)} - Q^{(3)} &= 0; & U^{(2)}_{1s} - U^{(3)}_{1s} &= 0. \end{aligned} \quad (16)$$

Регулятор напруги і реактивної потужності на цьому етапі наближено мінімізує (14) при обмеженнях рівня 3 і граничних умовах (16).

Схема оптимізації рівнів 1 і 2 за допомогою багаторівневого підходу наступна:

Крок 1. Задаємо початкові величини витрат, відповідних компонентів векторів Q і U_1 . Оптимізація рівня 1: потрібно отримати $Q^{(1)}$ і $U^{(1)}_1$ такі, щоб $\bar{F}_0 = F_0 + p_1^T Q^{(1)} - p_1^T U^{(1)}_1 \rightarrow \min$ за умови обмежень цього рівня. Оптимізація рівня 2: потрібно отримати $Q^{(2)}_i$, $U^{(2)}_i$ і ΔK_i такі, щоб $\bar{F}_i = F_i + p_{1i} Q_i^{(2)} + p_{2i} U_{1i}^{(2)} \rightarrow \min$ ($i = 1, 2, \dots, N$) при обмеженнях цього рівня, де p_1 і p_2 – ціни на різних рівнях оптимізації.

Крок 2. При $Q^{(1)} - Q^{(2)} = E_1$; $U^{(1)}_1 - U^{(2)}_1 = E_2$, якщо $E_1 = E_2 = 0$, розрахунки закінчуються, тому що отримана оптимізація рівнів 1 і 2. В іншому випадку здійснюємо третій крок.

Крок 3. Коригування ціни при $\frac{dp_1}{dt} = E_1$; $\frac{dp_2}{dt} = E_2$.

Визначається напруга мережі. Значення U_{2s} напруги вторинної мережі визначено і задано регулятором. Напруга мережі визначається таким чином, щоб існувала номінальна напруга у вузлах навантажень, коли надходять активна і реактивна потужності, які знайдені в попередніх розрахунках.

У роботі встановлено, що паралельна робота неоднорідних мереж 110 і 25 кВ, 154 і 25 кВ та 220 і 25 кВ призводить до збільшення еквівалентного активного опору і як наслідок втрати потужності на 15–20 % при передачі енергії [4, 8, 12]. Так на рис. 3 показано граф фрагмента принципової схеми неоднорідної замкнутої мережі (рис. 2). Такі схеми, або подібні до них, досить часто зустрічаються при живленні навантажень електротяги. Основним навантаженням мережі є навантаження системи J_2 і J_3 , навантаження ТП мають істотно менше значення.

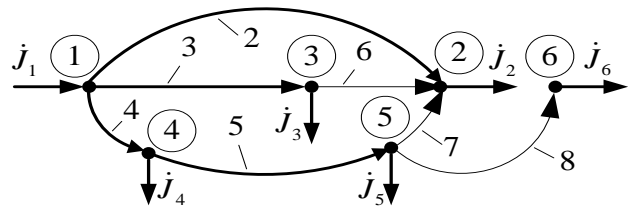


Рис.3. Граф неоднорідної замкнутої мережі

Вітки графа схеми мають різні відношення реактивного опору до активного $\xi = x/r$. Для наведеної схеми умови нагрівання проводів мережі нижчої напруги обмежують пропускну здатність усієї мережі. Частина мережі вищої напруги (220, 110, 154 кВ) не довантажеться, а частина мережі з менш високою напругою перевантажується. Переток потужності йде по вітках 7 і 8 графа схеми. Запропоновано підвищення показників енергоефективності неоднорідних мереж електрифікованих ділянок залізниць шляхом введення в роботу раціональної потужності компенсуючих пристроїв або автоматичного переходу на

консольні схеми живлення тягових мереж. Для вибору енергозберігаючих схем живлення при зміні вантажопотоку розроблені узагальнені методи визначення перетоків потужності по тяговій мережі з використанням імітаційних моделей та реальних вимірювань в автоматизованій системі комерційного обліку електроенергії [4, 13–15].

Проведено аналіз та визначені принципи вибору типу регульованих установок компенсації реактивної потужності в СТЕ. Встановлено, що плавно регульована КУ не має вирішальної технічної переваги перед ступенево регульованою КУ, а її використання пов'язано з великими капітальними вкладеннями, що визначає терміни окупності інвестицій (більше 10–15 років). Найбільш перспективними для тягового електропостачання на сьогодні є ступенево регульовані пристрої компенсації реактивної потужності. Для ефективного застосування пристроїв компенсації реактивної потужності в СТЕ розроблені методи вибору параметрів та місць розміщення КУ і УПК з урахуванням режимів роботи енергосистем на моделях з імітацією взаємопов'язаних миттєвих схем рухомих навантажень [14].

Так, для кожної міжпідстанційної зони розглянутої ділянки (рис. 2) при заданих розмірах руху і схеми живлення визначається фактична найменша напруга на ЕРС $\dot{U}_{\min\phi} = (\sum_{i=1}^n \dot{U}_{\phi i} - \Delta \dot{U}_{\max i})/n$, де $\dot{U}_{\phi i}$ – миттєве значення напруги на шинах ТП; $\Delta \dot{U}_{\max i}$ – миттєве максимальне падіння напруги у векторі $\Delta \dot{U}$ падіння напруги від вузлів навантажень ЕРС до базисного вузла; n – кількість вирішених миттєвих схем за час моделювання T . Падіння напруги на ділянці мережі від будь-якого вузла до базисного знаходиться за виразами (2 або 4).

Спочатку беремо варіант з розміщенням КУ на ПСК (на рис. 2 $Q_{\text{КПС1}}$ і $Q_{\text{КПС2}}$). Розрахункова потужність КУ, необхідна для підвищення напруги до нормованого значення Q_k , визначається різницею найменших значень нормованої і фактичної напруги на ЕРС ($U_{\min\text{норм}} - U_{\min\phi}$), і вхідним індуктивним опором до КУ за формулою, Мвар:

$$Q_k = U_{\text{ном}}^2 (U_{\min\text{норм}} - U_{\min\phi}) / (U_{\min\text{норм}} \cdot X_{\text{вх}}), \quad (17)$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга КУ (27,5 кВ); $X_{\text{вх}}$ – вхідний індуктивний опір до місця розташування КУ.

Для запобігання частим відключенням КУ ПСК від підвищеної напруги при малих навантаженнях у тяговій мережі номінальна потужність КУ не повинна перевищувати середню реактивну потужність тягового навантаження цієї міжпідстанційної зони $Q_{\text{тс}}$, Мвар:

$$Q_{\text{кпс}} \leq Q_{\text{тс}}; \quad Q_{\text{тс}} = (W_{Q_{\text{тс.а}}} + W_{Q_{\text{тс.в}}}) / (24 \cdot D_i), \quad (18)$$

де $W_{Q_{\text{тс.а}}}$ – витрата реактивної енергії в тяговій мережі від ТП А за інтенсивний місяць, Мвар·год; $W_{Q_{\text{тс.в}}}$ – те ж від ТП В; D_i – кількість днів інтенсивного місяця.

Якщо нерівність (18) не виконується, то номінальну потужність КУ, що розміщується на ПСК, обмежують значенням, яке не перевищує $Q_{\text{тс}}$, і передбачають додаткові КУ на одній з суміжних ТП. Для визначення потужності КУ, що розміщується на ТП, повторюють розрахунок за формулою (17), враховуючи у складі початкових даних вибрану потужність КУ на ПСК. При цьому слід визначити не тільки значення $U_{\min\phi}$, але і місце міжпідстанційної зони, в якому це значення найімовірніше. Додаткове КУ необхідно розмістити на тій з двох ТП, яка живить цю міжпідстанційну зону відстаючою фазою. Якщо відстаючі фази – з обох боків цієї міжпідстанційної зони, то для розміщення КУ вибирають ТП, найближчу до того місця міжпідстанційної зони, в якому значення $U_{\min\phi}$ найімовірніше.

Для підвищення напруги на ЕРС найефективніше включати УПК у розгин відсмоктуючої лінії ТП (рис. 1). На першому етапі визначається розрахункове значення номінального струму і номінального опору УПК для кожної ТП цієї ділянки. Для цього необхідно визначити кількість ступенів УПК і вибрати номінальний опір і струм кожного ступеня УПК. На другому етапі розрахунку слід визначити мінімальну кількість УПК на цій ділянці, що забезпечують нормовану найменшу напругу на всіх ЕРС.

Для визначення кількості ступенів УПК необхідно знайти 10-хвилинний максимальний струм навантаження (I_{\max}) у відсмоктуючій лінії з УПК (рис. 1) при заданому розмірі руху в нормальному режимі роботи СТЕ. Для розрахунку I_{\max} слід використовувати

таку формулу: $I_{\max} = \max \left(\sum_{t=1}^T \dot{I}_{\text{вт}}(j) \right)$, де $\dot{I}_{\text{вт}}$ – вектор струмів віток графа схеми;

j – номер вітки відсмоктуючої лінії у векторі $\dot{I}_{\text{вт}}$. Якщо розраховане значення 10-хвилинного максимального струму навантаження I_{\max} виявляється меншим допустимого струму для одного трансформатора $I_{\text{дон}(1)}$ або дорівнює йому, то передбачають УПК, що складається з одного ступеня.

Аналіз результатів моделювання і реальних режимів тягової мережі змінного струму 27,5 кВ показує, що максимальні 10-хвилинні струми навантаження в тяговій мережі лежать в межах 1800–2200 А, а ефективність УПК висока на ТП, де опір СЗЕ перевищує 0,5 Ом, а ступінь компенсації знаходиться в межах допустимого $K = 0,7$. В результаті моделювання міжпідстанційної зони встановлено: що при наявності зрівнювального струму 100 А збільшуються втрати активної енергії на 57,9 %, а реактивної – на 59,4 %. Перехід від схеми вузлового живлення

до схеми паралельного живлення зменшує втрати активної енергії на 4,6 %, а реактивної – на 3,5 %. Збільшення паралельних з'єднань до п'яти зменшує втрати енергії на 2 %. При розміщенні КУ на ПСК є можливість зменшити потужність КУ на міжпідстанційній зоні з вузловою схемою живлення майже в 4 рази. Це забезпечує ресурсозбереження та зниження добових втрат на 3–4 %.

Запропоновано використання розподіленої системи КУ в тяговій мережі та новий підхід до регулювання напруги на ТП з несиметричним навантаженням в основі якого лежить сумісне використання УПК у відсмоктувальній лінії і пристроїв автоматичного регулювання напруги трансформатора під навантаженням, що в сукупності дозволяє знизити втрати в тяговій мережі в 1,5–2 раз.

Пересувні компенсатори реактивної потужності

Для забезпечення енергобезпеки процесу перевезень в нормальних, вимушених та аварійних режимах запропоновано використання пересувних регульованих КУ і УПК. Досвід їх використання в Німеччині, Франції, Швейцарії [16] підтвердив ефективність таких пристроїв та можливість збільшення для ТП зони надійного електропостачання з нормованим рівнем напруги в контактній мережі. Компанія Siemens запропонувала концепцію створення пересувного компенсатора на базі багаторівневого перетворювача з використанням сучасної силової електроніки. Обладнання компенсатора розміщено в контейнері довжиною 12,2 м, шириною 2,4 м та висотою 2,9 м. Маса контейнера з комплектом обладнання складає 28 т. Технічні дані компенсатора приведені в табл. 1. Аналогічний пересувний компенсатор реактивної потужності для залізниць України на напругу 27,5 кВ 50 Гц розробляється вітчизняним підприємством ДАК «Енергетика».

Таблиця 1

Технічні дані пересувного компенсатора реактивної потужності

Параметр	Значення параметра
Номінальна реактивна потужність, Мвар	15
Номінальна напруга, кВ	15
Діапазон коливання напруги, кВ	11–18
Частота, Гц	16,7
Номінальний струм, А	1000
Споживана потужність власних потреб, кВт	<25
Можлива тривалість автономного режиму, год.	24

Висновки

1. Розроблено метод аналізу, розрахунку і моделювання основних електротехнічних параметрів і показників СТЕ постійного і змінного струму для різних схем живлення багатоколієвних ділянок і складної організації руху поїздів з урахуванням живильних ліній енергосистем. Метод базується на теорії графів, імовірності, розріджених матриць та методу кінцевих елементів і магнітного кола. Це забезпечує визначення основних параметрів і показників СТЕ при дослідженнях і проектуванні в нормальних, вимушених і аварійних режимах роботи та дозволяє виявити нові закономірності впливу факторів на енергоефективність роботи електричної тяги.

2. Розроблено наукові положення підвищення ефективності режимів в електричних системах з тяговими навантаженнями. В основу положень покладено багаторівневий метод регулювання напруги і

реактивної потужності та метод нечітких множин для управління режимами електричної тяги. Це дозволяє оптимізацію рівнів напруги в енергосистемах звести до оптимізації в тягових мережах та ефективно використовувати джерела реактивної потужності. Запропоновано технологію підвищення енергоефективності електротягових мереж і живильних ліній енергосистем за рахунок збільшення напруги передачі енергії до споживача та мінімізації «середнього шляху енергії».

3. Запропоновано підвищення показників енергоефективності неоднорідних мереж шляхом введення в роботу раціональної потужності пристроїв поперечної та подовжньої компенсації або автоматичного переходу на консольні схеми живлення тягових мереж. Встановлено, що використання розподіленої системи КУ в тяговій мережі та сумісне використання УПК у відсмоктувальній лінії і пристроїв

автоматичного регулювання напруги трансформатора під навантаженням дозволяє знизити втрати в тяговій мережі в 1,5–2 раз.

Література

1. Енергетична стратегія Укрзалізниці на період до 2015 року і на перспективу до 2020 року. [Текст] Затверджена державною адміністрацією залізничного транспорту України 26.11.2013 р. – Київ, 2013. – 104 с.
2. Корниенко В.В. Электрификация железных дорог. Мировые тенденции и перспективы (Аналитический обзор) [Текст] / В.В. Корниенко, А.В. Котельников, В.Т. Доманский. – Київ : Транспорт Украины, 2004. – 196 с.
3. Марквард К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог [Текст] / К.Г. Марквард. – М. : Транспорт, 1982. – 528 с.
4. Доманський І. В. Основи енергоефективності електричних систем з тяговими навантаженнями: монографія [Текст] / І. В. Доманський // НТУ „ХПИ”. – Харків: вид-во ТОВ «Центр інформації транспорту України», 2016. – 224 с.
5. Kron, G. (1963) Diakoptics. The Piecewise solution of large scale systems. London.
6. Ishida K., Hayashi S. (Sept., 1967) Computer control of electric power systems. – “Mitsubishi Denki Giho”, vol. 41, № 9.
7. Мельников Н.А. Матричный метод анализа электрических цепей [Текст] / Н.А. Мельников. – М. : Энергия, 1966. – 216 с.
8. Мельников Н.А. Регулирование напряжения в электрических сетях [Текст] / Н.А. Мельников, Л.А. Солдаткина. – М. : Энергия, 1968. – 152 с.
9. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях [Текст] / под ред. В.А. Веникова. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 456 с.
10. Рене Пелисье Энергетические системы [Текст] / Пелисье Рене: пер. с франц. [предисловие и коммент. В.А. Веникова]. – М. : Высш. шк., 1982. – 568 с.
11. Шидловский А.К. Оптимизация несимметричных режимов систем электроснабжения [Текст] / А.К. Шидловский, В.Г. Кузнецов, В.Г. Николаенко. – Київ : Наукова думка, 1987. – 174 с.
12. Доманский В.Т. Повышение энергетической эффективности систем электроснабжения тяги и питающих линий энергосистем [Текст] / В.Т. Доманский, В.В. Доманский, И.В. Доманский // Вестник РГУПС. – 2013. – № 2. – С. 17–27.
13. Герман Л.А. Современная схема продольной емкостной компенсации в системе тягового электроснабжения [Текст] / Л.А. Герман, В.П. Гончаренко // Вестник РГУПС. – 2013. – № 2. – С. 12–17.
14. Доманский И.В. Режимы работы системы тягового электроснабжения переменного тока с устройствами компенсации реактивной мощности [Текст] / И.В. Доманский // Електротехніка і електромеханіка. – 2015. – № 3. – С. 59–66.
15. Бондаренко В. О. Анализ энергоэффективности режимов работы электрических систем с тяговыми нагрузками [Текст] / В. О. Бондаренко, И. В. Доманский, Г. Н. Костин // Електротехніка і електромеханіка. – 2017. – № 1. – С. 54–62.
16. Передвижные компенсаторы реактивной мощности [Текст] // Железные дороги мира. – 2015. – № 10. – С. 65–69 (M. Aeberhard et al. Elektrische Bahnen, 2015, № 6/7, S. 336–341).
17. Корниенко А. В. Сучасне електротехнічне обладнання електрифікованих залізниць (розробка, проектування, виробництво, сервісне обслуговування) [Текст] / А. В. Корниенко, І. В. Доманський // Українська залізниця. – 2017. № 3–4. – С. 18–23.

References

1. Energy strategy of Ukrzaliznytsya for the period till 2015 and for the perspective till 2020. Approved by the State Administration of Railway Transport of Ukraine in November 26th, 2013. Kyiv, 104.
2. Kornienko, V.V., Kotelnikov, A.V., Domanskiy, V.T. (2004) Electrification of railways. Global trends and perspectives (Analytical review). Kyiv: Transport of Ukraine, 196.
3. Markgvardt, K.G. (1982) Electric power supply of electrified railways – Moskva. Transport, 528.
4. Domanskiy, I.V. (2016) Fundamentals of energy efficiency of electric systems with traction loads: monograph NTU „KPI”. Kharkiv: «Center for Transport Information of Ukraine» 224.
5. Kron, G. (1963) Diakoptics. The Piecewise solution of large scale systems. London.
6. Ishida, K., Hayashi, S. (Sept., 1967) Computer control of electric power systems. – “Mitsubishi Denki Giho”, vol. 41, № 9.
7. Melnikov, N.A. (1966) Matrix method of electrical circuit analysis. Moskva. Energy. 216.
8. Melnikov, N.A., Soldatkina, L.A. (1968) Voltage regulation in electrical networks. Moskva. Energy. 152.
9. Electric power systems in examples and illustrations. (1983) Edited by Venikov, V.A. Moskva. Energyatomizdat. 456.
10. Pelice, R. (1982) Energy system. Moskva. Vissh.sch. 568.
11. Shidlovskiy, A.K., Kuznetsov, V.G., Nikolaenko, V.G. (1987) Шидловский А.К. Optimization of asymmetric modes of power supply systems. Kyiv. Naukova dumka. 174.
12. Domanskiy, V.T., Domanskiy, V.V., Domanskiy, I.V. (2013) Доманский В.Т. Improving the energy efficiency of traction power supply systems and power supply lines. Journal RGUPS. № 2. 17–27.
13. German, L.A., Goncharenko, V.P. (2013) Modern scheme of longitudinal capacitive compensation in the traction power supply system. Modern scheme of longitudinal capacitive compensation in the traction power supply system. Journal RGUPS. № 2. 12–17
14. Domanskiy, I.V. (2015) Modes of operation of the AC traction power supply system with reactive power compensation devices. Electrical engineering and electromechanics. № 3. 59–66.
15. Bondarenko, V.O., Domanskiy, I.V., Kostin, G.N. (2017) Analysis of the energy efficiency of operating modes of electric systems with traction loads. Electrical engineering and electromechanics. № 1. 54–62.
16. Mobile reactive power compensators. (2015) Railways of the world. № 10. 65–69 (M. Aeberhard et al. Elektrische Bahnen, № 6/7, S. 336–341).
17. Kornienko, A.V., Domanskiy, I.V. (2017) Electrification of railways. Global trends and perspectives (Analytical review). Kyiv: Transport of Ukraine, 196.

18. Корнієнко А. В. Modern electrical equipment of electrified railways (development, design, production, service). *Ukrainian railway*. № 3–4. 18–23.

Рецензент: д-р техн. наук, проф. Скалозуб В.В. Дніпровський національний університет залізничного транспорту ім. академіка В. Лазаряна, м. Дніпро.

Автор: ДОМАНСЬКИЙ Ілля Валерійович
доктор технічних наук, доцент кафедри електричного транспорту
Харківський національний університет міського господарства ім. О.М. Бекетова,
E-mail – i.domanskiy@dakenergo.com
ID ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8819-410X>

Автор: КОЗЛОВА Ольга Сергіївна
старший викладач електричного транспорту
Харківський національний університет міського господарства ім. О.М. Бекетова,
E-mail – Olha.Kozlova@kname.edu.ua
ID ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8170-5963>

METHODS OF ANALYSIS OF TRANSMISSION AND ELECTRICITY DISTRIBUTION MODES IN ELECTRICAL SYSTEMS WITH TRACTION LOADS

I.V. Domanskiy, O.S. Kozlova

O.M. Beketov National University of Municipal Economy in Kharkiv, Ukraine

In the paper the general methodological approach of the directed choice of technology of increasing energy efficiency of traction networks and feeding lines of power systems by increasing the voltage of energy transmission to the consumer and minimizing the "medium energy path" is developed.

The method of analysis, calculation and modeling of basic electrical parameters and indicators of powertrain networks and power lines of power systems is developed.

The scientific principles of increasing the efficiency of modes in electric systems with traction loads, which are based on the multilevel voltage and reactive power regulation method and the principles of choice of type of adjustable compensation devices, are developed.

The method of analysis, calculation and modification of basic electrical parameters and indicators of traction power supply system of direct and alternating current for different power supply schemes of multi-track areas and complex organization of trains considering feeding lines of power systems is developed. The method is based on the theory of graphs, probability, dilute matrices, and the method of finite elements and the magnetic circle. This ensures the definition of the main parameters and indicators of traction power supply system in research and design in normal, forced and emergency modes of operation and allows to identify new patterns of influence of factors on the energy efficiency of electric traction.

It is suggested to increase the energy efficiency of non-homogeneous networks by introducing rational power of transverse and longitudinal compensation devices or automatic switching to console power supply networks. It is established that the use of a distributed compensation system in the traction network and the joint use of longitudinal compensation devices in the suction line and devices for automatic voltage regulation of the transformer under load can reduce losses in the traction network.

Keywords: *methods, energy efficiency, traction power supply, traction substations, information technologies.*