

УДК 621.316

П. Д. Лежнюк, д-р. техн. наук, проф.; В. І. Нагул, канд. техн. наук, доц.;
В. В. Нетребський

МЕТОД ТА АЛГОРИТМ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЕС НА ПІДСТАВІ ПРИНЦИПУ НАЙМЕНШОЇ ДІЇ

Розглянуто метод і алгоритм оптимізації нормальних режимів електроенергетичних систем на основі принципу найменшої дії за різних критеріїв оптимальності. Показано, що для адаптації алгоритму до зміни експлуатаційних умов достатньо коригувати економічний опір джерел електроенергії.

Вступ

Процеси в електродинамічних системах супроводжуються внутрішнім і зовнішнім розсіюванням електроенергії переважно у вигляді теплової енергії. Крім зменшення коефіцієнта корисної дії це призводить до ускладнення конструкції установки, тому що для створення нормальних умов її роботи необхідно відводити тепло, що виділяється. Очевидно, що виключенням є термоустановки, які призначені для перетворення електричної енергії в теплову. Проте, як у першому випадку, так і в другому доцільно знати і враховувати загальні закономірності перетворення енергії (на рівні закону її збереження). Одним з підходів до дослідження цієї проблеми може бути підхід, оснований на використанні принципу найменшої дії (ПНД) [1–5].

В електроенергетичних системах (ЕЕС) принцип найменшої дії проявляється таким чином, що у будь-який момент часу функціонування для поточної сукупності параметрів системи та її незалежних параметрів вона знаходиться в оптимальному стані з точки зору втрат електроенергії, але глибина даного оптимуму зумовлена мірою ідеальності (економічності) самої системи. Сприяння природному стану електричної системи щодо підвищення міри її ідеальності дозволяє, завдяки механізмам самооптимізації, забезпечувати зниження втрат електроенергії під час її функціонування.

В ЕЕС характерною ознакою для оцінки близькості її до ідеального (економічного) стану є технологічні втрати електроенергії під час виробництва, транспортування та розподілу електроенергії. В цій статті розглядається можливість побудови алгоритмів формування оптимальних станів електроенергетичних систем на основі принципу найменшої дії за критерієм мінімуму втрат електроенергії.

Моделювання оптимальних режимів ЕЕС на основі ПНД

Згідно з інтегральним варіаційним принципом Гамільтона-Остроградського, оснований на ПНД, система характеризується функцією Лагранжа $L(q_1, q_2, \dots, q_n; \dot{q}_1, \dot{q}_2, \dots, \dot{q}_n; t)$, яка є певною функцією узагальнених координат q , узагальнених швидкостей \dot{q} і часу t . Причому зміна стану системи між двома фіксованими положеннями від моменту t_1 до t_2 завжди відбувається таким чином, що надається стаціонарне значення (зазвичай мінімум) функціоналу [1]

$$\min S = \int_{t_1}^{t_2} L(q, \dot{q}, t) dt. \quad (1)$$

Необхідні і достатні умови стаціонарності цього функціоналу («інтеграла дії»), що визначаються методами варіаційного числення, полягають у виконанні диференційного рівняння Ейлера-Лагранжа

$$\frac{\partial L}{\partial q} - \frac{d}{dt} \left(\frac{\partial L}{\partial \dot{q}} \right) = 0. \quad (2)$$

Рівняння (2) використовувалися в електротехнічній літературі під час аналізу консерва-

тивних кіл [2] і показувалося, що вони зводяться до рівнянь Кірхгофа. Для електричних неконсервативних кіл як узагальнені координати q використовуються електричні заряди. В цьому випадку струми $i = \dot{q} = \frac{dq}{dt}$ є узагальненими швидкостями, напруги на ділянках кола (узяті із зворотним знаком) є узагальненими силами, магнітні потокозчеплення — узагальненими імпульсами.

В усталеному режимі ЕЕС, коли збалансоване генерування джерелами енергії і споживання її електроприймачами, варіативною частиною є тільки енергія внутрішньої і зовнішньої дисипації, що розсіюється у вигляді тепла. Звести до нуля цю варіацію в складній системі з замкненими контурами можливо, перерозподіляючи потоки електроенергії від джерел до споживачів. Для цього функція енергії дисипації повинна досягнути стаціонарного (мінімального) значення. Відповідно функція Лагранжа, в яку входить тільки енергія дисипації, для досягнення стаціонарного значення функціоналу S має задовольняти таке рівняння Ейлера, що трансформується з (2):

$$-\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial W_R}{\partial I} \right) = 0, \quad (3)$$

де W_R — дисипативна енергія, що розсіюється у вигляді тепла і для моделювання якої в заступні схеми ЕЕС і її елементів вводяться активні опори; I — діюче значення струму, значення якого в часі змінюється у відповідності до графіка навантаження.

Задачу мінімізації втрат електроенергії в ЕЕС можна розглядати як варіаційну задачу на умовний мінімум з використанням невизначених множників Лагранжа. Відповідним чином формується і система рівнянь (3). Мінімум є умовним, тому що на значення струмів у вітках схеми ЕЕС накладені обмеження. Це можуть бути обмеження щодо їх максимального значення, що зумовлено пропускною здатністю віток (ліній або трансформаторів) тощо. В нашому випадку, коли розглядаються стаціонарні режими ЕЕС, як обмеження є обов'язкове виконання законів Кірхгофа. Отже, алгоритм визначення параметрів оптимального режиму ЕЕС може складатися з двох етапів. На першому етапі знаходяться параметри «ідеального» режиму ЕЕС, а на другому — враховуються обмеження і мінімізується відхилення від «ідеального» режиму.

Алгоритм визначення параметрів оптимального режиму

В [5] показано, що задача оптимізації нормальних режимів ЕЕС може бути зведена до розрахунку економічного строморозподілу (за заступною R-схемою) з подальшим введенням режиму в допустиму область. Елементи ЕЕС, разом із джерелами активної і реактивної потужності, представляються активними (економічними) опорами R_{ei} (див. рис. 1). Для ЛЕП і трансформаторів це активні складові їх опорів, а для джерел енергії вони визначаються у відповідності до задачі оптимізації (оптимізація ЕЕС по активній, реактивній потужності або комплексна оптимізація).

На рис. 2 показано алгоритм оптимізації режимів ЕЕС. Характерною його особливістю є те, що він адаптований до зміни критерію оптимальності режимів ЕЕС у відповідності до зміни форм господарювання. У разі зміни суб'єктів господарювання (власників електроенергетичних установок) класична постановка задачі оптимізації режимів ЕЕС і методи її розв'язування [6] вимагають вдосконалення. В алгоритмі розрахунку, оснований на ПНД, адаптація до нових експлуатаційних умов здійснюється зміною математичної моделі джерел енергії, а саме формули, за якою розраховується їх економічний опір R_{ei} . Алгоритм побудований таким чином.

1. Розрахунок оптимального режиму ініціюється системним оператором або автоматично згідно програми функціонування АСДК ЕЕС. Вводяться вхідні дані з бази даних оперативної інформаційного комплексу (ОІК).

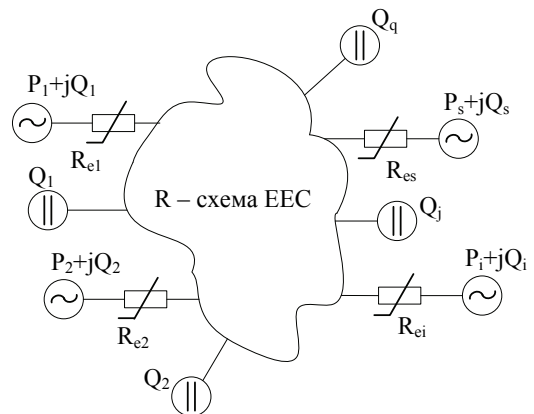


Рис. 1. Заступна R-схема ЕЕС

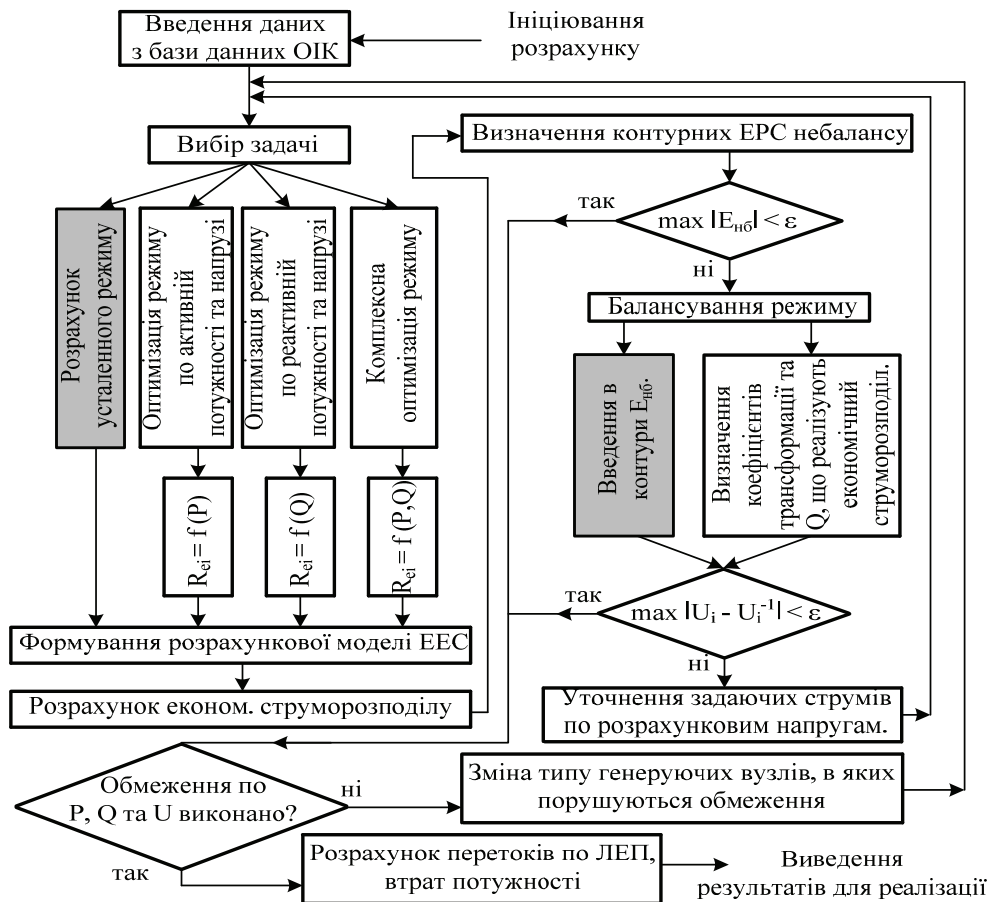


Рис. 2. Логічна схема алгоритму оптимізації режимів ЕЕС

2. Розраховуються економічні опори джерел потужності R_{ej} у відповідності до вибраної задачі оптимізації, які в подальшому уточнюються з урахуванням отриманих навантажень станцій та розрахункових напруг у вузлах [7]:

$$R_{ei} = \frac{V_i(P_i)U_i^2 \pi_i}{P_i^2 c}; \tag{4}$$

$$R_{ei} = \frac{V_j(P_j)U_i^2 \pi_j}{Q_i^2 c}; \tag{5}$$

$$R_{ei} = \frac{V_i(P_i)U_i^2 \pi_i}{(P_i^2 + Q_i^2)c}, \tag{6}$$

де $V_i(P_i)$ – витратна характеристика i -ї станції; P_i – потужність i -ї станції; U_i – напруга на шинах i -ї станції; π_i – ціна тони умовного палива на i -й станції; c – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії.

У формулах (4)–(6), якщо джерело потужності не входить як суб'єкт господарювання в склад енергосистеми, замість витратних характеристик $V_i(P_i)$ підставляється потужність, яка відпускається, а замість π_i – відпускна вартість кВт·год β_i .

3. Формується розрахункова модель ЕЕС і визначається економічний струморозподіл, що відповідає «ідеальному» стану ЕЕС. Оскільки при цьому в неоднорідних електричних мережах енергосистеми не виконується другий закон Кірхгофа, то визначаються контурні е. р. с. небалансу $\dot{E}_{нб}$. Далі, в залежності від задачі, можливі два варіанти. Якщо розраховується усталений режим, то формується система контурних рівнянь і розраховуються контурні струми, накладання яких на економічний струморозподіл приводить до виконання законів

Кірхгофа. В іншому варіанті е. р. с. небалансу $\dot{E}_{\text{нб}}$ перераховуються в коефіцієнти трансформації, введення яких в контури ЕЕС разом зі зміною навантаження джерел реактивної потужності (ДРП) приводить до балансування режиму. Цей оптимальний режим є найближчим в сенсі вибраного критерію оптимальності до «ідеального» режиму.

4. Через те, що коефіцієнти трансформації і навантаження ДРП є дискретними величинами, то можливі порушення обмежень на значення напруги в деяких вузлах. В цих випадках визначається і фіксується потужність в генерувальних вузлах, що приводить до виконання обмежень. Втрати потужності в ЕЕС при цьому збільшуються.

5. Виводяться результати розрахунку для їх реалізації. У разі «ручного» керування режимом ЕЕС результати видаються у вигляді рекомендацій для оперативного персоналу. Якщо оптимальне керування режимом здійснюється за допомогою системи автоматичного керування (САК), то відповідно змінюються уставки локальних САК джерел потужності і трансформаторів і автотрансформаторів.

Висновки

1. Процес оптимізації режимів електроенергетичної системи по активній або реактивній потужності, а також комплексна оптимізація може здійснюватися з використанням принципу найменшої дії. При цьому джерела активної та реактивної потужності в розрахунковій моделі ЕЕС представляються економічним опором. Значення цих активних опорів, якими моделюється вартість генерування потужності, визначаються у відповідності до вибраного критерію оптимальності режимів ЕЕС і в залежності від того чи входить джерело потужності як суб'єкт господарювання в склад енергосистеми, чи ні.

2. Визначення оптимального навантаження джерел активної і реактивної потужності зводиться до розрахунку усталеного режиму ЕЕС за її заступною R-схемою. Для оптимізації потоків потужності в ЕЕС розраховуються відповідні значення коефіцієнтів трансформації. Оптимальні значення коефіцієнтів трансформації визначаються за результатами розв'язання системи контурних рівнянь, що формується з урахуванням результатів розрахунку економічного струморозподілу. Введення зрівнювальних е. р. с. зміною коефіцієнтів трансформації компенсує контурні е. р. с. небалансу і наближає режим ЕЕС до економічного.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Пентегов И. В. Лагранжиан электрической цепи с сосредоточенными параметрами и его применение / И. В. Пентегов, И. В. Волков // Электричество. — 1969. — № 5. — С. 59—63.
2. Сафрис Л. В. Принцип наименьшего действия в теории электрических цепей / Л. В. Сафрис, В. Ф. Попова // Теоретическая электротехника. — Львов : ЛПИ, 1970. — Вып. 10. — С. 103—105.
3. Астахов Ю. Н. О моделировании оптимальных режимов электроэнергетических систем / Ю. Н. Астахов, П. Д. Лежнюк, В. И. Нагул // Электронное моделирование. — 1990. — № 2. — С. 84—89.
4. Безверхий С. Принцип найменшої дії: історична довідка та деякі застосування в електротехніці та електромеханіці / С. Безверхий, В. Нагул, Шобаш Гассан // Проблемы создания новых машин и технологий (Научные труды Кременчугского политехн. ин-та). — 2000. — № 1. — С. 272—276.
5. Лежнюк П. Д. Принцип найменшої дії в задачах оптимізації електроенергетичних систем / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, В. В. Нетребський // Технічна електродинаміка. — 2006. — № 3. — С. 35—41.
6. Горнштейн В. М. Методы оптимизации режимов энергосистем / [В. М. Горнштейн, Б. П. Мирошниченко, А. В. Пономарев и др.] — М. : Энергоиздат, 1981. — 336 с.
7. Лежнюк П. Д. Оптимізація режимів роботи джерел електроенергії в енергосистемі з використанням принципу найменшої дії / П. Д. Лежнюк, В. В. Нетребський // Наукові праці Донецького національного технічного ун-ту. Серія «Електротехніка і енергетика». — 2011. — Вип. 11 (186). — С. 255—258.

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем

Стаття надійшла до редакції 10.10.11

Рекомендована до друку 27.11.11

Лежнюк Петро Дем'янович — завідувач кафедри, **Нетребський Володимир Васильович** — асистент. Кафедра електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет, Вінниця
Нагул Володимир Іванович — начальник виробничо-технічної служби Південно-Західної електроенергетичної системи.