

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

НАДІЙНІСТЬ СИТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

СУМИ 2023

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

НАДІЙНІСТЬ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

для здобувачів вищої освіти 1м курсу спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
другого рівня вищої освіти
ступеня вищої освіти «Магістр»

СУМИ 2023

УДК 621.3.002

Укладачі: Яковлев В. Ф., к.т.н., професор кафедри енергетики та електротехнічних систем; Савойський О. Ю., ст. викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем; Вольвач Т. С., асистент кафедри енергетики та електротехнічних систем.

Надійність систем електропостачання. Конспект лекцій для здобувачів вищої освіти 1м курсу спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» другого рівня вищої освіти, ступеня вищої освіти «Магістр». – Суми, 2023. – 100 с.

Рецензенти:

Лобода В. Б., к.ф.-м.н., професор кафедри енергетики та електротехнічних систем Сумського НАУ;

Соларьов О. О., к.т.н., доцент кафедри транспортних технологій Сумського НАУ.

Відповідальний за випуск: Чепіжний А. В., к.т.н., доцент, завідувач кафедри енергетики та електротехнічних систем.

Рекомендовано до видання навчально-методичною радою ІТФ СНАУ.

Протокол № 6 від „23“ травня 2023 року.

ЗМІСТ

ТЕМА 1. ЗАГАЛЬНЕ ПОНЯТТЯ ПРО НАДІЙНІСТЬ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	7
ТЕМА 2. КЛАСИФІКАЦІЯ ВІДМОВ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	16
ТЕМА 3. ПРИЧИНИ ТА ХАРАКТЕР ВІДМОВ ОСНОВНИХ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	22
ТЕМА 4. ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ЇХ ВИЗНАЧЕННЯ.....	29
ТЕМА 5. ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ СИСТЕМ З ПОСЛІДОВНИМ З'ЄДНАННЯМ ЕЛЕМЕНТІВ.....	42
ТЕМА 6. ВИЗНАЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ СТРУКТУР СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИ ПАРАЛЕЛЬНОМУ ЗЄДНАННІ ЕЛЕМЕНТІВ	47
ТЕМА 7. ВИЗНАЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ СТРУКТУР СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИ ЗМІШАНОМУ ТА СКЛАДНОМУ ЗЄДНАННІ ЕЛЕМЕНТІВ.....	51
ТЕМА 8. МЕТОД МІНІМАЛЬНИХ ПЕРЕРІЗІВ СТРУКТУР СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИ СКЛАДНОМУ ЗЄДНАННІ ЕЛЕМЕНТІВ .	55
ТЕМА 9. МІНІМАЛЬНІ ПЕРЕРІЗИ СКЛАДНОЇ СТРУКТУРИ	60
ТЕМА 10. ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ СЕП З УРАХУВАННЯМ НАДІЙНОСТІ.....	63
ТЕМА 11. ОЦІНЮВАННЯ СЕП ПО КОЕФІЦІЄНТУ ЗАБЕЗПЕЧЕНОСТІ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЄЮ	70
ТЕМА 12. ОЦІНЮВАННЯ СЕП ПО ВЕЛИЧИНІ ЗБИТКУ ВІД ВІДМОВ В ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННІ.....	74
ТЕМА 13. ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ РІШЕНЬ ПО ВІДОМІЙ ВЕЛИЧИНІ ПИТОМОГО ЗБИТКУ ТА ШЛЯХИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	80

ТЕМА 14. АВТОМАТИЧНЕ СЕКЦІОНУВАННЯ І РЕЗЕРВУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	86
---	-----------

ТЕМА 15. ОБГРУНТУВАННЯ СПОСОБІВ СЕКЦІОНУВАННЯ І РЕЗЕРВУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ. РАЦІОНАЛЬНА ОРГАНІЗАЦІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	90
--	-----------

ТЕМА 1. ЗАГАЛЬНЕ ПОНЯТТЯ ПРО НАДІЙНІСТЬ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам основні поняття про надійність систем електропостачання, класифікаційні ознаки надійності*

План

1. Поняття надійності електропостачання споживачів агропромислового комплексу.
2. Основні поняття, терміни та визначення теорії надійності.
3. Категорії споживачів за рівнем надійності електропостачання.
4. Класифікація та характеристика основних факторів, що впливають на надійність електропостачання.
5. Статистичні методи оцінки кількості та тривалості перерв у електропостачанні споживачів агропромислового комплексу.

1. Поняття надійності електропостачання споживачів агропромислового комплексу

Проблема надійності технічних систем була сформульована на початку 50-х років XX ст. стосовно радіоелектронних пристроїв та систем автоматики. Однак системи електропостачання мають специфічні особливості побудови та функціонування.

До таких особливостей відносяться:

- характер енергопостачання, що враховує безперервність та нерозривність процесу виробництва, передачі та споживання енергії;
- багатоцільове використання енергії та наявність споживачів з різними вимогами до якості та надійності енергопостачання;
- невелика ймовірність повної відмови системи, а також повного ремонту системи внаслідок великої кількості джерел та споживачів, потенційної режимної надмірності елементів;
- елементи систем електропостачання (обладнання, апарати, частини мереж) є досить складними системами, які складаються з елементів, характеристики яких за надійністю виявлені недостатньо і залежать від конструктивних особливостей, виду та якості матеріалів, складання, умов роботи тощо;
- складності отримання статистичних матеріалів випробувань, які практично неможливо відтворити в лабораторних та заводських умовах. Це пов'язано з труднощами у створенні реальних умов роботи та тривалості середнього часу безвідмовної роботи, обчислюваного роками, протягом яких елементи піддаються

профілактичним ремонтам і випробуванням, врахувати вплив яких у характеристики надійності досить складно.

Від надійності електропостачання залежить промисловість, побут, сільське господарство. Залежність ця настільки сильна, що на порушення надійності призводить до величезних матеріальних збитків, що мають масштаби національного лиха, прикладом яких служать аварії в ряді країн.

Під надійністю розуміється властивість об'єкта зберігати у часі в встановлених межах значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати необхідні функції у заданих режимах та умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання та транспортування.

Стосовно системи електропостачання найбільш обґрунтованим є наступне визначення.

Надійність електропостачання – це здатність електричної системи забезпечувати приєднаних до неї споживачів електричною енергією заданої якості будь-який інтервал часу. При цьому поняття надійності включає як безперебійність постачання споживачів електроенергією, так і її якість – стабільність частоти і напруги [2].

Порушення надійності, тобто перерви в електропостачанні, залежно від виду споживачів призводять до різних небажаних наслідків, і тому підвищення надійності електропостачання завжди було одним із центральних завдань практичної електротехніки.

Приблизно до середини 50-х років. XX ст. електропостачання сільськогосподарських районів було орієнтовано використання дрібних теплових і гідравлічних станцій, які є недостатньо надійні джерела енергії. За таких електростанцій недоцільно було прагнути підвищувати надійність мереж, оскільки необхідні при цьому додаткові вкладення виявилися малоефективними. Крім того, внаслідок розкиданості сільських споживачів по великій території питомі вартості мереж (на 1 кВт потужності, що передається) значно вищі, ніж у промисловому та міському електропостачанні. Тому на першому етапі сільської електрифікації основна увага приділялася зниженню початкових витрат на електропостачання, у багатьох випадках навіть на шкоду його надійності. Недостатня надійність сільського електропостачання на той час не виявлялася повною мірою, оскільки електрифіковані були лише окремі процеси сільськогосподарського виробництва та ефект від електрифікації в основному полягав у полегшенні праці працюючих без значного скорочення їхньої кількості за рахунок докорінної зміни технології виробничих процесів. При перервах в електропостачанні ці процеси виконувались вручну з дуже невеликою матеріальною шкодою для виробництва.

Через таке становище довго існувала думка, що сільськогосподарське виробництво нечутливе до перерв в електропостачанні та збитки від них незначні. Однак у міру впровадження комплексної електрифікації сільськогосподарського

виробництва, особливо у тваринництві, стала змінюватися технологія виробництва, зросла продуктивність праці та суттєво скоротилася чисельність обслуговуючого персоналу. При перервах в електропостачанні все важче (або взагалі неможливо) стало залучати додаткову робочу силу для виконання робіт вручну, і недостатня надійність електропостачання почала проявлятися більшою мірою.

Ще більш високі вимоги до надійності електропостачання висувають сучасні підприємства з вироблення продуктів тваринництва на промисловій основі та великі птахофабрики. За характером виробничих процесів такі підприємства наближаються до сучасного промислового виробництва. Раптове припинення електропостачання в цьому випадку викликає дезорганізацію виробництва та значні матеріальні збитки. Необхідно також зважати на великі незручності, які зазнає населення сучасних сільських споживачів при перервах в електропостачанні.

З усіх цих причин нині забезпечення надійного електропостачання сільськогосподарських споживачів стало одним із найважливіших завдань електроенергетики.

У будь-якій точці електричної мережі може бути приєднана велика кількість споживачів із найрізноманітнішими характеристиками. Тому як найбільш загальну оцінку надійності логічно прийняти очікувану ймовірність забезпечення електропостачання в точці мережі, що розглядається.

Досвід експлуатації показує, що ймовірність порушення електропостачання не залишається однаковою протягом року чи навіть доби. Так, пошкодження ізоляції грозовими перенапругами відбуваються лише у весняні та літні місяці, ймовірність пробою ізоляторів повітряних ліній вища при сході сонця тощо. Тому надійність електропостачання в різну пору року та доби буває різною. Насправді доцільно оцінювати надійність середнім значенням ймовірності забезпечення електропостачання протягом року чи кілька років.

Мета заходів щодо підвищення надійності електропостачання – скоротити кількість та тривалість відключень. Залежність ступеня надійності цих двох факторів досить складна.

Найбільш загальною оцінкою надійності міг би бути єдиний показник, що враховує як число, і тривалість відключень.

Насьогодні такий показник ще не розроблений, тому що поки не можливо порівняти збитки від одного та декількох відключень з однаковою загальною тривалістю.

2. Основні поняття, терміни та визначення теорії надійності

Енергетична система – сукупність електростанцій, електричних та теплових мереж, з'єднаних між собою та пов'язаних спільністю режиму у безперервному

процесі виробництва, перетворення та розподілу електричної енергії та тепла при загальному

керування цим режимом.

Електроенергетична (електрична) система – сукупність електроустановок електричних станцій, електричних мереж енергосистеми та приймачів електричної енергії, що живляться від неї, об'єднаних спільністю процесу виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії.

Система електропостачання (СЕП) – об'єднана загальним виробничим процесом сукупність елементів електричної системи: електричні мережі, джерела живлення цих мереж, електроприймачі та відповідні апарати управління та регулювання.

Терміни та визначення, що використовуються в теорії надійності систем електроенергетики, наведені в ДСТУ 2860-94. **Надійність техніки. Терміни та визначення.**

Усі терміни теорії надійності розглядаються стосовно об'єкту.

Об'єкт – предмет певного цільового призначення, що розглядається з точки зору аналізу надійності. Під об'єктом можна розуміти електротехнічний виріб, технічну систему, комплект обладнання. У всіх випадках, коли немає необхідності конкретизувати предмет дослідження, говорять про об'єкт та надійність об'єкта. Якщо ж розглядається завдання, специфічне лише для певного виду виробу, то говорять про надійність трансформатора, ізоляторів, лінії електропередачі та ін.

Елемент – об'єкт, надійність якого вивчається незалежно від надійності складових його частин.

Система – сукупність спільно функціонуючих елементів, об'єднаних до виконання єдиного завдання.

Поняття елемента та системи у розрахунках надійності відносні. Об'єкт, що вважається системою в одному дослідженні, може розглядатися як елемент, якщо вивчається елемент більшого масштабу.

Наприклад, якщо досліджується надійність роботи електричної станції, то станція представляється як система, а генератори, вимикачі, шини розподільчого пристрою, турбіни тощо – як окремі елементи. Якщо ж досліджується надійність генератора, окремі його частини: статор, система збудження та інші – розглядаються як елементи, а сам генератор – як система.

Надійність системи електропостачання є **комплексною властивістю**, яка залежно від призначення об'єкта та умов його експлуатації може включати окремо або у певному поєднанні ряд властивостей.

1. **Безвідмовність** – властивість об'єкта безперервно зберігати працездатний стан протягом деякого часу або напрацювання.

2. **Довговічність** – властивість об'єкта зберігати працездатний стан до настання граничного стану при встановленій системі технічного обслуговування та ремонту.

3. **Ремонтопридатність** – властивість об'єкта, що полягає у здатності до підтримки та відновлення працездатного стану шляхом технічного обслуговування та ремонту.

4. **Збереженість** – властивість об'єкта зберігати в заданих межах значення параметрів, що характеризують здатність об'єкта виконувати необхідні функції протягом і після зберігання та (або) транспортування.

Стани та події при вивченні надійності. З точки зору теорії надійності об'єкт може перебувати у справному, несправному, працездатному та непрацездатному стані.

Справний стан – стан об'єкта, у якому він відповідає всім вимогам нормативно-технічної та (або) конструкторської (проектної) документації (НТД).

Несправний стан – стан об'єкта, при якому він не відповідає хоча б одній із вимог нормативно-технічної та (або) конструкторської (проектної) документації.

Працездатний стан – стан об'єкта, при якому значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати задані функції, відповідають вимогам нормативно-технічної та (або) конструкторської (проектної) документації.

Непрацездатний стан – стан об'єкта, при якому значення хоча б одного параметра, що характеризує здатність виконувати задані функції, не відповідає вимогам нормативно-технічної та (або) конструкторської (проектної) документації.

Поняття «справний стан» ширше, ніж поняття «працездатний стан». Працездатний об'єкт на відміну несправного задовольняє лише вимогам НТД, які забезпечують його нормальне функціонування. При цьому він може не задовольняти, наприклад, вимоги, що стосуються зовнішнього вигляду виробу.

Працездатний об'єкт може бути несправним, однак його пошкодження при цьому не є настільки суттєвими, щоб могли перешкодити функціонуванню об'єкта.

Об'єкт переходить в непрацездатний стан після події, що називається **відмовою**.

Поняття відмови займає одне з центральних місць у теорії надійності, оскільки теорія надійності – це наука, що вивчає закономірності відмов технічних механізмів.

Відмова – подія, що полягає у порушенні працездатного стану об'єкта. За характером виконання та функціонування об'єкти можуть бути відновлюваними та не відновлюваними.

Відновлюваний об'єкт – об'єкт, для якого в аналізованій ситуації здійснення відновлення працездатного стану передбачено у нормативно-технічній та (чи) конструкторській (проектній) документації.

Більшість елементів систем електропостачання, особливо елементів силового типу (генератори, трансформатори, лінії електропередачі, комутаційна апаратура, компенсуючі пристрої і т. п.), відносяться до відновлюваних після відмови елементів.

Невідновлюваний об'єкт – об'єкт, для якого в даній ситуації проведення відновлення працездатного стану не передбачено в нормативно-технічній та (або) конструкторській (проектній) документації.

Слід зазначити, що вивчення показників надійності для об'єктів (систем), що не відновлюються і відновлюються, проводиться окремо.

Під **ремонтпридатним** будемо розуміти об'єкт, ремонт якого можливий та передбачений нормативно-технічною, ремонтною та конструкторською (проектною) документацією.

3. Категорії споживачів за рівнем надійності електропостачання

Як було зазначено вище, різні споживачі пред'являють різні вимоги до рівня надійності електропостачання. Правила улаштування електроустановок щодо забезпечення надійності електропостачання поділяють електроприймачів на три категорії.

Сільськогосподарські споживачі та їх електроприймачі щодо вимог до надійності електропостачання згідно з [17] поділяються на три категорії.

Споживачі 1 категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких може спричинити: небезпеку для життя людей, значні матеріальні збитки, розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства, технічних засобів протипожежного захисту та ін.

До складу електроприймачів 1 категорії може входити спеціальна група електроприймачів. Електроприймачі 1 категорії в нормальних режимах повинні забезпечуватись електричною енергією від двох незалежних взаємно резервуючих джерел живлення, і перерва їхнього електропостачання при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення **може бути допущена лише на час автоматичного включення резервного живлення.**

Для електропостачання особливої групи електроприймачів 1 категорії має передбачатися додаткове живлення від третього взаєморезервуючого незалежного джерела живлення.

Споживач 1 категорії може мати один або кілька електроприймачів 1 категорії, кількість електроприймачів 2 та 3 категорій не обмежується.

Електроприймачі 2 категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до масового недовідпуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів, порушення нормальної життєдіяльності значної кількості сільських мешканців.

Електроприймачі 2 категорії в нормальних режимах повинні забезпечуватися електричною енергією від двох незалежних джерел живлення, що взаємно резервуються.

Для електроприймачів 2 категорії при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення допустимі перерви електропостачання на час, необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної бригади.

Електроприймачі 3 категорії – всі інші електроприймачі, що не підпадають під визначення 1 та 2 категорії.

Для електроприймачів категорії 3 електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерви електропостачання, необхідні для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищують 24 год (1 добу).

Споживачі 3 категорії – всі інші споживачі, що не належать до 1 та 2 категорій.

Перелік сільськогосподарських споживачів 1 та 2 категорій з надійності електропостачання

До споживачів 1 категорії належать:

а) тваринницькі комплекси та ферми:

– з виробництва молока на 1 тис. голів і більше із закінченим виробничим циклом та відтворенням стада;

– комплекси з вирощування та відгодівлі 12 тис. і більше свиней на рік;

б) птахофабрики:

– з виробництва яєць із вмістом 100 тис. і більше курей несучок;

– м'ясного спрямування з вирощування 1 млн і більше бройлерів на рік;

– господарства з вирощування племінного стада курей на 25 тис. і більше голів, а також гусей, качок та індиків у кількості 10 тис. і більше голів.

До споживачів 2 категорії належать:

– тваринницькі та птахівницькі ферми з меншою виробничою потужністю, ніж для споживачів 1 категорії;

– тваринницькі комплекси та ферми з виробництва молока з урахуванням технологічного резервування доїльних установок;

– тепличні комбінати та розсадні комплекси;

– кормоприготувальні заводи та окремі цехи при механізованому приготуванні та роздачі кормів;

– картоплесховища ємністю понад 500 т з холодопостачанням та активною вентиляцією;

– холодильники для зберігання фруктів ємністю понад 600 т;

– інкубаційні цехи рибницьких господарств та ферм;

– комплекси та ферми з вирощування молодняку сільськогосподарських тварин;

– з вирощування та відгодівлі молодняку великої рогатої худоби (ВРХ);

- млиново-круп'яні та комбікормові підприємства, робочі будівлі елеваторів, зерносклади, силосні норії, силоси, що окремо стоять, будівлі зерноскладів для зберігання зерна та готової продукції;
- підприємства з виробництва рослинних олій та насіння олійних культур;
- підприємства та лінії для вироблення консервної продукції в герметично закритій тарі.

4. Класифікація та характеристика основних факторів, що впливають на надійність електропостачання

Порушення електропостачання (відключення) сільських мереж викликаються різними причинами і можуть бути класифіковані наступним чином [9]:

а) **випадкові (або аварійні)**, спричинені дією автоматичного захисту або неправильною дією обслуговуючого персоналу;

б) **навмисні (або планові)**, зроблені обслуговуючим персоналом на виконання ремонтів, профілактичних випробувань тощо.

Аварійні відключення, у свою чергу, можна розділити на швидкоминучі (нестійкі), що ліквідуються успішною роботою автоматичного повторного включення (АПВ), та тривалі (стійкі), які бувають після неуспішної дії АПВ.

Відключення, що швидко усуваються, не завдають помітної шкоди споживачам та з точки зору надійності електропостачання несуттєві. Кількісний облік їх має значення лише в оцінці ефективності АПВ. Тому під аварійними відключеннями зазвичай розуміють лише тривалі відключення.

До планових відключень, крім заздалегідь запланованих для проведення ремонтів, профілактичних випробувань та інших робіт, відносять відключення, необхідність яких виникла в проміжок часу між складанням двох чергових планів, а також відключення для розвантаження енергосистеми, обладнання підстанцій і ліній.

5. Статистичні методи оцінки кількості та тривалості перерв у електропостачанні споживачів агропромислового комплексу

При оцінці надійності електропостачання тих чи інших елементів мереж часто використовують питомі показники. Так, наприклад, для електричних ліній середня кількість та тривалість відключень (або відмов) визначають на одиницю їх довжини (зазвичай на 100 км), а для підстанцій – на одну підстанцію. Ці питомі показники обчислюють з урахуванням статистичної обробки результатів спостережень протягом кількох років.

Для оцінки числа та тривалості перерв у електропостачанні у споживачів також застосовують статистичні методи. Найбільш прийнятні два способи.

Перший спосіб полягає у складанні розрахункової схеми (моделі) мережі, що включає всі її основні елементи - живлячі та розподільчі лінії, районні та споживчі

трансформаторні підстанції. Потім, приймаючи на основі статистичних даних певні питомі показники планових та аварійних відключень, одержують повні значення цих показників для окремих елементів схеми та, підсумовуючи їх, визначають очікуване число та середню тривалість перерв у електропостачанні споживачів.

Другий спосіб оцінки надійності полягає в тому, що спостереження за числом і тривалістю перерв в електропостачанні ведуть безпосередньо у великої кількості споживачів і результати цих спостережень відповідним чином обробляють.

Перевага першого способу полягає в можливості прогнозувати число і тривалість перерв залежно від схеми електропостачання споживачів, сумарної довжини живильних і розподільчих ліній, обладнання, що застосовується і т. п. Крім того, цей спосіб дозволяє виявити найменш надійні елементи мережі і намітити відповідні заходи щодо підвищення надійності.

Другий спосіб при правильно поставленому обліку дає більш надійні результати, однак такий облік досить трудомісткий і поки у більшості споживачів не налагоджений.

Останніми роками виконано безліч робіт із визначення кількісних показників надійності сільського електропостачання. Ці показники суттєво залежать від рівня експлуатації, багатьох місцевих умов та можуть коливатися у значних межах.

Аналіз статистичних даних показує, що в залежності від рівня експлуатації мереж, району їх прокладання та багатьох інших факторів показники надійності мереж коливаються в широких межах.

Контрольні питання та завдання

1. Надайте визначення поняттям: властивість, стан, подія?
2. Яким чином класифікуються властивості?
3. Яким чином класифікується стан?
4. Яким чином класифікуються події?
5. В яких режимах роботи може знаходитися система електропостачання?
6. Що відноситься до основних визначень систем електропостачання?
7. До яких наслідків призводить порушення в системі електропостачання?

ТЕМА 2. КЛАСИФІКАЦІЯ ВІДМОВ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам основні поняття про класифікацію відмов в системах електропостачання*

План

1. Поняття відмови. Різновиди відмов як подій.
2. Класифікація відмов за ознаками.
3. Класифікація відмов за тривалістю.
3. Критерій, причини, ознаки та характер відмов.
4. Види порушення роботи об'єктів енергетики залежно від характеристики, ступеня пошкодження та їх наслідків.

1. Поняття відмови. Різновиди відмов як подій.

Відмова (англ. failure) – подія, яка полягає у втраті об'єктом здатності виконувати потрібну функцію, тобто у порушенні працездатного стану об'єкта.

Відмова – це подія, на відміну від несправності, що є станом та причиною відмови.

Відмова є одним з основних понять теорії надійності. Поняття про повну і часткову відмову відбиває ту обставину, що система електропостачання (СЕР) та її частини є об'єктом з рівнем ефективності функціонування, що змінюється. Наприклад, при ушкодженні секціонованої ЛЕП відключається тільки частина лінії, що означає часткову відмову ЛЕП. Обмежене і неякісне електропостачання є частковими відмовами функціонування СЕР, на відміну від повної перерви електропостачання, коли споживач повністю втрачає електроенергію.

Відмову як подію поділяють на такі різновиди:

- повна (англ. complete failure);
- часткова (англ. partial failure);
- ресурсна (англ. marginal failure);
- критична (англ. critical failure);
- конструкційна (англ. design failure);
- виробнича (англ. manufacturing failure);
- систематична (англ. systematic failure);
- через перевантаження (англ. misuse failure);
- через неправильне поводження (англ. mishandling failure);
- через неміцність (англ. weakness failure);
- деградована (англ. degradation failure);
- раптова (англ. sudden failure);
- поступова (англ. gradual failure);

- ураховувана (англ. relevant failure);
- залежна (англ. seondary failure);
- незалежна (англ. primary failure);
- явна (англ. explicit failure);
- прихована (англ. latent failure);
- збій (англ. interruption).

Аналіз відмов (англ. failure analysis) – логічне та систематичне дослідження об'єкта, що відмовив, для ідентифікації та аналізу особливостей виникнення відмов, їх причин та наслідків.

За типом відмови поділяють на:

- відмови функціонування, за яких виконання основних функцій об'єктом припиняється (наприклад, у разі обриву проводів повітряної лінії електропередачі);
- відмови параметричні, за яких деякі параметри об'єкта змінюються в неприпустимих межах (наприклад, за умови неприпустимого зниження частоти або напруги).

За своєю природою відмови можуть бути:

- випадкові, зумовлені непередбачуваними перевантаженнями, дефектами матеріалу, помилками персоналу або збоями системи керування;
- систематичні, зумовлені закономірними й неминучими явищами, що спричиняють поступове нагромадження ушкоджень – втома, зношування, старіння, корозія тощо.

Основні ознаки класифікації відмов:

- характер виникнення;
- причина виникнення;
- характер усунення;
- наслідки відмов;
- подальше використання об'єкта;
- легкість виявлення;
- час виникнення.

2. Класифікація відмов за ознаками.

Класифікацію відмов за різними ознаками наведено у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Класифікація відмов за ознаками

Відмови	Ознака відмов
За характером виникнення	Раптова відмова* (англ. sudden failure) – відмова, що виявляється в різкому (миттєвому) зміні характеристик об'єкта;

	Поступова відмова** (англ. gradual failure) – відбувається в результаті повільного, поступового погіршення якості об'єкта
За причиною виникнення	Конструкційна відмова (англ. design failure) – спричинена недоліками або невдалою конструкцією об'єкта. Виробнича відмова (англ. manufacturing failure) – пов'язана з помилками під час виготовлення об'єкта через недосконалість або порушення технології. Експлуатаційна відмова – зумовлена порушенням правил експлуатації об'єкта
За характером усунення	Стійка відмова. Нестійка (переміжна) відмова – то виникає, то зникає. Легка відмова (яку можна легко усунути). Середня відмова (не спричиняє відмови суміжних вузлів – вторинні відмови). Важка відмова (яка зумовлює вторинні відмови або призводить до загрози життю та здоров'ю людини)
За подальшим використанням об'єкта	Повна відмова (англ. complete failure) – виключає можливість роботи об'єкта до її усунення. Часткова відмова (англ. partial failure) – відмова, за якої об'єкт можна частково використовувати.
За легкістю виявлення	Очевидна (явна) відмова. Прихована (неявна) відмова
За часом виникнення	Відмова припрацювання виникає у початковий період експлуатації. Відмова під час нормальної експлуатації. Відмови, зумовлені необоротними процесами зношування деталей, старіння матеріалів тощо.

Примітки:

*Раптові відмови зазвичай виявляються у вигляді механічних ушкоджень елементів (тріщини, пробої ізоляції, обриви тощо) і не супроводжуються попередніми видимими ознаками їх наближення. Раптові відмови характеризуються незалежністю моменту настання від часу попередньої роботи.

**Поступові відмови пов'язані зі спрацюванням деталей і старінням матеріалів.

3. Класифікація відмов за тривалістю.

За тривалістю розрізняють наступні відмови в електропостачанні:

– тривалі перерви в електропостачанні споживача, обумовлені ліквідацією масових ушкоджень в СЕП, викликаних, як правило, гололідно-вітровими руйнуваннями опор і проводів ЛЕП (на період до декількох діб);

- припинення живлення споживачів на час відновлення працездатності елемента, що відмовив, СЕП (4–24 год);

- припинення живлення споживачів на час, необхідний для включення резервного живлення вручну, діями оперативно-виїзних бригад підприємств електричних мереж (1,5–6 год);

- припинення живлення на час оперативних перемикань, виконуваних черговим персоналом на підстанціях (кілька хвилин);

- короткочасна відмова в електропостачанні споживача на час автоматичного введення резервного живлення або автоматичного відключення ушкодженої ділянки мережі (кілька секунд).

З погляду на інформування відмови бувають:

- раптові, коли споживач не одержує ніякої інформації про відмову;
- позапланові відключення, відомості про які надходять споживачеві незадовго до моменту відключення;
- планові відключення, про які споживача попереджують завчасно.

4. Критерій, причини, ознаки та характер відмов.

Стосовно до відмови і ушкодження застосовують такі поняття, як критерій, причина, ознаки (прояв), характер і наслідки.

Критерій відмови – працездатний стан об'єкта визначається переліком заданих параметрів і припустимих меж їхньої зміни – допусками. Порушенням працездатного стану вважається вихід хоча б одного параметра за встановлений допуск. Ознаки, що дозволяють встановити факт порушення працездатного стану, є критеріями відмов. Вони зазначені в нормативно-технічній документації на об'єкт.

Причинами відмов можуть бути дефекти, допущені при конструюванні, виробництві і ремонтах, порушенні правил і норм експлуатації, різного роду ушкодження, а також природні процеси зношування і старіння.

Ознаками відмови (ушкодження) називають безпосередні, або непрямі впливи на органи почуттів спостерігача явищ, характерних для непрацездатного стану об'єктів або зв'язаних з ним процесів. Наприклад, зміна показників контрольних приладів, дія сигнального пристрою, поява характерних шумів.

Характером відмови (ушкодження) називають конкретні зміни в об'єкті, пов'язані з виникненням відмови (ушкодження), наприклад обрив проведення.

До наслідків відмови відносяться явища, процеси і події, що виникли після відмови і безпосередньо пов'язані з ним (зупинка двигуна, відтавання холодильника та ін.). Іноді наслідки відмови є його ознаками.

5. Види порушення роботи об'єктів енергетики залежно від характеристики, ступеня пошкодження та їх наслідків.

Для об'єктів енергетики основною нормативно-технічною документацією, що встановлює критерії відмов, є «Інструкція з розслідування і обліку аварій та інших порушень в роботі електростанцій, електричних і теплових мереж, енергосистем і енергооб'єднань». Відповідно до цього документа порушення роботи об'єктів енергетики залежно від характеристики порушення, ступеня ушкодження та їх наслідків поділяють на аварії, відмови в роботі I ступеня, відмови в роботі II ступеня, споживчі відключення.

Аварії бувають станційні, електромережеві, тепломережеві і системні.

Аварією вважають порушення нормальної роботи електричної мережі напругою 6 кВ і більше, що викликало:

- перерву електропостачання одного і більше споживачів I категорії, що мають живлення від двох незалежних джерел, на строк, що перевищує час дії пристроїв автоматичного повторного включення (АПВ) або автоматичного введення резерву (АВР); при невідповідності схеми живлення споживачів I категорії вимогам Правил пристроїв електроустановок (ПУЕ) (тобто не забезпеченим електропостачанням від двох незалежних джерел живлення) на строк більше 2,5 год, а для сільськогосподарських споживачів – більше 10 годин;

- перерву електропостачання одного і більше споживачів II категорії на строк більше 2,5 год, а для сільськогосподарських споживачів II категорії – більше 10 год;

- перерву електропостачання одного і більше споживачів III категорії на строк більше 24 год;

- недовідпущення електроенергії споживачам в розмірі 20 тис. кВт·год і більш незалежно від тривалості перерви електропостачання;

- руйнування силового трансформатора потужністю 10 МВА і більше, якщо відновлення його неможливе або недоцільне;

- ушкодження ПЛ 110 кВ і вище, що вимагає відновлення протягом 24 годин, а також ушкодження кабельної лінії 110 кВ, що вимагає відновлення протягом 36 годин;

- пожежу на підстанції з вищою напругою 110 кВ і більше, що викликала її знеструмлення на строк 8 годин і більше.

Системна аварія це:

- порушення стійкості енергосистеми, поділ її на частини, що викликала відключення споживачів на загальну потужність більше 5 % від навантаження енергосистеми;

- робота енергосистеми з частотою нижче 49,5 Гц тривалістю більше 1 годин;

- масові відключення або ушкодження ЛЕП напругою 6 кВ і вище через стихійне явище, які призвели до відключення споживачів на загальну потужність більше 10 % навантаження енергосистеми.

Відмовою в роботі першого ступеня є:

- порушення нормальної роботи електричної мережі, що викликало перерву електропостачання одного і більше споживачів I категорії, при невідповідності схеми їхнього живлення ПУЕ, або одного і більше споживачів

II категорії на строк 0,5–2,5 год, а для сільськогосподарських споживачів – 2–10 год; одного і більше споживачів III категорії на строк 8–24 год;

- недовідпущення електроенергії споживачам 5–20 тис. кВт·год;
- ушкодження основного електроустаткування мереж, що вимагає відбудовного ремонту в встановлений термін;
- ушкодження повітряної або кабельної лінії 35, 110 кВ, що вимагає відбудовного ремонту в строк до 24 (36 год).

До відмов в роботі другого ступеня належать порушення нормальної роботи електричних мереж, в тому числі:

- перерви в електропостачанні споживачів, що не є аварією I ступеня; ушкодження деяких видів устаткування;
- недовиконання диспетчерського графіка електронавантаження або оперативного завдання диспетчера;
- автоматичне відключення або помилкове відключення встаткування персоналом;
- знеструмлення ділянок електромережі напругою нижче 6 кВ.

Аварії і відмови залежно від причин винуватців їхнього виникнення бувають з вини:

- персоналу постачальної або експлуатуючої організації;
- інших організацій (заводів-виготовлювачів, проектних, будівельних, монтажних та ін.);
- сторонніх організацій і осіб;
- через стихійні явища.

Контрольні питання та завдання

1. Надайте визначення поняття відмови.
2. Яка класифікація відмов за ознаками?
3. Яка класифікація відмов за тривалістю.
3. Що таке критерій відмови?
4. Які Ви знаєте ознаки та характер відмов?
4. Які види порушення роботи об'єктів енергетики залежно від характеристики, ступеня пошкодження та їх наслідків?

ТЕМА 3. ПРИЧИНИ ТА ХАРАКТЕР ВІДМОВ ОСНОВНИХ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам основні поняття про основні причини і характер пошкоджень елементів СЕП (систем електропостачання)*

План

1. Причини пошкоджень основних елементів систем електропостачання.
2. Причини відмов повітряних та кабельних ліній електропередачі.
3. Причини відмов опор, проводів та ізоляторів повітряних ліній 0,4-35 кВ.
4. Причини відмов трансформаторних підстанцій.
5. Причини відмов комутаційних апаратів та пристроїв автоматики.

1. Причини пошкоджень основних елементів систем електропостачання.

Основною ланкою в системі електропостачання промислових та сільськогосподарських споживачів є мережі 0,38–35 кВ (ЛЕП), які за довжиною становлять понад 90 % мереж усіх напруг.

ЛЕП найбільш пошкоджувані елементи СЕП через територіальну розосередженість і схильність до впливу зовнішніх несприятливих умов навколишнього середовища.

Наявні в технічній літературі результати обробки статистичних даних щодо надійності розподільчих електричних мереж показують, що причини виникнення аварійних ситуацій можна розділити наступним чином (рис. 1):

- вплив вітру та ожеледиці та подальше падіння опор або обрив проводів – 27 %;
- грозові перенапруги, що впливають майже всі елементи мережі – 24 %;
- пошкодження електричних мереж людьми та автотранспортом – 14 %;
- неправильні дії персоналу – 12 %;
- дефекти виготовлення та монтажу – 9 %.

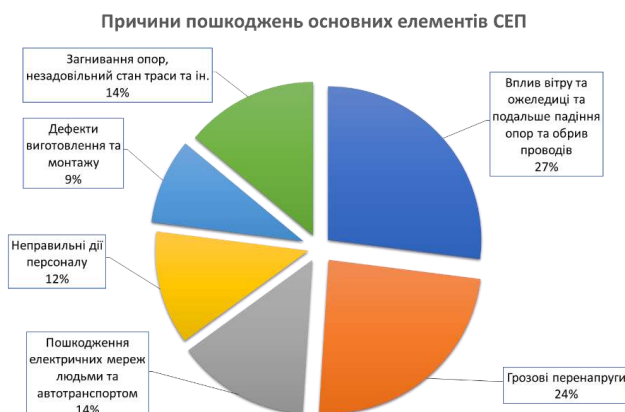


Рис. 1 - Причини пошкоджень основних елементів СЕП

Решта дефектів припадає на загнивання опор, незадовільний стан траси та інші причини.

Найбільш ненадійною ланкою електричних мереж 10 кВ є лінії електропередачі, а найбільшу надійність мають трансформаторні підстанції. Водночас частка навмисних відключень становить 45 % в системі, а аварійні – 55 % від загальної кількості.

Для багатьох сільськогосподарських споживачів, на відміну від промислових, характерний періодичний та епізодичний характер перебігу робочих процесів не лише протягом року, а й протягом доби. Встановлено, що для таких споживачів найбільше відключень припадає на весну та літо, що пояснюється великим обсягом ремонтно-профілактичних робіт, що проводяться перед літньою експлуатацією.

2. Причини повітряних та кабельних ліній електропередачі.

Повітряні лінії електропередачі (ПЛ) та встановлене на них обладнання (роз'єднувачі, розрядники, запобіжники) значною мірою визначають надійність електропостачання. Їх ушкодження дають до 80% аварій та планових відключень споживачів. Причини та кількість пошкоджень ПЛ обумовлені випадковим характером зовнішніх навантажень, якістю та тривалістю експлуатації елементів ПЛ, а також наявними на підприємстві матеріальними та трудовими ресурсами щодо профілактичних заходів.

ПЛ – елементи СЕС, що найчастіше ушкоджуються внаслідок територіальної розосередженості та схильності до впливу зовнішніх несприятливих умов навколишнього середовища.

Причини пошкодження *повітряних* ЛЕП наступні:

- ожеледно-вітрові навантаження;
- грозові перекриття ізоляції;
- пошкодження опор та проводів автотранспортом та іншими механізмами;
- вібрація та «танець» проводів;
- дефекти виготовлення опор, проводів, ізоляторів;
- перекриття ізоляції птахами;
- невідповідність опор, проводів, ізоляторів кліматичним умовам;
- неправильний монтаж опор та проводів;
- недотримання термінів ремонту та заміни обладнання.

Вищезгадані причини призводять до:

- ослаблення або порушення механічної міцності опор, проводів;
- перекриття ізоляції, руйнування ізоляторів;
- корозії металевих та гниття дерев'яних частин.

До причин відмов *кабельних* ЛЕП належать:

– порушення механічної міцності землерийними машинами і механізмами (до 70% всіх пошкоджень);

- старіння та знос ізоляції;
- електричні пробої в кабельних муфтах та на кінцевих воронках;
- попадання вологи під оболонку;
- корозія металевих частин;
- порушення ізоляції внаслідок механічного впливу або гризунами.

Пошкоджуваність КЛ залежить від способу прокладання (у землі, блоках, трубах, тунелях), різниці горизонтальних рівнів ділянки КЛ (при великих перепадах відбувається стікання оливи та осушення ізоляції), агресивності навколишнього середовища, величини блукаючих струмів та наявності захисту від них, інтенсивності ведення будівельних робіт у зоні прокладання КЛ, терміну експлуатації, режиму роботи.

Електричні пробої зазвичай відбуваються не на цілому кабелі, а в місцях установки сполучних муфт, на кінцевих муфтах, вертикальних ділянках кабелю.

3. Причини пошкоджень опор, проводів та ізоляторів повітряних ліній напругою 0,4-35 кВ.

Надійність проводів ПЛ 0,38–35 кВ.

Провода та арматура є найбільш ушкоджуваними елементами ПЛ. Розподіл обривів проводів протягом року показує, що більшість із них відбувається у зимові місяці внаслідок ожеледно-вітрових навантажень. Також основними причинами обривів є неякісний монтаж ПЛ, перетяжка проводів при монтажі та проведенні експлуатаційних заходів, неякісна в'язка. Натяг проводів зі стрілами провису понад 10 % призводить до схлестування проводів, особливо якщо лінія розташована поперек напрямку панівних вітрів. При цьому якщо немає автоматичного повторного включення, то через коротке замикання лінія відключається.

Пошкодження проводів при пробоях або перекриттях ізоляторів характерні для ПЛ 6–35 кВ на залізобетонних опорах, коли провoda оплавляються і перепалюються від протікання ємнісних струмів або струмів короткого замикання при одночасному пошкодженні ізоляторів у різних місцях. При цьому у 80% випадків пошкодження ізоляторів призводять до ремонту проводів та у 40% випадків – до їх заміни.

Перестискання та стирання жил при «танці» проводів, а також втоми матеріалу від вібрацій виникають через конструктивні дефекти та помилки при проектуванні. «Танець» провідників виникає при швидкості вітру від 5 до 20 м/с та односторонніх відкладеннях ожеледиці. При «танці» руйнуються в ослаблених місцях провoda, опори або траверси, випадають і ламаються гаки (штирі) (для дерев'яних опор), зриваються ізолятори.

Механічні пошкодження проводів ПЛ призводять до обривів та перепалювання проводів і відбуваються при наїздах транспорту на опори, перекритті дротів на деревах під час вітру та дощу. На ПЛ 6–35 кВ ці причини призводять до 20 %, а в мережах 0,38 кВ – до 80 % пошкоджень проводів.

Основними причинами пошкодження контактних затискачів є їх неправильний монтаж, застосування нестандартних затискачів та способів з'єднання проводів. Однак такі елементи працюють досить довго та відрізняються високою надійністю.

Надійність ізоляторів. На ПЛ 6-10 кВ, як правило, застосовуються штиркові ізолятори. Підвісні ізолятори використовуються з метою підвищення надійності ПЛ, в особливо ожеледь і на анкерних опорах відповідальних переходів.

Експлуатаційна надійність ізоляторів залежить від відповідності їх характеристик умовам роботи, якості виготовлення та монтажу. На залізобетонних опорах ПЛ 10(6) кВ у середньому пошкоджується до 1 %, а на дерев'яних – 0,5 % ізоляторів [2].

Основна причина пошкодження ізоляторів – їх пробій та перекриття від впливу комутаційних та атмосферних перенапруг та високої температури, що виникає при перекритті ізоляторів електричною дугою.

Дефектами монтажу ізоляторів найчастіше є невідповідність зовнішніх розмірів штирів та розмірів поліетиленових гільз, монтаж ізоляторів у польових умовах без підігріву гільз у гарячій воді та ін.

Наявні матеріали виходу з ладу ізоляторів свідчать, що кількість пошкоджень ізоляторів на залізобетонних опорах у 4–5 разів більше, ніж дерев'яних опорах [2].

Надійність опор ПЛ. Основні причини пошкодження дерев'яних опор орієнтовно розподіляються таким чином: удари блискавки – 40%; вплив вітру – 20%; загнивання опор – 15%; наїзд автотранспорту – 3%; неякісний монтаж – 6% [2].

Загниття дерев'яних опор обумовлено переважно відступами від технології заготівлі опор. При загниванні деревини не виключено загоряння опор через збільшення струмів витоку в місцях кріплення ізоляторів, а також випадання гачків. Іншими причинами, що призводять до випадання гачків є пробій ізоляторів та дія сильного вітру.

Залізобетонні опори найчастіше ушкоджуються через порушення технології їх виготовлення, що призводить до поганого зчеплення бетону з металевою арматурою, з'являються тріщини, нерівномірність товщин стінок бетонної труби, односторонній зсув арматурного каркаса щодо стовбура опори. У процесі експлуатації під впливом знакозмінних навантажень, періодичного зволоження та промерзання у таких опор розвиваються дефекти, які не були виявлені раніше, а також виникають нові дефекти.

Іншою причиною зниження міцності залізобетонних опор є пошкодження від протікання по тілу опори ємнісних струмів замикання на землю в мережі 6–35 кВ.

4. Причини пошкоджень трансформаторних підстанцій.

Відсоток розподілу пошкоджень основних елементів трансформаторних підстанцій (рис. 2) можна так: трансформатори – 77 %; низьковольтні щити та внутрішня комутаційна апаратура – 12; розрядники - 11%.



Рис. 2. – Відсоток розподілу пошкоджень основних елементів трансформаторних підстанцій

Причини відмов силових трансформаторів наступні:

- пошкодження ізоляції обмоток через зовнішні та внутрішні перенапруги, струмів КЗ, дефектів виготовлення, старіння внаслідок перевантажень;
- пошкодження пристроїв для регулювання напруги (переважно пристроїв регулювання напруги під навантаженням (РПН));
- пошкодження контактних з'єднань;
- пошкодження вводів трансформаторів через перекриття ізоляції;
- зниження рівня масла.

Основною причиною пошкодження прохідних ізоляторів є атмосферні та внутрішні перенапруги. Більшість перенапруг відбувається через перекриття ізоляції за сирієї погоди та попадання вологи через нещільності, через конденсацію вологи та утворення морозу на ізоляторах. Пробій при внутрішніх перенапругах обумовлений переважно міжвитковими замиканнями високовольтної обмотки.

Основною причиною пошкодження ізоляції обмоток трансформатора від перенапруг є недостатня імпульсна міцність поздовжньої ізоляції (міжвиткової, міжобмоткової) та незадовільне вирівнювання імпульсних потенціалів уздовж обмоток.

Зареєстровані випадки пошкодження трансформаторів через сильне навантаження, а також некваліфіковані дії персоналу при ліквідації аварій. Систематичні навантаження понад допустимі значення призводять до прискореної

втрати механічної міцності й подальших пошкоджень обмоток. Іншою причиною прискореного старіння ізоляції та пошкодження трансформаторів є недосконалість захисту на стороні 0,4 кВ. Запобіжники та автоматичні вимикачі при коротких замиканнях ПЛ-0,38 кВ довго не відключають трансформатори малих потужностей, що призводить до їх пошкоджень. До прискореного старіння ізоляції може призводити також тривала експлуатація трансформатора з температурою масла, що перевищує 75 °С, коли на поверхні обмоток і магнітопроводів утворюється шлам.

Порушення контактів виводів високої та низької напруги, виводів перемикачів, відгалужень та їх контактів дають близько 15 % ушкоджень. Вони пов'язані з недосконалістю конструкції з'єднань та помилками експлуатаційного персоналу.

Трансформатори пошкоджуються значно рідше, ніж лінії електропередачі, проте їх відмова веде до тяжких наслідків, а відновлення працездатності трансформаторів потребує тривалого часу.

Ремонт трансформаторів великих габаритів здійснюється на місці. Такий ремонт, як правило, пов'язаний із необхідністю розбирання осердя трансформатора, що вимагає застосування підйомних механізмів і триває іноді кілька діб.

Ремонт трансформаторів малих габаритів на напругу 6–10 кВ проводиться централізовано у майстернях електричних мереж.

Ушкоджений трансформатор замінюється іншим, працездатним.

Основні способи підвищення надійності експлуатації трансформаторів:

- ретельне приймання в експлуатацію з виконанням контрольних випробувань;
- періодичні огляди та перевірки у процесі експлуатації з виконанням необхідних термінів та обсягу випробувань;
- дотримання режимів роботи трансформатора, що не допускають значного перевантаження на тривалий час;
- встановлення в мережі засобів зниження потужності коротких замикань та величини перенапруг.

5. Причини відмов комутаційних апаратів та пристроїв автоматики.

Причини відмов комутаційних апаратів.

Причинами відмов комутаційних апаратів (вимикачів, відокремлювачів, короткозамикачів, автоматів, роз'єднувачів, рубильників) можуть бути:

- неспрацювання приводів;
- обгорання контактів;
- зношування дугогасних камер;
- перекриття ізоляції при перенапругах;
- відмови через пошкодження підшипників;

- неякісний монтаж та ремонт (наприклад, відмови вимикачів через погане регулювання передавальних механізмів та приводів);

- незадовільна експлуатація (наприклад, поганий догляд за контактними групами, що призводить до їх перегріву, розриву кола робочого струму та короткого замикання);

- дефекти конструкцій та технології виготовлення (заводські дефекти);

- старіння та знос ізоляції;

- грозові та комутаційні перенапруги;

- надмірне забруднення та зволоження ізоляції;

- однофазні замикання на землю в мережах 6-35 кВ, супроводжуються горінням заземлюючих дуг (внаслідок недостатньої компенсації ємнісних струмів) і призводять до перенапруг і пробойів ізоляції електричних машин, а термічна дія заземлювальних дуг - до руйнування ізоляторів, розплавлень у комірках КРП;

- помилкові дії персоналу під час перемикачів.

Відмови комутаційних апаратів (вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів) відбуваються при відключенні коротких замикань та виконанні ними різних операцій, а також у стаціонарному стані.

Причини відмови пристроїв релейного захисту, автоматики, апаратури вторинної комутації.

Причинами відмови пристроїв релейного захисту, автоматики, апаратури вторинної комутації є:

- несправність електричних та механічних частин реле;

- порушення контактних з'єднань;

- обриви жил контрольних кабелів та кіл управління;

- неправильний вибір або несвоєчасна зміна уставок та характеристик реле;

- помилки монтажу та дефекти у схемах релейного захисту та автоматики;

- неправильні дії персоналу під час обслуговування пристроїв релейного захисту та автоматики.

Контрольні питання та завдання

1. Що називається елементом системи електропостачання ?
2. Які основні причини пошкоджень елементів СЕП ?
3. Який характер основних пошкоджень елементів СЕП ?
4. Назвіть основні види пошкоджень силових трансформаторів.
5. Назвіть основні види пошкоджень комутаційної апаратури.
6. Назвіть основні види пошкоджень повітряних ліній.
7. Назвіть основні види пошкоджень кабельних ліній.

ТЕМА 4. ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ЇХ ВИЗНАЧЕННЯ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам основні показники окремих елементів систем електропостачання*

План лекції

1. Одиничні показники надійності невідновлювальних елементів.
2. Одиничні показники надійності відновлюваних елементів.
3. Комплексні показники надійності відновлювальних елементів.
4. Особливості використання показників надійності для оцінки систем електропостачання.

1. Одиничні показники надійності невідновлювальних елементів

Показниками надійності називають кількісні характеристики однієї чи кількох властивостей системи електропостачання, що становлять її надійність.

Значення цих показників отримують за результатами випробувань чи експлуатації.

По відновлюваності елементів СЕП одиничні показники надійності поділяють на показники для відновлюваних виробів і показники для невідновлюваних виробів. Використовуються також комплексні показники. Надійність елементів СЕП можна оцінювати, використовуючи частину показників надійності або всі показники.

Імовірність безвідмовної роботи $P(t)$ – ймовірність того, що у заданому інтервалі часу в системі чи елементі не станеться відмова.

Статистична оцінка $P(t)$:

$$P^*(t) = \frac{N_0 - n(t)}{N_0}, \quad (4.1)$$

де N_0 – початкова кількість елементів для випробування або експлуатованих;

$n(t)$ – кількість елементів, котрі відмовили протягом часу t .

Імовірність відмови $Q(t)$ – ймовірність того, що у заданому інтервалі часу відбудеться хоча б одна відмова.

Статистична оцінка $Q(t)$:

$$Q^*(t) = \frac{n(t)}{N_0}. \quad (4.2)$$

Безвідмовна робота та відмова – несумісні та протилежні події, тому завжди має місце співвідношення:

$$P(t) + Q(t) = 1. \quad (4.3)$$

Інтегральна функція розподілу ймовірності безвідмовної роботи:

$$R(t) = P(t_{\text{отк}} > t) = \frac{n(t_{\text{отк}} > t)}{N_0(t=0)} = \begin{cases} 0; & t = \infty; \\ 1; & t = 0. \end{cases} \quad (4.4)$$

Таким чином, інтегральна функція розподілу ймовірності безвідмовної роботи $R(t)$ чисельно дорівнює частці початкової кількості об'єктів $N_0(t=0)$, які не відмовили до довільного, але фіксованого моменту часу t , тобто $n(t_{\text{відм}} > t)$ об'єктів.

Інтегральна функція розподілу ймовірності відмови:

$$F(t) = P(t_{\text{отк}} \leq t) = \frac{n(t_{\text{отк}} \leq t)}{N_0(t=0)} = \begin{cases} 0; & t = 0; \\ 1; & t = \infty. \end{cases} \quad (4.5)$$

Ця функція чисельно дорівнює частці початкової кількості об'єктів $N_0(t=0)$, що відмовили до довільного, але фіксованого моменту часу t , що становить $n(t_{\text{відм}} \leq t)$ об'єктів.

Графічно для i -го об'єкта (елемента) інтегральні функції розподілу ймовірності безвідмовної роботи та відмови представлено на рис. 1 та рис. 2.

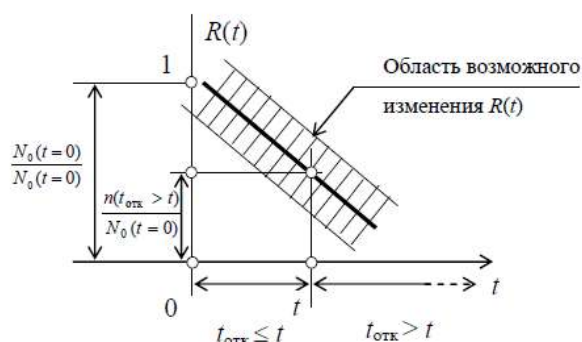


Рис. 1. Інтегральна функція розподілу ймовірності безвідмовної роботи об'єкта

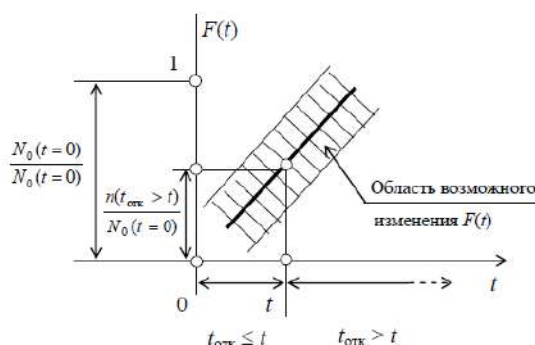


Рис. 2. Інтегральна функція розподілу ймовірності відмови об'єкта

З наведених формул (4.4) та (4.5) та рис. 1 та 2 слідує:

$$R(t) + F(t) = \frac{n(t_{\text{отк}} > t)}{N_0(t=0)} + \frac{n(t_{\text{отк}} \leq t)}{N_0(t=0)} = \frac{N_0(t=0)}{N_0(t=0)} = 1. \quad (4.6)$$

Для довільного моменту часу $0 \leq t \leq \infty$, таким чином, ймовірність безвідмовної роботи об'єкта протягом часу t та ймовірність його відмови до моменту t утворюють повну групу несумісних подій:

$$R(t) + F(t) = 1; \quad R(t) = 1 - F(t); \quad F(t) = 1 - R(t). \quad (4.7)$$

Частота відмов $a(t)$ – похідна від ймовірності відмови, яка визначає ймовірність того, що відмова елемента відбудеться за одиницю часу Δt .

Кількісний показник надійності $a(t)$ є диференціальною функцією розподілу ймовірності відмови, чисельно рівною середньому числу відмов в одиницю часу на один об'єкт з початкової кількості об'єктів $N_0(t=0)$:

$$a(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = -\frac{dP(t)}{dt}. \quad (4.8)$$

Для визначення величини $a(t)$ використовується наступна статистична оцінка:

$$|a^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N_0 \Delta t}, \quad (4.9)$$

де $n(\Delta t)$ – кількість елементів, що відмовили в інтервалі часу від t до $(t + \Delta t)$;

N_0 – загальна кількість елементів, взятих для випробування або експлуатованих;

Δt – інтервал часу.

Точність статистичної оцінки (4.9) зростає із збільшенням початкового числа досліджуваних елементів і зменшенням часового інтервалу Δt .

Частота відмов, ймовірність безвідмовної роботи та ймовірність появи відмови пов'язані наступними залежностями:

$$P(t) = \int_t^{\infty} a(t) dt; \quad Q(t) = \int_0^t a(t) dt; \quad P(t) = 1 - \int_0^t a(t) dt. \quad (4.10)$$

Інтенсивність відмов $\lambda(t)$ є ймовірністю відмови об'єкта в одиницю часу після даного моменту часу за умови, що відмова до цього моменту не виникла. Чисельно вона дорівнює середньому числу відмов в одиницю часу на один об'єкт із кількості об'єктів $n(t_{\text{відкл}} > t)$, які не відмовили до довільного, але фіксованого часу t :

$$\lambda(t) = \frac{n(t < t_{\text{отк}} \leq t + \Delta t)}{n(t_{\text{отк}} > t) \Delta t}. \quad (4.11)$$

Інтенсивність відмов пов'язана з частотою відмов та ймовірністю безвідмовної роботи:

$$\lambda(t) = \frac{a(t)}{P(t)}, \quad (4.12)$$

де $a(t)$ – Частота відмов елемента СЕП;

$P(t)$ – можливість безвідмовної роботи елемента СЕП.

Оскільки $P(t) \leq 1$, то завжди виконується співвідношення $\lambda(t) \geq a(t)$.

Для високонадійних систем за $P(t) \geq 0,99$, тобто можна приймати $\lambda(t) \approx a(t)$.

Статистично інтенсивність відмов $\lambda(t)$ – відношення числа елементів СЕС, що відмовили, за деякий проміжок часу до працездатних елементів на початку цього проміжку:

$$\lambda^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N(t) \Delta t}, \quad (4.13)$$

де $n(\Delta t)$ – кількість елементів, що відмовили в інтервалі Δt ;

$N(t)$ – кількість елементів, що справно працюють до початку проміжку часу;

Δt – інтервал часу.

Слід підкреслити різницю між величинами $a(t)$ та $\lambda(t)$: перший показник $a(t)$ характеризує ймовірність відмови за інтервал часу $(t, t + \Delta t)$ елемента, взятого довільним чином із групи елементів, причому невідомо, в якому стані (працездатному чи непрацездатному) знаходиться обраний елемент. Другий показник $\lambda(t)$ характеризує ймовірність відмови за інтервал $(t, t + \Delta t)$ елемента, взятого з групи елементів, що залишилися працездатними на момент часу t .

Графік залежності інтенсивності відмов від часу $\lambda(t)$ (рис. 3.) називається характеристикою «життя» об'єкта.

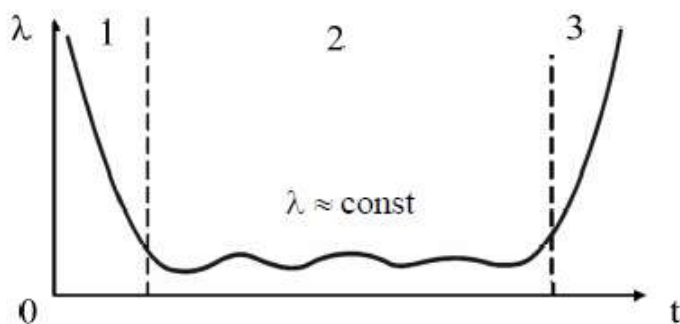


Рис. 3. Залежність інтенсивності відмов об'єкта від часу

На характеристиці виділяється три періоди.

Перший період – приробітні відмови. Відмови в цей період відбуваються при невідповідності параметрів елементів умовам функціонування – навантаженню, напрузі та ін. У цей час переважно виявляються дефекти проектування, будівництва, монтажу. У міру їх усунення інтенсивність відмов знижується. У першому періоді $\lambda(t)$ описується розподілом Вейбулла або гаммарозподілом.

Другий період – період нормальної роботи елемента. На елемент впливають випадкові фактори та відмови відбуваються в основному за рахунок перевищення впливаючими факторами розрахункових значень. У цей період функція $\lambda(t)$ не залежить від часу та описується експоненціальним розподілом.

Третій період – старіння елемента. Внаслідок зносу, втоми, зміни внутрішньої структури елемента внаслідок незворотних фізико-хімічних процесів кількість відмов збільшується навіть за нормальної експлуатації. Умови, в яких працює елемент (агресивне середовище, підвищена вологість, механічні та електричні дії), можуть прискорити процес старіння.

Якщо $\lambda = \text{const}$, то маємо експоненціальний розподіл (найчастіше використовуваний в енергетиці для періоду нормальної роботи елементів СЕП):

$$P(t) = e^{-\lambda t}; \quad (4.14)$$

$$a(t) = \lambda e^{-\lambda t}; \quad (4.15)$$

$$T = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda}. \quad (4.16)$$

Таким чином, вирази (4.14)-(4.16) справедливі для періоду нормальної роботи елементів.

Середній час безвідмовної роботи або середнє напрацювання до відмови T – математичне очікування напрацювання об'єкта до першої відмови:

$$T = \int_0^{\infty} P(t) dt. \quad (4.17)$$

Статистична оцінка середнього напрацювання повністю визначається з наступного виразу:

$$T^* = \frac{\sum_{i=1}^{N_0} t_i}{N_0}, \quad (4.18)$$

де t_i – час безвідмовної роботи i елемента СЕП;

N_0 – загальна кількість елементів, взятих для випробування.

Для експоненційного закону розподілення часу безвідмовної роботи:

$$T = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt.$$

При $\lambda = \text{const}$ отримаємо:

$$T = \frac{1}{\lambda}. \quad (4.19)$$

2. Одиничні показники надійності відновлюваних елементів

Для оцінки надійності відновлюваних, тобто ремонтпридатних елементів (об'єктів, систем), використовуються наступні показники надійності.

Імовірність відновлення $S(t)$ – ймовірність того, що елемент, що відмовив, буде відновлений протягом заданого часу t , тобто ймовірність своєчасного завершення ремонту. Очевидно, що $0 \leq S(t) \leq 1$, $S(0) = 0$, $S(\infty) = 1$.

Для визначення величини $S(t)$ використовується наступна статистична оцінка:

$$S^*(t) = \frac{N_B}{N_{0B}}, \quad (4.20)$$

де N_B - число виробів, час відновлення яких було менше заданого часу t ;

N_{0B} – кількість виробів, поставлених на відновлення.

Імовірність невідновлення $G(t)$ – ймовірність того, що елемент, що відмовив, не буде відновлено протягом заданого часу t .

Статистична оцінка величини $G(t)$:

$$G^*(t) = \frac{N_{0B} - N_B}{N_{0B}}. \quad (4.21)$$

З аналізу виразів (4.20) та (4.21) випливає, що завжди:

$$S(t) + G(t) = 1. \quad (4.22)$$

Частота відновлення $a_B(t)$ – похідна від ймовірності відновлення:

$$a_B(t) = \frac{dS(t)}{dt} = -\frac{dG(t)}{dt}. \quad (4.23)$$

Статистична оцінка величини $a_B(t)$:

$$a_B^*(t) = \frac{n_B(\Delta t)}{N_{0B} \Delta t}, \quad (4.24)$$

де $n_B(\Delta t)$ – число відновлених елементів на інтервалі часу від t до $t + \Delta t$;

N_{0B} – кількість елементів, поставлених на відновлення.

Інтенсивність відновлення $\mu(t)$ – умовна ймовірність відновлення після моменту t за одиницю часу Δt за умови, що до моменту t відновлення елемента не відбулося:

$$\mu(t) = \frac{a_B(t)}{1 - S(t)} = \frac{a_B(t)}{G(t)}. \quad (4.25)$$

Статистична оцінка величини $\mu(t)$:

$$\mu^*(t) = \frac{n_B(\Delta t)}{N_{Bcp} \Delta t}, \quad (4.26)$$

де $n_B(\Delta t)$ – кількість відновлених виробів за інтервал Δt ;

$N_{\text{вср}}$ – середня кількість виробів, які були відновлені в інтервалі часу $(0, t)$.

Процес відновлення є штучним та повністю визначається організаційно-технічною діяльністю експлуатаційно-ремонтного персоналу. Тому крива інтенсивності відновлення, аналогічна кривій інтенсивності відмов, відсутня. Так як існують нормативи часу на проведення ремонтних робіт, то $\mu(t) = \mu = \text{const}$ і чисельні значення інтенсивності відновлення зведені в довідкові таблиці за видами обладнання та ремонтів. При постійній в часі величині μ отримуємо експоненційний розподіл для відновлення часу:

$$S(t) = 1 - e^{-\mu t}; \quad G(t) = e^{-\mu t}. \quad (4.27)$$

Середній час відновлення T_B є математичним очікуванням часу відновлення і чисельно відповідає площі під кривою ймовірності відновлення, це середній час вимушеного простою, необхідне для знаходження та усунення однієї відмови:

$$T_B = \int_0^{\infty} G(t) dt. \quad (4.28)$$

Статистична оцінка часу відновлення перебуває з наступного виразу:

$$T_B^* = \frac{\sum_{i=1}^{N_{0B}} t_{\text{в}i}}{N_{0B}}, \quad (4.29)$$

де $t_{\text{в}i}$ – час відновлення i -го елемента;

N_{0B} – кількість виробів, поставлених на відновлення.

Час відновлення, як правило, підпорядковується неекспоненційному закону – найчастіше це нормальний розподіл, розподіл Вейбулла чи Пуассона. Аналіз систем з неекспоненціальним розподілом надзвичайно складний і його розрахункова формула не піддається формалізації.

У той самий час заміна реального закону розподілу експоненційним з тим самим математичним очікуванням мало спотворює кінцеві результати. Тому у багатьох випадках ця заміна обґрунтована. При цьому:

$$a_B(t) = \mu e^{-\mu t}, \quad (4.30)$$

де $a_B(t)$ – частота відновлення;

μ – інтенсивність відновлення; $\mu(t) = \mu = const$.

Імовірність відновлення:

$$S(t) = 1 - e^{-\mu t}. \quad (4.31)$$

Середній час відновлення, коли $\mu = const$, аналогічно формулі (4.19), таким чином, маємо:

$$T_B = \frac{1}{\mu}. \quad (4.32)$$

Параметр потоку відмов $\omega(t)$ – відношення математичного очікування кількості відмов відновлюваного об'єкта, що відбулися за певний інтервал часу, до тривалості цього інтервалу, за умови, що об'єкти, що відмовили, замінюються новими, тобто кількість об'єктів, що випробовуються, зберігається в процесі експлуатації незмінним.

Статистично параметр потоку відмов визначається за такою формулою:

$$\omega^*(t) = \frac{\Delta n(t, t + \Delta t)}{N_0 \Delta t} = \frac{n(\Delta t)}{N_0 \Delta t}, \quad (4.33)$$

де $\Delta n(t, t + \Delta t)$, $n(\Delta t)$ – кількість елементів, що відмовили за інтервал часу Δt , за умови, що виріб, що відмовив, негайно замінюється новим;

N_0 – кількість елементів на випробуванні, за умови заміни елементів, що відмовили.

Функціонування об'єкта, що відновлюється, за тривалий період часу може бути представлено потоком відмов та відновлень. Потоки відмов мають низку властивостей. Потік називається **ординарним**, якщо ймовірність появи двох і більше відмов в той самий момент часу настільки мала, що практично таке поєднання є неможливим. Потік відмов є **стаціонарним**, якщо ймовірність появи k відмов на відрізку часу $(t, t + \Delta t)$ залежить лише від тривалості ділянки Δt . Потік відмов називається **потоком без післядії**, якщо на будь-яких інтервалах часу, що не перехрещуються, кількість подій, що з'являються в одному з них, не залежить від числа подій, що з'являються в інших. Ординарні потоки без післядії називаються **пуасонівськими**. Ці потоки можуть бути як стаціонарними, так і нестаціонарними. Стаціонарний пуасонівський потік є **найпростішим**.

Енергетичні об'єкти в цілому слід вважати відновлюваними, хоча можуть бути випадки, коли окремі елементи або частини об'єктів на деякому часовому інтервалі можна або необхідно розглядати як невідновлювані. Реальні потоки відмов

енергетичних об'єктів, як правило, мають властивості ординарності та відсутності післядії, тобто є пуассонівськими. Більше того, для більшості з них потоки відмов виявляються і стаціонарними, тобто найпростішими.

Таким чином, $\omega(t)$ – послідовність відмов елемента у часі, що характеризується параметром потоку відмов – ω , який є аналогом λ .

При найпростішому потоці відмов параметр потоку відмов та інтенсивність відмов не залежать від часу та рівні між собою:

$$\omega(t) = \lambda(t) = \omega = \lambda = \text{const},$$

а середній час напрацювання на відмову:

$$T = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\omega [\text{год}^{-1}]} = \frac{8760}{\omega [\text{час}^{-1}]}. \quad (4.34)$$

3. Комплексні показники надійності елементів, що відновлюються.

Для відновлюваної системи поряд з показниками, що характеризують її окремі стани, вводяться комплексні показники, що характеризують відновлюваний об'єкт з двох і більше сторін.

Коефіцієнт готовності K_{Γ} – ймовірність того, що об'єкт опиниться у працездатному стані у довільний момент часу, крім запланованих періодів, протягом яких застосування його за призначенням не передбачено (планові профілактичні заходи):

$$K_{\Gamma} = \frac{T}{T + T_{\text{в}}}. \quad (4.35)$$

Коефіцієнт готовності має сенс надійності коефіцієнта корисної дії, так як чисельник представляє корисну складову, а знаменник – загальні витрати часу.

Коефіцієнт K_{Γ} оцінює експлуатаційні якості об'єкта та кваліфікацію обслуговуючого персоналу, характеризує готовність об'єкта (елемента) до роботи. Його недоліком є те, що по ньому не можна робити висновки про час безперервної роботи об'єкта без відмов.

Статистична оцінка коефіцієнта K_{Γ} :

$$K_{\Gamma}^* = \frac{\sum_{i=1}^m t_i}{\sum_{i=1}^m t_i + \sum_{i=1}^m t_{Bi}}, \quad (4.36)$$

де m – число відмов об'єкта (елемента) СЕП;

t_i - час безвідмовної роботи об'єкта (елемента) СЕП;

t_{Bi} - час відновлення елемента СЕП.

Коефіцієнт неготовності (вимушеного простою) K_H – ймовірність того, що у довільний момент часу об'єкт опиниться в непрацездатному стані:

$$K_H = \frac{T_B}{T + T_B}. \quad (4.37)$$

Статистична оцінка K_H :

$$K_H^* = \frac{\sum_{i=1}^m t_{Bi}}{\sum_{i=1}^m t_{Bi} + \sum_{i=1}^m t_i}. \quad (4.38)$$

Очевидно, що завжди має місце така рівність:

$$K_{\Gamma} + K_H = 1. \quad (4.39)$$

Коефіцієнт оперативної готовності $K_{ог}(t, \tau)$ – ймовірність того, що об'єкт опиниться у працездатному стані у довільний момент часу t і, починаючи з цього моменту безвідмовно пропрацює протягом заданого інтервалу часу $(t, t + \tau)$.

Ймовірність знаходження об'єкта у працездатному стані у довільний час характеризується коефіцієнтом готовності, а працездатність протягом заданого інтервалу часу – ймовірністю безвідмовної роботи. Отже,

$$K_{ог}(t, \tau) = K_{\Gamma}(t)P(\tau). \quad (4.40)$$

Співмножники, що входять у вираз (4.40), визначаються за раніше наведеним формулам.

Для визначення величини $K_{ог}$ використовується статистична оцінка:

$$K_{ог}^* = \frac{N_t(\tau)}{N_0}, \quad (4.41)$$

де $N_t(\tau)$ – число елементів, працездатних на момент часу t і безвідмовно працюючих протягом часу τ ;

N_0 – первинна кількість елементів, що спостерігаються в момент часу $t = 0$.

Коефіцієнт технічного використання $K_{тл}$ характеризує ті ж властивості, що і коефіцієнт готовності, але враховує додатково попереджувальні ремонти та є відношенням математичного очікування часу перебування об'єкта в працездатному стані за деякий період експлуатації до суми математичних очікувань часу перебування об'єкта в працездатному стані, часу простоїв, обумовленому технічним обслуговуванням, та часу ремонтів за той же період експлуатації:

$$K_{ти} = \frac{T}{T + T_B + T_O}, \quad (4.42)$$

де T_O – середній час обслуговування, тобто середній час знаходження елемента у відключеному стані для здійснення планово-попереджувальних ремонтів (профілактики).

4. Особливості використання показників надійності для оцінки систем електропостачання

До споживчих якостей електропостачання належить здатність системи забезпечення надійного харчування споживачів.

Система електропостачання в будь-який період часу може бути в одному з таких станів: робочому, плановому ремонті, аварійному простої та резерві.

З погляду споживача надійність електропостачання визначається тривалістю та частотою перерв у подачі електроенергії. Для окремого споживача, що живиться по радіальній лінії, планові та непланові ремонти також як і аварійні пов'язані з перервою електропостачання, тому тривалість планових ремонтів є одним із показників надійності.

Для споживачів, у яких збитки змінюються залежно від тривалості простою необхідно, щоб час відновлення живлення не перевищував заданий. Невипадково, до показників безвідмовності для електроенергетичних систем введений такий показник, як максимально допустимий час перерви електропостачання, під яким мається на увазі допустимий час порушення енергопостачання споживачів, що ще не призвело до зриву його технологічного процесу.

При оцінці надійності електричних мереж необхідно враховувати такі показники

- питома кількість відключених ліній;
- середню тривалість відновлення живлення з урахуванням аварійних, планових та непланових відключень;
- імовірність того, що середній час відновлення не перевищить заданий час.

Елементи електричних систем відносяться до елементів, що відновлюються при відмовах і пошкодженнях, тому при оцінці надійності слід розглядати показники для відновлювальних об'єктів.

Таким чином, для систем електропостачання доцільно використовувати такі показники [2]:

- параметр потоку відмов (частота навмисних відключень), тобто середня кількість відмов в одиницю часу (зазвичай рік), віднесене до одного елементу 1/рік, а для ліній електропередачі – параметр потоку відмов на 1 км, $1/(\text{км} \cdot \text{рік})$;
- середній час відновлення (середній час навмисних відключень);
- з урахуванням певних припущень (найпростіший потік відмов) – коефіцієнт готовності та коефіцієнт технічного використання, а для резервних джерел електропостачання – коефіцієнт оперативної готовності.

При цьому слід пам'ятати, що найбільш загальним й універсальним показником є коефіцієнт технічного використання, оскільки він характеризує відносний час перебування об'єкта у працездатному стані.

Контрольні питання та завдання

1. Які одиничні показники надійності Вам відомі?
2. Надайте визначення та математичний вираз середнього параметру відмов?
3. Надайте визначення та математичний вираз середньому часу безвідмовної роботи?
4. Які комплексні показники надійності відновлювальних елементів Вам відомі?
5. Які особливості використання показників надійності для оцінки систем електропостачання?
6. Якими основними показниками характеризуються елементи систем електропостачання?

ТЕМА 5. ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ СИСТЕМ З ПОСЛІДОВНИМ З'ЄДНАННЯМ ЕЛЕМЕНТІВ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам основні поняття структури систем електропостачання, основні умови при складанні структур з послідовним з'єднанням елементів, кількісні показники надійності окремих елементів систем електропостачання при послідовному з'єднанні елементів цих структур*

План лекції

1. Загальні положення
2. Надійність структур із послідовним з'єднанням елементів.
3. Урахування навмисних відключень при послідовному з'єднанні елементів.

1. Загальні положення

Дана тема присвячена оцінці надійності технічних систем при заданих показниках надійності елементів залежно від способу їх з'єднання. Технічна система розглядається як абстрактна структура незалежно від її фізичної природи, але має загальні закономірності:

- структура має вхід та вихід;
- показники надійності структури визначаються на виході;
- елементи знаходяться лише у двох станах – працездатному та непрацездатному;
- відмови елементів розглядаються як незалежні події;
- потоки відмов та відновлення елементів є найпростішими потоками подій;
- пропускна здатність елементів не обмежена.

Для аналізу надійності схеми електропостачання представляються як структурна схема чи блок-схема, у якій реальні зв'язки замінюються умовними з урахуванням впливу кожного елемента на надійність мережі загалом. Для розрахунку надійності системи електропостачання застосовуються чисельні показники надійності окремих елементів, зазначені в довідковій літературі.

Для здійснення розрахунків показників надійності СЕП необхідно:

1) систему, що розглядається представити у вигляді структурної схеми, на якій кожен елемент дається у вигляді еквівалентного прямокутника із своїми значеннями розрахункових або заданих показників надійності (рисунок 5.1). Показники надійності деяких елементів СЕП наведені у таблиці 5.1;

2) провести еквівалентування всієї структурної схеми, тобто сукупність елементів привести до загального елемента з сумарним значенням показників надійності. При цьому необхідно дотримуватися правил еквівалентування послідовно, паралельно та змішано з'єднаних елементів схем;

3) визначити проміжні та загальні показники надійності.

Нижче наведені правила еквівалентування та розрахунку показників надійності для різних схем з'єднання елементів структури СЕП, зокрема, послідовного та паралельного.

Таблиця 5.1 – Показники надійності елементів систем електропостачання

Елемент	Умовне позначення	Частота відмов ω , рік ⁻¹	Середній час відновлення, τ , год	Частота навісних відключень ν , рік ⁻¹	Середній час обслуговування η , год
Повітряна лінія 35, 110 кВ одноколова, на 1 км	Л110	0,08	6/8*	0,1/0,15*	6,5/8*
Обидва кола повітряної лінії 35, 110 кВ, на 1 км	2Л110	0,008	10/-	0,01/-	8/-
Повітряна лінія 6, 10 кВ одноколова, на 1 км	Л10	0,25	5/6	0,2/0,25	5/5,8
Кабельна лінія 6, 10 кВ, на 1 км	К10	0,10	15/50-25**	0,3/0,5-1**	3/30-10**
Дві кабельні лінії 6, 10 кВ у одній траншеї, на 1 км	2К10	0,005	15/-	0,05/-	3/-
Повітряна лінія 0,38 кВ, на 1 км	Л0,4	0,20	4/3	0,25/0,30	4/6
Трансформатор 35, 110 кВ	Т110	0,03	25/30	0,3/0,5	10/12
Трансформатор 6, 10 кВ	Т10	0,035	6/8	0,25/0,30	6/8
Чарунка вимикача 35, 110 кВ	В110	0,02	5,5/7	0,2/0,3	5/6
Чарунка вимикача 6, 10 кВ внутрішнього встановлення	В10	0,015	5/6	0,15/0,25	4/7
Чарунка вимикача 6, 10 кВ КРПН зовнішнього встановлення	В010	0,05	4,5/5,5	0,25/0,35	4/7
Чарунки ВД (КЗ) 35, 110 кВ	ВД(КЗ)	0,05	3,5/5	0,25/0,35	4/6
Чарунка роз'єднувача 35, 110 кВ	Р110	0,005	3/4,5	0,2/0,3	3/5
Чарунка роз'єднувача 6, 10 кВ внутрішнього встановлення	РВ10	0,002	2,5/4	0,15/0,25	2,5/5
Чарунка роз'єднувача 6, 10 кВ КРПН зовнішнього встановлення	Р310	0,01	2,5/4	0,15/0,25	2,5/5
Чарунка ПК 6, 10 кВ	ПК	0,05	2,5/3	0,15/0,25	2,5/4
Лінійний роз'єднувач 6 і 10 кВ	ЛР10	0,08	3,5/6	-	-
Шини ВРП 35, 110 кВ (на 1 приєднання)	Ш110	0,001	4/6	0,1/0,2***	5/7***
Шини РП 6, 10 кВ (на 1 приєднання)	Ш10 кВ	0,001	3,5/5	0,12/0,2***	4/6***
Збірка НН – 0,4 кВ ТП	С0,4	0,007	3/5	0,15/0,25	4/6

Примітка: * - у чисельнику – для нерезервованих систем, а у знаменнику – для резервованих;

** - 25/01 – величини, які наведені для живлячих мереж 6, 10 кВ;

*** - показники для усієї системи (секції) шин

2. Надійність структур із послідовним з'єднанням елементів

Послідовним з'єднанням називається така структура, відмова якої трапляється при виході з ладу хоча б одного елемента, тобто послідовна структура роботоздатна, коли усі її елементи роботоздатні.

Прикладом такої структури може бути схема, яка наведена на рисунку 5.1. При виході з ладу хоча б одного із вимикачів Q1 – Q4 або ділянки лінії 10 кВ (елемент 4), шин 10 або 0,4 кВ (елементи 2, 6, 9), будь якого трансформатора (TV1 або TV4) вся мережа становиться недієздатною, тобто споживачі не будуть отримувати електричну

енергію. Структурна схема системи електропостачання з послідовним з'єднанням елементів наведена на рисунку 5.1, б. В результаті еквівалентування схеми необхідно визначити еквівалентні показники надійності, формули для розрахунку яких (при послідовному з'єднанні елементів) наведені у таблиці 5.2.

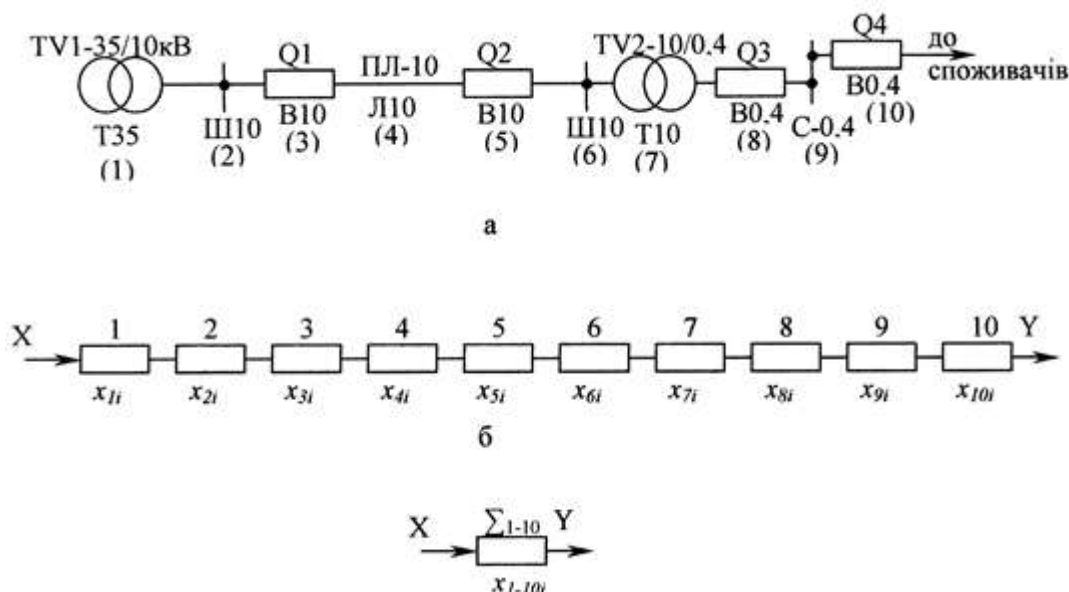


Рис. 5.1. - Структурна схема системи електропостачання з послідовним з'єднанням елементів

Таблиця 5.2 – Номенклатура показників надійності структур СЕП при послідовному з'єднанні елементів

Найменування показників надійності	Математичний вираз для розрахунку показника надійності структури СЕП	Розшифрування символів, які входять до математичного виразу
Без урахування навмисних відключень		
1. Частота відмов $\omega_c^{(n)}$	$\omega_c^{(n)} = \sum_{i=1}^n \omega_i$	ω_i - частота відмов і-го елемента, рік ⁻¹ ; n - кількість елементів схеми
2. Середній час без відмов-ної роботи $T_c^{(n)}$	$T_c^{(n)} = (\omega_c^{(n)})^{-1} = \left[\sum_{i=1}^n (T_i)^{-1} \right]^{-1}$	T_i - середній час безвідмовної роботи і-го елемента структури, год (рік)
3. Середній час відновлення $\tau_c^{(n)}$	$\tau_c^{(n)} = (\omega_c^{(n)})^{-1} \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \tau_i$	τ_i - середній час відновлення і-го елемента, год (рік)
Тільки при навмисному відключенні		
4. Частота навмисних відключень $\nu_c^{(n)}$	$\nu_c^{(n)} = \sum_{i=1}^n \nu_i$ з урахуванням коефіцієнту збіжності $g_{\delta i}$ (при нееквівалентованій структурі) $\nu_c^{(n)'} = \nu_{\delta} + \sum_{i=1, i \neq \delta}^n \nu_i (1 - g_{\delta i})$	ν_i - частота навмисних відключень і-го елемента, рік ⁻¹ ; ν_{δ} - частота навмисних відключень базового елемента, рік ⁻¹ ; $g_{\delta i}$ - коефіцієнт збіжності і-го елемента; береться з таблиці 3.3

5. Середній час обслуговування $\eta_c^{(n)}$	$\eta_c^{(n)} = (\nu_c^{(n)})^{-1} \sum_{i=1}^n \nu_i \eta_i$ з урахуванням коефіцієнту збіжності $\eta_c^{(n)} = (\nu_c^{(n)})^{-1} [\nu_{\delta} \eta_{\delta} + \nu_{max} \times (\eta_{max} - \eta_{\delta}) + \sum_{i=1, i \neq \delta}^n \nu_i (1 - g_{\delta i}) \eta_i]$	η_i, η_{δ} - середній час обслуговування і-го та базового елементів, год; ν_{max} - частота навмисного відключення елементу, у якого цей показник найбільший, рік ⁻¹ ; η_{max} - середній час обслуговування елементу, у якого цей показник має найбільше значення, год; n - кількість елементів схеми
З урахуванням навмисних відключень		
6. Частота відмов $\omega_c^{(n)}$	$\omega_c^{(n)} = \sum_{i=1}^n \omega_i$	ω_i - частота відмов елементу, який не підлягає навмисному відключенню, рік ⁻¹ ;
7. Середній час відновлення $\tau_c^{(n)}$	$\tau_c^{(n)} = (\omega_c^{(n)})^{-1} \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \tau_i$	τ_i - середній час відновлення елементу, який не підлягає навмисному відключенню, год (рік);

3. Урахування навмисних відключень при послідовному з'єднанні елементів

Як позначено раніше, навмисне відключення – це відключення, яке передбачено навмисно і виконується експлуатаційним персоналом. При цих відключеннях виконуються роботи, які направлені на підвищення надійності СЕП. Але з іншого боку, навмисні відключення знижують надійність електропостачання, так як створюють нерезервовані схеми. Тобто навмисні відключення тим чи іншим чином впливають на показники надійності СЕП, і їх необхідно враховувати як при проектуванні, так і при експлуатації електричних систем. При розрахунках показників надійності прийнято навмисні відключення елементів СЕП розглядати як випадкові події.

При послідовному з'єднанні елементів частота навмисних відключень і середній час обслуговування для окремих елементів розраховується по виразах 4 і 5 таблиця 5.2.

Але ж треба відмітити, що при ремонті електрообладнання звичайно відключаються декілька взаємопов'язаних елементів. Це означає, що сумарне значення частоти навмисних відключень цих елементів менше, ніж сума частот окремих елементів. Тому для даного випадку прийнято наступне. Один з елементів схеми, який найчастіше відключається, приймають за базовий, а частоту навмисних відключень останніх елементів розраховують по відношенню до базового за допомогою коефіцієнту збіжності:

$$g_{\delta i} = \frac{m(\Delta t_n)_{\delta i}}{M_{ci}(t)}, \quad (5.1)$$

де $m(\Delta t_n)_{\delta i}$ – кількість навмисних відключень і-го елементу, які виконані сумісно з навмисними відключеннями базового елементу, за період часу Δt_n ;

$M_{ci}(t)$ – загальна кількість навмисних відключень i -го елемента.

Значення коефіцієнту збіжності для основних елементів систем електропостачання наведені в таблиці 5.3.

З урахуванням коефіцієнту збіжності вирази для визначення показників навмисних відключень також наведені у таблиці 5.2 (вирази 4 і 5). Слід відмітити, що ці формули дійсні, коли система не еквівалентована. Після проведення еквівалентування елементів ці показники розглядаються як незалежні події, тому розрахунок ведеться по формулам без урахування коефіцієнту збіжності.

Таблиця 5.3 – Значення коефіцієнтів збіжності основних елементів систем електропостачання.

Елемент системи	Базові елементи			
	ПЛ (КЛ) 35, 110 кВ	ПЛ (КЛ) 6, 10 кВ	трансформатор 110, 35/ 10 кВ	трансформатор 6, 10/ 0,4 кВ
1. ПЛ 6, 10 кВ	0,7	1,0	0,6	-
2. КЛ 6, 10 кВ	0,6	1,0	0,5	-
3. Чарунка РП-35, 110 кВ	0,8	-	0,6	-
4. Чарунка вимикача 6, 10 кВ	0,85	0,8	0,7	-
5. Чарунка РП-6, 10 кВ	0,3	0,6	0,4	1,0
6. Трансформатор 35, 110/ 10 кВ	0,6	-	1,0	-
7. Трансформатор 6, 10/ 0,4 кВ	0,3	0,6	0,4	1,0
8. Шини 35, 110 кВ	0,6	-	0,8	-
9. Шини 6, 10 кВ	0,75	-	0,7	0,8
10. Збірка НН ТП	-	0,4	-	0,8

Контрольні питання та завдання

1. Назвіть основні умови, які необхідно враховувати при складанні структур систем електропостачання.

2. Що називається послідовним з'єднанням елементів СЕП?

3. Наведіть приклади структур СЕП з послідовним з'єднанням елементів.

4. Назвіть основні показники надійності структур СЕП з послідовним з'єднанням елементів

5. Надайте визначення показникам: частота навмисних відключень, середній час обслуговування.

6. В чому різниця між часом відновлення та часом обслуговування?

7. В чому різниця між частотою відмов та частотою навмисних відключень?

8. Яким чином враховуються навмисні відключення при розрахунку показників надійності структур СЕП?

9. Надайте визначення коефіцієнту збіжності.

10. В яких випадках при розрахунку показників надійності СЕП враховується коефіцієнт збіжності?

ТЕМА 6. ВИЗНАЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ СТРУКТУР СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИ ПАРАЛЕЛЬНОМУ З'ЄДНАННІ ЕЛЕМЕНТІВ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам основні поняття структури систем електропостачання, основні умови при складанні структур з паралельним з'єднанням елементів, кількісні показники надійності окремих елементів систем електропостачання при паралельному з'єднанні елементів цих структур*

План

1. Приклади структур СЕП з паралельним з'єднанням елементів
2. Показники надійності при паралельному з'єднанні елементів структури СЕП
3. Урахування навмисних відключень

1. Приклади структур СЕП з паралельним з'єднанням елементів

Паралельним з'єднанням називається така структура, відмова якої може наступити тільки при відмові усіх елементів структури.

Прикладом такої системи може служити схема електричної мережі, яка наведена на рисунку 6.1 г і більш наочно (після її еквівалентування) на рисунку 6.1 е. Ця система забезпечує споживачів енергією від двох незалежних джерел (рисунок 6.1 г) TV1 – 35/10 кВ (елемент 1) і шин 10 кВ Ш10 (елемент 6) та по двох лініях ПЛ-10 кВ (елемент 4) і КЛ-10 кВ (елемент 8). На схемі заміщення (рисунок 6.1 д) структура представляє собою два ланцюга з послідовним з'єднанням елементів $x_{1i} - x_{5i}$ та $x_{6i} - x_{9i}$. Після еквівалентування (по правилам для послідовних з'єднань) отримаємо схему з паралельним з'єднанням двох еквівалентованих елементів $x_{1i} - x_{5i}$ і $x_{6i} - x_{9i}$ (рисунок 6.1 е) з сумарними значеннями показників надійності. Споживач буде отримувати електричну енергію до тих пір, поки не вийдуть з ладу одночасно елементи x_{1-5i} і x_{6-9i} . При виході тільки одного із цих еквівалентних елементів живлення споживачів не порушиться. Воно буде здійснюватися через другий еквівалентований елемент.

Для розрахунку показників надійності для усієї структури, схема рисунку 6.1 е повинна бути еквівалентована до сумарного елементу x_{1-9i} . Розрахункові формули для цього випадку наведені у таблиці 6.1.

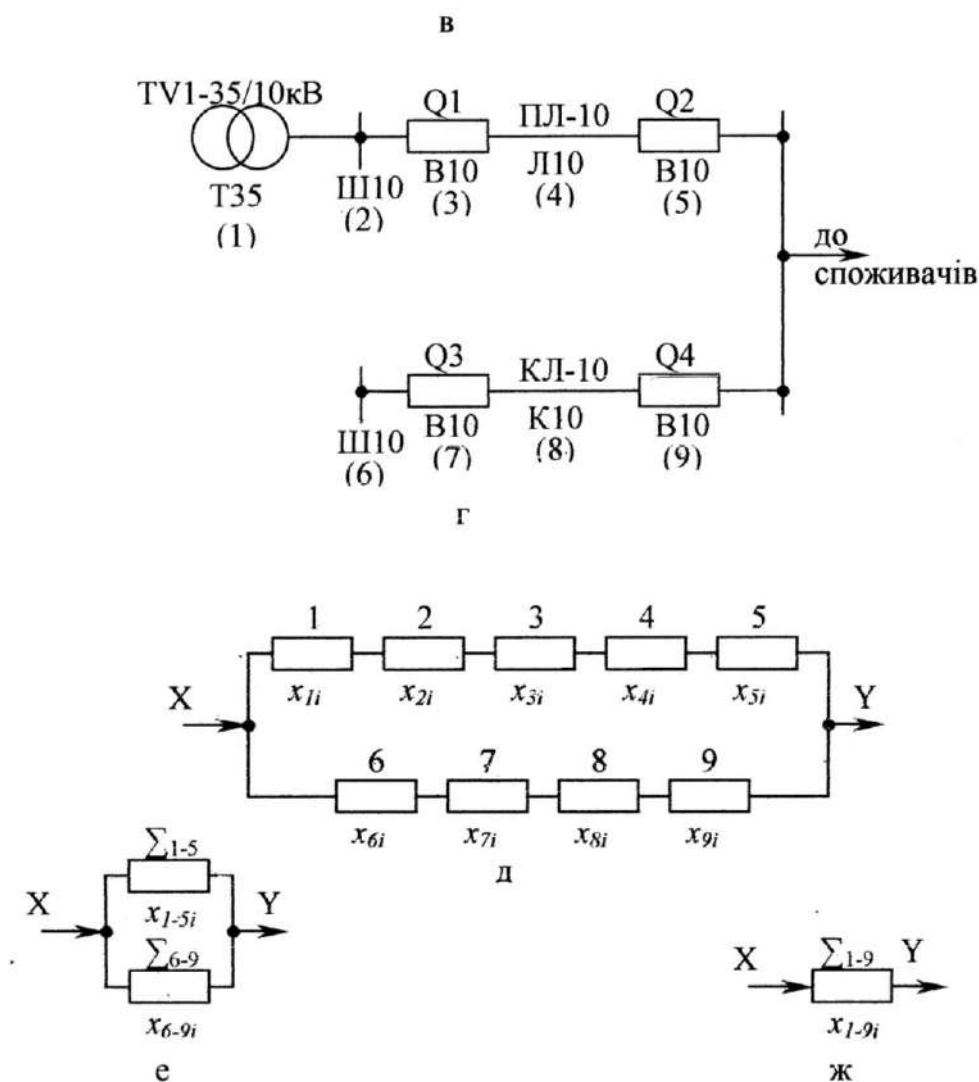


Рисунок 6.1 – Приклади структур СЕП з послідовним і паралельним з'єднаннями елементів та їх перетворювання (еквівалентування): г – ж - паралельне з'єднання елементів

2. Показники надійності при паралельному з'єднанні елементів структури СЕП

Для розрахунку показників надійності для усієї структури, схема рисунку 6.1 є повинна бути еквівалентована до сумарного елементу x_{1-9i} . Розрахункові формули для цього випадку наведені у таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 –Номенклатура показників надійності СЕП при паралельному з'єднанні

Найменування показників надійності	Математичний вираз для розрахунку показника надійності структури СЕП	Розшифрування символів, які входять до математичного виразу
Без урахування навмисних відключень		
1. Частота відмов $\omega_c^{()}$	$\omega_c^{(m)} = \left(\prod_{j=1}^m \omega_j \cdot \tau_j \right) \left(\sum_{j=1}^m \tau_j^{-1} \right)$ $\omega_c^{(m)} = 8760^{1-m} \times$ $\times \left(\prod_{j=1}^m \omega_j \cdot \tau_j \right) \left(\sum_{j=1}^m \tau_j^{-1} \right)$ для системи з рівнонадійними елементами: $\omega_c^{(m)} = m \omega^m \tau^{m-1}$	ω_j - частота відмов j-го елементів у паралельній схемі з'єднань, рік⁻¹; τ_j - середній час відновлення j-го елементу у схемі з паралельним з'єднанням, год (рік)
2. Середній час без відмовної роботи $T_c^{()}$	$T_c^{(m)} = (\omega_c^{(m)})^{-1}$	T_i - середній час безвідмовної роботи i-го елементу структури, год (рік)
3. Середній час відновлення $\tau_c^{()}$	$\tau_c^{(m)} = \left(\sum_{j=1}^m \tau_j^{-1} \right)^{-1}$ для системи з рівнонадійними елементами: $\tau_c^{(m)} = m^{-1} \tau$	τ_j - середній час відновлення j-го елементів при паралельному з'єднанні відповідно, год (рік) n, m - кількість елементів схеми
З урахуванням навмисних відключень		
4. Частота відмов $\omega_c^{()}$	$\omega_c^{(m)} = \left(\omega_0 + \sum_{k=1}^m \omega_k \right) \cdot 8760^{1-m}$ $\omega_0 = \left(\prod_{i=1}^m \omega_i \cdot \tau_i \right) \left(\sum_{i=1}^m \tau_i^{-1} \right)$ $\omega_k = \nu_k \eta_k \times$ $\times \left(\prod_{j=1}^m \omega_j \cdot \tau_j \right) \left(\sum_{j=1}^m \tau_j^{-1} \right)$ $k = 1, 2, \dots, m; k \neq j$	ω_i, ω_j - частота відмов елементів, які не підлягають навмисному відключенню, рік⁻¹; τ_i, τ_j - середній час відновлення елементів, які не підлягають навмисному відключенню, год (рік); ω_k - частота відмов паралельних елементів, серед яких є ті, що підлягають навмисному відключенню, рік⁻¹; $\nu_k; \eta_k$ - показники надійності елементів, для яких передбачено навмисне відключення
5. Середній час відновлення $\tau_c^{()}$	$\tau_c^{(m)} = (\omega_c^{(m)})^{-1} \times$ $\times \left(\omega_0 \tau_0 + \sum_{k=1}^m \omega_k \tau_k \right)$ $\tau_0 = \left(\sum_{i=1}^m \tau_i^{-1} \right)^{-1}$ $\tau_k = \left(\eta_k^{-1} + \sum_{j=1}^m \tau_j^{-1} \right)^{-1}$ $k = 1, 2, \dots, m; k \neq j$	τ_0 - сумарний середній час відновлення елементів, які не передбачають навмисного відключення, год; τ_k - сумарний середній час відновлення елементів, серед яких є ті, що передбачають навмисне відключення, год (рік); η_k - середній час обслуговування елементу навмисного відключення, рік⁻¹

3 Урахування навмисних відключень

При паралельному з'єднанні двох і більше елементів у випадку простою одного із елементів інші не виводяться з роботи і живлення споживачів не порушується. В процесі експлуатації СЕП можливий такий випадок, коли один з елементів простоює, а другий – відмовляє (для системи із двох паралельно з'єднаних елементів). В цьому випадку система відмовляє. Тому, чим частіші і більш тривалі навмисні відключення, тим нижче надійність системи. В загальному випадку для системи, яка складається із m паралельно з'єднаних елементів, частота відмов та середній час відновлення системи повинні розраховуватися з урахуванням показників надійності, що характеризують навмисні відключення. Розрахункові формули показників надійності при паралельному з'єднанні елементів системи наведені у таблиці 6.1 (вирази 4, 5).

Контрольні питання та завдання

1. Наведіть приклади структур систем електропостачання з паралельним з'єднанням елементів.
2. Що називається паралельним з'єднанням елементів СЕП?
3. Назвіть основні показники надійності структур СЕП з паралельним з'єднанням елементів
4. Яким чином враховуються навмисні відключення при розрахунку показників надійності структур СЕП з паралельним з'єднанням елементів?
5. В чому різниця між часом відновлення та часом обслуговування ?
6. В чому різниця між частотою відмов та частотою навмисних відключень ?
7. В яких випадках при розрахунку показників надійності СЕП з паралельним з'єднанням елементів враховується коефіцієнт збіжності ?

ТЕМА 7. ВИЗНАЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ СТРУКТУР СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИ ЗМІШАНОМУ ТА СКЛАДНОМУ З'ЄДНАННІ ЕЛЕМЕНТІВ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам основні поняття структури систем електропостачання зі змішаним та складним з'єднанням елементів, основні умови при складанні структур з складним з'єднанням елементів, методи перетворення складних систем електропостачання*

План

1. Приклади структур СЕП зі змішаним з'єднанням елементів
2. Складне з'єднання елементів структури СЕП

8.1. Приклади структур СЕП зі змішаним з'єднанням елементів

Така структура уявляє собою сполучення послідовно та паралельно з'єднаних елементів. Для цього випадку показники надійності визначаються поетапним об'єднанням елементів. Прикладом такої структури може бути схема, яка наведена на рисунку 7.1 а, б. На цій схемі елементи 1 – 3, 4 – 6, 7 – 9, 10 – 15 з'єднані послідовно, а кола з послідовно з'єднаними елементами 4 – 6 і 7 – 9 між собою з'єднані паралельно. Послідовність еквівалентування цієї схеми зрозуміла з рисунку 7.1 а – д.

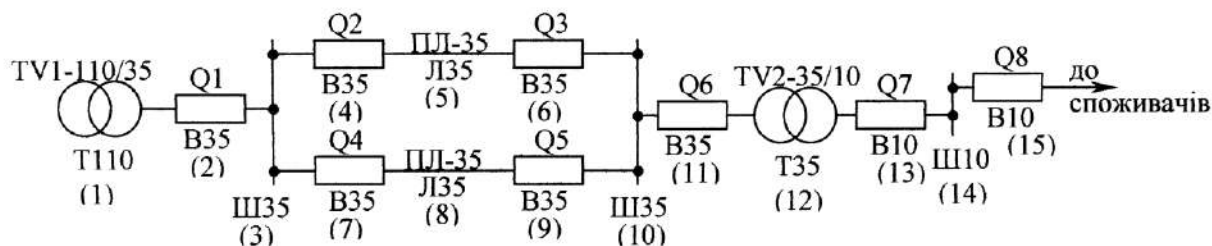
8.2. Складне з'єднання елементів структури СЕП

Реальні системи електропостачання не завжди представляють сукупність послідовно та паралельно з'єднаних елементів. Існують і більш складні структури, наприклад, схема електропостачання частини району, яка наведена на рисунку 7.2 а. У таких структурах елементи з'єднані таким чином, що їх подальше спрощення неможливе (рисунок 7.2 в). Для цих випадків вживаються деякі методи спрощення. Одним з ефективних методів є метод *мінімального перерізу*. Сутність методу полягає в наступному.

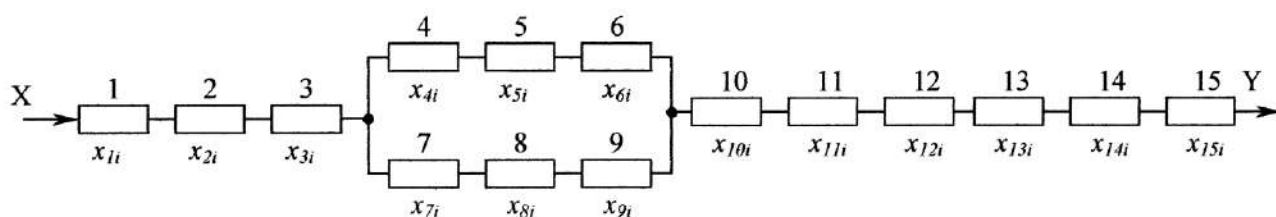
Існують деякі групи елементів, одночасна відмова яких приводить до *роз'єднування (розриву)* усіх шляхів, які зв'язують вхід X та вихід Y структури. Набір елементів, відмова яких призводить до відмови структури (тобто розриву усіх зв'язків між входом і виходом) в теорії надійності називається **перерізом**. Якщо виявити усі перерізи, які має досліджувана структура і визначити їх надійність, то взагалі можна визначити надійність усієї структури.

Чим складніша структура і чим більше елементів вона містить, тим складніше визначити усі можливі перерізи. Для структури, яка містить n елементів, необхідно

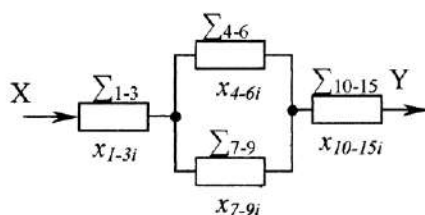
розглянути $2^n - 1$ сполучень. Але серед безлічі перерізів складних структур є такі, що утворені мінімальним набором елементів тобто – **мінімальні перерізи**.



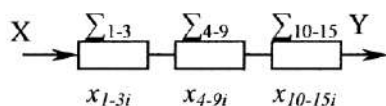
а



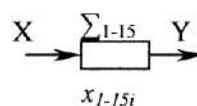
б



в



г



д

Рисунок 7.1 – Приклад структури СЕП із змішаним з'єднанням елементів та її перетворювання (еквівалентування)

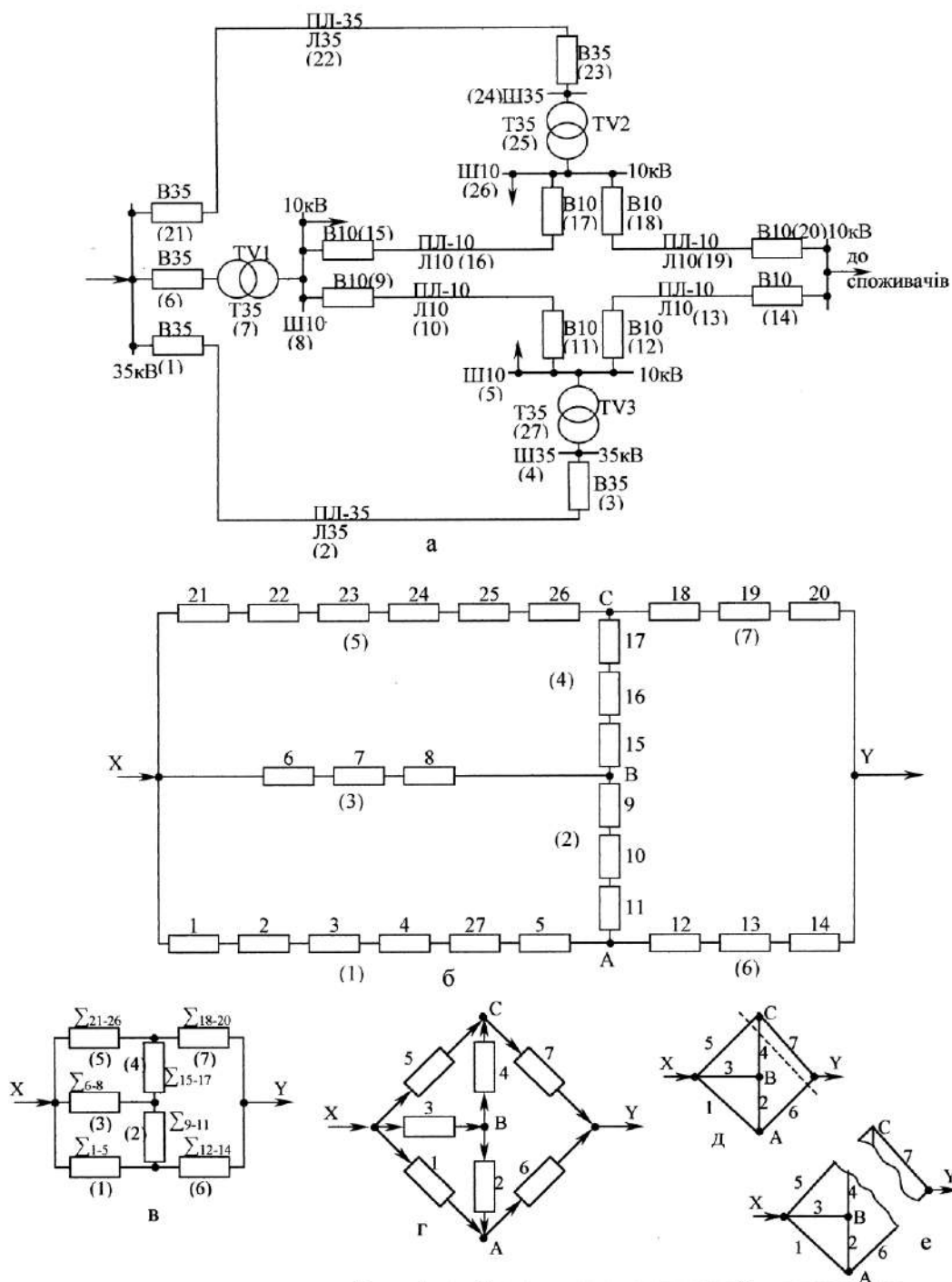


Рисунок 7.2 – Приклад складного з'єднання елементів СЕС та її перетворення (еквівалентування): а – принципова схема; б, в – хід еквівалентування схеми а; г – е – визначення мінімальних перерізів

В теорії надійності доведено, що складну структуру можна перетворити в схему з послідовно з'єднаних мінімальних перерізів, кожен з яких являє собою паралельне з'єднання елементів, що входять до складу кожного з цих мінімальних перерізів.

Для спрощення дії по вибору мінімальних перерізів використовують елементи теорії графів.

Контрольні питання та завдання

1. Наведіть приклади структур систем електропостачання зі змішаним з'єднанням елементів.
2. Що називається змішаним з'єднанням елементів СЕП?
3. Назвіть основні показники надійності структур СЕП зі змішаним з'єднанням елементів
4. Що називається мінімальним перерізом складної структури СЕП ?
5. Яким чином здійснюється еквівалентування структур СЕП ?

ТЕМА 8. МЕТОД МІНІМАЛЬНИХ ПЕРЕРІЗІВ СТРУКТУР СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИ СКЛАДНОМУ З'ЄДНАННІ ЕЛЕМЕНТІВ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам основні поняття про метод мінімальних перерізів при еквівалентуванні складних структур систем електропостачання*

План

1. Графи та їх складові.
2. Визначення мінімальних перерізів.

1. Графи та їх складові

Для спрощення дії по вибору мінімальних перерізів використовують елементи теорії графів.

Графом називається схема, на якій позначена сукупність вузлів (**вершин** X, A, B, C, Y – рисунок 8.1 г – е), з'єднуючі їх вітки (**ребра**) (1 – 7) і наведена інформація про передачу кожної вітки (**ребра**). Вузли і вітки графа відповідають вузлам і віткам початкової електричної схеми (рисунок 8.1 а). Тобто, граф представляє собою топологічне відображення самої електричної схеми.

Застосування положень теорії графів в даному випадку полягає в наступному. Структуру представляють у вигляді замкненого графа. **Замкненим графом** називається граф, який не має елементів, по яким не проходить хоча б один шлях, зв'язуючий вхід графа з його виходом. **Рєбрами** такого графа служать елементи, надійність яких відома. Для розгляду цього питання звернемося до рисунку 8.1 д. Допустимо, що ми маємо граф, який містить z ребер і m вершин. Розірвемо графу таким чином, щоб частина вершин n була приєднана тільки до входу X графа, а інші $(m - n)$ вершин – до виходу Y графа (рисунок 8.1 е). Тим самим порушується зв'язок між входом та виходом графа і утворюються дві структури, які називаються **деревами**: n -дерево (тобто дерево, яке містить n вершин X, A, B , приєднаних до входу X графа) та $(m - n)$ -дерево з вершинами C, Y , які приєднані до виходу графа. При цьому обірвані ребра утворюють мінімальні перерізи. На рисунку 8.1 е мінімальні перерізи утворюють елементи 5, 4, 6.

Таким чином, задача пошуку мінімальних перерізів зводиться до задачі побудови можливих дерев графа. Для цього до однієї із вершин графа (входу або виходу) послідовно приєднується одна за другою вершини, які безпосередньо зв'язані з попереднім деревом.

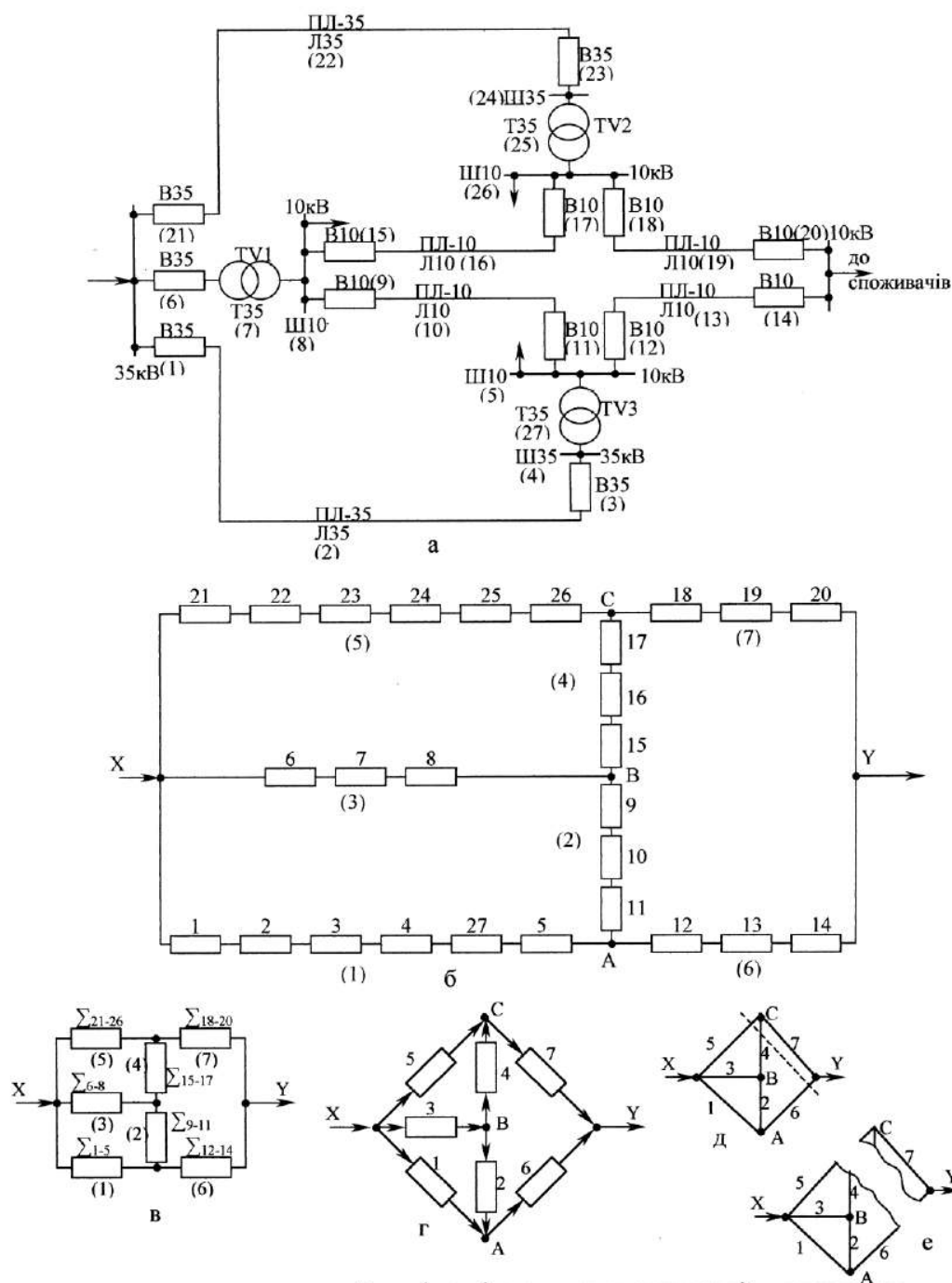


Рисунок 8.1 – Приклад складного з'єднання елементів СЕП та її перетворення (еквівалентування): а – принципова схема; б, в – хід еквівалентування схеми а; г – е – визначення мінімальних перерізів

Порядок визначення мінімальних перерізів виконується в наступній послідовності:

- 1) складається матриця безпосередніх зв'язків вершин-ребер графу;
- 2) складається масив $\mathbf{n}$ -дерев графа послідовним приєднанням до $\mathbf{n}$ -дерева вершин, які безпосередньо зв'язані з однією із вершин, яка належить $\mathbf{n}_{i-1}$ -дереву;
- 3) для кожного $\mathbf{n}$ -дерева вибирається переріз;

4) складається масив перерізів, з яких вибираються мінімальні.

2.Визначення мінімальних перерізів

Згідно цього порядку визначаємо мінімальні перерізи для графу, наведеного на рисунку 8.1 г – е.

1. Вершина X безпосередньо пов'язана з ребрами 1, 3, 5; вершина A – з ребрами 1, 2, 6 і так далі. Матриця можливих зв'язків вершин з ребрами для даного випадку наведена у таблиці 8.1.

Таблиця 8.1 – Матриця зв'язків вершин графа з ребрами

Вершина	Ребра, які пов'язані з вершиною
X	1 3 5
A	1 2 6
B	2 3 4
C	4 5 7
Y	6 7

2. До першого n -дерева відноситься вершина X . До неї безпосередньо приєднуються вершини A, B, C , які в свою чергу є послідовними n -деревами XA, XB, XC . Далі до дерева XA приєднуємо вершину C і отримуємо дерево XAC . Потім до дерева XA приєднуємо вершину B і отримуємо дерево XAB і так далі, поки не будуть розглянуті усі вершини, крім Y - вихід графа (в цьому випадку утворюється замкнена структура). Таким чином, із розглянутого графа отримуємо масив n -дерев: $X; XA; XB; XC; XAB; XAC; XBC; XABC$, які утворюються сукупністю відповідних ребер. Ці дані заносимо до таблиці 8.2.

Таблиця 8.2 – Визначення мінімальних перерізів графа

n -дерево	Ребра	Переріз	Мінімальний переріз
X	1 3 5	1 3 5	1 3 5
XA	1 3 5, 1 2 6	2 3 5 6	2 3 5 6
XB	1 3 5, 2 3 4	1 2 4 5	1 2 4 5
XC	1 3 5, 4 5 7	1 3 4 7	1 3 4 7
XAB	1 3 5, 1 2 6, 2 3 4	4 5 6	4 5 6
XAC	1 3 5, 1 2 6, 4 5 7	2 3 4 6 7	-
XBC	1 3 5, 2 3 4, 4 5-7	1 2 7	1 2 7
$XABC$	1 3 5, 1 2 6, 2 3 4, 4 5 7	6 7	6 7

3. Для кожного n_i -дерева визначаємо переріз. Тобто, згідно матриці „ребра-вершини” (таблиця 8.1) виписуємо усі ребра, які безпосередньо пов'язані з вершинами n -дерев. Наприклад, для n -дерева XA перерізами будуть ті, що пов'язані як з

вершиною X , так і з вершиною A , тобто **1 3 5** і **1 2 6**. Ці дані заносимо в графу 2 таблиці 9.2. напроти відповідного n -дерева.

Ребра, які входять у сукупність n_i -дерева парне число разів, перекреслюються (таблиця 8.2, графа 2). Ребра, які залишилися, виписуються у графу 3 таблиці 8.2 у порядку зростання номера елементу.

Із отриманої кількості перерізів з більшим числом елементів визначаються ті, що мають в собі перерізи з меншим числом елементів. У даному випадку переріз, який утворений деревом XAC містить переріз, який утворений деревом $XABC$. Тому даний переріз виключається з переліку. Ті перерізи, що залишилися, являють собою мінімальні перерізи (графа 4 таблиці 8.2).

4. На схемі рисунку 8.2 кожне n_i -дерево позначається, як паралельно з'єднані елементи, з кількістю і номерами відповідно кількості і номерам ребер n_i -дерева.

Усі n_i -дерева між собою з'єднуються послідовно. Таким чином, для наведеної структури СЕП схема заміщення буде мати сім мінімальних перерізів (рисунок 8.2 а).

Слід підкреслити, що чим більше елементів входить до мінімального перерізу, тим менше вони впливають на загальну надійність системи. Тому перерізами з числом елементів *більше трьох* можна знехтувати.

Враховуючи цю рекомендацію, отриману схему заміщення можна дещо спростити. Кінцева еквівалентована схема для розрахунку показників надійності наведена на рисунку 8.2 б.

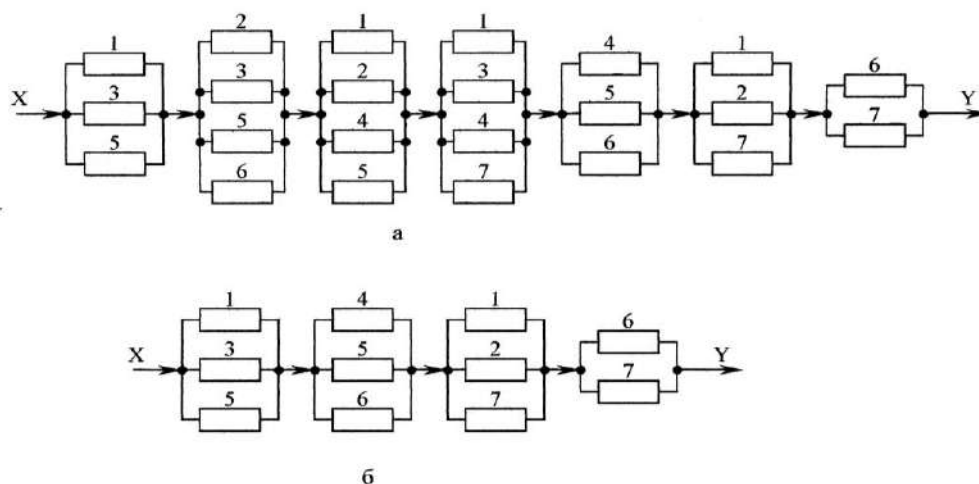


Рисунок 8.2 – Еквівалентна схема для розрахунку показників надійності системи електропостачання, яка наведена на рисунку 8.1, а: а – схема з повним набором мінімальних перерізів; б – спрощена схема

В деяких випадках доводиться розглядувати структури, в яких надані напрямки потоку енергії або іншого параметру електричної мережі. В цих випадках вибір мінімальних перерізів має свої особливості і для їх визначення роблять наступне.

При складанні матриць безпосередніх зв'язків ребер, які входять у вершину (вузол), позначаються знаком (-), а ребра, які виходять з вузлів (вершин) – знаком (+).

Далі ребра, які входять у сукупність ребер n_i -дерева парну кількість разів викреслюються, незалежно від знаку. Також викреслюються ребра, які входять у сукупність ребер n_i -дерева із знаком (-).

Контрольні питання та завдання

1. Наведіть приклади структур систем електропостачання зі складним з'єднанням елементів.
2. Що називається графом?
3. Який граф називається замкненим?
4. Які складові графу ?
5. Що називається мінімальним перерізом складної структури СЕП ?
6. Яким чином складається матриця зв'язків вершин графу з ребрами ?
7. Який вигляд має кінцева схема для розрахунку показників надійності після еквівалентування по методу мінімальних перерізів ?

ТЕМА 9. МІНІМАЛЬНІ ПЕРЕРІЗИ СКЛАДНОЇ СТРУКТУРИ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: Надати студентам основні поняття про метод мінімальних перерізів при еквівалентуванні складних структур систем електропостачання

План

1. Приклад визначення мінімальних перерізів складної структури
2. Загальний алгоритм розрахунку надійності складних структур

1. Приклад визначення мінімальних перерізів складної структури

Прикладом такої системи може бути структура, яка наведена на рисунку 9.1.

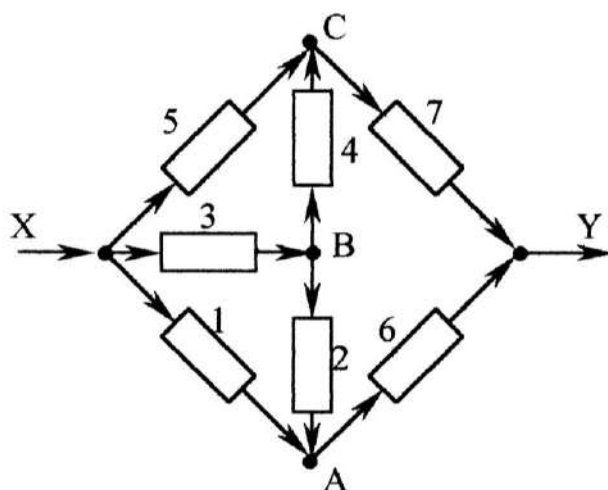


Рисунок 9.1 – Структура, в якій надані напрямки потоку енергії по ребрам графа

Використовуючи вище означене правило, отримаємо наступну матрицю зв'язків вершин графа з ребрами (таблиця 9.1).

Таблиця 9.1 – Матриця зв'язків вершин графа з орієнтованими ребрами

Вершини	X	A	B	C	Y
Ребра, які пов'язані з вершиною	1 3 5	-1 -2 6	2 -3 4	-4 -5 7	-6 -7

Порядок визначення мінімальних перерізів наведено в таблиці 9.2. А еквівалентована схема для розрахунків показників надійності системи для даного випадку наведена на рисунку 9.2.

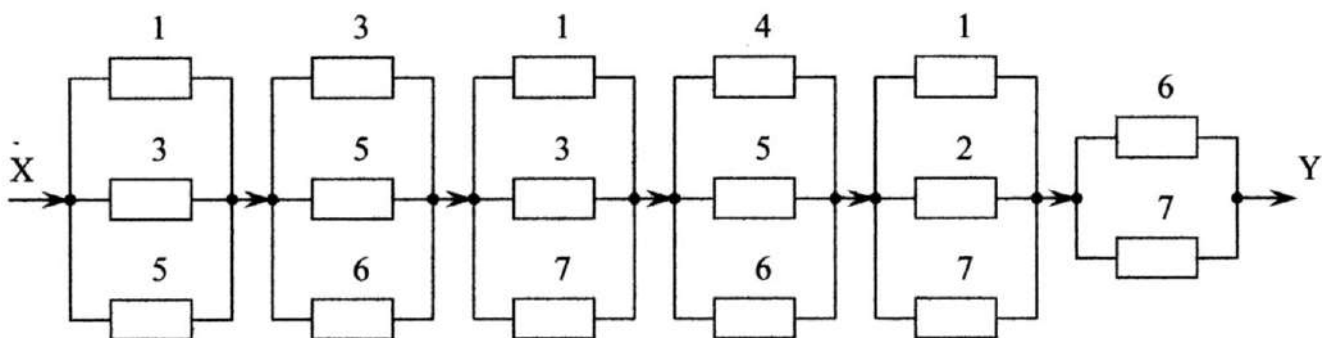


Рисунок 9.2 – Еквівалентована схема для розрахунку показників надійності структури, в якій надані напрямки потоку енергії по ребрам графа

Таблиця 9.2 – Визначення мінімальних перерізів графа з орієнтованими ребрами

<i>n</i> -дерево	Ребра	Переріз	Мінімальний переріз
<i>X</i>	<i>1 3 5</i>	<i>1 3 5</i>	<i>1 3 5</i>
<i>XA</i>	<i>1 3 5</i> , <i>-1 -2 6</i>	<i>3 5 6</i>	<i>3 5 6</i>
<i>XB</i>	<i>1 3 5</i> , <i>2 -3 4</i>	<i>1 2 4 5</i>	- так як більше 3-х елементів
<i>XC</i>	<i>1 3 5</i> , <i>-4 -5 7</i>	<i>1 3 7</i>	<i>1 3 4</i>
<i>XAB</i>	<i>1 3 5</i> , <i>-1 -2 6</i> , <i>2 -3 4</i>	<i>4 5 6</i>	<i>4 5 6</i>
<i>XAC</i>	<i>1 3 5</i> , <i>-1 -2 6</i> , <i>-4 -5 7</i>	<i>3 6 7</i>	- так як містить <i>XABC</i>
<i>XBC</i>	<i>1 3 5</i> , <i>2 -3 4</i> , <i>-4 -5 7</i>	<i>1 2 7</i>	<i>1 2 7</i>
<i>XABC</i>	<i>1 3 5</i> , <i>-1 -2 6</i> , <i>2 -3 4</i> , <i>-4 -5 7</i>	<i>6 7</i>	<i>6 7</i>

3. Загальний алгоритм розрахунку надійності складних структур

Загальний алгоритм розрахунку надійності складних структур полягає в наступному:

1. На підставі реальної принципової схеми системи електропостачання складається її структурна схема.
2. Визначаються вхід і вихід системи (їх може бути декілька).
3. Визначаються показники надійності кожного елементу схеми (дані підприємств, довідкові або експериментальні дані).
4. Виконується поетапне еквівалентування схеми об'єднанням послідовно і паралельно з'єднаних елементів.
5. Якщо при еквівалентуванні схеми отримано граф, то далі визначається сукупність мінімальних перерізів.
6. Визначаються показники надійності мінімальних перерізів та показники усієї схеми взагалі.

Контрольні питання та завдання

1. Що називається мінімальним перерізом складної структури СЕП ?
2. Яким чином складається матриця зв'язків вершин графу з ребрами ?
3. Який вигляд має кінцева схема для розрахунку показників надійності після еквівалентування по методу мінімальних перерізів ?
4. Основні положення загального алгоритму розрахунку надійності складних структур ?

ТЕМА 10. ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ СЕП З УРАХУВАННЯМ НАДІЙНОСТІ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам основні поняття про методи підходу до прийняття рішень при проектуванні СЕП з урахуванням рівня надійності*

План

1. Техніко-економічне обґрунтування рівня надійності СЕП
2. Оцінювання надійності окремих елементів СЕП
3. Порівняння варіантів рішень по еквівалентній тривалості аварійних і навмисних відключень.

Мета кількісної оцінки надійності СЕП – це прийняття економічно обґрунтованих рішень на різних стадіях проектування і експлуатації. В загальному випадку можливі наступні постановки задач прийняття технічних рішень:

- 1) знайти такий набір технічних засобів підвищення надійності, який відповідає мінімуму приведених витрат;
- 2) забезпечити заданий (нормативний) рівень надійності для СЕП при мінімумі додаткових витрат;
- 3) при заданих обмежених ресурсах (додаткових капітальних вкладень, об'ємі і складі засобів підвищення надійності, недостатньої кількості обслуговуючого персоналу) вибрати необхідні технічні засоби, які забезпечують максимальний рівень надійності;
- 4) вибрати об'єм та черговість застосування засобів підвищення надійності при поступовому зниженні їх ефективності.

1. Техніко-економічне обґрунтування рівня надійності СЕП

Надійність є категорією економічною, і тому тільки за допомогою економічних методів можна гарантувати оптимальний рівень надійності електропостачання.

До відомих методів оцінювання варіантів СЕП з урахуванням надійності відносяться:

- порівняння кількісних показників надійності окремих елементів СЕП;
- відносне значення недодавання електроенергії споживачам в результаті відмов СЕП (або по коефіцієнту забезпеченості електроенергією споживачів);
- величина збитків, нанесених при виникненні відмов в електропостачанні;
- еквівалентна тривалість відключень як аварійних, так і навмисних.

Крім того, при розрахунках СЕП та порівнянні варіантів враховують приведені витрати на забезпечення необхідного рівня надійності.

2. Оцінювання надійності окремих елементів СЕП

Порівняння і вибір найкращого із варіантів окремого елементу системи електропостачання здійснюється по кількісним показникам надійності, які розглянуті вище, а також на підставі статистичних розрахунків.

Умовами раціонального вибору того чи іншого елементу структури СЕП є:

- по частоті відмов ω :

$$\omega_{\epsilon} \rightarrow \min \quad (10.1)$$

- по середньому часу відновлення τ :

$$\tau_{\epsilon} \rightarrow \min \quad (10.2)$$

- по частоті навмисних відключень ν :

$$\nu_{\epsilon} \rightarrow \min \quad (10.3)$$

- по середньому часу обслуговування η :

$$\eta_{\epsilon} \rightarrow \min \quad (10.4)$$

- по середньому часу безвідмовної роботи T_{ϵ} :

$$T_{\epsilon} \rightarrow \min \quad (10.5)$$

де ω_{ϵ} , τ_{ϵ} , ν_{ϵ} , η_{ϵ} , T_{ϵ} - відповідні показники надійності для вибраного елементу структури СЕП;

$$\omega_i - \omega_k, \tau_i - \tau_k,$$

$\nu_i - \nu_k$, $\eta_i - \eta_k$, $T_{\epsilon i} - T_{\epsilon k}$ - ті ж самі показники надійності, але для і-го, j-го, k-го елементів, з якими здійснюється порівняння.

При однакових значеннях показників надійності вибір здійснюється на підставі порівняння приведених витрат по прийнятим до розгляду варіантам.

3. Порівняння варіантів рішень по еквівалентній тривалості аварійних і навмисних відключень

Вибір найкращого варіанту схеми електропостачання може виконуватися на порівняння розрахованого показника надійності з нормативним. За цей показник у сільських мережах прийнята **еквівалентна тривалість відключень** θ_{ϵ} , який

розраховується за формулою:

$$\theta_{ев} = \theta_{ав} + k_{\epsilon} \theta_{нв}, \quad (10.6)$$

де $\theta_{ев}$, $\theta_{ав}$, $\theta_{нв}$ - тривалість аварійних та навмисних відключень за рік, год/рік;

k_{ϵ} - коефіцієнт, який ураховує негативну післядію навмисних відключень у порівнянні з аварійними; $k_{\epsilon} = 0,33$.

Розрахункова еквівалентна тривалість відключень $\theta_{евр}$ споживачів, в загальному випадку, визначається за виразом:

$$\theta_{евр} = \theta_{ЖМ} + \theta_{РТП} + \theta_{РМ} + \theta_{ТП} + \theta_{НМ}, \quad (10.7)$$

де $\theta_{ЖМ}$, $\theta_{РТП}$, $\theta_{РМ}$, $\theta_{ТП}$, $\theta_{НМ}$ - відповідно, еквівалентна тривалість відключення (перерви) у живлячій мережі 35 – 110 кВ, районній підстанції 35 – 110/10 – 6 кВ, розподільчій мережі, включно з відгалуженнями, на споживчих підстанціях 10/0,4 кВ, низьковольтної мережі, включно з відгалуженнями, год/рік.

Формули для розрахунку складових загальної еквівалентної тривалості відключення наведені у таблиці 10.1, а у таблиці 10.2 наведені рекомендовані для розрахунків середньостатистичні значення еквівалентної питомої тривалості основних елементів електричної мережі.

Необхідний ступінь надійності буде забезпечений при виконанні умови:

$$\theta_{евр} \leq \theta_n, \quad (10.8)$$

де θ_n - нормоване значення еквівалентної тривалості відключень, год/рік.

Нормовані значення еквівалентної тривалості відключень для деяких споживачів сільських СЕП наведено у таблиці 10.3.

При невиконанні умови (10.8) необхідно прийняти заходи по підвищенню надійності розробляємої системи електропостачання.

Таблиця 10.1 – Розрахункові формули еквівалентної тривалості відключень для різних елементів СЕП

Елемент СЕП	Розрахункова формула	Розшифровка символів, які входять до розрахункової формули
1	2	3
1. Живлячі лінії 35 – 110 кВ	$\theta_{ЖМі} = \alpha_{Жі} \cdot l_{Жі} = (\omega_{Жі} \cdot \tau_{Жі} + k_{\epsilon} \nu_{Жі} \cdot \eta_{Жі}) \cdot l_{Жі}$	$\alpha_{Жі}$ - питома тривалість відключення на 1 км живлячої лінії і-го класу напруги та і-го типу виконання, год/(рік·км); дані наведені у таблиці 7.16; $l_{Жі}$ - довжина і-тої живлячої лінії, км; $\omega_{Жі}, \tau_{Жі}$ - сумарні показники надійності $\nu_{Жі}, \eta_{Жі}$ - і-тої живлячої лінії (частота відмов, середній час відновлення, частота навмисних відключень, середній час обслуговування); k_{ϵ} - коефіцієнт, який ураховує негативну післядію навмисних відключень у порівнянні з аварійними; $k_{\epsilon} = 0,33$

2. Районні трансформаторні підстанції 110 – 35/ 10 (6) кВ	$\theta_{PTPi} = \omega_{PTPi} \cdot \tau_{PTPi} + k_6 \nu_{PTPi} \cdot \eta_{PTPi}$	$\omega_{PTPi}, \tau_{PTPi}$ - сумарні показники надійності ν_{PTPi}, η_{PTPi} - і-тої районної трансформаторної підстанції
3. Розподільчі мережі 6, 10 кВ з урахуванням усіх відгалужень	$\theta_{PMi} = \alpha_{PMi} \cdot l_{PMi} =$ $(\omega_{PMi} \cdot \tau_{PMi} + k_6 \nu_{PMi} \cdot \eta_{PMi}) \cdot l_{PMi}$	α_{PMi} - питома тривалість відключення на 1 км і-тої розподільчої лінії, год/(рік·км); дані наведені у таблиці 7.16; l_{PMi} - довжина і-тої розподільчої лінії, км; ω_{PMi}, τ_{PMi} - сумарні показники надійності ν_{PMi}, η_{PMi} - і-тої розподільчої лінії
4. Споживча трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ	$\theta_{TPI} = \omega_{TPI} \cdot \tau_{TPI} + k_6 \nu_{TPI} \cdot \eta_{TPI}$	ω_{TPI}, τ_{TPI} - сумарні показники надійності ν_{TPI}, η_{TPI} - і-тої споживчої трансформаторної підстанції
5. Низьковольтні мережі 0,38 кВ з усіма відгалуженнями	$\theta_{HMi} = \alpha_{HMi} \cdot l_{HMi} =$ $(\omega_{HMi} \cdot \tau_{HMi} + k_6 \nu_{HMi} \cdot \eta_{HMi}) \cdot l_{HMi}$	α_{HMi} - питома тривалість відключення на 1 км і-тої низьковольтної мережі 0,38 кВ, год/(рік·км); дані наведені у таблиці 7.16; l_{HMi} - довжина і-тої низьковольтної лінії 0,38 кВ з усіма відгалуженнями, км; ω_{HMi}, τ_{HMi} - сумарні показники надійності ν_{HMi}, η_{HMi} - і-тої низьковольтної лінії

Таблиця 10.2 – Значення питомої еквівалентної тривалості та середнє значення еквівалентної тривалості відключень основних елементів електричних мереж

Елемент мережі	Умовне позначення показника	Кількісне значення показника
1. Одноланцюгова живляча лінія 110 кВ, год/ (рік·км)	$\alpha_{Ж110-1}$	0,4
2. Дволанцюгова живляча лінія 110 кВ, год/ (рік·км)	$\alpha_{Ж110-2}$	0,16
3. Живляча лінія 35 кВ: - одноланцюгова, год/ (рік·км) - дволанцюгова, год/ (рік·км)	$\alpha_{Ж35-1}$ $\alpha_{Ж35-2}$	0,7 0,28
4. Розподільчі лінії - повітряні лінії ПЛ10(6) кВ, год/ (рік·км) - повітряні лінії ПЛ0,38 (0,22) кВ, год/ (рік·км)	α_{PM-10} α_{HM}	0,9 4,3
5. Районна однострансформаторна підстанція 35-110/10(6) кВ, год/рік	$\theta_{РТП-1}$	12,0
6. Районна двотрансформаторна підстанція 35-110/10(6) кВ, год/рік	$\theta_{РТП-2}$	0
7. Споживча підстанція 10(6)/0,4 кВ, год/рік	$\theta_{ТП}$	2,7

Таблиця 10.3 – Нормовані значення еквівалентної тривалості відключень для деяких споживачів сільських СЕП

Назва об'єкту	Нормована еквівалентна тривалість відключень θ_n , год/рік
1. Шини вищої напруги споживчих трансформаторних підстанцій: - для споживачів 1-ої категорії - для споживачів 2-ї та 3-ї категорії	1 – 2,5 15,0
2. Повітряні лінії ПЛ-10 кВ та інші елементи системи електропостачання	15,0
3. Повітряні лінії ПЛ-0,38 кВ і споживчі трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ	10,0
4. Птахофабрики	1,0
5. Свинокомплекси	1,5
6. Молочні комплекси з поголів'ям: - 2000 і більше - 1200 і менше	0,8 2,5
7. Комплекси по відгодуванню великої рогатої худоби	2,5
8. Споживачі 2-ої та 3-ої категорії при наявності резервного джерела електропостачання	25,0

Контрольні питання

1. Назвіть можливі постановки задач прийняття технічних рішень при проектуванні СЕП.

2. Назвіть відомі методи оцінювання варіантів СЕП з урахуванням надійності.

3. Умови раціонального вибору елементу структури СЕП?

4.Надайте визначення поняттю: еквівалентна тривалість відключень ?

5. Яким чином розраховується еквівалентна тривалість відключень для живлячих ліній 35 – 110 кВ?

6. Яким чином розраховується еквівалентна тривалість відключень для РТП 110-35/6-10 кВ?

7. Яким чином розраховується еквівалентна тривалість відключень для розподільчих мереж 6, 10 кВ ?

8. Яким чином розраховується еквівалентна тривалість відключень для ТП 6-10/0,4 кВ?

9. Яким чином розраховується еквівалентна тривалість відключень для низьковольтних мереж 0,38 кВ ?

10. Чим відрізняється поняття питомої еквівалентної тривалості відключень від нормованої ?

ТЕМА 11. ОЦІНЮВАННЯ СЕП ПО КОЕФІЦІЄНТУ ЗАБЕЗПЕЧЕНОСТІ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЄЮ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам основні поняття про метод оцінювання СЕП по коефіцієнту забезпеченості споживачів електроенергією*

План

1. Вихідний ефект СЕП
2. Коефіцієнт забезпеченості електроенергією
3. Алгоритм оцінювання СЕП по коефіцієнту забезпеченості споживачів електроенергією

1. Вихідний ефект СЕП

Відмова в електропостачанні хоча б одного споживача, який приєднаний до СЕП, призводить до невиконання системою головної задачі – постачання споживачів електроенергією в необхідній кількості. В цьому випадку виникає зниження *вихідного ефекту системи*, який розраховується по кількості електроенергії, що недодана споживачам в результаті відмови СЕП. Кількість недоданої енергії ΔW визначається за формулою:

$$\Delta W = W_{cn} - W_{вк}, \quad (11.1)$$

де W_{cn} - необхідна кількість електроенергії для забезпечення споживачів, кВт·год;

$W_{вк}$ - дійсна кількість електроенергії, яка відпущена споживачу, кВт·год.

Для порівняння між собою систем електропостачання, що різняться по об'єму і кількості відпущеної енергії, використовується такий показник, як *відносна величина недодання електроенергії* $\rho_{\Delta W}$ (або *коефіцієнт незабезпеченості електроенергією*):

$$\rho_{\Delta W} = \frac{\Delta W}{W_{cn}} \quad (11.2)$$

2. Коефіцієнт забезпеченості електроенергією

Для цієї ж мети може використовуватися *коефіцієнт забезпеченості електроенергією* k_{zw} , який визначається за формулою:

$$k_{3W} = \frac{W_{en}}{W_{cn}} = 1 - \frac{\Delta W}{W_{cn}} = 1 - \rho_{\Delta W} \quad (11.3)$$

Кількість недоданої електроенергії визначається як сума недоданої електроенергії усім споживачам, які приєднані до даної СЕП:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta W_i, \quad (11.4)$$

де ΔW_i - кількість недоданої електроенергії і-му споживачу, кВт·год.

Очікувана кількість недоданої електроенергії і-му споживачу визначається за виразом:

$$\Delta W_i = \bar{P}_i \cdot \theta_{evi}, \quad (11.5)$$

де $\bar{P}_i$ - середня потужність і-го споживача, кВт;

θ_{evi} - еквівалентна тривалість відключення і-го споживача, год/рік.

Еквівалентна тривалість відключення (або простою) і-го споживача визначається за таким виразом:

$$\theta_{evi} = \omega_i \cdot \tau_i + k_e \cdot \nu_i \cdot \eta_i, \quad (11.6)$$

де $\omega_i, \tau_i, \nu_i, \eta_i$ - частота відмов, середній час відновлення, частота навмисних відключень, середній час обслуговування і-го елементу схеми, відповідно;

k_e - коефіцієнт, який ураховує негативну післядію навмисних відключень у порівнянні з аварійними, $k_e = 0,33$.

Кількість електроенергії, яка була би відпущена споживачу при відсутності відмов, визначається як:

$$W_{cn} = \sum_{i=1}^n W_{cni} = \sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot T_{maxi}, \quad (11.7)$$

де W_{cni} - необхідна кількість електроенергії для забезпечення і-го споживача, кВт·год;

P_{pi} - розрахункове навантаження і-го споживача, кВт;

T_{maxi} - число годин використання максимуму навантаження, год.

3. Алгоритм оцінювання СЕП по коефіцієнту забезпеченості споживачів електроенергією

Взагалі оцінювання надійності СЕП по коефіцієнту забезпеченості електроенергією виконується в слідуючій послідовності:

- 1) визначається надійність і-х елементів або структур системи електропостачання за вище наведеними правилами;
- 2) розраховується значення очікуемого недодання електроенергії і-му споживачу ΔW_i , а також необхідна кількість електроенергії W_{cni} ;
- 3) визначаються величини сумарного недодання і необхідної кількості електроенергії для споживачів СЕП (ΔW , W_{cn});
- 4) визначається відносна величина недодання або коефіцієнт забезпеченості електроенергією для СЕП, які порівнюються;
- 5) вибирається найкращій варіант по умові:

$$\rho_{\Delta W_e} < \rho_{\Delta W_i}; k_{zW_e} > k_{zW_i}, \quad (11.8)$$

де $\rho_{\Delta W_e}$, $\rho_{\Delta W_i}$ - відносна величина недодання електроенергії вибраного і порівнювального варіантів відповідно;

k_{zW_e} , k_{zW_i} - коефіцієнти забезпеченості електроенергією вибраного та порівнювального варіантів відповідно.

Або:

$$Z_{ne} = E_n K_e + I_e + Y_n \cdot \Delta W_e \rightarrow \min, \quad (11.9)$$

де Z_{ne} - приведені витрати вибраного варіанту, грн;

E_n - нормативний коефіцієнт ефективності;

K_e - капіталовкладення у вибраний варіант, грн;

I_e - щорічні витрати виробництва, грн;

Y_n - питомі нормативні витрати на надійність;

ΔW_e - недодання електроенергії вибраного варіанту, кВт·год.

Контрольні питання та завдання

1. Надайте визначення поняттю: вихідний ефект системи.
2. Надайте визначення поняттю: коефіцієнту забезпеченості споживачів електроенергією
3. Яким чином визначається очікувана кількість недоданої електроенергії ?
4. Яким чином розраховується еквівалентна тривалість відключень споживача?
5. Яким чином розраховується відносна величина недодання електроенергії ?
6. Алгоритм оцінювання СЕП по коефіцієнту забезпеченості споживачів електроенергією?

ТЕМА 12. ОЦІНЮВАННЯ СЕП ПО ВЕЛИЧИНІ ЗБИТКУ ВІД ВІДМОВ В ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННІ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам основні поняття про метод оцінювання СЕП по величині збитків від перерв в електропостачанні*

План

1. Складові приведені витрат з урахуванням величини збитків
2. Сумарний збиток від перерв в електропостачанні
3. Основні види збитків від перерв в електропостачанні сільгоспоб'єктів

1. Складові приведені витрат з урахуванням величини збитків

При порівнянні варіантів післядії від порушення електропостачання використовують щорічні витрати, які пов'язані зі збитками в результаті відмови системи електропостачання Y . Величину цих збитків є однією із складових приведені витрат Z_{ni} :

$$Z_{ni} = E_n K_i + I_i + Y_i, \quad (12.10)$$

де E_n - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K_i - капітальні вкладення по i -му варіанту, грн;

I_i - щорічні витрати виробництва i -го варіанту, грн;

Y_i - збитки виробництва продукції, пов'язані з відмовою системи електропостачання i -го варіанту, грн.

Загальні капітальні вкладення K_Σ для варіантів СЕП розраховуються за формулою:

$$K_\Sigma = \sum_{i=1}^n K_{li} + \sum_{i=1}^n K_{TPI} + \sum_{i=1}^n K_{cpi} + \sum_{i=1}^n K_{chi} + \sum_{i=1}^n K_{di}, \quad (12.11)$$

де K_{li} - капіталовкладення на будівництво лінії i -того класу напруги, грн;

K_{TPI} - капіталовкладення на будівництво i -го виду підстанцій (живлячих РТП-110/35/10 кВ, споживчих ТП-6 – 10/0,4 кВ), грн;

K_{cpi} - капіталовкладення на побудову чарунок секціонування і резервування, грн;

K_{chi} - капіталовкладення на будівництво чарунок розподільчих пристроїв i -го виду, грн;

K_{di} - додаткові капіталовкладення на непередбачені заміну, модернізацію або реконструкцію окремих елементів чи частини структури СЕП, грн.

Загальні щорічні витрати по варіантам I_Σ визначаються за виразом:

$$I_{\Sigma} = I_{ai} + I_{eki} + I_{\Delta Wi}, \quad (12.12)$$

де I_{ai} , I_{eki} , $I_{\Delta Wi}$ - амортизаційні витрати, витрати на експлуатацію, витрати на покриття втрат електроенергії в і-му варіанті, відповідно, грн.

2. Сумарний збиток від перерв в електропостачанні

Сумарний збиток Y_{Σ} від перерв електропостачання в загальному вигляді визначають за виразом:

$$Y_{\Sigma} = Y_{осн.i} + Y_{дод.i} + Y_{сист.i}; \quad (12.13)$$

де $Y_{осн.i}$ - основні збитки, які викликані недовикористанням основних фондів підприємства (простої обладнання та робочої сили), а також зниженням продуктивності сільськогосподарських тварин і-го варіанту, грн;

$Y_{дод.i}$ - додаткові збитки, які обумовлені зіпсуванням сировини, безповоротною втратою готової продукції, а також загибеллю тварин або зниженням їхньої продуктивності в майбутньому і-го варіанту, грн;

$Y_{сист.i}$ - системні збитки, які обумовлені недовикористанням обладнання та персоналу електричних підстанцій та мереж у системі для і-го варіанту, грн.

3. Основні види збитків від перерв в електропостачанні сільгоспоб'єктів

Формули для визначення складових сумарних збитків наведені у таблиці 12.1.

Контрольні питання та завдання

1. Назвіть складові приведених витрат з урахуванням величини збитків.
2. Яким чином визначаються капітальні вкладення для варіантів СЕП?
3. Назвіть складові сумарного збитку від перерв в електропостачанні.
4. Яким чином розраховується основний збиток для ремонтних майстерень та інших підсобних приміщень?
5. Що таке додатковий збиток?
6. Види додаткових збитків і як вони розраховуються?
7. Що таке системний збиток, його види та розрахункові вирази?

Таблиця 12.1 – Основні види збитків від перерв в електропостачанні сільгоспоб'єктів та їх розрахунок

Назва збитку та об'єкту, за яким він визначається	Розрахункова формула	Розшифровка символів, що входять до розрахункової формули
1. Основні збитки по сільськогосподарському об'єкту (процесу)	$Y_{осн} = k_{nn} \frac{(E_n + I_a) \cdot K + C}{8760} t_n \cdot k_p$	k_{nn} - коефіцієнт, який урахує долю недоданої продукції за час перерви електропостачання; $k_{nn} = 0,12$ - для ФРХ у випадку залучення робочої сили на час перерви електропостачання; $k_{nn} = 0,4$ - для ФРХ без залучення робочої сили; $k_{nn} = 1,0$ - для птахоферм; k_p - коефіцієнт, який урахує нерівномірність розподілу перерв в електропостачанні у часі; $k_p = 1,0$ - для підприємств, що працюють цілодобово; $k_p = 1,15$ - для тваринницьких ферм та інших споживачів з двозмінною роботою; $k_p = 2,15$ - для підприємств, що працюють в одну зміну; C - щорічні витрати підприємства, включно вартості кормів, але без відрахувань на амортизацію, грн; t_n - кількість годин перерв в електропостачанні за рік, год
2. Основний збиток для ремонтних майстерень та інших підсобних підприємств	$Y_{осн} = k_z \cdot N_p \cdot y_{он} \cdot t_n$	k_z - коефіцієнт, що враховує імовірність збігу перерв з часом роботи підприємства $k_z = 0,5...0,6$ при роботі в одну зміну; N_p - кількість робітників на підприємстві, чол;

		y_{on} - питомий збиток від простою робочої сили, грн/год
3. Додатковий збиток	$Y_{\partial\partial\partial} = t_3 Q (C_1 - C_2);$ $Y_{\partial\partial\partial} = t_3 y_0 \cdot Q;$ $t_3 = k_t \cdot t_n$	t_3 - тривалість збігу за часом перерв електропостачання і виробничих процесів, год; Q - кількість одиниць продукції, яка забраковано за 1 годину перерви електропостачання; C_2, C_1 - відпускна вартість одиниці бракованої та повноцінної продукції, грн; y_0 - питоме значення збитку, грн/кВт·год; k_t - коефіцієнт, що враховує імовірність збігу у часі перерв електропостачання з технологічними процесами
4. Додатковий збиток при умові за безпечення технологічних процесів залученням робочої сили за час перерв в електропостачанні	$Y_{\partial\partial\partial.z} = t_3 [N_{p1}(g_1 - g_2) + N_{p2}g_1]$	N_{p1}, N_{p2} - кількість постійних та залучених на час перерви електропостачання робітників, чол; g_1, g_2 - заробітна плата, яка нарахована за 1 годину роботи при ручній та механізованій праці, грн/год

5. Додатковий збиток, який обумовлений необхідністю перевезення кормів, води для тварин та інше після витрати технологічних запасів	$Y_{dod.n} = (N_{p2} g_1 t_p + c_6 l \cdot Q_z) n_z$ $n_z = k_N \cdot n_N$	t_p - кількість годин роботи одного працівника за одну перерву, год; c_6 - вартість перевезення 1 т вантажу на 1 км, грн; l - відстань, на яку перевозиться вантаж, км; Q_z - кількість перевезеного вантажу, т; n_z - загальна річна кількість перерв, які збігаються з технологічними процесами; n_N - кількість N-х перерв за рік; приймається в залежності від довжини лінії 6 – 10 кВ; k_N - коефіцієнт, який враховує імовірність збігу по кількості перерв електропостачання з технологічними процесами
6. Додатковий збиток від втрат продукції при наяві ПЛ на сільськогосподарських землях	$Y_{dod.c} = E_n K_o + p_{am} K_o + g_k \Delta Q$	K_o - капіталовкладення на освоєння нових земель, грн; p_{am} - норма амортизаційних відрахувань, %; g_k - кадастрова ціна одиниці продукції, грн; ΔQ - об'єм втраченої продукції, т
7. Додатковий збиток на виробництво продукції, який обумовлений перешкодами при обробленні землі із-за наявності на них опор ПЛ	$Y_{dod.c} = E_n c_T + \Delta И$	c_T - вартість додаткової техніки, яка потрібна для виконання усіх робіт, грн; $\Delta И$ - збільшення витрат на обробку, грн
8. Системний збиток: 8.1 Середня величина прямого збитку	$Y_{cist.n} = \sum_{i=1}^n И_{api} \cdot a_i$	$И_{api}$ - витрати на один аварійний ремонт i-го елемента, грн; a_i - середня кількість аварій i-го елемента системи ;

	$a_i = \omega_i \cdot \Delta t_{ei}$	ω_i - частота відмов і-го елемента, рік ⁻¹ ; Δt_{ei} - інтервал часу спостереження відмов і-го елементу системи
8.2 Середня величина системного додаткового збитку (без урахування змін втрат в мережах)	$Y_{сист.д} = (\beta_p c_{т.р} - \beta_o c_{т.о}) W_p$	β_p, β_o - часткові питомі витрати палива, т/кВт·год; $c_{т.р}, c_{т.о}$ - вартість палива на резервних та основних електростанціях системи, грн/т; W_p - кількість електроенергії, яка виробляється на резервних електростанціях, кВт·год
8.3 Середня величина системного побічного збитку	$Y_{сист.п} = \sum_{i=1}^n (g_{ip} + p_{ip} + E_n K_i) k_{np}$	g_{ip} - річний фонд заробітної плати експлуатаційного персоналу, грн; p_{ip} - річний розмір амортизаційних відрахувань на елемент енергосистеми, %; K_i - капіталовкладення в основні фонди і-го варіанту системи, грн; k_{np} - коефіцієнт простою і-го елементу системи

Контрольні питання та завдання

1. Назвіть складові приведених витрат з урахуванням величини збитків.
2. Яким чином визначаються капітальні вкладення для варіантів СЕП ?
3. Назвіть складові сумарного збитку від перерв в електропостачанні.
4. Яким чином розраховується основний збиток для ремонтних майстерень та інших підсобних приміщень ?
5. Що таке додатковий збиток ?
6. Види додаткових збитків і як вони розраховуються ?
7. Що таке системний збиток, його види та розрахункові вирази ?

ТЕМА 13. ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ РІШЕНЬ ПО ВІДОМІЙ ВЕЛИЧИНІ ПІТОМОГО ЗБИТКУ ТА ШЛЯХИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам основні поняття про метод оцінювання надійності СЕП по величині питомого збитку від перерв в електропостачанні та шляхи забезпечення надійності систем електропостачання*

План

1. Питома величина збитку
2. Загальний алгоритм прийняття рішень
3. Порівняння інтервалів фактичного питомого збитку
4. Конструкції систем.
5. Підвищення надійності та технічних показників електрообладнання
6. Резервування та секціонування системи
7. Застосування засобів автоматичного контролю та управління
8. Організація експлуатації систем електропостачання

1. Питома величина збитку

У багатьох випадках при розрахунку надійності систем електропостачання використовують такий показник, як **питома величина збитків** y_0 - відношення збитків системи і споживачів до середньої величини недоданої електроенергії із-за відмов елементів системи електропостачання:

$$y_0 = \frac{Y_{\text{сист}} + Y_{\text{спож}}}{\sum_{i=1}^n \Delta W_i}, \quad (13.1)$$

де $Y_{\text{спож}}$ - збитки, які нанесено споживачам із-за відмов системи електропостачання,

грн.; $Y_{\text{спож}} = Y_{\text{осн}} + Y_{\text{дод}}$;

ΔW_i - величина недоданої електроенергії при відмові i -го елементу системи, кВт·год.

Коли для деякого споживача відома величина питомого збитку від припинення електропостачання, то раціональне технічне рішення вибирається порівнянням величини приведених витрат Z_{ni} (з урахуванням очікуемого збитку) для намічених варіантів. Для цього розраховуються приведені витрати, але розглядаються тільки ті

складові витрат, які для цих варіантів неоднакові. Найкращим вважається варіант з меншими витратами.

2. Загальний алгоритм прийняття рішень

Загальний алгоритм прийняття рішення по відомій величині питомого збитку полягає в наступному:

1. Визначати щорічні відрахування від капіталовкладень по варіантам:

$$I_{ai} + I_{eni} = K_i (E_n + p_a + p_e), \quad (13.2)$$

де p_a, p_e - норми відрахувань на амортизацію та експлуатацію, %; у розрахунках можна прийняти $p_a = 6,3\%, p_e = 3,0\%$.

2. Визначити по варіантам щорічні витрати на покриття втрат електроенергії в системі (змінні та постійні втрати):

$$I_{\Delta W_{zi}} = c_{zi} \cdot \Delta W_{zi}; \quad I_{\Delta W_{ni}} = c_{ni} \cdot \Delta W_{ni}, \quad (13.3)$$

де c_{zi}, c_{ni} - вартість 1 кВт·год змінних або постійних втрат електроенергії, грн/кВт·год;

$\Delta W_{zi}, \Delta W_{ni}$ - змінні та постійні втрати електроенергії в системі, кВт·год.

$$I_{\Delta W_{\Sigma i}} = I_{\Delta W_{zi}} + I_{\Delta W_{ni}}$$

3. Скласти структурні схеми по варіантам, згідно правил (Л №8)

4. Виконати еквівалентування структурних схем і визначити сумарні показники надійності (Л №8): $\omega_{ci}, \tau_{ci}, \nu_{ci}, \eta_{ci}$.

5. Визначити еквівалентну тривалість відключень θ_{eepi} за формулами (10.6 – 10.7 Л №10) та таблиці 10.1.

6. Визначити очікуване недодавання електроенергії ΔW_i по варіантам (формула (11.5 Л №11): $\Delta W_i = P_i \cdot \theta_{eepi}$.

7. По заданій величині питомого збитку y_o визначити загальний збиток по варіантам:

$$Y_i = y_o \Delta W_i \quad (13.4)$$

8. Визначити приведені витрати по варіантам:

$$Z_{ni} = I_{ai} + I_{eki} + I_{\Delta W \Sigma} + Y_i \quad (13.5)$$

9. Вибрати найкращий варіант рішення відповідно умові:

$$Z_{ni} \rightarrow \min \quad (13.6)$$

Коли точне значення питомого збитку невідомо, а задається лише інтервал його зміни $Y_{o \min} < Y_o < Y_{o \max}$, пропонується слідуюче. Визначаються приведені витрати і значення очікуемого недодання електроенергії по варіантам рішень. Потім приведені витрати по варіантам попарно порівнюють між собою:

$$Z_{ni} + \Delta W_i \cdot y < Z_{nj} + \Delta W_j \cdot y \quad (13.7)$$

Порівнюючи сумарні приведені витрати, визначають граничне значення величини питомого збитку $Y_{o \text{зр}}$:

$$Y_{o \text{зр}} = \frac{Z_{ni} - Z_{nj}}{\Delta W_j - \Delta W_i} \quad (13.8)$$

3. Порівняння інтервалів фактичного питомого збитку

Після цього порівнюють інтервали фактичного питомого збитку з граничним його значенням. При цьому можна спостерігати три випадки:

$$1) Y_{o \text{зр}} > Y_{o \max}$$

$$2) Y_{o \text{зр}} < Y_{o \min} \quad (13.9)$$

$$3) Y_{o \min} < Y_{o \text{зр}} < Y_{o \max}$$

У першому випадку умови (13.9) раціональним є найбільш дешевий, але менш надійний варіант, тобто додаткові витрати на підвищення надійності не компенсують зниження збитку від недодання електроенергії.

У другому випадку вибирається більш дорогий і більш надійний варіант.

В третьому випадку умови (13.9) рішення є невизначеним і для вибору раціонального варіанту необхідне додаткове обґрунтування.

Цей метод називається *методом інтервальної оцінки* збитку. Він дозволяє

зрівнювати декілька варіантів рішень, систематизувати їх по витратах та визначити для кожного із варіантів свою зону економічності, на підставі одержаного ряду інтервалів питомого збитку.

4. Конструкції систем.

Вибір шляхів та засобів підвищення надійності електропостачання залежить від категорійності споживачів, наявності джерел резервування, схеми електричної мережі і проводиться у кожному конкретному випадку на підставі техніко-економічних розрахунків.

До основних способів та засобів забезпечення необхідної надійності СЕП відносяться (рисунок 13.1):

- вибір відповідної „**конструкції**” (**структури**) системи електропостачання (вибір конфігурації мереж: магістральні, радіальні, кільцеві, петльові, двопрямі, двох- або одноланцюгові та інші; застосування центральних та проміжних розподільчих пристроїв та прохідних ТП-10/0,4 кВ з метою скорочення довжини розподільчих ліній; визначення оптимального радіусу мереж 10 кВ; розширення підстанцій 35 – 110 кВ).

5. Підвищення надійності та технічних показників електрообладнання

Підвищення надійності та **технічних показників** електрообладнання, яке застосовується у схемі електропостачання відносяться:

- вибір обладнання відповідного ступеню захисту, кліматичного виконання та категорії розміщення;
- застосування нового обладнання з високим ступенем надійності та малими витратами на обслуговування

6. Резервування та секціонування систем

До основних способів та засобів забезпечення необхідної надійності СЕП також відносяться: **резервування та секціонування** систем:

- **резервування** системи, яке забезпечує можливість передачі електричної енергії від інших джерел:

- а) живлення по двом взаєморезервованим повітряним лініям 10 (6) кВ;
- б) використання кабелю в якості однієї із резервних ліній; живлення по ПЛ і від ДЕС;
- в) двостороннє живлення підстанцій 35/10 (6); 110/35/10 (6) кВ; установка двох трансформаторів на РТП 35 – 110 кВ;
- г) кільцювання мереж 10 кВ;

- **секціонування** мереж, що дозволяє скоротити кількість споживачів, які втрачають електропостачання при пошкодженнях; скорочує час для пошуку місць пошкоджень із-за зменшення довжини ділянок лінії, які відключаються; дозволяє скоротити основну зону дії захисту ліній на головних ділянках, тим самим підвищити її чутливість та інше;

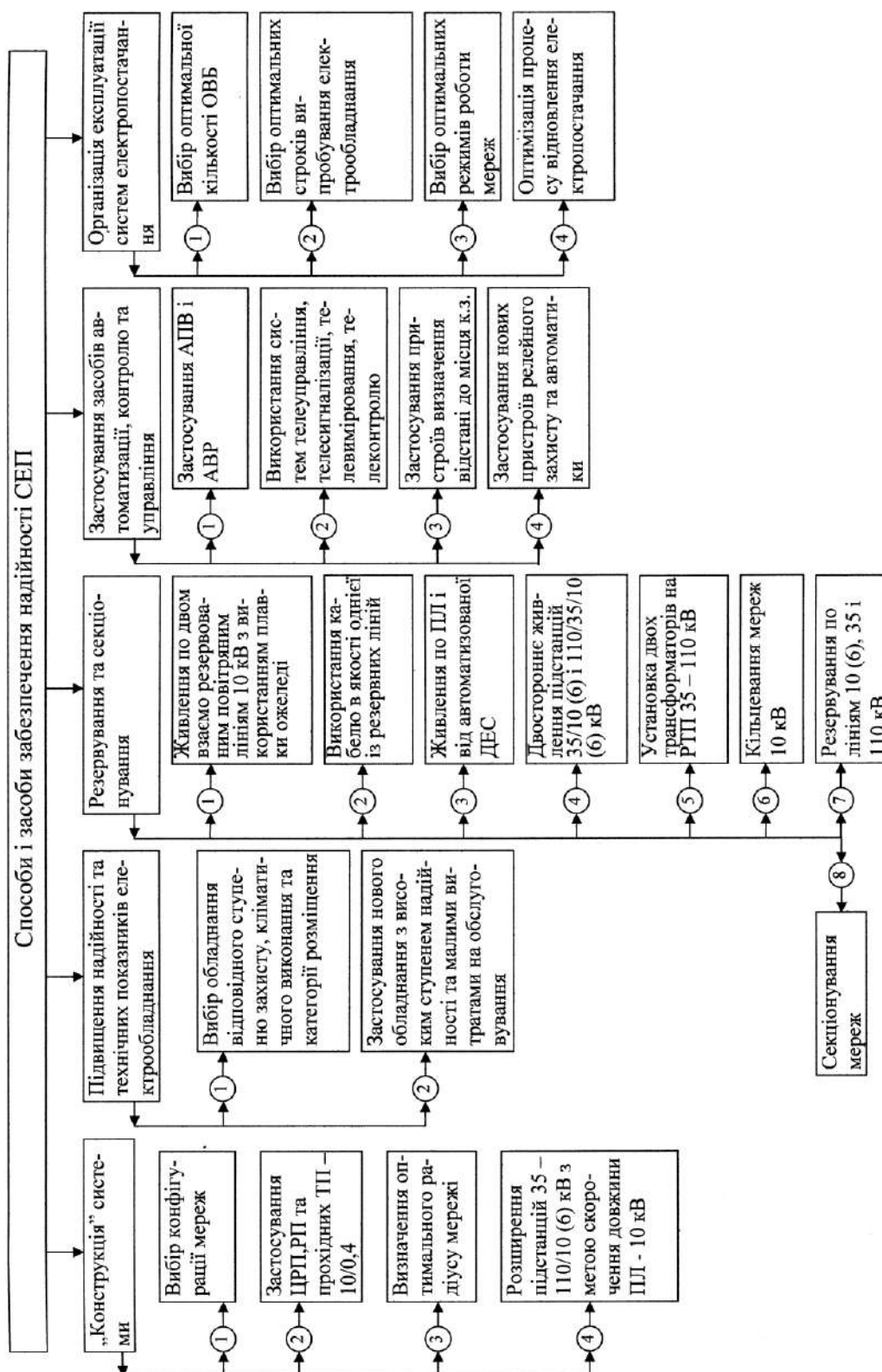


Рисунок 13.1 – Способи та засоби забезпечення надійності СЕП

7. Застосування засобів автоматичного контролю та управління

До застосування *засобів автоматичного контролю та управління* :

- використання АПВ і АВР у схемах електропостачання;
- застосування систем телеуправління, телесигналізації, телеконтролю та телевимірювання;
- застосування пристроїв визначення відстані до місця к. з., нових пристроїв релейного захисту і автоматики;

8. Організація експлуатації систем електропостачання

Організація експлуатації систем електропостачання передбачає:

- вибір раціональної кількості ОВБ;
- вибір оптимальних строків випробування електрообладнання СЕП;
- вибір оптимальних режимів роботи мереж;
- оптимізація процесу відновлення електропостачання.

Контрольні питання та завдання

1. Надайте визначення поняттю: питома величина збитків.
2. Яким чином визначається питома величина збитків варіантів СЕП?
3. В чому полягає загальний алгоритм прийняття рішення по відомій величині збитків?
4. Яким чином розраховується граничне значення величини питомого збитку?
5. Яким чином порівнюють інтервали фактичного питомого збитку?
6. Що відноситься до основних способів та засобів забезпечення необхідної надійності СЕП?
7. В чому полягає зміст вибору відповідної конструкції СЕП?
8. Яким чином досягається підвищення надійності та технічних показників електрообладнання?
9. Які переваги надає резервування СЕП?
10. Які переваги надає секціонування мереж СЕП?
11. В чому полягає зміст застосування засобів автоматичного контролю та управління СЕП?
12. В чому полягає зміст організації експлуатації СЕП?

ТЕМА 14. АВТОМАТИЧНЕ СЕКЦІОНУВАННЯ І РЕЗЕРВУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам відомості про секціонування та резервування електричних мереж, які забезпечують необхідну надійність систем електропостачання*

План

1. Автоматичне секціонування
2. Резервування електричних мереж
 - 2.1. Повне мережеве резервування
 - 2.2. Часткове мережеве резервування
3. Місцеве резервування

1. Автоматичне секціонування

Одним із ефективних способів підвищення надійності розподільчих мереж є автоматичне секціонування, мережеве або місцеве резервування, а також сумісне їх використання. При цьому, вибір способів забезпечення норм надійності залежить від довжини ділянки живлячої лінії, яка відключається, $I_{\text{вд}}$, а також від її загальної довжини (тобто з урахуванням довжини усіх відгалужень). Максимально допустима довжина цих ділянок, при якій може бути забезпечена норма надійності, визначається за виразом:

$$I_{\text{вд}} = \frac{\theta_{\text{евн}}}{\alpha_{\text{жі}}}, \quad (14.1)$$

де $\theta_{\text{евн}}$ - нормована еквівалентна тривалість відключення, год/рік;

$\alpha_{\text{жі}}$ - питома еквівалентна тривалість відключення, год/(рік·км).

Нормовані значення максимальних допустимих довжин ділянок ліній різного класу напруги та конфігурації наведені у таблиці 14.1 (при живленні від шин двохтрансформаторних підстанцій).

Автоматичне секціонування дозволяє значно підвищити надійність розподільчих мереж за рахунок автоматичного обмеження зони відключення, завдяки чому зберігається подача енергії споживачам на непошкоджених ділянках. При секціонуванні підвищується надійність споживачів, які розташовані до точки встановлення секціонуючого апарату.

Відрізняють **паралельне**, **послідовне** та **змішане** секціонування. Засобами секціонування можуть бути високовольтні вимикачі, відокремлювачі (в тому числі

елегазові) в мережах 35 і 110 кВ, роз'єднувачі(для неавтоматичного секціонування), чарунки К-37, КРЗ, КППЗ.

Таблиця 14.1 – Значення довжин ліній, при яких забезпечується норма надійності

Клас напруги та конфігурація	Максимально допустима довжина лінії $l_{\text{вд}}$, км
1. Одноланцюгова живляча лінія 110 кВ	37,5
2. Дволанцюгова живляча лінія 110 кВ	93,8
3. Одноланцюгова живляча лінія 35 кВ	21,5
4. Дволанцюгова живляча лінія 35 кВ	53,6
5. Розподільча повітряна лінія 10 кВ	16,7
6. Повітряна лінія 0,38 кВ	3,5

При вирішенні питань секціонування електричних мереж може виникнути три випадки:

1) довжина розподільчої лінії з урахуванням усіх відгалужень $l_{p\Sigma}$ уміщується по величині еквівалентної тривалості відключення $\theta_{\text{ев}}$ в норму, тобто $l_{p\Sigma} \leq l_{\text{вд}}$;

2) довжина розподільчої лінії з урахуванням усіх відгалужень $l_{p\Sigma}$ (при $\theta_{\text{жс}} = 0$ та $\theta_{\text{РТП}} = 0$) більше допустимої $l_{p\Sigma} > l_{\text{вд}}$, а відстань від центру живлення до найбільш віддалених точок радіальних ліній не перевищує нормативну довжину $l_{\text{вд}}$;

3) загальна протяжність розподільчої лінії (тобто з урахуванням усіх відгалужень) більше допустимої $l_{p\Sigma} > l_{\text{вд}}$, і відстань по магістралі від центру живлення до найбільш віддалених точок радіальних ліній також перевищує допустиму довжину $l_{\text{вд}}$.

У першому випадку норма надійності у споживачів забезпечується без будь-яких додаткових заходів по підвищенню надійності у споживачів.

У другому випадку норма надійності може бути забезпечена автоматичним секціонуванням як великих відгалужень, так і магістральної ділянки. Секціонування повинно бути здійснено апаратом, який відповідає технічним вимогам та має мінімальні витрати.

У третьому випадку для забезпечення норм надійності необхідно застосування автоматичного секціонування у складі з мережевим або місцевим резервуванням. Вид резервування вибирають на підставі техніко-економічних розрахунків.

Вибір секціонуючих апаратів здійснюється по порівнянню *ефекту секціонування* E_c і витрат на секціонуючу установку Z_c . У зв'язку з тим, що при проектуванні лінії відсутні докладні дані про характер споживачів, кількість та тривалість аварій, але відомі потужності трансформаторів і довжини ділянок, ефект секціонування визначається за формулою:

$$E_c = S_{pi} \cdot \frac{T_{max}}{8760} \cdot \alpha_{PM} \cdot I_{p\Sigma} \cdot y_o \cdot \cos \varphi_c, \quad (14.2)$$

де S_{pi} - розрахункова потужність трансформаторів до i -тої точки секціонування, кВА;

T_{max} - число годин використання максимальної потужності навантаження, год;

α_{PM} - питома еквівалентна тривалість відключення розподільчих мереж, год/(рік·км); таблиця 7.2;

$I_{p\Sigma}$ - сумарна довжина лінії за точкою секціонування (з урахуванням відгалужень), км;

y_o - питомий збиток від перерв в електропостачанні, грн/кВт·год;

$\cos \varphi_c$ - середньозважений коефіцієнт потужності.

Установка секціонування раціональна, якщо виконується умова:

$$E_c > Z_c \quad (14.3)$$

Обґрунтування автоматичного секціонування живлячих ліній ведеться аналогічно.

2. Резервування електричних мереж

Резервування електричних мереж - це дієвий спосіб підвищення надійності електропостачання. Існують наступні види автоматичного резервування: повне мережеве резервування; часткове мережеве резервування; місцеве резервування.

2.1. Повне мережеве резервування

Повне мережеве резервування – це коли у випадку зникання напруги споживачі повністю отримують електричну енергію від незалежного мережевого центра живлення. Такий вид резервування застосовується, коли надійність основного центру живлення (ЦЖ) відносно низька, наприклад, при установці одного трансформатора на підстанціях 35/10, 110/35/10 кВ або живлення цих підстанцій здійснюється по одній лінії. Цей вид резервування дозволяє забезпечити

електроенергією усіх споживачів, які приєднані до цієї лінії.

2.2. Часткове мережеве резервування

Часткове мережеве резервування - коли для забезпечення необхідної надійності відключається деяка частина мережі. В цьому випадку на лінії повинен бути встановлений секційний апарат. Споживачі, які живляться від ділянок, розташованих до секційного апарату, при пошкодженні лінії залишаються без електроенергії на час ремонту пошкодженої ділянки. Споживачі, які знаходяться за секційним апаратом, забезпечуються енергією без резервного центру живлення. Використання такого способу резервування дозволяє скоротити витрати на спорудження резервної лінії, так як розрахункове навантаження після аварійного режиму визначається тільки частиною споживачів цієї лінії.

2.3. Місцеве резервування

Місцеве резервування – це коли електропостачання споживачів при пошкодженні здійснюється від незалежного резервного джерела живлення (ДЕС). Такий вид резервування здійснюється для живлення відповідальних споживачів.

Контрольні питання та завдання

1. Надайте визначення поняттям: секціонування та резервування мереж.
2. В чому різниця між резервуванням та секціонуванням?
3. Які існують види секціонування?
4. Чим відрізняються види секціонування?
5. За якими критеріями здійснюється вибір секціонуючи апаратів?
6. Які існують види автоматичного резервування?
7. Що таке повне мережеве резервування та область його застосування?
8. Що таке часткове мережеве резервування та область його застосування?
9. Що таке місцеве резервування та область його застосування?
10. Які випадки можуть виникнути при вирішенні питань секціонування електричних мереж?

ТЕМА 15. ОБГРУНТУВАННЯ СПОСОБІВ СЕКЦІОНУВАННЯ І РЕЗЕРВУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ. РАЦІОНАЛЬНА ОРГАНІЗАЦІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам відомості про області застосування та методи обґрунтування секціонування та резервування електричних мереж і шляхи забезпечення надійності систем електропостачання.*

План

1. Резервування для споживачів першої категорії
2. Резервування для споживачів другої та третьої категорій
3. Одночасне резервування та секціонування електричних мереж
4. Ефект місцевого та мереженого резервування
5. Визначення оптимальної кількості та тривалості планових відключень

1. Резервування для споживачів першої категорії

Для споживачів першої категорії вибір того чи іншого способу резервування виконується по мінімуму приведених витрат на резервування Z_p :

$$Z_p = E_n K_p + I_p, \quad (15.1)$$

де E_n - нормований коефіцієнт ефективності;

K_p - капітальні витрати на резервування, грн;

I_p - щорічні витрати на резервування (амортизаційні та експлуатаційні), грн.

При мережевому резервуванні:

$$K_p = K_0 l_{пер} + K_{авр};$$

$$I_p = I_0 l_{пер} + I_{авр}, \quad (15.2)$$

де $K_0, K_{авр}$ - капітальні вкладення на 1 км перемички та АВР відповідно, грн;

$I_0, I_{авр}$ - витрати на амортизацію і експлуатацію 1 км перемички та на АВР відповідно, грн;

$l_{пер}$ - довжина перемички, км.

2. Резервування для споживачів другої та третьої категорій

Для споживачів 2 і 3-ї категорій, еквівалентна тривалість відключень яких уміщується в норму, мережеве або місцеве резервування вибирається на підставі порівняння ефекту резервування E_p та витрат на резервування:

$$E_p \geq Z_p \quad (15.3)$$

Ефект резервування E_p може бути визначений як:

$$E_p = P_p \cdot \frac{T_{max}}{8760} (\vartheta_a \cdot y_a + \vartheta_n \cdot y_n) l_p, \quad (15.4)$$

де P_p - середнє навантаження лінії при резервуванні, кВт;

ϑ_a, ϑ_n - питома еквівалентна тривалість аварійних та планових відключень відповідно, год/км;

y_a, y_n - питомий збиток на недодавання електроенергії від аварійних та планових відключень відповідно, грн/(кВт·год);

l_p - довжина лінії, що резервується, з урахуванням відгалужень, км.

3. Одночасне резервування та секціонування електричних мереж

При одночасному резервуванні та секціонуванні ліній ефект мережевого резервування визначається за виразом:

$$E_{p-c} > (N - 1)Z_{p-c} + Z_{nep}, \quad (15.5)$$

де N - кількість секціонуючих ділянок лінії;

Z_{p-c} - сумарні витрати на секціонуючі пункти та пункти АВР, грн;

Z_{nep} - витрати на побудову перемички, грн; визначається із виразів (15.1) та (15.2):

$$Z_{p-c} = E_n (K_{авр} + K_c) + I_c + I_{авр} \quad (15.6)$$

Оптимальна кількість секціонуючих пристроїв n_{opt} на одну лінію може бути визначена за формулою:

$$n_{opt} = \sqrt{\frac{Y_{\Delta w}}{2p_e \cdot K_c}} - 1, \quad (15.7)$$

де $Y_{\Delta w}$ - збиток від недодавання електричної енергії при аварійних та планових відключеннях несекціонованої лінії, грн;

p_e - сумарні відрахування (експлуатація та амортизація), %;

K_c - капітальні вкладення на один секціонуючий пристрій, грн.

4. Ефект місцевого та мереженого резервування

Ефект місцевого резервування при використанні ДЕС розраховується за формулою:

$$E_{ДЕС} = S_{пл} \cdot \frac{T_{max}}{8760} \cdot \theta_{ев} \cdot y_o \cdot \cos \varphi_c, \quad (15.8)$$

де $S_{пл}$ - розрахункова потужність лінії, кВА;

$\theta_{ев}$ - еквівалентна тривалість відключення, год.

Для мережевого резервування живлячих ліній ефект резервування повинний бути визначений як зниження збитку схеми:

$$E_p = Y_{нр} - Y_p, \quad (15.9)$$

де $Y_{нр}, Y_p$ - збиток від недодання електроенергії схемами до і після резервування відповідно, грн.

Для даного випадку значення збитків можна розрахувати за виразами:

$$\begin{aligned} Y_{нр} &= \frac{T_{max}}{8760} \cdot y_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} \theta_{неві}; \\ Y_p &= \frac{T_{max}}{8760} \cdot y_o \cdot \sum_{j=1}^k P_{pj} \theta_{реvj}, \end{aligned} \quad (15.10)$$

де y_o - питомий збиток від недодання електроенергії споживачам, грн/кВт·год;

P_{ni}, P_{pj} - розрахункові навантаження і-ої або j-ої ділянки нерезервованої та резервованої мереж відповідно, кВт;

$\theta_{неві}, \theta_{реvj}$ - еквівалентна тривалість відключення і-го або j-го елементу нерезервованої і резервованої мережі відповідно, год.

Способи забезпечення норми надійності в мережах 10 кВ при відомій схемі живлячої мережі 35-110 кВ наведено у таблиці 15.1.

Таблиця 15.1 – Способи забезпечення норми надійності в мережах 10 кВ при відомій схемі живлячої мережі 35-110 кВ

Кількість ліній (110) кВ	Кількість трансформаторів на РТП 35 (110)/10 кВ							
	Один				Два			
	Довжина відключаючої ділянки живлячої лінії $I_{ж}$ та загальна довжина лінії (з урахуванням відгалужень) $I_{ж\Sigma}$	Допустима довжина ділянки ПЛ-10 кВ, яка забезпечує норму надійності без резервування і секціонування $I_{вд}$, км	Довжина розподільчої лінії $I_{р\Sigma}$, км	Способи забезпечення норми надійності в розподільчих лініях 10 кВ	Довжина відключаючої ділянки живлячої лінії $I_{ж}$ та загальна довжина лінії (з урахуванням відгалужень) $I_{ж\Sigma}$	Допустима довжина ділянки ПЛ-10 кВ, яка забезпечує норму надійності без резервування і секціонування $I_{вд}$, км	Довжина розподільчої лінії $I_{р\Sigma}$, км	Способи забезпечення норми надійності в розподільчих лініях 10 кВ
Одна	$I_{ж} > 21,5(37,5)$ $I_{ж\Sigma} > 21,5(37,5)$	0	$\leq 16,7$	Резервування від підстанції з незалежним джерелом живлення по лінії 10 кВ	$I_{ж} > 21,5(37,5)$ $I_{ж\Sigma} > 21,5(37,5)$	0	$\leq 16,7$	Резервування від підстанції з незалежним джерелом живлення по лінії 10 кВ
			$> 16,7$	Секціонування і резервування від підстанції з незалежним живленням			$> 16,7$	Секціонування і резервування від підстанції з незалежним живленням
	$I_{ж} > 21,5(37,5)$ або $I_{ж} \leq 21,5(37,5)$	0	$\leq I_{дон}$	Резервування без секціонування	$I_{ж} > 21,5(37,5)$ $I_{ж\Sigma} < 21,5(37,5)$	0	$\leq I_{дон}$	Резервування без секціонування
							$> I_{дон}$	Секціонування та резервування

Наслідком вище викладеного є те, що вибір способу, кількості і місць встановлення апаратів, які забезпечують нормативи надійності, залежить від категорійності споживачів, схеми підстанцій 35-110/10 кВ (одно- або двотрансформаторні, з одно- або двостороннім живленням), сумарної довжини розподільчої лінії $I_{p\sigma}$ та її розрахункового навантаження.

Рекомендації щодо вибору способу забезпечення норми надійності в мережі 10 кВ при відомій структурі живлячої мережі 35 – 110 кВ наведені в таблиці 15.1.

Приблизне місце розташування пристроїв автоматичного секціонування вибирають між точками, одна з яких поділяє лінію (ділянки лінії) на рівні частини по сумарній довжині, а друга – на рівні частини по навантаженню.

В усіх випадках лінійні роз'єднувачі 10 кВ встановлюють на магістралі для обмеження довжини ділянки лінії по 3,5 км (з урахуванням відгалужень) та на кожному відгалуженні при його довжині більше 2,5 км.

5 Рациональна організація експлуатації електроустановок систем електропостачання

Рациональна організація експлуатації електроустановок – ефективний спосіб підвищення надійності систем електропостачання. Організація експлуатації включає рішення багатьох складних задач:

- організацію системи збирання та обробки інформації про показники надійності електропостачання елементів систем (річна кількість перерв, їхня тривалість та інше);
- визначення розмірів збитків від перерв у електропостачанні споживачів;
- суворе дотримання обслуговуючим персоналом „Правил технічної експлуатації”;
- вибір найкращих форм організації технічного обслуговування, поточного та капітального ремонтів, оперативного обслуговування;
- вибір оптимального варіанту розміщення обслуговуючого персоналу та машин при експлуатації мереж;

5 Визначення оптимальної кількості та тривалості планових відключень

- визначення оптимальної кількості та тривалості планових відключень θ_{ne} , що знижує кількість та тривалість аварійних відключень θ_{av} . Кореляційна залежність між цим показниками відображається таким емпіричним виразом:

$$\theta_{av} = 30400 / \theta_{ne} - 48,5 \quad (15.11)$$

Цей вираз справедливий при зміні θ_{ne} в межах від 9 до 500 годин;

- визначення оптимальної забезпеченості системи організації експлуатації ремонтно-виробничими базами (РВБ).

Кореляційна залежність між питомими витратами на РВБ $З_{РВБ}$ та рівнем надійності мереж описується виразом:

$$З_{РВБ} = (E_n + p_a) K_{РВБ} / V, \quad (15.12)$$

де V - об'єм обслуговування мереж, ум. од;

- визначення оптимальної оздобленості підприємств електричних мереж машинами та механізмами, що виражається комплексним показником η :

$$\eta = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n P_i k_{ei} \cdot k_i \cdot \theta_{evi}}{\sum_{i=1}^n P_i k_{ei} \cdot k_i \cdot (1 - \theta_{cn})}, \quad (15.13)$$

де P_i - встановлена потужність i -го споживача, кВт;

k_{ei} - коефіцієнт використання встановленої потужності i -го споживача;

k_i - категорія i -го споживача;

θ_{evi} - еквівалентна тривалість відключень i -го споживача, год;

θ_{cn} - тривалість простою споживача за рік із-за відключення обладнання, яке не належить даній мережі, год.

- якісна підготовка інженерно-технічних працівників (ІТП) та робочих;

- забезпеченості оперативно-виїзних бригад радіозв'язком та приборами пошуку пошкоджень та інше.

Контрольні питання та завдання

1. Яким чином вибирається спосіб резервування мереж для споживачів першої категорії?

2. Яким чином вибирається спосіб резервування мереж для споживачів другої та третьої категорій категорії?

3. Яким чином обґрунтовується необхідність виконання одночасного резервування та секціонування електричних мереж?

4. Чим визначається ефект місцевого резервування?

5. Чим визначається ефект мережевого резервування?

6. Яким чином організовується зберігання інформації?

7. Яким чином організовується обробка інформації?

8. Від яких факторів залежить кількість планових відключень?

9. Від яких факторів залежить тривалість планових відключень?

10. По яким критеріям здійснюється вибір найкращих форм організації технічного обслуговування, поточного та капітального ремонтів, оперативного обслуговування?

НАВЧАЛЬНІ РЕСУРСИ (ЛІТЕРАТУРА)

1. Основні джерела

1.1. Підручники

1. ДСТУ 2860-94 Надійність техніки. Терміни та визначення.

2. Ермолаєв С. А., Яковлєв В.Ф., Козирський В.В., Куценко Ю.М., Мунтян В.О., Радько І.П. Проектування систем електропостачання в АПК (підручник) Міністерство аграрної політики України. – Київ.: ЦТІ «Енергетики та електрифікації», 2009.- 544с.

3. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с.

1.2. Методичне забезпечення

4. Яковлєв В.Ф., Савойський О. Ю. Методичні до виконання курсового проекту з дисципліни «Надійність систем електропостачання» для студентів ОС «Магістр» денної та дистанційної форм навчання зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» – Суми: Сумський НАУ, 2019. - 55 с

5. Методичні вказівки до виконання самостійної роботи з дисципліни «Проектування систем енергозабезпечення АПК» ОС «Магістр» зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» В.Ф.Яковлєв, О.В. Рясна, Суми, 2020 р. – 28 с

2. Додаткові джерела

6. Рожков П.П. Конспект лекцій з дисципліни «Надійність електричних мереж» для магістрів денної та заочної форм навчання за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (освітні програми «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Електротехнічні системи електроспоживання (освітньо-наукова)») / П.П. Рожков, С.Е. Рожкова ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О.М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2017. – 85 с

7. Яковлєв В.Ф., Мунтян В.О., Куценко Ю.М., Кондратенко О.Г. Проектування систем електропостачання в АПК. Принципи побудови СЕП (навчальний посібник). Мелітополь: Видавництво: «Люкс», 2007.-178с.

8. Яковлєв В.Ф., Мунтян В.О., Куценко Ю.М., Коваль Д.М., Ільїн Д.В. Проектування систем електропостачання в АПК. Електрична частина підстанцій (навчальний Мелітополь: Видавництво «Люкс», 2007.-177с.

9. Технологія наукових досліджень електроенергетичних систем в аграрному виробництві: Навчальний посібник / Г.Б. Іноземцев, В.В. Козирський. За ред. Г.Б. Іноземцеві. – К.: ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2011– 198 с.

10. Андриевский Е.Н. Секционирование и резервирование сельских электросетей- М.: Энергоатомиздат, 1983-112с.

3. Інформаційні ресурси.

11. <http://goraknig.org/apparatura/?kniga=MTI1NDM0NQ> - Электрические сети энергетических систем

12. Электронная библиотека Наука и Техника. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.nit.kiev.ua/>

13. **Ошибка! Недопустимый объект гиперссылки.** 14. <http://library.nung.edu.ua/sistemi-elektropostachannya-ta-yikh-nadiiniist.html> - Системи електропостачання та їх надійність

ДЛЯ НОТАТОК

[illegible]

Яковлєв Валерій Федорович

Савойський Олександр Юрійович

Вольвач Тетяна Сергіївна

Надійність систем електропостачання

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

для здобувачів вищої освіти 1м курсу спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
другого рівня вищої освіти
ступеня вищої освіти «Магістр»

Суми, Сумський національний аграрний університет, вул. Герасима Кондратьєва 160.

Підписано до друку: _____ 2023 р. Формат А5: Гарнітура Times New Roman

Тираж _____ примірників

Замовлення

Ум. друк. арк. 4,2
