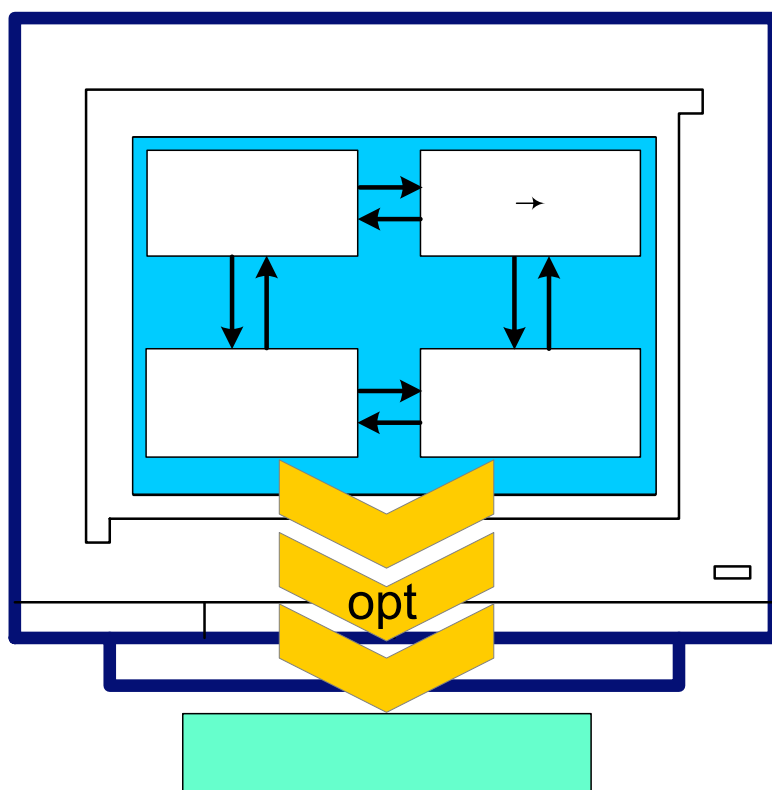


Ж.І. Остапчук, В.В. Кулик, В.В. Тептя

МОДЕЛЮВАННЯ В ЗАДАЧАХ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

Ж.І. Остапчук, В.В. Кулик, В.В. Тептя

**МОДЕЛЮВАННЯ В ЗАДАЧАХ РОЗВИТКУ
ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ**

Затверджено Вченою радою Вінницького національного технічного університету як навчальний посібник для студентів напряму підготовки “Електричні системи і мережі”. Протокол № 5 від 28 грудня 2006 р.

Вінниця ВНТУ 2008

УДК 621.311–52.003

М 49

Рецензенти:

В.В. Грабко, доктор технічних наук, професор

В.М. Кутін, доктор технічних наук, професор

Л.Р. Пауткіна, кандидат технічних наук, доцент

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України

Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В.

М 49 **Моделювання в задачах розвитку електричних систем.**

Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.

В посібнику розглянуті основні методи і моделі розвитку електроенергетичних систем. Детально, з прикладами, подано застосування лінійних, нелінійних та динамічних методів пошуку оптимальних схем електричних мереж з врахуванням надійності підстанцій та пошуку напрямків оптимального розвитку електричних станцій в контексті розвитку ЕЕС в цілому. Також висвітлені методи прогнозування навантажень для ЕЕС. Посібник розроблений відповідно до плану кафедри та програми дисципліни “Моделі оптимального розвитку електричних систем”. Посібник може бути використаний для курсового і дипломного проектування зі спеціальності «Електричні системи і мережі».

УДК 621.311–52.003

ЗМІСТ

	Вступ.....	5
1	Програма дисципліни “Моделі оптимального розвитку електричних систем”.....	7
1.1	Мета та задачі дисципліни.....	7
1.2	Зміст дисципліни.....	7
1.3	Теми практичних занять та їх зміст.....	11
1.4	Теми лабораторних занять та їх зміст.....	13
2	Задачі і завдання до проектування оптимального розвитку електричних систем.....	14
2.1	Задачі проектування оптимального розвитку електричних систем.....	14
2.2	Завдання до курсового проекту з дисципліни “Моделі оптимального розвитку електричних систем”.....	16
3	Особливості проектування розвитку електричних систем і мереж на основі застосування сучасних методів моделювання.....	21
3.1	Застосування методу лінійного програмування до розвитку схеми електричної мережі.....	21
3.2	Застосування методу транспортної задачі до вибору оптимальної схеми розвитку електричної системи	38
3.3	Застосування методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі	46
3.4.	Застосування методу динамічного програмування до проектування розвитку схеми електричної мережі.....	52
3.5	Методи оцінки надійності при проектуванні розвитку підстанцій в електричних мережах.....	60
3.6	Оцінка надійності схем електричних з’єднань розподільних установок.....	65
3.7	Застосування САПР для вибору схеми розподільних установок системних підстанцій.....	70

4	Моделювання процесу проектування розвитку електричних станцій в електричних системах.....	87
4.1	Оптимізація розвитку електричних станцій в електроенергетичній системі (ЕЕС).....	87
4.2	Оптимізація структури розвитку електричних станцій	88
4.3	Оцінка надійності генерувальних джерел в електричній системі.....	101
5	Прогнозування навантажень електричної системи.....	112
5.1	Прогнозування навантажень як задача моделювання.....	112
5.2	Метод екстраполяції для прогнозування навантажень.....	113
5.3	Прогнозування максимальних навантажень.....	113
5.4	Ймовірносний метод визначення річного максимуму навантажень	121
	Література.....	127

ВСТУП

Формування задач розвитку для електроенергетичної системи (ЕЕС) повинно базуватись на принципах кібернетичного моделювання. Проектування розвитку ЕЕС у цілому – це багатоцільова, багатофакторна і багатопараметрична комплексна задача. В найхарактерніших роботах із проектування розвитку електроенергетичних систем розглядаються такі основні питання комплексної задачі [1, 2, 3]:

- визначення рівнів та режимів електро- і теплоспоживачів;
- обґрунтування раціональної структури генерувальних потужностей;
- обґрунтування рішень з вибору типу, розташування, визначення потужності та черговості будівництва окремих електростанцій (та демонтажу застарілого обладнання);
- складання балансів потужності та енергії по ЕЕС і виявлення необхідності створення міжсистемних зв'язків;
- визначення потреб електростанцій в паливі та підготовка пропозицій щодо їх паливопостачання;
- вибір конфігурації схеми й черговості розвитку основних мереж;
- аналіз режимів роботи мережі та визначення технічних заходів із забезпечення надійної та стійкої роботи ЕЕС з урахуванням вимог до засобів регулювання напруги;
- розробка принципів виконання релейної та протиаварійної автоматики;
- визначення об'ємів будівництва та реконструкції енергетичних об'єктів;
- оцінка необхідних капіталовкладень та об'ємів постачання основного обладнання;
- обґрунтування черговості проектування почергових об'єктів ЕЕС.

Зрозуміло, що тут сформульовані майже усі задачі розвитку ЕЕС й основна частина проектних робіт виконується в спеціальних проектних організаціях держави. Стратегію розвитку електричних систем формують сумісно зі стратегією розвитку народного господарства в цілому. До формування стратегічних планів розвитку долучені Кабінет Міністрів, НЕК України та консалтингові компанії “Енергомережпроект” [2]. Однак інженерно-технічні робітники в електроенергетичній системі повинні не тільки бути обізнані щодо задач проектування розвитку, але й вміти їх розв'язувати, тому що саме вони забезпечують надійну роботу електричних мереж в експлуатації з оптимальними параметрами режимів.

На сучасному етапі найкраща форма організації процесу проектування розвитку досягається при застосуванні систем автоматизованого проектування (САПР). САПР – це комплекс засобів

автоматизації проектування, в якій із технічним, математичним та іншими видами забезпечення включене також й програмне забезпечення. Але якість програмного забезпечення, його зручність для користувачів залежать не тільки від сервісних засобів, які характеризуються класом ЕОМ, але, насамперед, від мистецтва поєднувати сучасні алгоритмічні мови з оптимальними методами та моделями досліджуваних процесів.

Слід відзначити, що програми САПР розробляються не інженерами-користувачами, які можуть і не знати багатьох особливостей побудови програм, якими користуються, та реалізованих в них методів, а спеціалістами з САПР. Програми розробляються один раз, а використання їх багаторазове з урахуванням ситуацій, що виникають в проектуванні розвитку й плануванні експлуатації окремих об'єктів. Тому знання методів, моделей та алгоритмів, реалізованих у програмах, бажано для інженерів-користувачів САПР. Це знання допомагає уникнути багатьох помилок у формулюванні задач, визначенні початкових даних, реалізації результатів та досягненні мети проектування розвитку з найменшими витратами загального та машинного часу.

Усе вищесказане дозволяє сформулювати задачі на навчальний процес вивчення дисципліни “Моделі оптимального розвитку електричних систем”. Структура і задачі процесу вивчення дисципліни зазначені в програмі.

1 ПРОГРАМА ДИСЦИПЛІНИ “МОДЕЛІ ОПТИМАЛЬНОГО РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ”

1.1 Мета та задачі дисципліни

Метою вивчення дисципліни є формування знань і отримання навичок з напрямку моделювання та автоматизації процесу розвитку електричних систем і мереж.

І тут виникають задачі засвоєння студентами принципів створення математичних, алгоритмічних та комп'ютерних моделей для розвитку електричних систем і мереж, вивчення сучасних підходів, методик та програмних комплексів для проектування окремих елементів й електричної системи в цілому, засвоєння практичних навичок з розвитку електричних мереж, підстанцій та розподільних пристроїв станцій.

В результаті вивчення дисципліни студенти повинні знати:

- основи системного підходу в задачах проектування розвитку електричних систем і мереж;
- основні принципи створення робочої моделі на відповідному рівні розвитку електричної системи;
- сучасні методи для визначення оптимального розвитку електричних систем і мереж;
- програмні комплекси САПР для електричних систем і мереж;
- особливості проектування розвитку електричних мереж, підстанцій та систем з урахуванням чинника надійності;
- основи техніко-економічного обґрунтування оптимальних рішень в проектах розвитку електричних систем і мереж.

На основі отриманих знань у студентів формуються вміння:

- визначати місце окремого об'єкта розвитку в загальній проблемі розвитку електричних систем;
- вибирати тип необхідної моделі розвитку для ліній та підстанцій електричних мереж;
- вибирати метод та програмне забезпечення для розв'язку задачі проектування;
- визначати оптимальне рішення проектних розробок щодо електричних мереж та систем.

1.2 Зміст дисципліни

Задачі проектування розвитку електричних систем і мереж

Проблеми розвитку електричних систем. Діалектика розвитку народного господарства. Задачі розвитку електричних систем (ЕЕС) і мереж (ЕМ) на сучасному етапі. Характеристика стану сучасних

електричних мереж. Перспективи розвитку електричних систем і мереж. Література – основна [1, С. 15-19; 2, С. 13-24; 3, С. 4-6]; додаткова [9, С. 5-9].

Управління процесом розвитку електричних систем і мереж. Довгострокове прогнозування розвитку ЕЕС та ЕМ. Проектування окремих частин ЕЕС та ЕМ. Задачі проектування. Впровадження системи автоматизованого проектування (САПР). Література – основна [1, С. 27-28; 3, С. 113-122]; додаткова [11, С. 11-18].

Системний підхід при розв'язанні задач розвитку електричних систем і мереж

Застосування системного аналізу до задач розвитку електричних систем. Основні принципи системного аналізу до проектування розвитку електричних систем і мереж. Загальний критерій оптимального розвитку народного господарства. Критерій оптимального розвитку електричних систем. Моделювання процесу розвитку ЕЕС або ЕМ. Література - основна [1, С. 201-203; 3, С. 7-30]; додаткова [11, С. 50-57].

Питання, які виносяться на СРС: економічна ефективність проектів розвитку ЕМ, ЕЕС [6, С. 88-92].

Основи оптимізації розвитку великих систем (систем кібернетичного типу). Проблема багатокритеріальності. Проблема багатопараметричності. Основні ідеї багатоцільової оптимізації. Методи зведення багатоцільових задач до одноцільових задач оптимізації. Заміна окремих критеріїв системою обмежень. Метод вагових коефіцієнтів (скаляризації). Метод скалярних оцінок. Метод переваг. Метод критеріального програмування. Література - основна [1, С. 291-292; 3, С. 34-56; 6, С. 88-92]; додаткова [11, С. 83-104; 14, С. 6-51, С. 174-253].

Питання, які виносяться на СРС: метод Паретто [3, С. 41-50].

Особливості задач розвитку електричних систем і мереж. Динаміка розвитку електричних систем. Критерії розвитку динамічної системи. Умови можливого переходу до критеріїв статичної системи. Окремі складові загального критерію розвитку ЕЕС. Критерій економічності. Критерій забезпечення надійності. Критерій забезпечення якості електроенергії. Критерій екологічної безпеки. Методи оптимізації розвитку ЕС та ЕМ. Література – основна [3, С. 62-112; 4, С. 35-37]; додаткова [11, С. 83-89].

Питання, які виносяться на СРС: основні показники надійності [6, С. 101-103].

Робочі моделі розвитку електричних систем. Основні принципи створення підготовчої моделі. Основні етапи створення робочої математичної моделі (ММ). Вплив вхідної інформації на тип моделі. Умови переходу від робочої до оптимізаційної моделі процесу розвитку електричної системи. Приклади робочих моделей. Література - основна [3, С. 113-143]; додаткова [8, С. 9-27; 13, С. 5-12].

Питання, які виносяться на СРС: робоча модель вибору схеми електричної мережі 110 кВ [6, С. 68].

Моделі і методи оптимального розвитку електричних мереж

Задачі оптимального розвитку електричних мереж. Місце задачі розвитку електричних мереж в загальній задачі оптимізації розвитку електроенергетичної системи. Вибір номінальної напруги. Вибір схеми мережі. Вибір обладнання в електричній мережі. Вибір термінів спорудження ЕМ. Література - основна [3, С. 113-122, 4, С. 10-12], додаткова [11, С. 50-65].

Питання, які виносяться на СРС: формування пропозицій для схем ЕМ [6, С. 64-70].

Застосування методу лінійного програмування до задач розвитку ЕМ. Можливості переходу від задачі проектування динамічної системи до сукупності задач проектування статичних систем. Задачі розвитку електричної мережі у постановці лінійного програмування (ЛП). Необхідність і можливість використання методу ЛП в задачах розвитку ЕМ. Економічні інтервали для вибору перерізу проводів. Способи апроксимації функції затрат. Література - основна [3, С. 222-227, 5, С. 3-10]; додаткова [8, С. 27-41; 13, С. 27-41].

Питання, які виносяться на СРС: метод інтерполяції та метод "золотого перерізу" [14].

Оптимізація схеми електричної мережі методом лінійного програмування. Роль вхідної інформації в формуванні лінійної моделі процесу розвитку ЕМ. Канонічна форма лінійної моделі розвитку ЕМ за методом Гаусса-Жордана. Алгоритм визначення оптимальної схеми ЕМ. Особливості прийняття рішень оптимальної схеми ЕМ за методом ЛП. Область застосування методу лінійного програмування. Література – основна [5, С. 3-12]; додаткова [11, С. 33-38, 14, С. 117-125].

Оптимізація схеми електричної мережі методом транспортної задачі. Класична транспортна задача (ТЗ). Система обмежень для класичної задачі. Аналогія створення системи обмежень для класичної задачі. Аналогія створення системи обмежень для класичної транспортної задачі і задачі визначення схеми електричної мережі методом ЛП. Транспортна матриця для задачі розвитку схеми ЕМ. Модифікований метод ТЗ – метод потенціалів. Алгоритм пошуку оптимальної схеми ЕМ методом ТЗ. Вибір оптимальної схеми ЕМ методом ТЗ. Область застосування методу ТЗ. Література – основна [5, С. 15-23]; додаткова [13, С. 17-22; 14, С. 147-159].

Питання, які виносяться на СРС: створення транспортних матриць для розвитку ЕМ [14, С. 147].

Необхідність застосування багатоцільової оптимізації в задачах розвитку електричних мереж. Динаміка розвитку електричних мереж. Принцип Белмана в задачах розвитку ЕМ. Постановка задачі проектування ЕМ з урахуванням часу розвитку, забезпечення надійності та екологічної

безпеки. Метод динамічного програмування (ДП). Алгоритм пошуку оптимальних рішень за методом ДП. Визначення оптимальної схеми електричної мережі методом ДП. Література – основна [1, С. 201-203, 3, С. 47-30]; додаткова [11, С. 30-135].

Застосування методу поконтурної оптимізації (МПКО) в задачах ЕМ. Поетапна реалізація багатоцільової оптимізації. Нелінійні моделі задач розвитку ЕМ. Врахування неточності і неповноти вхідної інформації. Моделювання чинника надійності в ЕМ. Канонічна модель розвитку ЕМ в постановці МПКО. Визначення оптимальної схеми ЕМ методом ПКО. Література – основна [3, С. 247-257, 4, С. 15-17]; додаткова [8, С. 130-141].

Питання, які виносяться на СРС: пропозиції щодо поваріантного розвитку ЕМ за методом ПКО [14, С. 192-193].

Моделі і методи проектування оптимального розвитку електричних станцій та підстанцій

Задачі оптимального розвитку електричних станцій в загальному розвитку ЕЕС. Особливості постановки задачі розвитку електричних станцій (ЕС) з точки зору математичного моделювання. Проблеми збору вхідної інформації. Агрегування вхідної інформації для розвитку електричних станцій. САПР технологічної частини станцій. САПР електричної частини станцій. Два часових етапи розв'язування задач розвитку електричних станцій. Література – основна [1, С. 201-208, 3, С. 136-148]; додаткова [12, С. 6-17; 14, С. 51-67].

Вибір напрямків розвитку електричних станцій. Перший часовий етап розвитку ЕС - вибір структури розвитку електричних станцій в ЕЕС. Підходи до моделювання. Методи розв'язування задачі оптимізації структури електричних станцій. Можливість застосування лінійної моделі. Визначення типу і потужності електричних станцій в заданому регіоні. Література - основна [3, С. 165-166]; додаткова [13, С. 31-32].

Використання методу динамічного програмування для задач розвитку електричних станцій. Принцип динамічності в задачах розвитку ЕС. Постановка задачі розвитку ЕС як задачі динамічного програмування. Роль обмежень в математичній моделі розвитку ЕС. Вибір оптимального розвитку електричної станції заданого типу. Література - основна [3, С. 126-143, 165-169]; додаткова [13, С. 33-43].

Проблема вибору резерву потужності в ЕЕС. Оптимізація генерувальної потужності з позицій надійності ЕС. Критерії надійності в ЕЕС. Ймовірносний характер задачі вибору резерву потужності. Роль вхідної інформації при оптимізації резерву потужності в ЕЕС. Особливості вибору резерву потужності на різних ієрархічних рівнях. Вибір резерву потужності для концентрованих енергосистем. Література - основна [4, С. 42-43]; додаткова [3, С. 95-119; 5, С. 3-17].

Питання, які виносяться на СРС: аналіз причин відмов електрообладнання [6, С. 94-101].

Застосування факторного аналізу для задач розвитку електричних станцій. Невизначеність вхідної інформації в задачах прогнозування електричних станцій [8]. Ідея ранжування факторів. Формування планів розвитку ЕЕС. Метод планування експерименту для задачі розвитку електричних станцій. Регресійні моделі. Область прийняття рішень з розвитку електричних станцій в ЕЕС. Література - основна [3, С. 174-191]; додаткова [6, С. 33-35].

Оптимізація схем відкритих розподільних установок (ВРУ) станцій та системних підстанцій. Критерій вибору оптимальної схеми ВРУ станцій та підстанцій. Важливість критерію надійності. Показники надійності обладнання ВРУ. Характеристика методів оцінки надійності ВРУ станцій та підстанцій. Марковські моделі. Визначення показників надійності ВРУ методом марковських моделей. Формалізований метод оцінки надійності для ВРУ. Вибір оптимальної схеми ВРУ за критерієм надійності. Література – основна [3, С. 220-222]; додаткова [9, С. 60-78, 142-162; 10, С. 42-65].

Питання, які виносяться на СРС: показники надійності елементів схем ВРУ[6, С. 94, 97, 99, 100].

Питання розвитку навантажень електроенергетичних систем

Загальні підходи до прогнозування навантажень в ЕЕС. Особливості визначення вхідної інформації для прогнозування навантажень на різних часових рівнях. Ранжування задач прогнозування навантажень за технологічною ознакою. Можливі моделі прогнозування навантажень. Методи прогнозування навантажень на відповідних ієрархічних рівнях (характеристика та приклади). Література - основна [3, С. 148-165]; додаткова [14, С. 106-109, 288-291].

Комплексність та інтегральність задач розвитку ЕЕС. Загальний критерій розвитку ЕЕС. Необхідність застосування принципу декомпозиції. Спроби застосування узагальнювальних методів до задачі розвитку ЕЕС. Основні положення методу критеріального програмування (КП). Формування моделі розвитку ЕЕС методом КП. Поетапне розв'язування задачі розвитку ЕЕС. Підсумки. Література - основна [1, С. 429-430, 475-485; 3, С. 30-34]; додаткова [14, С. 174-253].

1.3 Теми практичних занять та їх зміст

Створення математичної моделі розвитку ЕМ

1. Визначення функції мети розвитку ЕМ [4, С. 12-13].
2. Формування обмежень [8, С. 36-38].
3. Формування математичної моделі розвитку ЕМ [13, С. 8-12].

Визначення схеми розвитку ЕМ методами лінійного програмування

1. Визначення коефіцієнтів лінійної моделі [3, С. 29].

2. Застосування процедури Гаусса-Жордана до визначення оптимального рішення [13, С. 19-22].

3. Визначення області застосування прийнятих рішень за методом Гаусса-Жордана.

4. Формування транспортної матриці [14, С. 147].

5. Пошук базового рішення методом транспортної задачі [14, С. 150-159].

6. Оптимізація схеми розвитку ЕМ методом ТЗ.

Застосування нелінійних методів до вибору схеми ЕМ

1. Створення математичної моделі до методу поконтурної оптимізації [14, С. 191].

2. Формування варіантів розвитку ЕМ [14, С. 192-193].

3. Вибір оптимальної схеми методом ПКО.

4. Перехід до математичної моделі динамічного програмування [4, С. 17].

5. Формування варіантів розвитку ЕМ на динамічному принципі [4, С. 19-20].

6. Вибір оптимальної схеми динамічного розвитку.

Вибір потужності електричних станцій в ЕЕС

1. Підготовка математичної моделі розвитку ЕС в ЕЕС [13, С. 6-12].

2. Формування варіантів розвитку ЕС за динамічним принципом [13, С. 33-37].

3. Вибір оптимального розвитку ЕС.

Вибір резерву потужності в ЕЕС

1. Формування математичної моделі для вибору резерву на ЕС [10, С. 28-35].

2. Визначення коефіцієнтів навантажень [10, С. 98].

3. Визначення коефіцієнтів генерації [10, С. 98-99].

4. Визначення критерію надійності ЕЕС та вибір резерву потужності. [10, С. 99; 13, С. 48-51].

Прогнозування навантажень в ЕЕС

1. Визначення складових навантажень, залежних і незалежних від погодних умов.

2. Визначення коефіцієнтів регресійної моделі навантажень.

3. Оцінка адекватної регресійної моделі [8, С. 27-41].

Вибір оптимальних схем ВРУ станцій та підстанцій

1. Визначення показників надійності обладнання схем ВРУ ПС [10, С. 28-35].

2. Формування формалізованої таблиці оцінки надійності [10, С. 55-63].

3. Вибірка сумарних показників надійності для приєднань в схемі ВРУ [10, С. 63].

1.4 Теми лабораторних занять та їх зміст

Лінійні математичні моделі задач розвитку ЕМ [3, 5, 13]

1. Формування варіантів схем розвитку ЕМ.
2. Визначення складу обмежень для ММ розвитку ЕМ.
3. Застосування ефективних методів апроксимації для визначення коефіцієнтів функції мети.
4. Підготовка вхідної інформації до програмного комплексу САПР ЕМ.

Метод лінійного програмування для вибору схеми ЕМ [1, 5, 13, 14]

1. Визначення оптимальної схеми ЕМ в умовах заданих обмежень.
2. Аналіз впливу навантажень на оптимальну схему ЕМ.
3. Аналіз впливу коефіцієнтів цільової функції на оптимальну схему ЕМ.

Застосування методу транспортної задачі для розвитку ЕМ [1, 5, 13, 14]

1. Підготовка вхідної інформації для програми "TRANSPORT".
2. Визначення оптимальної схеми ЕМ.
3. Аналіз впливу питомих витрат і обмежень на джерела потужності та вибір оптимальної схеми ЕМ.

Застосування методу поконтурної оптимізації для задач оптимізації розвитку ЕМ [1, 5, 14]

1. Підготовка вхідної інформації для програми "KONTUR".
2. Визначення оптимальної схеми ЕМ.
3. Аналіз впливу питомих витрат і обмежень на джерела потужності та вибір оптимальної схеми ЕМ.

Література до вивчення дисципліни

Основна

1. Джексон Питер. Введение в экспертные системы: пер. с англ. Уч. пос. – М.: Издательский дом "Вильямс", 2001. – 624 с.
2. Промышленность Украины: путь к энергетической эффективности, 1995.
3. Арзамасцев Д.А. Модели оптимального развития энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 272 с.

4. Остапчук Ж.І. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни "Проектування електричних систем". – Вінниця ВДТУ, 1998. – 47 с.
5. Остапчук Ж.І., Томашевський Ю.В. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни "Моделі оптимального розвитку електричних систем". – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 49 с.
6. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця, ВДТУ, 2002. – 196 с.
7. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни "Електричні системи і мережі". – Вінниця: ВНТУ, 2004. – 76 с.

Додаткова

8. Аввакумов В.Г. Постановка и решение задач исследования операций. – Киев: Вища школа, 1988. – 240 с.
9. Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических систем. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 224 с.
10. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 200 с.
11. Дале В.А., Кришан З.П., Паэгле О.Г. Динамическая оптимизация развития электрических сетей. – Рига: Зинатне, 1990. – 248 с.
12. Дубицкий М.А., Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 272 с.
13. Лежнюк П.Д., Остапчук Ж.І., Пауткина Л.Р. Методические указания для самостоятельной работы студентов по курсу "Оптимизация развития энергосистем". – Винниця: ВПИ. – 1990. – 46 с.
14. Кибернетика электрических систем / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1974. – 328 с.

2 ЗАДАЧІ І ЗАВДАННЯ ДО ПРОЕКТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОГО РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

2.1 Задачі проектування оптимального розвитку електричних систем

Проектування розвитку електричних систем (ЕС) спрямоване на формування знань про підходи і стратегію щодо проектування розвитку електричних систем і мереж; про принципи моделювання задач розвитку електричних мереж та систем, про вибір критеріїв оптимального розвитку електричних систем, про сучасні програмні комплекси САПР в ЕЕС, про принципи прийняття рішень в задачах оптимізації ЕМ, а також вмінь

здійснювати постановку задач на проектування розвитку ЕМ, проводити підготовку вхідної інформації для проектування ЕМ, здійснювати вибір методів розв'язання задач розвитку ЕМ та ЕС, забезпечувати визначення оптимальних варіантів розвитку.

Отже, і знання, і вміння формуються при проектуванні розвитку ЕЕС і ЕМ, цей процес може проводитись за певними етапами і передбачає:

1. Підготовку вхідної інформації для проектування [3, 4, 5], тобто:
 - 1) Формування схеми електричної мережі чи лінії міжсистемного зв'язку (ЛМЗ) чи підстанції (ПС).
 - 2) Визначення параметрів заступної схеми ЕМ, ЛМЗ або ПС проекту.
 - 3) Визначення потужності вузлів навантажень для проекту.
 - 4) Підготовка розрахункової моделі.
2. Обґрунтування плану проекту розвитку або реконструкції ЕМ або ЕЕС [3, 4, 5, 6], а саме:
 - 1) Аналіз вхідної інформації. Вибір математичної моделі розвитку (динамічної або статичної).
 - 2) Вибір методу оптимізації розвитку ЕМ.
 - 3) Формування обмежень для відповідної задачі розвитку ЕМ або ЕЕС.
3. Вибір оптимальної схеми розвитку ЕМ [3, 4, 5, 6], тобто:
 - 1) Формування пропозицій розвитку ЕМ або ЕЕС та вибору конструктивних параметрів обладнання.
 - 2) Вибір основного критерію економічного аналізу.
 - 3) Визначення основного економічного критерію для варіантів розвитку ЕМ або ЕЕС різними методами.
 - 4) Вибір оптимальної схеми розвитку ЕМ або ЕЕС.
4. Вибір схем підстанцій ЕМ [2, 6, 8, 10]:
 - 1) Вибір основного обладнання на ПС ЕМ або ЕЕС.
 - 2) Аналіз типових рішень для схем ПС ЕМ або ЕЕС.
 - 3) Розподіл ПС на системні, вузлові, споживальні.
 - 4) Прийняття типових схем для споживальних підстанцій.
 - 5) Визначення критерію надійності для вузлових або системних підстанцій. Прийняття рішення про оптимальну схему ПС ЕЕС.
 - 6) Вибір комутаційної та захисної апаратури на підстанціях.
 - 7) Визначення економічних критеріїв для розвитку ПС.
5. Перевірку і обґрунтування заявок з резервування в ЕЕС для ЕМ [7, 8, 10, 14]:
 - 1) Проведення розрахунку режимів оптимальної схеми ЕМ в ЕЕС з вибраними ПС.
 - 2) Аналіз завантаження ліній та трансформаторів ЕМ для проектів розвитку і реконструкції (Проект створення нової схеми цього розділу не потребує).
 - 3) Формування пропозицій та вибір найкращої стратегії для схемного резервування електричної мережі.

- 4) Врахування графіків навантажень для вузлів споживання в побудові сумарного графіка навантажень на шинах системної ПС або ЕС.
- 5) Оцінка резерву ЕЕС для відповідної ЕМ.
6. Визначення критерію ефективності для проекту розвитку ЕМ або ЕЕС [13, 14, 17, 18]:
 - 1) Обґрунтування критерію ефективності.
 - 2) Визначення критерію ефективності для проекту.
 - 3) Прийняття остаточного рішення з розвитку ЕМ або ЕЕС.

2.2 Завдання до курсового проекту з дисципліни “Моделі оптимального розвитку електричних систем”

Загальні задачі розвитку електричних систем і мереж конкретизуються при виконанні курсового проекту.

Завдання до курсового проекту передбачає здійснення розвитку електричної системи на базі існуючої схеми, яка подана схемою і параметрами.

До складу схеми існуючої електричної системи включено відповідні джерела та лінії 110 і 35 кВ. Всі споживальні підстанції існуючої схеми мають напругу 10 кВ на шинах розподільної мережі. Для деяких підстанцій передбачається підключення розподільних мереж 35 кВ.

В межах існуючої схеми будуються нові підприємства та переробні комплекси, тому до схеми 110 (35) кВ потрібно приєднати нові вузли з заданими навантаженнями. Саме для їх електропостачання потрібно здійснити розвиток існуючої схеми. Додаткові умови проектування зазначені в індивідуальних завданнях (таблиця 2.1):

- при проектуванні розвитку ЕЕС передбачити застосування САПР;
- враховуючи режими роботи електричних станцій, потрібно забезпечити якісні показники електроенергії для усіх вузлів ЕЕС з урахуванням розвитку;
- за темпами зміни навантажень визначити прогноз навантаження на шинах підстанції на наступний період;
- перевірити необхідність у резерві потужності в ЕЕС.

При виконанні курсового проекту з дисципліни “Моделі оптимального розвитку електричних систем” можна скористатись таким алгоритмом:

1. Вибір оптимальної схеми для розвитку електричної мережі.
 - 1.1. Створення математичної моделі для розв'язання задачі вибору номінальної напруги, конфігурації мережі, перерізу проводів згідно з варіантом.
 - 1.2. Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми.
 - 1.3. Вибір оптимальної схеми електричної мережі обраним методом.
 - 1.4. Прийняття кінцевого варіанта кращої схеми електричної мережі.

- 1.5. Висновки.
2. Вибір основного обладнання на споживальних підстанціях.
 - 2.1. Визначення розрахункової потужності споживачів.
 - 2.2. Вибір типу потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.
 - 2.3. Визначення перевантажувальної здатності трансформаторів.
 - 2.4. Висновки.
3. Вибір схем споживальних підстанцій.
 - 3.1. Опис типових схем, які приймаються для відповідних підстанцій.
 - 3.2. Визначення витрат для варіантів схем підстанцій.
 - 3.3. Вибір кращої схеми підстанції з урахуванням надійності.
 - 3.4. Висновки.
4. Вибір схеми вузлової підстанції з урахуванням надійності.
 - 4.1. Опис та аналіз типових схем для вузлових підстанцій.
 - 4.2. Визначення витрат для варіантів схем підстанцій.
 - 4.3. Вибір кращої схеми вузлової підстанції з урахуванням надійності.
 - 4.4. Висновки.
5. Розрахунки прогнозування навантажень.
 - 5.1. Аналіз даних за перспективою зростання навантажень. Вибір регресійної залежності для навантажень.
 - 5.2. Визначення коефіцієнтів регресійної залежності для навантажень.
 - 5.3. Виконання прогнозу навантажень для всіх наступних інтервалів.
 - 5.4. Перевірка перевантажувальної здатності трансформаторів споживальних підстанцій.
 - 5.5. Висновки.
6. Оцінка балансу потужностей.
 - 6.1. Визначення сумарної активної максимальної потужності на шинах джерела живлення.
 - 6.2. Визначення балансу за реактивною потужністю. Вибір компенсувальних пристроїв.
 - 6.3. Висновки.
7. Перевірка необхідності резерву потужності в ЕЕС.
 - 7.1. Побудова графіка навантажень на шинах заданої електричної станції з урахуванням прогнозу навантажень.
 - 7.2. Визначення коефіцієнтів навантаження.
 - 7.3. Визначення коефіцієнтів генерації.
 - 7.4. Визначення коефіцієнтів дефіциту.
 - 7.5. Визначення індексу надійності та вибір необхідної потужності резерву на електричній станції.
 - 7.6. Висновки.
8. Пропозиції з розвитку джерел електричної системи.

- 8.1. Формування функції мети та обмежень для задачі розвитку електричних станцій.
- 8.2. Визначення варіантів розвитку на розрахунковий період.
- 8.3. Визначення умовно-оптимальних варіантів по роках розвитку.
- 8.4. Уточнення оптимальних варіантів по етапах розвитку.
- 8.5. Висновки.
9. Розрахунок та аналіз режиму електричної мережі.
 - 9.1. Створення розрахункової моделі електричної мережі в ЕЕС з урахуванням прогнозу навантажень.
 - 9.2. Підготовка початкових даних для розрахунку усталеного режиму за допомогою будь-якого промислового програмного комплексу.
 - 9.3. Виконання розрахунку. Аналіз результатів розрахунку.
 - 9.4. Вибір засобів регулювання напруги.
 - 9.5. Висновки.
10. Регулювання параметрів режиму.
 - 10.1. Визначення діапазону регулювання напруги за допомогою встановлених трансформаторів з РПН.
 - 10.2. Визначення коефіцієнтів трансформації для трансформаторів споживальних підстанцій.
 - 10.3. Визначення режимів інших засобів регулювання напруги.
 - 10.4. Висновки.
11. Визначення повних витрат та рентабельності розвитку електричної мережі в ЕЕС.
 - 11.1. Уточнення витрат оптимального варіанта електричної мережі.
 - 11.2. Визначення сумарних витрат на розвиток електричної мережі, підстанцій, станцій, компенсуювальних пристроїв і ЕЕС в цілому.
 - 11.3. Висновки.
12. Загальні висновки.

Слід зауважити, що в подальших розділах посібника будуть розгорнуті і деталізовані відомості для формування необхідних знань та навичок з дисципліни “Моделі оптимального розвитку електричних систем”, а також з курсового і дипломного проектування зі спеціальності «Електричні системи і мережі».

Таблиця 2.1 – Індивідуальні завдання на курсовий проект з дисципліни “Моделі оптимального розвитку електричних систем”

Варіант	Час втрат, τ, год/рік	Обмеження довжини ЛЕП, км	Дані про джерело			Ретроспективні дані для прогнозування навантажень, тобто тренд зміни навантажень у %									
			Потужність електричної станції, МВт	Потужність блоку, МВт	Коефіцієнт вимушеного простоя блоку	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	4000	10	2000	250	0,001	105	106	107	109	112	110	114	115	118	116
2	4000	30	1800	300	0,0015	104	106	106	95	90	85	80	105	111	100
3	4500	20	1800	300	0,008	102	105	104	112	110	113	109	114	115	120
4	4500	25	2000	500	0,006	100	101	103	105	112	114	114	116	117	120
5	4200	20	1500	300	0,008	104	105	92	100	110	120	125	110	120	123
6	4200	25	1200	300	0,001	100	103	107	109	117	111	109	113	115	120
7	3800	30	1500	300	0,008	101	105	110	115	115	118	119	120	121	122
8	3800	15	2000	500	0,004	102	105	108	110	117	119	121	120	122	118
9	4100	20	1800	300	0,006	103	106	109	112	111	109	120	119	125	120
10	4100	25	1200	300	0,006	104	106	109	110	117	113	115	120	114	123

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
11	4320	30	1800	300	0,004	105	107	111	115	117	119	120	121	122	125
12	4320	15	2000	500	0,0015	101	102	109	109	117	119	120	121	120	125
13	4000	20	1800	300	0,008	102	104	108	110	116	120	125	130	131	139
14	4000	25	1200	300	0,003	103	104	108	110	113	114	115	120	118	119
15	4500	30	2000	500	0,003	104	109	100	112	119	121	128	125	130	125
16	4500	15	1500	300	0,003	105	109	111	117	119	120	126	128	122	127
17	4350	20	1800	300	0,005	101	102	109	112	113	119	121	125	123	120
18	4350	20	2000	500	0,005	102	104	108	110	115	116	125	135	120	125
19	4400	25	2500	500	0,008	105	106	110	112	115	117	119	124	120	125
20	4400	25	1500	300	0,005	104	108	111	120	125	128	129	128	125	130
21	4200	30	2500	500	0,005	101	107	119	121	126	128	120	124	127	125
22	4300	30	2000	500	0,005	101	106	120	125	127	128	126	120	125	130
23	4300	15	2500	500	0,009	104	106	109	113	119	124	120	111	126	125
24	4500	10	2000	500	0,007	103	106	110	112	119	115	120	122	119	118
25	4400	15	1800	300	0,007	104	106	119	125	128	120	122	129	130	126
26	4100	20	2000	500	0,007	105	107	110	115	120	125	120	125	126	128
27	4050	25	1200	300	0,007	106	108	112	113	119	121	120	116	119	121
28	4235	20	1500	300	0,009	107	109	115	120	125	128	125	129	130	125
29	4149	25	1200	500	0,009	101	103	112	119	128	130	125	130	129	135

3 ОСОБЛИВОСТІ ПРОЕКТУВАННЯ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ І МЕРЕЖ НА ОСНОВІ ЗАСТОСУВАННЯ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ МОДЕЛЮВАННЯ

3.1 Застосування методу лінійного програмування до розвитку схеми електричної мережі

Вибір оптимального розвитку – це комплексна проблема електроенергетичних систем та електричних мереж, яка включає в себе визначення сукупності значної кількості часткових цілей. В методичному плані основою визначення таких цілей і прийняття рішень є системний аналіз [3, 6].

Системний аналіз базується на тому, що для отримання рішення необхідно виконати основні етапи дослідження:

1. Постановка задачі та формування цілей управління;
2. Створення математичної моделі задачі;
3. Вибір і обґрунтування методу розв'язання задачі;
4. Визначення множини можливих методів розв'язання задачі;
5. Отримання і прийняття рішення;
6. Планування управління на основі вибраних критеріїв і оптимальних рішень.

На початку досліджень з розвитку ЕЕС або ЕМ найважливішими є два перших етапи.

Постановка задачі і формулювання цілей

Якість постановки задачі залежить від рівня і широти спеціальних знань, математичної підготовки і розуміння властивостей досліджуваної системи.

В проектуванні розвитку електричних систем і мереж найчастіше виникають задачі оптимізації схеми розвитку електричної мережі, вибору класу номінальної напруги, вибору площі перерізу проводів, вибору обладнання підстанцій і т.ін.

Вказані окремі задачі розвитку ЕМ і узагальнені задачі розвитку ЕЕС в сучасних умовах потребують застосування математичних методів і моделей.

Створення математичної моделі

Створення математичної моделі – це мистецтво вибору схеми ЕМ на основі математичних методів та інженерна діяльність одночасно. В математичній моделі необхідно:

- відобразити фізику розвитку ЕМ в ЕЕС в усіх особливостях прояву внутрішніх і зовнішніх зв'язків;
- зуміти вибрати критерії, що відповідають цілям управління, і врахувати всі обмеження;

– відібрати найважливіші і найчутливіші фактори, які впливають на розвиток схеми;

– подати модель в такому вигляді, який дозволив би використовувати існуючі і нові розроблені методи оптимізації.

Створення математичної моделі - це найважливіший момент будь-якої задачі оптимізації. Від математичної моделі залежить не тільки точність і форма отриманих результатів, але й достовірність результатів оптимізації.

При постановці задачі розвитку енергетичних об'єктів необхідно чітко визначити вимоги до складу, змісту і форми необхідної вхідної інформації. Відповідно для задач оптимізації під вхідною інформацією розуміють склад і кількісні характеристики інформації про дану систему.

Так для розвитку електричної мережі необхідно мати:

- інформацію про географічне розташування вузлів споживання і джерел електричної енергії, що дозволяє створювати конфігурацію ЕМ і різного роду графи;

- дані про навантаження і джерела та ретроспективу їх розвитку;

- вартісні показники ліній електропередач та інші економічні характеристики.

Якщо відомо, що максимальний граф електричної мережі відповідає схемі, наприклад, поданій на рисунку 3.1, то це дозволяє з урахуванням всіх електричних і економічних характеристик перейти до побудови математичної моделі.

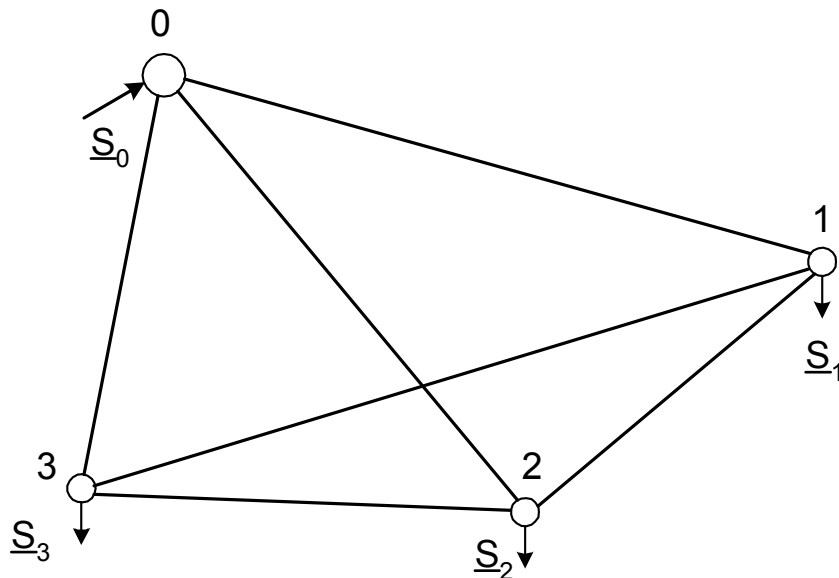


Рисунок 3.1 – Максимальний граф електричної мережі

Для побудови математичної моделі необхідно вибрати критерій оптимізації. В даному випадку за критерій найкраще вибрати затрати Z_{Σ}

на розвиток електричної мережі $Z_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n Z_i$, а змінними, або факторами чи параметрами, що оптимізуються, прийняти потужності P_i , які протікають і-тими лініями. З одного боку, можна буде оптимізувати затрати кольорового металу, втрати активної потужності і, якщо буде необхідність, втрати реактивної потужності. З другого боку, з'явиться можливість врахування якості напруги і надійності мережі. Крім того, відомо, що на початковому етапі для вибору перерізів проводів використовується метод економічних інтервалів, де застосовуються залежності питомих затрат Z_i від потужностей P_i , що передають по і-лініях $Z_i = f(P_i)$. Отже, тепер можна пов'язати критерій вибору і оптимізаційні параметри функцією мети.

В загальному випадку залежності $Z_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні фактори P_i , але може бути ліанеризована відносно вибраних змінних. В першому випадку для кожної і-ої ЛЕП затрати Z_i будуть записані: $Z_i = (a_i + b_i P_i^2) \cdot l_i$, в другому $Z_i = (a'_i + b'_i P_i) \cdot l_i$, де $a_i = K_{0i}(E + \alpha)$, K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1км лінії, за попередньо заданим перерізом проводу на і-тій ЛЕП, a'_i - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації), який визначається з врахуванням коефіцієнта E ($E=0,1 \div 0,2$) і коефіцієнта відрахувань α , b_i - питомі затрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 , b'_i - питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i в ЛЕП, у випадку ліанеризації функції мети, l_i - довжина і-ї ЛЕП в км (відповідно до масштабу довжини ліній мають своє значення l_i), P_i - потужність і-ї ЛЕП.

Прагнення оптимізувати процес розвитку ЕМ диктує вибір критерію оптимізації розвитку [4]. Таким критерієм, як уже було зазначено, є затрати на розвиток всієї мережі Z_{Σ} . Важливо те, що потужності в лініях не можуть набувати будь-яких значень, вони, з умов забезпечення нормальних режимів, повинні підпорядковуватись балансу потужностей. Таким чином, функція мети відображає функцію затрат, а обмеження дають можливість врахувати фізичну суть передачі і розподілення енергії. В результаті математична модель формулюється так:

$$\text{мінімізувати} \quad Z_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n Z_i = \sum_{i=1}^n (a_i + b_i P_i^2) l_i \quad (3.1)$$

при обмеженнях:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i \in j} P_i &= P_j, \quad j = \overline{1, m} \\ P_i &\leq P_i^{\max}, \quad i = \overline{1, n} \end{aligned} \right\} \quad (3.2)$$

або:

$$\text{мінімізувати} \quad Z_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n Z_i = \sum_{i=1}^n (a'_i + b'_i P_i) l_i \quad (3.3)$$

при обмеженнях:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i \in j} P_i &= P_j, \quad j = \overline{1, m} \\ P_i &\leq P_i^{\max}, \quad i = \overline{1, n} \end{aligned} \right\}, \quad (3.4)$$

де P_j - задані потужності навантажень вузлів;

n - кількість віток максимального графа мережі;

P_i^{\max} - гранично допустима потужність i -тої ЛЕП з умови нагрівання чи пропускної спроможності;

m - кількість вузлів навантаження.

Створені моделі (3.1–3.2) та (3.3–3.4) відповідають задачам оптимізації схеми ЕМ на основі прийняття критерію затрат. В поданій постановці розв'язування задач (3.1–3.2) та (3.3–3.4) і прийняття рішень буде залежати від обраного методу.

Якщо задача оптимізації схеми ЕМ поставлена як лінійна задача (модель – 3.3–3.4), то для отримання розв'язку може бути застосований метод лінійного програмування (ЛП) на основі Симплекс-алгоритму (СА).

Пошук оптимального рішення створеної моделі Симплекс-методом

З урахуванням обраних критеріїв та параметрів оптимізації з математичної точки зору задача оптимізації формулюється таким чином: мінімізувати

$$y(x) = c_1 x_1 + c_2 x_2 + c_3 x_3 + \dots + c_n x_n + b_{n+1} \quad (3.5)$$

при обмеженнях:

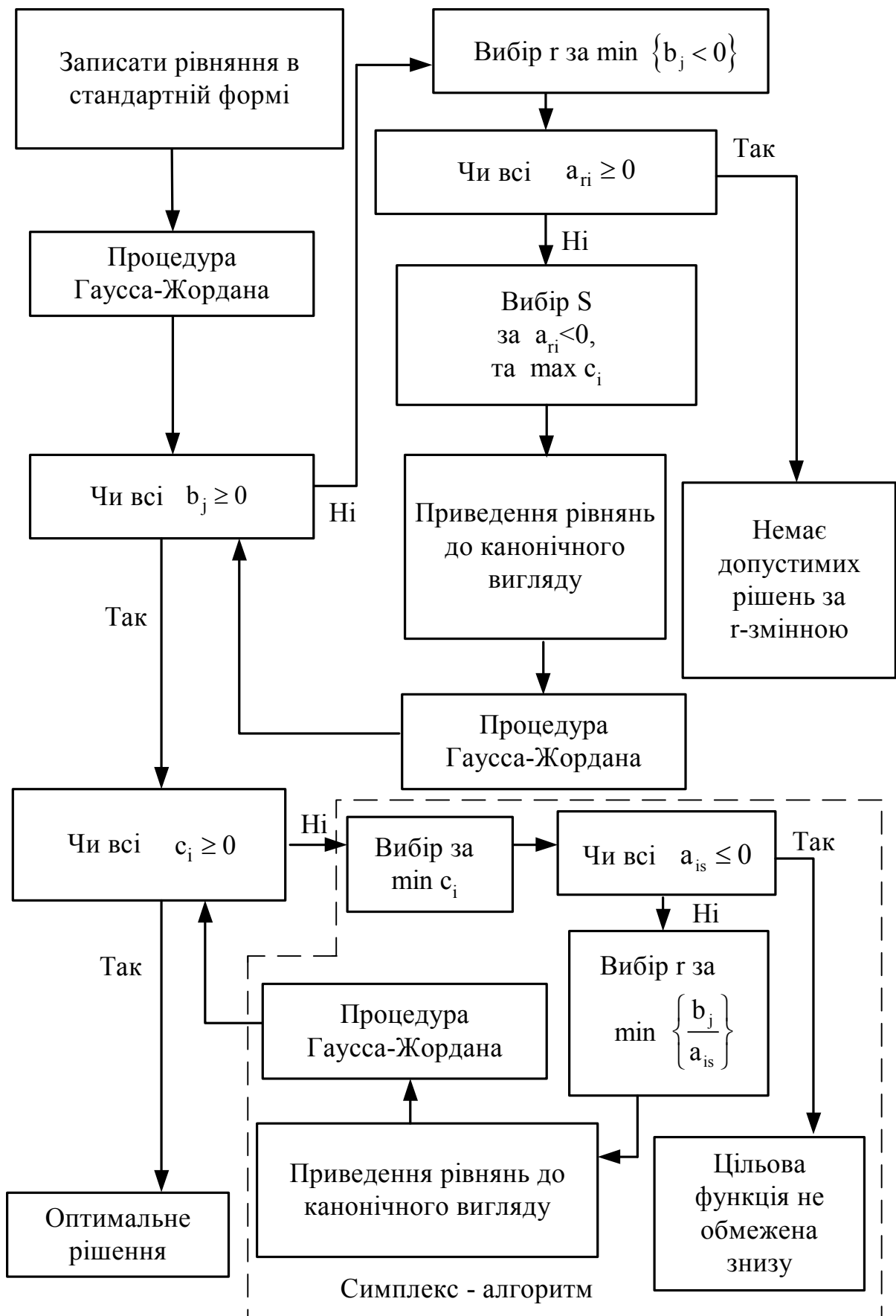


Рисунок 3.2 – Алгоритм Симплекс-методу

і методом Гаусса-Жордана приводиться до вигляду:

$$\begin{array}{cccccccc|c}
 1 & 0 & a'_{1,m+1} & a'_{1,m+2} & a'_{1,m+3} & \dots & a'_{1n} & b'_1 \\
 0 & 0 & a'_{2,m+1} & a'_{2,m+2} & a'_{2,m+3} & \dots & a'_{2n} & b'_2 \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 0 & 1 & a'_{mm+1} & c'_{mm+2} & c'_{mm+3} & \dots & a'_{mn} & b'_m \\
 \hline
 0 & 0 & c'_{m+1} & c'_{m+2} & c'_{m+3} & \dots & c'_n & b'_{n+1}
 \end{array} \quad (3.8)$$

Оскільки повинна зберігатись умова $x_i \geq 0$, $i = \overline{1, n}$, то вираз (3.8) буде мати канонічний вигляд для СА тільки в тому випадку, коли всі b'_j ($j = \overline{1, m}$) будуть невід'ємні, тобто $b'_j \geq 0$. Тому наступним кроком в СМ буде перевірка умов $b'_j \geq 0$. При цьому можливі два випадки. Якщо всі $b'_j \geq 0$, то система рівнянь (3.7) приведена до канонічного вигляду і далі оптимізація ведеться за допомогою СА. Якщо існують $b'_j < 0$, то потрібно виконати ще крок для канонізації системи (3.8). Для цього змінюють склад базисних і небазисних змінних. Алгоритм приведення системи (3.8) до канонічного вигляду буде таким:

1. Обирається змінна x_r , яка виводиться з базису і вводиться до складу небазисних змінних. Індекс r вибирається відповідним індексу від'ємних b'_j . Причому b'_j вибирається мінімальним, тобто максимальним за абсолютною величиною.

2. В рядку r , починаючи з $m+1$ -го стовпця вибираються від'ємні коефіцієнти a'_{ri} ($i = \overline{m+1, n}$). Якщо такі відсутні, це означає, що задача оптимізації сформульована некоректно, тому що немає допустимих рішень за змінною x_r . При наявності від'ємних коефіцієнтів a'_{ri} , індекс небазисної змінної, переведеної до складу базисних, шукається в стовпці i . При цьому індекс s визначається з умови відповідності a'_{rs} максимальному c'_s .

3. Стовпці r і s в матриці (3.8) міняють місцями і система знов приводиться до канонічного вигляду.

4. Перевіряється умова $b'_j \geq 0$, $j = \overline{1, m}$.

Пункти 1-4 виконуються до тих пір, поки всі b'_j не стануть позитивними $b'_j \geq 0$, тобто система рівнянь (3.8) не буде приведена до канонічного вигляду. Далі виконується другий етап СМ.

Розглянемо другий етап СМ, тобто оптимізацію за допомогою СА системи рівнянь, отриманої на першому етапі.

Критерієм мінімальності функції (3.5) є невід'ємність всіх коефіцієнтів c'_i в системі (3.8). Якщо всі $c'_i \geq 0$, то будь-яка зміна небазисних параметрів в силу їх невід'ємності може або збільшити значення функції $y(x)$, або залишить її без зміни, що доводить оптимальність отриманого результату. Якщо хоча б один із коефіцієнтів в системі (3.8) $c'_i < 0$, то це означає, що зменшити значення функції $y(x)$ можна збільшенням x_i . При цьому змінна x_i повинна бути виведена зі складу небазисних змінних і введена в базисні оптимальні змінні. Якщо декілька коефіцієнтів $c'_i < 0$, то для прискорення процесу оптимізації вибирається коефіцієнт, найбільший за абсолютною величиною. Тобто вибирається індекс s -змінної, яка з небазисних переводиться в базисні змінні. Тут потрібно перевіряти знак коефіцієнтів a'_{is} в стовпці s . Очевидно, що коли всі $a'_{is} \leq 0$, то x_s можна збільшити без всяких обмежень до $+\infty$, відповідно, функція $y(x)$ не має обмежень знизу. Тоді мінімізація функції $y(x)$ не має сенсу. Це означає, що задача поставлена некоректно і потрібно уточнити і постановку задачі, і відповідну модель. Якщо $a'_{is} > 0$, то на збільшення змінної x_s є обмеження і тоді відповідні базисні змінні x_i будуть зменшуватись. Раніше за всіх досягне нульового

значення та базисна змінна x_i , для якої відношення $\frac{b'_j}{a'_{is}}$ буде мінімальним.

Тому вибір індексу r базисної невідомої x_r , яка виводиться із базису, визначається умовою:

$$\frac{b'_j}{a_{rs}} = \min \left(\frac{b'_j}{a'_{is}} \right),$$

де $a'_{is} > 0$.

Після визначення індексів r і s в системі рівнянь (3.8) обмінюються місцями r -тий і s -тий стовпці. Далі ведучим елементом вибирається a_{rs} і система (3.8) знову приводиться до канонічного вигляду.

Викладена обчислювальна процедура СА повторюється доти, доки в функції мети системи (3.8) всі c'_i не стануть додатними або рівними нулю. В цьому разі оптимальне рішення отримано. Змінним, які входять до складу базисних, присвоюють значення відповідних вільних членів b'_j ($j = \overline{1, m}$). Небазисні змінні прирівнюють до нуля. Оптимальне значення

функції мети y_{\min} дорівнює $n+1$ елементу матриці (3.8), тобто, $y_{\min} = b'_{n+1}$, де b'_{n+1} - вільний член перетвореної системи (3.8). Необхідно відмітити, що величина вільного члена b'_{n+1} не впливає на визначення вектора оптимізованих змінних x при Симплекс-методі.

При використанні СМ можуть зустрітися такі часткові випадки:

1. Якщо поряд з обмеженнями у вигляді рівнянь існують обмеження в вигляді нерівностей, то останні потрібно перетворювати до рівнянь. Це можна зробити додаванням до рівнянь додаткових невід'ємних невідомих. Наприклад, маємо обмеження в вигляді нерівності:

$$a_{ij}x_i + a_{i(j+1)}x_{i+1} \leq b_j,$$

ввівши додаткову невідому величину x_k , отримуємо рівнозначне рівняння:

$$a_{ij}x_i + a_{i(j+1)}x_{i+1} + x_k = b_j.$$

2. Якщо за своїм характером яка-небудь змінна може бути від'ємною, то, запобігаючи порушенню обмеження $x_i \geq 0$, її потрібно замінити різницею двох невід'ємних величин x_p і x_q , тобто $x_i = x_p - x_q$.

Що ж до використання СМ для розв'язання лінійної оптимізаційної задачі – задачі вибору оптимальної схеми ЕМ, то варто зауважити, що:

1. Факторами, тобто змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;

2. Вільними членами у системі (3.7) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;

3. Коефіцієнти a_{ij} системи (3.7) – для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень. У нашому випадку коефіцієнти a_{ij} можуть набувати лише трьох значень: +1, -1 та 0;

4. Коефіцієнти c_i системи (3.7) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими затратами для транспортування потужності лініями, а по суті це коефіцієнт b'_i з функції мети (3.3);

5. Оскільки створення моделі (3.1–3.2) та (3.3–3.4) здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя не відповідає канонам СМ. Тому потужності в лініях, які відносяться до хорд максимального графу, мають бути

замінені двома змінними, одна з яких обов'язково набуде нульового значення.

Приклади визначення оптимальної схеми електричної мережі

Приклад 3.1. Створення математичної моделі розвитку ЕМ.

До поданої на рисунку 3.3 схеми направленного графа з заданими параметрами необхідно створити модель для застосування методу лінійного програмування при визначенні оптимальної схеми електричної мережі.

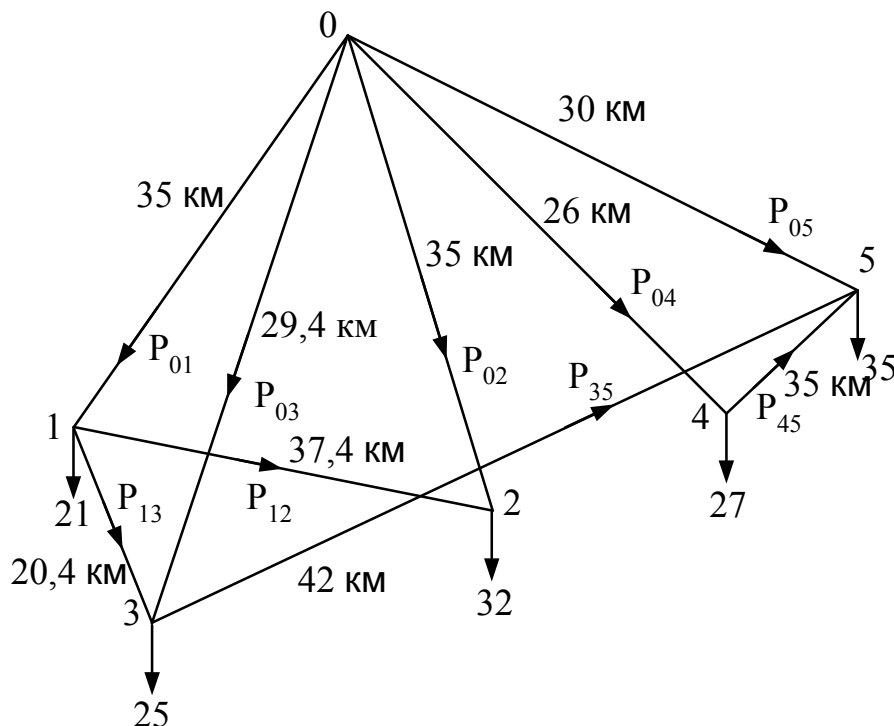


Рисунок 3.3 – Схема направленного графа електричної мережі

Розв'язання:

Для складання математичної моделі необхідно визначити границі за потужністю із умов нагрівання відповідних перерізів проводів. Проте перерізи проводів ще не обрані. Якщо взяти на головних ділянках переріз АС-120/19 та на інших – АС-95/16, то питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати: 12,0 тис.у.о./км та 11,4 тис.у.о./км. Коефіцієнти a_i (3.1) з урахуванням $E=0,12$ та $\alpha_\Sigma=0,028$ набувають значень: 1,8 та 1,68. В свою чергу, граничні потужності для взятих перерізів дорівнюють: 63 МВт для АС-95/16 та 75 МВт для АС 120/19. Що стосується коефіцієнта b_i (3.1), то його значення, наприклад, для АС-95/16 визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau b_0}{U_H^2 (\cos \varphi)^2} = \frac{0,306 \cdot 4000 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5}}{110^2 \cdot 0,9^2} = 1,5 \cdot 10^{-3},$$

за умови, що U_H – номінальна напруга – 110 кВ; $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності прийнято 0,9; τ – час втрат–4000 годин; b_0 – вартість 1 кВт·год. втраченої електроенергії взято рівною $1,2 \cdot 10^{-2}$ у.о./кВт·год.; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу i для АС-120/19=0,249 Ом/км, для АС-95/16=0,306 Ом/км. Отже, величина b_i набуде відповідних значень для АС-120/19 $b_i = 1,2 \cdot 10^{-3}$ та для АС-95/16 $b_i = 1,5 \cdot 10^{-3}$.

Таким чином, для схеми (рисунок 3.3) математична модель буде сформульована:

мінімізувати

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma} = & (1,8 + 1,2 \cdot 10^{-3} P_{01}^2)35 + (1,8 + 1,2 \cdot 10^{-3} P_{02}^2)35 + \\ & + (1,8 + 1,2 \cdot 10^{-3} P_{03}^2)29,4 + (1,8 + 1,2 \cdot 10^{-3} P_{04}^2)26 + \\ & + (1,8 + 1,2 \cdot 10^{-3} P_{05}^2)30 + (1,68 + 1,5 \cdot 10^{-3} P_{12}^2)37,4 + \\ & + (1,68 + 1,5 \cdot 10^{-3} P_{13}^2)20,4 + (1,68 + 1,5 \cdot 10^{-3} P_{35}^2)42 + \\ & + (1,68 + 1,5 \cdot 10^{-3} P_{45}^2)35 \end{aligned}$$

за умови:

$$\begin{array}{lll} P_{01} - P_{12} - P_{13} = 21, & P_{01} \leq 75, & P_{12} \leq 63, \\ P_{02} + P_{12} = 32, & P_{02} \leq 75, & P_{12} \leq 63, \\ P_{03} + P_{13} - P_{35} = 25, & P_{03} \leq 75, & P_{13} \leq 63, \\ P_{04} - P_{45} = 27, & P_{04} \leq 75, & P_{35} \leq 63, \\ P_{05} + P_{45} + P_{35} = 35, & P_{05} \leq 75, & P_{45} \leq 63. \end{array}$$

З урахуванням лінеаризації залежностей $Z_i = f(P_i)$ математична модель буде записана у вигляді:

мінімізувати:

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma} = & (0,08 + 0,105 P_{01})35 + (0,08 + 0,105 P_{02})35 + (0,08 + 0,105 P_{03})29,4 + \\ & + (0,08 + 0,105 P_{04})26 + (0,08 + 0,105 P_{05})30 + (0,07 + 0,1 P_{12})37,4 + \\ & + (0,07 + 0,1 P_{13})20,4 + (0,07 + 0,1 P_{35})42 + (0,07 + 0,1 P_{45})35 \end{aligned}$$

за умови:

$$\begin{array}{lll} P_{01} - P_{12} - P_{13} = 21, & P_{01} \leq 75, & P_{12} \leq 63, \\ P_{02} + P_{12} - P_{35} = 25, & P_{02} \leq 75, & P_{12} \leq 63, \\ P_{03} + P_{13} = 25, & P_{03} \leq 75, & P_{13} \leq 63, \\ P_{04} - P_{45} = 27, & P_{04} \leq 75, & P_{35} \leq 63, \\ P_{05} + P_{45} + P_{35} = 35, & P_{05} \leq 75, & P_{45} \leq 63. \end{array}$$

В даному випадку запропонована лінеаризована модель є моделлю з лінійною функцією мети та лінійними обмеженнями і обмеженнями у вигляді нерівностей. Нерівності тут включені для врахування граничних умов. Для розв'язання поставленої задачі можна використовувати будь-який з методів лінійного програмування (ЛП).

Для застосування метода ЛП з використанням процедури Гаусса-Жордана потрібно провести відповідні перетворення.

1. Визначення сталого коефіцієнта та коефіцієнтів функції мети:

$$Z_{\Sigma} = (2,8 + 3,675P_{01}) + (2,8 + 3,675P_{02}) + (2,352 + 3,087P_{03}) + \\ + (2,08 + 2,73P_{04}) + (2,4 + 3,14P_{05}) + (2,618 + 3,74P_{12}) + \\ + (1,428 + 2,04P_{13}) + (2,94 + 4,2P_{35}) + (2,45 + 3,5P_{45}).$$

Після процедури групування отримаємо:

$$Z_{\Sigma} = 21,868 + 3,675P_{01} + 3,675P_{02} + 3,087P_{03} + 2,73P_{04} + \\ + 3,14P_{05} + 3,74P_{12} + 2,04P_{13} + 4,2P_{35} + 3,5P_{45}.$$

2. Введення додаткових змінних для забезпечення позитивності всіх параметрів, тобто:

$$\begin{array}{ll} P_{01}=x_1, & P_{12}=x_6-x_7, \\ P_{02}=x_2, & P_{13}=x_8-x_9, \\ P_{03}=x_3, & P_{35}=x_{10}-x_{11}, \\ P_{04}=x_4, & P_{45}=x_{12}-x_{13}. \\ P_{05}=x_5, & \end{array}$$

3. Запис математичної моделі відносно вектора змінних \vec{x} :

мінімізувати:

$$Z_{\Sigma} = 21,868 + 3,675x_1 + 3,675x_2 + 3,087x_3 + 2,73x_4 + \\ + 3,14x_5 + 3,74x_6 - 3,74x_7 + 2,04x_8 - 2,04x_9 + 4,2x_{10} - \\ - 4,2x_{11} + 3,5x_{12} - 3,5x_{13}$$

при обмеженнях:

$$\begin{array}{l} 1 \cdot x_1 + 0 \cdot x_2 + 0 \cdot x_3 + 0 \cdot x_4 + 0 \cdot x_5 - 1 \cdot x_6 + 1 \cdot x_7 - 1 \cdot x_8 + 1 \cdot x_9 + 0 \cdot x_{10} + \\ + 0 \cdot x_{11} + 0 \cdot x_{12} + 0 \cdot x_{13} = 21; \\ 0 \cdot x_1 + 1 \cdot x_2 + 0 \cdot x_3 + 0 \cdot x_4 + 0 \cdot x_5 + 1 \cdot x_6 - 1 \cdot x_7 + 0 \cdot x_8 + 0 \cdot x_9 - 1 \cdot x_{10} + \\ + 1 \cdot x_{11} + 0 \cdot x_{12} + 0 \cdot x_{13} = 32; \\ 0 \cdot x_1 + 0 \cdot x_2 + 1 \cdot x_3 + 0 \cdot x_4 + 0 \cdot x_5 + 0 \cdot x_6 + 0 \cdot x_7 + 1 \cdot x_8 - 1 \cdot x_9 + 0 \cdot x_{10} + \\ + 0 \cdot x_{11} + 0 \cdot x_{12} + 0 \cdot x_{13} = 25; \\ 0 \cdot x_1 + 0 \cdot x_2 + 0 \cdot x_3 + 1 \cdot x_4 + 0 \cdot x_5 + 0 \cdot x_6 + 0 \cdot x_7 + 0 \cdot x_8 + 0 \cdot x_9 + 0 \cdot x_{10} + \\ + 0 \cdot x_{11} - 1 \cdot x_{12} + 1 \cdot x_{13} = 27; \\ 0 \cdot x_1 + 0 \cdot x_2 + 0 \cdot x_3 + 0 \cdot x_4 + 1 \cdot x_5 + 0 \cdot x_6 + 0 \cdot x_7 + 0 \cdot x_8 + 0 \cdot x_9 + 1 \cdot x_{10} - \\ - 1 \cdot x_{11} + 1 \cdot x_{12} - 1 \cdot x_{13} = 35, \end{array}$$

а також за умов:

$$\begin{array}{lll} x_1 \leq 75, & x_6 \leq 63, & x_{11} \leq 63, \\ x_2 \leq 75, & x_7 \leq 63, & x_{12} \leq 63, \\ x_3 \leq 75, & x_8 \leq 63, & x_{13} \leq 63, \\ x_4 \leq 75, & x_9 \leq 63, & \\ x_5 \leq 75, & x_{10} \leq 63, & \end{array}$$

4. Запис матриці коефіцієнтів створеної математичної моделі. Як відомо з попереднього матеріалу, процедура Гаусса-Жордана здійснюється відповідно до матриці коефіцієнтів (3.7). Отже в даному випадку матриця коефіцієнтів набуде такого вигляду:

1	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	21
0	1	0	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	32
0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	25
0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	27
0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	35
3,7	3,7	3,1	2,7	3,1	3,7	-3,7	2	-2	4,2	-4,2	3,5	-3,5	21,9


Приклад 3.2. Визначення оптимальної схеми за програмним комплексом САПР-2000.


Відповідно до рисунка 3.4 з заданим географічним розташуванням джерела і вузлів навантажень, а також їхніх електричних характеристик потрібно визначити оптимальну схему ЕМ.

Розв'язання:


Тут можна виконати такі дії:

- активізувати програмний комплекс САПР-2000 [16];
- вибрати програму – sapr.exe і активізувати її;

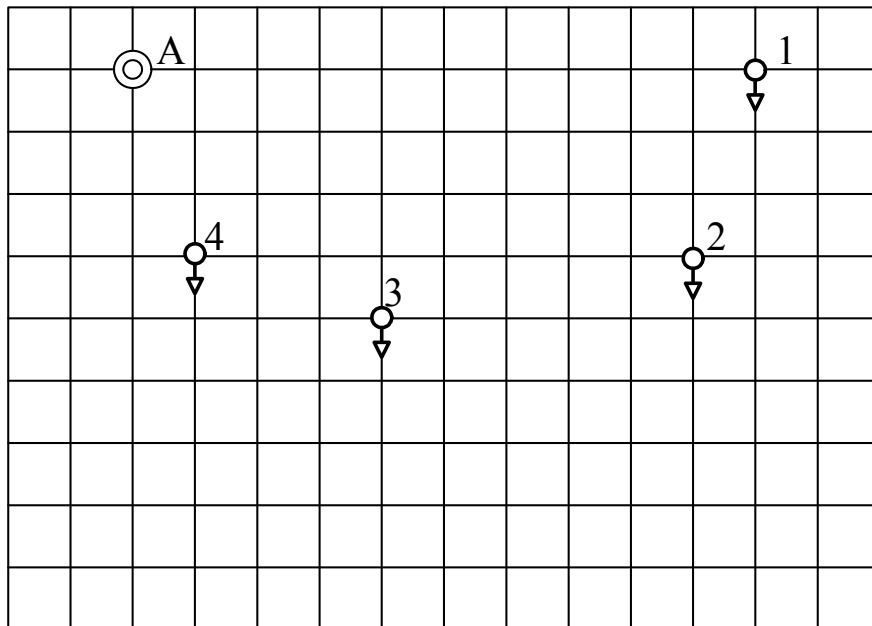
- при відсутності графічної сітки вибрати і натиснути кнопку  - “показати сітку”;

- серед режимних кнопок вибрати кнопку  - “редагування”;
навести курсор на вузол А та натиснути ліву кнопку „миші”;

- не відпускаючи її, перемістити живильний вузол у точку, вказану на рисунку 3.4 (при даному режимі можна перемістити будь-який існуючий вузол або видалити його);


- вибрати кнопку  - “режим проектування” і розмістити решту вузлів на графічному полі згідно з рисунком 3.4. Програмою буде автоматично генеруватися максимальний граф електричної мережі, і в


правій частині головного вікна буде відображатися список всіх можливих ліній максимального графа з їх довжинами;



№ вузла	1	2	3	4
Потужність (МВт)	10	20	12	15

Рисунок 3.4 – Вхідна інформація



- натиснувши кнопку  - “*відмінити*”, навести курсор на перший вузол і подвійним натисканням викликати поле для введення потужності споживання даного вузла. Аналогічно змінити потужності інших вузлів згідно із завданням;


- натиснути кнопку  - “*вітки*” і у вікні параметрів віток (рисунок 3.5) зробити необхідні зміни щодо варіанта схеми.

Параметри віток.				
Вітки	1 (А-1)	2 (А-2)	3 (А-3)	4 (А-4)
Марка провідника	АС 120	АС 95	АС 95	АС 95
Напруга вітки, Кв	35	35	35	35
Довжина лінії, Км	27,81	25,30	8,89	16,11

Ok

Рисунок 3.5 – Параметри віток схеми ЕМ

- на панелі редагування натиснути кнопку  - “розрахувати”. Програма автоматично сформує математичну модель мережі за принципами, розглянутими в прикладі 3.1, і виконає розрахунок оптимального варіанта, використовуючи алгоритм Симплекс-методу. Недоцільні, з позицій максимальних затрат, вітки автоматично будуть вилучені з проекту. Інформацію про мережу можна проглянути натиснувши кнопку  - “інформація”;

- проглянути створену симплекс-таблицю і результати розрахунку можна натиснувши кнопку  - “результат розрахунку”.

Отже, виконуючи вказані дії, можна отримати оптимальну схему ЕМ. Але за суттю це буде локально-оптимальна схема, тому що її отримано за умов взятих номінальної напруги та площі перерізу проводів.

На рисунках 3.6 – 3.9 подані оптимальні схеми електричних мереж за різних умов проектних рішень для ліній електропередач.

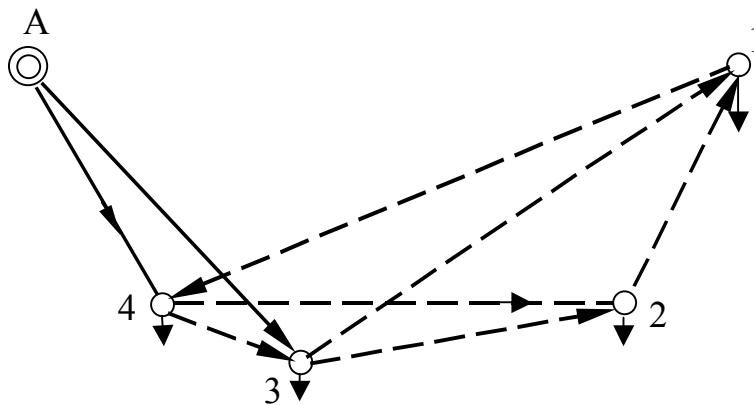


Рисунок 3.6 – Оптимальна схема електричної мережі (1)

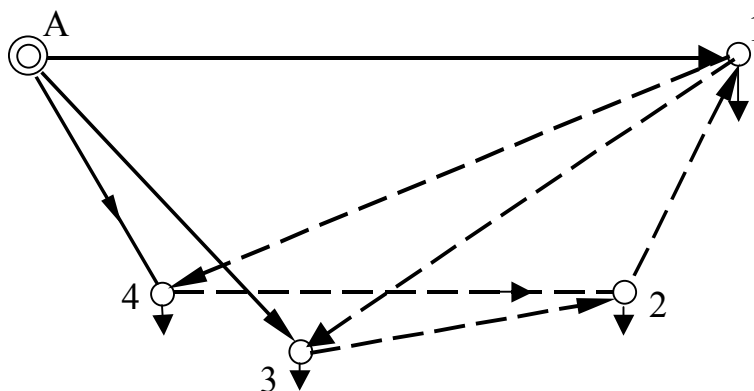


Рисунок 3.7 – Оптимальна схема електричної мережі (2)

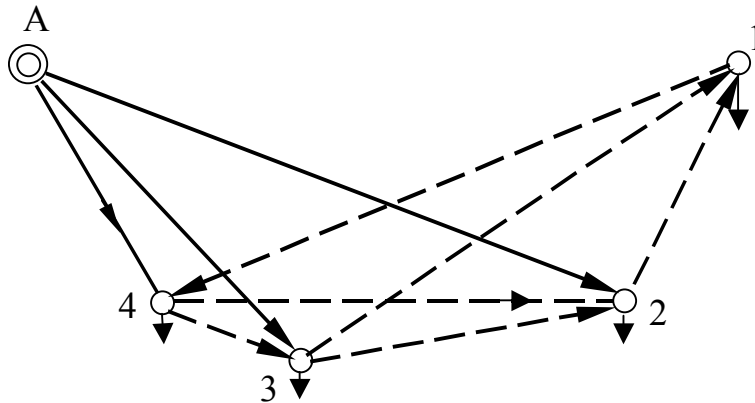


Рисунок 3.8 – Оптимальна схема електричної мережі (3)

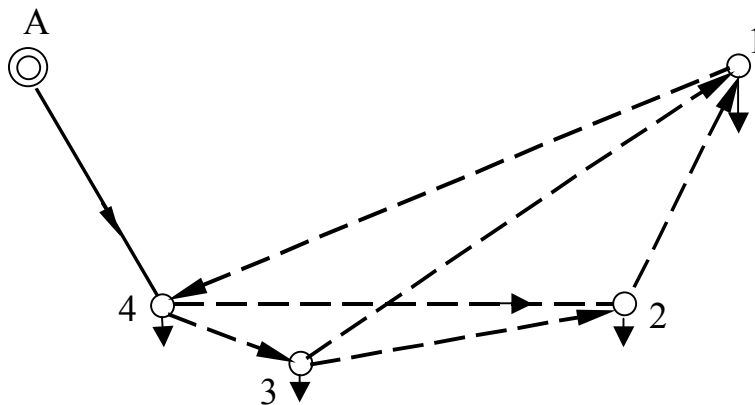


Рисунок 3.9 – Оптимальна схема електричної мережі (4)

Відповідні умови щодо класу номінальних напруг і прийнятої конструкції ліній зазначені у таблиці 3.1.

Контрольні запитання

1. Що таке математична модель для розвитку ЕМ?
2. Які критерії можна використовувати для математичної моделі розвитку ЕМ?
3. Основні етапи створення робочої моделі.
4. Від чого залежить кількість параметрів, що оптимізуються?
5. Що таке лінійна модель?
6. Як привести нелінійну задачу до лінійної форми?
7. Методи лінеаризації.
8. Переваги і недоліки методу лінійного програмування?
9. Область застосування методу ЛП для задач розвитку ЕМ.
10. Алгоритми СМ і СА.

Таблиця 3.1 – Параметри оптимальних схем

№ вітки	Довжина (км)	Напруга (кВ)	Провід	Вартість (тис.у.о.)	Потужність (МВт)	Наявність
Граф-схема мережі (1)						
1 (А-1)	23,2	110	АС 70	0	0	–
2 (А-2)	21,87	110	АС 70	0	0	–
3 (А-3)	13,05	110	АС 70	63,331	9,4	+
4 (А-4)	7,273	110	АС 70	35,307	47,6	+
5 (1-2)	7,322	35	АС 150	31,751	25,7	+
6 (1-3)	16,71	35	АС 150	72,464	3,1	+
7 (1-4)	22,01	35	АС 150	95,442	18,8	+
8 (2-3)	11,73	35	АС 150	50,856	20	+
9 (2-4)	18,45	35	АС 150	80,007	25,7	+
10 (3-4)	7,321	35	АС 150	31,745	25,7	+
Граф-схема мережі (2)						
1 (А-1)	23,2	110	АС 120	106,44	26,6	+
2 (А-2)	21,87	35	АС 70	0	0	–
3 (А-3)	13,05	35	АС 70	52,519	15,2	+
4 (А-4)	7,273	35	АС 70	29,279	15,2	+
5 (1-2)	7,322	35	АС 95	29,476	17,8	+
6 (1-3)	16,71	35	АС 95	67,27	15,5	+
7 (1-4)	22,01	35	АС 95	88,602	18,9	+
8 (2-3)	11,73	35	АС 95	47,211	18,9	+
9 (2-4)	18,45	35	АС 95	74,272	18,9	+
10 (3-4)	7,321	35	АС 95	0	0	–
Граф-схема мережі (3)						
1 (А-1)	23,7	35	АС 120	0	0	–
2 (А-2)	21,69	110	АС 150	101,46	12,4	+
3 (А-3)	12,91	35	АС 120	55,198	22,3	+
4 (А-4)	7,226	35	АС 120	30,906	22,3	+
5 (1-2)	7,117	35	АС 120	30,44	22,3	+
6 (1-3)	16,46	35	АС 120	70,407	10	+
7 (1-4)	21,52	35	АС 120	92,043	22,3	+
8 (2-3)	11,8	35	АС 120	50,457	19,2	+
9 (2-4)	18,3	35	АС 120	78,273	10,7	+
10 (3-4)	7,147	35	АС 95	28,772	18,9	+
Граф-схема мережі (4)						
1 (А-1)	23,75	110	АС 120	0	0	–
2 (А-2)	21,6	110	АС 120	0	0	–
3 (А-3)	12,7	110	АС 95	0	0	–
4 (А-4)	7,315	110	АС 95	33,343	57	+
5 (1-2)	7,226	110	АС 95	32,938	59,3	+
6 (1-3)	16,7	110	АС 95	76,114	10	+
7 (1-4)	21,93	110	АС 95	99,968	59,3	+
8 (2-3)	11,91	110	АС 95	54,311	37,3	+
9 (2-4)	18,5	110	АС 95	84,332	42	+
10 (3-4)	7,132	110	АС 95	32,51	59,3	+

3.2 Застосування методу транспортної задачі до вибору оптимальної схеми розвитку електричної системи

Одним з різновидів задач лінійного програмування є транспортна задача. Особливість методу транспортної задачі полягає в тому, що система рівнянь обмежень елементарно проста, її коефіцієнти дорівнюють 1 або 0. Це дозволяє використовувати спеціальні алгоритми розв'язання транспортних задач, простіші, ніж Симплекс-алгоритм. А оскільки система рівнянь балансу потужностей для кожного вузла схеми ЕМ має також коефіцієнти рівні 1 або 0, то можна спостерігати аналогію умов для класичної транспортної задачі і для задачі розвитку ЕМ. Звідси і сам метод транспортної задачі (МТЗ) може бути застосований для пошуку оптимальних транзитів потужностей в схемі [6, 9].

Для того щоб розв'язати транспортну задачу стосовно ЕМ, рівняння обмежень записують в "транспортну" матрицю (таблиця 3.2), в якій рядки відповідають рівнянням балансу джерел, а стовпці – рівнянням балансу споживачів.

При цьому всі вузлові точки, незалежно від того, чи є вони пунктами живлення (джерелами) або пунктами споживання, мають загальну нумерацію $j = 1, 2, 3, \dots, n$ ($i = 1, 2, 3, \dots, n$). Особливістю такої транспортної задачі з проміжними перевезеннями є можливість появи в транспортній матриці транзитних потоків.

Для i -го пункту живлення рівняння обмеження має вигляд:

$$\sum_k x_{ik} - x_{ii} = a_i, \quad (3.9)$$

де i – індекс вузла-джерела у схемі ЕМ;

k – індекс інших пунктів, у які здійснюється транспортування потужності з вузла i ;

x_{ik} – потужності між вузлами i та k ;

x_{ii} – транзитний потік;

a_i – потужність джерела.

Для j -го пункту споживання рівняння обмеження таке:

$$\sum_l x_{lj} - x_{jj} = b_j, \quad (3.10)$$

де l – індекс вузлів, з яких здійснюється транспортування потужності в пункт j ;

x_{jj} – транзитний потік;

b_j – потужність вузла споживання.

А функція, що мінімізується, має такий вигляд:

$$y(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n c_{ij} x_{ij}, \quad i \neq j. \quad (3.11)$$

Транзитні потоки потрапляють в таблицю з від’ємним знаком відповідно до формул (3.9) та (3.10). У стовпці для a_i розташовують відповідні значення потужності пунктів живлення, а в рядку для b_j – відповідні потужності пунктів споживання. Так, наприклад, в запропонованій матриці (таблиця 3.2) пункти 1 та 3 є пунктами живлення, а пункт 2 – пунктом споживання. Рядки і стовпці відповідають рівнянням (3.9) для пунктів живлення та рівнянням (3.10) для пунктів споживання.

Таблиця 3.2 – Транспортна матриця у загальному вигляді

	1	2	3	...	n	a_i	
1	$-x_{11}$	x_{12}	x_{13}	...	x_{1n}	a_1	$-\pi_1$
2	x_{21}	$-x_{22}$	x_{23}	...	x_{2n}		$-\pi_2$
3	x_{31}	x_{32}	$-x_{33}$...	x_{3n}	a_3	$-\pi_3$
...
n	x_{n1}	x_{n2}	x_{n3}	...	$-x_{nn}$		$-\pi_n$
b_j		b_2		...			
	π_1	π_2	π_3	...	π_n		

В кожній клітинці транспортної матриці бажано також розташувати коефіцієнти c_{ij} , як правило, $c_{ij} = c_{ji}$. Зазначимо, що симплекс-коефіцієнти для однакових за порядком рядків та стовпців однакові за абсолютним значенням, але мають різні знаки. За основами модифікованої транспортної задачі ці коефіцієнти називають потенціалами вузлових точок і позначають – π . Для базисних змінних тепер справедливе рівняння:

$$\bar{c}_{ij} = c_{ij} + \pi_i - \pi_j; \quad \bar{c}_{ij} = 0. \quad (3.12)$$

Якщо в базис потрапляє транзитний потік x_{ij} (x_{jj}), то для нього

$$\bar{c}_{ij} = \pi_i - \pi_j = 0; \quad (i = j). \quad (3.13)$$

Неприпустимі (заборонені) лінії зв'язку мають бути певним чином зазначені в таблиці. Базисне рішення можна вибрати довільно або знайти за методом найменших значень c_{ij} . Далі за умовою (3.12) для базисних змінних визначають потенціали π (один з них може бути взятим рівним нулю) та обчислюють \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних за формулою

$$\bar{c}_{ij} = c_{ij} - (-\pi_i) - \pi_j = c_{ij} + \pi_i - \pi_j. \quad (3.14)$$

Якщо всі \bar{c}_{ij} для небазисних змінних позитивні, то отримане рішення і є оптимальним рішенням. Якщо хоч один з коефіцієнтів $\bar{c}_{ij} < 0$, для небазисних змінних, то рішення – не оптимальне і тому в базис включають потік x_{st} за умовою:

$$\bar{c}_{st} = \min(\bar{c}_{ij}), \quad \text{причому } \bar{c}_{st} < 0. \quad (3.15)$$

Далі визначають величину $x_{st} = \Theta$ за умови, що поправка в якій-небудь базисній величині доводить її до нульового значення, тобто виключають її з базису. Завжди знаходять потенціали за (3.12) і перераховують \bar{c}_{ij} для нових небазисних змінних. Процес оптимізації закінчується, якщо всі \bar{c}_{ij} для небазисних змінних позитивні. Такий результат свідчить про оптимальне рішення. Тобто, з умов балансу потужностей за методом модифікованої транспортної задачі отримана схема потоків потужності між заданими вузлами. Вона має бути графічно інтерпретована.

Алгоритм розрахунку та його блок-схема

Користуючись вищенаведеною характеристикою методу та його математичною моделлю, можна запропонувати такий алгоритм розрахунку.

1. Для заданих умов (кількості джерел електричної енергії та її споживачів - l та k , їх потужностей – a_i , b_j та питомих коефіцієнтів c_{ij} , які залежать від потужності, що протікає по лінії зв'язку) створюється транспортна матриця розміром $n \times n$, де $n = l + k$.

2. Вибирається базисне рішення – довільно або за методом найменших значень c_{ij} .

3. За умовою (3.12) для базисних змінних визначають потенціали π_j (один з них може бути взятим рівним нулю) та обчислюють \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних за формулою (3.14).

4. Якщо всі \bar{c}_{ij} для небазисних змінних позитивні, то отримане рішення і є оптимальним. Розрахунок на цьому завершується для вибраних умов і обмежень.

5. Якщо ж є $\bar{c}_{ij} < 0$, то в базис вводять таку змінну x_{st} , що відповідає умові (3.15).

6. Після введення нової базисної змінної балансують отриману нову транспортну матрицю, а далі розрахунок повторюється починаючи з п.3.

Блок-схема поданого алгоритму наведена на рисунку 3.10.

Приклад визначення оптимальної схеми електричної мережі

Приклад 3.3. Пошук оптимальної схеми транспортування електричної енергії [6].

Для двох електростанцій з потужностями (МВт) $a_1 = 100$; $a_5 = 200$ та трьох навантажень (МВт) $b_2 = 160$; $b_3 = 80$; $b_4 = 60$ потрібно знайти оптимальну схему електричної мережі. Відомо, що існують заборонені зв'язки між вузлами: 1 та 5; 2 та 4.

Розв'язання:

Транспортна матриця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого у таблиці 3.3; в кутках клітинок записані коефіцієнти c_{ij} , а клітинки, що відповідають забороненим зв'язкам, заштриховані.

За пунктом 2 запропонованого алгоритму (рисунок 3.10) виберемо перше опорне базисне рішення: $x_{14} = 100$; $x_{43} = 40$; $x_{23} = 40$; $x_{52} = 200$. Для балансу по рядках введемо транзити $x_{22} = -40$; $x_{44} = -40$. Транзитний потік відповідно до (3.9) та (3.10) в точці 2 буде визначений: $200 - 160 = 40$, а в точці 4: $100 - 60 = 40$. Тепер, транспортна матриця має вигляд, поданий у таблиці 3.4.

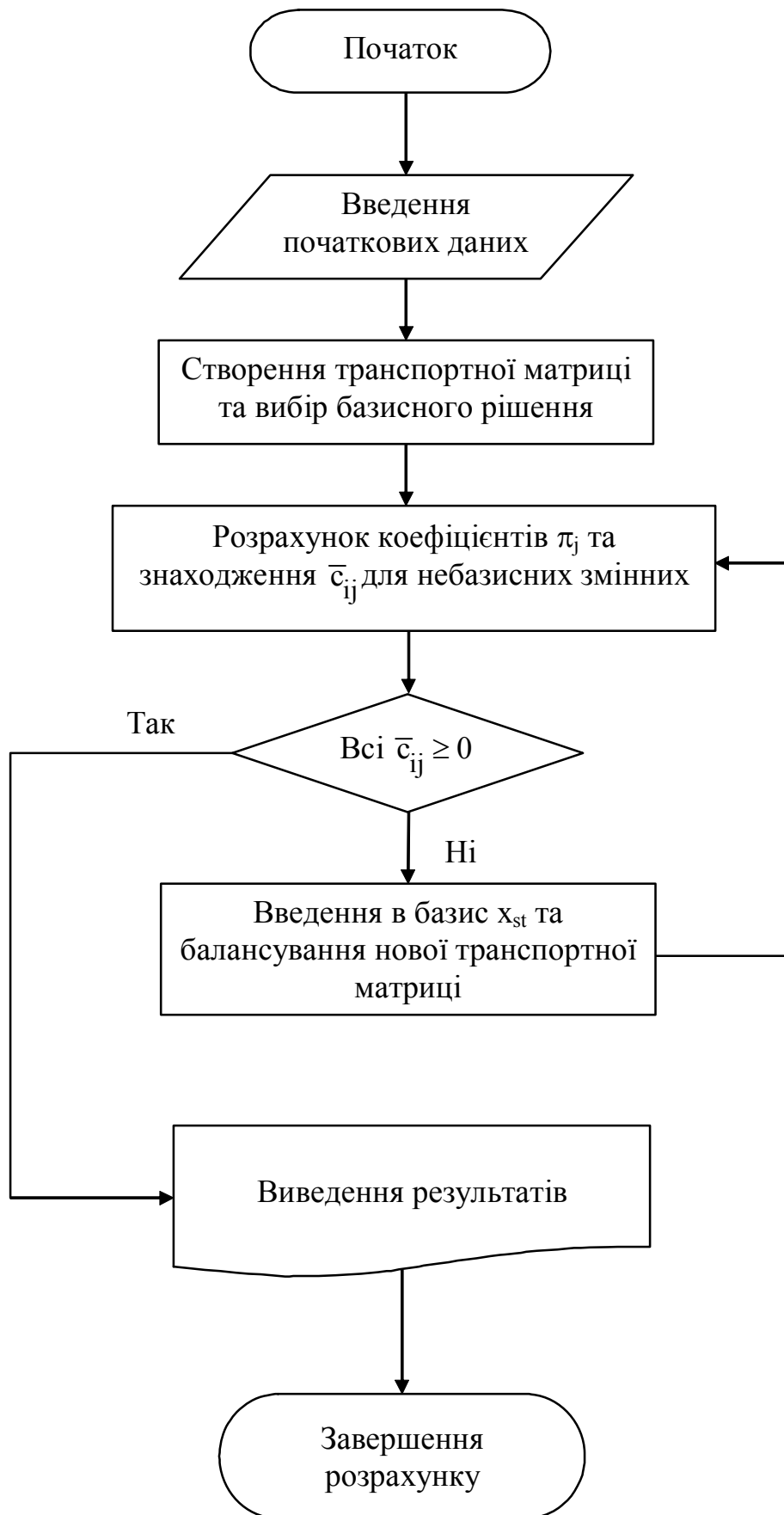


Рисунок 3.10 – Блок-схема алгоритму пошуку кращої схеми МТЗ

Таблиця 3.3 – Транспортна матриця для заданого прикладу

	1	2	3	4	5	a_i	
1	0	5	6	2		100	$-\pi_1$
2	5	0	3		3		$-\pi_2$
3	6	3	0	4	4		$-\pi_3$
4	2		4	0	7		$-\pi_4$
5		3	4	7	0	200	$-\pi_5$
b_j		160	80	60			
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$	$-\pi_5$		

Таблиця 3.4 – Транспортна матриця з опорним базисним рішенням

	1	2	3	4	5	a_i	
1	0	5	6	100 2		100	$-\pi_1$
2	5	-40 0	40 3		3		$-\pi_2$
3	6	3	0	4	4		$-\pi_3$
4	2		40 4	-40 0	7		$-\pi_4$
5		200 3	4	7	0	200	$-\pi_5$
b_j		160	80	60			
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$	$-\pi_5$		

Запропоноване опорне базисне рішення відповідає першому варіанту схеми електричної мережі. Такий варіант поданий на рисунку 3.11.

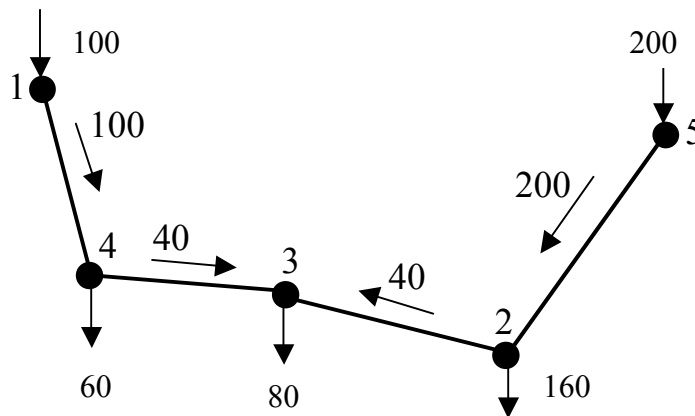


Рисунок 3.11 – Перший варіант схеми заданої ЕМ

Для складу базисних потоків (тобто обраних ліній схеми ЕМ) знаходимо потенціали вузлових точок з рівнянь (3.12):

$$\pi_4 - \pi_1 = 2; \pi_3 - \pi_2 = 3; \pi_3 - \pi_4 = 4; \pi_2 - \pi_5 = 3.$$

Беручи $\pi_5 = 0$, отримуємо

$$\pi_1 = 0; \pi_2 = 3; \pi_3 = 6; \pi_4 = 2; \pi_5 = 0.$$

Визначимо \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних. Вони набувають відповідних значень:

$$\begin{aligned} \bar{c}_{12} &= 5 + 0 - 3 = 2 > 0; & \bar{c}_{13} &= 6 + 0 - 6 = 2 = 0; \\ \bar{c}_{21} &= 5 + 3 - 0 = 8 > 0; & \bar{c}_{25} &= 3 + 3 - 0 = 6 > 0; \\ \bar{c}_{31} &= 6 + 6 - 0 = 12 > 0; & \bar{c}_{32} &= 3 + 6 - 3 = 6 > 0; \\ \bar{c}_{34} &= 4 + 6 - 2 = 8 > 0; & \bar{c}_{35} &= 4 + 6 - 0 = 10 > 0; \\ \bar{c}_{41} &= 2 + 2 - 3 = 2 > 0; & \bar{c}_{45} &= 7 + 2 - 0 = 9 > 0; \\ \bar{c}_{53} &= 4 + 0 - 6 = -2 < 0; & \bar{c}_{54} &= 7 + 0 - 2 = 5 > 0. \end{aligned}$$

Отже, аналіз коефіцієнтів \bar{c}_{ij} для небазисних змінних вказує на неоптимальність першого базисного рішення. Покращити результати оптимізації можна за рахунок змінної x_{53} . Для задачі розвитку ЕМ це означає, що потрібно ввести в проект лінію зв'язку 5-3, а якусь іншу скасувати.

Таким чином, вводимо в базис x_{53} , тому що $\bar{c}_{53} < 0$.

Як видно з таблиці 3.4, з базису потрібно вивести x_{23} , причому $\Theta = 40$. Нове базисне рішення відтворене в таблиці 3.5 і на рисунку 3.12.

Таблиця 3.5 – Транспортна матриця для заданої схеми ЕМ з другим базисним рішенням

	1	2	3	4	5	a_i	
1	0	5	6	100 2		100	$-\pi_1$
2	5	0	3		3		$-\pi_2$
3	6	3	0	4	4		$-\pi_3$
4	2		40 4	-40 0	7		$-\pi_4$
5		160 3	40 4	7	0	200	$-\pi_5$
b_j		160	80	60			
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$	$-\pi_5$		

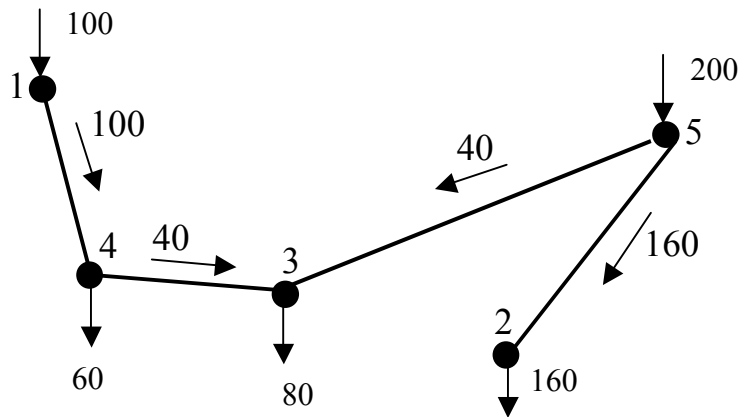


Рисунок 3.12 – Другий варіант схеми ЕМ

Тепер нові значення потенціалів відповідають такій системі рівнянь:

$$\pi_4 - \pi_1 = 2; \pi_3 - \pi_4 = 4; \pi_2 - \pi_5 = 3; \pi_3 - \pi_5 = 4.$$

За умови, що $\pi_5 = 0$, отримуємо:

$$\pi_1 = -2; \pi_2 = 3; \pi_3 = 4; \pi_4 = 0; \pi_5 = 0.$$

Визначимо \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних:

$$\begin{aligned} \bar{c}_{12} &= 5 - 0 - 3 = 0; & \bar{c}_{13} &= 6 - 2 - 4 = 0; \\ \bar{c}_{21} &= 5 + 3 + 2 = 10 > 0; & \bar{c}_{25} &= 3 + 3 - 0 = 6 > 0; \\ \bar{c}_{31} &= 6 + 4 + 2 = 12 > 0; & \bar{c}_{32} &= 3 + 4 - 3 = 4 > 0; \\ \bar{c}_{34} &= 4 + 4 - 0 = 8 > 0; & \bar{c}_{35} &= 4 + 4 - 0 = 8 > 0; \\ \bar{c}_{41} &= 2 + 0 + 2 = 4 > 0; & \bar{c}_{42} &= 7 + 0 - 3 = 4 > 0; \\ \bar{c}_{23} &= 3 + 3 - 4 = 1 > 0; & \bar{c}_{54} &= 7 + 0 - 0 = 7 > 0. \end{aligned}$$

Звідси видно, що отримане рішення (рисунок 3.12) – є оптимальним, оскільки всі $\bar{c}_{ij} > 0$.

Контрольні запитання

1. Вид функції мети і обмежень для МТЗ.
2. Поняття симплекс-коефіцієнтів.
3. Потенційні коефіцієнти для модифікованого методу ТЗ.
4. Алгоритм пошуку базисного рішення.
5. Визначення умов оптимального рішення.
6. Чи впливають коефіцієнти c_{ij} на вибір оптимального рішення схем?
7. Чи впливає нумерація вузлів на вибір схеми ЕМ?

3.3 Застосування методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі

Метод поконтурної оптимізації – окремий випадок одного з загальних методів математичного програмування, що отримав назву покоординатної оптимізації [5, 9].

Основну ідею цього методу легко зрозуміти з розгляду такої задачі. Нехай є незалежні параметри (координати) x_1 та x_2 і задана опукла функція $\Psi(x_1, x_2)$. Необхідно знайти такі оптимальні x_1 та x_2 , при яких $\Psi = \Psi_{\min}$.

Для відшукування цих координат візьмемо як початкове наближення будь-яке значення функції $\Psi = \Psi^n$, яке визначиться при початкових параметрах x_1^n, x_2^n . Потім зафіксуємо значення x_2^n та шляхом змінення x_1 знайдемо нове значення функції Ψ_1 з координатами x_1^1, x_2^n , яке буде найменше з усіх інших за умови $x_2^n = \text{const}$. Перехід від значень Ψ^n до Ψ^1 досліджуваної функції назвемо кроком по координаті x_1 . Тепер зафіксуємо $x_1^1 = \text{const}$ та, змінюючи x_2 , знайдемо наступне значення функції $\Psi^2 = f(x_1^1, x_2^1)$, менше від усіх інших за умови $x_1^1 = \text{const}$. Перехід від Ψ^n до Ψ_2 , який складається з двох кроків по обох координатах, назвемо кроком в просторі параметрів або просто кроком.

Подальші кроки аналогічні. Характерною рисою методу є пошук найменшого значення Ψ за допомогою кроків окремо по кожній координаті при фіксованому значенні іншої координати. Саме це і дало назву методу.

Важливою перевагою методу є таке. Оскільки на кожному кроці можна проглянути усі значення даної координати та підрахувати відповідні їм значення функції мети Ψ , то можна не накладати особливих обмежень на цей вид функції, аби тільки її можливо було сформулювати і визначити при будь-яких значеннях незалежних змінних. Це вигідно вирізняє даний метод від інших.

При виконанні координатного спуску не обов'язково зберігати до кінця одні й ті ж взяті на початку незалежні змінні. Якщо це корисно, то можна, наприклад, після спуску по деяких координатах частину з них перевести до складу залежних, а з раніше взятих залежних вилучити таку ж кількість змінних, взяти їх як незалежні, а потім продовжити спуск вже по них. Такий прийом іноді буває дуже доцільним і зручним.

Постановка оптимізаційної задачі в методі покоординатної оптимізації має багато спільного з відповідною частиною методу проектування градієнта. В обох методах використовуються економічні інтервали, тому приведені затрати є функціями тільки потужностей, а не

перерізів ліній.

Метод поконтурної оптимізації менш критичний до способу апроксимації функції мети, ніж градієнтний метод. Він допускає використання безпосередньо кривої економічних інтервалів. В передбаченому викладенні методу будемо розглядати простіший вигляд функції мети:

$$Z = \sum_{m=1}^N \delta_m a_m + \sum \delta_m |S_m|, \quad (3.16)$$

де $\delta_m = 0$ при $S_m = 0$, $\delta_m = 1$ при $S_m \neq 0$.

Апроксимація (3.16) враховує наявність розривів в нулі – основну принципову особливість функції затрат Z – і в той самий час дозволяє отримати простий та наочний алгоритм оптимізації.

Система обмежень в методі поконтурної оптимізації зводиться до рівнянь першого закону Кірхгофа, які містять J рівнянь (за кількістю вузлів без балансувального) та N невідомих (за кількістю ліній мережі). Отже, $K = N - J$ невідомих в системі є незалежними, інші невідомі – залежні. В подальшому для електричної мережі будемо користуватись такими позначеннями, запозиченими з теорії графів: кожену лінію вихідної мережі (вихідного графу) будемо називати дугою; сукупність дуг, відповідних залежним змінним, утворює розімкнений підграф, який з'єднує всі вузли і називається деревом мережі; дуги, відповідні незалежним змінним, називаються хордами. Кількість хорд дорівнює кількості незалежних контурів. Нагадаємо, що варіюючи множину, можна отримати різні дерева. Приєднання будь-якої хорди до дерева утворює один з незалежних контурів. Повна система незалежних контурів утворюється приєднанням до дерева усіх хорд. Якщо умови зв'язку обмежуються рівняннями першого закону Кірхгофа, то зміна потужності хорди приводить до зміни потужностей лише тих ліній, які входять в контур (при незмінних потоках потужностей по всіх інших хордах). Тому допустимо виконувати оптимізацію кожного контуру мережі окремо. Як видно з подальшого, ця обставина є дуже важливою для даного методу. Якби контури не були взаємопов'язаними, то така оптимізація дозволила б отримати глобальний екстремум за скінченну кількість кроків. Однак насправді існують лінії, що входять в різні контури. При послідовній оптимізації контурів потік в суміжних лініях змінюється, а умови оптимізації попередніх контурів порушуються. Отже, процес в загальному вигляді є ітераційним і при невипуклій функції затрат веде до локального екстремуму. А оскільки в реальних контурах взаємний вплив потоків різних контурів доволі рідко виявляється слабко, то послідовне застосування поконтурної оптимізації достатньо швидко приведе до отримання локального екстремуму.

Алгоритм використання методу поконтурної оптимізації для вибору схеми електричної мережі

1. Створюється або надається вихідний граф електричної мережі, він може відповідати максимальному графу;
2. Максимальний граф розбивається на n незалежних контурів;
3. Вибирається перший поточний контур. Для нього записується математична модель, а для всіх інших контурів схема задається як радіальна;
4. На базі моделі для вибраного контуру пропонуються відповідні варіанти схем і за результатами визначення критерію вибирається краща схема контуру.

Аналогічно виконуються операції для всіх наступних контурів. В результаті проходження всіх контурів утворюється оптимальна схема електричної мережі.

Якщо при отриманні рішення з'являються ситуації, коли рішення наступного контуру впливає на рішення попереднього контуру, то вводиться один додатковий контрольний контур, який об'єднує відповідні контури і для нього проводиться перевірочний розрахунок.

Переваги методу поконтурної оптимізації:

- 1) метод поконтурної оптимізації має ознаки наочності та формалізації, що дозволяє використовувати комп'ютерну техніку;
- 2) метод може бути застосований як для нелінійних функцій витрат і обмежень, так і для лінійних моделей.

Недоліки методу поконтурної оптимізації :

- 1) метод майже не використовується для кількох джерел електропостачання;
- 2) метод має певну схематичність і обмеженість, тому найкраще його застосовувати для схем з одним джерелом живлення, яке розташоване у центрі навантажень.

Приклад визначення оптимальної схеми електричної мережі

Приклад 3.4. Визначення оптимальної схеми електричної мережі методом поконтурної оптимізації.

Для електричної мережі 110 кВ (рисунок 3.13) необхідно знайти оптимальний граф розвитку.

Розвиток електричної мережі здійснюється на базі вихідного графа, який має вигляд:

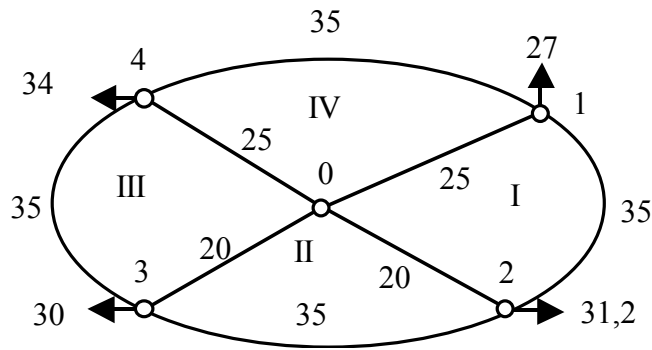


Рисунок 3.13 – Вихідний граф електричної мережі з обмеженням

Відомо, що питомі витрати в тис. у.о. на км для радіальної ЛЕП задають як:

$$z_i = 2,5 + 0,005P_i^2 \cdot 10^{-3}.$$

Питомі витрати для решти ЛЕП в тис. у.о. на км:

$$z_i = 2,1 + 0,01P_i^2.$$

Розв'язання:

Для зазначеного вихідного графа можна виділити 4 незалежних контури. Побудувавши їх на основі хорд, отримаємо контури:

- 1) 0-1-2-0;
- 2) 0-2-3-0;
- 3) 0-3-4-0;
- 4) 0-4-1-0.

Оскільки кожен з контурів складається з трьох віток, то для кожного з них можливі 3 варіанти схем. Відкидаючи по чергово кожну з віток, отримаємо потокорозподіл на основі I-го закону Кірхгофа для кожного варіанта схеми першого контуру, який занесемо в таблицю 3.6 (відсутня вітка має потужність 0).

Таблиця 3.6 – Потокорозподіл варіантів схем першого контуру

Номер варіанта	1	2	3
Потужності, МВт			
P_{01}	0	27	58,2
P_{12}	27	0	31,2
P_{02}	58,2	31,2	0

Отримавши потокорозподіл, можна порахувати питомі витрати в тис. у.о. на км для радіальних ЛЕП та хорд за формулами, заданими попередньо:

$$\begin{aligned} Z_{п1-12} &= 2,1 + 0,01 \cdot 27^2 = 9,39; \\ Z_{п1-02} &= 2,5 + 0,005 \cdot 58,2^2 = 19,436; \\ Z_{п2-01} &= 2,5 + 0,005 \cdot 27^2 = 6,146; \\ Z_{п2-02} &= 2,5 + 0,005 \cdot 31,2^2 = 7,367; \\ Z_{п3-01} &= 2,5 + 0,005 \cdot 58,2^2 = 19,436; \\ Z_{п3-12} &= 2,1 + 0,01 \cdot 31,2^2 = 11,834. \end{aligned}$$

Помноживши отримані питомі витрати на відповідні довжини ліній, знайдемо витрати в тис.у.о. для відповідних випадків:

$$\begin{aligned} Z_{1-12} &= 9,39 \cdot 35 = 328,65; \\ Z_{1-02} &= 19,436 \cdot 20 = 388,72; \\ Z_{2-01} &= 6,145 \cdot 25 = 153,625; \\ Z_{2-02} &= 7,367 \cdot 20 = 147,34; \\ Z_{3-01} &= 19,436 \cdot 25 = 485,9; \\ Z_{3-12} &= 11,834 \cdot 35 = 414,19. \end{aligned}$$

Нарешті, склавши витрати лінії відповідних варіантів, отримаємо затрати в тис. у.о. кожного варіанта схеми для 1-го контуру:

$$\begin{aligned} Z_1 &= 328,65 + 388,72 = 717,37; \\ Z_2 &= 153,625 + 147,34 = 300,965; \\ Z_3 &= 485,9 + 414,19 = 900,09. \end{aligned}$$

Оптимальним варіантом схеми 1-го контуру є варіант з двома радіальними ЛЕП (всі величини витрат надаються в умовних одиницях). Аналогічні розрахунки проведемо для решти контурів та занесемо результати в таблиці 3.7 – 3.9.

Таблиця 3.7 – Результати оптимізації другого контуру

Номер варіанта	1	2	3
Потужності, МВт			
P_{02}	0	31,2	61,2
P_{23}	31,2	0	30
P_{03}	61,2	30	0
Витрати, тис. у.о.	838,73	287,334	813,04

Таблиця 3.8 – Результати оптимізації третього контуру

Номер варіанта	1	2	3
Потужності, МВт			
P_{03}	0	30	64
P_{34}	30	0	34
P_{04}	64	34	0
Витрати, тис. у.о.	963	347	937,7

Таблиця 3.9 – Результати оптимізації четвертого контуру

Номер варіанта	1	2	3
Потужності, МВт			
P_{04}	0	34	61
P_{41}	34	0	27
P_{01}	61	27	0
Витрати, тис. у.о.	1005,725	360,65	856,275

Як бачимо (рисунок 3.14), оптимальний граф розвитку електричної мережі є радіальною схемою. Сумарні витрати локально-оптимальної схеми в тис. умовних одиниць для розвитку електричної мережі становлять:

$$Z_{\Sigma} = 153,625 + 147,34 + 139,994 + 207,006 = 647,965.$$

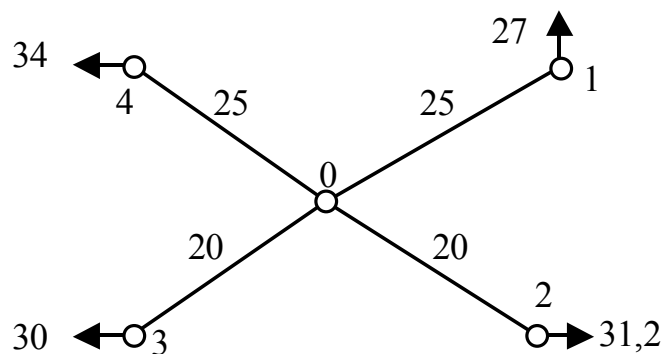


Рисунок 3.14 – Оптимальна схема розвитку електричної мережі

Варто зазначити, що до розгляду запропоновано таке географічне розташування, коли відстані дуг вихідного графа значно менші за відстані хорд. Тому отримане рішення за своєю суттю очевидне. В інших випадках оптимальні схеми набуватимуть різних конфігурацій.

Контрольні запитання

1. Алгоритм пошуку оптимальної схеми методом поконтурної оптимізації (ПКО).
2. Як впливає переріз проводів на вибір оптимальної схеми?
3. Чи впливає клас номінальної напруги на вибір варіанта?
4. Від чого залежать коефіцієнти функції мети?
5. Як створюють систему обмежень?
6. Переваги методу ПКО.
7. Недоліки методу ПКО для вибору оптимальної схеми електричної мережі.
8. Коли необхідно вводити додатковий контур для уточнення схеми?

3.4 Застосування методу динамічного програмування до проектування розвитку схеми електричної мережі

Метод динамічного програмування

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, способу, такого щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурації і напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління [2, 11].

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше як такі моделі беруть моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з урахуванням природних та економічних обмежень. Проте, ці функції витрат, з точки зору математики, є безперервними, нелінійними, неопуклими і розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для задач, за таких умов, без попереднього спрощення не вдається.

Крім цього, прийняття оптимальних рішень на етапі розвитку і під час експлуатації енергосистеми пов'язане з постійним поповненням інформації. Це призводить до збільшення кількості моделей, а значить і кількості варіантів оптимізації, що створює додаткові труднощі у використанні лінійних і нелінійних методів. Правда, для прийняття рішень ще можна використовувати деякі методи з комбінаторики, наприклад, метод "віток і границь", або з квадратичного програмування.

Для розв'язання задач оптимізації в енергетиці разом з методами лінійного та нелінійного програмування використовуються такі чисельні методи, як динамічне програмування, методи теорії ігор та інші.

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокрокову операцію для функцій багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків, у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної. Деякі задачі дозволяють виконувати таке розбиття цілком природно, в інших випадках його доводиться робити штучно. Слід пам'ятати, що тоді функція мети – функція багатьох змінних – має бути адитивною, тобто функцією у вигляді суми функцій відносно окремих змінних, що оптимізуються.

Взагалі, задача динамічного програмування формується за таким порядком:

- нехай є деяка операція із визначення оптимуму суми функцій n змінних Z_{Σ} ;

- природно або штучно вона розпадається на n кроків;

- на кожному кроці k знаходяться змінні $x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_p^{(k)}, \dots, x_n^{(k)}$, а також величина функції мети $Z^{(k)} = f(x_1^{(k)}, x_n^{(k)})$;

- на останньому кроці знаходяться такі значення змінних (тобто знаходиться таке оптимальне управління всією операцією), щоб функція мети

$$Z_{\Sigma} = \sum_{k=1}^n Z^{(k)} \rightarrow \text{opt}$$

прямувала до максимуму або мінімуму, залежно від постановки задачі.

Розв'язувати поставлену багатокрокову задачу у цілому важко. Легше відшукати оптимальне управління крок за кроком, знаходячи оптимум тільки однієї змінної на кожному кроці. Результат оптимізації всієї задачі визначиться як підсумок оптимального управління на окремих кроках.

Управління на останньому кроці потрібно вибрати таким, щоб воно приносило максимальний вигаш. Тому розв'язання задачі методом динамічного програмування виконується, починаючи з останнього n -го кроку, тобто рухаючись від кінця до початку. Проте вибрати управління на n -ому кроці можна тільки в тому випадку, коли відомо стан оптимізації на передостанньому ($n-1$ -ому) кроці. Оскільки це невідомо, потрібно виконати так зване умовно-оптимальне управління, починаючи з першого кроку. Для цього спочатку на кожному кроці необхідно користуватись різними припущеннями, для яких знаходяться оптимальні управління. Означене управління знаходять на k -ому кроці так, щоб результат $k+1$ -ого і k -ого кроків був оптимальним, а саме:

$$\min \{ Z^{(k+1)} + Z^{(k)} \}. \quad (3.17)$$

Таким чином на кожному кроці відшукують таке управління, яке

забезпечує оптимальне продовження процесу відносно досягнутого на даний момент рівня. А у підсумку знаходиться умовно-оптимальне управління на всіх кроках. Під час зворотного ходу від n-ого до першого кроку визначається остаточний розв'язок задачі на всіх кроках і в цілому.

Якщо узагальнити процес пошуку оптимального розв'язку задач методом динамічного програмування, то його можна описати двома етапами:

- перший етап: коли від початку до кінця визначаються умовно-оптимальні управління на кожному кроці і оптимальне управління в цілому;

- другий етап: коли від кінця до початку знаходять оптимальні кроки управління і дійсний виграш на всіх кроках.

Метод динамічного програмування можна використовувати для цілей планування оптимального управління режимами електричних мереж і для планування оптимального розвитку електроенергетичних станцій і систем. Для зразку тут пропонується приклад використання динамічного програмування для планування розвитку електричних мереж.

Приклад визначення оптимальної схеми електричної мережі

Приклад 3.5. Оптимізація схеми електричних мереж методом динамічного програмування.

Для схеми електричної мережі необхідно забезпечити розвиток для електропостачання нових навантажень, що будуть введені протягом двох років $T_p = 2$. Заданими є: схема (рисунок 3.15), величини потужності навантажень P , довжина можливих ліній електромереж L , ΔL , марки проводів F , питомі капіталовкладення $K_{\text{п}}$, величина відрахувань від капітальних витрат $\alpha = 0,028$, а також номінальна напруга $U_{\text{н}}$, коефіцієнт потужності $\cos \phi$, час максимальних витрат τ та кошт на 1 кВт·год. витраченої електричної енергії C (частина вхідних даних зазначена в таблиці 3.10).

$$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}, \tau = 4500 \text{ год/рік}, C = 1,7 \text{ коп/кВт}\cdot\text{год} [7], J_e = 1,2 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}.$$

Таблиця 3.10 – ТЕП заданої електричної мережі

Навантаження			Існуюча схема		Лінії електропередачі		
№ вузла	Потужність, МВт	$\cos \phi$	Початкові витрати, тис. у.о.	Сумарна довжина ліній (км)	Марки проводів	Питомі капіталовкладення, $K_{\text{п}}$, тис. у.о./км,	Питомий опір, r_0 , Ом/км
5	15	0,92	1600	140	АС-70/11	12	0,428
6	17	0,92			АС-95/16	12	0,306
					АС-185/29	12,9	0,169

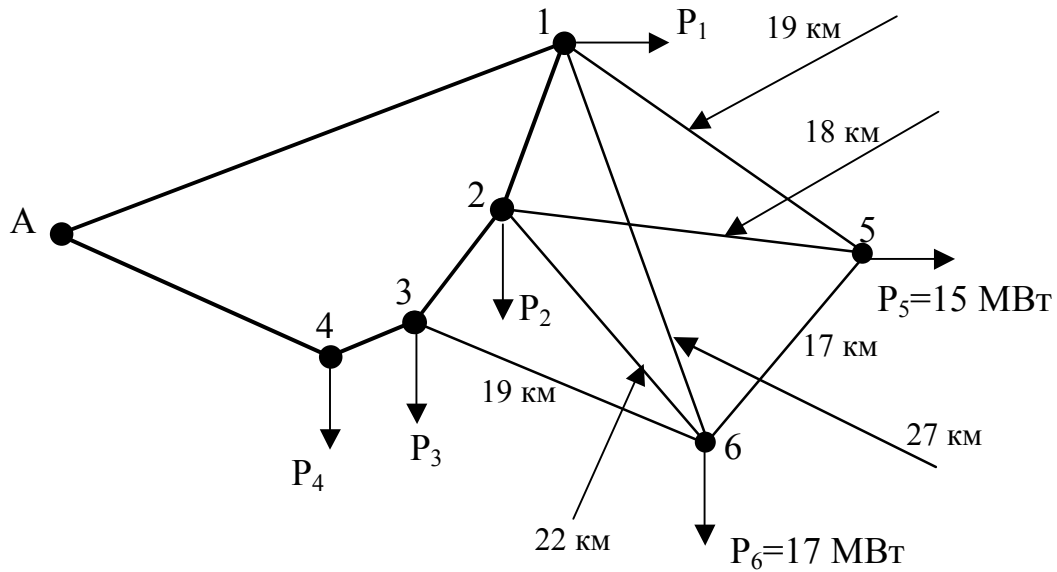


Рисунок 3.15 – Схема розвитку електричної мережі

Розвиток схеми, як вказано, виконується протягом двох років. Але щодо вводу ліній існують обмеження ΔL . Щорічний розвиток не повинен перевищувати 25 км ($\Delta L = 25$ км).

Таким чином, потрібно знайти величини щорічного приросту довжин ліній ΔL_t такі, щоб для кожного року виконувались обмеження

$$L_{\Sigma}^{(t)} = L_{\Sigma}^{(t-1)} + \Delta L_t \leq L_{\Sigma}^{(t-1)} + 25; \quad t = 1, 2; \quad (3.18)$$

а функція мети мала найменше значення.

Розв'язання: Для розвитку схеми електромережі потрібно записати функцію мети. Найкраще потребам і меті задачі відповідає функція витрат з урахуванням динамічного принципу. Тобто функція витрат буде

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^{T_p} Z^{(t)},$$

або

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^2 [E_n K^{(t)}(\Delta L_t) + \Delta B^{(t)}(\Delta L_t)] (1 + E_{\text{нп}})^{(1-t)},$$

де $E_n = 0,12$ – дисконтний коефіцієнт або коефіцієнт ефективності;

$K^{(t)}(\Delta L_t)$ – капіталовкладення для t-року на будівництво конкретних ліній окремих варіантів;

$\Delta B^{(t)}(\Delta L_t)$ – щорічні витрати, пов'язані з відрахуваннями, а також з втратами потужності в лініях;

$E_{\text{нп}}$ – сталий коефіцієнт, $E_{\text{нп}}=0,08$.

Капіталовкладення для будь-якого варіанта визначаються як $K^{(t)}(\Delta L_t) = K_{\text{п}}\Delta L_t$, щорічні витрати

$$\Delta B^{(t)}(\Delta L_t) = 0,028K^{(t)} + \left(\frac{P}{U_{\text{н}} \cos \varphi} \right)^2 r_0 \Delta L_t C, \quad (3.19)$$

де P - потужність, що передається лінією для кожного варіанта;

r_0 - питомий опір для лінії того варіанта;

0,028 – відсоток відрахувань від капіталовкладень.

В цілому задача динамічного програмування для розвитку схеми електричних мереж може бути сформульована

мінімізувати

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^2 [E_{\text{н}} K^{(t)}(\Delta L_t) + \Delta B^{(t)}(\Delta L_t)] (1 + E_{\text{нп}})^{(1-t)}$$

при обмеженні $\Delta L_t \leq 25$ та балансі потужностей.

Перший крок. На початку розвитку сумарна довжина ліній дорівнює 140 км, а витрати становлять 1600 тис. грн. За два роки потрібно забезпечити енергопостачання п'ятого і шостого споживачів. Оскільки за рік немає змоги вводити більше ніж 25 км, очевидно, що під час першого року розвитку, тобто на першому кроці, можливо виконати будівництво ліній тільки до одного з споживачів, а під час другого року – до іншого споживача. Разом з тим, для кожного кроку потрібно розглянути декілька варіантів. Для кожного варіанта визначаються величини капіталовкладень, щорічні витрати та сумарні витрати. Як приклад розглянемо перший варіант.

Для першого варіанта на першому кроці потрібно спорудити лінію 1-5. У цьому випадку буде забезпечено електропостачання п'ятого споживача. Тому лінією 1-5 буде перетікати потужність 15 Мвт. Це означає, що струм I_{max} в лінії становить:

$$I_{\text{max}1-5} = \frac{P_{1-5} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cos \varphi} = \frac{15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,92} = 72,52 \text{ А.}$$

Розрахунковий струм з коефіцієнтами врахування розвитку $\alpha_1 = 1,05$ та врахування графіка навантажень $\alpha_T = 1$ відповідно буде:

$$I_{\text{розр}1-5} = \alpha_1 \cdot \alpha_T \cdot I_{\text{max}1-5} = 1,05 \cdot 1 \cdot 72,52 = 76,14 \text{ А.}$$

Отже, можна взяти провід марки АС-70/11.

Тоді величини $K^{(1)} = 19 \cdot 12 = 228$ тис. у.о. та згідно з (3.19)

$$\Delta B^{(1)} = 0,028 \cdot 228 + \left(\frac{15}{110 \cdot 0,92} \right)^2 \cdot 0,428 \cdot 19 \cdot 4500 \cdot 1,7 \cdot 10^{-2} = 20,05 \text{ тис. у.о.}$$

Для першого року результати варіантів (рисунок 3.16) запропоновані у таблиці 3.11 і на рисунку 3.9.

Таблиця 3.11 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

№ варіанта	Варіант розвитку схеми, тобто введення лінії	Переріз проводу, F, мм ²	Приріст довжини лінії, ΔL ₁ , км	Потужність лінії, P, МВт	Капітало-вкладення, К ⁽¹⁾ тис. у.о.	Щорічні витрати, ΔB ⁽¹⁾ , тис. у.о. (від втрат)	Сумарні витрати, З ⁽¹⁾ , тис. у.о.
1	1-5	70	19	15	228,0	13,667	47,441
2	1-5	120	19	32	245,1	36,09	72,36
3	2-5	70	18	15	216,0	12,906	44,874
4	2-5	120	18	32	232,2	34,26	68,626
5	2-6	70	22	17	264,0	20,328	59,4
6	2-6	120	22	32	283,8	41,873	83,875
7	3-6	70	19	17	228,0	17,543	51,319
8	3-6	120	19	32	245,1	36,09	72,36

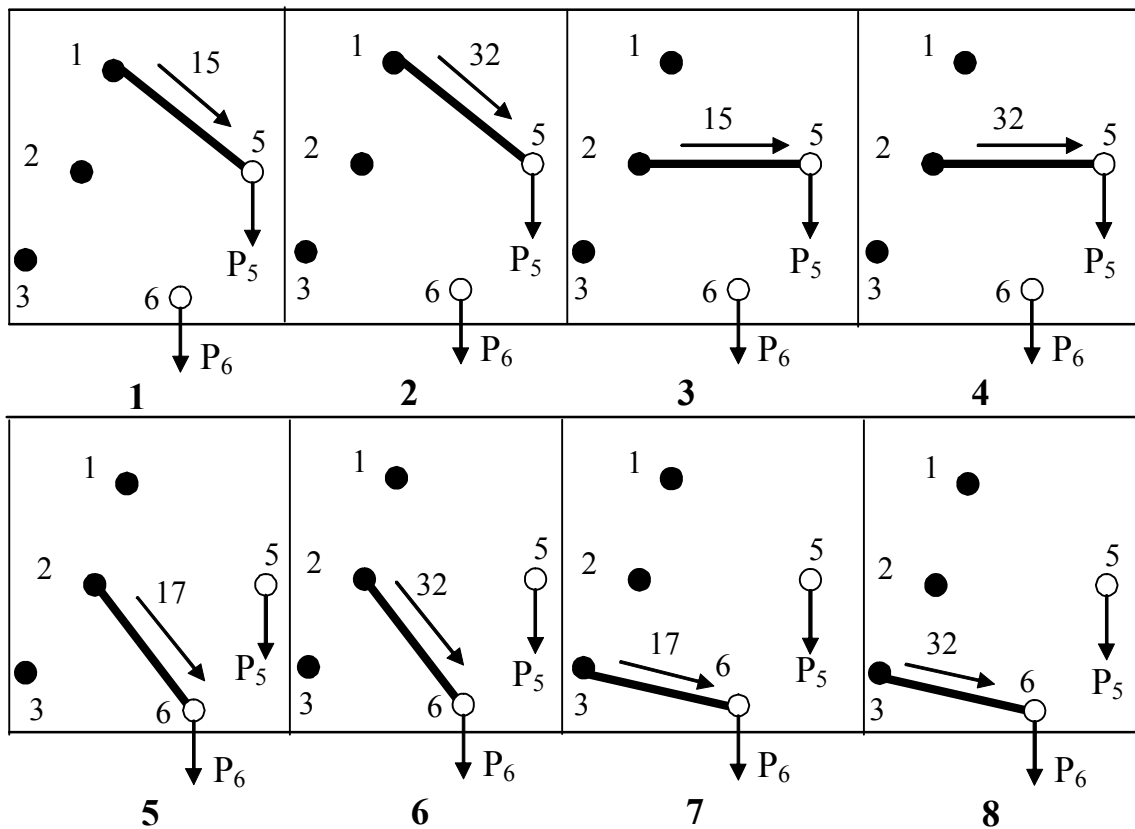


Рисунок 3.16 – Варіанти схем розвитку першого року

Другий крок. Для другого року, тобто для другого кроку, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому кроці. І так само для кожного варіанта другого року виконується обмеження за довжиною ліній (3.18). Варіанти другого року розвитку наведені в таблиці 3.12.

Таблиця 3.12 – Можливі варіанти розвитку електромережі для другого року

№ варіанта	Варіант розвитку ліній на 1-му кроці	Приріст довжини на 1-му кроці ΔL_1 , км	Сумарні витрати на 1-му кроці $z^{(1)}$, тис. у.о.	Варіанти розвитку ліній на 2-му кроці	Приріст довжини на 2-му кроці ΔL_2 , км	Сумарні витрати на 2-му кроці $z^{(2)}$, тис. у.о.	Сумарні витрати за 2 роки z^Σ , тис. у.о.
1			47,441	3-6	19	51,319	98,76
2	1-5	19	47,441	2-6	22	59,4	106,841
3			72,36	5-6	17	46,4	118,76
4			44,874	3-6	19	51,319	96,183
5	2-5	18	44,874	2-6	22	59,4	104,274
6			68,626	5-6	17	46,4	115,026
7			59,4	1-5	19	47,441	106,841
8	2-6	22	59,4	2-5	18	44,874	104,274
9			83,875	6-5	17	42,3	126,175
10			51,319	1-5	19	47,441	98,76
11	3-6	19	51,319	2-5	18	44,874	96,183
12			72,36	6-5	17	42,3	114,60

Аналіз таблиці 3.12 дозволяє обрати найкращий варіант розвитку електричної мережі, який ґрунтується на будівництві двох радіальних ліній (2-5 і 3-6) для електропостачання п'ятого і шостого вузлів навантажень. Цікаво, що при двох роках розвитку послідовність будівництва ліній не має значення, отже, коефіцієнт $E_{\text{нп}}$, який дозволяє накопичувати кошти від обертання позик тут не спрацьовує. Якщо ж розвиток електричних мереж здійснюється протягом трьох або більше років, то варто дорожчі лінії будувати під час подальших періодів.

Оскільки ніяких обмежень, пов'язаних з категорією споживачів, не було задано, одержане рішення з будівництва двох радіальних ліній і є оптимальним. Оптимальна схема розвитку наведена на рисунку 3.17.

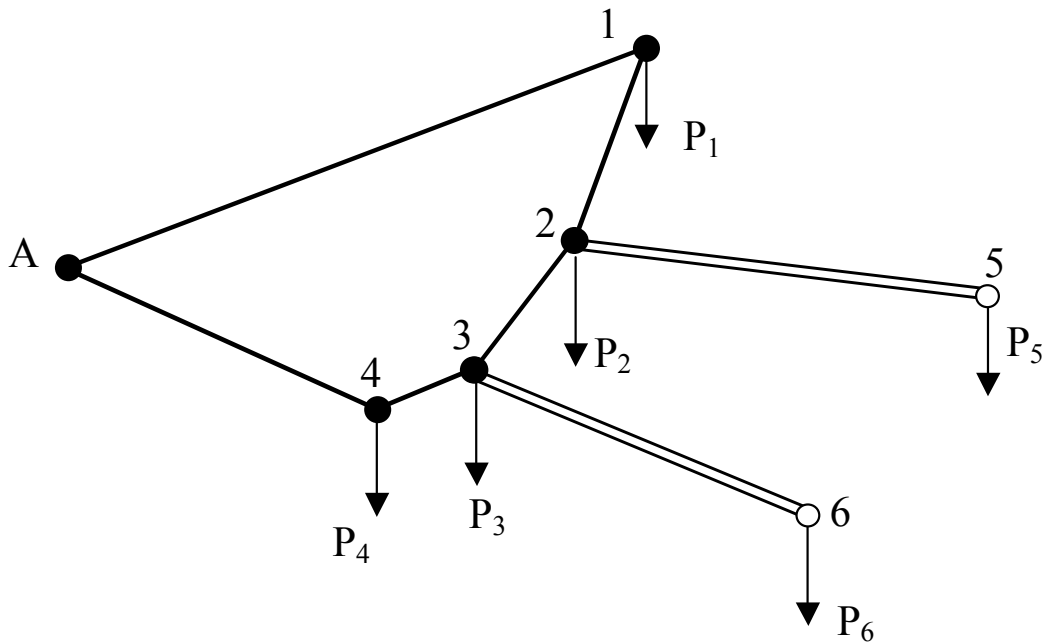


Рисунок 3.17 – Оптимальна схема розвитку

Отримана схема є оптимальною за критерієм динамічних витрат, проте у вказаному критерії не врахована надійність електропостачання. У курсовому проекті потрібно враховувати надійність електропостачання. Це можливо завдяки, наприклад, проектуванню дволанцюгових ліній електропередачі. Зрозуміло, що в цьому випадку заміна схеми має бути врахована і в капіталовкладеннях, і в щорічних витратах.

Контрольні запитання

1. За яких умов оптимізаційних розрахунків необхідно використовувати метод динамічного програмування?
2. Алгоритм методу динамічного програмування при визначенні оптимальної схеми розвитку ЕМ.
3. Вид математичної моделі при застосуванні методу динамічного програмування в ЕМ.
4. Як формується система обмежень для вибору оптимальної схеми ЕМ?
5. Що таке умовно-оптимальні рішення в методі динамічного програмування?
6. Область застосування методу динамічного програмування в енергетичних розрахунках.

3.5 Методи оцінки надійності при проектуванні розвитку підстанцій в електричних мережах

Розвиток підстанцій (ПС) в електричних мережах (ЕМ) пов'язаний з аналогічними проблемами розвитку ЕМ в цілому. Задачі розвитку ПС також багатоцільові, багатопараметричні і багатокритеріальні. Для розв'язання таких задач використовують сучасні математичні методи, що базуються на теоріях програмування, ймовірностей, нечітких множин, надійності і т.ін. [7, 8, 10, 11].

Застосування теорії надійності до розв'язання задач розвитку ПС настільки істотне, що не викликає сумніву. Адже саме ПС та ЛЕП забезпечують одну з найважливіших характеристик ЕЕС – надійність електропостачання або інакше надійність транспорту електричної енергії від джерел до споживачів. Тому розвиток ПС потрібно здійснювати з позицій забезпечення надійності:

- основного обладнання, тобто силових трансформаторів;
- схем розподільних установок всіх класів напруг;
- комутаційних апаратів;
- вимірювальних трансформаторів;
- струмоведучих частин;
- систем релейного захисту і автоматики;
- систем захисту від перенапруг;
- систем пожежобезпеки.

Вибір кількості та потужності силових трансформаторів

В практиці проектування електричних мереж вибір трансформаторів відносять до вибору основного обладнання трансформаторних підстанцій і його здійснюють на основі детального аналізу можливостей систематичних перевантажень трансформаторного обладнання знижувальних підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка, коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища [10, 17]. Проте, в курсовому проектуванні потужність трансформаторного обладнання на знижувальних підстанціях може бути вибрана з умови допустимого сорокавідсоткового перевантаження в післяаварійних режимах на термін максимального навантаження загальною добовою тривалістю не більше 6 годин протягом не більше 5 діб. Коефіцієнт заповнення добового графіка навантаження трансформатора (коефіцієнт навантаження) k_n у вказаних режимах не повинен бути більшим 0,75, а коефіцієнт початкового навантаження $k_{п.н}$ не повинен перевищувати 0,93. Оскільки виникнення післяаварійного режиму

розглядається в період проходження абсолютного річного максимуму навантаження, то аналіз заданого зимового добового графіка навантаження споживачів дозволяє встановити відповідність заданих умов вищевказаним (наприклад, якщо тривалість добового максимуму 2 год., що менше 6 год., то $k_n = 0,69 < 0,75$ та $k_{п.н} = 0,805 < 0,93$) та можливість використання принципу 40-відсоткового перевантаження при виборі трансформаторів на підстанціях мережі, яка проектується, тобто за умовою

$$S_{Т.НОМ} \geq P_{н.маx} / 1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n, \quad (3.20)$$

де $n_T \geq 2$ – кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції за умов забезпечення надійності.

Умова (3.20) в такому вигляді використовується у разі вибору потужності двообмоткових трансформаторів. У випадку встановлення триобмоткових трансформаторів або автотрансформаторів (АТ) вона перетворюється до вигляду

$$S_{Т.НОМ} \geq (S_{СНмаx} + S_{ННмаx}) / 1,4(n_T - 1), \quad (3.21)$$

де $S_{СНмаx}$, $S_{ННмаx}$ – максимальні повні потужності навантаження відповідно на стороні середньої (СН) та нижчої (НН) напруг.

Крім того, у випадку встановлення автотрансформаторів, номінальна потужність обмотки нижчої напруги яких $S_{НННОМ}$ відрізняється від номінальної потужності автотрансформатора $S_{АТНОМ}$ в α разів ($S_{НН.НОМ} = \alpha S_{АТ.НОМ}$; $\alpha < 1$), умова (3.21) повинна бути доповнена таким:

$$S_{АТ.НОМ} \geq S_{НН.НОМ} / \alpha. \quad (3.22)$$

Перевірка за умовою (3.20) здійснюється повторно у тих випадках, коли в результаті розрахунку режиму з'являється необхідність встановлення на стороні НН компенсувальних пристроїв.

Якщо в складі навантаження підстанції є споживачі першої категорії, то кількість трансформаторів, які встановлюються, повинна бути не менше двох. Встановлення трьох та більше трансформаторів дозволяє помітно знизити їх сумарну потужність порівняно зі встановленням двох трансформаторів, але витрати на підстанцію в цілому виявляються перевищеними внаслідок зростання питомих витрат (на 1 кВА) при зменшенні одиничної потужності трансформаторного обладнання. Тому встановлення на підстанціях більше двох трансформаторів або АТ застосовується лише в спеціальних випадках.

На підстанціях, які здійснюють електропостачання споживачів

другої та третьої категорій, допускається встановлення одного трансформатора за наявності в районі мережі централізованого пересувного трансформаторного резерву та можливості заміни пошкодженого трансформатора за час, не більший двох діб. Якщо відповідно до завдання лише 1 – 2 пункти споживання не мають споживачів першої категорії, то на стадії порівняння варіантів доцільно керуватися тими самими міркуваннями, що і у випадку проектування ліній електропередачі, тобто забезпеченням того ж рівня надійності електропостачання. Так, якщо прийнято рішення про живлення таких підстанцій за резервованою схемою, то доцільним є встановлення на них двох трансформаторів. Остаточне рішення про встановлення одного або двох трансформаторів приймається на основі результатів порівняння варіантів за техніко-економічними показниками. Потужність трансформатора на однострансформаторній підстанції вибирається за максимальним навантаженням пункту споживання.

Вибір схем електричних з'єднань підстанцій

Тип схеми на стороні вищої напруги (ВН) підстанції ПС визначається її категорією, призначенням та місцем розташування в електричній системі [10, 17]. Згідно із сучасною класифікацією всі ПС діляться на три категорії:

I – ПС 35–110 кВ, які споруджуються за схемами на стороні ВН з малою кількістю вимикачів одно- та двотрансформаторних ПС з кількістю високовольтних ліній (ВЛ) на ВН до 2 і на СН (якщо така є в наявності) – до 6;

II – прохідні (транзитні) ПС 110-500 кВ, переважно двотрансформаторні (можливе встановлення до 4 трансформаторів) з кількістю ВЛ на ВН до 4, на СН – до 10, з кількістю вимикачів на стороні ВН до 9 (в окремих випадках до 12);

III – потужні вузлові ПС системного призначення 330–750 кВ з числом АТ до 4, з числом ВЛ на ВН до 8, на СН – до 14 (в окремих випадках 2 СН).

На рівні курсового проектування, як правило, підстанції електричної мережі, що проектується, відносяться в основному до перших двох категорій. Обґрунтований вибір їхніх схем в загальному випадку є складною техніко-економічною задачею, розв'язування якої в кожному конкретному випадку вимагає врахування багатьох факторів, що виходить за рамки проекту. На сьогодні розроблено перелік типових схем підстанцій різних категорій [9, 15], з числа яких потрібно зробити вибір доцільних за технічними міркуваннями схем, без детальних техніко-економічних обґрунтувань. Нижче надається коротка характеристика тих схем ПС, які можуть бути використані в варіантах схем електричної мережі, що

проектується, а також на ВН конденсаційних електричних станцій (КЕС) та системних підстанцій.

В тих варіантах, де розглядається повністю або частково нерезервоване електропостачання пунктів зі споживачами 2-ї та 3-ї категорій, на стороні ВН можуть бути використані схеми, які відносяться до типу блочних і отримують живлення від тупикових повітряних ліній (ПЛ) або по відгалуженню від ПЛ транзитних.

При електропостачанні двотрансформаторних підстанцій за резервованими схемами для тупикових підстанцій використовується схема “два блоки з вимикачами та автоматичною перемичкою зі сторони трансформаторів”, в якій встановлюється вимикач з приводом двосторонньої дії. Відомо, що аварійність ПЛ вища, ніж в трансформаторах, тому така схема дозволяє підключити трансформатор, який працює в блоці з пошкодженою лінією, до лінії, яка залишилася робочою.

Аналогічна схема застосовується для підключення підстанції “на відпайках” до магістральної двоколової лінії. Секціонування ділянок цієї лінії здійснюється за рахунок встановлення на вході ВЛ роз’єднувачів. В цьому випадку при виході в ремонт будь-якого з кіл на будь-якій з ділянок можна зберегти нормальну схему на інших ділянках.

На підстанціях кільцевої мережі використовується схема містка з вимикачем в перемичці і з вимикачами в колах трансформаторів. При ревізії або ремонті вимикача він шунтується “ремонтною перемичкою” з двох роз’єднувачів, яка дозволяє зберегти кільце в замкнутому стані. Якщо від підстанції, яка живиться по двох ПЛ, відходить одна радіальна лінія, то вона комутується за схемою подвійного містка. Подальшим розвитком останньої схеми є потрійний місток (з трьома вимикачами в перемичці), який використовується в тих випадках, коли на шинах підстанції є транзитний перетік потужності і від неї відходить двоколова тупикова ПЛ.

Для потужних підстанцій 220–500 кВ, які віддають потужність в мережі СН та НН, рекомендується схема чотирикутника, а за наявності транзиту потужності (4 ПЛ ВН) – схема розширеного чотирикутника.

За кількості приєднань на стороні ВН більше шести при напругах 110–220 кВ використовується типова схема з одною робочою системою шин, що секціонована вимикачем (СВ), і обхідною. Подання напруги на останню систему шин здійснюється при увімкненні обхідного вимикача (ОВ) при аварійному відключенні або виведенні в ремонт однієї із секцій робочої системи шин.

Для відкритих розподільних установок ВРУ 500 кВ КЕС рекомендується використовувати схему "3/2", а на системних підстанціях схеми з’єднань умовно подаються у вигляді подвійної системи шин з приєднанням кожної ПЛ через 2 вимикачі.

Схеми підстанцій з автотрансформаторами і триобмотковими трансформаторами на стороні СН визначаються кількістю ПЛ, які відходять. Так, наприклад, при двох ПЛ на стороні 220 кВ доцільно використовувати схему чотирикутника. При парній кількості ліній, які відходять (від 4 до 10), в проекті на стороні СН таких підстанцій рекомендується застосовувати одинарну секціоновану систему шин з вимикачами в ланцюгах автотрансформаторів (триобмоткових трансформаторів).

Така сама схема рекомендується і на стороні НН всіх підстанцій, оскільки питання обмеження струмів к.з. (застосування одинарних або подвійних реакторів, трансформаторів з розщепленою обмоткою НН) в проекті електричної мережі детально не розглядаються. В тих випадках, коли обрані трансформатори мають розщеплену обмотку НН (наприклад, трансформатори типу ТРДН), на схемах вони умовно подаються увімкненими паралельно. При зображенні схем на стороні 10 кВ слід мати на увазі, що всі комплектні трансформаторні підстанції блочного типу (КТПБ) обов'язково комплектуються комплектними розподільними установками (КРУ).

Наявність в автотрансформаторах регулювальних пристроїв під навантаженням (РПН) на стороні СН в деяких випадках необхідна для забезпечення незалежності регулювання напруги на шинах СН і НН при встановленні лінійних регулювальних трансформаторів (ЛРТ), які вмикаються в блоці з обмоткою НН автотрансформатора.

При встановленні на потужних підстанціях синхронних компенсаторів (СК), які мають автоматичні регулятори збудження, останні забезпечують підтримку напруги на шинах 10 кВ відповідно до принципу зустрічного регулювання, у зв'язку з чим у застосуванні лінійних регулювальних трансформаторів (ЛРТ) немає необхідності. При увімкненні на шини 10 кВ комплектних конденсаторних установок (ККУ), які забезпечують, як правило, компенсацію лише частини реактивного навантаження даної підстанції, необхідність застосування ЛРТ зберігається.

Для завершення слід відзначити, що існуюча в світовій практиці, прогресивна тенденція полягає в заміні відокремлювачів в колах трансформаторів і в схемах підстанцій на вимикачі навантаження, розраховані на відключення робочих струмів, а не тільки струмів холостого ходу. Окрім цього, все більше в колах ПЛ і трансформаторах починають застосовувати роз'єднувачі з дистанційним приводом, які включені в цикл автоматики. Застосування цих комутаційних апаратів в ряді схем слід виконувати відповідно до рекомендацій, викладених в [12, 15, 17].

3.6 Оцінка надійності схем електричних з'єднань розподільних установок

Оцінка надійності схем РУ полягає у визначенні математичних сподівань кількості вимкнень (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РУ, та розподілення РУ на електрично непов'язані частини, а також тривалостей вимушеного простоювання елементів, що вимкнулись, або роботи з розподіленням РУ внаслідок відмов як вимикачів РУ, так і самих комутованих елементів в нормальному та ремонтному режимах роботи РУ. Нижче наведено формалізований метод розрахунку вказаних показників надійності РУ, що полягає в таблично-логічному аналізі можливих аварійних ситуацій [7, 8].

Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РУ та елементів, що комутуються в РУ – ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів – T_B (год), періодичність m (1/рік) та тривалість планових ремонтів – T_{Π} (год), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, – T_0 (год) та час вимкнення (ввімкнення) роз'єднувача – T_p (год).

Розрахунок виконується на основі спеціальної таблиці, наприклад, таблиці 3.13, яка побудована до рисунку 3.18, де в лівому стовпці виписані елементи i , тобто вимикачі та відповідні параметри потоку їх відмов, а в верхньому рядку – вимикачі, що ремонтують та відповідні їм коефіцієнти режимів роботи РУ – K_j , що розраховуються за формулою:

$$K_j = K_{\Pi} = mT_{\Pi} / 8760. \quad (3.23)$$

Нормальному режиму роботи РУ відповідає номер 0 і коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (3.24)$$

де n – кількість вимикачів в РУ.

Для кожного сполучення i, j (при $i = 1, \dots, n$ і $j = 0, 1, \dots, n$) виконується оцінка наслідків відмови i -го вимикача в j -му режимі іншого вимикача, а саме, знаходяться елементи, які відключаються (генератори, трансформатори, лінії), можливість розділення РУ на електрично непов'язані частини. Потім розраховується математичне сподівання такої відмови (1/рік):

$$\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j \quad (3.25)$$

та тривалість вимушеного простоювання вимкнених елементів або роботи з розділенням РУ (год.), що визначається часом, необхідним для перемикачів в РУ, за формулою:

$$T = T_0 + T_p n_p, \quad (3.26)$$

де n_p - кількість роз'єднувачів, які повинні бути вимкнені (ввімкнені) для відокремлення пошкодженого вимикача і введення тимчасово вимкнених елементів в роботу;

або час одночасного простоювання вимикача, що відмовив, та вимикача, який знаходиться в плановому ремонті за формулою:

$$T_{B2;П1} = T_{B2} - \frac{(T_{B2})^2}{2T_{П1}}. \quad (3.27)$$

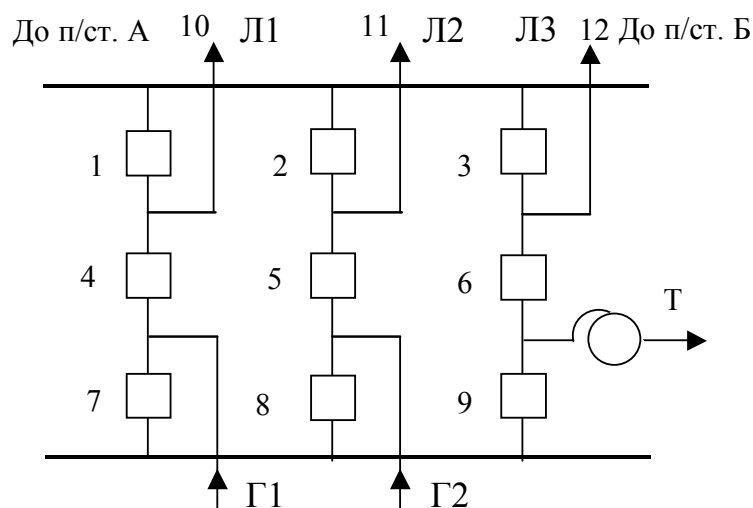


Рисунок 3.18 – Схема РУ 3/2 вимикача на одне приєднання

Для прикладу взято, що $T_{П1} = 500$ год., $T_{B2} = 250$ год. Результати оцінки наслідків відмов та розрахунки показників надійності записуються в три рядки комірок на перетині i -го рядка та j -го стовпця. При цьому вимкнені елементи записують своїми шифрами з номерами, а розділення позначається шифром Д з індексом залежно від його виду.

Якщо скласти разом математичні сподівання відмов, то можна зробити за формою таблиці 3.14 вибірку, яка характеризує надійність роботи РУ за інтегральним показником надійності. Об'єм вибірки може бути різним залежно від мети дослідження надійності РУ, наприклад, оцінки числа відключень генераторів, розривів зв'язків з приймальними системами та джерелами живлення, кількості та величин накидів

Таблиця 3.13 – Форма логічного аналізу надійності РУ

№ варіанта	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов ω_i , 1/год	Елементи, які вимикаються, математичне сподівання кількості відмов і тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнти режиму K_i										
			-	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	
			0,847	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017
			Для порядкового номера режиму K_i										
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1	B1	0,039	Л1 0,0330 0,5	-	Л1 0,0007 0,5	Л1 0,0007 0,5	Л1 0,0007 0,188	Л1; Л2 0,0007 0,5	Л1; Л3 0,0007 0,5	Л1; Г1 0,0007 0,5	Л1; Д ² 0,0007 0,5	Л1; Д ³ 0,0007 0,5	
2	B2	0,039	Л2 0,0330 0,5	Л2 0,0007 0,5	-	Л2 0,0007 0,5	Л1; Л2 0,0007 0,5	Л2 0,0007 188	Л2; Л3 0,0007 0,5	Л2; Д ¹ 0,0007 0,5	Л2; Г2 0,0007 0,5	Л2; Д ³ 0,0007 0,5	
3	B3	0,039	Л3 0,0330 0,5	Л3 0,0007 0,5	Л3 0,0007 0,5	-	Л1; Л3 0,0007 0,5	Л2; Л3 0,0007 0,5	Л3 0,0007 188	Л3; Д ¹ 0,0007 0,5	Л3; Д ² 0,0007 0,5	Л3; Т 0,0007 0,5	

Продовження таблиці 3.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
4	B4	0,039	Л1; Г1 0,0330 0,5	Л1; Г1 0,0007 188; 0,5	Л1; Г1 0,0007 0,5	Л1; Г1 0,0007 0,5	-	Л1; Г1 0,0007 0,5	Л1; Г1 0,0007 0,5	Л1; Г1 0,0007 0,5;188	Л1; Г1 0,0007 0,5	Л1; Г1 0,0007 0,5
5	B5	0,039	Л2; Г2 0,0330 0,5	Л2; Г2 0,0007 0,5	Л2; Г2 0,0007 188 0,5	Л2; Г2 0,0007 0,5	Л2; Г2 0,0007 0,5	-	Л2; Г2 0,0007 0,5	Л2; Г2 0,0007 0,5	Л2; Г2 0,0007 0,5;188	Л2; Г2 0,0007 0,5
6	B6	0,039	Л3; Т 0,0330 0,5	Л3; Т 0,0007 0,5	Л3; Т 0,0007 0,5	Л3; Т 0,0007 188; 0,5	Л3; Т 0,0007 0,5	Л3; Т 0,0007 0,5	-	Л3; Т 0,0007 0,5	Л3; Т 0,0007 0,5	Л3; Т 0,0007 0,5;188
7	B7	0,024	Г1 0,0203 0,5	Г1; Л1 0,0004 0,5	Г1; Д ² 0,0004 0,5	Г1; Д ³ 0,0004 0,5	Г1 0,0004 188	Г1; Г2 0,0004 0,5	Г1; Т 0,0004 0,5	-	Г1 0,0004 0,5	Г1 0,0004 0,5
8	B8	0,024	Г2 0,0203 0,5	Г2; Д ¹ 0,0004 0,5	Л2; Г2 0,0004 0,5	Г2; Д ³ 0,0004 0,5	Г2; Г1 0,0004 0,5	Г2 0,0004 188	Г2; Т 0,0004 0,5	Г2 0,0004 0,5	-	Г2 0,0004 0,5
9	B9	0,024	Т 0,0203 0,5	Т; Д ¹ 0,0004 0,5	Т; Д ² 0,0004 0,5	Л3; Т 0,0004 0,5	Г1; Т 0,0004 0,5	Г2; Т 0,0004 0,5	Т 0,0004 188	Т 0,0004 0,5	Т 0,0004 0,5	-

потужності на електропередачі та таке інше. Для порівняння варіантів схем РУ вибірка має бути повною. В результаті повної вибірки визначається коефіцієнт вимушеного простоювання або математичне сподівання збитку в цілому для схеми РУ.

Таблиця 3.14 – Вибірка характеристик надійності

Наслідки відмов	Сполучення i, j	Математичне сподівання відмов ω , 1/рік.	Коефіцієнт вимушеного простоювання K_B , 10^{-6} в.о.
Відключення двох генераторів	7,5; 8,4	0,0008	0,046
Розрив зв'язку з підстанцією А	1,5; 2,4	0,0014	0,080
Відключення Л1 та Л3 чи Л2 та Л3	1,6; 2,6; 3,4; 3,5	0,0028	0,160
Відключення автотрансформатора Т	3,9; 6,0-6,9; 7,6; 8,6; 9,0-9,8; 12,9	0,0808	27,9

В таблицях 3.13 та 3.14 наведені результати аналізу та розрахунку надійності РУ при раптових відмовах вимикачів та ліній електропередачі.

Час вимушеного простоювання елементів, які вимикаються при відмовах вимикачів чи ліній, визначається або часом, необхідним для відокремлення вимикача, що відмовив, чи лінії за формулою (3.26), або тривалістю одночасного простоювання вимикача, що відмовив, та вимикача, що знаходиться в плановому ремонті, за формулою (3.27). При розрахунках часу, необхідного для відокремлення вимикачів, що відмовили, чи лінії взято $T_0 = 0,3$ год. Вимикач, що відмовив, відокремлюється двома роз'єднувачами, лінія – одним; час вимкнення роз'єднувача $T_p = 0,1$ год.

В комірках таблиці 3.13, де вказані дві тривалості вимушеного простоювання, перша відповідає тривалості сумісного ремонту двох сусідніх вимикачів, друга – тривалості поновлення роботи схеми РУ.

В таблиці 3.14 виділені лише відмови з відключенням двох генераторів з розривом зв'язку з підстанцією А, з одночасним відключенням лінії Л3 і однієї з ліній Л1 чи Л2, а також з відключенням автотрансформатора.

Загалом слід відмітити деякі припущення, що прийняті в запропонованому методі та розглянутому прикладі.

1. Відмови вимикачів частково є наслідком КЗ на лініях електропередачі. Окреме врахування відмов ліній та відмов вимикачів

призводить до деякого завищення кількості простоювань ліній, однак несуттєвого, тому що параметр потоку відмов вимикачів на порядок менший параметра потоку відмов ліній.

2. Плановий ремонт збірних шин не враховується в розглянутому прикладі, тому що коефіцієнт відповідного режиму досить малий ($<0,001$).

Для схем РУ з двома системами збірних шин і з одним вимикачем на приєднання необхідне додаткове врахування одночасних відмов обох систем збірних шин відповідно до рекомендацій щодо кількісних показників надійності та планових ремонтів.

3. Коефіцієнти ремонтних режимів РУ визначені без врахування вимушених простоювань (ремонтів) вимикачів. Якщо час вимушеного простоювання вимикача за рік порівнянний з часом його планового ремонту, то коефіцієнти ремонтних режимів повинні визначатися за формулою:

$$K_{\Pi} = \frac{\omega T_{\text{В}} + m T_{\text{П}}}{8760}. \quad (3.28)$$

4. Зазвичай плановий ремонт вимикачів генераторів (блоків) проводиться одночасно з ремонтом турбогенераторів. Тому в таких ремонтних режимах відключення генераторів, що приєднані до вимикача, який ремонтується, можна не враховувати при аналізі надійності схем РУ.

3.7 Застосування САПР для вибору схеми розподільних установок системних підстанцій

САПР розподільних установок системних підстанцій і РУ станцій базується на програмному комплексі, моделі для якого побудовані і реалізовані на основі таблично-логічного методу оцінки надійності схем. Під час розрахунку основної складової математичного сподівання збитку від недовідпуску електроенергії споживачам $M(3)$, програмний комплекс виконує значну кількість розрахунків та маніпулює великою кількістю даних. Тому для коректної та повноцінної його роботи персональний комп'ютер, на який він встановлюється, має задовольняти такі технічні вимоги (рекомендовано):

1. Процесор Pentium II - 500 МГц та вище (мінімально Pentium – 400 МГц);
2. Оперативна пам'ять 128 МБ (мінімально 64 МБ);
3. Обсяг вільного місця на жорсткому диску не менше 20 МБ;
4. Відеоадаптер та монітор, що забезпечують відображення графіки з роздільною здатністю 800×600 dpi;
5. Дисковод для гнучких дисків 3.5”;
7. Операційна система Windows 95, 98, 2000.

Формування розрахункової схеми РУ та введення вхідних даних

Процес формування схеми РУ відбувається за допомогою графічних можливостей програми. Програма складається з двох вікон, кожне з яких має своє призначення. Зовнішній вигляд програми поданий на рисунку 3.19.

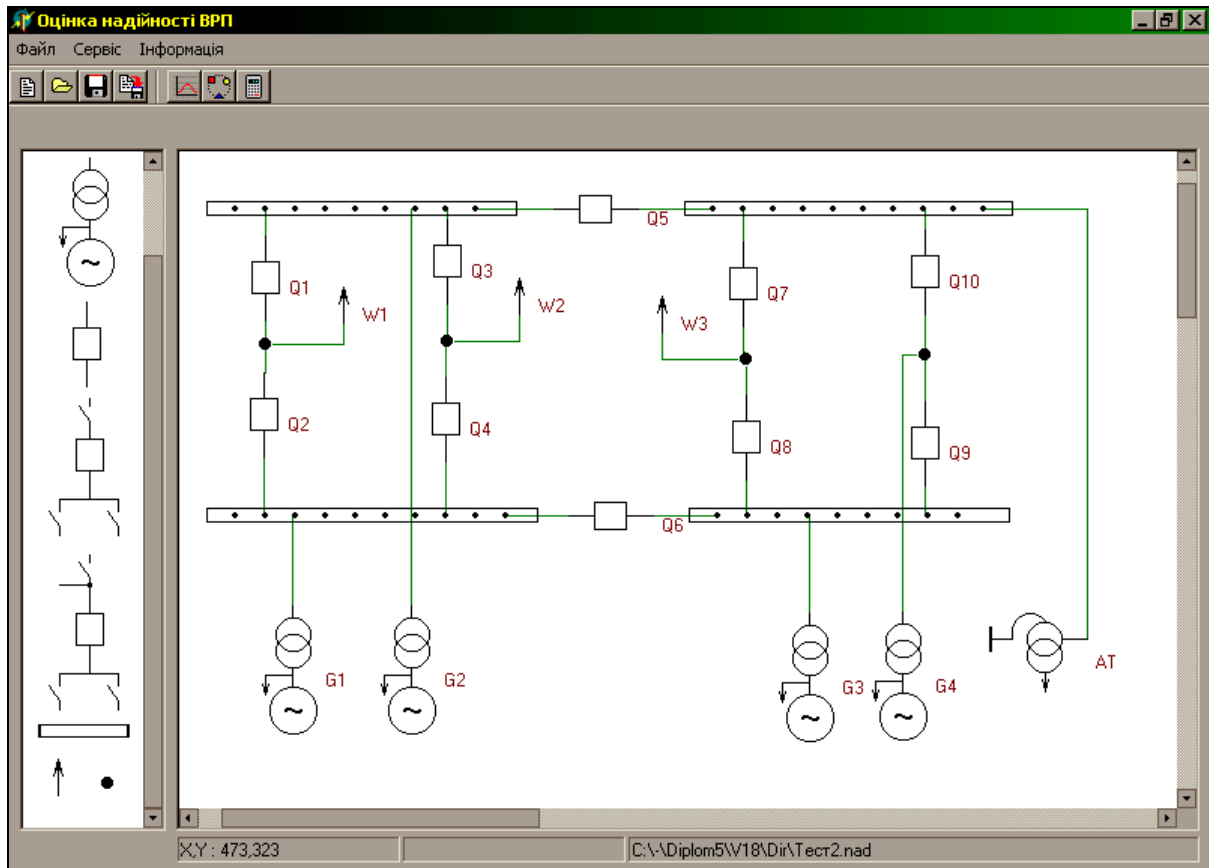


Рисунок 3.19 – Головне вікно програми

В першому вікні розташовані всі основні елементи, за допомогою яких можна формувати схему РУ. Друге вікно необхідне для безпосереднього відображення схеми.

Основні комбінації клавіш, які використовуються в програмі.

Для того щоб перенести відповідний об'єкт з першого вікна в вікно, де відбувається формування схеми, потрібно:

- навести “мишу” на потрібний елемент;
- натиснути ліву кнопку “миші” і не відпускати її;
- виконати переміщення об'єкта в потрібне місце головного вікна програми.

При подвійному натисканні лівої кнопки “миші” на елементі, з'являється вікно. В цьому вікні відображаються відповідні параметри,

властиві даному об'єкту (рисунок 3.20).

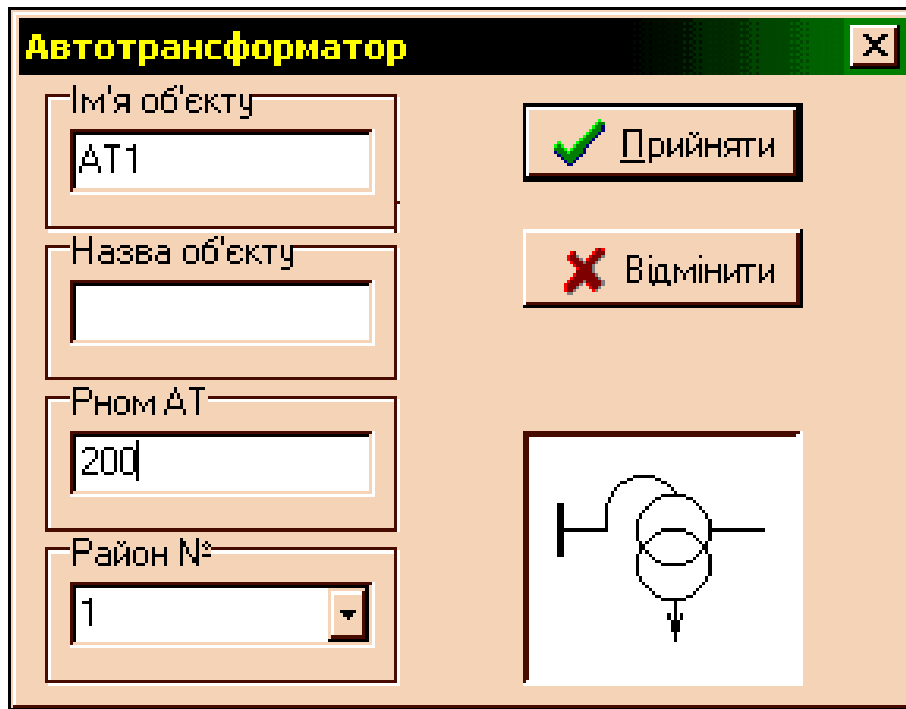


Рисунок 3.20 – Зовнішній вигляд вікна опцій об'єкта

Будь-який елемент в головному вікні програми, крім “шини”, можна обертати проти годинникової стрілки на 90^0 . Для цього потрібно один раз натиснути на праву кнопку “миші”, безпосередньо навівши її на об'єкт.

Довжину елемента “шина”, можна змінювати за допомогою “миші”, для цього потрібно виконати такі дії:

- встановити “мишу” в крайнє праве положення “шини”;
- натиснути ліву кнопку “миші” і не відпускати її;
- виконувати горизонтальне переміщення “миші”, тим самим встановивши необхідну довжину “шини”.

Кожен елемент включає в себе задану кількість контактів. “Шина” може змінювати як свою довжину, так і кількість контактів. Контакт служить для з'єднання двох об'єктів між собою (рисунок 3.21). Він зображається червоною точкою, яка загоряється при наведенні “миші” на нього.

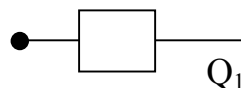


Рисунок 3.21– Зовнішній вигляд контакту

Візуально процеси з'єднання відображаються за допомогою “з'єднань” (рисунок 3.22), які складаються з вертикальних і горизонтальних ліній зеленого кольору.

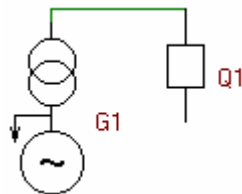


Рисунок 3.22 – Зовнішній вигляд з'єднання

Для того щоб з'єднати елементи, потрібно:

- навести “мишу” на контакт визначеного елемента;
- натиснути ліву кнопку “миші” і не відпускати її;
- виконати переміщення “миші”. При цьому від даного контакту до курсору “миші” з'являється лінія червоного кольору.
- навести “мишу” на потрібний контакт і відпустити кнопку.

Використовуючи всі необхідні комбінації клавіш, в кінцевому рахунку відтворюють потрібну схему РУ (рисунок 3.19).

Детальний опис подання графічних елементів програми

1. Автотрансформатор. Зовнішній вигляд автотрансформатора поданий на рисунку 3.23.

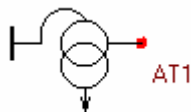


Рисунок 3.23 – Зовнішній вигляд автотрансформатора з його контактом

Для автотрансформатора існують наступні опції (рисунок 3.24):

Автотрансформатор ✕

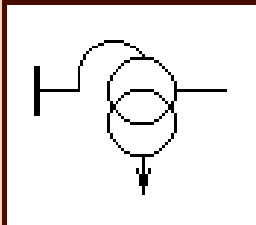
<p>Ім'я об'єкту <input style="width: 90%;" type="text" value="AT1"/></p>	<p><input checked="" type="checkbox"/> Прийняти</p>
<p>Назва об'єкту <input style="width: 90%;" type="text" value="ЗвАО ДЦТН 333/7"/></p>	<p><input checked="" type="checkbox"/> Відмінити</p>
<p>Рном АТ <input style="width: 90%;" type="text" value="999"/></p>	
<p>Район № <input style="width: 90%;" type="text" value="1"/></p>	

Рисунок 3.24 – Вікно опцій автотрансформатора

- Ім'я об'єкта. Тут вказують ім'я, під яким в подальших розрахунках буде відображатись інформація про цей об'єкт.
- Назва об'єкта. Тут пропонують інформацію, яка буде зображатись з правого боку об'єкта. Це може бути тип обладнання чи якась інша інформація (рисунок 3.25).




Рисунок 3.25 – Відображення назви об'єкта

- Потужність автотрансформатора ($P_{\text{ном}} \text{ АТ}$). В цій опції необхідно задати номінальну потужність автотрансформатора.
- Район №. Тут необхідно задати до якого району приєднані "шини" середньої напруги автотрансформатора, це може бути перший або другий район (рисунок 3.26).

Рисунок 3.26 – Вікно опцій автотрансформатора (вибір району)

Натиснувши кнопку , можна підтвердити правильність

введення інформації, а натиснувши кнопку , змінену інформацію відміняють.

2. Генератор. Зовнішній вигляд генератора зображений на рисунку 3.27.

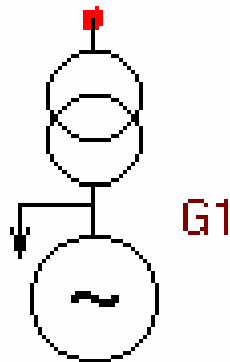


Рисунок 3.27 – Зовнішній вигляд генератора з його контактом

Генератор має такі опції (рисунок 3.28):

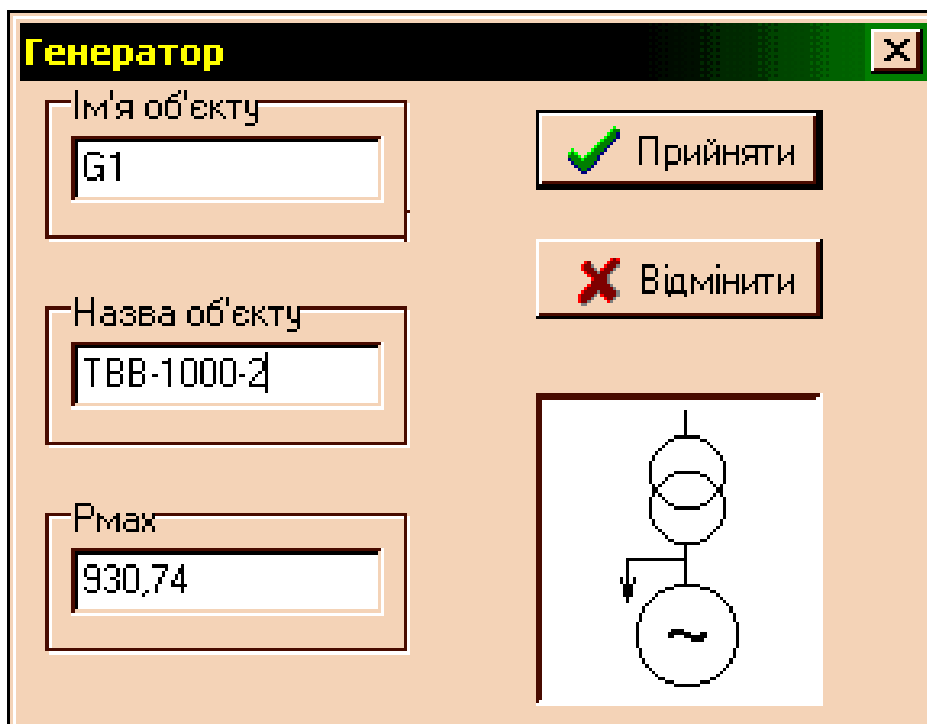
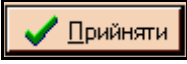

The image shows a software dialog box titled 'Генератор' (Generator). It has three input fields on the left: 'Ім'я об'єкту' (Object name) with the value 'G1', 'Назва об'єкту' (Object name) with the value 'ТВВ-1000-2', and 'Pmax' with the value '930,74'. On the right side, there are two buttons: 'Прийняти' (Accept) with a green checkmark icon, and 'Відмінити' (Cancel) with a red 'X' icon. At the bottom right, there is a preview window showing the generator symbol from Figure 3.27.

Рисунок 3.28 – Вікно опцій генератора

– Ім'я об'єкта. Тут пропонують ім'я, під яким в подальших розрахунках буде відображатись інформація про цей об'єкт.

– Назва об'єкта. Тут вказують інформацію, яка буде зображатись з правого боку об'єкта. Це може бути тип обладнання чи якась інша інформація.

– P_{max} . В цій опції необхідно задати максимальну потужність генератора.

Натиснувши кнопку , можна підтвердити правильність введення інформації, а натиснувши кнопку  - можна відмінити інформацію.

3. Лінія електропередач (ЛЕП). Зовнішній вигляд ЛЕП подано на рисунку 3.29.

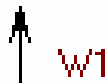


Рисунок 3.29 – Зовнішній вигляд ЛЕП з її контактом

ЛЕП має такі опції (рисунок 3.30):

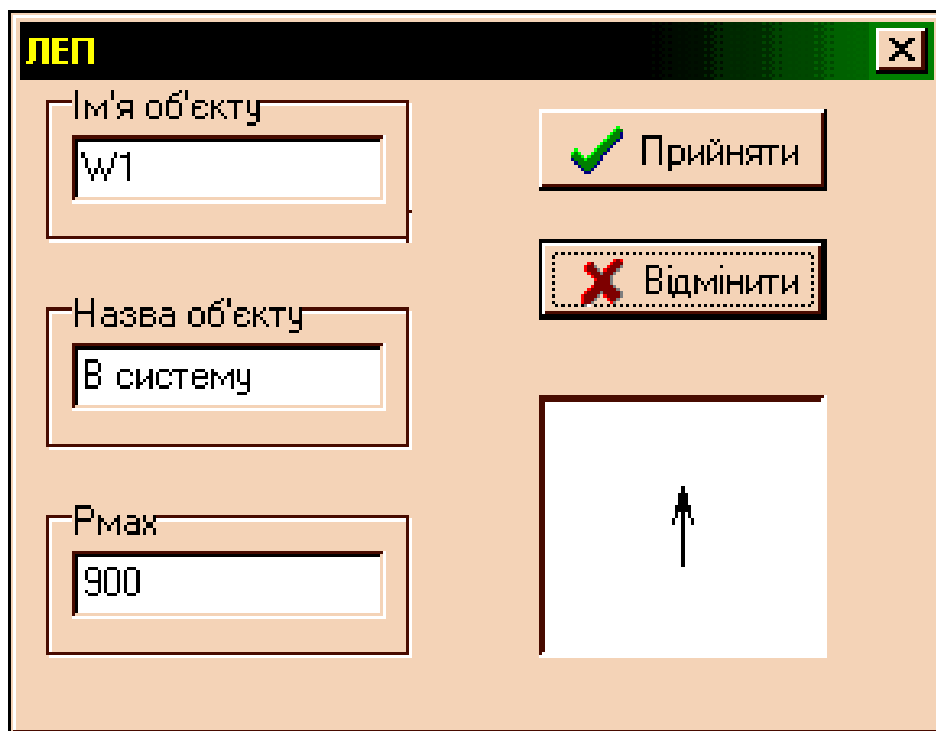


Рисунок 3.30 – Вікно опцій ЛЕП

– Ім'я об'єкта. Тут записують ім'я, під яким в подальших розрахунках буде відображатись інформація про цей об'єкт.

– Назва об'єкта. Тут задається інформація, яка буде зображатись з

правого боку об'єкта. Це може бути тип обладнання, чи якась інша інформація.

- Рмах. В цій опції необхідно задати пропускну спроможність ЛЕП.

Натиснувши кнопку , можна підтвердити правильність введення інформації, а інакше – .

4. "Шина" і вузол мають багато подібного, оскільки виконують однакові функції, але відрізняються кількістю контактів. Шина має змінну кількість контактів, а вузол тільки 4. До шини чи вузла можна приєднувати тільки один елемент, не враховуючи вимикачів. Зовнішній вигляд шини і вузла зображено на рисунку 3.31.



Рисунок 3.31 – Зовнішній вигляд шини (зліва) і вузла (справа) з їхніми контактами

Шина і вузол мають такі опції (рисунки 3.32):

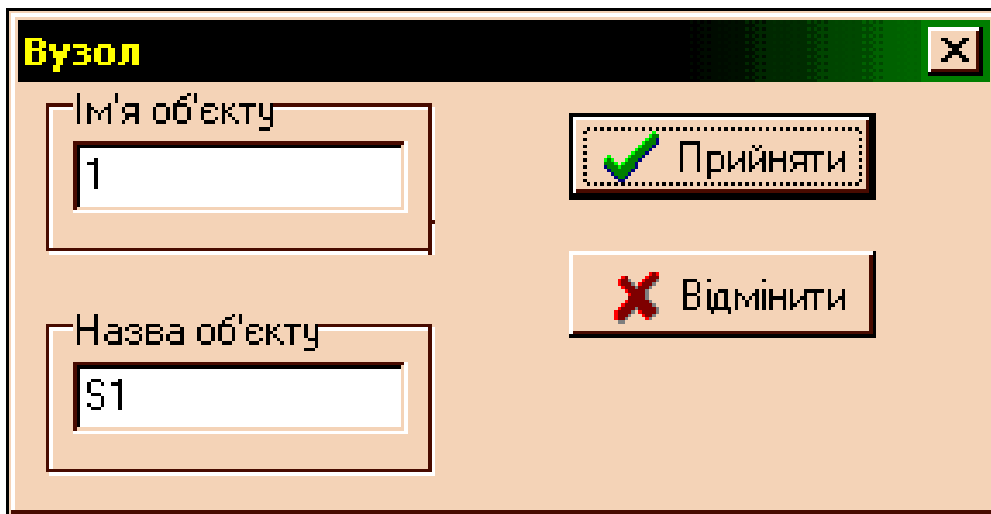
Вікно опцій має заголовок "Вузол" та кнопку закриття. У вікні є два текстові поля: "Ім'я об'єкта" з введеним значенням "1" та "Назва об'єкта" з введеним значенням "S1". На правій стороні вікна розташовані дві кнопки: "Прийняти" (з зеленою галочкою) та "Відмінити" (з червоною хрестиком).

Рисунок 3.32 – Вікно опцій шини і вузла

- Ім'я об'єкта. Тут вказують ім'я, під яким в подальших розрахунках буде відображатись інформація про цей об'єкт.

- Назва об'єкта. Тут подають інформацію, яка буде зображатись з правого боку об'єкта. Це може бути тип обладнання, чи якась інша інформація.

- Натискаючи кнопку , можна підтвердити правильність введення інформації, а інакше – .

5. Вимикач. В програмі є три типи вимикачів. Це виконано для того, щоб спростити процес створення схеми і додати деякі додаткові можливості.

Розглянемо детально кожен тип вимикача.

а) перший тип має такий вигляд (рисунок 3.33):

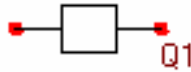


Рисунок 3.33 – Зовнішній вигляд вимикача першого типу зі своїми контактами

Цей вимикач може використовуватись для формування схем таких як 3/2, 4/3, багатокутник, може виступати в ролі секційного вимикача і т. ін.

Вимикач має опції, які показано на рисунку 3.34.

– Ім'я об'єкта. Тут вказують ім'я, під яким в подальших розрахунках буде відображатись інформація про цей об'єкт.

– Назва об'єкта. Тут пропонують інформацію, яка буде зображатись з правого боку об'єкта. Це може бути тип обладнання чи якась інша інформація.

– Стан. За допомогою цієї опції можна вимкнути вимикач (рисунок 3.35). Вимкнувши вимикач, можна забезпечити розрив в схемі. При цьому в процесі розрахунків інформація про цей вимикач відображатись не буде.

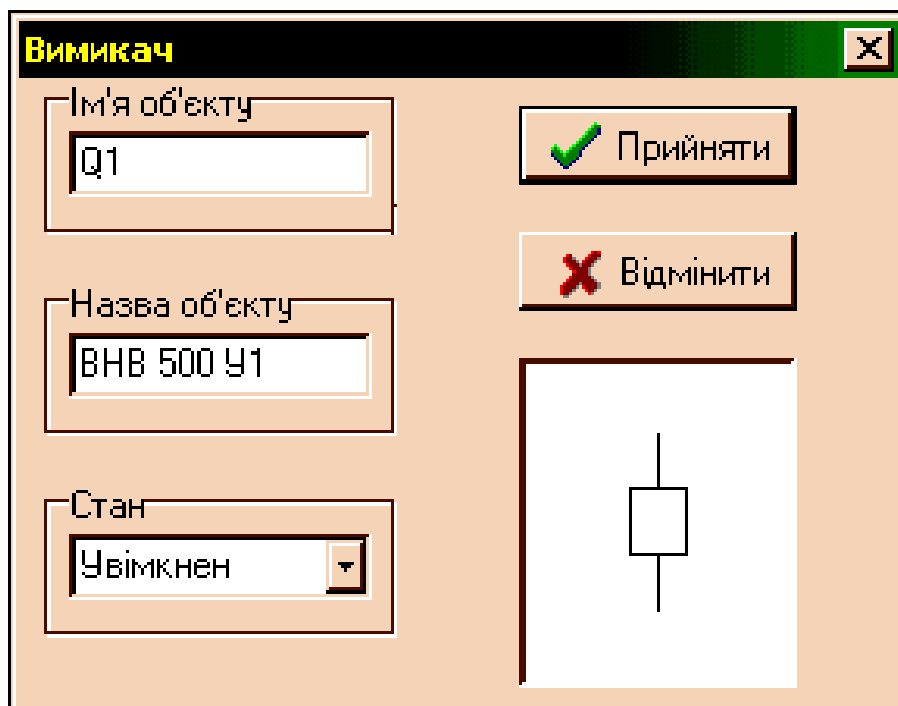


Рисунок 3.34 – Вікно опцій вимикача першого типу

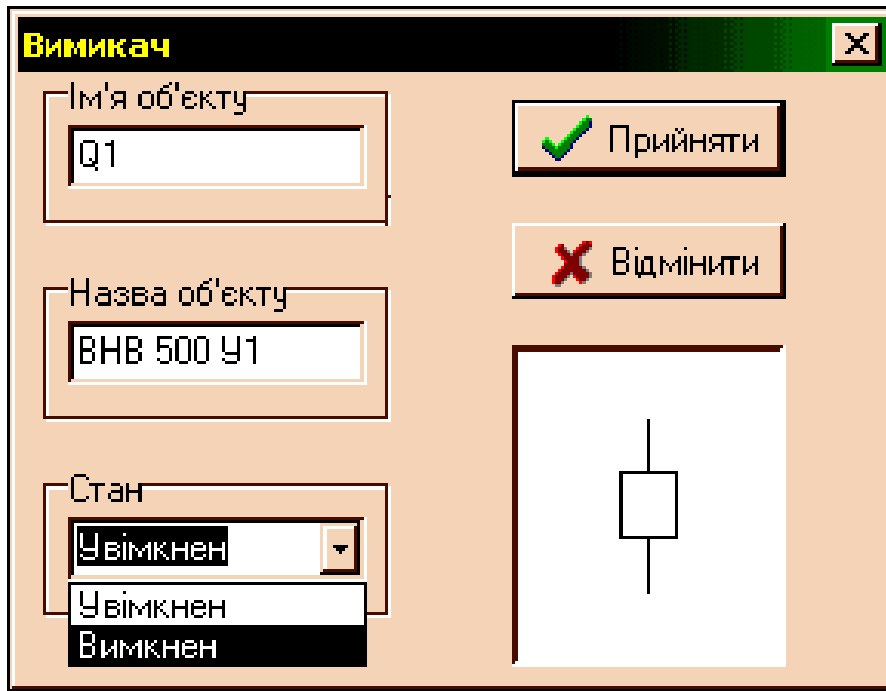


Рисунок 3.35 – Вікно опцій вимикача (встановлення стану)

б) другий тип має такий вигляд (рисунок 3.36):

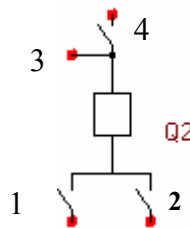


Рисунок 3.36 – Зовнішній вигляд вимикача другого типу зі своїми контактами

Цей вимикач може використовуватись для формування схем таких, як дві системи шин з обхідною.

Контакт №1 і №2 підключаються до робочих шин, контакт №4 підключають до обхідної шини, а №3 до іншого об'єкта. За допомогою опцій вимикача можна встановити, на яку шину буде працювати вимикач.

Вимикач має такі опції (рисунок 3.37):

– Ім'я об'єкта. Тут вказують ім'я, під яким в подальших розрахунках буде відобразитись інформація про цей об'єкт.

– Назва об'єкта. Тут подають інформацію, яка буде зображатись з правого боку об'єкта. Це може бути тип обладнання чи якась інша інформація.

– Стан. За допомогою цієї опції можна відключити вимикач (рисунок 3.35). Вимкнувши вимикач, можна забезпечити розрив в схемі. При цьому в процесі розрахунків інформація про цей вимикач відобразиться не буде.

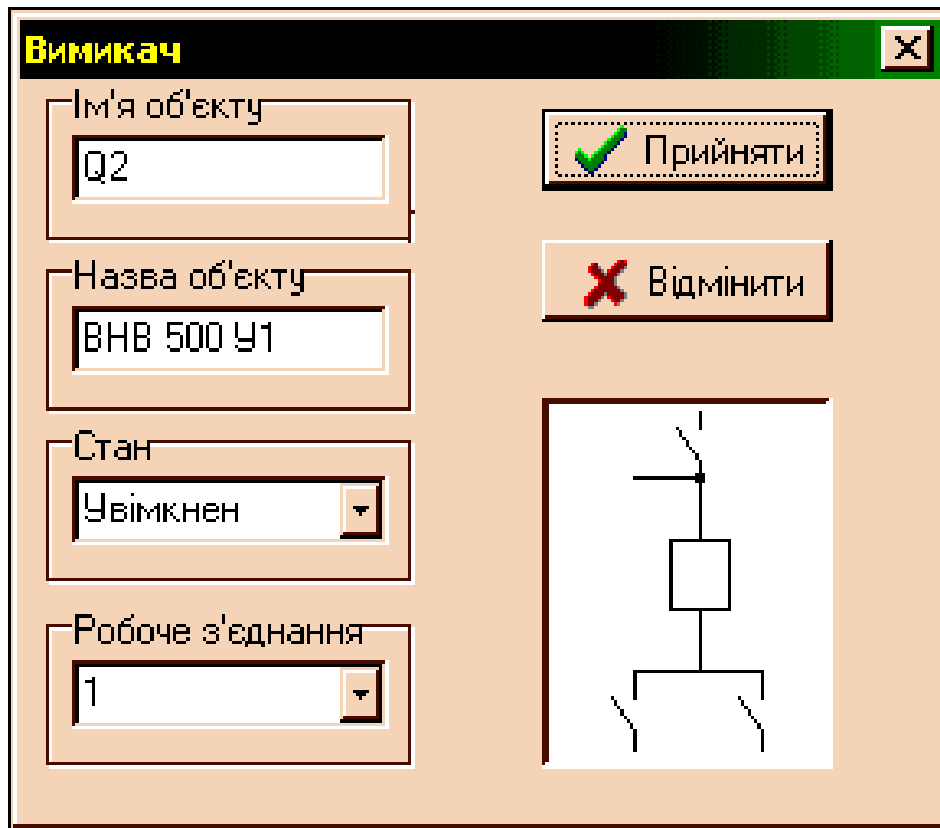


Рисунок 3.37 – Вікно опцій вимикача другого типу

– Робоче з'єднання. Ця опція дає можливість встановити, на яку "шину" буде працювати вимикач. Це можна побачити через положення роз'єднувачів (рисунок 3.38).

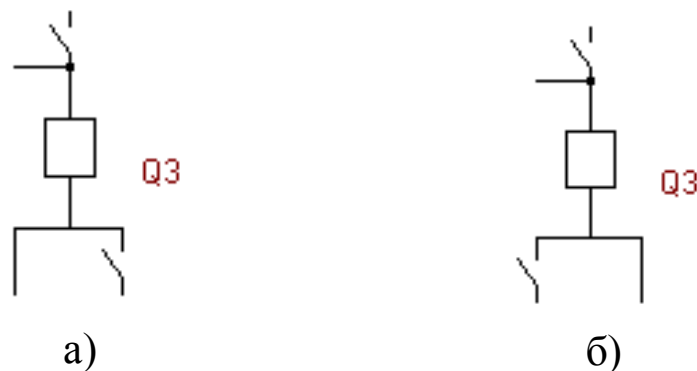


Рисунок 3.38 – Вимикач працює: а) – на першу "шину"; б) – на другу "шину"

в) цей тип вимикача виконує функції обхідного і має такий вигляд (рисунок 3.39):

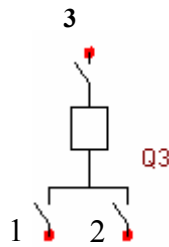


Рисунок 3.39 – Зовнішній вигляд вимикача третього типу зі своїми контактами

Контакти №1 і №2 підключаються до робочих "шин", контакт №3 підключають до обхідної "шини".

Вимикач має такі опції (рисунок 3.40):

- Ім'я об'єкта. Тут вказують ім'я, під яким в подальших розрахунках буде відобразитись інформація про цей об'єкт.
- Назва об'єкта. Тут записують інформацію, яка буде зображатись з правого боку об'єкта. Це може бути тип обладнання, чи якась інша інформація.
- Стан. Ця опція недоступна, оскільки в нормальному режимі цей вимикач вимкнений.

Натиснувши кнопку , можна підтвердити правильність введення інформації, а інакше – .

Рисунок 3.40 – Вікно опцій вимикача третього типу

6. Розрахункова схема. Отже, після включення всіх "шин", трансформаторів, генераторів, ліній та вимикачів може бути сформована розрахункова схема, приклад якої подано на рисунку 3.41.

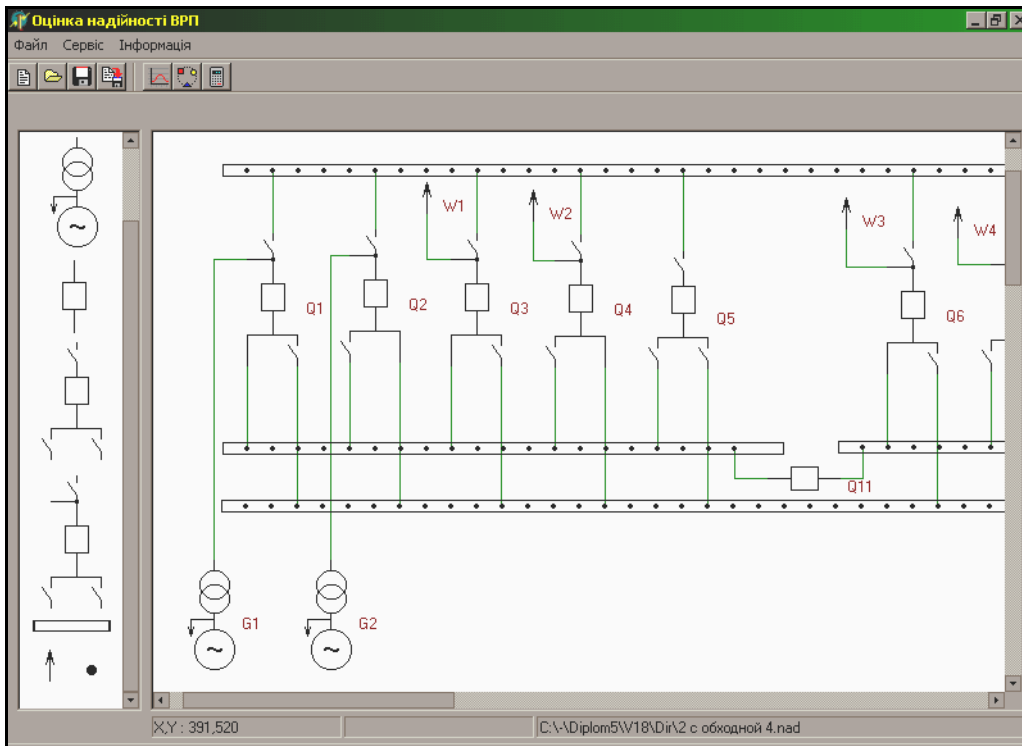


Рисунок 3.41– Головне вікно програми (приклад розрахункової схеми)



Для того щоб задати параметри системи і районів необхідно у схемі (рисунок 3.41) натиснути кнопку . Після цього з'явиться вікно (рисунок 3.42), де потрібно вказати:

Рисунок 3.42 – Вікно параметрів системи та районів

– навантаження системи – це потужність, яку необхідно транспортувати в систему;

– в параметрах району слід вказати його номер. Якщо потужність надходить з системи в район, то слід задати його чисельне значення. Якщо потужність надходить з району в систему, то слід задати максимальний надлишок потужності, який може надати район в систему.

Для того щоб задати параметри надійності вимикачів (тривалість і періодичність відмов та планових ремонтів), слід натиснути кнопку . Після цього з'являється вікно (рисунок 3.43):

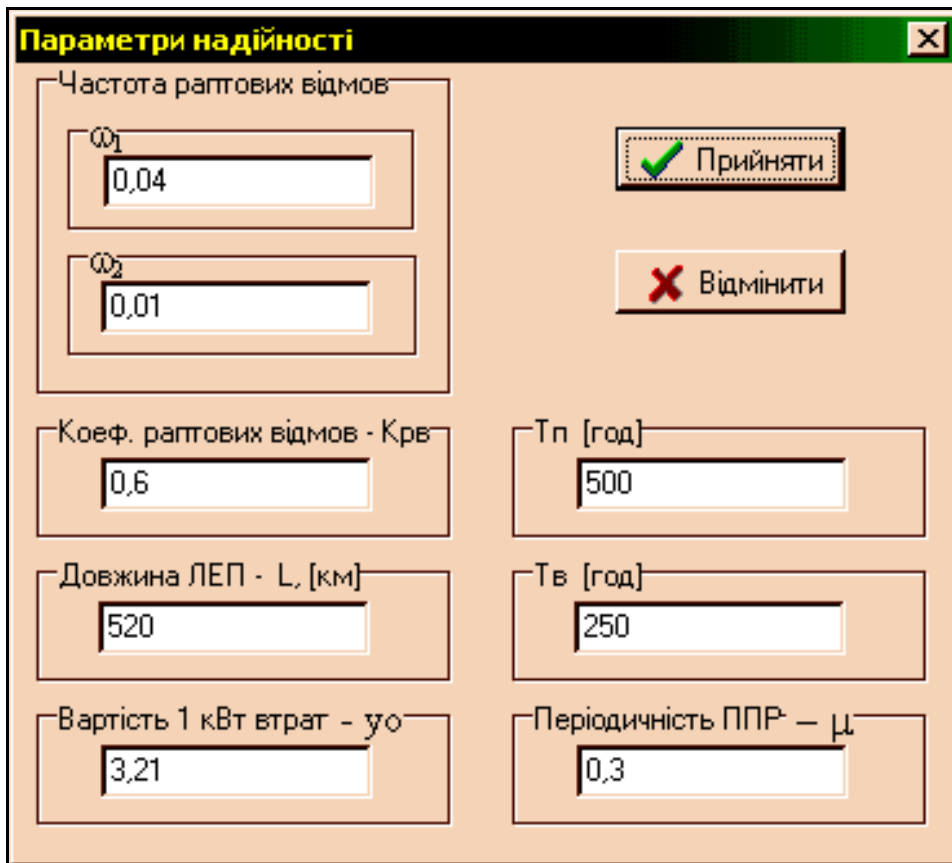




Рисунок 3.43 – Вікно параметрів надійності

7. Проведення розрахунку.

Попередньо підготовлена розрахункова схема використовується для визначення показників надійності таким чином:

Натиснувши кнопку , отримуємо на екрані вікно опцій (рисунок 3.44):

– встановленням “галочки” навпроти “Відобразити довгі ділення”, з'являється можливість відобразити всі ділення, кількість елементів яких не перевищує 3;

– натиснувши кнопку , отримуємо можливість виконувати відповідні розрахунки;

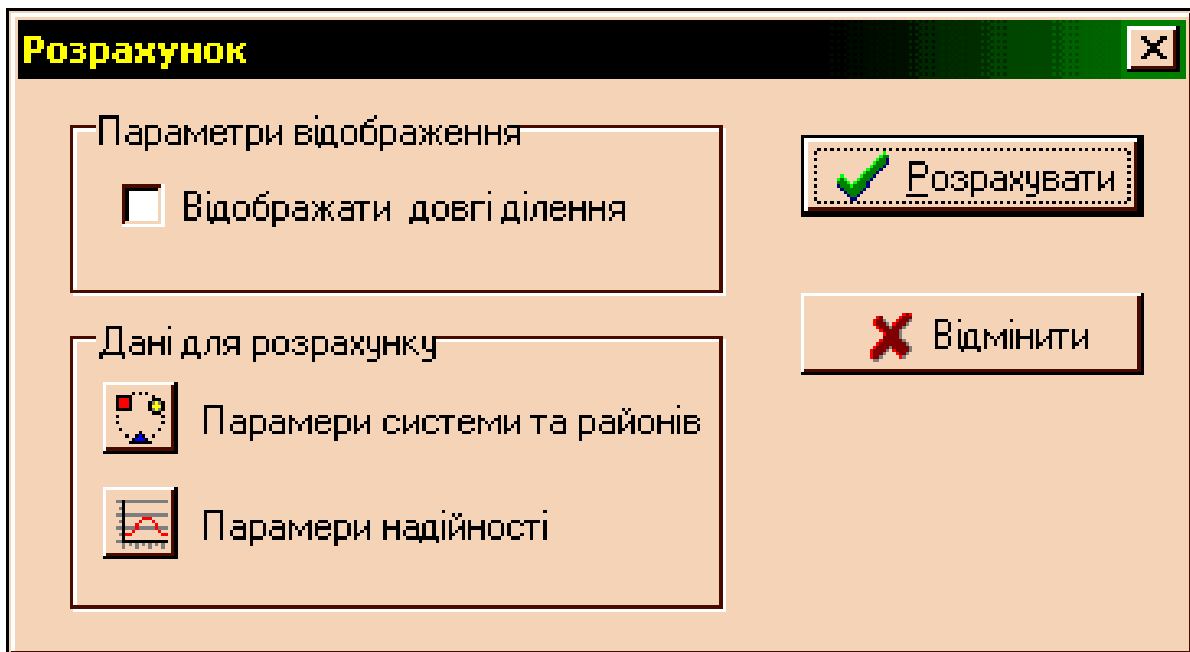


Рисунок 3.44 – Вікно опцій розрахунків

– після закінчення розрахунків з’являються результати (рисунок 3.45);

– вибираючи режим “Вибірка”, можна отримати таблицю з відповідною інформацією про події, які відбуваються при відмові і одночасному ремонті відповідних вимикачів (рисунок 3.46).

Результатом розрахунку є основна складова математичного сподівання збитку від недовідпуску електроенергії споживачам $M(З)$.

Контрольні запитання

1. Задачі проектування підстанцій.
2. Умови вибору трансформаторів на ПС.
3. Умови вибору схем електричних з’єднань розподільних пристроїв ПС.
4. Типи схем електричних з’єднань РУ ПС.
5. Основні показники надійності обладнання ПС.
6. Вибірка характеристик надійності і її формування.
7. Аналіз вибіркової таблиці надійності схем РУ.
8. Як застосовується САПР для оцінювання надійності схем електричних з’єднань РУ ПС?

Результати розрахунків

Результат | Вибірка

Відповідний елементи, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відповідних елементів

Коефіцієнт режиму K_ж та ремонтні вимогачі

K_р=0,0119

Вимогач по відмові	Параметр потоку відмов w _i	K _о =0,8801	K _р =0,0119						
			Q1-л	Q2-л	Q3-л	Q4-л	Q5-г	Q6-г	Q7-л
Q1-л	0,036	G2, W1-To		G2, W1-To	G2, W1-To	G2, W2, W1-To	G2, W1-To	G2, W1, D(W2, G1)-To	G2, W1-To
				W1-Тв					
Q2-л	0,036	G1, W1-To	G1, W1-To		G1, W2, W1-To	G1, W1-To	G1, W1, D(W2, G2)-To	G1, W1-To	G1, W1-To
			W1-Тв						
Q3-л	0,036	G2, W2-To	G2, W2-To	G2, W2, W1-To		G2, W2-To	G2, W2-To	G2, W2, D(W1, G1)-To	G2, W2-To
						W2-Тв			
Q4-л	0,036	G1, W2-To	G1, W2, W1-To	G1, W2-To	G1, W2-To		G1, W2, D(W1, G2)-To	G1, W2-To	G1, W2-To
					W2-Тв				
Q5-г	0,018	AT, G2-To	AT, G2-To	AT, G2, W1-To	AT, G2-To	AT, G2, W2-To		AT, G2-To	AT, G2-To
Q6-г	0,018	G3, G1-To	G3, G1, W1-To	G3, G1-To	G3, G1, W2-To	G3, G1-To	G3, G1-To		G3, G1, W3-To

Відмовив Q3-л В ремонті Q2-л Втратили G2, W2, W1 P 202,5 На час To=1

Рисунок 3.45 – Вікно результатів розрахунку програми

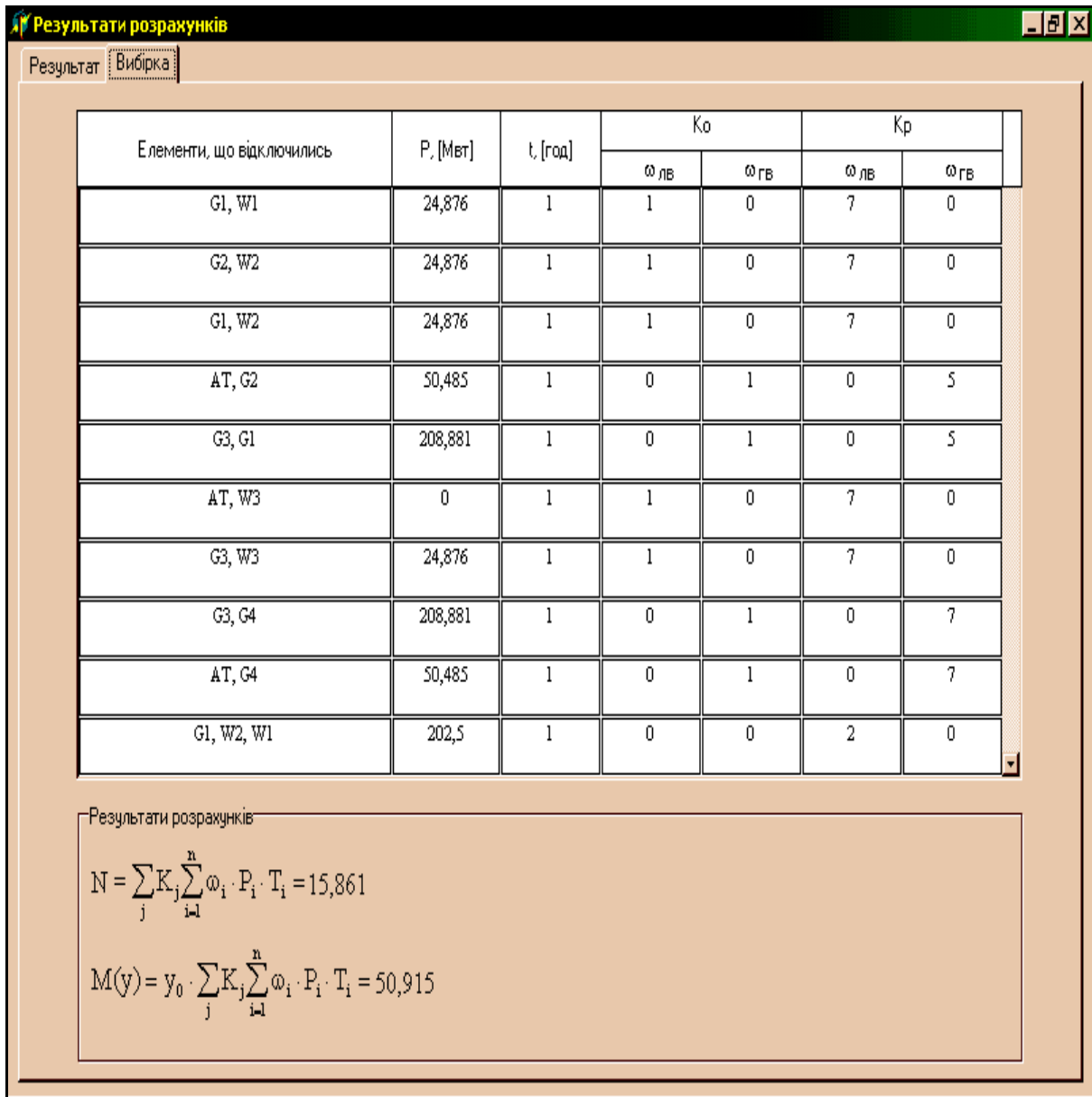


Рисунок 3.46 – Вікно результатів розрахунку програми (вибірка)

4 МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ

4.1 Оптимізація розвитку електричних станцій в електроенергетичній системі (ЕЕС)

Процес оптимізації розвитку ЕЕС пов'язаний з такими аспектами:

1) Оптимізація розвитку має значні труднощі через неоднозначність умов розвитку, багатоекстремальності, багатопараметричності, наявності великої кількості умов зв'язку та обмежень. Частина параметрів носить дискретний характер. Тому методи оптимізації можна застосовувати тільки за умов узагальнення інформації на найвищих рівнях управління та можливості використання простих моделей. Тут навіть можна використовувати лінійні моделі [2, 9].

2) При оптимізації розташування і виборі потужності станцій всю інформацію комплексувати вже неможливо, тут необхідно врахувати конкретні умови та взаємозв'язки з паливно-транспортною та електроспоживальною системами і навколишнім середовищем [2, 3, 9].

3) Критерії оптимального розвитку ЕЕС повинні враховувати витрати на будівництво станцій – Z_{EC} , витрати на паливо – $Z_{П}$, а також витрати на будівництво електричних мереж – Z_{EM} :

$$Z_{\Sigma} = Z_{EC} + Z_{П} + Z_{EM} \cdot \quad (4.1)$$

4) Врахувати електроспоживальну складову особливо важко, тому що складно зробити достовірні прогнози на довгострокову перспективу за навантаженнями, а отже і в мережі, що розвивається. Крім того, це пов'язано з меншими термінами будівництва для електричних мереж в порівнянні зі станціями.

5) Врахування електричної мережі обов'язково при розташуванні генерувальних потужностей, оскільки оптимальність розташування залежить не тільки від транспортування палива, але й від транспортування електроенергії.

6) Важливим є також екологічний фактор. Тут, з одного боку, стратегію необхідно вибирати з урахуванням екології, з іншого – будувати так, щоб була забезпечена допустимість екологічного впливу.

7) Нарешті, фактори, які впливають на вибір оптимального режиму, необхідно якось систематизувати. Звідси виникли так звані блоки інформації. Вони формують базу даних для розвитку ЕЕС. В той самий час, народно-господарські зв'язки відображають в інженерно-географічній сукупності, яка має 5 блоків.

1. Економіко-географічний блок: населення, транспортні зв'язки, характеристики електроспоживання, витрати на паливо.

2. Фізико-географічний блок: рель'єф місцевості, кліматичні умови, тривалість опалювального сезону, сейсмічність.
3. Гідрологічний блок: умови технічного водопостачання, умови відведення води, випаровування з поверхні води, економічні характеристики води.
4. Біогеографічний блок: земельні ресурси, санітарні умови, глибина промерзання ґрунту, відносна вологість повітря.
5. Інженерно-будівельний блок: умови будівництва, обсяг будівельних робіт, вартість земельних робіт, коефіцієнт вартості будматеріалів.

8) Різноманітність і випадкові зв'язки між факторами вимагають використання економіко-статистичних моделей і при цьому доцільно виділити чотири групи:

1. Моделі для виявлення зовнішніх умов розвитку ЕЕС та стадії комплексування їх вхідної інформації;
2. Моделі розташування та географічних характеристик електричних мереж;
3. Моделі економічних характеристик електричних мереж;
4. Моделі з розвитку і розподілення генерувальної потужності електричних станцій в ЕЕС, оптимізація розвитку та розташування електростанцій.

Вказані моделі використовують для постановки відповідних задач з математичної точки зору. Для розв'язання сформованих задач крім методів математичного програмування використовують методи, основані на:

1. Принципі мінімаксу (максимина), матриці витрат-умов;
2. Факторному аналізу;
3. Факторному аналізу та плануванні експерименту;
4. Синтезі (1, 2, 3).

Проаналізовані загальні положення з розвитку електричних станцій в ЕЕС дають підставу для розв'язання цієї задачі у двох напрямках:

- a. оптимізація структури електричних станцій;
- b. оптимізація розвитку конкретних ЕС.

4.2 Оптимізація структури розвитку електричних станцій

Напрямок визначення структури електричних станцій формується на перспективу 15-20 років в техніко-економічній доповіді (ТЕД) і уточнюється на 8-12 років при розробці проектів розвитку [3, 6]. Основою вибору є економічне попарне порівняння з урахуванням системного підходу з розділенням на певні етапи:

I етап – для виявлення зони будівництва електростанцій і часу на їх будівництво – Т, а також використання максимального навантаження.

II етап – для отримання кількісних співвідношень щодо введення потужностей різних типів електростанцій.

Тут рішення отримують як рівноеконімічну область допустимих умов. Рішення приймають з врахуванням взаємозв'язків з паливно-енергетичним комплексом (ПЕК).

III етап – для визначення рівня ЕЕС з урахуванням мережевих зв'язків, режимів роботи станцій, умов взаєморезервування та ефектів суміщення графіків навантажень.

Результати розв'язання цієї задачі використовують:

1. Для обґрунтування вимог до розвитку ПЕК і суміжних галузей.
2. Для визначення основних напрямків розвитку ЕС в ЕЕС.
3. Для обґрунтування рішень про ефективність виробництва нових типів основного обладнання.
4. Для оптимізації розвитку електростанцій.

Безпосередньо задача оптимізації розвитку електростанції пов'язана з обґрунтуванням рішень щодо вибору складу і розташування генерувальних потужностей та визначення основних параметрів та послідовності спорудження конкретних електростанцій.

Рішення вибирають із зони невизначеності, отриманої на III етапі при оптимізації структури розвитку електричних станцій. Для цього попередньо формується база вхідної інформації, а саме:

1. Інформація про прийняті рішення виробництва нових типів обладнання та їх параметрів;
2. Результати попередніх досліджень з визначення можливих умов будівництва;
3. Інформація про строки введення електростанцій;
4. Результати з оптимізації потужності агрегатів.

Задача оптимізації структури розвитку електричних станцій розв'язується таким чином:

1) Здійснюється вибір типу, виду енергоресурсів та розташування електростанцій. Рішення приймається за 10 (АЕС, ГЕС) – 6 (ТЕЦ, ГТС, КЕС) років до введення об'єкта і виконується на основі техніко-економічного обґрунтування (ТЕО).

2) Проводиться вибір термінів послідовності спорудження електростанцій (ГЕС, ТЕС, АЕС).

3) Вибирають потужність електростанції і типорозміри агрегатів.

4) Здійснюють вибір строків проектування будівництва і введення потужностей електростанцій.

При розв'язанні задачі оптимізації електричних станцій для різних станцій необхідно враховувати особливості (наприклад, для ГЕС та ГАЕС важливо враховувати паливний ефект, тобто зниження паливної складової по системі).

Вибір будь-якого рішення здійснюється на основі показників ефективності. Як показники ефективності використовують питомі витрати, які відносяться на 1 кВт потужності Z_p або 1 кВт·год виробництва

електроенергії Z_E електростанцій відповідного типу в ЕЕС і визначаються за формулами:

$$Z_p = \frac{\sum_{t=1}^T (K_{рез} E_n K_t + K_{вп} \delta B_t) (1 + E_{нп})^{T-t}}{\sum_{t=1}^T \delta P_t (1 + E_{нп})^{T-t}}, \quad (4.2)$$

$$Z_E = \frac{\sum_{t=1}^T (K_{рез} E_n K_t + K_{вп} \delta B_t) (1 + E_{нп})^{T-t}}{\sum_{t=1}^T \delta E_t (1 + E_{нп})^{T-t}}, \quad (4.3)$$

де $K_{рез}$, $K_{вп}$ – коефіцієнти, які наближено враховують потреби ЕС в резерві та у витратах на власні потреби відповідно;

δP_t , δE_t – поточні прирости потужності та електроенергії.

Для узагальненого аналізу без урахування норматива приведення різночасових витрат

$$Z_p = \frac{K_{рез} E_n K + K_{вп} B}{P_\Sigma}; \quad (4.4, а)$$

$$Z_E = \frac{K_{рез} E_n K + K_{вп} B}{E_\Sigma}. \quad (4.4, б)$$

Враховуючи те, що щорічні витрати B складаються з постійної – $B_{пост}$ і змінної – $B_{зм}$ складових, які в свою чергу залежать від коефіцієнта відрахувань – α , капіталовкладень – K , питомих витрат палива – Z_p , питомої вартості палива – b і сумарного виробництва електроенергії – E_Σ , отримуємо:

$$B = B_{пост} + B_{зм} = \alpha K + b Z_p E_\Sigma.$$

Крім того, капіталовкладення – K залежать від питомих значень – K_p і сумарної встановленої потужності P_Σ , а сумарне виробництво електроенергії – E_Σ пов'язане з річним часовим використанням встановленої потужності – T_p і тому:

$$K = K_p \cdot P_\Sigma; \quad E_\Sigma = P_\Sigma \cdot T_p.$$

На основі введених позначень отримуємо остаточні вирази для показників ефективності:

$$\left. \begin{aligned} Z_p &= K_{рез} (E_n + \alpha) K_{п} + K_{вп} b Z_{п} T_p, \\ Z_E &= K_{рез} (E_n + \alpha) K_{п} / T_p + K_{вп} b Z_{п}. \end{aligned} \right\} \quad (4.5)$$

Вирази (4.5) дозволяють зробити висновки, що ефективність електричних станцій залежить від питомих капіталовкладень – $K_{п}$, питомих витрат палива – $Z_{п}$ і від очікуваного режиму ЕС, що відображено в T_p .

Якщо зменшується річна кількість годин використання встановленої потужності, перша складова зростає, але спадає друга. Отже, для роботи в базовій зоні з високою кількістю T_p доцільне будівництво більш дорожчих за капіталовкладенням, але економічніших в експлуатації станцій. Коли ж T_p невелике, то слід будувати дешевші за будівничою частиною електричні станції. Ці показники повинні досліджуватись окремо для різних зон графіку навантажень.

Оскільки напрямок оптимізації структури розвитку електричних станцій по суті перспективний, то для його визначення можна використати лінійні моделі і лінійні методи. В той самий час, оптимізація розвитку конкретних електричних станцій – це задача, яка має розв'язуватись з врахуванням часу розвитку, а отже тут потрібно використовувати динамічні методи. В подальшому пропонуються два приклади оптимізації розвитку структури ЕС та конкретних ЕС.

Лінійна модель оптимізації структури розвитку електричних станцій

Отримані раніше показники ефективності часто використовуються при складанні лінійних моделей. Задача розвитку структури електричних станцій формулюється: мінімізувати витрати – Z на будівництво електричних станцій, при цьому витрати в ЕЕС складаються за кількістю електричних станцій – n . Отже,

мінімізувати:

$$Z = \sum_{i=1}^n Z_{pi} P_i = K_{резi} (E_n + \alpha_i) K_{пi} P_i + K_{впi} b_i Z_{пi} T_{pi} P_i + K_{резi} K_{постi} \quad (4.6)$$

за умови:

$$\left. \begin{aligned} \sum_i P_i - \sum_j P_{ij} - \sum_j \phi_{ij} P_{ij} &\geq \sum_j (P_{\max j} + P_{\text{рез}j}), \\ \sum_i P_i T_{pi} - \sum_j P_{ij} T_{ij} - \sum_j \phi_{ij} P_{ij} T_{pij} &\geq \sum_j E_j, \end{aligned} \right\} \quad (4.7)$$

де $P_{\max j}$ – максимум навантаження у вузлі i ;

$P_{\text{рез}j}$ – потреби вузла j у резервній потужності;

E_j – потреба в електроенергії j -го вузла навантаження.

Тут враховують обмеження:

$$\begin{aligned} P_i &\leq P_{\text{ігр}}; & \sum_{i=1}^n K_i P_i &\leq K_{\text{гр}} P_{\text{гр}}; \\ P_i T_{pi} &\leq P_i T_{\text{пігр}}; & Z_{\text{мі}} &\leq Z_{\text{пігр}}, \end{aligned} \quad (4.8)$$

де T_{pi} – річна кількість годин використання потужності електростанцій;

P_{ij} , P_{ji} – потужність, що транспортується із вузла - i - у вузол - j та навпаки;

E_j – річні потреби у електроенергії для i -го вузла;

i, j – індексація вузлів в регіоні розвитку електричних станцій;

P_i – вихідна потужність i -ої електростанції;

ϕ_{ij} – коефіцієнт, що враховує втрати відповідних ij ліній зв'язку.

Потоки потужності P_{ij} та P_{ji} необхідні, тому що заздалегідь невідомі напрямки потоків. Поставлена задача на (4.6 – 4.8) може бути розв'язана будь-яким лінійним методом.

Приклад 4.1. Оптимізація структури розвитку електричних станцій при заданих граничних умовах

На основі попередніх розрахунків встановлено, що в регіоні буде збудовано 3 однотипних теплових електричних станції. Граничні потужності станцій – $P_{1\text{гр}}=900$ МВт, $P_{2\text{гр}}=1200$ МВт, $P_{3\text{гр}}=1200$ МВт; річна кількість годин використання потужності електростанцій: $3000 \leq T_{pi} \leq 7000$; баланс потужності складає $P_1+P_2+P_3=2600$ МВт; баланс електроенергії $P_1 T_1+P_2 T_2+P_3 T_3=15600$ млн.кВт·год.= $15600 \cdot 10^3$ МВт·год.; витрати на паливо b в цьому районі постійні; радіус дії вузлів 350-450 км; коефіцієнти власних потреб та резерву потужності на станціях відповідно $K_{\text{вп}}=1$, $K_{\text{рез}}=1$.

Розв'язання:

Функція витрат на основі (4.6) може бути записана:

$$Z = (E_n + \alpha)(K_{n1}P_1 + K_{n2}P_2 + K_{n3}P_3) + B_1P_1T_{p1} + B_2P_2T_{p2} + B_3P_3T_{p3},$$

де B_1, B_2, B_3 – відповідно вартості палива для виробництва 1 кВт·год. електроенергії на кожній ЕС.

Слід відмітити, що будь-яка станція, яка працює при відповідних b_i та T_{pi} , більш затратна ніж дві однотипні, які працюють при $T_{pi\max}$ і $T_{pi\min}$. Тому потужність кожної станції бажано записати в такому вигляді:

$$P_i = P'_i + P''_i,$$

де P'_i і P''_i – потужності електричних станцій, які працюють з $T_{pi\min} = T'$ та $T_{pi\max} = T''$, а для річної кількості годин використання потужності електростанцій справедливо: $T' = 3000$ год/рік, $T'' = 7000$ год/рік.

Звідси, навіть при трьох станціях необхідно оптимізувати функцію:

$$Z = (\alpha + E_n)(K'_{n1}P'_1 + K''_{n1}P''_{n1} + K'_{n2}P'_2 + K''_{n2}P''_{n2} + K'_{n3}P'_3 + K''_{n3}P''_{n3}) + B'_1P'_1T'_{p1} + B''_1P''_1T''_{p1} + B'_2P'_2T'_{p2} + B''_2P''_2T''_{p2} + B'_3P'_3T'_{p3} + B''_3P''_3T''_{p3}$$

за умов:

$$P'_1 + P''_1 \leq 900; \quad P'_2 + P''_2 \leq 1200; \quad P'_3 + P''_3 \leq 1200;$$

$$P_i \geq 0; \quad P'_1 + P''_1 + P'_2 + P''_2 + P'_3 + P''_3 = 2600;$$

$$3P'_1 + 7P''_1 + 3P'_2 + 7P''_2 + 3P'_3 + 7P''_3 = 15600.$$

Для подання задачі оптимізації структури розвитку в канонічному виді введемо заміну:

$$P'_1 = x_1; \quad P''_1 = x_2;$$

$$P'_2 = x_3; \quad P''_2 = x_4;$$

$$P'_3 = x_5; \quad P''_3 = x_6.$$

З урахуванням вхідної інформації після нескладних перетворень задача формулюється таким чином:

мінімізувати:

$$Z = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + c_4x_4 + c_5x_5 + c_6x_6$$

за умов:

$$\begin{aligned}
x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 &= 2600, \\
3x_1 + 7x_2 + 3x_3 + 7x_4 + 3x_5 + 7x_6 &= 15600, \\
x_1 + x_2 + x_7 &= 900, \\
x_3 + x_4 + x_8 &= 1200, \\
x_5 + x_6 + x_9 &= 1200,
\end{aligned}$$

де $c_1 - c_6$ – питомі витратні коефіцієнти на будівництво і експлуатацію електричних станцій з установленими потужностями $P_1 - P_6$;

x_7, x_8, x_9 – додаткові змінні для канонізації поставленої задачі.

Якщо відповідні коефіцієнти c_i набувають значень (15, 20, 20, 25, 20, 30) млн. грн./МВт, то використання Симплекс-метода дозволяє отримати рішення:

$$\begin{aligned}
x_1 &= 150, & x_4 &= 1200, \\
x_2 &= 750, & x_5 &= 500, \\
x_3 &= 0, & x_6 &= 0.
\end{aligned}$$

Це означає, що потужності електричних станцій повинні бути:

$$\begin{aligned}
P'_1 &= 150 \text{ МВт} \quad (\text{за умови } T'_1 = 3000 \text{ год/рік}), \\
P''_1 &= 750 \text{ МВт} \quad (\text{за умови } T''_1 = 7000 \text{ год/рік}), \\
P''_2 &= 1200 \text{ МВт} \quad (\text{за умови } T''_2 = 7000 \text{ год/рік}), \\
P'_3 &= 500 \text{ МВт} \quad (\text{за умови } T'_3 = 3000 \text{ год/рік}).
\end{aligned}$$

Таким чином, в 1-му вузлі доцільно будувати дві електричні станції, одна з яких буде працювати з $T_{p1}=3000$ год/рік і з встановленою потужністю 150 МВт, а друга з $T_{p2}=7000$ год/рік і потужністю 750 МВт. Що стосується двох інших вузлів, то в другому вузлі необхідно будувати станцію в 1200 МВт з $T_{p2}=7000$ год/рік, а в третьому вузлі пропонується будівництво електричної станції з встановленою потужністю 500 МВт і $T_{p3}=3000$ год/рік.

Наприкінці слід відмітити, що для 1-го вузла можлива альтернатива, тобто будівництво першої електричної станції встановленою потужністю 900 МВт з T_{p1} , що визначається:

$$T_{p1} = \frac{P'_1 T'_{p1} + P''_1 T''_{p1}}{P'_1 + P''_1} = \frac{150 \cdot 3000 + 750 \cdot 7000}{150 + 750} = 6333 \text{ год/рік.}$$

Приклад 4.2. Визначення оптимального розвитку електричних станцій методом динамічного програмування

Для ЕЕС порівняно невеликої потужності потрібно визначити оптимальне збільшення генерувальної потужності станцій на найближчі п'ять років. Необхідні за прогнозом значення сумарної потужності станцій в електричній системі на кожний пік п'ятирічного періоду наведені в таблиці 4.1. В початковий момент ця потужність складає 550 МВт. Її збільшення може відбуватися вводом агрегатів 100 або 150 МВт, причому за рік може бути введено не більше двох агрегатів сумарною потужністю не більше 250 МВт (Потужності агрегатів або блоків, а також обмеження на введення потужності за рік залежать від заданих умов розвитку та стану машинобудівної і апаратної галузей).

Таблиця 4.1 – Необхідна генерувальна потужність електричних станцій в ЕЕС

Рік (t)	0	1	2	3	4	5
$P^{(t)}$ [МВт]	550	640	680	730	780	1116

Питомі капіталовкладення беруться рівними $K_{\Pi} = 90$ у.о./кВт, щорічні відрахування $\alpha = 9,4\%$.

Для обчислення значення критерію (3.18) для розвитку електричних станцій скористаємось виразом:

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^5 \left[E_{\Pi} K^{(t)} + \Delta B^{(t)} \right] (1 + E_{\text{нп}})^{(1-t)}, \quad (4.9)$$

де $E_{\Pi} = (0,1 - 0,2)$ 1/рік – нормативний коефіцієнт в енергетиці;

$E_{\text{нп}} = 0,08$ – норматив приведення різночасових витрат;

$K^{(t)}$ - капіталокадення на спорудження станції в t-році;

$K^{(t)} = K_{\Pi} (100n_1 + 150n_2)$ у.о.;

$\Delta B^{(t)}$ - зміна щорічних витрат, у.о./рік;

n_1 і n_2 - цілі числа (кількість агрегатів відповідної потужності).

Отже, необхідно знайти такі значення щорічного зростання генерувальної потужності станцій $\Delta P_1, \Delta P_2, \Delta P_3, \Delta P_4, \Delta P_5$, щоб для кожного року виконувались обмеження

$$P_{\Gamma\Sigma}^{(t)} + P_{\Gamma\Sigma}^{(t-1)} + \Delta P_t \geq P^{(t)};$$

$$t = \overline{1,5};$$

$$\Delta P_t = 100n_1 + 150n_2;$$

$$n_1 = 0, 1, 2;$$

$$n_2 = 0, 1,$$

і значення функції мети (4.9) набуло мінімального значення. В рівняннях обмежень $P_{\Gamma\Sigma}^{(t)}$ і $P_{\Gamma\Sigma}^{(t-1)}$ – встановлена потужність генерації в t чи $(t-1)$ -му році.

В основі всіх задач динамічного програмування лежить загальний принцип, що звичайно називається принципом оптимальності Белламана. Він означає: який би не був стан системи перед черговим кроком, потрібно керувати таким чином, щоб вигреш на всіх наступних кроках був максимальним у загальному підсумку.

Стосовно до задачі, що розглядається, відповідно до принципу оптимальності може бути записано співвідношення:

$$z_{\Sigma}^{(t)} = \min \left\{ z^{(t)}(\Delta P_t) + z^{(t-1)} \right\}, \quad (4.10)$$

де ΔP_t – зростання генерувальної потужності за рік t розрахункового періода ($t = 1, \dots, 5$);

$z^{(t)}(\Delta P_t)$ – витрати на введення генерувальної потужності за рік t , що визначаються за виразом:

$$z^{(t)}(\Delta P_t) = \left[E_n K^{(t)}(\Delta P_t) + \Delta B^{(t)}(\Delta P_t) \right] (1 + E_{\text{нп}})^{(1-t)}; \quad (4.11)$$

$z^{(t-1)}$ – значення функції мети на попередньому кроці при сумарному зростанні потужності за $\Delta P_{\Sigma}^{(t-1)}$ за весь попередній період:

$$\Delta P_{\Sigma}^{(t-1)} = \Delta P_1 + \dots + \Delta P_{t-1}.$$

Розв'язування задачі: В початковий момент часу сумарна генерувальна потужність енергосистеми складає $P_{\Gamma\Sigma}^{(0)} = 550$ МВт (таблиця 4.1). За перший рік це значення повинно бути не меншим, ніж 640 МВт. Це означає, що за перший рік може бути введений агрегат 100 МВт. Але, напевно, за цей рік доцільно ввести більшу потужність. Знайдемо наведені витрати при введенні різної потужності, тобто перебиремо всі можливі варіанти.

При цьому потрібно дотримуватись обмежень:

$$P_{\Gamma\Sigma}^{(1)} = 550 + \Delta P_1 > 640,$$

$$\Delta P_1 = 100 \cdot n_1 + 150 \cdot n_2 \leq 250.$$

Загальні витрати для $t=1$ знаходяться таким чином:

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = Z^{(1)}(\Delta P_t) = \left[E_H K^{(1)}(\Delta P_t) + \Delta B^{(1)} \Delta P_t \right] (1 + E_{HP})^{(0)} =$$

$$= 0,12 \cdot K^{(1)} + 0,094 \cdot K^{(1)} = 0,214 \cdot K^{(1)}$$

В перший рік є можливість ввести або один агрегат потужністю 100 МВт, або один агрегат потужністю 150 МВт, або два агрегати по 100 МВт, або один агрегат 100 МВт і один агрегат 150 МВт. Визначимо загальні витрати, що відповідають цим значенням: $\Delta P_1 = 100$ МВт, $Z_{\Sigma}^{(1)}(\Delta P_1) = 0,214 \cdot 100 \cdot 90 \cdot 10^3 = 1926$ тис. у.о. Інші значення $Z_{\Sigma}^{(1)}$ наведені в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Можливі варіанти розвитку на перший рік розрахункового періоду

$P_{\Gamma\Sigma}^{(1)}$, МВт	650	700	750	800
ΔP_1 , МВт	100	150	200	250
$Z_{\Sigma}^{(1)}$, тис. у.о.	1926	2889	3852	4815

Розглянемо другий рік. Для цього року сумарна генерувальна потужність повинна бути не меншою 680 МВт (таблиця 4.1) Оскільки за перший рік необхідне введення хоча б одного агрегата (враховуючи що $P_{\Gamma\Sigma}^{(0)} = 550$ МВт, а $P^{(1)}$ для першого року складає 640 МВт), то ΔP_2 може змінюватися від 0 до 250 МВт. Виключенням є варіант, коли за перший рік введений агрегат 100 МВт, оскільки в такому випадку за другий рік також обов'язкове введення хоча б 100 МВт. Для такого варіанта розвитку значення $\Delta P_2 = 0$ неможливо.

При розробці варіантів розвитку на другий рік необхідно враховувати обмеження:

$$P_{\Gamma\Sigma}^{(1)} = 550 + \Delta P_1 \geq 640;$$

$$P_{\Gamma\Sigma}^{(2)} = 550 + \Delta P_1 + \Delta P_2 \geq 680;$$

$$\Delta P_1 = 100 \cdot n_1 + 150 \cdot n_2 \leq 250;$$

$$\Delta P_2 = 100 \cdot n_1 + 150 \cdot n_2 \leq 250.$$

Для другого року функція мети обчислюється за таким виразом:

$$z_{\Sigma}^{(2)} = \min \left\{ z^{(2)}(\Delta P_2) + z^{(1)} \right\},$$

$$\text{тут } z^{(1)}(\Delta P_1) = 0,214 \cdot K^{(1)},$$

$$z^{(2)}(\Delta P_2) = \left(0,12 \cdot K^{(2)} + 0,094 \cdot K^{(2)} \right) \cdot (1 + 0,08)^{(-1)} = 0,198 \cdot K^{(2)}.$$

Продемонструємо обчислення функції мети для варіанта розвитку, коли $\Delta P_1 = 150$ МВт, а $\Delta P_2 = 0$:

$$z_{\Sigma}^{(2)} = z^{(2)}(0) + z^{(1)}(150) = 0 + 2889 = 2889 \text{ у.о./рік.}$$

В таблиці 4.3 наведені і інші варіанти збільшення генерувальної потужності на електричних станціях в другому році. Тепер з можливих варіантів зростання потужності можна вибрати умовно-оптимальне управління. Для прикладу розглянемо вибір оптимального управління для умови, що сумарна генерувальна потужність в другому році складає 900 МВт. Як видно з таблиці 4.3, сумарне зростання потужності $\Delta P_{\Sigma}^{(2)} = \Delta P_1 + \Delta P_2 = 350$ МВт. Таке значення сумарного зростання може бути отримано чотирма різними способами. Так, якщо $\Delta P_1 = 100$ МВт, а $\Delta P_2 = 250$ МВт, сумарні витрати складуть 6381 тис. у.о./рік. Якщо ж прийняти $\Delta P_1 = 150$ МВт, $\Delta P_2 = 200$ МВт, то витрати виявляться вищими і складуть 6453 тис.у.о./рік. Інші два варіанта дадуть ще більші значення $z_{\Sigma}^{(2)}$. Тому для сумарної генерувальної потужності $P_{\Gamma\Sigma}^{(2)} = 900$ МВт потрібно прийняти умовно-оптимальне управління, що відповідає значенню $\Delta P_2^{(y.0)} = 250$ МВт. В таблиці 4.3 відповідні умовно-оптимальні управління підкреслені і в таблиці 4.4 наведені отримані умовно-оптимальні рішення в цілому для другого року розвитку станцій.

Технологія розрахунків стосовно введення генерувальної потужності для третього року буде аналогічною. В цей рік необхідна генерована потужність повинна бути не менше 730 МВт (таблиця 4.1). Крім цього, повинні бути виконані обмеження:

$$P_{\Gamma\Sigma}^{(1)} = 550 + \Delta P_1 \geq 640;$$

$$P_{\Gamma\Sigma}^{(2)} = 550 + \Delta P_{\Gamma\Sigma}^{(2)} \geq 680;$$

$$P_{\Gamma\Sigma}^{(2)} = 550 + \Delta P_{\Gamma\Sigma}^{(2)} \geq 730;$$

$$\Delta P_1 = 100 \cdot n_1 + 150 \cdot n_2 \leq 250;$$

$$\Delta P_2 = 100 \cdot n_1 + 150 \cdot n_2 \leq 250;$$

$$\Delta P_3 = 100 \cdot n_1 + 150 \cdot n_2 \leq 250.$$

Таблиця 4.3 – Можливі варіанти розвитку на другий рік розрахункового періода

$P_{\Gamma\Sigma}^{(2)}$, МВт	$\Delta P_{\Sigma}^{(2)}$, МВт	ΔP_1 , МВт	ΔP_2 , тис. у.о./рік	$z^{(1)}$, тис. у.о./рік	$z^{(2)}$, тис. у.о./рік	$z_{\Sigma}^{(2)}$, тис. у.о./рік	$\Delta P_2^{y.o.}$, МВт
700	150	150	0	2889	0	2889	0
750	200	100	<u>100</u>	1926	1782	<u>3708</u>	100
		200	0	3852	0	3852	
800	250	100	<u>150</u>	1926	2673	4599	150
		150	<u>100</u>	2889	1782	4671	
		250	0	4815	0	4875	
850	300	100	<u>200</u>	1926	3564	<u>5490</u>	200
		150	150	2889	2673	5562	
		200	100	3852	1782	5634	
900	350	100	<u>250</u>	<u>1926</u>	4455	6381	250
		150	200	2889	3564	6453	
		200	150	3852	2673	6525	
		250	100	4815	1782	6597	
950	400	150	<u>250</u>	2889	4455	<u>7344</u>	250
		200	200	3852	3564	7416	
		250	150	4815	2673	7488	
1000	450	200	<u>250</u>	3852	4455	<u>8304</u>	250
		250	200	4815	3564	8379	
1050	500	250	250	4815	4455	9270	250

При визначенні витрат на введення генерувальної потужності будемо використовувати вже знайдені для другого року умовно-оптимальні управління, наведені в таблиці 4.4, а функція мети набуватиме відповідного значення:

$$z_{\Sigma}^{(2)} = \min \left\{ z^{(3)}(\Delta P_3) + z^{(2)} \right\},$$

$$z^{(3)}(\Delta P_3) = 0,183 \cdot K^{(3)}.$$

Таблиця 4.4 – Умовно-оптимальне управління для другого року

$P_{\Gamma\Sigma}^{(2)}$, МВт	700	750	800	850	900	950	1000	1050
$\Delta P_2^{y.o.}$, МВт	0	100	150	200	250	250	250	250
$z_{\Sigma}^{(2)}$, тис. у.о./рік	2889	3708	4599	5490	6381	73443	8304	9270

Досліджуючи можливі варіанти введення потужності на станціях протягом третього року, можна отримати умовно-оптимальні управління, що подані в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Умовно-оптимальні управління для третього року

$P_{\Gamma\Sigma}^{(3)}$, МВт	750	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150
$\Delta P_3^{y \cdot o}$, МВт	0	100	100	150	200	250	250	250	250
$Z_{\Sigma}^{(3)}$, тис.у.о./рік	3708	4536	5355	6178	7002	7825	8716	9607	10498

Розмірковуючи таким самим чином, можна визначити умовно-оптимальні управління для четвертого та п'ятого років. В таблиці 4.6 наведені умовно-оптимальні управління для четвертого року. П'ятий рік є останнім для заданого розрахункового періода.

Таблиця 4.6 – Умовно-оптимальні управління для четвертого року

$P_{\Gamma\Sigma}^{(4)}$, МВт	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150
$\Delta P_4^{y \cdot o}$, МВт	0	100	150	200	250	250	250	250
$Z_{\Sigma}^{(4)}$, тис.у.о./рік	4536	5237	6002	6766	7531	8359	9178	10001

Як уже відзначалось, останній крок має бути розроблений так, щоб він приніс найбільший зиск. Як видно з таблиці 4.1, на п'ятий рік сумарна генерована потужність повинна бути не меншою 1116 МВт. Очевидно, що потрібно вибрати найменше значення сумарної генерованої потужності, тобто $P_{\Gamma\Sigma}^{(5)} = 1150$ МВт. Визначаємо варіанти отримання цієї потужності на п'ятому році і вибираємо найкращий на основі таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Можливі варіанти розвитку на п'ятий рік розрахункового періода

$P_{\Gamma\Sigma}^{(5)}$, МВт	$\nabla B_{(2)}^{\Sigma}$, МВт	ΔP_5 , МВт	$\Delta P_{\Sigma}^{(4)}$, МВт	$Z^{(5)}(\Delta P_5)$, тис. у.о./рік	$Z^{(4)}$, тис. у.о./рік	$Z^{(5)}$, тис. у.о./рік	ΔP_5 (найкращий варіант) МВт
1150	600	0	600	0	10001	10001	
		100	500	1413	8359	9772	
		150	450	2119	7531	9656	
		200	400	2826	6766	9592	
		250	350	3532	6002	9534	250
1200	650	-	-	-	-	-	-
		100	550	1413	9179	10591	
		150	500	2119	8359	10478	
		200	450	2826	7531	10357	
		250	400	3532	6766	10298	250

З таблиці 4.7 видно, що найкращий варіант відповідає введенню за п'ятий рік потужності 250 МВт. Тепер можемо знайти оптимальні управління на кожному кроці, зробивши “зворотний” хід.

За четвертий рік сумарна генерувальна потужність, з врахуванням сумарного зиску, складе:

$$\Delta P_{\Gamma\Sigma}^{(4)} = 1150 - 250 = 900 \text{ МВт.}$$

З таблиці 4.6 визначаємо значення потужності, що вводиться за четвертий рік, це – $\Delta P_H = 150$ МВт. Так само можемо визначити генерувальну потужність на кінець третього року:

$$P_{\Sigma}^{(3)} = 900 - 150 = 750 \text{ МВт.}$$

З таблиці 4.5 визначаємо потужність, що вводиться за третій рік. Отже, тут $\Delta P_3 = 0$. До кінця другого року генерувальна потужність залишилась незмінною:

$$P_{\Gamma\Sigma}^{(2)} = P_{\Gamma\Sigma}^{(3)} = 750 \text{ МВт.}$$

З таблиці 4.4 знаходимо значення оптимальної потужності ΔP_2 . В нашому випадку – $\Delta P_2 = 100$ МВт. Насамкінець уточнюється оптимальне рішення для першого року. По результатах динамічної задачі – $\Delta P_1 = 100$ МВт. Задача розв'язана.

До переваг динамічного програмування потрібно віднести те, що метод застосовується при лінійних і нелінійних цільових функціях та обмеженнях будь-якого виду. Змінні можуть бути як неперервними, так і цілочисловими. Єдина вимога – це адитивність функції мети.

Відзначимо деякі труднощі, що виникають при використанні динамічного програмування. На відміну від лінійного програмування динамічне програмування не зводиться до деякої стандартної обчислювальної процедури. Для розв'язання задачі необхідно правильно здійснити розбивку на кроки, намітити кількість можливих станів змінної на кожному кроці, записати рекурентні співвідношення, що пов'язують значення цільової функції на даному і попередньому кроці.

4.3 Оцінка надійності генерувальних джерел в електричній системі

Врахування надійності при виборі встановленої потужності агрегатів в енергосистемі

Надійність електропостачання є одним з факторів, який повинен враховуватись при виборі оптимальної встановленої потужності в енергосистемах [7, 8]. Очевидно, що сумарна встановлена потужність генерувальних агрегатів енергосистем на будь-якому рівні розвитку

повинна бути більшою відповідного прогнозованого максимуму навантаження (до речі, цей факт використано в задачі розвитку електричних станцій в заданому регіоні – приклад 4.2). При рівності вказаних потужностей будь-яке відхилення потужності як агрегатів в сторону зниження, так і навантаження в сторону збільшення, призвело б до дефіциту потужності та недовипуску електроенергії споживачам. Оскільки такі відхилення, що обумовлені випадковими причинами, практично часто мають місце (більшою чи меншою мірою), то недовідпуск електроенергії споживачам та народногосподарський збиток, ним зумовлений, були б вельми великі.

Збільшення встановленої потужності агрегатів в енергосистемі порівняно з навантаженням, тобто створення в системі резерву активної потужності, приведе, з однієї сторони, до підвищення надійності електропостачання та зниження збитку від недовідпуску електроенергії споживачам, а, з іншої сторони, потребує витрат на побудову та експлуатацію додаткової генерувальної потужності на електростанціях.

Зазвичай розрізняють такі види резерву: аварійний, ремонтний, експлуатаційний та навантажувальний. Аварійний та ремонтний резерви призначені для компенсації зниження генерувальної потужності ЕЕС, відповідно при аварійному виході з роботи обладнання та при виводі його в плановий ремонт. Експлуатаційний резерв повинен компенсувати неаварійне зниження наявної потужності електростанцій та окремих агрегатів внаслідок відхилення умов експлуатації від розрахункових (номінальних). Та, нарешті, навантажувальний резерв передбачений на випадок збільшення навантаження порівняно з прогнозом.

Розділення резерву на окремі види має чисто умовний характер. Черговий диспетчер ЕЕС при будь-якій потребі в резерві використовує його незалежно від характеру потреби. Це знаходить відображення в методах визначення резерву при плануванні розвитку енергосистем та розподілу його в експлуатаційних умовах.

Всі перелічені види резерву можуть бути об'єднані під назвою технічного резерву електроенергетичної системи. Особливим видом резерву в енергосистемах є народногосподарський резерв, обумовлений неточністю перспективного планування споживання електроенергії, невідповідністю в окремих випадках запланованих строків побудови електростанції та ліній електропередачі. Питання оцінки потреби в народногосподарському резерві в даному розділі не розглядаються.

Об'єктивний підхід до вибору оптимальної встановленої потужності агрегатів системи або об'єднання систем з урахуванням надійності електропостачання можливе лише при порівнянні витрат задля збільшення надійності електрозабезпечення з економічним ефектом за рахунок зниження збитку від перерв енергопостачання споживачів.

Вибрати величину додатково встановленої потужності агрегатів

системи, що відповідає оптимальному рівню надійності електропостачання, тобто оптимальний резерв потужності, можна за рахунок мінімізації затрат:

$$Z = E_n K(\Delta P_p) + B(\Delta P_p) + Z_b(\Delta P_p), \quad (4.12)$$

де $K(\Delta P_p)$ і $B(\Delta P_p)$ - додаткові капіталовкладення та щорічні витрати в системі при встановленні в ній агрегатів потужністю ΔP_p понад необхідної за умовою балансу потужності;

$Z_b(\Delta P_p)$ - математичне сподівання збитку від недовідпуску електроенергії споживачам.

Оптимальна величина додатково встановленої потужності агрегатів системи відповідає мінімуму затрат (рисунок 4.1). Оптимальній встановленій потужності відповідає кінцева визначена величина математичного сподівання збитку - Z_{b_0} - від недовідпуску електроенергії споживачам внаслідок дефіциту потужності в системі.

Подальше зниження недовідпуску електроенергії споживачам економічно не вигідно, тому що не компенсує затрати на встановлення та експлуатацію додаткових агрегатів на електричних станціях ЕЕС.

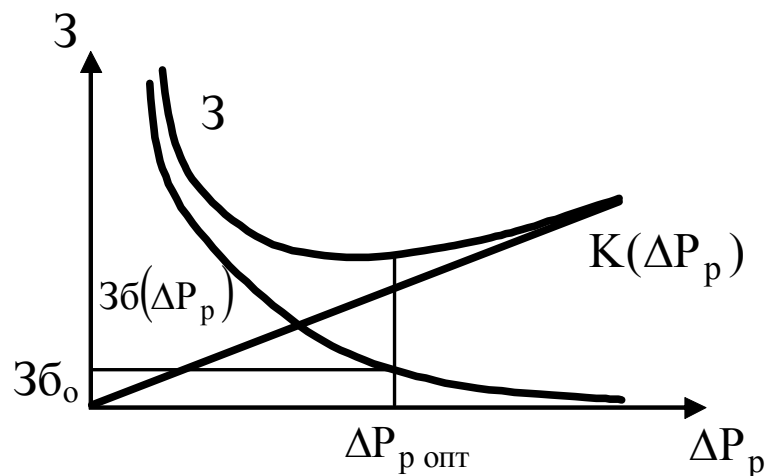


Рисунок 4.1 – Оптимальний додатковий резерв потужності

При проведенні відповідних розрахунків, що пов'язані з оцінкою необхідної величини резерву потужності, є можливим використання так званого індексу надійності, наприклад, у вигляді відношення відпущеної споживачам електроенергії до загальнопотрібної:

$$\alpha = \frac{A - \Delta A_{нд}}{A}, \quad (4.13)$$

де A - річна потреба в електроенергії;

$\Delta A_{нд}$ - математичне сподівання недовипуску електроенергії за рік внаслідок дефіциту потужності.

Слід зазначити, що вибір оптимальної величини індексу надійності може бути виконаний лише на основі мінімізації затрат (3.10).

При визначенні математичного сподівання недовідпуску електроенергії та збитку у споживачів потрібно враховувати вимушені та планові простоювання агрегатів, середньодобові графіки навантаження для робочих днів окремих періодів року та нерегулярні відхилення навантажень, обумовлені випадковими причинами, а також обмеження за пропускнуою здатністю міжсистемних зв'язків. В ізольованих концентрованих ЕЕС для визначення математичного сподівання недовідпуску електроенергії та збитку можливе використання аналітичних методів, що базуються на переборі коефіцієнтів (імовірностей) генерувальних потужностей та навантажень. Що стосується об'єднаних енергосистем, то перспективними є методи, які базуються на статистичних випробуваннях, методах Монте-Карло та статистичної обробки з використанням ПЕОМ.

Метод перебору коефіцієнтів

Початковими даними для розрахунку математичного сподівання збитку від недовідпуску електроенергії споживачам внаслідок дефіциту потужності в концентрованій системі, тобто в системі, зв'язки між окремими вузлами якої не накладають обмежень на потоки потужності в нормальних та аварійних режимах роботи, є:

- кількість груп ідентичних агрегатів l та кількість агрегатів в кожній з груп n ;
- коефіцієнт вимушеного простоювання K_B та тривалість планового простоювання T_n агрегатів кожної з груп;
- добові графіки навантаження $P_n(t)$ для робочих днів окремих k періодів року та тривалість цих періодів – t (міс.) і d (дн.);
- середньоквадратичне відхилення навантаження від графіків $P_n(t)$, що визначають нерегулярну зміну навантаження, підкоряються нормальному закону розподілу.

Розрахунок математичного сподівання збитку означає визначення ряду розподілу коефіцієнтів потужності генераторів, що є в наявності, та ряду споживання потужності навантаження, за якими розраховується ряд розподілу коефіцієнтів дефіциту потужності в ЕЕС. Ряд дефіцитів потужності в ЕЕС дозволяє знайти математичне сподівання недовідпуску електроенергії, а при заданому питомому збитку й математичне сподівання збитку.

Особливість полягає в тому, що при розрахунку ряду розподілу коефіцієнтів потужності генераторів, що є в наявності, враховується відмінність номінальних потужностей та коефіцієнтів вимушеного

простоювання у групах агрегатів, а при розрахунку ряду розподілу коефіцієнтів потужностей навантаження - відмінність добових графіків окремих періодів року, нестационарні відхилення навантаження від графіків та планові ремонти агрегатів.

Для розрахунку ряду розподілу коефіцієнтів потужності генераторів попередньо розраховуються ряди розподілу для кожної з груп агрегатів.

Ряд розподілу для i -ї групи агрегатів можна записати у вигляді ряду ймовірностей K_{Γ} існування потужності $(n_i P_{ni})$ на електричних станціях ЕЕС:

$$K_{\Gamma}^{[n_i P_{ni}]}, K_{\Gamma}^{[(n_i-1)P_{ni}]}, K_{\Gamma}^{[(n_i-2)P_{ni}]}, \dots,$$

де n_i - кількість агрегатів i -ї групи;

P_{ni} - номінальна потужність агрегата.

Ймовірність існування ряду розподілу коефіцієнтів для всіх агрегатів ЕЕС дорівнює добутку багаточленів окремих груп:

$$\prod_{i=1}^1 \{K_{\Gamma}^{[n_i P_{ni}]} + K_{\Gamma}^{[(n_i-1)P_{ni}]} + K_{\Gamma}^{[(n_i-2)P_{ni}]} + \dots\}.$$

Для скорочення обсягу розрахунків можна попередньо перебудувати ряди кожної з груп, з округленням величини потужності генерації до кратної відносно розрахункового ступеня та з сумою коефіцієнтів з однаковими потужностями. Крім цього, в рядах розподілу кожної з i -груп, а також при їх перемноженні можна нехтувати коефіцієнтами, що менші за $1 \cdot 10^{-4}$, тобто не враховувати коефіцієнти стану агрегатів, що мають тривалість, меншу за 0,1 год.

Отриманий ряд розподілу коефіцієнтів потужностей генераторів системи розрахований, виходячи з повного числа агрегатів системи, тобто не враховується те, що частина з них може знаходитись в плановому простоюванні, до того ж кількість останніх змінюється протягом року.

Розрахунок рядів розподілу за дійсними числами агрегатів призводить до збільшення обсягу розрахунків на порядок. Тому бажано наближено враховувати вплив кількості планових ремонтів агрегатів на ряд розподілу. Дослідження довели, що наближено врахувати планові ремонти можна, якщо розраховувати ряди розподілу для окремих груп, виходячи з повного числа агрегатів групи, але при зменшеному коефіцієнті вимушеного простоювання в $(1 - T_{ni}/12)$ разів. При цьому зниження потужності агрегатів при введенні частини з них в плановий ремонт можливо врахувати відповідним збільшенням потужності навантаження.

Для визначення потужностей агрегатів, що знаходяться в плановому ремонті в кожному з періодів року, обчислюється сумарний об'єм планових ремонтів за рік, що дорівнює

$$\sum_{i=1}^1 (P_{ni} \cdot n_i \cdot T_{pi}).$$

Розподіл його по періодах року наближено можна визначити за умовою рівності сум максимумів навантаження та потужності агрегатів, що виведені в плановий ремонт, для кожного з періодів. Цій умові відповідають рівняння

$$P_{н.м. j} \cdot n + P_{п j} = \text{const}; \quad (4.14)$$

$$\sum_{j=1}^{k_n} P_{п j} \cdot t_j = \sum_{i=1}^1 P_{ni} \cdot n_i \cdot T_{pi}, \quad (4.15)$$

де $P_{н.м. j}$ – максимум навантаження j -го періоду;

$P_{п j}$ – потужність агрегатів, що знаходяться в плановому ремонті в j -й період;

t_j – тривалість j -го періоду;

k_n – загальна кількість періодів року.

З додаванням навантаження за добовими графіками з потужністю агрегатів, що виведені в плановий ремонт, для кожного з періодів та з округленням отриманих величин до ступенів, що кратні розрахунковому ступеню, отримуємо розрахункові графіки навантажень, що враховують також й планові простоювання агрегатів.

За отриманими добовими графіками розраховується ряд розподілу коефіцієнтів потужності навантажень $K_H^{(jP_o)}$ (без врахування її нерегулярних коливань) за формулою

$$K_H^{(jP_o)} = \frac{1}{8760} \sum_{j=1}^k t_j (jP_o) d_j, \quad (4.16)$$

де $t_j (jP_o)$ - число годин з навантаженням jP_o i -го періоду;

d_j - кількість робочих днів в j -му періоді;

P_o – розрахунковий (вибраний для розрахунків) ступінь потужності.

Ряд розподілу коефіцієнтів нерегулярних відхилень навантаження, які підпорядковуються нормальному закону розподілу, розраховується за виразом

$$K_{\text{нер}}^{(jP_0)} = K_{\text{нер}} [(j-0,5)P_0] < \Delta P_{\text{нер}} < (j+0,5)P_0 = \\ = 0,5\Phi P_0 / \sqrt{2}\sigma [(j+0,5)-(j-0,5)], \quad (4.17)$$

де Φ – функція Лапласа.

Перемножуючи ряди розподілу коефіцієнтів потужностей навантаження (4.16) і (4.17), отримуємо ряд розподілу потужності навантаження, що враховує її зміни відповідно до добових графіків, нерегулярні коливання та планові простоювання агрегатів.

Отримані ряди розподілу коефіцієнтів потужностей генераторів та навантажень дозволяють розрахувати ряд розподілу коефіцієнтів дефіциту потужності, математичне сподівання невідпуску електроенергії та збитку:

$$K_{\text{д}}^{(kP_0)} = \sum_k K_{\text{н}}^{(jP_0)} K_{\text{Г}}^{(iP_0)}, \quad (4.18)$$

де $K_{\text{Г}}^{(iP_0)}$ - коефіцієнти ряду розподілу потужностей генераторів, де індекс i відповідає потужності (iP_0) в розрахункових ступенях;

$K_{\text{н}}^{(jP_0)}$ - коефіцієнти з ряду розподілу навантаження, що характеризують відносну тривалість споживання потужності (jP_0);

$K_{\text{д}}^{(kP_0)}$ - коефіцієнт дефіциту потужності.

Коефіцієнти з ряду розподілу навантаження спрощено розраховуються за формулою:

$$K_{\text{н}}^{(jP_0)} = t(jP_0) / 24, \quad (4.19)$$

де $t(jP_0)$ - тривалість споживання потужності за заданим добовим графіком, год.;

P_0 - розрахунковий ступінь потужності.

Нарешті, недовідпущена електроенергія $\Delta A_{\text{нд}}$ та збиток визначаються:

$$\Delta A_{\text{нд}} = 8760P_0 \sum_k k K_{\text{д}}^{(kP_0)}, \quad (4.20)$$

$$\text{Зб} = \Delta A_{\text{нд}} \cdot \text{зб}_{\text{п}}, \quad (4.21)$$

де $\text{зб}_{\text{п}}$ - питомий збиток від недовідпуску електроенергії споживачам;

k – індекс дефіциту: $k = j - i$.

Вказаний підхід застосовується для електроенергетичної системи,

яка включає в себе декілька концентрованих систем з різними типами агрегатів. Якщо ж резерв потужності визначається для однієї концентрованої системи з однаковими агрегатами, то розрахунки проводяться більш спрощено. У подальшому прикладі розглядається вибір резерву потужності для простої концентрованої енергосистеми [7].

Приклад 4.3. Оцінка надійності електричної станції в концентрованій ЕЕС

Розглянемо визначення математичного сподівання недовідпуску електроенергії для системи, що має $n=4$ ідентичних агрегатів потужністю по 500 МВт з навантаженням, що задане одним добовим графіком (рисунок 4.2). Математичне сподівання недовідпуску електроенергії визначимо, враховуючи тільки вимушені простоя агрегатів та зміну навантаження відповідно до добового графіка.

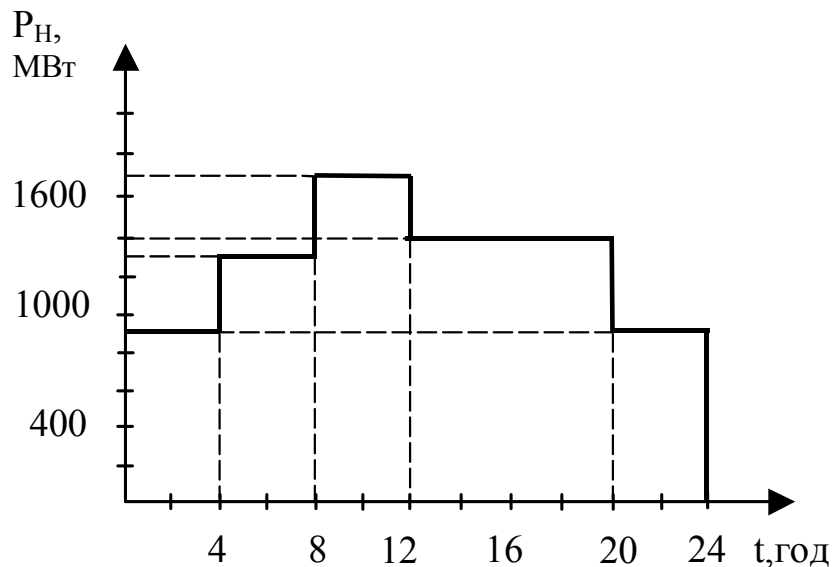


Рисунок 4.2 – Добовий графік навантаження на шинах електричної станції

Розв'язання:

Виберемо розрахунковий ступінь потужності P_0 рівний або у ціле число разів менший одиничної потужності агрегатів. Добовий графік навантаження перебудуємо так, щоб всі його зміни були кратні вибраному розрахунковому ступеню потужності. Маленька величина розрахункового ступеня потужності дозволяє більш точно враховувати в розрахунку графік навантаження, але призводить до збільшення обсягу розрахунку. Отже, проводяться певні оптимізаційні розрахунки задля вибору ступеня P_0 . Варто зазначити, що вибраний ступінь P_0 використовується для визначення всіх рядів розподілу ймовірностей від генерації через навантаження до дефіциту.

Використовуючи біноміальний закон розподілення, можна визначити коефіцієнти генерації $(K_{\Gamma})_n^m$, тобто ймовірності того, що в даний час на електричній станції працюють m агрегатів з n :

$$(K_{\Gamma})_n^m = C_n^m K_{\Gamma}^m K_B^{n-m}, \quad (4.22)$$

де K_{Γ} – коефіцієнт готовності агрегата;

K_B – коефіцієнт вимушеного простоювання агрегата;

m – кількість агрегатів, що знаходяться в робочому стані; n – загальна кількість агрегатів;

C_n^m – комбінаторна кількість ситуацій, коли працюють m агрегатів з n :

$$C_n^m = \frac{n!}{m!(n-m)!}. \quad (4.23)$$

За відомим коефіцієнтом вимушеного простоювання агрегату – K_B і визначеним коефіцієнтом вимушеного простоювання – K_{Γ} ($K_{\Gamma} = 1 - K_B$) розраховують ряд розподілу коефіцієнтів потужностей генераторів, що знаходяться в робочому стані – $K_{\Gamma}^{(iP_0)}$, де індекс iP_0 відповідає потужності, яка виробляється на станції, в розрахункових ступенях. Отже, $K_{\Gamma}^{(iP_0)} = (K_{\Gamma})_n^m$.

Навантаження також можна подати у вигляді ряду коефіцієнтів $K_H^{(jP_0)}$, що характеризують відносну тривалість споживання потужності (jP_0) . Ці коефіцієнти розраховуємо за формулою (4.19).

При потужності навантаження jP_0 , що більше за потужність генераторів – iP_0 , тобто, при $(jP_0) > (iP_0)$, в системі має місце дефіцит потужності – kP_0 , що дорівнює $(j-i)P_0$. Тоді ймовірність (коефіцієнт) дефіциту потужності kP_0 розраховується за формулою (4.18).

Математичне сподівання недовідпуску електроенергії за рік внаслідок дефіциту потужності розраховується за формулою (4.20). При заданому питомому збитку від недовідпуску електроенергії споживачам $зб_{\Pi}$ [у.о./кВт·год] математичне сподівання збитку визначаємо за формулою (4.21).

Приймаючи умови, що в концентрованій системі працює електрична станція з загальною кількістю агрегатів – 4, одиничною потужністю 500 МВт, коефіцієнтом вимушеного простоювання 0,007, добовим графіком навантаження на шинах, наведеним на рисунку 4.2, часом

максимального навантаження: $T_{нб}=5621$ год/рік, проведемо розрахунок дефіциту потужності.

Насамперед, приймаємо розрахунковий ступінь потужності рівний 100 МВт. Коефіцієнт готовності агрегатів складає:

$$K_{Г} = 1 - K_{В} = 1 - 0,007 = 0,993.$$

Для даного ступеня потужності складаємо ряд розподілу коефіцієнтів потужностей генераторів, використовуючи формулу (4.22). Наприклад, коли працюють всі 4 агрегати, коефіцієнт генерації потужностей генераторів становить:

$$K_{Г}^{(4 \cdot 500)} = (K_{Г})_4^4 = C_4^4 K_{Г}^4 K_{В}^0 = 1 \cdot (0,993)^4 \cdot 1 = 0,97229,$$

де $C_4^4 = 1$. Індекс i для генерації потужності величиною $P_{Г} = iP_0$ вираховується:

$$i = \frac{P_{Г}}{P_0}.$$

Отже, для всіх випадків роботи станції, якщо ймовірність стану більше ніж 0,0001, аналогічно проводяться розрахунки і результати подаються у таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 – Розподіл коефіцієнтів генерації

Потужність генерації $P_{Г}$, МВт	2000	1500
Індекс генерації i	20	15
Коефіцієнт генерації $K_{Г}^{(iP_0)}$	0,9723	0,0274

При утворенні ряду не враховані члени, які менші за 0,001.

Визначивши за добовим графіком тривалість кожної з його змін навантаження, розраховують коефіцієнти навантаження за формулою (4.19). В результаті визначається ряд потужностей навантаження та заноситься в таблицю 4.9.

Таблиця 4.9 – Ряд розподілу коефіцієнтів навантаження

Потужність навантаження $P_{Н}$, МВт	1700	1400	1300	900
Тривалість за графіком t , год	4	8	4	8
Індекс навантаження j	17	14	13	9
Коефіцієнт навантаження $K_{Н}^{(jP_0)}$	0,17	0,33	0,17	0,33

Коефіцієнт дефіциту потужності розраховується за формулою (4.18). Наприклад, для дефіциту в два ступеня ($k=2$), коефіцієнт дефіциту дорівнює:

$$K_D^{(2P_0)} = K_H^{(17P_0)} \cdot K_\Gamma^{(15P_0)} = 0,17 \cdot 0,0274 = 0,0047.$$

Зазначимо, що дефіцити з іншими ступенями – k – також можливі, але їх ймовірність значно менша ніж $1 \cdot 10^{-4}$. Тому, насправді, отримують не ряд дефіцитів, а лише один впливовий коефіцієнт дефіциту – $K_D^{(2P_0)} = 0,0047$.

Математичне сподівання недовідпуску відповідно до виразу (4.21):

$$\Delta A_{нд} = 8760 P_0 k K_D^{(kP_0)} = 8760 \cdot 100 \cdot 2 \cdot 0,0047 = 8234,4 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

Річну потребу в електроенергії визначаємо за формулою:

$$A = T_{нб} P_{\max},$$

де P_{\max} - максимальна потужність навантаження за добовим графіком;

$T_{нб}$ – заданий час використання максимальної потужності.

Отже,

$$A = 5601 \cdot 1700 = 9522210 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

Відповідно до визначених A та $\Delta A_{нд}$, індекс надійності за (4.13) набуває значення:

$$\alpha = (9522210 - 8234,4) / 9500010 = 0,9991.$$

За даних умов додаткового резерву потужності не потрібно, оскільки

$$\alpha > 0,997.$$

Хоча індекс надійності не нормується, досвід проектування розвитку дозволяє стверджувати, що надійність в концентрованій системі забезпечена, якщо $\alpha \geq 0,997$.

5 ПРОГНОЗУВАННЯ НАВАНТАЖЕНЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

5.1 Прогнозування навантажень як задача моделювання

Проектування розвитку ЕЕС починається з прогнозування навантажень. Для ефективного проектування важливо знати не тільки майбутнє навантаження, але й виробництво електроенергії. Прогноз навантажень використовується для визначення встановленої потужності генераторів, планування розвитку живильних та розподільних мереж, визначення загальної потреби ЕЕС в енергоресурсах, виборі типів електричних станцій. Прогноз навантаження використовується також для вибору стратегії розміщення капіталовкладень. В цілому добрий прогноз, який відтворює дійсні та майбутні тенденції змін навантажень і який підтверджений інженерною інтуїцією, - передумова успіху планування розвитку і відповідно економічної доцільності енергосистеми [2, 11].

Прогноз буває короткочасним, середнім та довготривалим і для будь-якого прогнозу можуть бути застосовані відповідні методи прогнозування.

Методи прогнозування навантаження можна розділити на три групи:

- метод екстраполяції;
- метод кореляції;
- змішаний підхід, який об'єднує два попередні методи.

Метод екстраполяції – це знаходження значень функції за межами значень аргументів. Екстраполяційні методи пов'язані з підбиранням залежності для ретроспективних даних, які відтворюють тенденцію зміни навантаження. Маючи цю залежність, можна екстраполювати її на бажаний інтервал часу в майбутньому. Такий метод називається детермінованою екстраполяцією, оскільки не враховуються випадкові помилки у вихідних даних і похибка моделювання.

Для апроксимації навантажень використовуються функції:

$$\begin{aligned}y &= a + bx \text{ – прямої лінії;} \\y &= a + bx + cx^2 \text{ – параболічної залежності;} \\y &= a + bx + cx^2 + dx^3 \text{ – S-подібної кривої;} \\y &= ce^{dx} \text{ – експоненціальної залежності.}\end{aligned}$$

Коефіцієнти апроксимації – a, b, c, d – (наближена заміна одних математичних операцій іншими) можна визначити за методом найменших квадратів.

Кореляція – це зв'язок між явищами, якщо одне з них входить до переліку причин, які визначають інші, або коли є загальні причини, які впливають на ці явища. Кореляційні методи прогнозування пов'язують навантаження ЕЕС з різними демографічними та економічними

факторами. Переваги цього підходу в тому, що інженер може чітко уявляти взаємозв'язок між зростанням навантаження та іншими вимірюваними величинами. Найочевиднішим недоліком цього методу є необхідність передбачати економічні та демографічні фактори, що може бути важчим, ніж прогнозування навантаження.

5.2 Метод екстраполяції для прогнозування навантажень

Найпоширеніші різновиди екстраполяційних процесів для прогнозування навантажень класифікуються таким чином:

- метод безпосередньої екстраполяції часових рядів, що базується на виявленні закономірностей зростання звітного електроспоживання і поширення їх на перспективу;
- метод однофакторної регресії між споживанням електроенергії і будь-яким показником – національний доход, кількість населення і т.д.;
- метод багатфакторної регресії між споживанням і декількома показниками (повний факторний експеримент);

Процедура екстраполяції основана на інформації, яка частіше за все формується у блоки і подається в оперативно-інформаційний комплекс (ОІК).

Методика ЕНІН і “Енергосетьпроект” пропонує використовувати такі блоки:

1. Дані про розміри і галузеву структуру електроспоживання ЕЕС, що проектується.
2. Дані, що характеризують режим електроспоживання окремих галузей народного господарства, а саме:
 - ступінь навантаження нічних змін;
 - елемент постійної частини технологічного навантаження галузі;
 - річна кількість годин використання зимового середньомісячного максимуму технологічного навантаження галузі;
 - елемент промислового освітлення в електроспоживанні;
 - типові добові графіки змінної частоти технологічного навантаження;
 - коефіцієнт зниження літнього навантаження.

Суть метода екстраполяції детальніше розглядається при визначенні навантажень, які не пов'язані з погодою, тобто нечутливих до погоди складових максимальних навантажень.

5.3 Прогнозування максимальних навантажень

Прогнози навантажень починаються з тижневого, а потім узагальнюються на місяць або рік. Підхід в прогнозуванні тижневого графіка навантажень містить в собі такі етапи:

- розробка моделі сезонної зміни навантажень залежно від погоди;
- виділення за допомогою цієї моделі чутливих і нечутливих складових навантаження в ретроспективних даних;
- прогноз математичного сподівання $m(P_{\max}^{\text{НПС}})$ та середньоквадратичного відхилення $\sigma(P_{\max}^{\text{НПС}})$ для нечутливих до погоди складових навантажень;
- прогноз математичного сподівання $m(P_{\max}^{\text{ЧПС}})$ та середньоквадратичного відхилення $\sigma(P_{\max}^{\text{ЧПС}})$ для чутливих до погоди навантажень;
- розрахунок m і σ піка навантаження на тиждень;
- розрахунок розподілу навантажень для місяця і року.

Особливість прогнозу за ретроспективою полягає в тому, що потрібно мати дані хоча б за попередніх 12 років. Контроль прогнозу відповідних графіків навантажень здійснюється:

“Знизу” – за звітами, що надходять від облenerго, та “зверху” на основі державних планів.

Для побудови відповідних графіків навантажень використовуються:

- метод безпосередньої екстраполяції для виявлення закономірностей зміни навантажень;
- метод однофакторної регресії для визначення електроспоживання і врахування окремих факторів;
- метод багатфакторної регресії для уточнення.

Як приклад можна розглянути характерний добовий графік навантаження для енергосистеми в цілому, що поданий на рисунку 5.1. Зрозуміло, що базисна частина графіка може бути визначена за даними ретроспективи (і це в основному промислове навантаження). Пікова частина навантаження P_{\max} порівняно з базисною або з середнім навантаженням P_{cp} характеризується коефіцієнтом нерівномірності α або щільності β . Залежність цих коефіцієнтів від погодних умов доцільно дослідити з позицій всіх складових навантаження.

Коефіцієнти α і β визначаються за такими співвідношеннями:

$$\alpha = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}; \quad \beta = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}.$$

Вже було зазначено, що у будь-якому графіку навантажень можна виділити складові, які залежать ($P_{\max}^{\text{ЧПС}}$) і не залежать ($P_{\max}^{\text{НПС}}$) від погодних умов. Що стосується $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$, то найвпливовіші параметри – це температура за сухим термометром і вологість повітря. Обидва параметри фіксуються коефіцієнтами $K^{t^{\circ}}$ і K^B , які враховують чутливість навантаження до

погодних умов. З врахуванням коефіцієнтів $K^{t^{\circ}}$ і K^B можуть бути побудовані залежності навантажень $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$. Наприклад, залежність $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$ від температури t° має вигляд, як на рисунку 5.2.

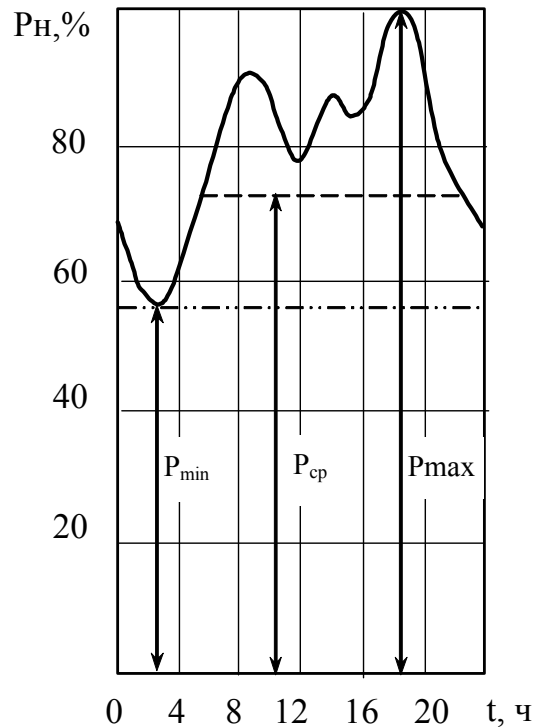


Рисунок 5.1 – Добовий графік навантаження енергосистеми

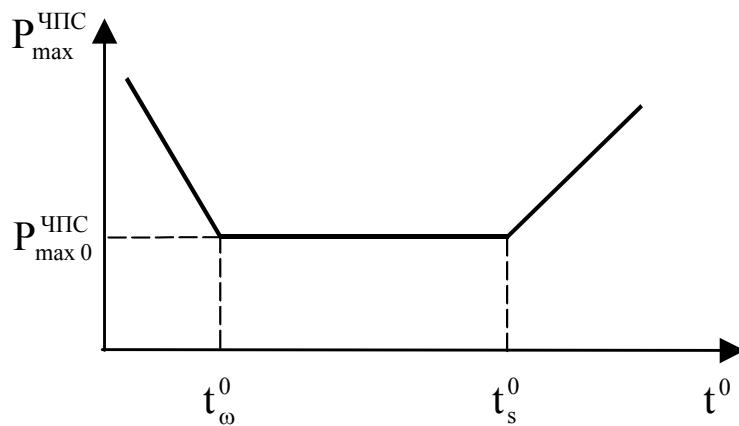


Рисунок 5.2 – Залежність $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$ від температури

Залежності від температури для навантажень (або від вологості) отримуються на підставі лінійної регресії або за методом найменших квадратів (МНК). Але при цьому для прогнозу навантажень важливо знати ще й прогноз температури на тижневий максимум. Отже, значення прогнозу навантажень, чутливих до погодних умов визначаються як:

$$\left. \begin{aligned}
 P_{\max}^{\text{ЧПС}} &= K_s^{t^\circ} \cdot (t^0 - t_s^0) \text{ при } t > t_s; \\
 P_{\max}^{\text{ЧПС}} &= -K_s^{t^\circ} \cdot (t^0 - t_\omega^0) \text{ при } t > t_\omega; \\
 P_{\max}^{\text{ЧПС}} &= P_{\max 0}^{\text{ЧПС}}; \quad t_\omega^0 > t^0 < t_s^0; \\
 m(t^\circ) &= \frac{1}{N} \sum_i^N t_i^0; \\
 \sigma^2(t^\circ) &= \frac{1}{N} \sum_i^N (t_i^0 - m(t^\circ))^2,
 \end{aligned} \right\} \quad (5.1)$$

де $m(t^\circ)$ та $\sigma^2(t^\circ)$ – відповідно математичне сподівання та дисперсія температури t° повітря за прогнозом.

Прогноз нечутливої складової навантаження до погодних умов отримується підбором полінома за попередніми тижневими піками графіків навантажень. Підбір полінома полягає в знаходженні коефіцієнтів полінома. Наприклад, на рисунку 5.3 задана ретроспектива тижневих піків навантажень. Тоді навантаження $P_{\max}^{\text{НПС}}$ може бути подано функцією $F(T)$ від розрахункових періодів T :

$$\left. \begin{aligned}
 F(T) &= \alpha_1 f_1(T) + \alpha_2 f_2(T); \\
 f_1 &= 1; \quad f_2 = T; \\
 F(T) &= \alpha_1 + \alpha_2 T.
 \end{aligned} \right\} \quad (5.2)$$

Коефіцієнти α_1 і α_2 визначаються за умови, що розбіжності між дійсними даними $P_{\max i}^{\text{НПС}}$ і розрахунковою функцією $[F(T)]$ були мінімальні згідно МНК. Параметри лінійної регресії (рисунок 5.3) підбираються так, щоб сума квадратів відхилень спостережень від лінії регресії була мінімальною, тобто для нашого випадку:

$$\begin{aligned}
 \sum_i^N [P_{\max i}^{\text{НПС}}(T) - F(T)_i]^2 &= \min; \\
 \sum_i^N [P_{\max i}^{\text{НПС}}(T) - (\alpha_1 + \alpha_2 T_i)]^2 &= Q; \\
 i \quad \frac{\partial Q}{\partial \alpha_1} &= 0; \quad \frac{\partial Q}{\partial \alpha_2} = 0
 \end{aligned}$$

або

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial Q}{\partial \alpha_1} &= -2 \sum_{i=1}^N [P_{\max i}^{\text{НПС}}(T) - (\alpha_1 + \alpha_2 T)_i] = 0; \\ \frac{\partial Q}{\partial \alpha_2} &= -2 \sum_{i=1}^N [P_{\max i}^{\text{НПС}}(T) - (\alpha_1 + \alpha_2 T)_i] \cdot T_i = 0, \end{aligned} \right\} \quad (5.3)$$

де T – періоди для ретроспективних даних;

N – кількість періодів;

Q – похибка (розбіжність між дійсними даними і розрахунковою функцією на всьому діапазоні N).

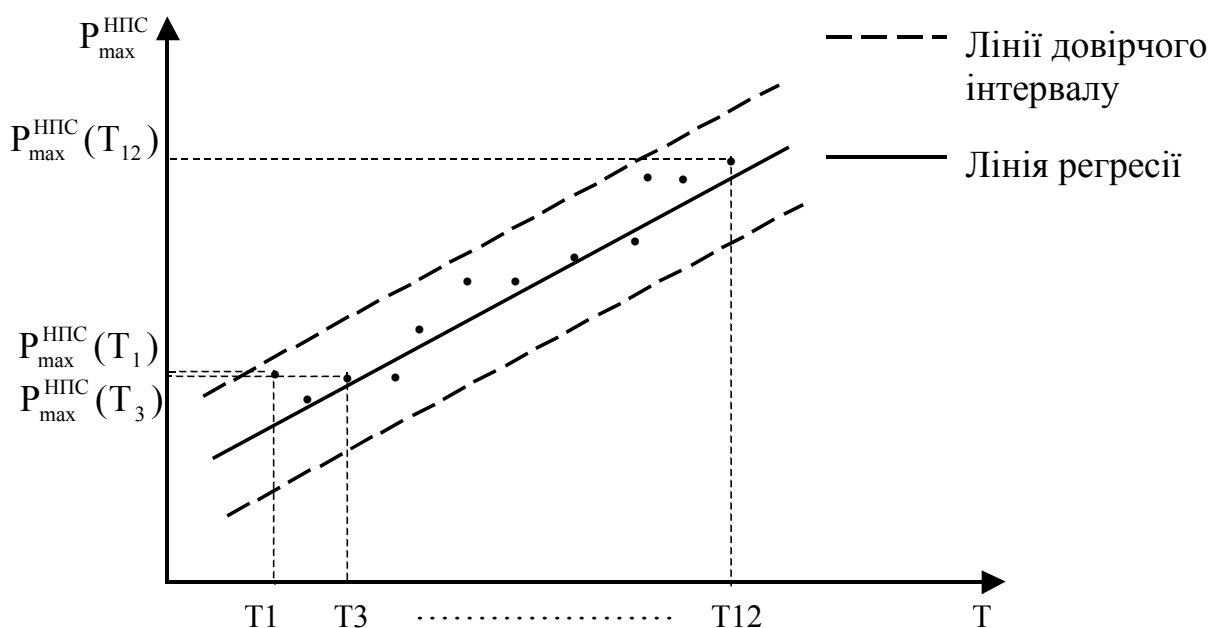


Рисунок 5.3 – Ретроспективні дані про $P_{\max}^{\text{НПС}}$

Перетворивши вирази (5.3), отримаємо нормальні рівняння, з яких визначаються α_1 і α_2 лінії регресії:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1}^N P_{\max i}^{\text{НПС}}(T) &= N\alpha_1 + \alpha_2 \cdot \sum_{i=1}^N T_i; \\ \sum_{i=1}^N P_{\max i}^{\text{НПС}}(T) \cdot T_i &= \alpha_1 \cdot \sum_{i=1}^N T_i + \alpha_2 \cdot \sum_{i=1}^N T_i^2 \end{aligned} \right\} \quad (5.4)$$

Оцінка адекватності отриманих прогнозів навантажень здійснюється

на основі статистичного аналізу. Якщо розрахунки виконані з урахуванням використання МНК, то потрібно визначити або перевірити на скільки отримані коефіцієнти не зсунуті і статичні.

Властивість незміщеності полягає в тому, що математичне сподівання коефіцієнтів α_1 і α_2 , $m(\alpha_1)$ і $m(\alpha_2)$ відображають правдиві значення α_1 і α_2 . Властивість відповідності (статичності) полягає в тому, що дисперсія оцінки параметрів α_1 і α_2 при $N \rightarrow \infty$ прямує до 0.

$$\lim_{N \rightarrow \infty} \sigma_{\alpha_1}^2 = 0; \quad \lim_{N \rightarrow \infty} \sigma_{\alpha_2}^2 = 0.$$

Зазвичай окремі спостереження розсіяні навкруг лінії регресії. Надійність отриманого рішення для прогнозу навантажень оцінюється дисперсією – сумою квадратів відхилень фактичних спостережень від лінії регресії. Тобто це похибка Q відносно лінії регресії. Дисперсія для прогнозу навантажень $\sigma^2(P_{\max}^{\text{НПС}}) = \sigma_p^2 = \frac{Q}{N-2}$, кількість ступенів свободи

береться рівною 2, оскільки два ступеня свободи втрачені при визначенні коефіцієнтів α_1 і α_2 . В той самий час перевіряється і дисперсія для коефіцієнта α_2 . За величиною дисперсій можна судити про правильність моделі. Проте, якщо дисперсія $\sigma_{\alpha_2}^2$ прямує до одиниці, то це означає, що лінійна модель неадекватна. Якщо модель прогнозу навантажень виявилась адекватною і є лінійною, то для лінії регресії потрібно визначити довірчі інтервали.

Визначення довірчих інтервалів здійснюється за допомогою критерію Стюдента. Для початку вводиться нормування відхилення t_α . Це таблична величина критерію Стюдента, що залежить від рівня довіри і кількості ступенів свободи. Розрахунковий критерій Стюдента $t = \frac{\alpha_2}{\sigma_{\alpha_2}}$.

Якщо $t > t_\alpha$, то потрібно обирати іншу регресійну залежність. Якщо визначені коефіцієнти регресії а також їхні дисперсії відповідають умові $t < t_\alpha$, тоді лінія регресії охоплюється з двох сторін лініями $F(T) \pm t_\alpha \cdot \sigma_p$, тобто будується довірчий інтервал (рисунок 5.3).

Метод екстраполяції є спрощеним методом, але він дозволяє за лінією регресії передбачати прогноз навантажень на майбутній період. А з урахуванням довірчих інтервалів цей прогноз буде мати і необхідну довірчу ймовірність. Але суттєвим недоліком спрощених методів є відмова від урахування чинника випадковості при визначенні річних або сезонних максимумів навантаження. Дійсно, замірювання річного максимуму навантаження системи і її вузлів виконується один раз на рік і відбувається наприкінці року. Такий вибір терміну вимірювання відображає тільки

основні закономірності, але не враховує впливу випадкових чинників, таких як температура і рівень обмежень в системі на день вимірювання. Наприклад, для одного з регіонів в енергосистемі в замірі 2000 р. спад сумарного навантаження системи легко пояснити тим, що замір максимального навантаження 1997 р. виконувався при температурі мінус 40°C, в той час як заміри навантаження 2000 р. відповідали температурі мінус 2°C. Очевидно, що сумарне навантаження системи повинно залежати від температури, отже її прогноз повинен враховувати не якість випадкове значення навантаження, а відповідне значення, скореговане на деякий середній рівень температури даного сезону. В наш час проектувальники визначають тренд максимальних навантажень і формують добові графіки на основі програмних комплексів, розроблених в НЕК України, і корегують показники максимальної потужності системи тільки на підставі досвіду та інтуїції. Проте, для урахування погодних умов існують різні ймовірнісні методи визначення річного максимуму навантажень.

Приклад 5.1. Визначення прогнозу навантажень

Відомо, що ретроспективні дані з максимальної потужності $P_{\max}^{\text{НПС}}(T)$ були узагальнені за попередні 10 періодів (T) (таблиця 5.1). Потрібно визначити коефіцієнти лінійної регресії та знайти максимальну потужність на наступний одинадцятий період $P_{\max}^{\text{НПС}}(T_{11})$.

Таблиця 5.1 – Ретроспективні дані для прогнозу навантажень

Максимальна потужність, $P_{\max}^{\text{НПС}} \%$	104	106	106	95	90	85	80	105	111	100
Ретроспективний період, T	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Розв'язання:

Використовуючи нормальні рівняння (5.4) і дані таблиці 5.1, отримуємо систему рівнянь:

$$982 = 10 \cdot \alpha_1 + 55 \cdot \alpha_2,$$

$$5373 = 55 \cdot \alpha_1 + 385 \cdot \alpha_2,$$

звідки визначаємо $\alpha_1 = 100,64$ і $\alpha_2 = -0,339$.

Функція регресії $F(T)$ набуває вигляду:

$$F(T) = 100,064 - 0,339T.$$

На основі отриманої регресійної залежності $F(T)$ можна сформувати таблицю і графіки тренду максимальних навантажень (див. таблицю 5.2 і рисунок 5.4).

Таблиця 5.2 – Прогноз максимального навантаження за функцією регресії

Максимальна потужність, $P_{\max}^{\text{НПС}} \%$	104	106	106	95	90	85	80	105	111	100	
$F(T)$	100,3	99,96	99,62	99,28	98,94	98,60	98,26	97,92	97,59	97,25	96,335
Період, T	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

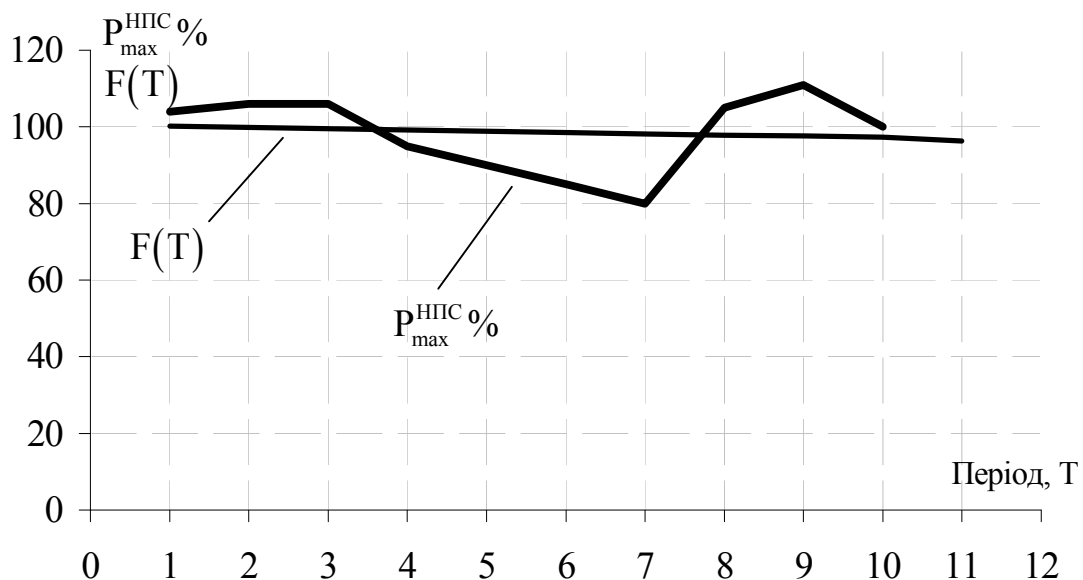


Рисунок 5.4 – Графіки тренду максимальних навантажень

Отримані результати можуть бути використані для коригування заданих добових графіків навантажень. Наприклад, якщо задано графік навантажень на шинах електричної станції концентрованої ЕЕС відносно встановленої потужності (рисунок 5.5), то для нього можна провести корекцію і визначити навантаження відповідно до прогнозу.

Оскільки максимальна потужність за прогнозом $P_{\max}^{\text{НПС}}(T_{11})$ становить 96,335% (тобто прогнозується зменшення максимального навантаження), то для відповідного добового графіка відбудуться зміни (рисунок 5.5).

Можна констатувати, що добовий графік навантажень (рисунок 5.5) відповідає зменшенню $P_{\max}^{\text{НПС}}$ і також зменшенню інших ступенів навантаження. Відносно встановленої потужності за прогнозом максимальна потужність не перевищить 90 %.

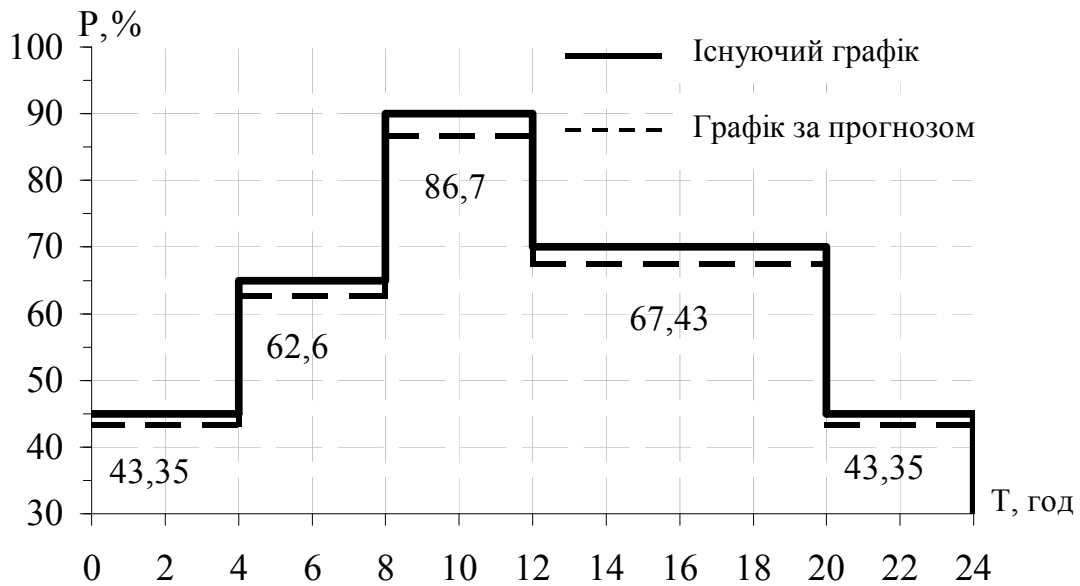


Рисунок 5.5 – Добовий графік навантажень на шинах ЕС відносно встановленої потужності

5.4 Ймовірносний метод визначення річного максимуму навантажень

Ймовірносний метод заснований і застосовується в енергосистемах США з 60-х років минулого століття [2], тому його кількісні співвідношення для більшості енергосистем СНД повинні бути змінені (враховуючи хоча б те, що системний максимум енергосистеми США припадає на літо, а не взимку, як в системах СНД), однак теоретичні основи метода корисно використовувати в практиці прогнозування навантажень ЕЕС будь-якої держави.

Ймовірносний метод моделювання річних максимумів сумарного навантаження енергосистеми оснований на використанні всіх показників добових максимумів. Його застосування закладено на таких статистичних гіпотезах.

1. В сумарному навантаженні системи можна виділити дві складові: чутливу до погоди (ЧСП) і нечутливу (НПС), величини максимального навантаження.

2. Для математичних сподівань чутливих до погоди складових навантаження справедлива загальна залежність, наведена на рисунках 5.2 та 5.6. Графік, наведений на рисунку 5.2, відображає тільки загальну тенденцію зміни максимумів навантаження від температури. Конкретні значення параметрів $k_{\omega}^{t^0}$, $k_s^{t^0}$, t_{ω}° , t_s° , формують зони відповідних додатних, від'ємних і нульових коефіцієнтів. Коефіцієнти і температурні зони

визначають на підставі рівнянь регресійного аналізу за добовими максимумами навантаження попередніх спостережень.

Як було зазначено, прогноз максимальних потужностей для нечутливої від температури складової $P_{\max}^{\text{НПС}}$ можна виконати на підставі лінійного рівняння регресії:

$$P_{\max}^{\text{НПС}} = \alpha_1 + \alpha_2 T.$$

Оскільки частка (α') складової потужності, залежної від погоди $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$ і частка $(1 - \alpha')$ незалежної $P_{\max}^{\text{НПС}}$ в енергосистемі заздалегідь невідомі, то для визначення α' доцільно скласти загальне рівняння нелінійної регресії

$$P'_{\max} = \alpha' \cdot P_{\max}^{\text{ЧПС}} + (1 - \alpha') \cdot P_{\max}^{\text{НПС}}. \quad (5.5)$$

Як відомо, для отримання коефіцієнтів рівняння нелінійної регресії застосовується метод лінеаризації, надійно працюючий лише в тому випадку, коли початкове наближення достатньо близьке до реальних величин. В зв'язку з цим, перш ніж розв'язувати нелінійне рівняння регресії, отримане з (5.5) варто зафіксувати діапазон різних значень α' від 0 до 1. Значення α' , що відповідає мінімальному значенню дисперсії (похибки) $\sigma_p^2 = Q$, застосовується як початкове наближення для розв'язування задачі нелінійної регресії.

Складність ймовірнісного моделювання річного максимума потужності P_{\max} суттєво залежить від співвідношення між щільністю розподілу температур t° і графіком залежності максимуму $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$. Оскільки в більшості енергосистем СНД річний максимум навантаження припадає на зиму, збігаючись з часом опалювального сезону, то крива щільності температур очікуваного періоду максимуму звичайно не виходить за межі лівого відрізка залежності потужності від температури, як показано на рисунку 5.6.

В цьому випадку функція розподілу чутливої до погоди потужності $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$ підпорядковується нормальному закону розподілу (рисунок 5.7) (як і розподіл температур). Математичне сподівання $m(P_{\max}^{\text{ЧПС}})$ і дисперсія $\sigma^2(P_{\max}^{\text{ЧПС}})$ зміни залежної від погоди потужності $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$ визначаються за відомими з теорії ймовірності формулами:

$$\left. \begin{aligned} m(P_{\max}^{\text{ЧПС}}) &= k_{\omega}(t^{\circ} - m(t^{\circ})); \\ \sigma^2(P_{\max}^{\text{ЧПС}}) &= k_{\omega}^2 \sigma^2(t^{\circ}); \\ f(P_{\max}^{\text{ЧПС}}) &= \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_p^2}} e^{-\frac{(m_p - p)^2}{2\sigma_p^2}}, \end{aligned} \right\} \quad (5.6)$$

де $m_p = m(P_{\max}^{\text{ЧПС}})$; $\sigma_p^2 = \sigma^2(P_{\max}^{\text{ЧПС}})$; $P = P_{\max}^{\text{ЧПС}}$.

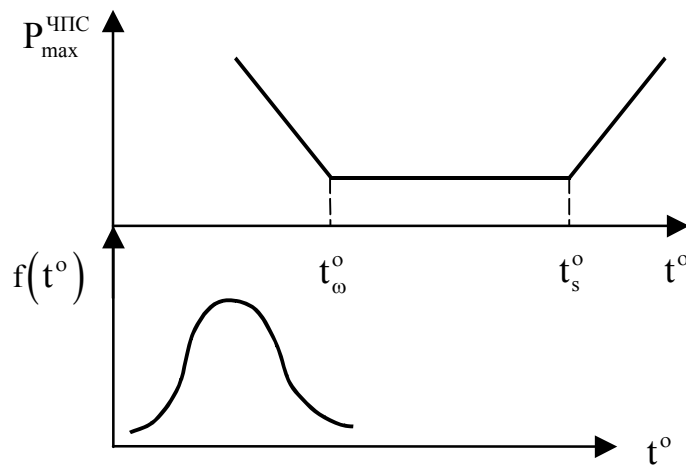


Рисунок 5.6 – Функція розподілу температури повітря

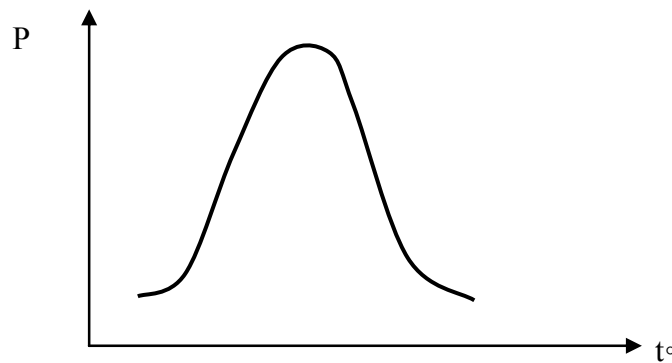


Рисунок 5.7 – Функція розподілу потужності $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$

Оскільки випадкові величини розподілу максимумів потужностей $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$ і $P_{\max}^{\text{НПС}}$ вважаються незалежними одна від одної, то сумарне математичне сподівання і дисперсію максимумів можна розрахувати таким чином:

$$\left. \begin{aligned} m(P_{\max}) &= k_{\omega} [t^{\circ} - m(t^{\circ})] + m(P_{\max}^{\text{НПС}}); \\ \sigma^2(P_{\max}) &= k_{\omega}^2 \sigma^2(t^{\circ}) + \sigma^2(P_{\max}^{\text{НПС}}). \end{aligned} \right\} \quad (5.7)$$

Рівняння регресії (5.5) в розглянутому нами випадку також суттєво спрощується, в результаті чого отримуємо такий вираз для і-го періоду:

$$P_{\max i} = \alpha' (P_i - k_{\omega} t_i^{\circ}) + (1 - \alpha') (P_i + \alpha_2 T_i), \quad (5.8)$$

де t_i° – температура, відповідна вхідному значенню P_i з вибірки замірювань потужності;

T_i – час, якого стосується дане вимірювання.

Як окремі вибірки доцільно брати тижневі максимуми навантаження з інтервалу, відповідного очікуваному значенню максимальної потужності, для цієї мети можна, наприклад, використовувати вимірювання трьох останніх місяців за два-три роки спостереження.

Отримані відповідно до виразу (5.7) математичні сподівання максимумів навантаження кожного року в подальшому можуть бути використані в якості вхідної інформації для визначення річних максимумів на перспективу за допомогою екстраполяційних методів.

Відмітимо, що застосування ймовірнісного способу моделювання річних максимумів навантаження в загальному випадку, коли функція розподілу температур має ділянки, які збігаються з декількома зонами потужності, значно складніше описаного методу. Це пояснюється тим, що наявність різних зон моделювання робить функцію розподілу потужності, залежної від погоди, відмінною від нормального розподілу та з розривом в нулі.

Спробуємо побудувати гістограму і криву щільності розподілу потужності навантаження, залежного від погоди $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$, для сполучення графіків, що подані на рисунку 5.8. Для цього використовується нижня частина рисунка, на якій показана функція нормального розподілу температур $f(t^{\circ})$ і її значення для виділених точок (1, 2, 3, 4).

В першу чергу знайдемо ймовірність початкового P_0 значення потужності. Очевидно, що таке значення потужності відповідає зміні температур від t_{ω}° до t_s° і легко може бути обчислено на підставі кривих нормального розподілу. В нашому випадку ймовірність $p(P_0) \Rightarrow 0,2$.

Ймовірність існування потужності $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$, що становить 1 у відносних значеннях, визначається так:

$$p(P_{\max}^{\text{ЧПС}} = 1) = f(t_{1'}^{\circ}) - f(t_1^{\circ}) = 0,8 - 0,4 = 0,4.$$

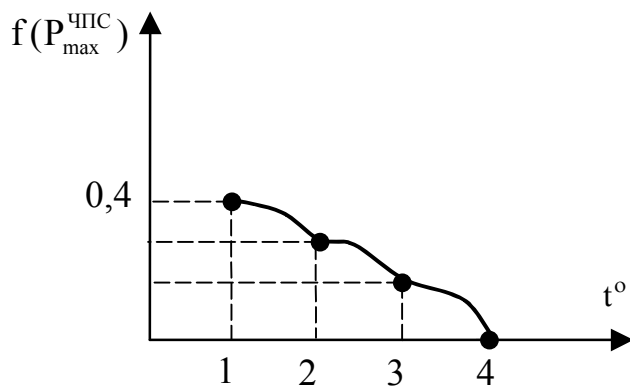
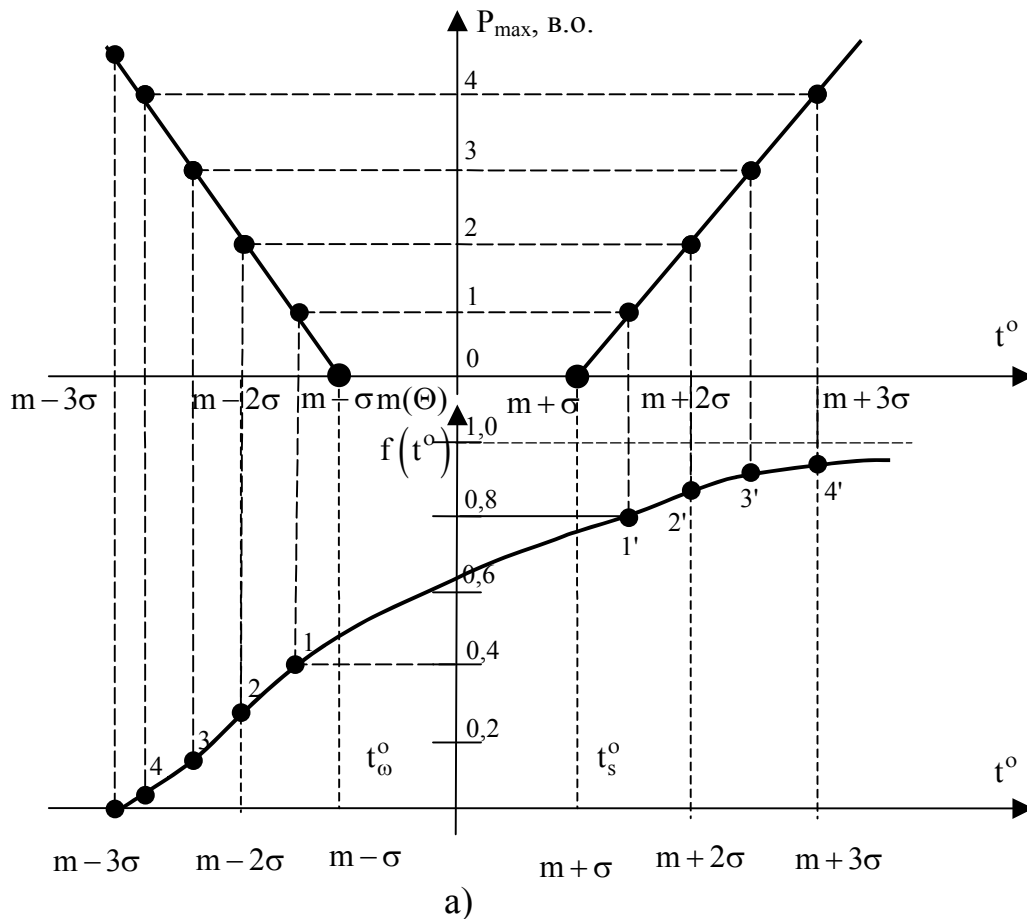


Рисунок 5.8 – Розрахункове сполучення графіків

Аналогічні розрахунки дозволяють побудувати гістограму залежності $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$ від її величини у відносних одиницях. Надалі ця інформація і гістограми використовують у розрахунках сумарного навантаження.

Контрольні запитання

1. Як потрібно прогнозувати навантаження:
 - на підставі прогнозу енергії і використання встановленої потужності?
 - незалежно?
2. Як складати сумарний прогноз ЕЕС:
 - на підставі прогнозів її складових?
 - за ретроспективними даними про сумарне навантаження?
3. Які погодні умови брати в розрахунок:
 - середні?
 - екстремальні?
4. Які методи використовувати:
 - прості математичні?
 - математичні, ґрунтовані на теорії статистичних випробувань?
5. Метод визначення потужності, нечутливої до погоди.
6. Метод визначення потужності, чутливої до погоди.
7. Як знайти довірчу зону потужності навантажень P_{\max} за прогнозом?
8. Основи статистичного аналізу, що використовують в прогнозуванні навантажень.

ЛІТЕРАТУРА

1. Коренков Н.П. Основы теории и проектирования САПР. – М.: Высшая школа, 1990.
2. Саливан Р. Проектирование развития ЭЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1982.
3. Арзамасцев Д.А. Модели оптимального развития энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
4. Лежнюк П.Д., Остапчук Ж.И., Пауткина Л.Р. Методические указания и контрольные задания для самостоятельной работы студентов по курсу «Оптимизация развития энергосистем». – Винница: Модуль, 1990.
5. Аввакумов В.Г. Постановка и решение энергетических задач исследования операций. – К.: Вища школа, 1991.
6. Электрические системы. Кибернетика электрических систем / Под ред. Веникова В.А. – М.: ВШ, 1974.
7. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
8. Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
9. Астахов Ю.Н. и др. Прогнозирование сложных систем. – М.: МЭИ, 1985.
10. Справочник по проектированию электрических сетей и систем / Под ред. Рокотяна С.С. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
11. Остапчук Ж.І. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Проектування розвитку електричних систем». – Вінниця: ВДТУ. - 1998.
12. Бабушкин В.М., Нейман В.А., Чевычелов В.А. Электрические сети: развитие, новые решения. – Киев: Энергетика и электрофикация, 2002.
13. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
14. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
15. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
16. Остапчук Ж.І., Томашевський Ю.В. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни “Моделі оптимального розвитку електричних систем”. – Вінниця, ВДТУ, 2002.
17. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 10-750 кВ (ГКД 341.004.002) – К.: Минэнерго Украины, 1994.
18. Нормы технологического проектирования электрических систем и электрических сетей 35 кВ и выше (ГКД 341.004.002) – К.: Минэнерго Украины, 1994.

Навчальне видання

Жанна Іонівна Остапчук
Володимир Володимирович Кулик
Віра Володимирівна Тептя

**МОДЕЛЮВАННЯ В ЗАДАЧАХ РОЗВИТКУ
ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ**

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

Оригінал-макет підготовлено Ж.І. Остапчук, В.В. Тептя
Редактор Т.О. Старічек

Науково-методичний відділ ВНТУ
Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК № 746 від 25.12.2001
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВНТУ

Підписано до друку
Формат 29,7×42 ¼
Друк різнографічний
Тираж прим.
Зам. №

Гарнітура Times New Roman
Папір офсетний
Ум. друк. арк.

Віддруковано в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі
Вінницького національного технічного університету
Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК № 746 від 25.12.2001
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВНТУ