

ЗАКЛАД ВИЩОЇ ОСВІТИ «ПОДІЛЬСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»
Факультет енергетики та інформаційних технологій
Кафедра електротехніки, електромеханіки і електротехнологій

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**Дослідження моделі радіальної розподільчої мережі з метою
підвищення надійності**

Виконав:

здобувач вищої освіти денної форми
навчання освітнього ступеня «Магістр»,
освітньо-професійної програми
«Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка» спеціальності 141
«Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

_____ **Владислав ХРАПАК**

Керівник: канд. технічн. наук, професор

_____ **Людмила МИХАЙЛОВА**

Оцінка захисту:

Національна шкала _____

Кількість балів _____ Шкала ECTS _____

Допускається до захисту:

« _____ » _____ 2025р.

Керівник проектної групи
(гарант освітньої програми)

«Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

кандидат технічних наук, доцент _____ **Павло ПОТАПСЬКИЙ**

м. Кам'янець-Подільський, 2025р.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1 Методи аналізу функціональної надійності електророзподільних мереж.....	10
1.1 Основні показники надійності електропостачання	10
1.2. Оцінка та порівняння існуючих методів визначення надійності електропостачання	21
Висновки по розділу	27
РОЗДІЛ 2 Математичне моделювання та дослідження радіальної розподільної мережі	28
2.1. Оцінка надійності радіальної схеми мережі при відсутності секціонування і резервних елементів.....	28
2.2. Оцінка надійності радіальної розподільчої мережі з можливістю секціонування	36
2.3. Оцінка рівня надійності радіальної мережевої схеми з упровадженням секціонуванням і системою резервування.....	46
РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ПО ЗНИЖЕННЮ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	55
3.1 Підвищення надійності радіальної схеми електропостачання шляхом її розпаралелення	55
3.1.1 Радіальна розподільна мережа з розпаралелюванням без секціонування та резервування.....	57
3.1.2 Радіальна схема розподільної мережі з секціонуванням і розпаралелюванням, без резервних елементів.....	60

3.1.3 Укрупнена радіальна розподільна мережа з розпаралелюванням, секціонуванням та резервуванням основного живлячого фідера	62
3.2 Вплив розпаралелювання радіальної мережі на величину недовипуску електроенергії.	65
3.3 Аналіз економічної ефективності та обґрунтування необхідності модернізації розподільної мережі.....	69
Висновки по розділу	78
ВИСНОВКИ	79
СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	81
ДОДАТКИ.....	85

РЕФЕРАТ

Дана магістерська робота складається зі вступу, трьох розділів основної частини, висновків, списку використаних літературних джерел та додатків. Повний обсяг роботи складає 81 аркушах формату А4, включає у себе 43 рисунки, 48 формул, 30 літературних джерел, презентаційного матеріалу на 12 аркушах

Метою магістерської роботи є дослідження моделі радіальної розподільчої мережі та розробка науково обґрунтованих пропозицій щодо підвищення її надійності функціонування. Для досягнення поставленої мети виконано комплекс завдань, що охоплює аналіз теоретичних та практичних підходів до оцінки надійності електричних розподільчих мереж, зокрема радіального типу.

У роботі розроблено або адаптовано математичну модель радіальної розподільчої мережі, яка дозволяє проводити розрахунки надійності з використанням показників середньої частоти та тривалості перерв електропостачання. На основі моделювання різних експлуатаційних та аварійних режимів здійснено ідентифікацію критичних елементів мережі, що найбільше впливають на загальну надійність її функціонування.

Особлива увага приділена дослідженню та порівнянню ефективності різних технічних рішень та організаційних заходів, таких як секціонування, автоматизація та резервування, з метою підвищення надійності мережі в умовах радіальної схеми. На основі отриманих результатів розроблено практичні рекомендації та проведено економічне обґрунтування їх впровадження для підвищення надійності конкретної радіальної розподільчої мережі, що може бути реалізоване як на прикладі реального об'єкта, так і для типової схеми.

Об'єктом дослідження є радіальна електрична розподільча мережа напругою 6–35 кВ, а предметом – процеси оцінки, моделювання та підвищення її надійності. Практичне значення роботи полягає в уточненні методики інтегральної оцінки надійності радіальних мереж з урахуванням сучасних вимог до якості електроенергії, розробці оптимізаційних критеріїв для вибору місць

встановлення комутаційних апаратів та засобів автоматизації з метою максимального підвищення надійності при мінімальних капіталовкладеннях.

Запропонована модель та методика дозволяють проводити технічний аудит існуючих радіальних розподільчих мереж та формують основу для прийняття обґрунтованих рішень щодо їх модернізації та підвищення надійності електропостачання.

Ключові слова: РАДІАЛЬНА РОЗПОДІЛЬЧА МЕРЕЖА, НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ (SAIDI, SAIFI, ENS), МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ, СЕКЦІОНУВАННЯ МЕРЕЖІ, ОПТИМАЛЬНЕ РОЗМІЩЕННЯ КОМУТАЦІЙНИХ АПАРАТІВ, АВТОМАТИЧНІ ВИМИКАЧІ ТА РЕКЛОЗЕРИ

АНОТАЦІЯ

Метою магістерської роботи є дослідження моделі радіальної розподільчої мережі та розробка науково обґрунтованих рекомендацій щодо підвищення її надійності. У роботі проведено аналіз теоретичних та практичних підходів до оцінки надійності електричних розподільчих мереж радіального типу. Розроблено або адаптовано математичну модель мережі, що дозволяє оцінювати надійність за показниками середньої частоти та тривалості перерв електропостачання. На основі моделювання експлуатаційних та аварійних режимів визначено критичні елементи мережі, які мають найбільший вплив на її загальну надійність.

ABSTRACT

The purpose of the master's thesis is to study the model of a radial distribution network and develop scientifically based recommendations for increasing its reliability. The paper analyzes theoretical and practical approaches to assessing the reliability of radial-type electrical distribution networks. A mathematical model of the network has been developed or adapted, which allows assessing reliability based on the average frequency and duration of power outages. Based on the modeling of operational and emergency modes, critical network elements that have the greatest impact on its overall reliability have been identified.

ВСТУП

В умовах зростаючого попиту на електричну енергію та підвищених вимог до її якості та безперервності постачання, забезпечення надійності функціонування розподільчих мереж набуває першочергового значення. Радіальні розподільчі мережі, які є найбільш поширеним типом побудови в Україні та світі через їхню простоту та економічність, мають природні обмеження щодо надійності, оскільки будь-яке пошкодження лінії призводить до знеструмлення всіх споживачів, розташованих після місця пошкодження. Аварійні ситуації, спричинені природними явищами, зносом обладнання або експлуатаційними помилками, завдають значних економічних збитків та погіршують якість життя споживачів. Таким чином, комплексне дослідження моделі радіальної розподільчої мережі з акцентом на виявлення "слабких місць" та розробку методів підвищення надійності є критично важливим для забезпечення сталого та ефективного функціонування енергосистеми.

Метою магістерської роботи є дослідження моделі радіальної розподільчої мережі та розробка науково-обґрунтованих пропозицій щодо підвищення її надійності функціонування.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі завдання:

Проаналізувати існуючі теоретичні основи та практичні підходи до оцінки та забезпечення надійності електричних розподільчих мереж, зокрема радіального типу.

Розробити (або адаптувати) математичну модель радіальної розподільчої мережі для проведення розрахунків надійності (наприклад, з використанням показників середньої частоти та тривалості перерв електропостачання).

Виконати моделювання різних експлуатаційних та аварійних режимів для ідентифікації критичних елементів мережі, що найбільше впливають на загальну надійність.

Дослідити та порівняти ефективність різних технічних рішень та організаційних заходів (наприклад, секціонування, автоматизація, резервування) для підвищення надійності в умовах радіальної схеми.

Розробити практичні рекомендації та обґрунтувати економічну доцільність їх впровадження для підвищення надійності конкретної радіальної розподільчої мережі (на прикладі реального об'єкта або типової схеми).

Об'єктом дослідження є радіальна електрична розподільча мережа напругою 6-35 кВ.

Предметом дослідження є процеси оцінки, моделювання та підвищення надійності функціонування радіальної розподільчої мережі.

Практичне значення полягає в уточненні методики інтегральної оцінки надійності радіальних мереж з урахуванням сучасних вимог до якості електроенергії. Розробці оптимізаційних критеріїв для вибору місць встановлення комутаційних апаратів та засобів автоматизації з метою максимального підвищення надійності при мінімальних капіталовкладеннях.

Апробація роботи : Основні положення роботи були представлені у вигляді доповіді на. Ефективне використання енергії: стан і перспективи. Збірник наукових праць V Всеукраїнської студентської науково-практичної конференції. 12 листопада 2025 р. (ЗВО «ПДУ», м. Кам'янець-Подільський). – Кам'янець-Подільський, 2025.

Публікації. По темі дисертації були опубліковані 1 робота :
Владислав ХРАПАК. АНАЛІЗ ДОСЛІДЖЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ / Владислав ХРАПАК, Віктор ДУБІК,
// Ефективне використання енергії: стан і перспективи. Збірник наукових праць V Всеукраїнської студентської науково-практичної конференції. 12 листопада 2025 р. (ЗВО «ПДУ», м. Кам'янець-Подільський). – Кам'янець-Подільський, 2025. – С. 103-105.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

$KU(n)$ - коефіцієнт n -ої гармонійної складової напруги;

$K2U$ - коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю;

$K0U$ - коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю;

Δf - відхилення частоти;

tn - тривалість провалу напруги;

U_{imp} - імпульсна напруга;

$K_{пер U}$ - коефіцієнт тимчасової перенапруги;

$U(I) i$ - діюче значення міжфазного (фазного) напруги основної частоти в i -му спостереженні;

n - число спостережень;

РОЗДІЛ 1 МЕТОДИ АНАЛІЗУ ФУНКЦІОНАЛЬНОЇ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОРОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

1.1 Основні показники надійності електропостачання

Серед систем, що забезпечують ефективне функціонування об'єктів промислового комплексу, домінують системи електропостачання. Їхній головний принцип побудови ґрунтується на використанні розподільної мережі, що отримує живлення від РТП 110/35/10 кВ "Городок". Звідти лінії 35 кВ розходяться на групу населених пунктів, таких як Новий Світ, Радковиця, Сатанів, Карабчиїв, Вишневчик. Розрахунок ліній 10 кВ проведено відповідно до схем, наведених у Додатку В.

Характерні особливості побудови розподільної мережі в населених пунктах типу мають бути встановлені для подальшого аналізу. Розподільна електрична мережа, як зазначено у [1], складається з ліній електропередачі (ЛЕП) напругою 6-10 кВ і 0,4 кВ та знижувальних трансформаторних підстанцій. При цьому енергія від живлячого центру підводиться безпосередньо до ТП, які вже забезпечують електроенергією споживачів (С). Типовий варіант її побудови, представлений у вигляді радіальної мережі, показано на Рис. 1.1.

Побудова мережі живлення відрізняється від розподільної мережі тим, що її принцип передбачає послідовну подачу електроенергії: спочатку від живлячого центру до розподільних пунктів (РП), а потім уже від них відходить сама розподільна мережа (Рис. 1.2).

Аналіз надійності електропостачання ґрунтується на низці основних показників, які дозволяють кількісно оцінити ступінь безперебійності роботи електричних мереж. Вибір критерію оцінки залежить від мети аналізу та нормативних вимог.

Показники надійності можна поділити на дві основні групи: показники надійності елементів системи (обладнання) та показники надійності системи в цілому (для споживачів).

1. Показники надійності елементів (обладнання)

Ці показники використовуються для розрахунку надійності всієї схеми електропостачання:

Параметр потоку відмов (λ) (інтенсивність відмов): Середня кількість відмов елемента (наприклад, лінії, трансформатора) за одиницю часу

Середній час відновлення (MTTR - Mean Time To Repair): Математичне сподівання часу, необхідного для відновлення працездатності елемента після відмови.

Коефіцієнт готовності (A): Імовірність того, що об'єкт буде працездатним у довільний момент часу.

2. Показники надійності системи (для споживачів)

Ці показники є ключовими для регуляторної оцінки якості послуг, що надаються операторами розподільчих систем, і безпосередньо відображають вплив перерв на споживачів. В Україні та світі найбільш поширені показники IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers):

Таблиця 1.1- Показники надійності системи

Показник	Назва (укр.)	Формула	Одиниця виміру	Сутність
SAIFI	Індекс середньої частоти відключень в системі	$\frac{\sum N_i}{\sum N_T}$	1/споживача · рік	Як часто середній споживач відчуває перерви.

SAIDI	Індекс середньої тривалості відключень в системі	$\frac{\sum U_i N_i}{\sum N_T}$	хв/споживача · рік або год/споживач · рік	Скільки часу в середньому споживач був без світла.
CAIDI	Індекс середньої тривалості відключення на одного споживача, якого було відключено	$\frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i}$	хв/відключення	Скільки часу потрібно для відновлення електропостачання, коли відключення вже відбулося.
ENS	Обсяг невідпущеної електричної енергії	$\sum P_i U_i$	кВт · год	Сумарний обсяг енергії, який не був поставлений споживачам через перерви.

Де: N_i — кількість споживачів, відключених під час i -ї перерви; U_i — тривалість i -ї перерви; N_T — загальна кількість споживачів у системі; P_i — навантаження, що було відключене під час i -ї перерви.

Вибір критерію залежить від конкретної мети дослідження або оцінки. Основними критеріями є:

1. Нормативно-технічний критерій (SAIDI/SAIFI)

Сутність: Використання показників SAIDI та SAIFI є основним критерієм для регуляторних органів (в Україні – НКРЕКП) при оцінці роботи операторів розподільчих систем.

Критерій: Надійність вважається прийнятною, якщо фактичні значення SAIDI та SAIFI не перевищують встановлених нормативів (цільових показників), визначених регулятором.

2. Економічний критерій (ENS та збитки)

Сутність: Оцінка надійності через призму фінансових втрат від недопоставленої енергії.

Критерій: Мінімізація сумарних збитків від перерв електропостачання. Цей критерій часто використовується при виборі оптимального варіанту реконструкції мережі або впровадження нових технічних рішень. Збитки розраховуються на основі показника ENS та вартості недопоставленої енергії для різних груп споживачів.

Критерій технічної досконалості (Параметричний)

Сутність: Базується на розрахунках надійності окремих елементів та вузлів мережі.

Критерій: Мінімізація середньої частоти відмов споживача ($\lambda_{\text{спож}}$) та/або середнього часу простою споживача ($U_{\text{спож}}$) для критичних точок мережі. Використовується для порівняння різних схемних рішень (наприклад, вибір між радіальною та петльовою схемою).

Рекомендований вибір критерію для магістерської роботи

У контексті дослідження моделі розподільчої мережі з метою підвищення надійності, найдоцільніше використовувати комбінацію цих критеріїв:

Основний критерій (для кількісної оцінки): SAIDI (Індекс середньої тривалості відключень), оскільки він є інтегральним показником, який прямо відображає вплив надійності на споживача і є регуляторною вимогою.

Допоміжний критерій (для обґрунтування інвестицій): Мінімізація економічних збитків (на основі ENS). Це дозволить провести економічне обґрунтування запропонованих заходів із підвищення надійності.

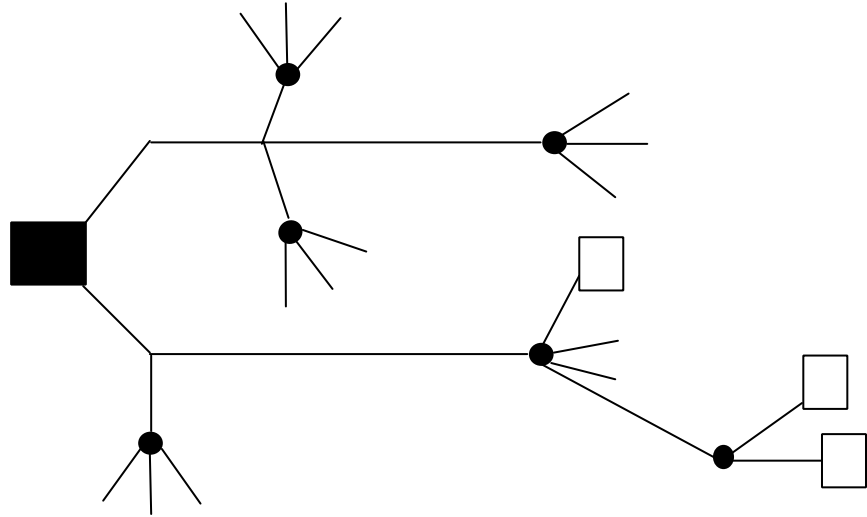


Рис. 1.1. – Схема радіальної розподільчої мережі.

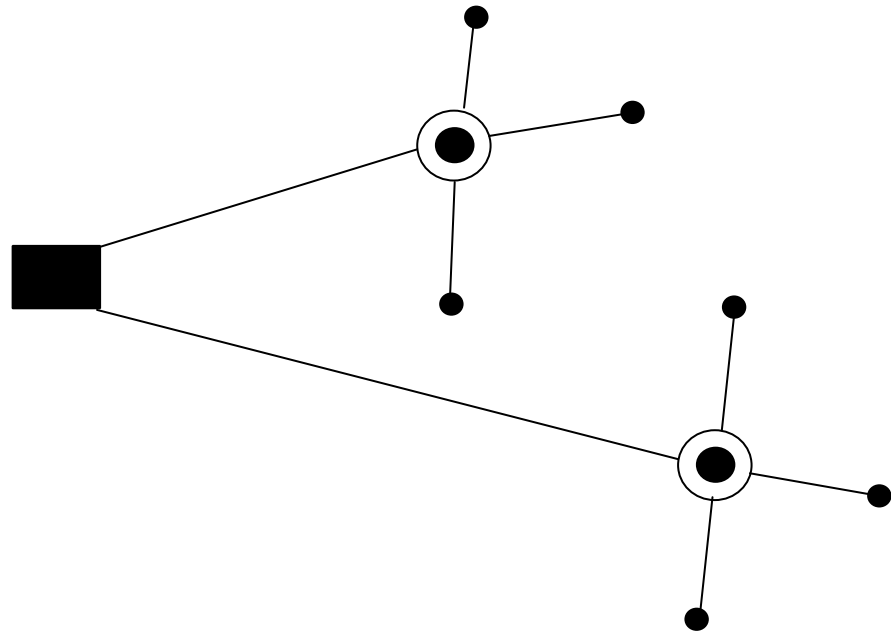


Рис. 1.2. – Мережа живлення

Використання мережі живлення (як правило, у міських населених пунктах) зумовлене такими факторами: віддаленість джерела живлення від ТП; прагнення зменшити число дорогої апаратури високої напруги на живлячому

центрі; або перевищення допустимої кількості приєднаних до ЛЕП 6-10 кВ понижувальних ТП. Проте, оскільки для електропостачання споживачів основним джерелом живлення є розподільна мережа, саме ця мережа є предметом подальших досліджень.

Серед основних особливостей розподільної мережі виділяють:

1. Використання повітряних ліній (ПЛ) для ЛЕП.
2. Побудова мережі за розподільною схемою.
3. Застосування КТП (комплектних трансформаторних підстанцій), що мають повітряне підключення як на вводі, так і на відхідних лініях 0,4 кВ.

Вказані структурні особливості, головним чином застосування повітряних ліній як ЛЕП, обумовлюють невисоку надійність електропостачання тих споживачів, що живляться від розподільної мережі.

Причини зниження надійності електропостачання об'єктів АПК через використання ПЛ [2, 6]:

1. Критичною роллю ПЛ у забезпеченні безвідмовного живлення територій;
2. Тим, що на них припадає значна частка відмов і умисних відключень — до 50% від загального числа.

Специфічне функціонування ПЛ, яке пояснює другий чинник, включає:

- Схильність до впливу клімату (атмосферні перенапруження, гололідно-вітрові навантаження та ін.);
- «Відкритість» для зовнішніх пошкоджень (наїзди автотранспорту, обриви дротів високогабаритним механізмом та ін.);
- Складність у моніторингу технічного стану елементів ПЛ, їх виявленні та усуненні несправностей.

Протягом 2010–2018 рр. потік відмов ПЛ-10 кВ демонстрував тенденцію до зростання, оцінюючись у межах від 8 до 24 1/р. на 100 км лінії при рівні

надійності 0,95. Літературні джерела підтверджують збереження показників на цьому ж рівні. Найбільша частота відмов спостерігається в зимовий період, що пов'язано зі збільшенням вітрово-ожеледних навантажень та зростанням числа обривів дротів розподільних ліній.

Оцінка надійності ПЛ-10кВ проводилася на основі потоку відмов та середнього часу відновлення. Обробка статистичних даних включала наступні етапи: перетворення дискретного варіаційного ряду на безперервний інтервальний; визначення числових характеристик емпіричного розподілу; і, нарешті, оцінка закону розподілу та ймовірних значень потоку відмов (питомої аварійності на 100 км).

Через часті аварійні відключення багаторічні дані фіксують збільшення часу відновлення ПЛ-10кВ на одне ушкодження. При включенні в розрахунок відмов у ПЛ-0,4кВ, тривалість аварійних перерв в електропостачанні значно зростає, і такий показник не відповідає встановленим нормативним вимогам щодо надійності.

Перераховані особливості постачання енергією обумовлюють, що об'єктом досліджень є надійність електропостачання об'єктів промислового комплексу, які живляться через радіальну розподільну мережу.

Надійність розподільної мережі, що впливає з її функціонального призначення, розглядається як комплексна властивість. Вона означає здатність безперебійно забезпечувати споживачів електроенергією протягом встановленого часу, зберігаючи свої характеристики у рамках, визначених нормативними документами.

Відмова розподільної мережі або порушення її працездатності настає тоді, коли відбувається повне припинення подачі електроенергії до споживача.

Для якісної оцінки надійності функціонування розподільної мережі використовується комплекс показників [7,8, 23]. Ці показники об'єднані у чотири групи:

1. Показники безвідмовності.
2. Показники ремонтпридатності.

3. Показники довговічності.

4. Комплексні показники.

Далі будуть розглянуті перераховані вище показники, що дозволить визначити критерії оцінки надійності радіальної розподільної мережі, дослідженню якої присвячено наступні розділи роботи.

Властивість системи безперервно зберігати працездатний стан впродовж заданого часу або напрацювання називається безвідмовністю.

Оцінка безвідмовності здійснюється за допомогою показника частоти виникнення відмов – $\lambda(t)$ і період безвідмовної експлуатації ($P(t)$).

Показник потоку відмов $\lambda(t)$ відображає інтенсивність (частоту) виникнення збоїв [8,12]:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow \infty} \frac{M^0[r(t + \Delta t) - M[r(t)]]}{\Delta t} \quad (1.1)$$

де $r(t)$ - число відмов за час (t) .

Факторами, що впливають на значення потоку відмов, є:

Фізичний стан елементів мережі, тобто їхнє зношення і старіння;

Виконання планово попереджувальних ремонтів (ППР) мережі.

Вірогідність безвідмовної роботи $p(t)$ є кількісною мірою або ключовим показником надійності системи ($S(t)$):

$$S(t) = 1 - \sum_i P_i(t) q_i(t), \quad (1.2)$$

де $P_i(t)$ – імовірність перебування системи в стані i на час t ;

– ймовірність, що мережа в стані i зазнає порушення надійності в момент t ;

$$q_i(t) = 1 - P_i(t) \quad (1.3)$$

Вплив цих факторів на $\lambda(t)$ зображено на Рис. 1.3.

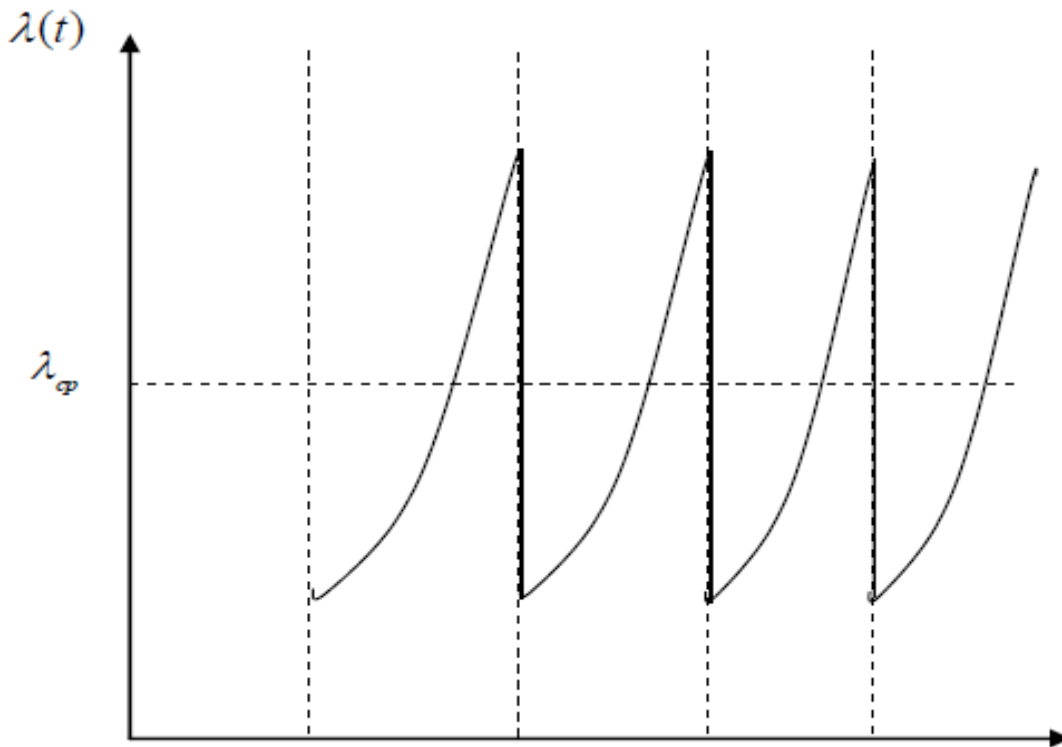


Рис. 1.3 - Залежність $\lambda(t)$.

t_1, t_2, t_3 – часові інтервали, які відповідають проведенню планового ремонту;
 Властивість системи, що полягає в її здатності виявляти причини, попереджати відмови та відновлювати працездатний стан, називається ремонтпридатністю.

Для кількісної оцінки ремонтпридатності системи використовуються наступні показники:

Середній час відновлення (ТВ);

Середній час умисного відключення (Трі);

Середня періодичність умисних відключень (М).

Властивість системи зберігати працездатність до граничного стану (коли подальша експлуатація неможлива), при встановленій системі планово-попереджувальних ремонтів та технічного обслуговування, вважається довговічністю. Вона кількісно характеризується середнім терміном служби.

Для узагальнення наведених показників надійності, які відображають різні властивості системи, запроваджують комплексні показники:

1. Коефіцієнт технічного використання (K_{TH}). Він враховує часові витрати, пов'язані з усіма видами простоїв мережі під час експлуатації — як через відмови, так і внаслідок планових або вимушених відключень, — і визначається таким чином:

$$K_{TH} = \frac{\bar{T}_0}{T_0 + T_e + T_p} \quad (1.4)$$

де T_0 - усереднений інтервал безвідмовної роботи;

K_{TH} – показник ймовірності працездатності системи в будь-який обраний час t ..

$$K_{TH} = \frac{T_0}{T_0 + T_e} \quad (1.5)$$

Відношення часу, протягом якого система була знеструмлена за планом, до загального часу спостереження:

$$K_{TH} = \frac{T_0}{T_0 + T_p} \quad (1.6)$$

З вищевикладеного матеріалу слідує висновок про багатогранність і полікритерійність поняття надійності електропостачання. Провідні вчені присвятили багато праць дослідженню її показників. Очевидно, що для підвищення надійності необхідне своєчасне проведення ППР і технічного

обслуговування, а також реконструкція мереж з метою забезпечення оптимальної топології. Ці заходи вимагають додаткових матеріальних і трудових витрат.

Підвищення надійності в системі електропостачання є виправданим [24] лише тоді, коли воно приносить громадську вигоду, що вимірюється показниками надійності. Тому для оцінювання надійності застосовують економічні показники. На наш погляд [13, 15], найбільш прийнятним є вартість недовідпуску електроенергії через відмови (ΔD). Використання даного критерію забезпечує прозорість при визначенні раціональних витрат на підвищення надійності та застосовується для складання планів розвитку розподільних мереж. Ілюстрація представлена на Рис. 1.4.

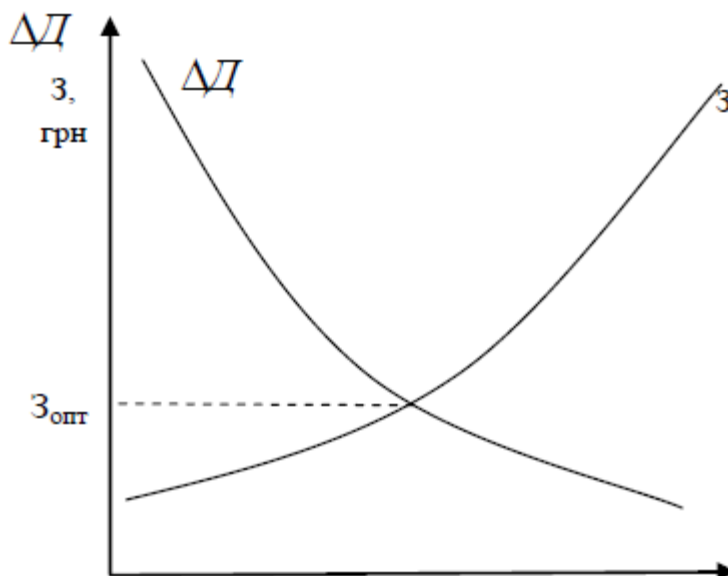


Рис. 1.4- Фінансові затрати на розвиток і оновлення розподільної мережі

Раціональність вибору критерію обґрунтовується тим, що, хоча вартість перерв електропостачання в загальному випадку повинна визначатися як з позиції енергопостачальної організації (ПЕС), так і з позиції споживача, розгляд цієї величини з точки зору споживача є досить важким. Це пов'язано з потребою у заздалегідь невідомих даних про величину реальних витрат кожного окремого споживача.

Отже, подальші дослідження будуть спрямовані на аналіз шляхів скорочення недоотриманого доходу ПЕС від недовідпуску електроенергії, що є прямим наслідком відмов в електропостачанні, та визначуваний як:

$$\Delta D = \Delta C * \Delta W = \Delta W (C_{CB} - C_{cn}), \quad (1.7)$$

де $\Delta C = (C_{CB} - C_{cn})$ – різниця між середньою відпускною вартістю та середньою купівельною вартістю електроенергії на оптовому ринку;

ΔW – обсяг недовідпущеної електроенергії в результаті відмов електропостачання;

$$\Delta W = \bar{P}\bar{T}_e, \text{ Квт} / \text{год}. \quad (1.8)$$

1.2. Оцінка та порівняння існуючих методів визначення надійності електропостачання

Багатогранність і полікритерійність поняття надійності електропостачання впливає на економічні показники роботи устаткування. В якості кількісної економічної міри вибрано вартість перерв в електропостачанні [7]. Для детальнішого обґрунтування раціональності цього критерію буде простежено «шлях» транспортування електроенергії від суб'єкта оптового ринку електроенергії (ОРЕ) до конкретного споживача (С) (Рис. 1.5.).

W_{пл} – плановий обсяг купівлі/відпуску електроенергії; W_ф – фактичний обсяг купівлі/відпуску електроенергії.

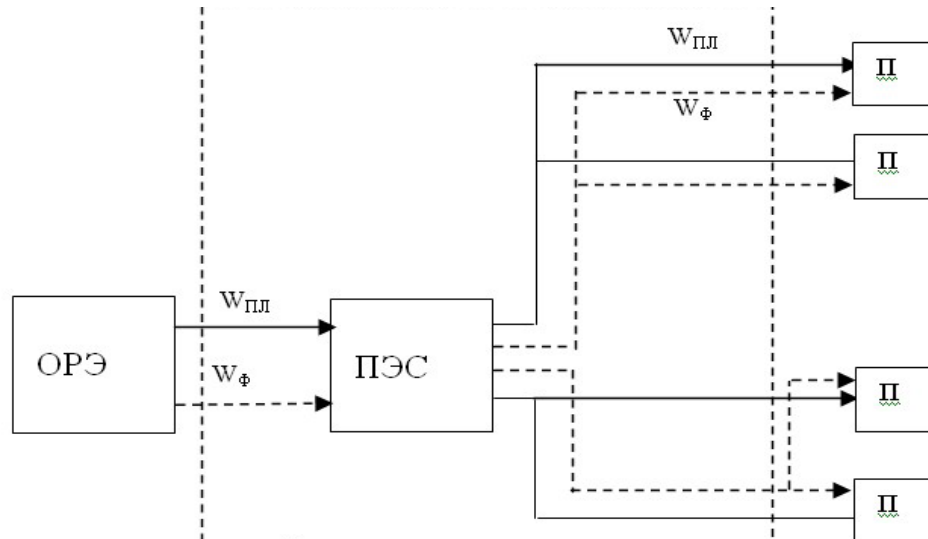


Рис. 1.5 – Схема електропостачання промислового комплексу

Детально розглянемо схему зображену на Рис. 1.5.

Припустимо, що плановий обсяг купівлі електроенергії обчислюється таким чином:

$$W_{ПІІ} = W_{ПІІ\Sigma} - \Delta W_B - \Delta W_{TP} - \Delta W_{HE} - \Delta W_{ВП} - \Delta W_{ГП} \quad (1.9)$$

Де:

$W_{ПІІ\Sigma}$ – плановий загальний обсяг купівлі електроенергії;

ΔW_B – технологічні витрати (втрати) електроенергії під час її транспортування від ОРЭ до споживача через мережі ПЭС;

ΔW_{TP} – транспортування (транзит або перетікання) електроенергії через мережі ПЭС для сторонніх споживачів;

ΔW_{HE} – обсяг недовідпущеної електроенергії споживачам ПЭС, зумовлений зменшенням договірних обсягів (припинення роботи підприємства-споживача, скорочення обсягів виробництва тощо);

$\Delta W_{ВП}$ – витрати електроенергії на власні потреби ПЭС (освітлення підстанцій, плавка ожеледі тощо);

ΔW_{HE} – витрати електроенергії на господарські потреби ПЭС (споживання електроенергії адміністративними та допоміжними підрозділами ПЭС).

тоді:

$$\Delta W = W_{\text{ПЛ}} - W_P, \quad (1.10)$$

визначає обсяг недовідпущеної електроенергії внаслідок відмов складових розподільної мережі;

Зменшення величини технічних втрат електроенергії (ΔW) можна досягти шляхом проведення таких заходів [10], як:

- Скорочення протяжності ЛЕП;
- Збільшення перерізу дротів ЛЕП;
- Заміна недовантажених трансформаторів у ТП;
- Компенсація реактивної потужності, тощо.

Питання зниження технологічної витрати електроенергії на її транспортування не є предметом цієї магістерської роботи. Це рішення зумовлене тим, що існує безліч наукових праць по даній проблемі, чие практичне застосування вже дозволило знизити відсоток технічних втрат електроенергії до величини раціонального мінімуму.

Обсяг недовідпуску електроенергії (що дорівнює відхиленню фактичного об'єму покупки $W_{\text{Ф}}$ на ОЕР від планового $W_{\text{П}}$) є єдиною величиною, зменшення якої можливе шляхом реконструкції (модернізації) розподільної мережі коштом ПЕС. Ця величина — це недовідпуск електроенергії ΔW , спричинений перервами через відмови елементів мережі.

З метою аналізу, цей показник буде розглянуто як з позиції ПЕС, що здійснює енергозабезпечення, так і з позиції споживача.

Згідно з підрозділом 1.1., підвищення надійності в системі електропостачання (зниження ΔW) обґрунтовано, якщо воно забезпечує мінімальні сукупні витрати для ПЕС і споживача (Рис. 1.4.). Методами [10] можна визначити загальну вигоду (зниження ΔW). Однак, ці результати спільно з додатковими витратами на мережу дозволяють лише визначити

питомі витрати на одиницю надійності, але не реальну вигоду, яку отримує споживач або організація.

Таким чином, надійність енергосистеми може бути підвищена виключно за рахунок додаткових витрат. Результатом цього є зниження вартості перерв електропостачання, що несуть споживачі (Рис. 1.6.).

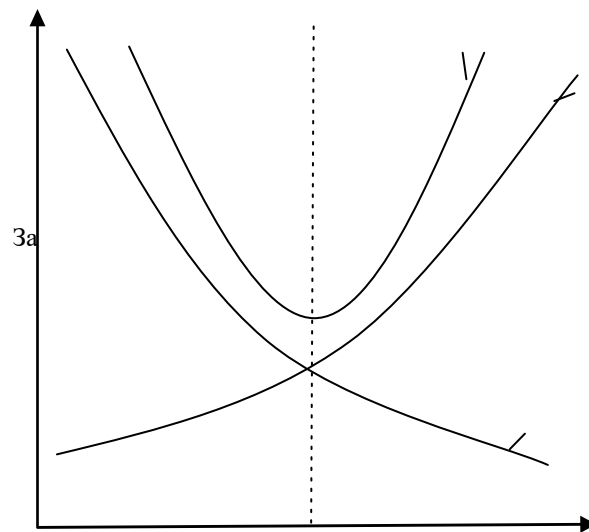


Рис. 1.6 – Співвідношення витрат і надійності: 1 – втрати споживачів; 2 – інвестиції ПЕС у модернізацію мережі; 3 – сумарні витрати; $S_{\text{опт}}$ – оптимальна надійність.

Основні труднощі, пов'язані з реалізацією концепції оптимальної надійності, зазвичай полягають у відсутності апріорних даних щодо реальної величини збитку, якого зазнають споживачі через перерви в електропостачанні.

Широкий спектр складових збитку ускладнює його кількісну оцінку. Ці складові включають такі категорії:

1. Втрати промислових підприємств (наприклад, через недовідпуск продукції, брак чи поломку устаткування);
2. Втрати, які понесуть комунально-побутові споживачі (наприклад, через псування продуктів харчування, відсутність опалення);

3. Важко оцінювані витрати, пов'язані з втратою комфорту, зручностей та, що особливо важливо, із безпекою для життя людей.

Дослідження магістерської роботи зосереджене на реалізації концепції оптимальної надійності, виходячи з позиції ПЕС. Дана концепція оптимальної надійності може бути наочно проілюстрована на Рис. 1.6.

Як показано на Рис. 1.6, оптимальний рівень надійності (S_{opt}) для енергозабезпечуючої організації – це такий рівень, при якому витрати ПЕС на модернізацію розподільної мережі стають співмірними з грошовою оцінкою недовідпущеної електроенергії за формулою (1.7).
 $\Delta D, грн = \Delta C \cdot \Delta W = \Delta W (C_{CB} - C_{СП})$.

Підвищення надійності електропостачання можливе виключно шляхом вкладення додаткових матеріальних коштів у модернізацію розподільної мережі. Водночас, заходи з модернізації (Рис. 1.6.) мають бути науково обґрунтованими, а витрати на їхню реалізацію — сумірними з величиною збитків від недовідпуску $C_{збитків}$.

Процес визначення витрат для заданого виду та об'єму робіт є простим, оскільки він базується на використанні відомих нормативних документів і методик складання кошторисів.

В роботі представлено науково обґрунтовані практичні рекомендації щодо зниження вартості перерв електропостачання. Ці рекомендації стосуються і охоплюють втрати, обумовлені відмовами у функціонуванні розподільчої мережі.

Згідно з (1.6), вартість кількісно оцінюється як втрати доходу (ΔD). Вони прямо залежать від обсягу недовідпущеної енергії (ΔW) і різниці між середнім відпускним (C_{CB}) та покупним ($C_{СП}$) тарифами. Оскільки тарифи C_{CB} і $C_{СП}$ є відомими звітними даними ПЕС, для знаходження величини втрат доходу (ΔD) необхідно визначити об'єм недоотпущеної електроенергії (ΔW).

Згідно з (1.8), вона обчислюється як середня недовідпущена потужність, помножена на середній час перебоїв у електропостачанні.

$$\Delta W = \bar{P} \cdot \bar{T}_n \quad (1.11)$$

Величина середнього навантаження (потужності) $P\{\text{сер}\}$, необхідна для обчислення ΔW , встановлюється двома основними методами: експериментально (за допомогою фактичних вимірювань, приладів обліку) або шляхом аналізу зібраних статистичних даних.

Середній час перерв електропостачання ($T_{\text{сер}}$), другий співмножник (1.6), визначається як тривалість аварійно-відновних робіт, спричинених відмовами елементів розподільчої мережі через знос і старіння. При цьому тривалість умисних відключень для проведення ППР не враховується. Це означає, що $T_{\text{сер}}$ тотожний середньому часу відновлення ($T_{\text{відн}}$), тобто

$$\bar{T}_n = \bar{T}_e \quad (1.12)$$

і, згідно з формулою (1.4), залежить від K_g (коефіцієнта готовності) та середнього часу безвідмовної роботи:

$$\bar{T}_n = \bar{T}_e = \bar{T}_o \left(\frac{1}{K_g} - 1 \right). \quad (1.13)$$

Коефіцієнт готовності K_g та у свою чергу однозначно пов'язані з ймовірністю безперебійного електропостачання $P(t)$ (безвідмовної роботи):

$$[1,27] \quad T_o = 1 / \lambda = \int_0^{\infty} P(t) dt. \quad (1.14)$$

де λ – позначає інтенсивність відмов. Зв'язок коефіцієнта готовності з $P(t)$ визначається функцією:

$$K_g \sim P(t), \quad (1.15)$$

Аналіз формул (1.13–1.14) свідчить, що визначення шуканої величини, що оцінює втрати доходу, неможливе без визначення відповідної залежності:

$$\bar{T}_n = \varphi[P(t)], \quad (1.16)$$

Для досягнення практичної мети, сформульованої в роботі, необхідно вирішити наукове завдання: розробити аналітичну методику для обчислення вірогідності безвідмовної роботи розподільної мережі .

Висновки по розділу

Як зазначалося в розділі 1, надійність функціонування розподільної мережі з радіальною топологією є невисокою через об'єктивні причини. Для її підвищення застосовують такі шляхи:

Секціонування живлячої лінії 6-10 кВ;

Резервування (кільцювання) ЛЕП.

Для кількісної оцінки результатів від застосування вказаних способів необхідно вирішити три завдання:

Розробити математичну модель надійності радіальної розподільної мережі без секціонування і резервування.

Розробити математичну модель надійності радіальної розподільної мережі із секціонуванням.

Розробити математичну модель надійності радіальної розподільної мережі із секціонуванням і резервуванням (кільцюванням) живлячої лінії.

У результаті вирішення задачі досліджень мають бути отримані аналітичні вирази для розрахунку вірогідності безперебійної роботи радіальної розподільної мережі при різних конфігураціях (варіантах її побудови) з метою електропостачання конкретного споживача.

РОЗДІЛ 2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ РАДІАЛЬНОЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ

2.1. Оцінка надійності радіальної схеми мережі при відсутності секціонування і резервних елементів

Характерними рисами розподільних мереж населених пунктів даного типу є їхня схема побудови та використання повітряних ліній (ПЛ) як основних ліній електропередачі (ЛЕП). Ці особливості обумовлюють відносно низьку надійність мереж, що призводить до неминучих перерв в електропостачанні споживачів та відповідних виробничих втрат. Кількісну оцінку цих втрат можна отримати через величину недоотриманого доходу від недовідпущеної електроенергії (ΔW), яка прямо пропорційна обсягу недовідпущеної електроенергії (ΔE) і визначається за формулою (1.8).

Для оцінки потенційного додаткового прибутку від застосування різних заходів підвищення надійності спочатку необхідно побудувати математичну модель надійності найпростішого варіанту радіальної розподільної мережі — без секціонування та резервування. Як зазначено в [19], радіальна схема такої мережі може мати вигляд, представлений на Рис. 2.1.

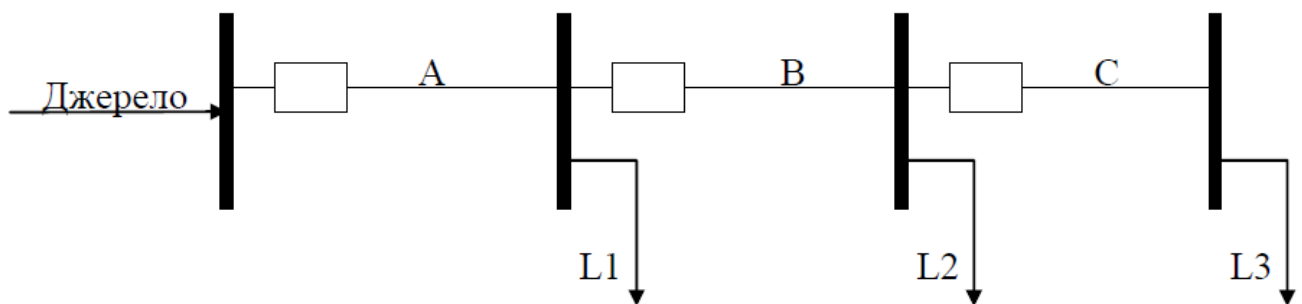


Рис. 2.1 –Радіальна мережа.

Для оцінки надійності електропостачання конкретного споживача схема може бути деталізована до вигляду, зображеного на Рис. 2.2.

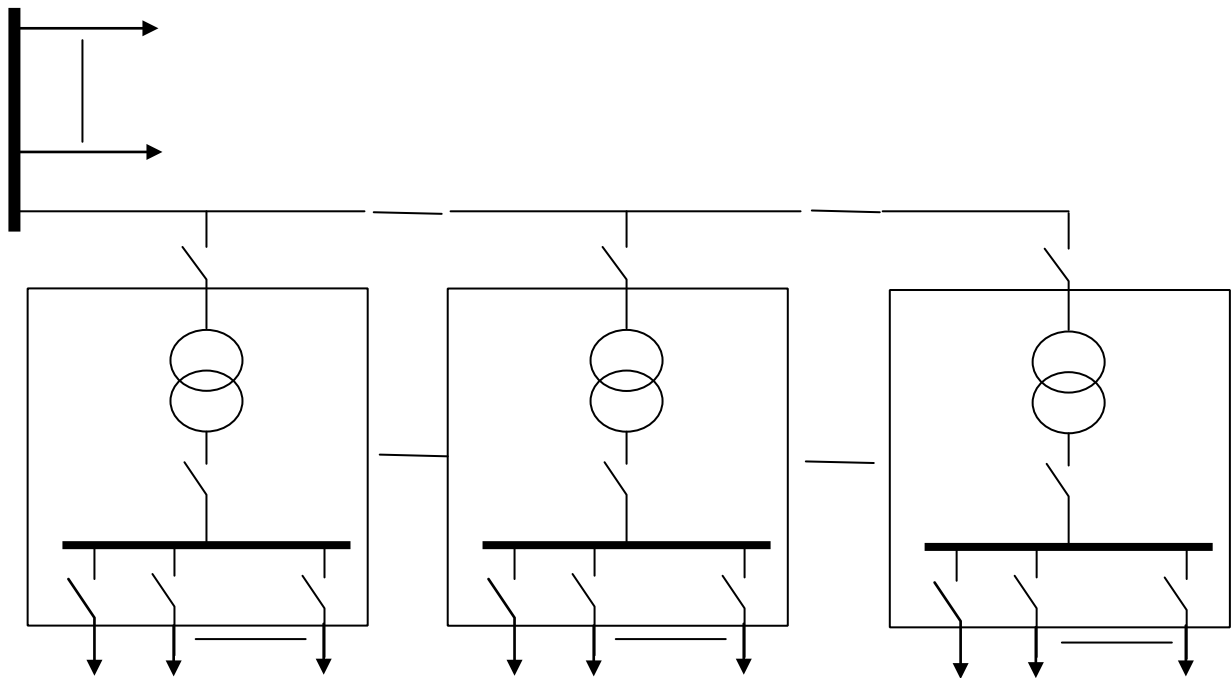


Рис. 2.2 – Електрична схема фідера 10(6) кВ у радіальній розподільній мережі без застосування секціонування та резервування

Аналіз надійності функціонування даної радіальної розподільчої мережі проводиться з урахуванням наступних припущень:

1. Перерви в електропостачанні споживача (на лінії 0,4 кВ) є єдиною причиною відключень.
2. Мережі самих споживачів (балансоутримувачів) вважаються ідеально надійними.
3. Планові ремонти (ППР) на лініях 10(6) кВ, 0,4 кВ та ТП не враховуються на час аналізу.
4. Захисні прилади (від перенапруг/надструмів) вважаються неспрацьовуючими.
5. Надійність живлення від центрального джерела (на приєднанні 10(6) кВ) приймається як 100%.

Наше завдання — визначити ймовірність безвідмовної роботи системи, представленої на Рис. 2.2. Для розрахунку буде використана узагальнена схема

(Рисунок 2.3), де вузли навантаження (U_i) включають обладнання ТП і лінії 0,4 кВ (l), а також ділянки ПЛ-10(6) кВ (L_{1i}) та роз'єднувачі (РТП).

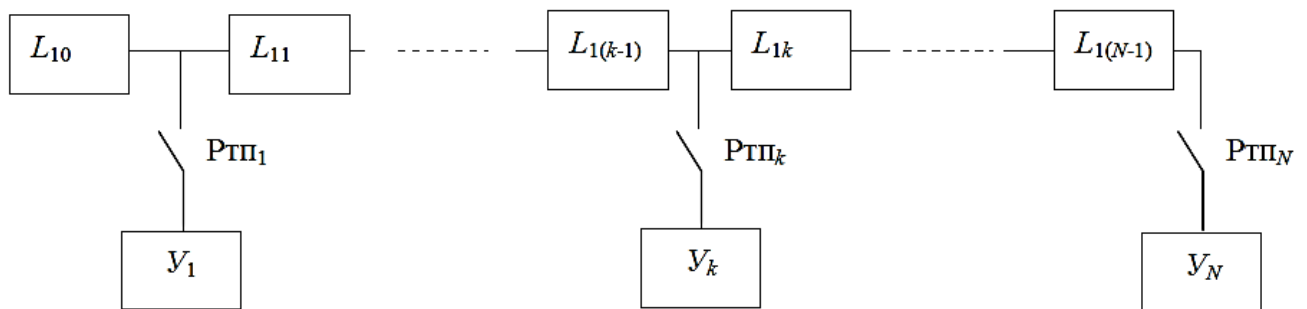


Рис. 2.3 – Структурна схема радіальної мережі електропостачання без секціонування

Для визначення надійності електропостачання конкретного споживача на початковому етапі слід розрахувати ймовірність безперебійної роботи мережі відносно довільного вузла навантаження U_k . З цією метою застосовують метод мінімальних перерізів.

Мінімальним перерізом називають такий набір елементів системи, вихід яких з ладу спричиняє відмову всієї системи, тоді як відновлення працездатності хоча б одного з них забезпечує її функціонування. У схемі може існувати кілька мінімальних перерізів. Логічну структуру системи формують так, щоб елементи кожного мінімального перерізу були з'єднані між собою паралельно, а самі мінімальні перерізи — послідовно. Звідси випливає, що система, елементи якої з'єднані паралельно, має лише один мінімальний переріз, до якого входять усі її елементи (оскільки відновлення будь-якого з них забезпечує працездатність системи).

У системі з послідовним з'єднанням елементів кількість мінімальних перерізів дорівнює кількості самих елементів, і кожен переріз включає лише один елемент. Розглянемо набір таких елементів для схеми, поданої на рис. 2.3.

Для припинення електропостачання вузла навантаження U_k достатньо виходу з ладу будь-якого з таких елементів:

- будь-якої ділянки ПЛ-10(6) кВ $L_{10} \dots L_{n-1}$,

- будь-якого роз'єднувача РТП, якщо відмова має характер «обриву кола» (наприклад, унаслідок пошкодження шлейфів або ослаблення контактних з'єднань). У такому випадку для відновлення роботи кожного роз'єднувача необхідне зняття напруги з усієї ПЛ-10(6) кВ L_1 ;
- самого вузла навантаження U_k , оскільки його відмова безпосередньо порушує електропостачання.

Отже, кожен із перелічених елементів утворює окремий мінімальний переріз.

Крім того, до порушення електропостачання в точці U_k призведе також:

- відмова будь-якого іншого вузла навантаження U_i разом із
- відмовою у спрацьовуванні однойменного роз'єднувача РТПі типу «неможливість розриву кола» (що може бути спричинено несправністю приводу, пригоранням контактів або потребою вимкнення під навантаженням понад 15 А).

Таким чином, кожна така пара елементів ($U_i + РТПі$) також утворює мінімальний переріз.

Відповідно до наведених умов сформуємо логічну структуру системи за методом мінімальних перерізів, що подана на рис. 2.4.

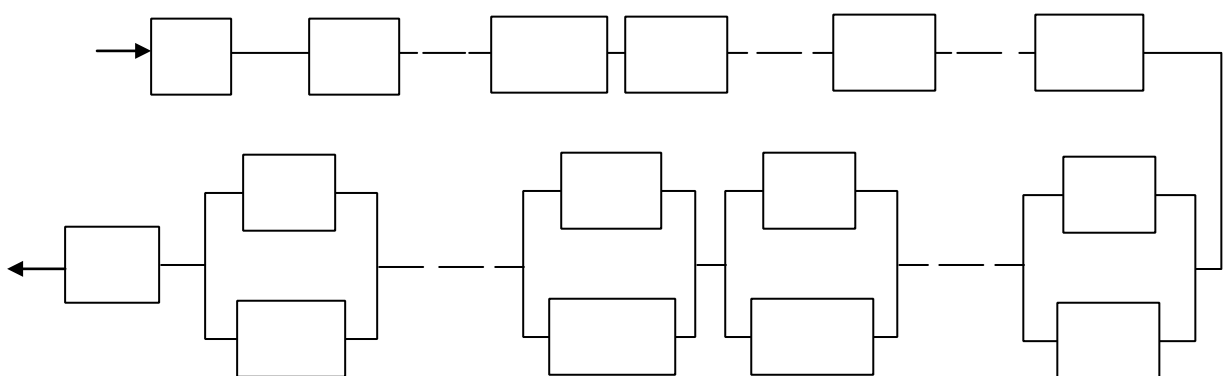


Рис. 2.4. – Логічна модель надійності радіальної розподільної мережі без секціонування та резервування, сформована на основі методу мінімальних перерізів.

Для побудованої логічної схеми (рис. 2.4) формується логічна функція $A1A$ відповідно до загальних принципів визначення ймовірності безвідмовної роботи. При цьому замість позначень імовірностей безвідмовної роботи елементів рірірі та всієї системи РІР застосовуються символи подій — збереження працездатності елементів та системи $A1A$.

«Безвідмовна робота» логічної системи (рис. 2.4) означає безвідмовну роботу всіх її послідовно сполучених ділянок. Водночас «відмова» кожної з таких ділянок настає тоді, коли одночасно відмовляють усі елементи, з'єднані в ній паралельно. Оскільки схема методу мінімальних перерізів відображає саме умови відмови системи, то послідовне з'єднання елементів відповідає логічній операції «АБО», а паралельне — логічній операції «І».

Для розглянутих умов функцію алгебри логіки записуємо у такій формі:

$$A_1 = [1 - (1 - a_{L_{10}} a_{L_{11}} \dots a_{L_{1N-1}} a_{P_{T11}} a_{P_{T12}} \dots a_{P_{T1N}} a_{Y_k})] \times [1 - (1 - a'_{P_{T11}})(1 - a_{Y_1})] \times \\ \times [1 - (1 - a'_{P_{T1k-1}})(1 - a_{Y_{k-1}})] \times [1 - (1 - a'_{P_{T1k+1}})(1 - a_{Y_{k+1}})] \times \dots \times [1 - (1 - a'_{P_{T1N}})(1 - a_{Y_N})] \quad (2.1)$$

У цьому випадку символи ai позначають два різні типи відмов роз'єднувачів РТІ.

У наведеному виразі для $A1$ ці змінні трактуються як булеві, тобто такі, що можуть набувати лише значень 0 або 1. За таких умов будь-яка булева змінна, піднесена до степеня k , не змінює свого значення:

$$x^k = x$$

Скориставшись цією властивістю та замінивши символи подій їх відповідними ймовірностями,

$$Ai \rightarrow pi,$$

можна отримати рівняння, яке описує ймовірність безвідмовної роботи системи:

$$P_1 = [1 - (1 - p_{Y_k} \prod_{i=0}^{N-1} p_{L_i} \times \prod_{i=1}^N (1 - q_{P_{T1i}}))] \times \prod_{i=1, j=k}^N (1 - q'_{P_{T1i}} q_{Y_j}), \quad (2.2)$$

де $q_{y_i} = 1 - p_{y_i}$ – ймовірність відмови i -го вузла навантаження;

$q_{P_{III}}$ і $q'_{P_{III}}$ – ймовірність виникнення відмов в спрацьовуванні роз'єднувача РТІІ 1-го («розрив ланцюга») і 2-го («неможливість розриву ланцюга») типу відповідно.

Щоб отримати більш компактний аналітичний вираз, введемо такі припущення:

- ймовірності відмов та безвідмовної роботи однакові для всіх однойменних елементів схеми;
- оскільки секціонування відсутнє, вихід з ладу будь-якої ділянки ПЛ-10(6) кВ призводить до відмови всієї системи. Тому замість відтворення ймовірностей безвідмовної роботи кожної окремої ділянки можна розглядати інтегральну ймовірність безвідмовної роботи всієї ПЛ-10(6) кВ.

Враховуючи ці допущення, вираз (2.2) перетворюється на:

$$P_1 = [1 - (1 - p_y p_{L_1} (1 - q_{P_{III}})^N)] \times (1 - q'_{P_{III}} q_y)^{T-1}. \quad (2.3)$$

Надійність енергопостачання **P1** системи можна визначити, знаючи функцію розподілу ймовірності безвідмовної роботи її елементів. Для i -го елемента мережі, за умови стаціонарності його інтенсивності відмов λ_i ця ймовірність підкоряється експоненціальному закону [12, 15]. Врахувавши цей закон розподілу та провівши необхідні математичні перетворення, вираз (2.3) можна подати у наступному вигляді:

$$P_1(t) = \exp[-(\lambda_y + \lambda_{L_1} + N\lambda_{P_{III}})t] \exp\{(N-1)\ln[e^{-\lambda_y t} + e^{-\lambda_{P_{III}} t} - e^{-(\lambda_{P_{III}} t + \lambda_y t)}]\}, \quad (2.4)$$

де λ_U, λ_L параметри інтенсивності відмов вузлів навантаження та ПЛ-10(6) кВ, а α_1, α_2 — параметри інтенсивності відмов спрацьовування роз'єднувачів РТІІ першого та другого типу відповідно, N — кількість вузлів навантаження.

Отриманий вираз (2.4) є досить громіздким і незручним для подальшого аналізу. Його спрощення можливе за умови допущень $\lambda U \cdot t \ll 1\lambda_U$, які практично завжди виконуються при регулярному проведенні планово-попереджувальних ремонтів та технічного обслуговування електроустаткування. У цьому випадку показник натурального логарифма, що входить до другої експоненти, можна розкласти в ряд Тейлора, обмежившись лише першими трьома членами.

$$\begin{aligned}
 & \exp \left\{ (N-1) \ln \left[e^{-\lambda_y t} + e^{-\lambda'_{P_{III}} t} - e^{-(\lambda'_{P_{III}} t + \lambda_y t)} \right] \right\} = \\
 & \exp \left\{ (N-1) \ln \left[\sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n \frac{(\lambda_y t)^n}{n!} + \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n \frac{(\lambda'_{P_{III}} t)^n}{n!} - \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n \frac{[(\lambda_y + \lambda'_{P_{III}}) t]^n}{n!} \right] \right\} \approx \\
 & \approx \exp \left\{ (N-1) \ln \left[1 - \lambda_y \lambda'_{P_{III}} t^2 \right] \right\} \approx \exp \left\{ (N-1) \ln \left[e^{-\lambda_y \lambda'_{P_{III}} t^2} \right] \right\} = \\
 & = \left\{ -(N-1) \lambda_y \lambda'_{P_{III}} t^2 \right\}.
 \end{aligned}
 \tag{2.5}$$

При зазначених допущеннях формула (2.5) набуває більш стислою вигляду:

$$P_1(t) = P_1(t, N) = \exp \left\{ - \left[(\lambda_y + \lambda_{L_1} + N \cdot \lambda_{P_{III}}) t + (N-1) \lambda_y \lambda'_{P_{III}} t^2 \right] \right\}. \tag{2.6}$$

Аналіз виразу (2.6) показує, що ймовірність безперебійного електропостачання вузла навантаження від радіальної розподільної мережі без секціонування та резервування основного живлячого фідера не залежить від розташування вузла відносно головної ділянки ПЛ-10 кВ (його порядкового номера k), а визначається лише загальною кількістю вузлів навантаження в мережі.

Графіки залежності $P_1(t)$ для різних N та типовими значеннями параметрів інтенсивності відмов наведені на рис. 2.5.

Згідно з побудованими графіками, збільшення числа вузлів навантаження N призводить до зниження надійності електропостачання споживачів у радіальній мережі без секціонування та резервування. Залежність $\lambda_1(N)$ представлена на Рис. 2.6.

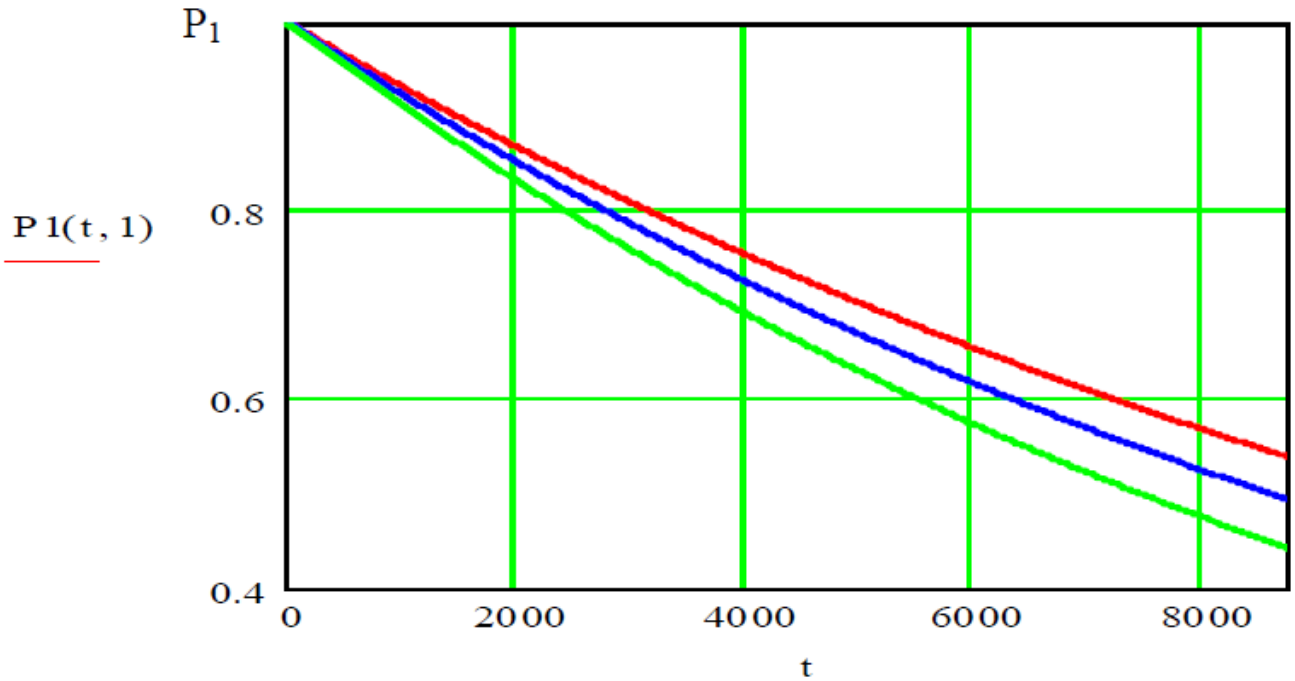


Рис. 2.5. —Графіки залежності $P_1(t)$ при $N=1, 5, 10$. ($\lambda_y=0,1$ год $^{-1}$, $\lambda_{L_1}=0,5$ год $^{-1}$, $\lambda_{P_{III}} = \lambda'_{P_{III}}=0,02$ год $^{-1}$).

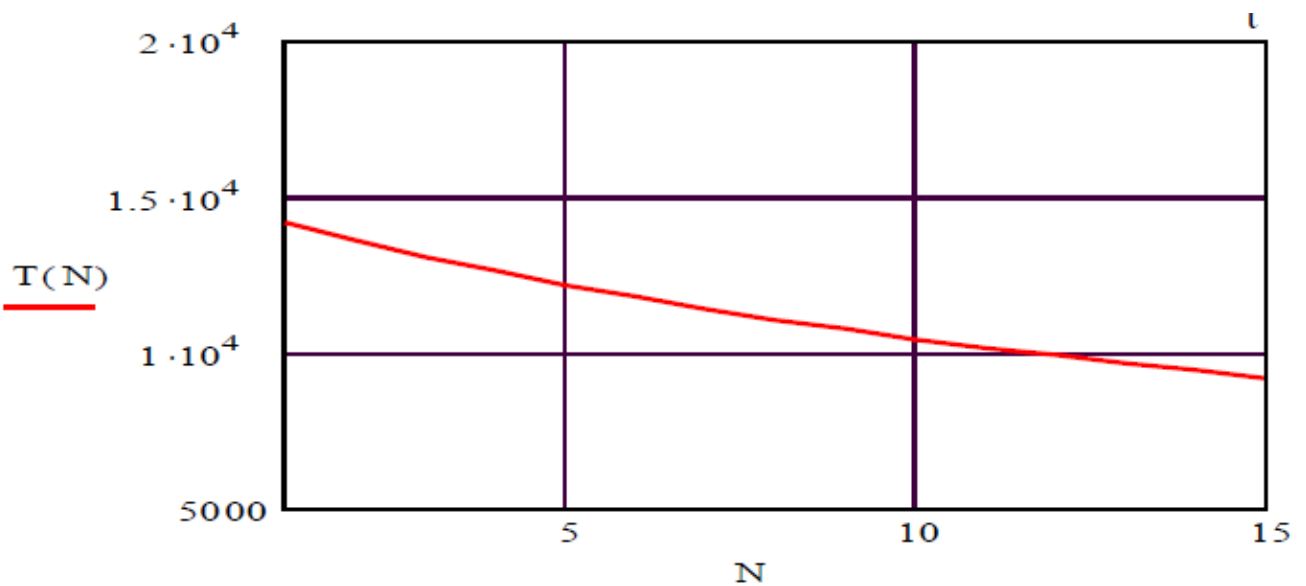


Рис. 2.6. — Залежність середнього часу напрацювання на відмову

$\bar{T}_{01}(N)$ від кількості вузлів навантаження (N)

Остаточний вираз для ймовірності безвідмовного функціонування дозволяє отримати формулу для середнього часу напрацювання на відмову радіальної мережі без секціонування. В результаті інтегрування отримуємо:

$$T_{01} = \int_0^{\infty} P_1(t) dt = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{\pi}{(N-1)\lambda_y \lambda'_{P_{III}}}} \left\{ 1 - \operatorname{erf} \left[\frac{\lambda_y + \lambda_{L_1} + N\lambda_{P_{III}}}{2\sqrt{(N-1)\lambda_y \lambda'_{P_{III}}}} \right] \right\} \times \exp \left[-\frac{(\lambda_y + \lambda_{L_1} + N\lambda_{P_{III}})^2}{4(N-1)\lambda_y \lambda'_{P_{III}}} \right]; \quad (2.7)$$

де таб. інтеграл ймовірностей:

$$\operatorname{erf}(z) = 2 / \sqrt{\pi} \int_0^z e^{-t^2} dt \quad (2.8)$$

Отже, збільшення числа вузлів навантаження N призводить до зменшення середнього часу напрацювання на відмову радіальної мережі.

2.2. Оцінка надійності радіальної розподільчої мережі з можливістю секціонування

Для підвищення надійності функціонування розподільної мережі з радіальною топологією застосовують такі основні заходи:

1. секціонування живлячої лінії 6–10 кВ;
2. резервування (кільцювання) ЛЕП.

Для кількісної оцінки ефективності першого з цих заходів необхідно спершу розробити математичну модель надійності радіальної розподільчої мережі без секціонування та резервування.

Згідно з [15], радіальна схема розподільної мережі з секціонуванням може бути подана у вигляді, показаному на рис. 2.7. Деталізація цієї схеми для оцінки надійності електропостачання конкретного споживача наведена на рис. 2.8.

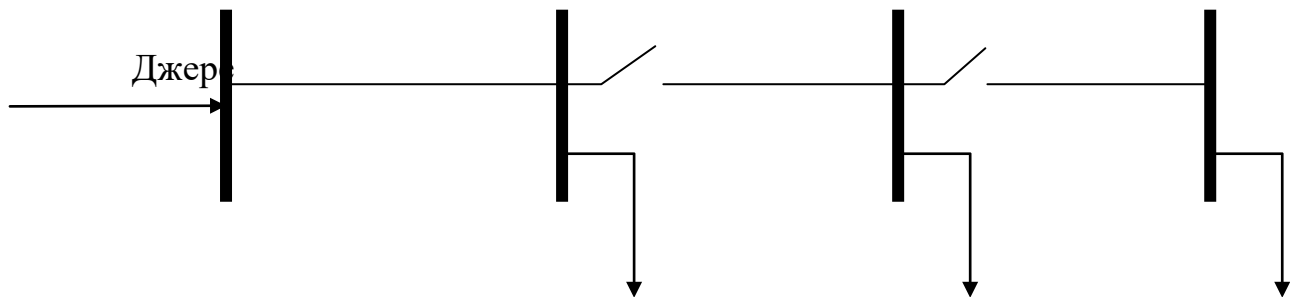


Рис. 2.7. –Схема радіальної розподільчої мережі з секціонуванням

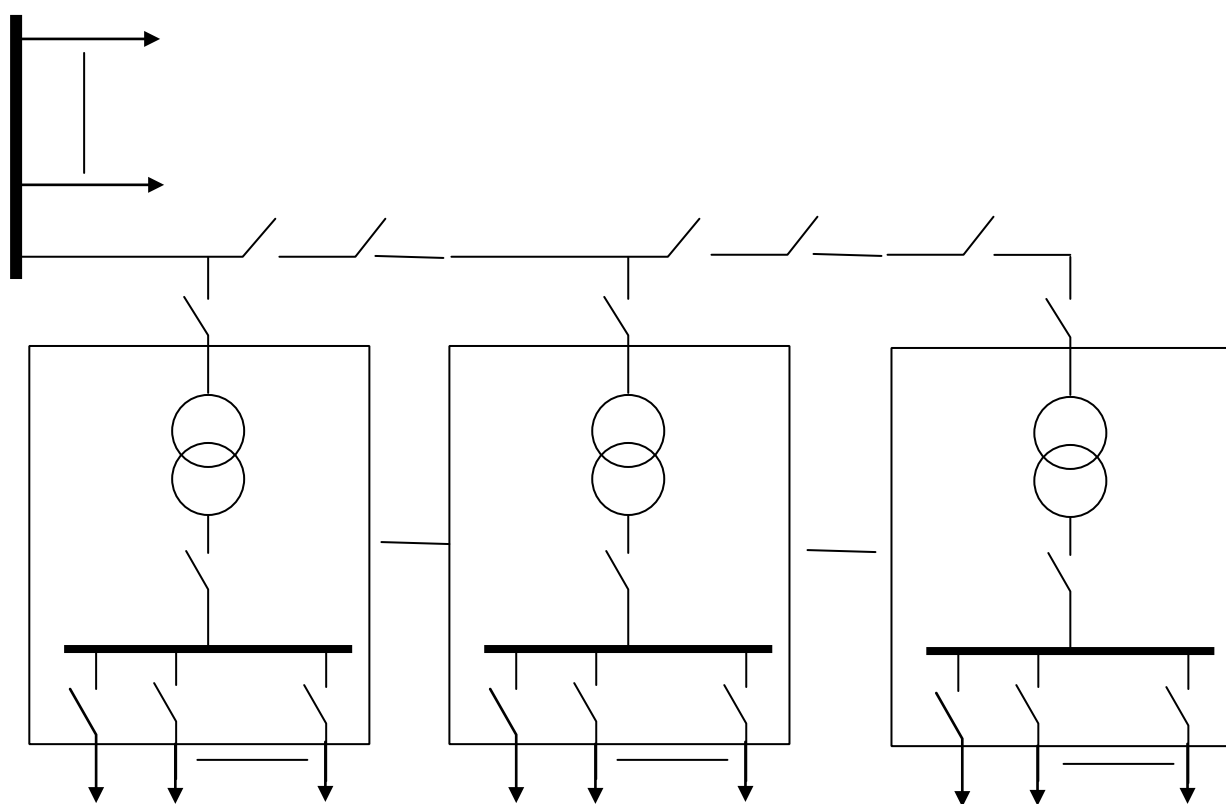


Рис. 2.8. - Схема електричного з'єднання радіальної мережі з секціонуванням фідера 10(6) кВ

Мінімальних перерізів у системі може бути кілька. Логічну схему будують так, щоб усі елементи кожного мінімального перерізу були з'єднані між собою паралельно, а всі мінімальні перерізи — послідовно. Система з паралельним з'єднанням елементів має лише один мінімальний переріз, який включає всі її елементи (відновлення будь-якого елемента відновлює

працездатність системи). У системі з послідовним з'єднанням елементів кількість мінімальних шляхів збігається з числом елементів, і кожен переріз включає лише один елемент.

Відмінність схеми, наведеної на рис. 2.8, від схеми на рис. 2.2 полягає в тому, що для підвищення надійності мережі шляхом локалізації ушкоджень на основному фідері 10(6) кВ встановлено лінійні роз'єднувачі $((PL_1 \dots PL_{N-1}))$. При стійкому ушкодженні будь-якої ділянки ПЛ-10(6) кВ $((L_{10} \dots L_{1(N-1)}))$ спрацьовує головний вимикач. Після виявлення місця ушкодження відключається необхідний роз'єднувач, і живлення решти схеми відновлюється.

Для визначення ймовірності безвідмовної роботи системи за схемою на рис. 2.8 її представляють у вигляді узагальненої сукупності вузлів навантаження $((U_i))$, що включають обладнання трансформаторної підстанції та відхідні низьковольтні живлячі лінії $((I))$, ділянки ПЛ-10(6) кВ $((L_{1i}))$ та роз'єднувачі підстанцій (РТП) і лінійні (РЛ). Узагальнена схема наведена на рис. 2.9.

Розрахунок надійності електропостачання споживача починається з визначення ймовірності безперебійної роботи мережі щодо довільного вузла навантаження (U_k) із застосуванням методу мінімальних перерізів.

Набір непрацездатних елементів, відмови яких призводять до відмови системи, визначається для схеми на рис. 2.9. Відновлення працездатності будь-якого з цих елементів забезпечує відновлення роботи всієї системи. При цьому ймовірність одночасної відмови двох і більше роз'єднувачів будь-якого призначення вважається мінімальною.

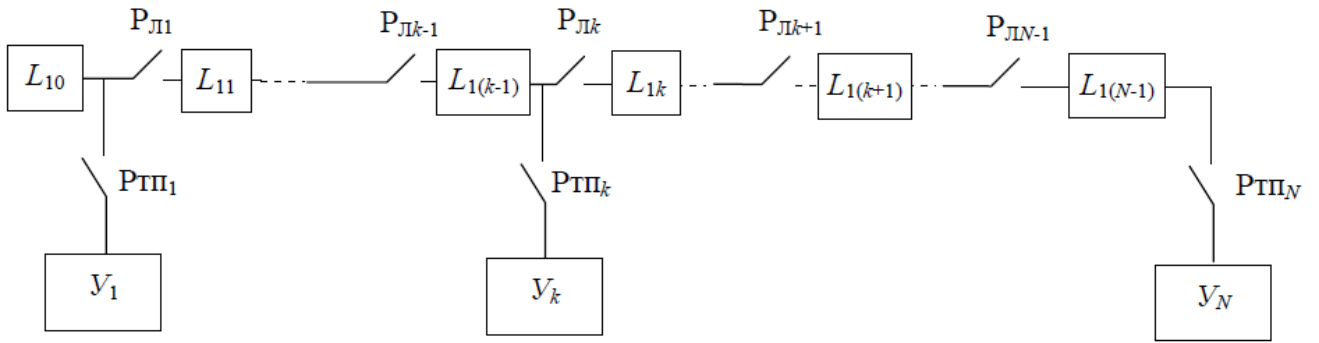


Рис. 2.9. - Схематичне подання радіальної мережі з секціонуванням

Для порушення електропостачання вузла навантаження U_k достатньо:

виходу з ладу будь-якої ділянки ПЛ-10(6) кВ $L_{10} \dots L_k - 1L_{10} \dots L_{k-1}$ відмови в спрацьовуванні 1-го типу будь-якого з роз'єднувачів РТП₁ ... РТП_k РТП₁ ... РТП_k РТП₁ оскільки у цьому випадку для відновлення працездатності кожного з них потрібно зняття напруги з ділянки ПЛ-10(6) кВ $L_{10} \dots L_k - 1L_{10} \dots L_{k-1}$ (де i — номер роз'єднувача РТП _{i} що вийшов з ладу);

відмови в спрацьовуванні 1-го типу будь-якого з лінійних роз'єднувачів РЛ₁ ... РЛ_k РЛ₁ ... РЛ_k РЛ оскільки для відновлення працездатності кожного з них необхідне зняття напруги з ділянки ПЛ-10(6) кВ $L_{1i-1} \dots L_{1N-1} - 1L_{1i-1} \dots L_{1N-1}$ (де iii — номер лінійного роз'єднувача РЛ _{i} , що вийшов з ладу);

відмови безпосередньо вузла навантаження U_k .

Таким чином, кожен із перерахованих елементів є мінімальним перерізом.

Крім того, до порушення електропостачання вузла U_k може призвести:

- ушкодження ділянки живлячого фідера L_1 при одночасній відмові лінійного роз'єднувача РЛ2-го типу;
- відмова будь-якого з вузлів навантаження $U_1 \dots U_k - 1U_1 \dots U_{k-1}$ при одночасній відмові однойменного роз'єднувача РТП 2-го типу.

Відповідно до цих умов будується логічна схема методом мінімальних перерізів (рис. 2.10). Для отриманої схеми складається функція алгебри логіки A_2 за загальними правилами розрахунку ймовірності безвідмовної роботи. При цьому замість символів ймовірності безвідмовної роботи елементів р _{i} системи P_2

використовуються символи подій — збереження працездатності елементу та системи A_2

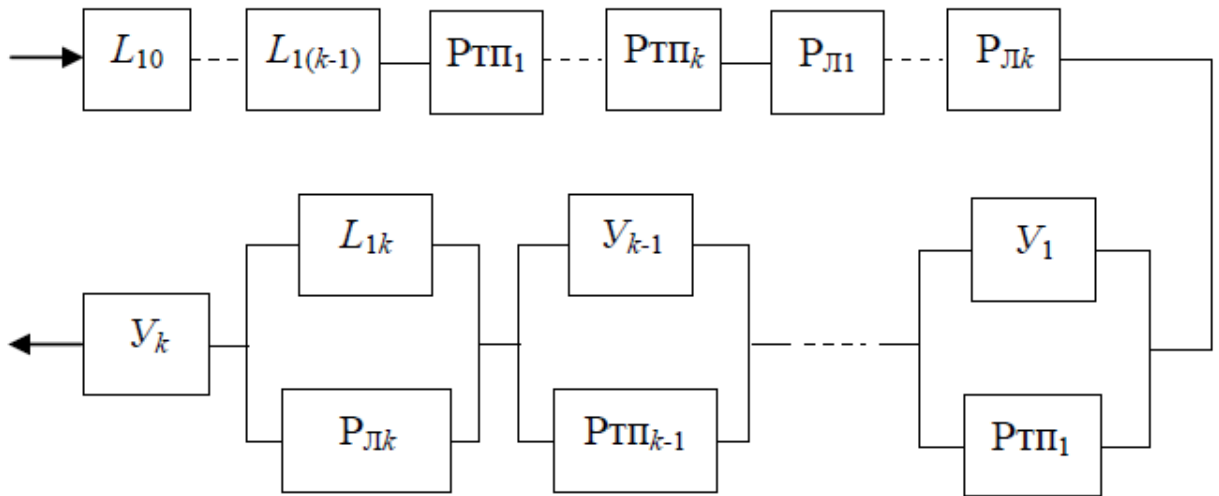


Рис. 2.10. – Схема логіки надійності радіальної розподільчої мережі з секціонуванням, побудована методом мінімальних перерізів

«Безвідмовна робота» логічної системи (Рис. 2.10) означає безвідмовну роботу всіх послідовних ділянок, а «відмова» кожної ділянки полягає в одночасній відмові всіх паралельно підключених елементів.

Схема (Рис. 2.10) описується таким чином: система відмовляє, якщо відмовляють елементи $L_{10} \dots L_{1(k-1)} L_{10} \dots L_{1(k-1)}$.

Функція алгебри логіки для цієї схеми записується наступним чином:

$$\begin{aligned}
 A_2 &= (L_{10} \cdot \dots \cdot L_{1(k-1)}) \cdot РТП_1 \cdot \dots \cdot РТП_k \cdot РЛ_1 \cdot \dots \cdot РЛ_k \cdot U_k \\
 &+ (U_1 \cdot РТП_1) + \dots + (L_{1k} \cdot РЛ_k) A_2 \\
 &= (L_{10} \cdot \dots \cdot L_{1(k-1)}) \cdot РТП_1 \cdot \dots \cdot РТП_k \cdot РЛ_1 \cdot \dots \cdot РЛ_k \cdot U_k \\
 &+ (U_1 \cdot РТП_1) + \dots + (L_{1k} \cdot РЛ_k) A_2 \\
 &= (L_{10} \dots \cdot L_{1(k-1)}) РТП_1 \dots \cdot РТП_k РЛ_1 \dots \cdot РЛ_k U_k + (U_1 РТП_1) \\
 &+ \dots + (L_{1k} РЛ_k)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 A_2 &= [1 - (1 - a_{L_{10}} \dots a_{L_{1(k-1)}} a_{РТП_1} \dots a_{РТП_k} a_{РЛ_1} \dots a_{РЛ_k} a_{U_k})] \times [1 - (1 - a'_{РТП_1})(1 - a_{U_1})] \times \dots \\
 &\dots \times [1 - (1 - a'_{РТП_{k-1}})(1 - a_{Y_{k-1}})] \times [1 - (1 - a'_{L_k})(1 - a'_{РЛ_k})].
 \end{aligned}$$

(2.9)

Тут a_i позначають відмову роз'єднувачів РТП і РЛ першого та другого типу.

Використовуючи відому властивість булевої алгебри для змінних a_i та замінивши символи подій a_i їхніми ймовірностями $p_i = 1 - q_i p_i$, можна отримати рівняння для визначення ймовірності безвідмовної роботи системи.

$$P_2 = \left[1 - \left(1 - p_{V_k} \cdot \prod_{i=0}^{k-1} p_{L_i} \cdot \prod_{i=1}^k (1 - q_{ТП_i}) \prod_{i=1}^k (1 - q_{РЛ_i}) \right) \right] \times \times \left(1 - q'_{РЛ_k} q_{Р_k} \right) \prod_{i=1, i \neq k}^{k-1} (1 - q'_{ТП_i} p_{V_i}), \quad (2.10)$$

де $q_{V_i} = 1 - p_{V_i}$ – ймовірність непрацездатності i -го вузла навантаження

$q_{РТП_i}, q'_{РТП_i}$ і $q_{РЛ_i}, q'_{РЛ_i}$ – ймовірність неспрацьовування роз'єднувачів РТП і РЛ

РЛ і 1-го та 2-го типу

Оскільки для підстанційних і лінійних роз'єднувачів РТП та РЛ у населених пунктах (при використанні СКТП) застосовуються роз'єднувачі одного типу — РЛНД-10, будемо вважати, що:

$$q_{РТП_i} = q_{РЛ_i} = q_P; \quad q'_{РТП_i} = q'_{РЛ_i} = q'_P. \quad (2.11)$$

Врахування цих допущень дозволяє перетворити вираз (2.9) у більш компактну та зручну для подальшого аналізу форму.

$$P_2 = \left[1 - \left(1 - p_V \cdot p_{L_i} \cdot (1 - q_P)^{2k} \right) \right] \cdot (1 - q'_P q_{L_i}) (1 - q'_P q_V)^{k-1}. \quad (2.12)$$

Після перетворення, вираз (2.11) можна подати в наступній формі:

$$P_2(t) = P_2(t, k) = \exp\left[-(\lambda_y + k\lambda_{L_{li}} + 2k \cdot \lambda_p)t\right] \times \exp\left\{-\lambda'_p \left[(k-1)\lambda_y + k\lambda_{L_{li}}\right] \cdot t^2\right\}, \quad (2.13)$$

Тут ($\lambda_{L_{li}}$) — параметр інтенсивності відмов ділянки ПЛ-10(6) кВ, а (α_1) та λ_p та λ'_p — параметри інтенсивності відмов спрацьовування роз'єднувачів РТП і РЛ першого та другого типу відповідно; (k) — порядковий номер досліджуваного вузла навантаження, відлічуваний від головної ділянки ПЛ-10(6) кВ.

Аналіз виразу (2.12) показує, що на відміну від виразу (2.6), надійність електропостачання вузла навантаження при живленні від радіальної мережі з секціонуванням не залежить від загальної кількості вузлів, а визначається лише його порядковим номером від головної ділянки ПЛ-10(6) кВ.

Графіки залежності ($P_2(t)$) (Рис. 2.11), побудовані за формулою (2.12), демонструють, що зі збільшенням відстані вузла навантаження від живлячого центру ймовірність його безперебійного електропостачання зменшується. Це пояснюється збільшенням числа послідовно з'єднаних елементів у логічній схемі надійності (Рис. 2.10).

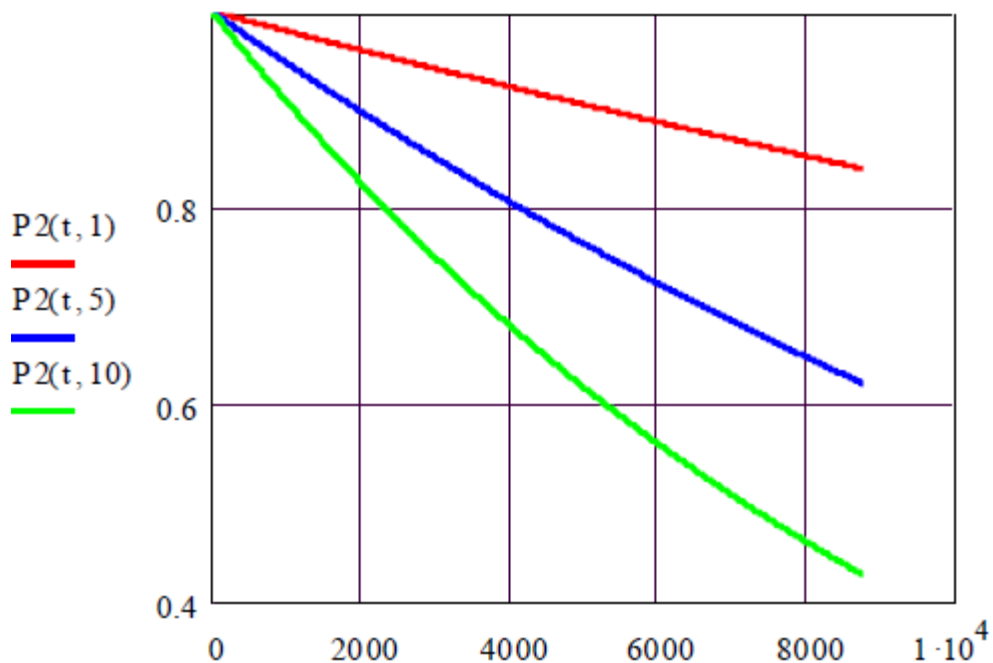


Рис. 2.11.- Графіки залежності $P_2(t)$ для $k=1, k=5, k=10$.

Порівняння графіків $(P_1(t))$ та $(P_2(t))$ (Рис. 2.5 та Рис. 2.11) показує, що при загальному числі вузлів навантаження ($N = 10$) виграш у надійності від застосування секціонуючих роз'єднувачів спостерігається лише для вузлів, що знаходяться ближче до живлячого центру ($(k = 1)$ та $(k = 5)$ на Рис. 2.11). Для більш віддалених вузлів ($(k = 10)$) ймовірність безперебійного електропостачання від мережі з секціонуванням виявляється меншою, ніж у разі відсутності секціонування. Це зумовлено зниженням надійності послідовно сполученої ділянки логічної схеми (Рис. 2.10) порівняно з схемою без секціонування (Рис. 2.4) через додавання секціонуючих роз'єднувачів.

Відмінності у залежностях $(P_1(t))$ і $(P_2(t))$ (перша залежить лише від числа вузлів (N), друга — тільки від порядкового номера (k)) ускладнюють кількісне порівняння результатів через неоднозначність їх трактування. Крім того, різна надійність електропостачання вузлів при секціонуванні живлячого фідера ускладнює головне завдання дослідження — визначення кошторису недовідпуску електроенергії.

Усунення цього недоліку можливе шляхом введення усередненого показника надійності для всієї сукупності вузлів навантаження. Для цього пропонується поняття інтегральної ймовірності безперебійного електропостачання.

$$\bar{P}_2(t, N) = \frac{1}{N} \int_0^N P_2(t, k) dk. \quad (2.14)$$

Для дискретної змінної k операцію інтегрування замінюємо підсумовуванням по всім вузлам. Остаточно отримуємо:

$$\bar{P}_2(t, N) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N P_2(t, k). \quad (2.15)$$

Введення інтегральної характеристики дозволяє кількісно оцінити середній виграш у надійності для будь-якої кількості вузлів навантаження $\bar{P}_2(t, N)$ при застосуванні секціонування основного живлячого фідера. Це наочно ілюструється графіками на Рис. 2.12.

Вирази (2.11) та (2.12) для ймовірності безвідмовного функціонування радіальної розподільної мережі з секціонуванням живлячого фідера дозволяють отримати рівняння для середнього часу напрацювання на відмову радіальної мережі без секціонування.

$$\begin{aligned}
 T_{0_2} &= \int_0^{\infty} \bar{P}_2(t, N) dt = \frac{1}{N} \int_0^{\infty} \sum_{k=1}^N P_2(t, k) dt = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \int_0^{\infty} P_2(t, k) dt = \\
 &= \frac{1}{2N} \sum_{k=1}^N \sqrt{\frac{\pi}{\lambda'_p [(k-1)\lambda_y + \lambda_{L_i}]}} \left\{ 1 - \operatorname{erf} \left[\frac{\lambda_y + k\lambda_{L_i} + 2k \cdot \lambda_p}{2\sqrt{\lambda'_p [(k-1)\lambda_y + \lambda_{L_i}]}} \right] \right\} \\
 &\times \exp \left[\frac{(\lambda_y + k\lambda_{L_i} + 2k \cdot \lambda_p)^2}{\lambda'_p [(k-1)\lambda_y + \lambda_{L_i}]} \right]. \quad (2.16)
 \end{aligned}$$

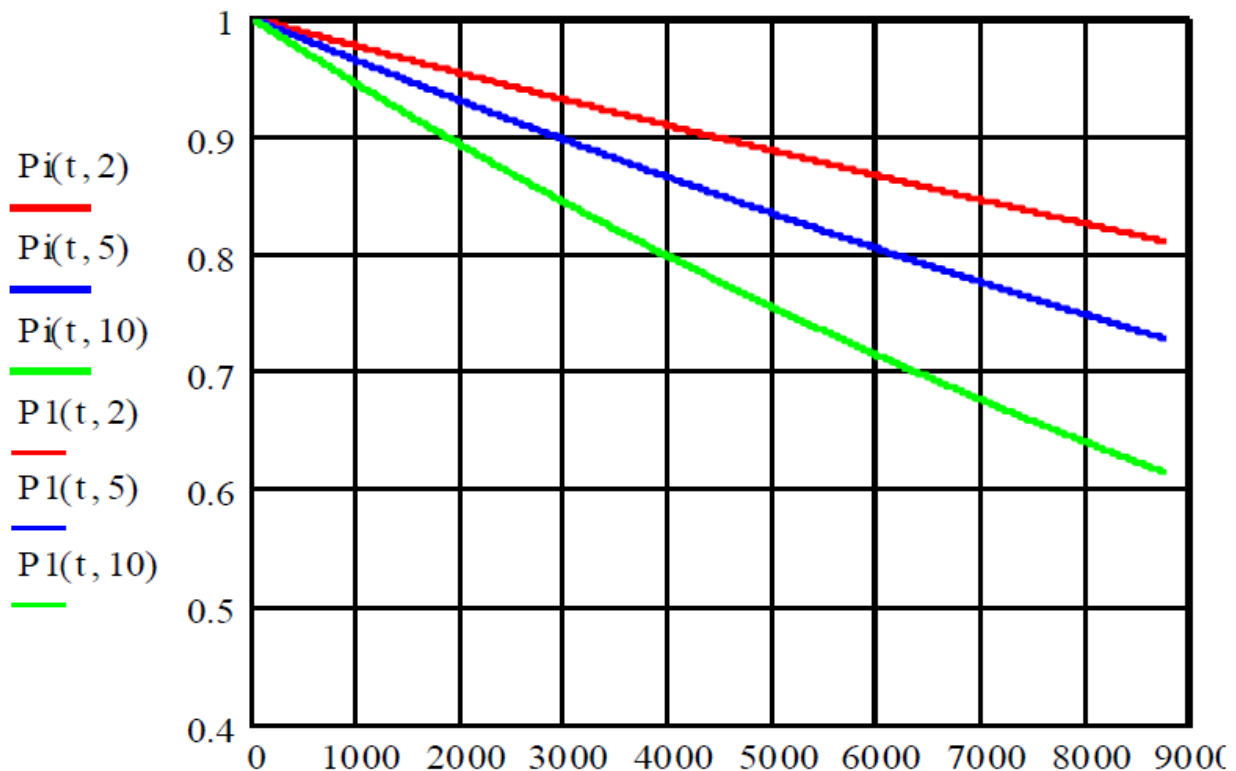


Рис. 2.12.- Залежності $\bar{P}_2(t, N)$ (суцільна лінія) і $P_1(t, N)$ (пунктир) при $N=2$, $N=5$, $N=10$

Графік залежності $\bar{T}_2(N)$ зображено на рис. 2.13.

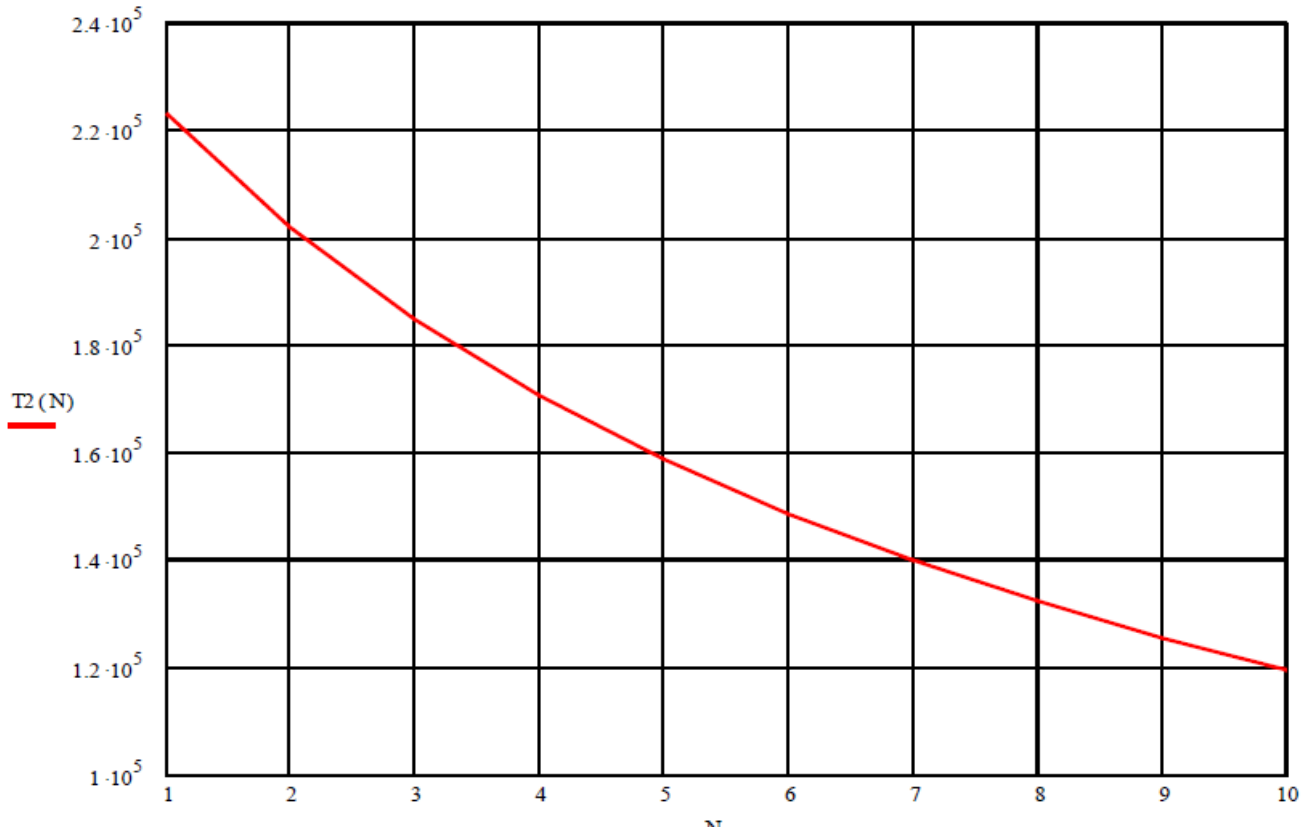


Рис. 2.13. Залежність середнього часу напрацювання на відмову від числа вузлів навантаження N .

Згідно з побудованим графіком, середній час напрацювання на відмову радіальної схеми розподільної мережі з секціонуванням живлячої лінії зменшується обернено пропорційно числу вузлів навантаження N і, загалом, залишається більшим, ніж у випадку, представленою на Рис. 2.6.

2.3. Оцінка рівня надійності радіальної мережевої схеми з упровадженням секціонуванням і системою резервування.

Порівняння отриманих результатів свідчить, що радіальна розподільна мережа із секціонуванням живильного фідера має помітні переваги. Водночас найдієвішим способом підвищення загальної надійності системи традиційно вважається резервування її елементів. Найбільш доцільно резервувати ті компоненти, що мають найвищу ймовірність відмови, тобто характеризуються найбільшою інтенсивністю відмов λ . У розглянутій схемі таким критичним

Очевидно, що резервування живильної лінії без попереднього секціонування є недоцільним, оскільки в такому разі воно фактично призводить до збільшення кількості вузлів навантаження N і, відповідно, до зниження загального рівня надійності мережі. Крім того, будівництво додаткової ненавантаженої лінії виключно як резервної є економічно невиправданим.

Найпоширенішим способом резервування фідера є його кільцювання — створення гальванічного зв'язку з іншою живильною лінією, який забезпечує живлення споживачів у разі пошкодження будь-якого елемента основного фідера. При цьому повинна виконуватися ключова умова: резервуюча лінія має мати достатній запас пропускної здатності для сприйняття додаткового струмового навантаження від струмоприймачів, що підключаються при аварійному режимі.

Розглянемо радіальну схему розподільної мережі із секціонуванням та кільцюванням живильного фідера 6(10) кВ. Згідно з [10], така конфігурація може бути подана в наступному вигляді (Рис. 2.14).

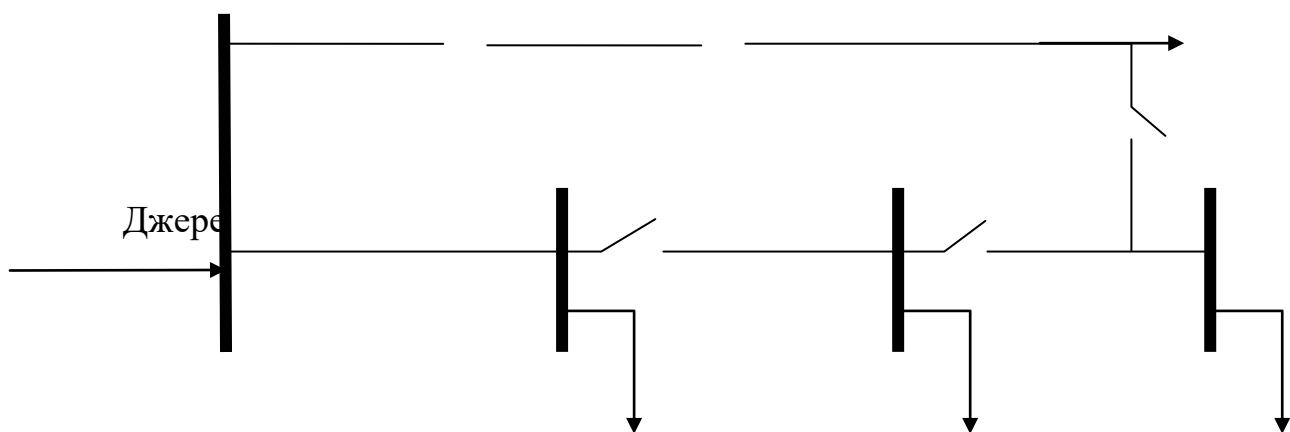


Рис. 2.14. – Структурна модель радіальної мережі, у якій реалізовано секціонування та елементи резервування

З метою визначення показників надійності електропостачання конкретного вузла навантаження подамо цю схему у більш деталізованому вигляді (Рис. 2.15).

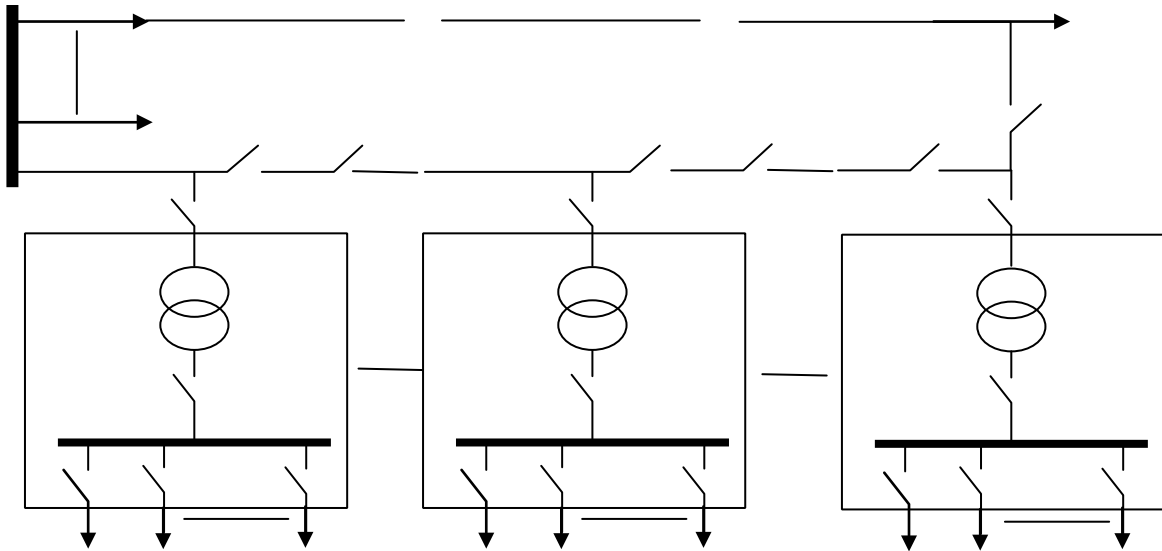


Рис.2.15. – Електрична схема радіальної розподільної мережі з реалізованим секціонуванням та кільцюванням фідера 10(6) кВ.

Відмінність цієї схеми від варіанта, поданого на рис. 2.8, полягає в тому, що для підвищення надійності мережі основний фідер 10(6) кВ L_{10} за кільцювано з резервним L_p , при цьому в місці їхнього з'єднання встановлено резервуючий роз'єднувач P_p .

Для визначення ймовірності безвідмовної роботи системи за схемою рисунка 2.14 подамо її в узагальненому вигляді як сукупність вузлів навантаження (U_i), що включають обладнання трансформаторних підстанцій і відхідні низьковольтні лінії (l), ділянки ПЛ-10(6) кВ (L_{1i}) та роз'єднувачі — підстанційні (РТП), лінійні (РЛ) і резервуючий P_p . Укрупнена структура наведена на рис. 2.16.

Як і в попередніх випадках, оцінку надійності розпочнемо з визначення ймовірності безперебійного електропостачання для довільного вузла навантаження U_k . Для цього знову застосуємо метод мінімальних перерізів.

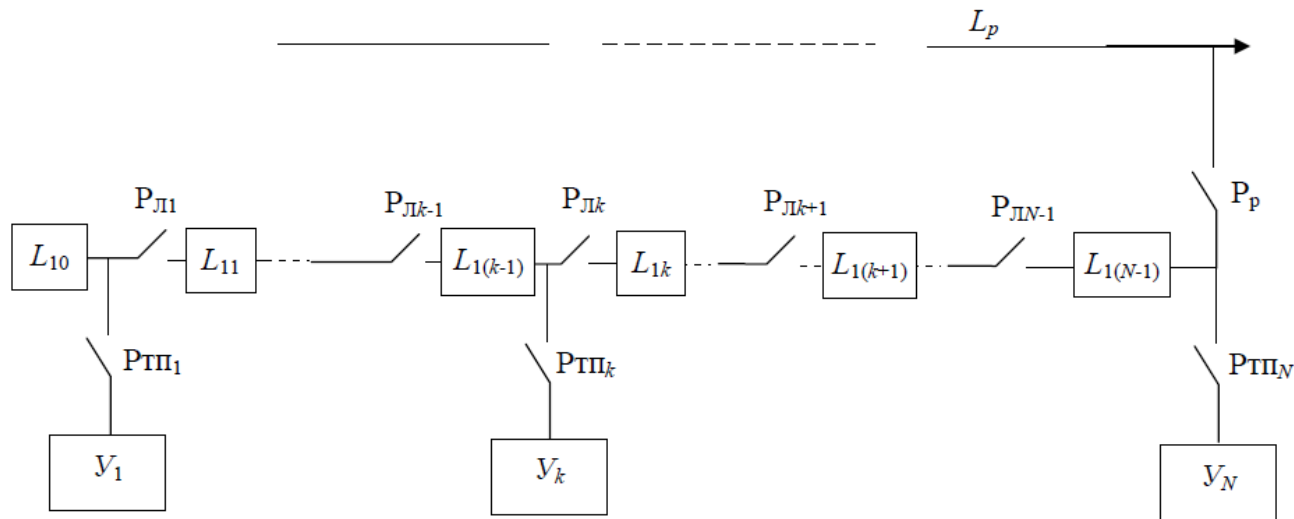


Рис.2.16. – Укрупнена схема радіальної електричної мережі із застосуванням секціонування та кільцювання ПЛ-10(6) кВ.

Визначимо множину елементів схеми, відмова яких спричиняє відмову всієї системи, а відновлення працездатності хоча б одного з них забезпечує відновлення її функціонування для схеми, поданої на рис. 2.16.

Для спрощення подальших розрахунків введемо поняття резервуючої підсистеми S_p , до складу якої входять лінія L_p та резервуючий роз'єднувач P_p . Ймовірність безвідмовної роботи цієї резервної підсистеми визначається таким чином:

$$P_{S_p} = P_{L_p} P_{P_p} \cdot \quad (2.17)$$

Ось відредагований, оригіналізований та логічно впорядкований варіант вашого тексту:

Для подальших розрахунків введемо такі обмеження та допущення:

1. Ймовірність одночасної відмови двох і більше однотипних елементів вважається незначною.
2. Ймовірність одразу трьох або більше одночасних відмов також приймається настільки малою, що її можна не враховувати.

Відмова електропостачання вузла навантаження U_k може виникнути за таких умов:

- неспрацювання роз'єднувача підстанційного типу РТП_к;
- відмова самого вузла навантаження U_k ;
- пошкодження ділянки ПЛ-10(6) кВ L_{1k-1} ;
- несправність роз'єднувача лінійного типу РЛ_{к-1};
- несправність роз'єднувача лінійного типу РЛ_к;
- одночасне пошкодження ділянки L_{k-2} ;
- одночасна відмова будь-якої ділянки фідера $L_1, L_{10} \dots L_{1k-2}$ та резервної підсистеми S_p ;
- одночасна відмова першої ділянки одного з лінійних секціонуючих роз'єднувачів РЛ₁ ... РЛ_{к-2} та резервної підсистеми S_p ;
- одночасне пошкодження будь-якої ділянки фідера $L_k \dots L_{n-1}$ та неспрацювання одного із секціонуючих роз'єднувачів РЛ ... РЛ_{к-2};
- одночасна відмова роз'єднувача першого типу одного з секціонуючих апаратів РЛ_{к+1} ... РЛ_{п-1} та пошкодження однієї з ділянок ПЛ-10(6) кВ $L_{10} \dots L_{1k-2}$.

Виходячи з вищезазначеного, представимо схему надійності радіальної розподільної мережі з секціонуванням та резервуванням (Рис. 2.17).

Аналіз схеми, поданої на рис. 2.17, показує, що два мінімальні перерізи, виділені пунктиром, можуть бути об'єднані. У результаті схема надійності набуває більш компактного вигляду (Рис. 2.18), що спрощує подальший аналіз.

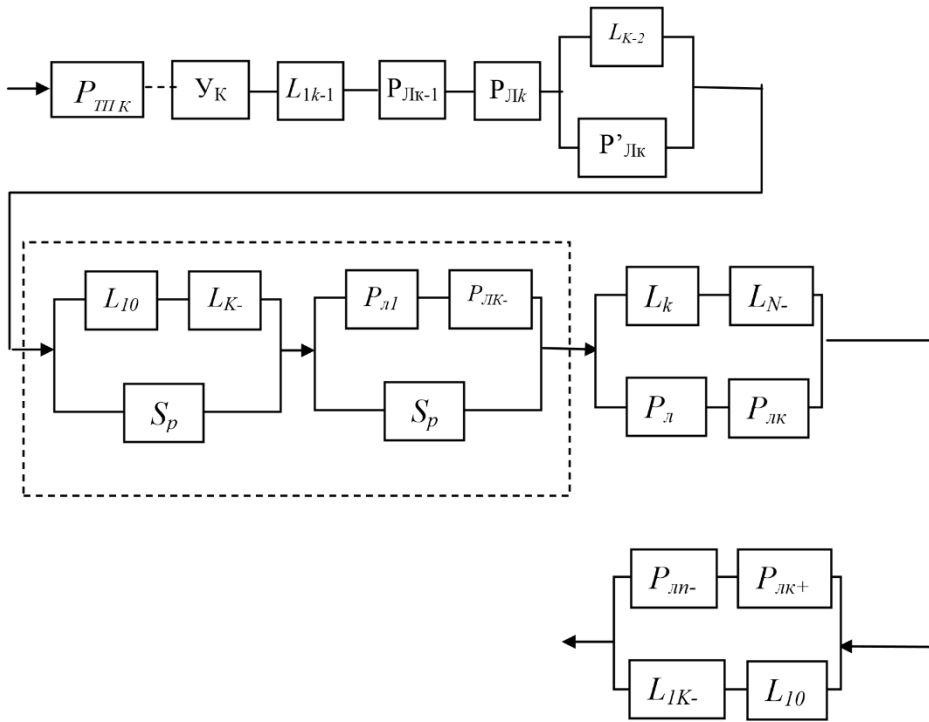


Рис. 2.17. – Схема надійності радіальної мережі з кільцюванням.

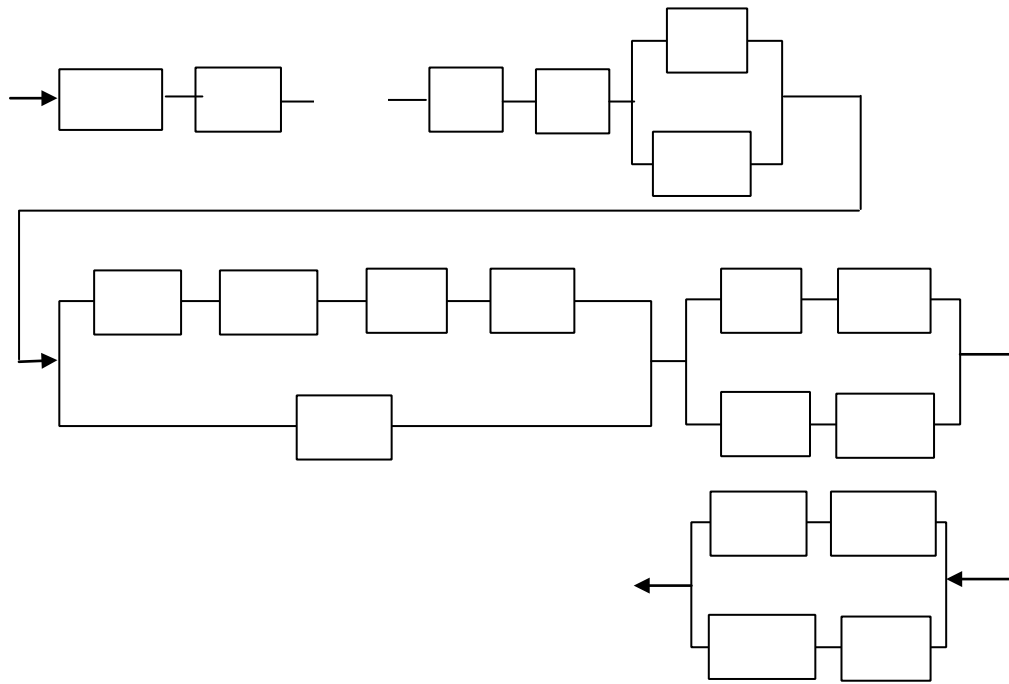


Рис. 2.18. – Компактна схема надійності за кільцюваної радіальної мережі з секціонуванням.

Складемо рівняння алгебри логіки A_3 для схеми (Рис. 2.18)

(2.18)

$$\begin{aligned}
A_3 = & \left[1 - \left(1 - a_{P_{III}} a_{Y_k} a_{L_{1K-1}} a_{P_{LK-1}} a_{LK} \right) \right] \left[1 - \left(1 - a_{L_{K-2}} \right) \left(1 - a_{P'_{III-1}} \right) \right] \times \\
& \times \left[1 - \left(1 - a_{L_{10}} \dots a_{L_{1k-2}} \dots a_{P_{\delta 1}} \dots a_{P_{\delta 1-2}} \right) \left(1 - a_{S_p} \right) \right] \times \left[1 - \left(1 - a_{L_k} \dots a_{L_{T-1}} \right) \left(1 - a_{J1} \dots a_{Jp-2} \right) \right] \times \\
& \times \left[1 - \left(1 - a_{P_{JK+1}} \dots a_{P_{JN-1}} \right) \left(1 - a_{L_{10}} \dots a_{L_{K-2}} \right) \right]
\end{aligned}$$

Перетворимо отриманий вираз (2.17). Для цього замінимо елементи рівняння (а) на відповідні ймовірності подій p та q . Крім того, введемо такі допущення:

$$\begin{aligned}
-p_{L_{10}} = p_{L_{11}} = \dots = p_{L_{N-1}} = p_{L_i}; \\
-p_{P_{\delta 1}} = p_{P_{\delta 2}} = \dots = p_{P_{LN-1}} = p_{P_{III1}} = p_{P_{III2}} = \dots = p_{P_{IIIN}} = P_P; \\
-p'_{P_{\delta 1}} = p'_{P_{\delta 2}} = \dots = p'_{P_{LN-1}} = p'_{P_{III1}} = p'_{P_{III2}} = \dots = p'_{P_{IIIN}} = P'_P; \\
-p_{y1} = p_{y2} = \dots = p_{yn} = p_y.
\end{aligned} \tag{2.19}$$

Враховуючи зазначені вище допущення та обмеження, виразимо ймовірність надійної роботи радіальної розподільної мережі з кільцюванням у наступній формі:

$$\begin{aligned}
P_3 = & p_p^3 p_y p_{Li}^2 \left[1 - \left(1 - p_{Li} \right) \left(1 - p'_p \right) \right] \left[1 - \left(1 - \prod_{i=0}^{k-2} p_{Li} \prod_{i=1}^{k-2} p_{Pi} \right) \left(1 - p_{S_p} \right) \right] \times \\
& \times \left[1 - \left(1 - \prod_{i=k}^{N-1} p_{Li} \right) \left(1 - \prod_{i=1}^{k-2} p_{Pi} \right) \right] \left[1 - \left(1 - \prod_{i=k+1}^{N-1} p_{Pi} \right) \left(1 - \prod_{i=0}^{k-2} p_{Li} \right) \right] = \\
& = p_p^3 p_y p_{Li}^2 \left[1 - \left(1 - p_{Li} \right) \left(1 - p'_p \right) \right] \left[1 - \left(1 - p_{Li}^{k-1} p_P^{k-2} \right) \left(1 - p_{S_p} \right) \right] \left[1 - \left(p_{Li}^{N-k} \right) \left(1 - p_P^{k-2} \right) \right] \times \\
& \times \left[1 - \left(1 - p_P^{N-k-1} \right) \left(1 - p_{Li}^{k-1} \right) \right] = p_p^3 p_y p_{Li}^2 \left[p_{Li} + p'_p - p_{Li} p'_p \right] \left[p_{Li}^{k-1} p_P^{k-2} + p_{S_p} - p_{Li}^{k-1} p_P^{k-2} p_{S_p} \right] \times \\
& \times \left[p_{Li}^{N-k} + p_P^{k-2} - p_{Li}^{N-k} p_P^{k-2} \right] \left[p_P^{N-k-1} + p_{Li}^{k-1} - p_P^{N-k-1} p_{Li}^{k-1} \right].
\end{aligned} \tag{2.20}$$

Проведемо заміну P_i на відповідні експоненти: $p_i = \exp[-\lambda_i t] = 1 - q_i(t)$

$$P_3(t) = e^{-(3\lambda_p + \lambda_y + 2\lambda_{Li})t} \left[e^{-\lambda_{Li}t} + e^{-\lambda'_p t} - e^{-(\lambda_{Li} + \lambda'_p)t} \right] \left[e^{-[(k-1)\lambda_{Li} + (k-2)\lambda_p]t} + e^{-\lambda_{Sp}t} - e^{-[(k-1)\lambda_{Li} + (k-2)\lambda_p + \lambda_{Sp}]t} \right] \times \\ \times \left[e^{-[(N-k)\lambda_{Li}t]} + e^{-(k-2)\lambda_p t} - e^{-[(N-k)\lambda_{Li} + \lambda_p(k-2)]t} \right] \times \left[e^{-[(N-1-k)\lambda_p t]} + e^{-(k-1)\lambda_{Li}t} - e^{-[(N-1-k)\lambda_p t + (k-1)\lambda_{Li}]t} \right].$$

(2.21)

Враховуючи наближену рівність $e^{-a} + e^{-b} - e^{-(a+b)} \approx e^{-ab}$, при $a \ll 1$, $b \ll 1$ перетворимо (2.20) до компактнішого вигляду

$$P_3(t) = e^{-(3\lambda'_p + \lambda_y + 2\lambda_{Li})t} e^{-\lambda'_p \lambda_{Li} t^2} e^{-\lambda_{Sp} [(k-1)\lambda_{Li} + (k-2)\lambda_p] t^2} e^{-(N-k)\lambda_{Li} (k-2)\lambda_p t^2 - (N-k-1)\lambda_p (k-1)\lambda_{Li} t^2} = \\ = e^{-(3\lambda'_p + \lambda_y + 2\lambda_{Li})t} e^{-\lambda'_p \lambda_{Li} t^2} e^{-\lambda_{Sp} [(k-1)\lambda_{Li} + (k-2)\lambda_p] t^2} e^{-\{\lambda_{Li} \lambda_p [(N-k)(k-2) + (N-k-1)(k-1)]\} t^2}.$$

(2.22)

Висновки по розділу

1. Розроблено математичні моделі надійності радіальної розподільної мережі для різних конфігурацій: без секціонування та резервування, з секціонуванням, а також із секціонуванням і резервуванням (кільцюванням) живлячої лінії. Ці моделі дають змогу визначати ймовірність безвідмовного електропостачання для будь-якого вузла навантаження. Введено поняття інтегральної ймовірності безперебійного електропостачання, що дає можливість кількісно оцінити середній приріст надійності для будь-якої кількості вузлів навантаження N при застосуванні секціонування основного живлячого фідера.
2. Аналіз математичних моделей свідчить, що надійність розподільної мережі визначається кількістю вузлів навантаження, обраним варіантом її побудови, а також статистичними характеристиками елементів мережі: інтенсивністю відмов роз'єднувачів, ділянок ПЛ і вузлів навантаження.
3. Порівняння графіків ймовірності безвідмовного електропостачання для мереж без секціонування та з секціонуванням показало, що при загальній

кількості вузлів $N = 10$ приріст надійності завдяки секціонуючим роз'єднувачам спостерігається переважно для вузлів, розташованих ближче до живлячого центру.

4. Згідно з побудованими графіками, середній час напрацювання на відмову радіальної мережі з секціонуванням живлячої лінії зменшується обернено пропорційно числу вузлів N і загалом перевищує відповідний показник мережі без секціонування.

РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ПО ЗНИЖЕННЮ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

3.1 Підвищення надійності радіальної схеми електропостачання шляхом її розпаралелення

Отримані вирази показують залежність показників надійності від загальної кількості вузлів навантаження N . Для підвищення надійності доцільно створити таку топологію мережі, при якій еквівалентне число вузлів (N_e) менше за кількість (N). Це завдання вирішується шляхом розпаралелення лінії 10(6) кВ через відпаювання та відгалуження і відповідного перерозподілу вузлів навантаження.

Схема Еквівалентна розподільної мережі, може бути представлена в загальному вигляді (Рис. 3.1).

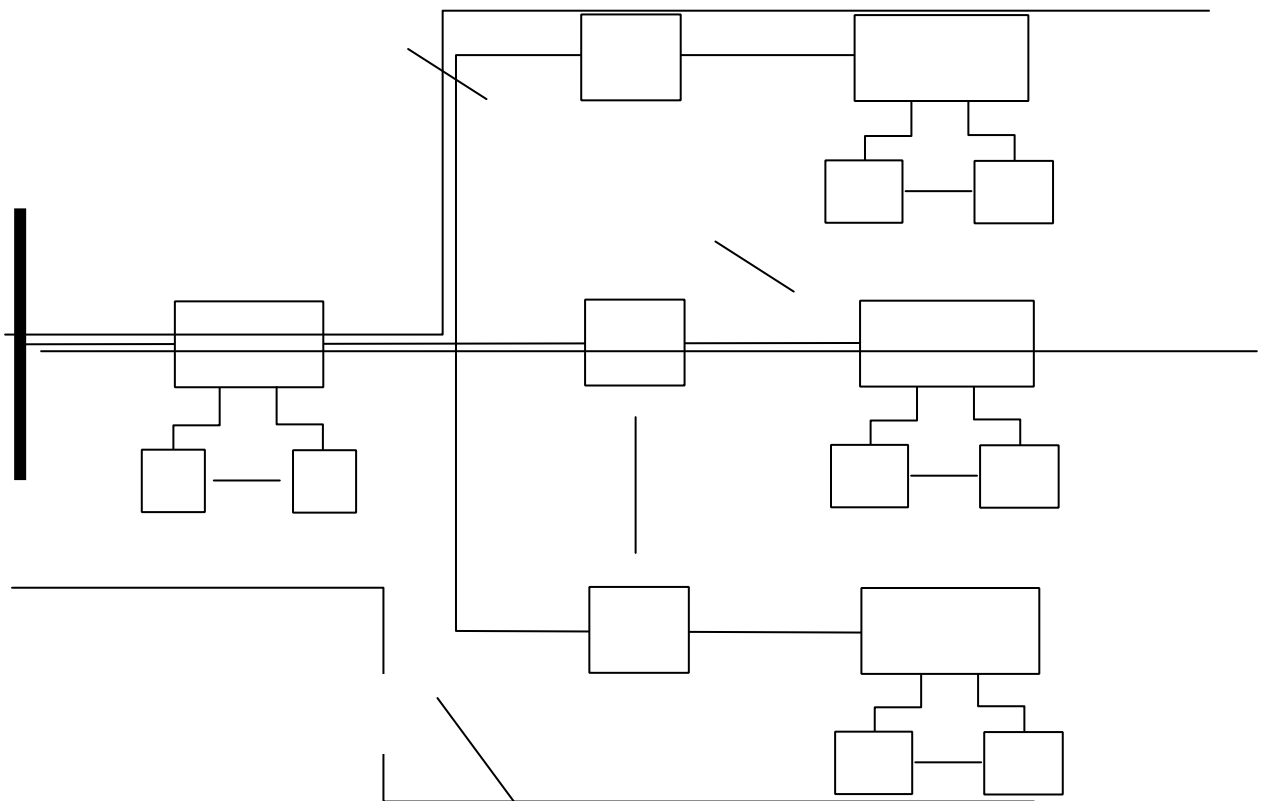


Рис. 3.1 – Еквівалентна схема розпаралелювання радіальної розподільної мережі.

Відповідно до схеми, наведеної на Рис. 3.1, фідер живлення 10(6) кВ L1 складається з m еквівалентних ліній LE1 ... LEm. При цьому загальна кількість вузлів навантаження, підключених до живлячого фідера 10(6) кВ, визначається наступним чином:

$$N = n + a + b + c \quad (3.1)$$

де n – кількість вузлів навантаження, підключених до ділянки ПЛ–10(6) кВ L1₀ ... L1_n;

a – число вузлів, приєднаних до відпаювання ПЛ–10(6) кВ L11₀ ... L11_(a-1);

b – число вузлів, приєднаних до відпаювання ПЛ–10(6) кВ L12₀ ... L12_(b-1);

c – число вузлів, приєднаних до відпаювання ПЛ–10(6) кВ L1m₀ ... L1m_(c-1).

Очевидно, що при такому способі побудови розподільної мережі надійність електропостачання i -го вузла навантаження (U_i) визначатиметься не загальною кількістю вузлів N , а еквівалентним значенням $N_{Ei} < N$. Це еквівалентне число вузлів (Рис. 3.1) можна визначити за формулою:

$$N_{E1} = n + a;$$

$$N_{E2} = n + b$$

.....

$$N_{Em} = n + c.$$

(3.2)

У цьому випадку найбільш критичною з точки зору надійності електропостачання є ситуація, коли:

$$N_E = N_{Emax} = \max\{N_{E1} \dots N_{Em}\} = \max\{n + a; n + b; \dots; n + c\} = n + z \quad (3.3)$$

де $z = \max\{a, b, \dots, c\}$. Проте:

$$N_{Emax} < N, \text{ а } P(N_{Emax}) > P(N).$$

Подальший порівняльний аналіз надійності радіальної мережі та її модифікації (розпаралеленням) вимагає перетворення виразів (2.6), (2.12),

(2.21). Для цього необхідно адаптувати вирази до топології, що розпаралелює, та конкретизувати схему (Рис. 3.1) для кожного з класичних варіантів даної схеми електропостачання.

3.1.1 Радіальна розподільна мережа з розпаралелюванням без секціонування та резервування

Подальший порівняльний аналіз надійності класичного варіанту радіальної мережі та її модифікації (розпаралеленням) вимагає перетворення виразів (2.6), (2.12), (2.21). Для цього необхідно адаптувати вирази до топології, що розпаралелює, та конкретизувати схему (Рис. 3.1) для кожного з класичних варіантів даної схеми електропостачання.

Зіставлення Рисуноків 2.3 і 3.2 свідчить про їхню відмінність лише у включенні додаткового лінійного роз'єднувача P_{Li0} і нерівності $NE < N$. Ця відмінність є підставою для перетворення виразу (2.6) стосовно еквівалентної ділянки даного варіанту розподільної мережі, зображеного на Рис. 3.2.

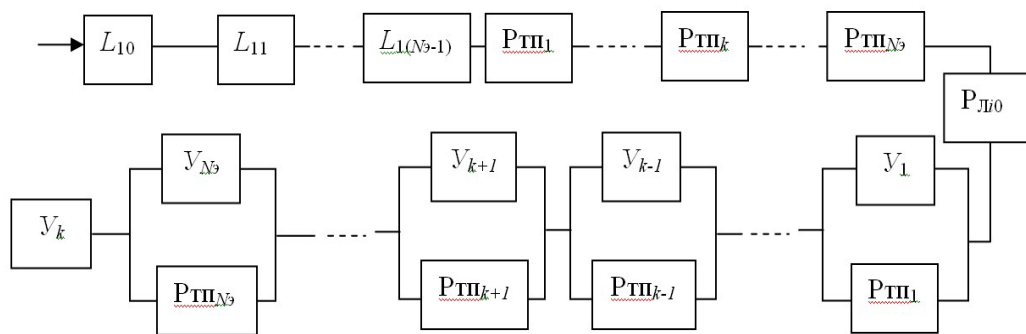


Рис. 3.2 – Логічна модель надійності еквівалентної ділянки радіальної розподільної мережі без застосування секціонування та резервування, побудована за методом мінімальних перерізів.

Для практичних інженерних розрахунків і в межах тимчасового інтервалу 30 діб ($t = 720$ год) вираз (2.6) може бути спрощений:

$$\begin{aligned}
 P1(t) &= P1(t, N) \approx \exp\{-(\lambda_y + \lambda_{L1} + N\lambda_{PTn})t\} = \\
 &= \exp\{-(\lambda_y + N\lambda_{L1} + N\lambda_{PTn})t\}.
 \end{aligned}
 \tag{3.4}$$

де λ_{L1} – Інтенсивність потоку відмов повітряної лінії 10(6) кВ між сусідніми вузлами навантаження.

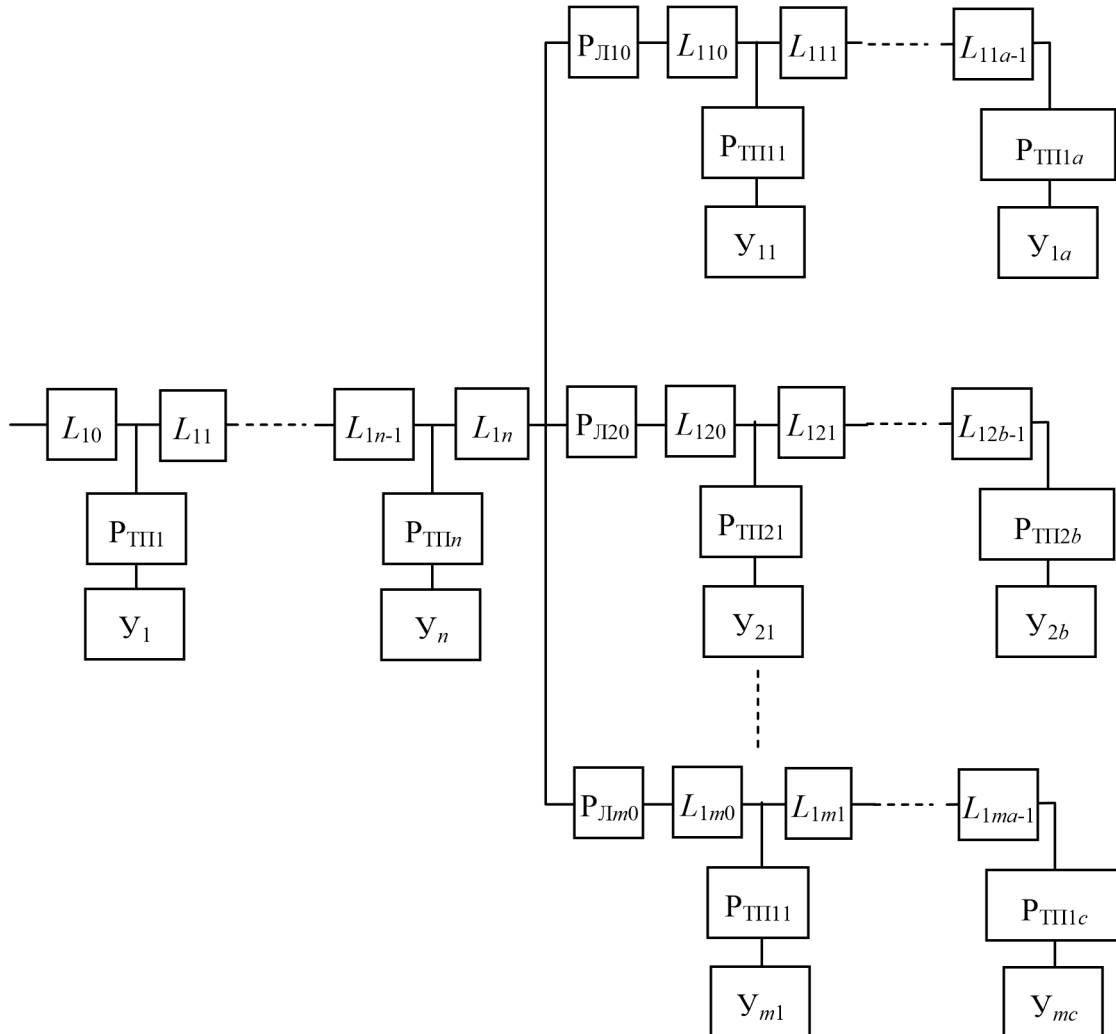


Рис. 3.3 – Еквівалентна укрупнена схема розподільної мережі з розпаралелюванням, без резервних елементів і секціонування.

Враховуючи, що роз'єднувач РЛ₀ є послідовним елементом електричної схеми, отримаємо кінцевий вираз для розрахунку надійності електропостачання вузла навантаження:

$$\begin{aligned}
 P_{1E}(t) &= P_{1E}(t, N_E) \approx \exp\{-(\lambda_y + N_E \lambda_{L1} + N_E \lambda_{PTn})t\} \exp(-\lambda_{PL}t) = \\
 &= \exp\{-(\lambda_y + N_E \lambda_{L1} + (N_E + 1)\lambda_P)t\}.
 \end{aligned}
 \tag{3.5}$$

При цьому:

$$\lambda_{PTI} = \lambda_{PL} = \lambda_P. \quad (3.6)$$

Порівняльний аналіз виразів (3.4) і (3.5) показує, що приріст надійності електропостачання вузла навантаження, а отже й конкретного споживача, при розпаралелюванні радіальної розподільної мережі без секціонування та резервування стає помітним уже при $N - N_e = 2$. Графіки залежностей $P_1(t, N)$ та $P_{1e}(t, N_e)$, які підтверджують цей висновок, наведені на Рис. 3.4.

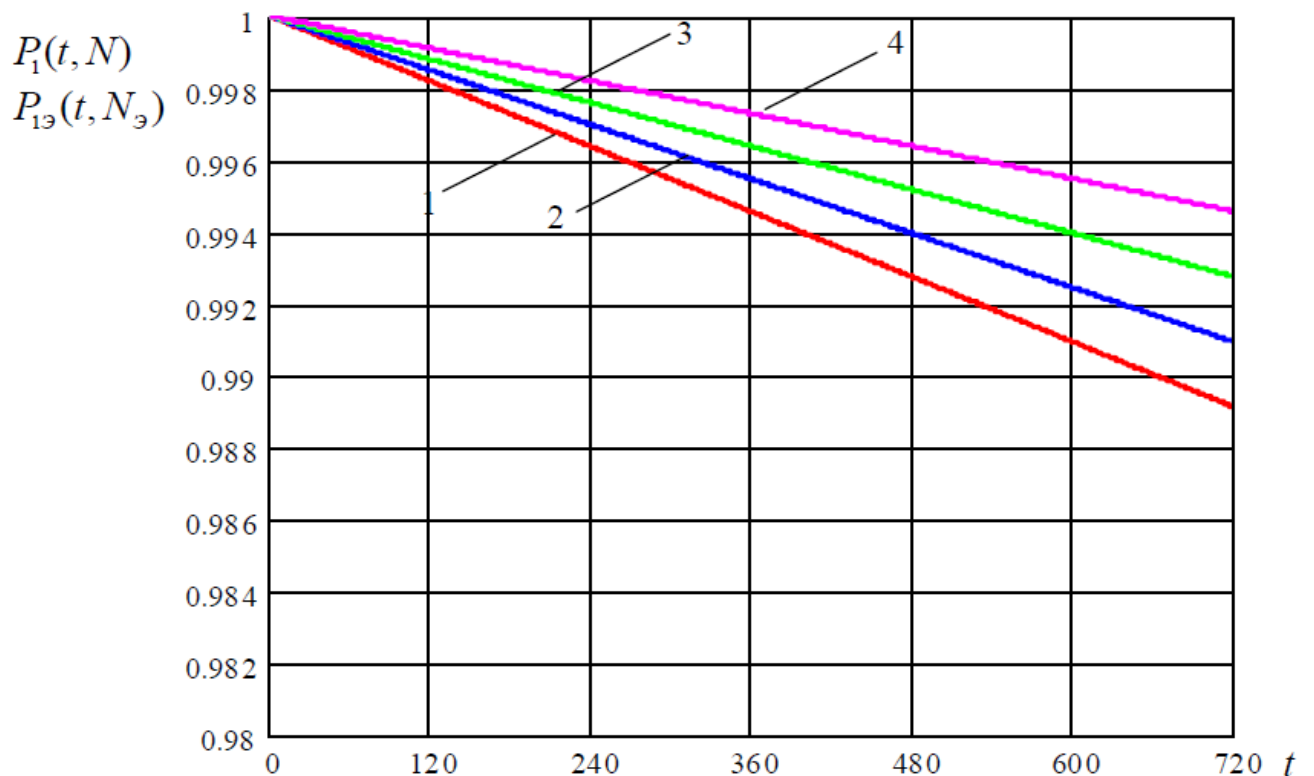


Рис. 3.4. – Графіки залежності $P_1(t, N)$ і $P_{1e}(t, N_e)$.

1- $P_1(t, N)$ при $N = 10$;

2- $P_{1e}(t, N_e)$ при $N_e = 8$;

3- $P_{1e}(t, N_e)$ при $N_e = 6$;

4- $P_{1e}(t, N_e)$ при $N_e = 4$;

3.1.2 Радіальна схема розподільної мережі з секціонуванням і розпаралелюванням, без резервних елементів

Здійснюємо аналіз радіальної мережі, що має секціонування, але не має резервування.

Укрупнена схема цієї мережі представлена на Рис. 3.5.

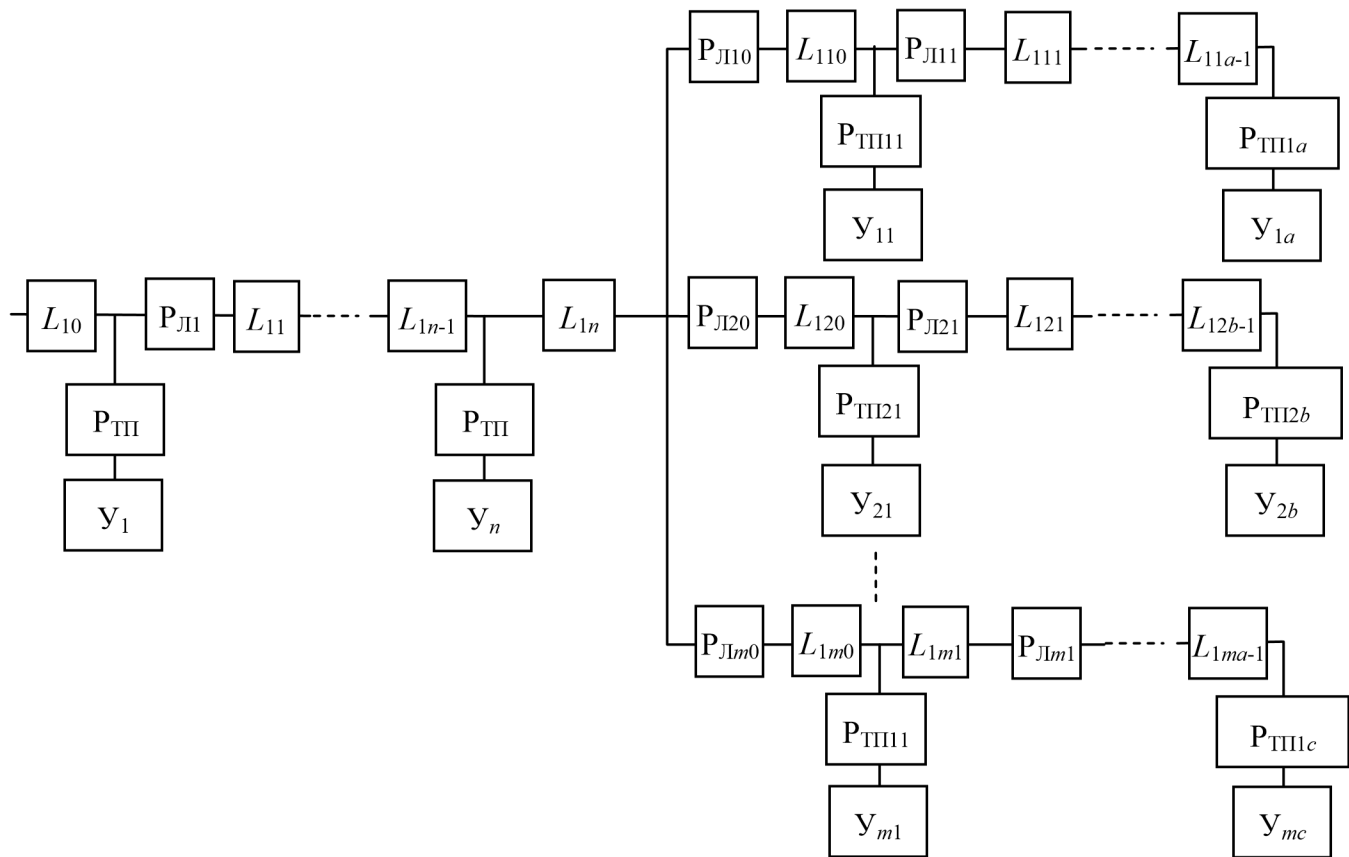


Рис. 3.5 – Укрупнена радіальна розподільна мережа з розпаралелюванням та секціонуванням живлячої лінії без застосування резервування.

Зіставлення Рисунків 2.9 і 3.5 свідчить про їхню відмінність виключно у числі вузлів навантаження ($N_E < N$) Ця різниця є підставою для перетворення схеми надійності (Рис. 2.10) та виразів (2.12) і (2.13) стосовно еквівалентної ділянки розподільної мережі, представленої на Рис. 3.6.

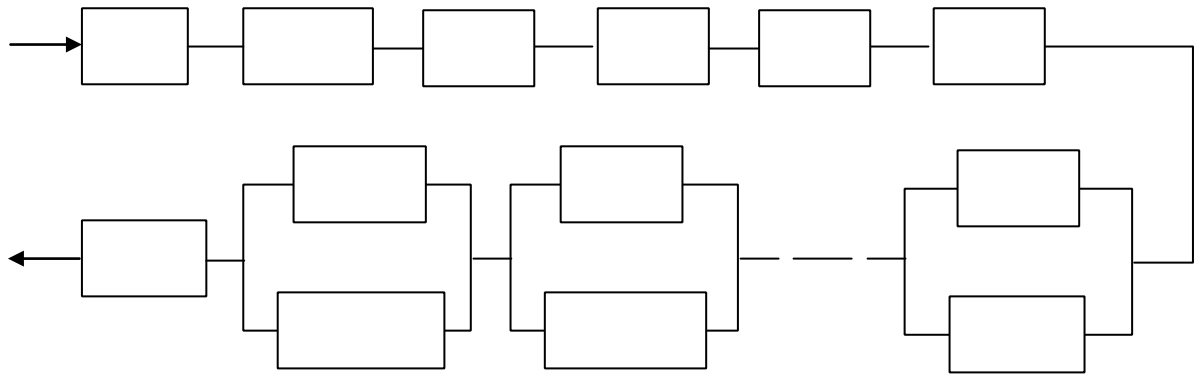


Рис. 3.6- Логічна схема надійності еквівалентної ділянки радіальної розподільної мережі з розпаралелюванням та секціонуванням, побудована методом мінімальних перерізів.

При цьому похибка не перевищує 1%, і, таким чином,

$$P_2(t) = P_2(t, k) \approx \exp\left[-(\lambda_y + k\lambda_{L_i} + 2k \cdot \lambda_p)t\right] \quad (3.7)$$

З метою проведення подальшого аналізу позбавимося від залежності вірогідності безперебійного електропостачання від порядкового номера вузла навантаження k . Для цього проінтегруємо вираз (3.6) по всіх можливих значеннях k . Результат отримано нижче.

$$\bar{P}_2(t, N) = \frac{1}{N} \int_0^N P_2(t, k) dk = \frac{\exp(-\lambda_y t)}{N(\lambda_{L_i} + 2\lambda_p)t} \left\{ 1 - \exp\left[-N(\lambda_{L_i} + 2\lambda_p)t\right] \right\} \quad (3.8)$$

Таким чином, отримано остаточний вираз, необхідний для розрахунку надійності електропостачання вузла навантаження.

$$\bar{P}_{2e}(t, N_e) = \frac{\exp(-\lambda_y t)}{N_e(\lambda_{L_i} + 2\lambda_p)t} \left\{ 1 - \exp\left[-N_e(\lambda_{L_i} + 2\lambda_p)t\right] \right\} \quad (3.9)$$

Порівняльний аналіз виразів (3.7) і (3.8) показує, що приріст надійності електропостачання вузла навантаження, а отже й конкретного споживача, при розпаралелюванні радіальної розподільної мережі з секціонуванням без

резервування стає помітним уже при тут слід підставити конкретне значення].
Графіки залежностей $P_1(t, N)$ та $P_{1E}(t, N_E)$, які підтверджують цей висновок, наведені на Рис. 3.7.

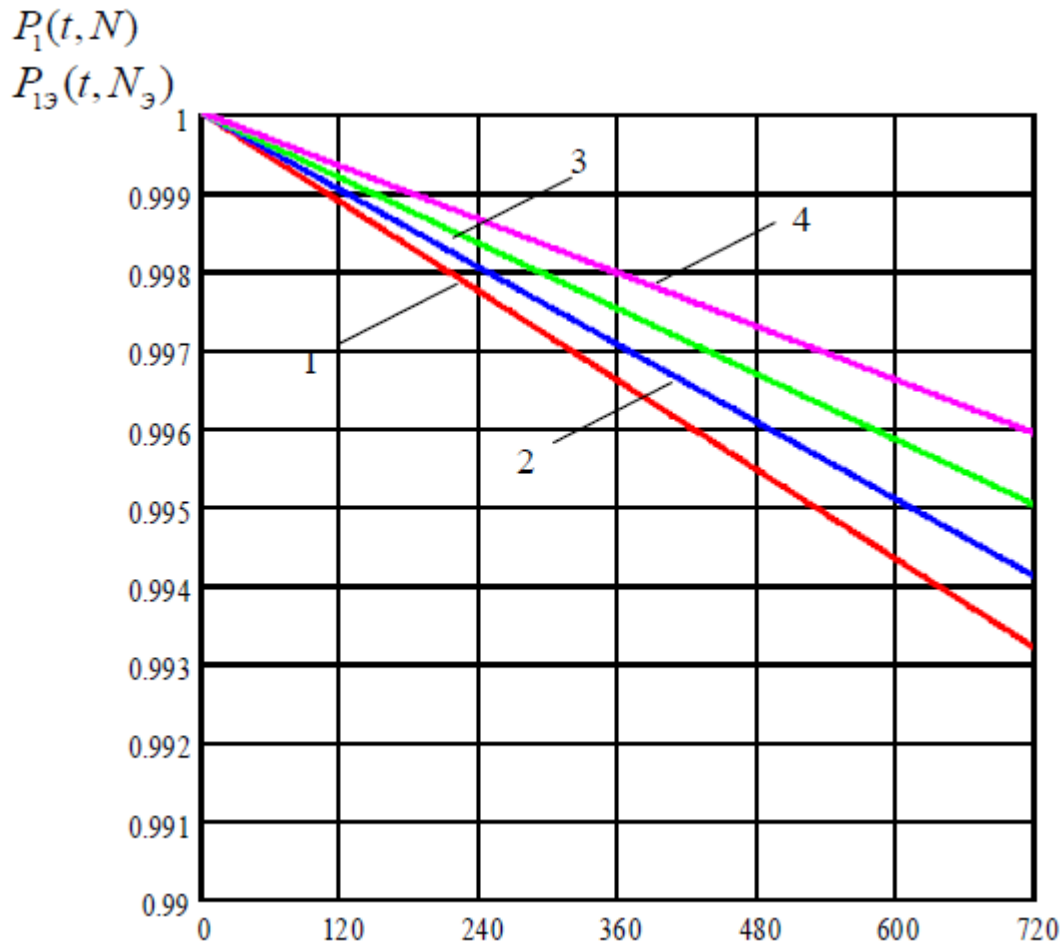


Рис. 3.7 - Графіки залежності $\bar{P}_2(t, N)$ і $\bar{P}_{2e}(t, N_e)$:

1- $\bar{P}_2(t, N)$ при $N=10$; 2 - $\bar{P}_{2e}(t, N_e)$ при $N_e=8$; 3 - $\bar{P}_{2e}(t, N_e)$ при $N_e=6$; 4 - $\bar{P}_{2e}(t, N_e)$ при $N_e=4$;

3.1.3 Укрупнена радіальна розподільна мережа з розпаралелюванням, секціонуванням та резервуванням основного живлячого фідера

Укрупнена схема цієї мережі може бути подана у вигляді, наведеному на Рис. 3.8.

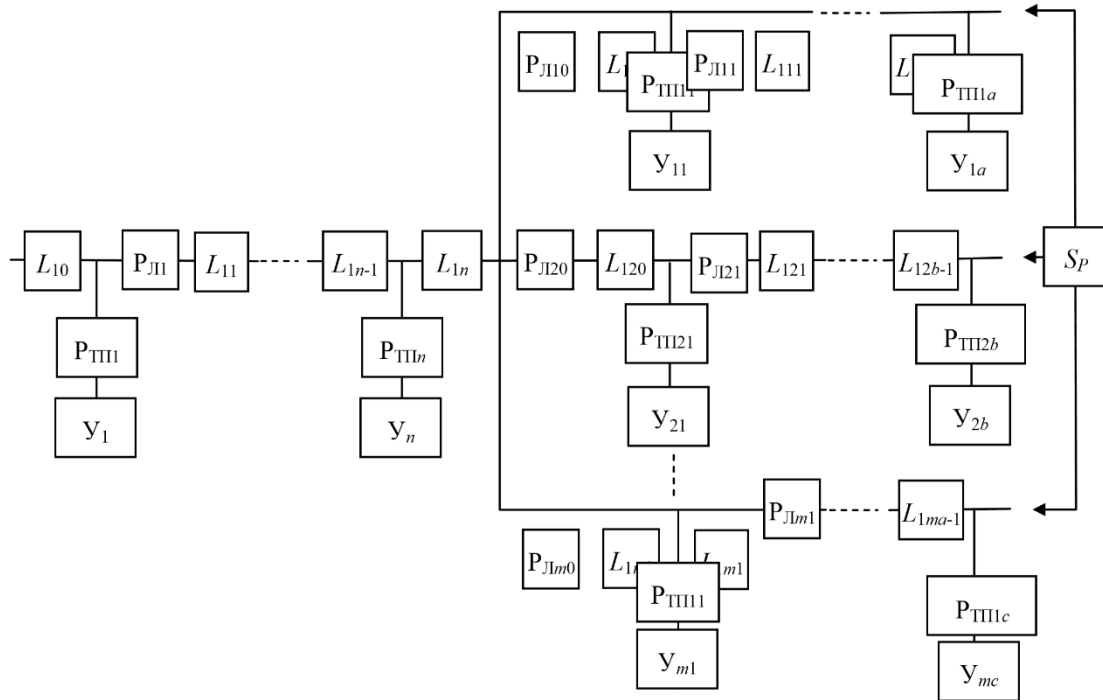


Рис. 3.8— Еквівалентна узагальнена схема розподільчої мережі з розпаралелюванням, секціонуванням і резервуванням.

Відмінність між Рисунками 2.15 і 3.8 полягає тільки в кількості вузлів навантаження ($N_E < N$) На основі цього вираз (2.21) буде перетворено для еквівалентної ділянки даного варіанту побудови мережі. Крім того, вираз можна спростити, ігноруючи мірою меншості показників двох останніх експонент.

$$P_3(t) = P_3(t, k) \approx \exp\left[-(\lambda_v + 2\lambda_{L_i} + 3\lambda'_p)t\right] \exp\left\{-\lambda_{S_p} \left[(k-1)\lambda_{L_i} + (k-2)\lambda_p\right]t\right\} \quad (3.10)$$

Щоб уникнути залежності вірогідності безперебійного електропостачання від індексу вузла навантаження k при подальшому аналізі, проводимо інтегрування виразу (2.21) за всіма можливими значеннями k . Отриманий вираз буде представлений далі.

$$\bar{P}_3(t, N) = \frac{1}{N} \int_0^N P_3(t, k) dk = \frac{\exp\left\{-\left[(3\lambda'_p + \lambda_y + 2\lambda_{L_i})t - \lambda_{S_p}(\lambda_{L_i} + 2\lambda_p)t^2\right]\right\}}{N\lambda_{S_p}t^2(\lambda_{L_i} + \lambda_p)} \times$$

$$\times \left\{1 - \exp\left[-N\lambda_{S_p}t^2(\lambda_{L_i} + \lambda_p)\right]\right\}$$

(3.11)

Отримаємо вираз

$$\bar{P}_{3e}(t, N_e) = \frac{\exp\left\{-\left[(3\lambda'_p + \lambda_y + 2\lambda_{L_i})t - \lambda_{S_p}(\lambda_{L_i} + 2\lambda_p)t^2\right]\right\}}{N_e\lambda_{S_p}t^2(\lambda_{L_i} + \lambda_p)} \times$$

$$\times \left\{1 - \exp\left[-N_e\lambda_{S_p}t^2(\lambda_{L_i} + \lambda_p)\right]\right\}$$

(3.12)

Порівняльний аналіз виразів (3.10) і (3.11) показує, що приріст надійності електропостачання вузла навантаження, а отже й конкретного споживача, при розпаралелюванні радіальної розподільної мережі з секціонуванням і резервуванням (кільцюванням) має бути помітним при тут слід підставити конкретне значення]. Проте кількість вузлів навантаження N і N_e входить у вирази (3.10) і (3.11) як показники експонент, що мають значно меншу величину порівняно з показником λt . У цьому випадку вплив розпаралелювання мережі з резервуванням на надійність електропостачання вузла навантаження навряд чи буде істотним. Підтвердимо це припущення практичними розрахунками та графіком, представленим на Рис. 3.9.

Результати аналізу свідчать, що розпаралелення розподільної мережі є ефективним способом підвищення надійності електропостачання, але лише для радіальних мереж без резервування. У радіальних мережах із резервуванням (кільцюванням живлячого фідера) розпаралелення не приносить виграшу в надійності.

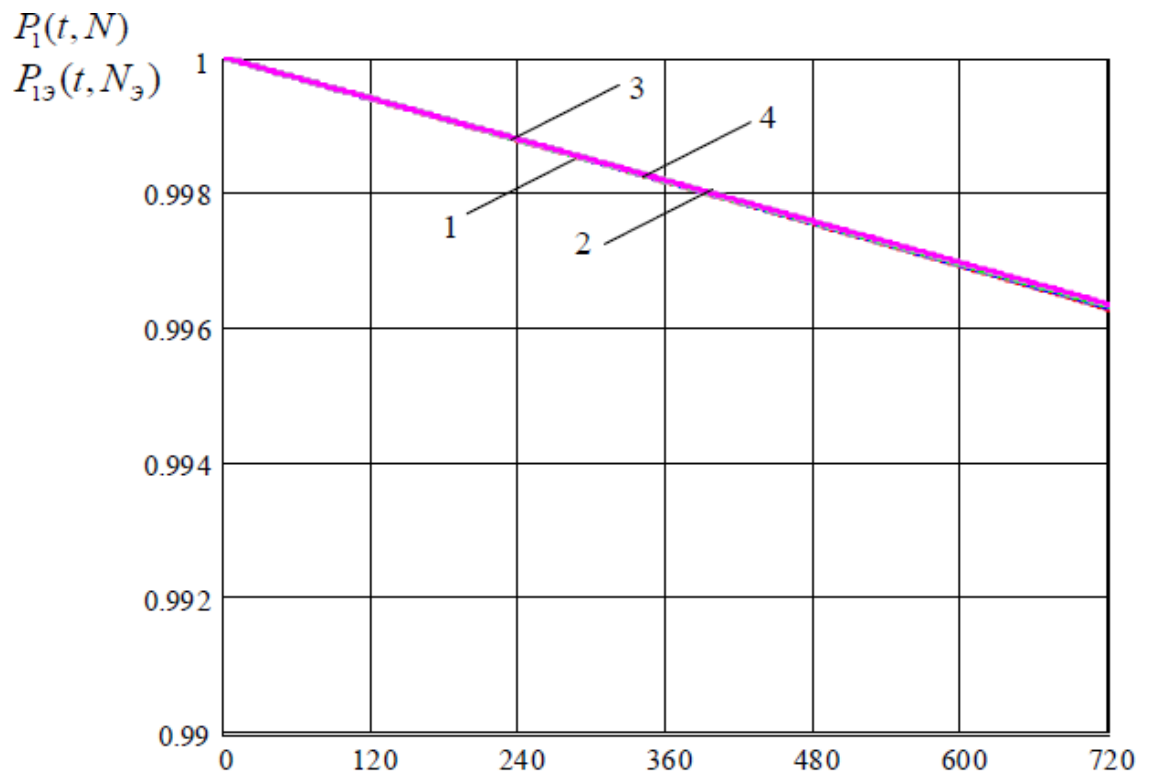


Рис. 3.9. -Графіки залежності $\bar{P}_3(t, N)$ і $\bar{P}_{3e}(t, N_e)$

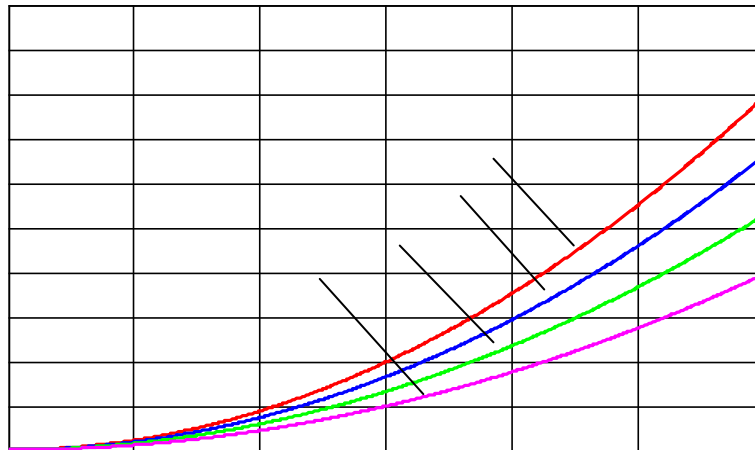
- 1 - $\bar{P}_3(t, N)$ при $N = 10$; 2 - $\bar{P}_{3e}(t, N_e)$ при $N_e = 8$; 3 - $\bar{P}_{3e}(t, N_e)$ при $N_e = 6$;
 4 - $\bar{P}_{3e}(t, N_e)$ при $N_e = 4$

3.2 Вплив розпаралелювання радіальної мережі на величину недовипуску електроенергії.

З метою порівняння середнього часу перерв електропостачання ($T_{\text{сер}}$) для класичних ($T_{\text{сер.к}}$) та модифікованих ($T_{\text{сер.м}}$) схем радіальної мережі конкретного підприємства, будуть створені графіки. Ці графіки базуватимуться на формулах (3.5), (3.8), (3.11), даних таблиць 3.1, 3.2 та виразах Глави 3 щодо недовипуску електроенергії.

Беручи до уваги, що розпаралелення не дає ефекту на ймовірність безперебійного живлення вузла у радіальній мережі з секціонуванням і

резервуванням (Рис. 3.9), ми обмежимося представленням лише графіків залежності середнього часу перерви електропостачання ($T_{\text{сер}}$) для мережі без



секціонування (Рис. 3.10) та мережі з секціонуванням (Рис. 3.11).

Рис. 3.11. – Графіки залежності $\bar{T}_{II1}(t, N)$ і $\bar{T}_{IIE1}(t, N_E)$ для мережі без секціонування.

$$\bar{T}_{II1}(t, N)$$

$$\bar{T}_{IIE1}(t, N_E)$$

1 – $\bar{T}_{II1}(t, N)$ при $N = 10$; 2 – $\bar{T}_{IIE1}(t, N_E)$ при $N_E = 8$; 3 – $\bar{T}_{IIE1}(t, N_E)$ при $N_E = 6$;

4 – $\bar{T}_{IIE1}(t, N_E)$ при $N_E = 4$.

Наведемо приклад графіка залежності середнього часу перерви електропостачання $\bar{T}_{II3}(t, N) = \bar{T}_{IIE3}(t, N_E) = \bar{T}_{II3}(t)$ для мережі з резервуванням (Рис. 3.12).

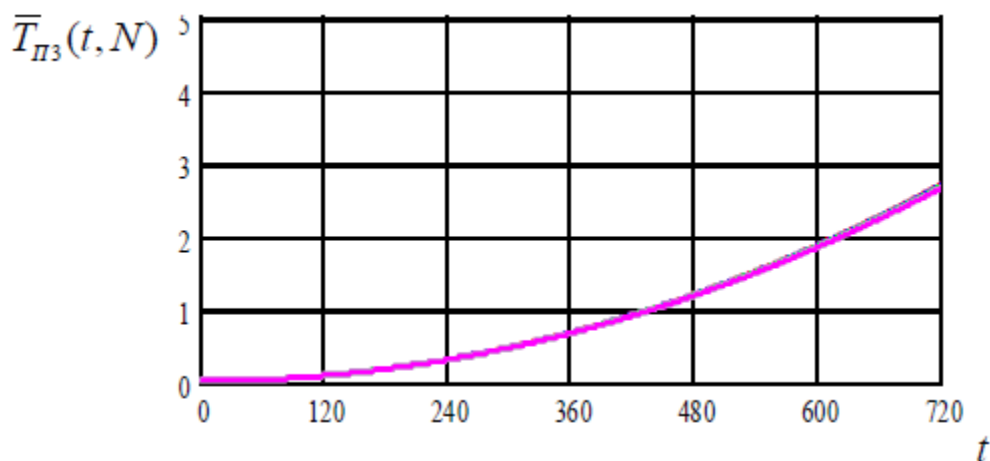
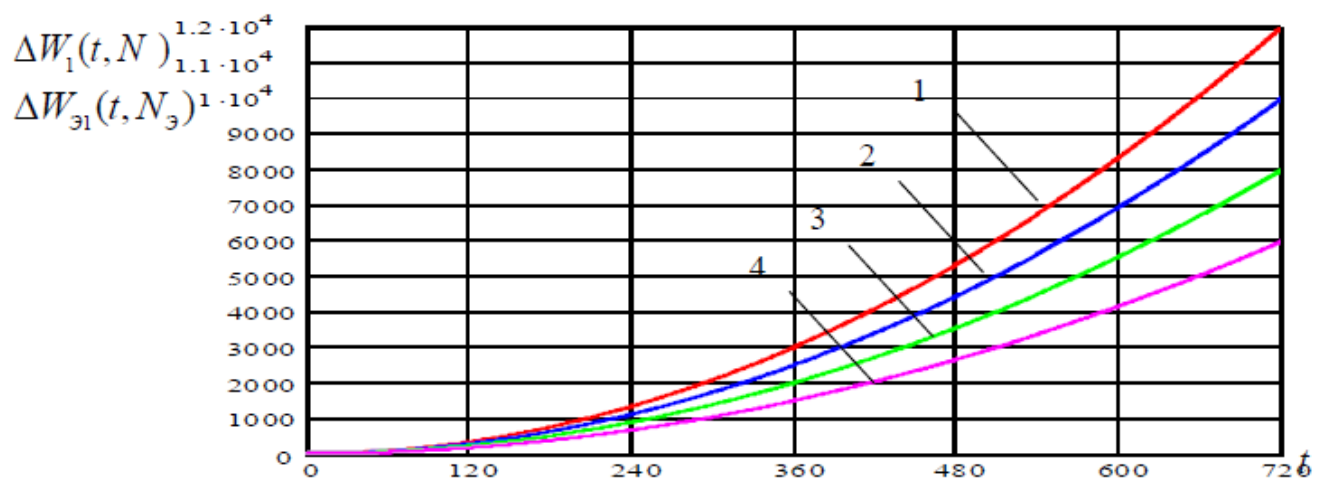


Рис. 3.12. - Графік залежності $\bar{T}_{II3}(t, N)$, год.

1 – $\bar{T}_{П2}(t, N)$ при $N = 10$; 2 – $\bar{T}_{ПЕ2}(t, N_E)$ при $N_E = 8$; 3 – $\bar{T}_{ПЕ2}(t, N_E)$ при $N_E = 6$; 4 – $\bar{T}_{ПЕ2}(t, N_E)$ при $N_E = 4$;

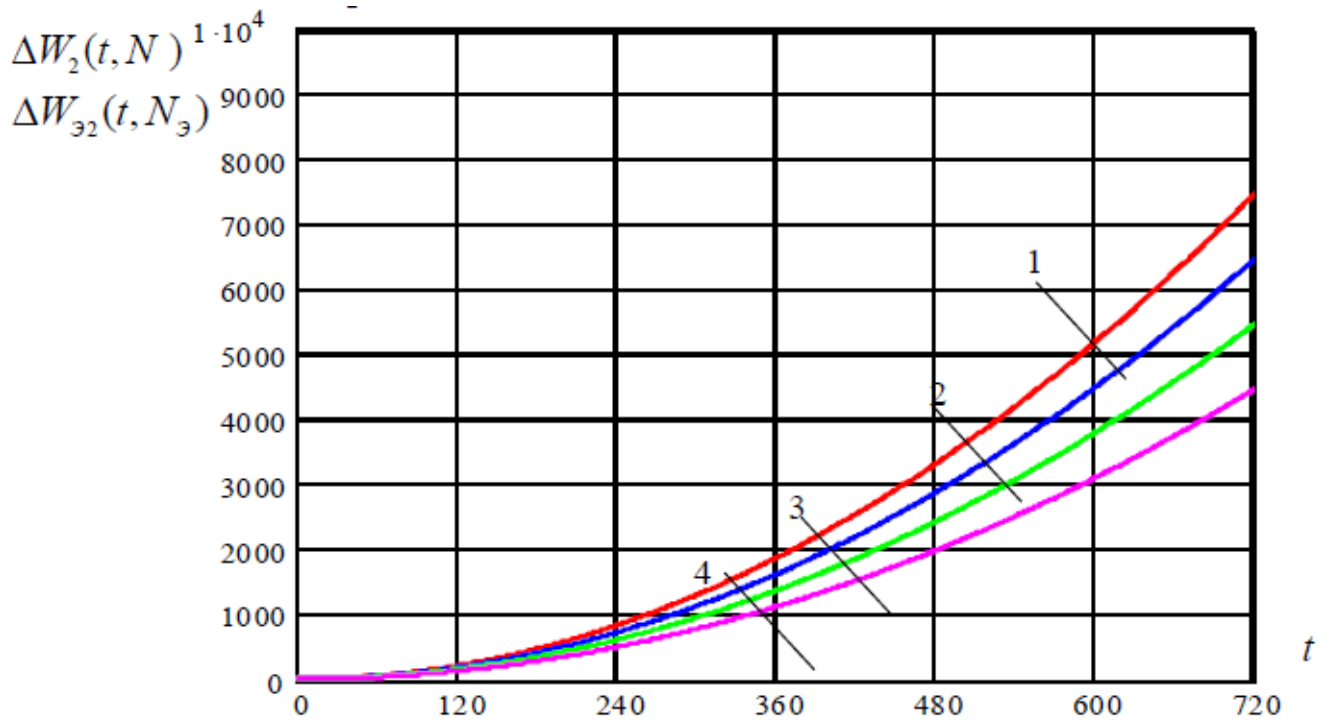
$$\bar{T}_{П3}(t, N)$$

Використовуючи побудовані графіки (Рис. 3.10 – 3.11), далі будуть побудовані графіки, що відображають залежність кількості невідпущеної електроенергії (ΔW), спричиненої перервами. Ці графіки стосуються різних варіантів побудови розпаралеленої розподільної мережі (Рис. 3.13–3.15).



1 – $\Delta W_1(t, N)$ при $N = 10$; 2 – $\Delta W_{E1}(t, N_E)$ при $N_E = 8$; 3 – $\Delta W_{E1}(t, N_E)$ при $N_E = 6$;
4 – $\Delta W_{E1}(t, N_E)$ при $N_E = 4$.

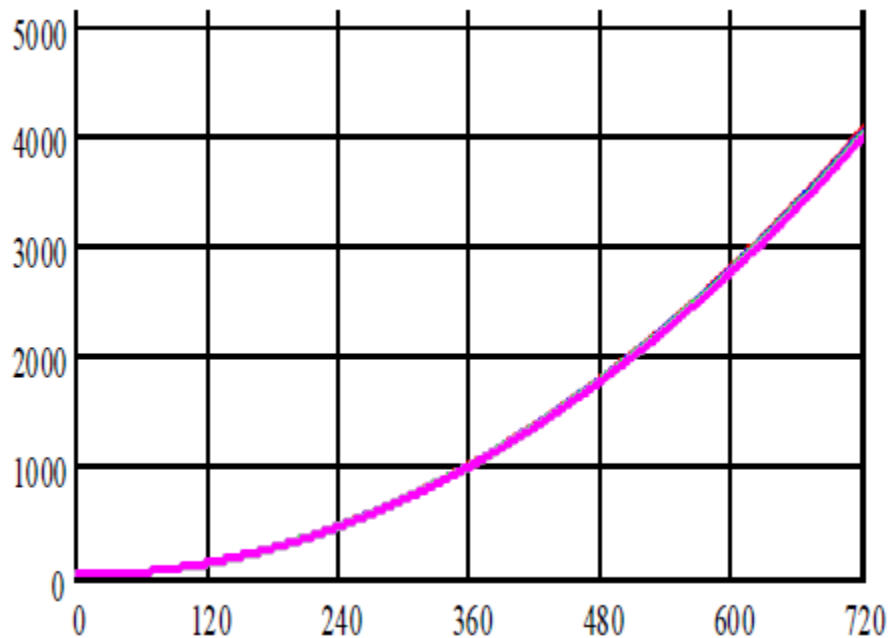
Рис. 3.13. – Графіків залежності $\Delta W_1(t, N)$ і $\Delta W_{E1}(t, N_E)$, кВт. год, для мережі без секціонування



1 – $\Delta W_2(t, N)$ при $N = 10$; 2 – $\Delta W_{E2}(t, N_E)$ при $N_E = 8$; 3 – $\Delta W_{E2}(t, N_E)$ при $N_E = 6$;
4 – $\Delta W_{E2}(t, N_E)$ при $N_E = 4$.

Рис. 3.14. – Графіки залежності $\Delta W_2(t, N)$ і $\Delta W_{E2}(t, N_E)$, кВт. год, для мережі з секціонуванням

$\Delta W_3(t, N)$



t

Рис. 3.15.- Графіків залежності $\Delta W_3(t, N)$ кВт. год, для радіальної розподільної мережі з секціонуванням і резервуванням (кільцюванням) живлячої лінії

3.3 Аналіз економічної ефективності та обґрунтування необхідності модернізації розподільної мережі.

Практична мета роботи, що полягає у створенні науково обґрунтованих рекомендацій для зниження вартості недовипуску електроенергії споживачам, розглядається у двох основних аспектах: технічному та економічному. Технічний аспект досягнення цієї мети був висвітлений у попередньому підрозділі.

Розгляд економічної сторони доцільний, оскільки, хоча резервування (кільцювання) є найбільш ефективним для зниження середнього недовипуску електроенергії, воно вимагає забезпечення запасу надійності резервуючої лінії для додаткового струмового навантаження. Водночас, розпаралелення мережі з секціонуванням може забезпечити приблизно таку ж ефективність при певних умовах. Отже, доцільно розрахувати вартість перерв в електропостачанні та зіставити її з реальними витратами на реконструкцію мережі, щоб визначити найбільш вигідні напрями реконструкції для підприємства електричних мереж.

Підрозділ присвячений економічній складовій досягнення мети роботи. Він має на меті визначити вартість електроенергії, невідпущеної внаслідок перерв, тобто величину упущеного прибутку ПЕС у грошовому еквіваленті.

На основі виразів середньої вартості недовипуску електроенергії та графічних даних із підрозділу 3.2, буде здійснено побудову графіків вартості недовипуску електроенергії ($B_{\text{нед}}$) для різних варіантів розпаралеленої розподільної мережі. Для розрахунків приймається величина тарифу в 1.5 грн. за кВт·год як середня для місцевості у 2017–2018 роках.

Хоча графіки (3.16–3.18) ілюструють співвідношення вартості перерв і витрат на реконструкцію, вони не надають абсолютних значень раціональних

капіталовкладень, необхідних ПЕС для вибору оптимального напрямку модернізації. Щоб знайти раціональні обсяги капіталовкладень, буде використана методика визначення ефективності інвестицій на основі чистого дисконтованого доходу (ЧДД).

1 – $\Delta D_1(t, N)$ при $N = 10$; 2 – $\Delta D_{E1}(t, N_E)$ при $N_E = 8$; 3 – $\Delta D_{E1}(t, N_E)$ при $N_E = 6$;
4 – $\Delta D_{E1}(t, N_E)$ при $N_E = 4$.

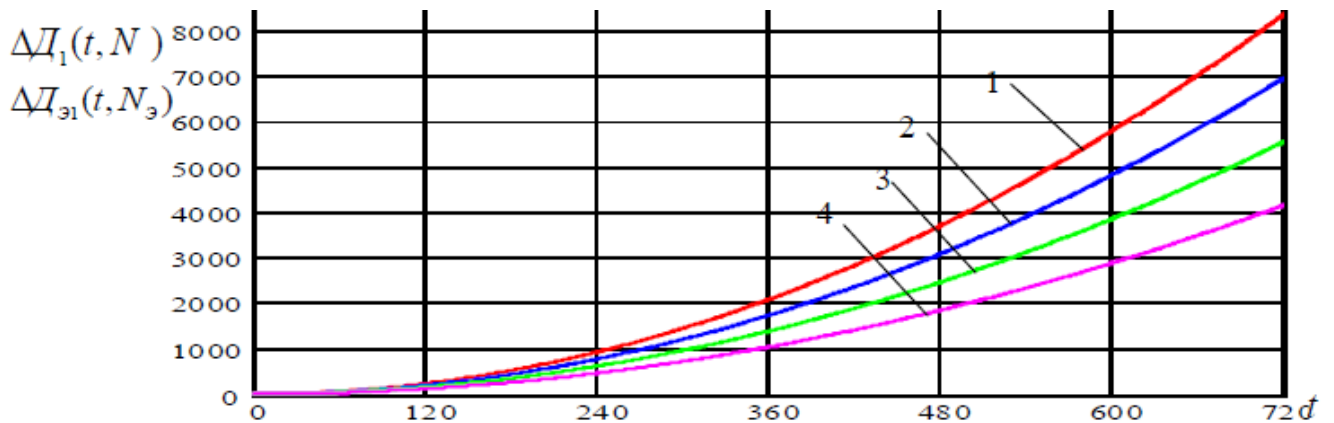
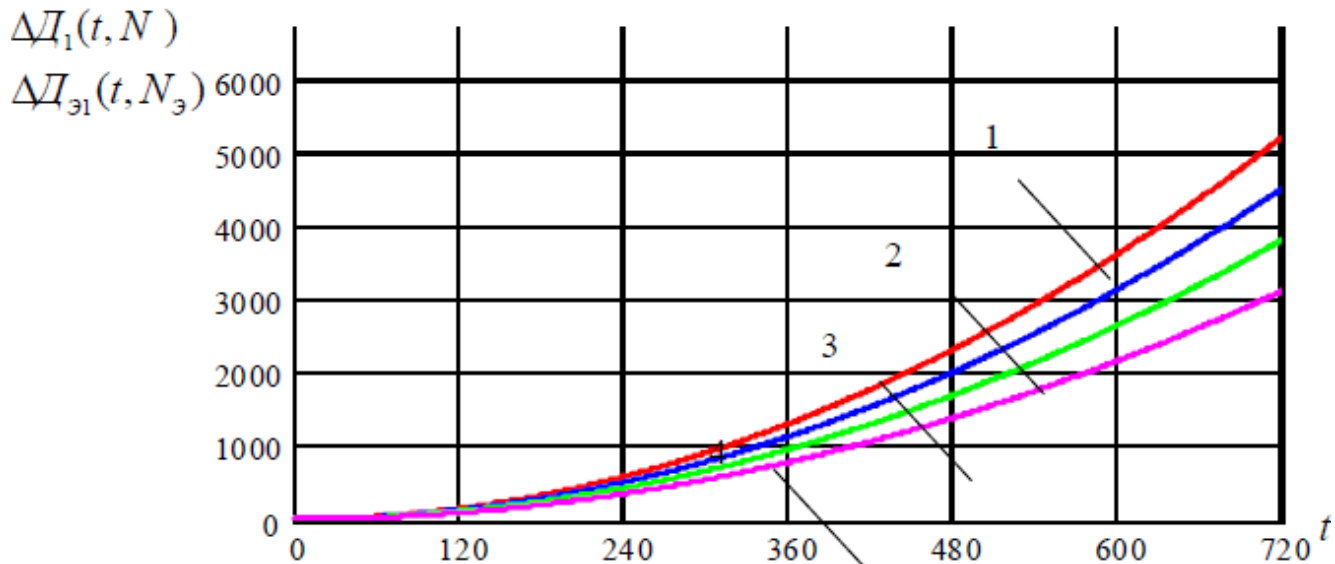


Рис. 3.16. – Графіки залежності $\Delta D_1(t, N)$ і $\Delta D_{E1}(t, N_E)$



1 – $\Delta D_2(t, N)$ при $N = 10$; 2 – $\Delta D_{E2}(t, N_E)$ при $N_E = 8$; 3 – $\Delta D_{E2}(t, N_E)$ при $N_E = 6$;
4 – $\Delta D_{E2}(t, N_E)$ при $N_E = 4$.

Рис. 3.17. – Графіки залежності $\Delta D_2(t, N)$ і $\Delta D_{E2}(t, N_E)$

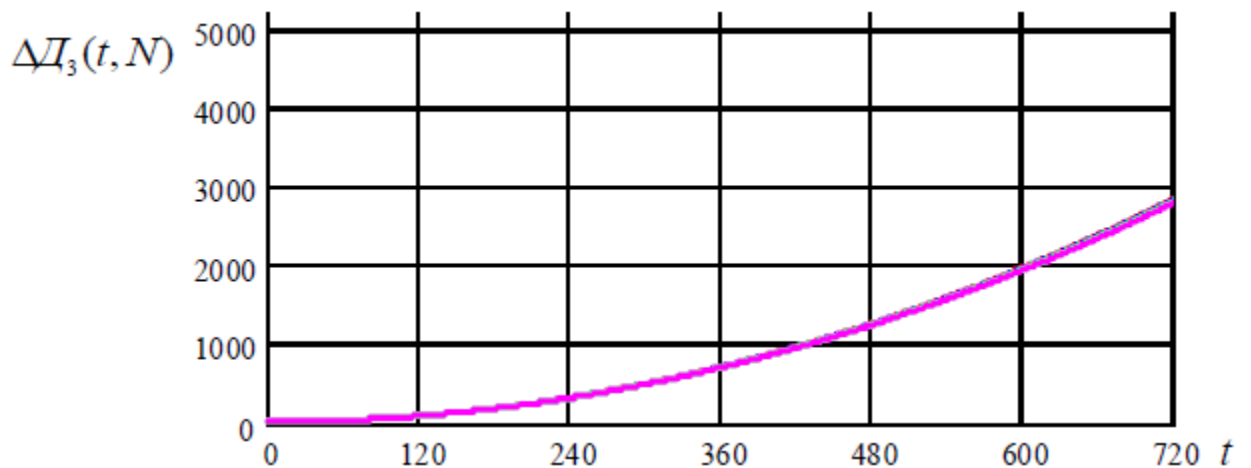


Рис. 3.18. Графіки залежності $\Delta D_3(t, N)$

Найбільш поширеним методом оцінки економічної ефективності реконструкції розподільної мережі є використання основного показника — ЧДД. Він визначає перевищення загальних грошових надходжень над загальними витратами стосовно певного типу реконструкції, як зазначено в [2, 14].

Основою для розрахунку чистого дисконтуваного доходу (ЧДД) є «План грошових потоків», який формується шляхом аналізу припливів та відтоків коштів. ЧДД визначається за формулою [27]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{m=1}^M \Phi_m \alpha_m \quad (3.13)$$

де m – номер кроку рахунку;

Φ_m – значення грошового потоку, віднесеному до m -у кроку;

α_m – коефіцієнт дисконтування.

Коефіцієнт дисконтування знаходимо по формулі [27]:

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + E)^m} \quad (3.14)$$

де E – норма дисконту (для подальших міркувань прийmemo $E = 0,12 \div 0,14$).

Остаточний вираз для ЧДД [28] має наступний вигляд:

$$\text{ЧДД} = \sum_{m=1}^M \frac{\Pi_m}{(1+E)^m} - K, \quad (3.15)$$

де C_m – чисті грошові надходження, отримані на m -му інтервалі спостереження результатів реалізації реконструкції мережі; K – сукупні капіталовкладення на реконструкцію мережі.

Для спрощення та наочності подальших розрахунків візьмемо інтервал аналізу рівним 1 календарному року (12 місяців). Це допущення добре узгоджується з фактичними даними щодо щомісячного споживання електроенергії та оплати за неї згідно з тарифами, затвердженими на календарний рік. У цьому випадку вираз (3.14) набуває наступного вигляду:

$$\text{ЧДД} = MP \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - K = MW(C_{CO} - C_{CP}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - K, \quad (3.16)$$

де W – середньомісячне планове споживання електроенергії, кВт·год;
 M – кількість місяців у році;
 T_o і T_p – середні відпускна та покупна тарифи, грн/кВт·год.

Уважніше проаналізуємо параметр K у формулі (3.15). Цей параметр встановлюється енергетичною комісією щорічно і включає витрати на технічні втрати при передачі електроенергії мережами ПЕС, а також витрати на поточний, капітальний ремонт та реконструкцію мереж. Відповідно, капіталовкладення K представляються у такому вигляді:

$$K = K_{II} + K_{TO} + K_P, \quad (3.17)$$

де K_{II} , K_{TO} , K_P – витрати ПЕС на втрати електроенергії в мережах, їх технічне обслуговування і реконструкцію відповідно.

Найбільш очевидні та раціональні напрями реконструкції для підвищення надійності функціонування розподільної мережі, згідно з попереднім аналізом, включають:

1. Приведення топології від відсутності секціонування та резервування до наявності секціонування.
2. Приведення топології із секціонуванням до топології із резервуванням.
3. Приведення топології від відсутності секціонування та резервування до топології із секціонуванням та резервуванням.

Отримаємо формулу:

$$\text{ЧДД}_1 = \text{МП}_1 \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - K_{10} = W_1 (C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - (K_{П10} + K_{ТО10}) \quad (3.18)$$

Де $W_1 = W - \Delta W_1$; $K_{П10}$ і $K_{ТО10}$ – Інвестиції у відшкодування втрат та технічне обслуговування розподільної мережі цього типу.

Для другого випадку формула набуває наступного вигляду:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}_2 &= \text{МП}_2 \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - K_{21} = MW_2 (C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - (K_{П20} + K_{ТО20} + K_{Р21}) \approx \\ &\approx MW_2 (C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - (K_{П10} + K_{ТО10} + \Delta K_{ТО20} + K_{Р21}) \end{aligned} \quad (3.19)$$

Де $W_2 = W - \Delta W_2$; K_{TO20} – капіталовкладення на технічне обслуговування розподільної мережі з секціонуванням;

$\Delta K_{TO20} = K_{TO20} - K_{TO10}$ – капіталовкладення на технічне обслуговування додатково встановлених секціонуючих лінійних роз'єднувачів;

K_{P21} – капіталовкладення на реконструкцію, що відповідає даному випадку;

$K_{П20} = K_{П10} + K_{ПРЛ} \approx \approx K_{П10}$ – капіталовкладення на компенсацію втрат в реконструйованій мережі;

$K_{ПРЛ} \ll K_{П10}$ – капіталовкладення на компенсацію втрат в додатково встановлених секціонуючих лінійних роз'єднувачах.

Для третього випадку формула набуває наступного вигляду:

$$\text{ЧДД}_3 = \text{МП}_2 \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - K_{21} = MW_2 (C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - (K_{П20} + K_{TO20}) \quad (3.20)$$

Для четвертого випадку.

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}_4 &= \text{МП}_3 \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - K_{32} = MW_3 (C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - (K_{П30} + K_{TO30} + K_{P32}) \approx \\ &\approx MW_3 (C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - (K_{П20} + K_{TO20} + \Delta K_{TO30} + K_{P32}) \end{aligned} \quad (3.21)$$

де $W_3 = W - \Delta W_3$; K_{TO30} – капіталовкладення на технічне обслуговування розподільної мережі з секціонуванням і резервуванням (кільцюванням); $\Delta K_{TO30} = K_{TO20} - K_{TO10}$ – капіталовкладення на технічне обслуговування додатково встановлених елементів системи резервування (кільцювання);

K_{P32} – капіталовкладення на реконструкцію, що відповідає даному випадку; $K_{П30} = K_{П20} + K_{ІКР} \approx K_{П20}$ – капіталовкладення на компенсацію втрат в реконструйованій мережі;

$K_{ІКР} \ll K_{П20}$ – капіталовкладення на компенсацію втрат в додатково встановлених елементах системи резервування (кільцювання)

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}_5 &= \text{МП}_3 \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - K_{31} = MW_3 (C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - (K_{П30} + K_{TO30} + K_{P31}) \approx \\ &\approx MW_3 (C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - (K_{П10} + K_{TO10} + \Delta K_{TO20} + \Delta K_{TO30} + K_{P31}) \end{aligned} \quad (3.22)$$

де K_{P31} – капіталовкладення на реконструкцію.

Вирази для ЧДД (3.17)-(3.21) дають можливість, на підставі проведених досліджень, визначити раціональний обсяг капіталовкладень ($K_{РАЦ}$), який необхідний для реконструкції існуючої топології мережі відповідно до зазначених шляхів. Цей обсяг визначається з умови, що ЧДД ≥ 0 на інтервалі.

1. Приведення топології мережі без секціонування і резервування до схеми з секціонуванням.

$$\begin{aligned} K_{РАЦ1} &\leq \text{ЧДД}_2 - \text{ЧДД}_1 + (\Delta K_{TO20} + K_{P21}) = \\ &= MW_2 (C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - MW_1 (C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} = \\ &= M (\Delta W_1 - \Delta W_2) (C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} = \\ &= M [\Delta D_1(T) - \Delta D_2(T)] \cdot \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m}, \text{ грн,} \end{aligned} \quad (3.23)$$

Де: $T = 720$ год. – інтервал спостереження.

Модифікація топології розподільної мережі, що має секціонування, для впровадження резервування шляхом кільцювання.

$$\begin{aligned}
 K_{Pac2} &\leq ЧДД_3 - ЧДД_2 + (\Delta K_{TO30} + K_{p32}) = \\
 &= MW_3(C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - MW_2(C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} = \\
 &= M(\Delta W_2 - \Delta W_3)(C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} = \\
 &= M[\Delta D_2(T) - \Delta D_3(T)] \cdot \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m}, \text{ грн},
 \end{aligned} \tag{3.24}$$

3. Приведення топології мережі без секціонування та резервування до схеми з резервуванням (кільцюванням).

$$\begin{aligned}
 K_{Pac3} &\leq ЧДД_5 - ЧДД_1 + (\Delta K_{TO20} + \Delta K_{TO30} + K_{p31}) = \\
 &= MW_3(C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} - MW_1(C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} = \\
 &= M(\Delta W_1 - \Delta W_3)(C_{CO} - C_{СП}) \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m} = \\
 &= M[\Delta D_1(T) - \Delta D_3(T)] \cdot \sum_{m=1}^M \frac{1}{(1+E)^m}, \text{ грн},
 \end{aligned} \tag{3.25}$$

За допомогою виразів (3.22)-(3.24) будуються графіки, призначені для встановлення раціональних капіталовкладень у реконструкцію розподільної мережі залежно від кількості вузлів навантажень. Графіки наведені на Рис. 3.19 і охоплюють інтервал спостереження у 12 місяців.

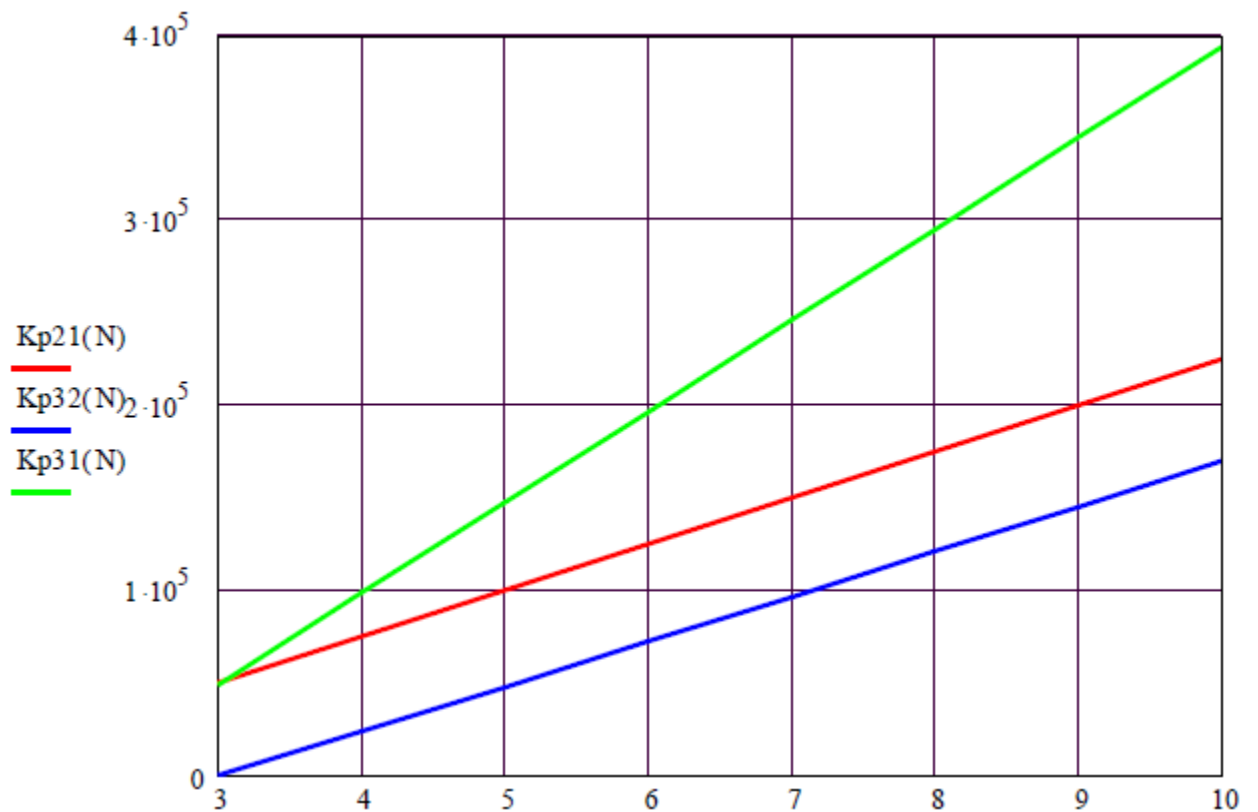


Рис. 3.19. – Вплив кількості вузлів навантаження на капіталовкладення.

Представлені на Рис. 3.19 графіки слугують для наочного визначення раціональних капіталовкладень в реконструкцію існуючої розподільної мережі, що має на меті її посилення для підвищення надійності живлення споживачів.

Застосовуючи поняття чистого дисконтованого доходу (ЧДД), розглянемо величину капіталовкладень на модернізацію схеми електропостачання підприємства-споживача. Приклад розглядається на базі підприємства із середньомісячним споживанням $W=11560$ кВт·год та усередненим часом перерв електропостачання (величина задана). Виходячи з цих даних, буде розраховано середній щомісячний недовипуск електроенергії

Висновки по розділу

1. Для підвищення надійності електропостачання необхідно побудувати розподільну мережу так, щоб еквівалентне число вузлів навантаження (N_E) було меншим, ніж їхнє загальне число ($N_E < N$). Ця умова виконується завдяки розпаралеленню живлячої лінії 10(6) кВ, яке включає створення відпаювань і відгалужень, а також перерозподіл вузлів навантаження.

2. Виконаний аналіз розрахункових формул надійності засвідчує, що вигреш у забезпеченні надійного електропостачання досягається за рахунок розпаралелення мережі при дотриманні наступних умов: для радіальної мережі без секціонування і без резервування різниця між загальною кількістю елементів та кількістю елементів під навантаженням становить $N - N_E = 2$. Якщо ж радіальна мережа секціонована (з резервуванням, тобто кільцюванням, або без нього), то умова підвищення надійності — $N - N_E = 1$. Важливо відзначити, що для мереж, де вже реалізовано резервування, розпаралелення має лише незначний вплив на надійність вузла, до якого підключене навантаження.

3. На основі порівняльних графіків, що відображають середній час перерв електропостачання для класичних і модифікованих (з невідомими позначеннями) схем радіальної розподільної мережі, зроблено висновок: класична схема з $N=10$ елементами має у 2 рази більший середній час перерв, ніж модифікований варіант із $N_E=4$ елементами, що знаходяться в роботі.

4. Побудовані графіки ілюструють зв'язок між кількістю недовідпущеної електроенергії (що виникла через перерви в постачанні) та різними варіантами розпаралелення розподільної мережі. Вони наочно демонструють, що резервування (кільцювання) елементів системи є найефективнішим методом для скорочення середнього недовипуску електроенергії. Згідно з цими графіками, аналогічний рівень ефективності досягається, якщо розпаралелення мережі поєднується з секціонуванням, при цьому критичне співвідношення між елементами під навантаженням і загальною кількістю елементів має бути меншим або дорівнювати $0,4$ ($N_E/N \leq$)

ВИСНОВКИ

1. В роботі розглянуто математичну модель надійності радіальної розподільної мережі для різних варіантів її побудови : без секціонування і резервування, з секціонуванням, з секціонуванням і резервуванням (кільцюванням) живлячої лінії.

2. Визначено, що показник середнього часу напрацювання на відмову для радіальної розподільної мережі з секціонованою живлячою лінією знаходиться в обернено пропорційній залежності від кількості вузлів навантаження (N). Якщо загальна кількість вузлів дорівнює $N=10$, позитивний ефект підвищення надійності за рахунок секціонуючих роз'єднувачів є актуальним лише для тих вузлів навантаження, які знаходяться найближче до живлячого центру.

3. Встановлено, що середній час перерв в електропостачанні окремо взятого споживача від РТП 110/35/10 кВ. Городок, за один календарний місяць (720 годин) для радіальних розподільних мереж складає: без секціонування і резервування (кільцювання) ~ 7 годин; з секціонуванням без резервування (кільцювання) ~ 5 годин; з секціонуванням і резервуванням (кільцюванням) ~ 3 години.

4. Використовуючи отриману формулу недовипуску електроенергії, були згенеровані графіки (див. Додаток В), що відображають залежність недовипуску від часу та структури мережі для обраного району постачання. Ці дані демонструють, що за період 720 годин втрати енергії для радіальної розподільної мережі без секціонування і кільцювання складають **11000** кВт · год. Впровадження секціонування (без резервування) зменшує ці втрати до **7000** кВт · год, тоді як схема із секціонуванням та резервуванням дозволяє досягти найменших втрат — **4000** кВт · год.

5. Одним зі шляхів покращення надійності постачання електроенергії визначено формування такої оптимальної топології розподільної мережі, в якій еквівалентна кількість вузлів навантаження (NE) була б меншою, ніж їхня загальна кількість (N) ($NE < N$). Цього можна досягти за рахунок

розпаралелення живлячої лінії **10(6) кВ** через облаштування відпаювань і відгалужень, що дозволяє перерозподілити вузли навантаження. Виграш у надійності для конкретного споживача або вузла навантаження є підтвердженим: при розпаралеленні радіальної мережі без секціонування і резервування він досягається при різниці $N - NE = 2$; а при розпаралеленні радіальної мережі із секціонуванням без резервування — при $N - NE = 1$.

6. Дослідження показало, що залежності недовідпущеної електроенергії (спричиненої перервами) від різних варіантів розпаралелення розподільної мережі дають можливість візуально оцінити фінансову вартість таких перерв і зіставити її з фактичними витратами, необхідними для реконструкції мережі. Згідно з результатами, найбільше зниження середнього недовипуску електроенергії забезпечується шляхом резервування (кільцювання) елементів системи.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Ray S., Bhattacharya A., Bhattacharjee S. Optimal placement of switches in a radial distribution network for reliability improvement // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. — 2016. — Vol. 76. — P. 53–68. — DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.09.022
2. Pombo A. V., Murta-Pina J., Pires V. F. A multi-objective placement of switching devices in distribution networks incorporating distributed energy resources // *Electric Power Systems Research*. — 2016. — Vol. 130. — P. 34–45. — DOI: 10.1016/j.epsr.2015.08.012
3. Velasquez M. A., Quijano N., Cadena A. I. Optimal placement of switches on DG-enhanced feeders with short-circuit constraints // *Electric Power Systems Research*. — 2016. — Vol. 141. — P. 221–232. — DOI: 10.1016/j.epsr.2016.08.001
4. Alam A., Tariq M., Zaid M., Verma P., Alsultan M., Ahmad S., Sarwar A., Hossain M. A. Optimal Placement of Reclosers in a Radial Distribution System for Reliability Improvement // *Electronics*. — 2021. — Vol. 10, No. 24. — Art. 3182. — DOI: 10.3390/electronics10243182
5. Ghosh B., Chakraborty A. K., Bhowmik A. R. Reliability and efficiency enhancement of a radial distribution system through value-based auto-recloser placement and network remodelling // *Protection and Control of Modern Power Systems*. — 2023. — Vol. 8. — Art. 1. — DOI: 10.1186/s41601-022-00274-7
6. Devi P. S., Dasari R. K., Chakravarthula K. Reliability improvement and loss reduction in radial distribution system with network reconfiguration algorithms using loss sensitivity factor // *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*. — 2021. — Vol. 12, No. 2. — P. 1199–1210. — DOI: 10.11591/ijece.v12i2.pp1199-1210

7. Yaqoob M. M., Hussain A. N., Abed W. R., Pereira D. A. Power loss reduction and reliability improvement of radial distribution systems using optimal capacitor placement technique // *Journal of Techniques*. — 2020. — Vol. 6, No. 1. — DOI: 10.51173/jt.v6i1.1215
8. Srividhya P., Mounika K., Kirithikaa S., Narayanan K., Sharma G., Ganesan R., Senjyu T. Reliability improvement of radial distribution system by reconfiguration // *Advances in Science, Technology and Engineering Systems Journal*. — 2020. — Vol. 5, No. 6. — P. 472–480. — DOI: 10.25046/aj050656
9. Chehardeh M., Hatziadoniu C. Optimal placement of remote-controlled switches in distribution networks in the presence of distributed generators // *Energies*. — 2019. — Vol. 12, No. 6. — Art. 1025. — DOI: 10.3390/en12061025
10. Hu Z., et al. Distribution network reconfiguration optimization method — new algorithm // *AIMS Energy*. — 2024. — DOI: 10.3934/energy.2024023
11. Sabry S. S., Al-Yozbaky O. S. Enhanced siting and sizing of distributed generation in radial distribution networks under load demand uncertainty using a hybrid metaheuristic framework // *Electrical Engineering & Electromechanics*. — 2025. — № 6. — P. 84–92. — DOI: 10.20998/2074-272X.2025.6.11
12. Juan Wen, Yanghong Tan, Jianmin Zhang. An effective encoding scheme of obtaining radial topology structures in distribution networks // *SpringerPlus*. — 2016. — Vol. 5, No. 1. — Art. 1463. — DOI: 10.1186/s40064-016-3104-6
13. (Польова) — серія українських публікацій: Бурбело М. Й., Лобода Ю. В., Слободян Р. О. Вибір оптимальної конфігурації розподільчих електричних мереж // *Вісник ВПШ*. — 2023. — № 6. — С. 23–29. — DOI: 10.31649/1997-9266-2023-171-6-23-29

14. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О., Гунько І. О. Керування режимами секціонованих розподільних електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії // *Вісник ВПІ*. — 2020. — № 2. — С. 42–49.
15. Лежнюк П. Д., Малогулко Ю. В., Прокопенко І. О. Оцінювання впливу генерації ВДЕ на показники надійності роботи мереж операторів систем розподілу // *Вісник ВПІ*. — 2021. — № 3. — С. 54–60.
16. Бондаренко Р. В., Довгалюк О. М., Омеляненко Г. В., Піротті О. Є., Сиромятнікова Т. В. Підвищення надійності функціонування розподільних електричних мереж // (регіональна публікація, 2018).
17. (Праця 2025) Жаркін А., Попов В., Ярмолук О., Палачов С., Наталич В. Динамічне керування топологією розподільних мереж із залученням установок зберігання енергії // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. — 2025. — № 3. — DOI: 10.20535/1813-5420.3.2025.339758
18. (Стаття 2025) — Optimal reconfiguration of radial distribution networks with renewable energy resources by considering configuration shift steps // *Sustainable Energy, Grids and Networks*. — 2025. — Vol. 43. — Art. 101861. — DOI: 10.1016/j.segan.2025.101861
19. Gholizadeh N., Musilek P. A generalized deep reinforcement learning model for distribution network reconfiguration // *Energies*. — 2024. — Vol. 17, No. 20. — Art. 5187. — DOI: 10.3390/en17205187
20. Gholizadeh N., et al. Explainable reinforcement learning for distribution network reconfiguration // *Energy Informatics / Electric Power Systems Research* (2024). — DOI: (див. онлайн-джерело).
21. Krishnan N. Reliability improvement in radial distribution system by reconfiguration // *Advances in Science, Technology and Engineering Systems Journal*. — 2020. — Vol. 5, No. 6. — P. 472–480. — DOI: 10.25046/aj050656

22. Escalera A., et al. Reliability assessment of distribution networks with DG and storage // *Energies*. — 2019. — Vol. 12, No. 16. — Art. 3202. — DOI: 10.3390/en12163202
23. Ahmad S., et al. Reliability enhancement of electric distribution network using distributed generation and ANN // *Sustainability*. — 2021. — Vol. 13, No. 20. — Art. 11407. — DOI: 10.3390/su132011407
24. Reconfiguration + network remodelling + auto-recloser placement — (як у 2023) — вже було наведено як Ghosh B., et al. (див. п. 5).
25. (Огляд) Multi-objective optimization of distribution networks via daily reconfiguration, Razavi S.-M., Momeni H.-R., Haghifam M.-R., Bolouki S. — 2020 (arXiv) — хоча це препринт, але актуальний підхід до DNR зі зменшенням втрат та підвищенням надійності.
26. Sizing of movable energy resources for service restoration and reliability enhancement, Bhusal N., Gautam M., Benidris M. — 2020.
27. A spanning tree-based genetic algorithm for distribution network reconfiguration, Gautam M., Bhusal N., Benidris M., Louis S. J. — 2020 — підхід до пошуку оптимальних дерев топології для мінімізації втрат та, відповідно, підвищення надійності.
28. Data-driven approach to form energy-resilient smart microgrids with identification of vulnerable nodes in active electrical distribution network, Reddy D. M. та ін. — 2022 — підхід, що забезпечує стійкість і надійність через DER та оптимальне розподілення ресурсів.
29. Safari B. S., Ashouri A. Optimal placement of D-STATCOMs into the radial distribution networks in the presence of distributed generations // *American Journal of Electrical and Electronic Engineering*. — 2016. — Vol. 4, No. 2. — P. 40–48.
30. (Огляд) Review: optimal multi-objective placement and sizing of distributed generation in distribution systems — охоплює сучасні підходи до DG + надійності/економії — 2023.