

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____ Петро ПЛЄШКОВ
“ “ _____ 2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої освіти
на тему:
«Дослідження та оптимізація режимів роботи
неоднорідних замкнених електричних мереж
напругою 150-330 кВ»
«Investigation and optimisation of operation modes of
heterogeneous closed electric networks with voltage
of 150-330 kV»

Виконав здобувач вищої освіти
II курсу групи ЕЕ-23М
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»,
освітньо-професійної програми
«Електротехнічні системи
електроспоживання»
_____ Марія УЛАНОВСЬКА
« » _____ 2024 р.

Керівник роботи
доцент, канд.техн.наук
_____ Ігор ПЕРЕВЕРЗЄВ
« » _____ 2024 р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університетФакультет будівництва, транспорту та енергетикиКафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджментуРівень вищої освіти другий (магістерський)Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Петро ПЛЄШКОВ

«_____» _____ 2024 р.

**ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ
ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**Улановської Марії Вікторівни

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Дослідження та оптимізація режимів роботи
неоднорідних замкнених електричних мереж напругою 150-330 кВInvestigation and optimisation of operation modes of heterogeneous closed electric
networks with voltage of 150-330 kV2. Керівник роботи (проекту) Переверзєв Ігор Олексійович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 02.12.2024 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи

1. Стислі теоретичні відомості про неоднорідні електричні мережі.
2. Шляхи покращення умов експлуатації неоднорідних замкнутих мереж.
3. Оптимальний розподіл потужностей у замкнених неоднорідних мережах.
4. Практичні методи розрахунку потокорозподілу в замкнутих неоднорідних
мережах. 5. Охорона праці.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>доц., к.т.н. І. Савеленко</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
<i>1</i>	<i>Стислі теоретичні відомості про неоднорідні електричні мережі</i>	<i>14.10.2024</i>	
<i>2</i>	<i>Шляхи покращення умов експлуатації неоднорідних замкнутих мереж</i>	<i>24.10.2024</i>	
<i>3</i>	<i>Оптимальний розподіл потужностей у замкнених неоднорідних мережах</i>	<i>01.11.2024</i>	
<i>4</i>	<i>Практичні методи розрахунку потокорозподілу в замкнутих неоднорідних мережах</i>	<i>18.11.2024</i>	
<i>5</i>	<i>Охорона праці</i>	<i>21.11.2024</i>	
<i>6</i>	<i>Оформлення пояснювальної записки</i>	<i>27.11.2024</i>	
<i>78</i>	<i>Оформлення презентаційної частини роботи</i>	<i>02.12.2024</i>	

Дата видачі завдання
« ____ » _____ 2024 р.

Підпис керівника _____

Ігор ПЕРЕВЕРЗЄВ

Завдання прийнято до виконання
« ____ » _____ 2024 р.

Підпис здобувача _____

Марія УЛАНОВСЬКА

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 85 с.; 18 рис.; 2 табл.; 13 джерел, 1 додаток

Улановська М.В. Дослідження та оптимізація режимів роботи неоднорідних замкнених електричних мереж напругою 150-330 кВ. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2024 р.

Метою даної роботи є оптимізації роботи електроенергетичної системи, а саме вибору коефіцієнтів трансформації автотрансформаторів між мережами напруги 150-330 кВ для мінімізації втрат активної потужності.

Подібна оптимізація є важливим аспектом забезпечення енергоефективності. Використання направлено пошуку вказує на застосування одного з методів оптимізації, який дозволяє знаходити оптимальні рішення, аналізуючи конкретні напрями змін параметрів системи.

Оптимізація розподілу потоків потужності при використанні спеціальних регуляторів навантаження або автоматизованих систем управління для вирівнювання потоків у мережі; заміна вузьких місць у мережі проводами з більшим перетином або кращими електричними характеристиками; врахування втрат активної енергії при проектуванні мережі, щоб мінімізувати сумарні витрати на експлуатацію. Такі заходи можуть суттєво підвищити ефективність роботи замкнутої мережі, зменшивши негативний вплив її неоднорідності.

Практичне використання результатів охоплює всі ключові рівні енергетичної галузі: від проектування та експлуатації мереж до підготовки майбутніх фахівців.

Ключові слова: система електропостачання, компенсація реактивної потужності, схема мережі, втрати електричної енергії, неоднорідна лінія, пропускна спроможність, направлений пошук.

SUMMARY

Qualification work: 85 p.; 18 Fig.; 2 tables; 13 sources

Ulanovska M. Investigation and optimisation of operation modes of heterogeneous closed electric networks with voltage of 150-330 kV. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, " Electrotechnical Systems of Power Consumption". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2024.

The purpose of this work is to optimize the operation of the electric power system, namely the selection of transformation ratios of autotransformers between networks of voltage 150-330 kV to minimize active power losses.

Such optimization is an important aspect of ensuring energy efficiency. The use of directed search indicates the use of one of the optimization methods, which allows finding optimal solutions by analyzing specific directions of changes in system parameters.

Optimization of power flow distribution when using special load regulators or automated control systems to equalize flows in the network; replacement of bottlenecks in the network with wires with a larger cross-section or better electrical characteristics; taking into account active energy losses when designing the network to minimize total operating costs. Such measures can significantly increase the efficiency of a closed network, reducing the negative impact of its heterogeneity.

The practical use of the results covers all key levels of the energy industry: from the design and operation of networks to the training of future specialists.

Key words: power supply system, reactive power compensation, network diagram, electrical energy losses, heterogeneous line, capacity, directed search.

ЗМІСТ

	Перелік скорочень	6
	Вступ	7
1.	Стислі теоретичні відомості про неоднорідні електричні мережі	8
2.	Шляхи покращення умов експлуатації неоднорідних замкнутих мереж	12
3.	Оптимальний розподіл потужностей у замкнених неоднорідних мережах	17
4.	Практичні методи розрахунку поточкорозподілу в замкнутих неоднорідних мережах	21
4.1.	Розрахунок природного та оптимального поточкорозподілу замкненої мережі 150 кВ	21
4.2.	Розрахунок неоднорідної замкненої мережі 150/330 кВ	24
4.3.	Розрахунок діючої замкненої електричної схеми 330/150 кВ	61
	Висновки	71
	Список літератури	73
	Додатки	75
A	Охорона праці	76

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ЛЕП - лінія електропередачі

ПЛ - повітряна лінія

ЛДЖ – лінія з двостороннім живленням

УПК – устрій повздовжньої компенсації

ЕРС – електрорухома сила

АВР – автоматичне включення резерву

ВДТ – вольтододаткові трансформатори

АТ – автотрансформатор

ПС - підстанція

ККД – коефіцієнт корисної дії

РВН – рівняння вузлових напруг

ВСТУП

Усім відомо, що замкнена мережа має ключові переваги, такі як підвищення надійності електропостачання та поліпшення техніко-економічних характеристик системи електропостачання. Це стосується якості електроенергії та ефективності роботи самої мережі. Проте, на практиці, ці переваги замкнутої мережі не завжди повністю реалізуються.

Неоднорідність замкнутої мережі значно змінює ситуацію, забираючи у неї зазначені вище переваги і навіть викликаючи негативні наслідки. Тому для досягнення зазначених переваг потрібні додаткові заходи, що реалізуються на основі спеціальних розрахунків. Зокрема, певні переваги можуть бути досягнуті шляхом вибору оптимальних коефіцієнтів трансформації (у комплексній формі).

Найбільший вплив неоднорідність замкнутої мережі має на такі показники, як пропускна здатність з урахуванням нагріву ліній і економічність функціонування в умовах втрат активної потужності та енергії. Цей вплив не завжди є відчутним і залежить не тільки від рівня неоднорідності, але й від розподілу джерел живлення та споживання і їх навантаженість.

Особливо помітно цей вплив у випадках, коли на маршруті транзиту великої потужності мережа включає паралельні гілки з великою неоднорідністю - з лініями, де підвишені провода різко різних перетинів, або з ділянками різної номінальної напруги, з'єднаних трансформаторами. У цьому випадку важливо, в які гілки включені самі трансформатори. Тому вплив неоднорідності має бути враховано під час проектування вже на етапі вибору схем з'єднань.

У цій роботі для вирішення задач оптимізації розподілу потоків у замкнених неоднорідних мережах застосовувався сучасний математичний пакет MathCad, а також програма Regim.exe та NETv1.2. Розрахунки виконані на основі конкретних схем неоднорідної мережі 150 кВ і 330/150 кВ, з подальшим аналізом отриманих результатів.

Наведені в роботі теоретичні положення є справедливими для будь-яких схем неоднорідної замкнутої мережі з різними номінальними напругами.

1. СТИСЛІ ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ ПРО НЕОДНОРІДНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

Неоднорідність мережі означає розбіжності в рамках активних і реактивних опорів гілок

$$\xi = \frac{X}{R} . \quad (1.1)$$

Чим значніша ця різниця серед гілок замкненого сегмента мережі, тим більша її неоднорідність. У мережах з однаковою напругою відношення може варіювати у межах від 1 до 4, як-от в мережах 110 кВ, де використовуються перетини від 70 до 300 мм². У разі мереж з ділянками різної номінальної напруги це співвідношення може бути ще більшим, оскільки значний вплив мають гілки трансформаторів, для яких це відношення доходить до 15.

Можна стверджувати, що для самих мереж надвисокої номінальної напруги це співвідношення міститься в достатньо вузьких межах, тобто самі мережі є досить однорідними, оскільки перерізи проводів змінюються у відносно вузьких межах. Проте, коли вони працюють паралельно з мережами іншої номінальної напруги, особливо 330 або 150 кВ, виникає значна неоднорідність настільки, що у ряді випадків така робота стає недоцільною без додаткових заходів.

Детально описані основні недоліки неоднорідних замкнутих електромереж. Недоліки такі можуть виявлятися тим більше, чим більша неоднорідність. Але, крім того, вони виявляються тим більше, чим більший транзит потужності, що проходить через неоднорідну частину мережі. Через це наявні недоліки можуть бути неочевидні спочатку, хоча згодом можуть викликати суттєві труднощі в експлуатаційних умовах.

З метою оцінки впливу неоднорідності розглянуто простий (ідеалізований) випадок. У реальності неоднорідна частина мережі може бути значно складнішою і потребувати детального аналізу. Однак простий випадок розглядається свідомо, щоб дати виразніші та зрозумілі уявлення.

Припустимо, що даний ланцюг складається лише з двох паралельних гілок (рис.1.1). Через це відгалуження виконується лише транзитна передача енергії без проміжних відборів. Наведені параметри гілок відрізняються $Z_1 = R_1 + jX_1$ і $Z_2 = R_2 + jX_2$, при цьому $\xi_1 = \frac{X_1}{R_1} \neq \xi_2 = \frac{X_2}{R_2}$.

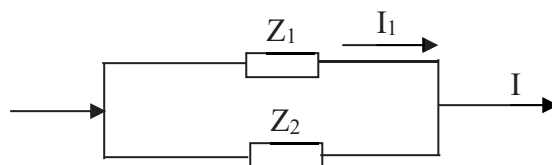


Рис.1.1. Простий приклад розгалуженого ланцюга

З метою простоти навантаження задане струмом J .

Відповідно до електротехнічних законів розподіл струму навантаження між гілками ланцюга визначається їх повними опорами

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{Z_2}{Z_1} . \quad (1.2)$$

Це призводить до різниці струмів у гілках як за величиною, так і за фазою, а також до перевищення суми модулів цих струмів над струмом навантаження. Оскільки це розподілення лише частково залежить від перерізів проводів, може виявитися, що струм в одній з гілок досягне гранично допустимого за нагрівом значно раніше, ніж у іншій. Внаслідок цього подальше підвищення струму навантаження стане неприйнятним, хоча для другої гілки такі зміни могли б бути значно більшими.

Додатково, в неоднорідних мережах помітно більші втрати активної потужності, оскільки величина струмів у гілках тут більша, ніж у випадку однорідного ланцюга, де співвідношення між реактивними опорами гілок дорівнює їх активним опорам. Іншими словами, такі розгалуження мають значно більший еквівалентний активний опір, ніж при повній однорідності. Внаслідок

цього така мережа є менш економічною за таких же значень активних опорів гілок.

Припускаючи, що гілка 1 має нижчу напругу, а гілка 2 - вищу, окремо працююча гілка 2 повинна мати значно більшу пропускну спроможність за тепловими умовами проводів, ніж гілка 1. Але коли ці гілки працюють паралельно, ситуація різко змінюється. Значний вплив на розподіл струмів у гілках справляють реактивні опори, які суттєво не залежать від перетинів проводів і напруги. В результаті встановлюється, що струми у гілках мають близькі значення, що веде до того, що мережа з нижчою номінальною напругою бере участь у передачі більшою мірою, ніж це економічно обґрунтовано або допустимо по нагріву проводів. Навпаки, гілка 2, тобто мережа з вищою номінальною напругою, виявляється недостатньо завантаженою. Її завантаження обмежується максимальною навантаженістю гілки 1 за умовами теплового режиму її проводів.

Це призводить до небажаної ситуації: проводи гілки з нижчою напругою завантажені максимально в той час, як проводи гілки з вищою напругою залишаються слабо завантаженими і їх не можна додатково завантажити, оскільки це призвело б до перевантаження гілки з нижчою напругою. Зростання струмового навантаження в усьому розгалуженні обмежується умовами теплового режиму гілки з нижчою напругою. Мережа з вищою напругою не виконує своїх функцій лише тому, що працює паралельно з гілкою з нижчою напругою. Науково-технічні вимоги суперечать законам електротехніки. Причиною є неоднорідність мережі.

Нижче наведено кількісну оцінку цього явища. Нехай для гілки 1 струм I_1 є максимально допустимим за тепловими умовами проводів. В такому разі струм у всьому розгалуженні обмежується величиною

$$J = I_1 \cdot \left| 1 + \frac{Z_1}{Z_2} \right| \quad (1.3)$$

Для спрощення припустимо, що активні опори гілок однакові $R_1=R_2=R$, виходить

$$\frac{J}{I_1} - 1 = \left| 1 + \frac{Z_1}{Z_2} \right| - 1 = \sqrt{\frac{4 + (\xi_1 + \xi_2)^2}{1 + \xi_2^2}} - 1. \quad (1.4)$$

Звідси результат, що друга гілка вдвічі збільшує пропускну спроможність лише в однорідній мережі, тоді як неоднорідність різко обмежує її роль через примусовий розподіл струмів у гілках. Наприклад, якщо $\xi_1=4$, а $\xi_2=10$, то пропускну спроможність всього розгалуження буде на 29% меншою, ніж бажаної (отриманої в однорідній мережі). Якщо цього неврахувати при проектуванні, то мережа зіткнеться з труднощами в експлуатації.

2. ШЛЯХИ ПОКРАЩЕННЯ УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НЕОДНОРІДНИХ ЗАМКНУТИХ МЕРЕЖ

Отримані дані свідчать, що під час проектування електромереж з надвисокою номінальною напругою слід уважно перевіряти умови їх експлуатації, якщо вони мають кілька зв'язків з мережами 150 і 330 кВ. У випадках, коли виявляються несприятливі умови спільної роботи, необхідно оцінити доцільність їх поліпшення шляхом реалізації відповідних заходів.

Відомі такі заходи, що дають змогу покращити техніко-економічні показники неоднорідних замкнутих мереж: поділ мережі з нижчою напругою, використання вольтододаткових пристроїв з подовжньо-поперечним регулюванням ЕРС та впровадження пристроїв для подовжньої ємнісної компенсації в мережі з вищою номінальною напругою. Далі розглядаються подані заходи більш детально.

Поділ мережі із нижчою напругою є найдоступнішим заходом, що не потребує істотних додаткових витрат, але вимагає перевірки його допустимості. Поділ мережі усуває вплив неоднорідності на пропускну здатність в цій частині мережі, і при правильному виборі місць розподілу це може підвищити економічність експлуатації мережі.

Надійний рівень електропостачання споживачів при розділенні мережі з нижчою напругою можна зберегти приблизно на тому ж рівні. Для цього варто встановити пристрої АВР, які автоматично перемикають на резервне живлення при втраті основного. Необхідно додатково перевірити допустимість короткочасного відключення живлення під час дії АВР.

Негативною стороною цього методу є помітне збільшення втрат реактивної потужності в мережі. Це пов'язано з тим, що розподіл навантажень в мережі вважається доцільнішим, коли він знижує втрати активної потужності; у неоднорідній мережі при цьому високі струми виникають в гілках з великими реактивними опорами. Обираючи оптимальне рішення, доводиться враховувати додаткові витрати на компенсуючі пристрої.

Умови стійкості роботи електричної системи виявляються складнішими. Якщо до поділу мережі її пропускна спроможність визначалась лише умовами нагрівання проводів з меншою напругою, то після поділу є можливість підвищити пропускну здатність мережі. При цьому навантаження в мережі з вищою напругою може бути збільшене до межі допустимості з точки зору стійкості, оскільки обмеження по мережі з меншою напругою усунуто.

Коли обмеження за умовами стійкості є суттєвими, а саме, якщо мережа має значний еквівалентний реактивний опір, поділ мережі став непрактичним або навіть неможливим. У цьому випадку паралельна мережа з меншою напругою певною мірою зменшує еквівалентний реактивний опір всієї системи, і її поділ призводить до збільшення цього опору, тобто до погіршення умов стійкості.

Часто доводиться враховувати і інші фактори. Так, наприклад, поділ мережі може дещо погіршити режим напруги. Здійснити поділ мережі у бажаному місці не завжди можливо за умов вибраних схем з'єднань підстанцій та заданих навантажень. Найбільш економічно вигідне місце для поділу мережі може відрізнятися залежно від робочого режиму; поділ у певному місці може поліпшити деякі режими і погіршити інші.

Позитивні ефекти включають також зменшення струмів короткого замикання, особливо в низьковольтних мережах. Це дозволяє спростити комутаційне обладнання, наприклад, вимикачі, що, у свою чергу, знижує вартість рішення. В деяких обставинах таке рішення стає необхідним.

Використання вольтододаткових трансформаторів (агрегатів) має свої плюси; немає потреби у розділенні мережі, якщо це не обумовлено іншими причинами, і можна більше наблизити розподіл навантажень до економічно найвигіднішого режиму в роботі мережі; в окремих випадках ці трансформатори можна застосовувати для регулювання рівня напруги у низьковольтній мережі, що сприяє підвищенню економічності її функціонування.

Проте недоліки виявляються суттєвішими. Вони призводять до подальшого зростання втрат реактивної потужності, що викликає необхідність збільшення потужності компенсуючого обладнання.

Додаткові витрати виникають через необхідність виробництва, монтажу та експлуатації вольтододаткових трансформаторів з автоматичним регулюванням як подовжньої, так і поперечної ЕРС під навантаженням.

Наголосимо на тому, що задля найкращого розподілу навантаження в мережі треба змінювати значення подовжньої та поперечної ЕРС залежно від навантаження підстанцій. Це потребує постійного моніторингу робочого режиму мережі та автоматизації керування відповідними перемикачами.

У разі складних мереж ці системи регулювання автоматично стають доволі складними, досі вони не були повністю розроблені. Зазвичай така система повинна інтегруватися в загальну систему автоматичного керування робочим режимом, орієнтовану на економічність роботи всієї об'єднаної енергосистеми.

Через те що вольтододаткові трансформатори мають невелику опірність, а мережа залишається замкнутою, значні зміни в значеннях струмів короткого замикання в цьому разі не спостерігаються (в порівнянні із випадком без використання вольтододаткових трансформаторів). Умови стійкості електричної системи змінюються незначно, хоча пропускна здатність мережі більше наближається до її граничних умов. Якщо до застосування вольтододаткових трансформаторів вона визначалася умовами стійкості, після їх введення варто реалізувати додаткові заходи для збільшення потужності граничного режиму.

На сьогодні українська електротехнічна промисловість не виробляла вольтододаткових трансформаторів з подовжньо-поперечним регулюванням ЕРС. У наявних мережах є лише невелика кількість таких вольтододаткових трансформаторів, регулювання їх ЕРС здебільшого проводиться вручну. Тому наразі цей захід виявляється важчим у реалізації, ніж розділення мережі (де воно можливе).

При відсутності автоматичного управління системою ЕРС вольтододаткових трансформаторів, можна покращити економічність роботи

неоднорідної замкнутої мережі шляхом вручну. Для цього, спираючись на дані про навантаження, слід розрахувати оптимальний розподіл переважно активної потужності в мережі, визначити відповідні значення ЕРС і змінити їх, якщо вони не відповідають необхідним. Такі розрахунки дозволяють отримати програмне управління для всіх характерних режимів.

Насправді можуть використовуватись вольтододаткові трансформатори різноманітних конструкцій: з окремим управлінням подовжньою та поперечною ЕРС, з тією, яка має специфічний аргумент (наприклад, 60 ел.град.), і з управлінням однієї поперечної ЕРС. Вони обходяться дешевше, однак не забезпечують максимуму ефективності. Зрозуміло, оптимальне рішення можливо отримати виключно через техніко-економічний розрахунок. В деяких умовах навіть трансформатори зі сталою ЕРС (без регулювального апарату), які використовуються при стабільному навантаженні, можуть виявитися вигідними.

Для повного усунення впливу неоднорідності замкнутої мережі необхідно теоретично було б додавати вольтододаткові трансформатори у всі незалежні контури. Але більш економічно доцільно застосовувати меншу кількість трансформаторів. Зазвичай, кожен наступний трансформатор приносить менше економічної вигоди.

Використання невеликої кількості вольтододаткових трансформаторів зазвичай себе виправдовує завдяки ефекту зменшення втрат енергії в мережі. Важливо обрати правильні місця для їх установки і їх параметри. Досить ефективним в деяких обставинах може бути спільне використання обох методів - вольтододаткових трансформаторів і поділу мережі.

Включення подовжньо-ємнісних компенсаторів у лінії високої напруги для компенсації зайвого реактивного опору приваблює тим, що вони не потребують автоматичного регулювання залежно від режиму мережі. Це знижує неоднорідність самої мережі.

Крім того, застосування батареї конденсаторів частково компенсує втрати реактивної потужності, тобто знижує потребу в регульованих компенсуючих пристроях. Але в мережах з надвисокою номінальною напругою це питання

потребує додаткової перевірки. Це обумовлено тим, що лінії з такою напругою виробляють велику кількість реактивної потужності (як вже було згадано раніше), що їх доводиться спеціально компенсувати реакторами. В деяких випадках для цього підходять синхронні компенсатори, які іноді функціонують у режимі недозбудження. Оптимальне рішення можливо знайти лише через відповідні техніко-економічні розрахунки. Компенсація втрат реактивної потужності зменшує їх змінну частину, що в цілому спрощує вирішення задачі.

Слід відзначити, що подовжня ємнісна компенсація збільшує пропускну здатність мережі завдяки стабільності, адже знижує еквівалентний реактивний опір. Однак, це може мати негативний аспект: зростають струми короткого замикання. У певних ситуаціях подовжньо-ємнісна компенсація може також спричиняти різноманітні резонансні явища в електричній системі, що потребує додаткових спеціальних досліджень.

3. ОПТИМАЛЬНИЙ РОЗПОДІЛ ПОТУЖНОСТЕЙ У ЗАМКНЕНИХ НЕОДНОРІДНИХ МЕРЕЖАХ

Оптимальним вважається такий розподіл потужностей, при якому сукупні втрати потужності та енергії в замкненій мережі є найменшими. Встановимо умови оптимального розподілу потужностей на прикладі кільцевої мережі (рис.3.1, а).

Сукупні втрати активної потужності в кільцевій мережі приближено визначають як

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{S_{A1}^2}{U_{НОМ}^2} r_{A1} + \frac{S_{A2}^2}{U_{НОМ}^2} r_{A2} + \frac{S_{12}^2}{U_{НОМ}^2} r_{12}. \quad (3.1)$$

Враховуючи що, $S_{A2} = S_1 + S_2 - S_{A1}$ і $S_{12} = S_{A1} - S_1$, втрати потужності ΔP_{Σ} можна представити в такій формі:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_{A1}^2 + Q_{A1}^2}{U_{НОМ}^2} r_{A1} + \frac{(P_1 + P_2 - P_{A1})^2 + (Q_1 + Q_2 - Q_{A1})^2}{U_{НОМ}^2} r_{A2} + \frac{(P_{A1} - P_1)^2 + (Q_{A1} - Q_1)^2}{U_{НОМ}^2} r_{12}. \quad (3.2)$$

Диференціюючи ΔP_{Σ} по P_{A1} і Q_{A1} і прирівнюючи нулю часткові похідні $\frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_{A1}}$ і $\frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial Q_{A1}}$, отримаємо систему рівнянь

$$P_{A1} r_{A1} - (P_1 + P_2 - P_{A1}) r_{A2} + (P_{A1} - P_1) r_{12} = 0; \quad (3.3)$$

$$Q_{A1} r_{A1} - (Q_1 + Q_2 - Q_{A1}) r_{A2} + (Q_{A1} - Q_1) r_{12} = 0, \quad (3.4)$$

звідки визначимо оптимальну потужність $S_{A1(опт)}$, яка відповідає режиму мінімальних втрат,

$$P_{A1(onm)} = \frac{P_1(r_{A2} + r_{12}) + P_2 r_{A2}}{r_{A1} + r_{12} + r_{A2}}; \quad (3.5)$$

$$Q_{A1(onm)} = \frac{Q_1(r_{A2} + r_{12}) + Q_2 r_{A2}}{r_{A1} + r_{12} + r_{A2}}; \quad (3.6)$$

$$S_{A1(onm)} = P_{A1(onm)} + jQ_{A1(onm)} \quad (3.7)$$

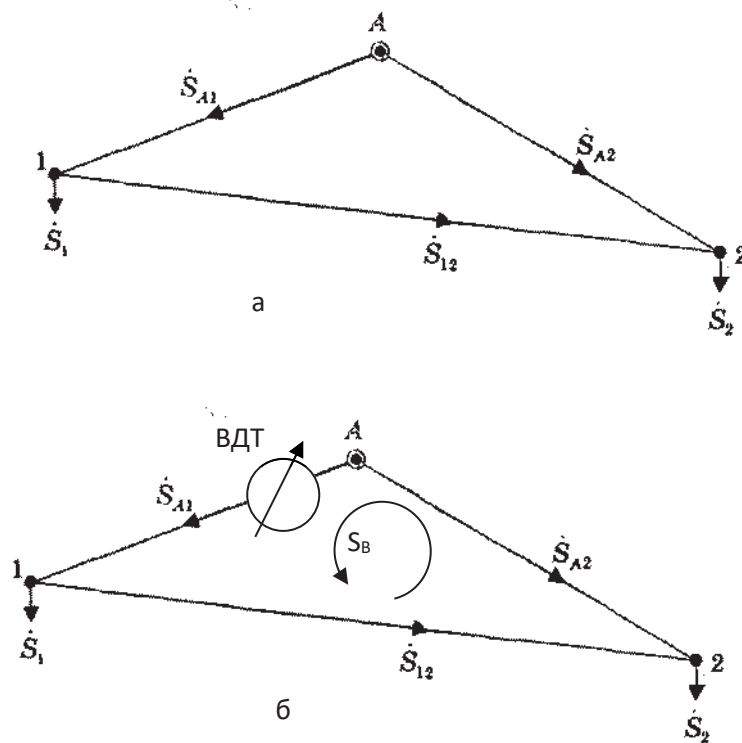


Рис.3.1. Розподіл потужностей в кільцевій мережі:
а – натуральний; б – примусовий

Економічний розподіл потужностей у неоднорідній мережі можна отримати, якщо на природний розподіл потужностей накласти врівноважену потужність $S_{ур}$, тобто

$$S_{ек} = S_e + S_{ур}. \quad (3.8)$$

Якщо в контур включені трансформатори зв'язку мереж з різними номінальними напругами і їх коефіцієнти трансформації не врівноважені, вони створюють у контурі продольну ЕРС.

Відповідним підбором коефіцієнтів цих трансформаторів можна покращити розподіл потужностей в замкнених контурах і підвищити рівень напруги. Завдяки цьому зменшуються втрати потужності та енергії, а також підвищується ККД мережі.

Режим роботи автотрансформатора в контурі, що складається з мереж різних номінальних напруг, і умови регулювання на цьому трансформаторі не можна розглядати окремо від інших трансформаторів, включених у цю замкнену мережу. Вибір відгалужень здійснюється не ізольовано для кожного автотрансформатора, а разом на всіх трансформаторах, включених у пов'язані контури.

Як зазначалося раніше, одним зі способів зниження втрат потужності та енергії в мережі є розімкнення мережі низької напруги. На значення продольної врівноваженої ЕРС значний вплив мають перетікання реактивної потужності, які визначаються реактивними навантаженнями вузлів. Тому вибір відпайок повинен виконуватись в поєднанні з оптимізацією розподілу реактивних потужностей між джерелами. Це завдання відноситься до класу багатоекстремальних задач та формується наступним чином. Потрібно визначити мінімум цільової функції для загальних втрат потужності у мережі

$$\Delta P(Q_i, K_j) = \min, \quad (3.9)$$

де $Q_i \in Q$ та $K_j \in K$, а $Q = \{Q_1, Q_2, \dots, Q_n\}$ та $K = \{K_1, K_2, \dots, K_m\}$;

n та m – це кількість джерел реактивної потужності та число трансформаторів у замкнених контурах мережі відповідно.

Мінімізацію функції проводять у межах установлених значень кожного змінного параметра

$$\begin{aligned} Q_{i\min} &\leq Q_i \leq Q_{i\max} \\ K_{j\min} &\leq K_j \leq K_{j\max} \end{aligned} \quad (3.10)$$

При цьому повинні забезпечуватися наступні обмежувальні умови

$$\begin{aligned} U_{L\min} \leq U_L \leq U_{L\max} \\ I_K \leq I_{K\text{ доп}} \end{aligned} \quad (3.11)$$

де U_L - напруга на L-ому вузлі енергосистеми, I_K та $I_{K\text{ доп}}$ - фактичний та допустимий струм для K-тої гілки мережі.

Для визначення оптимального режиму можуть бути використані різноманітні методи математичної оптимізації, такі як графічний, метод послідовного змінення параметрів, випадковий пошук та інші.

Дослідження свідчать, що метод послідовної зміни параметрів дає досить швидке розв'язання.

4. ПРАКТИЧНІ МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ПОТОКОРОЗПОДІЛУ В ЗАМКНУТИХ НЕОДНОРІДНИХ МЕРЕЖАХ

Дослідження здійснювались для трьох схем неоднорідної замкненої мережі 150 кВ різного ступеня неоднорідності.

4.1. Розрахунок природного та оптимального поточкорозподілу замкненої мережі 150 кВ

Схема замкненої мережі 150 кВ відображена на рис.4.1.

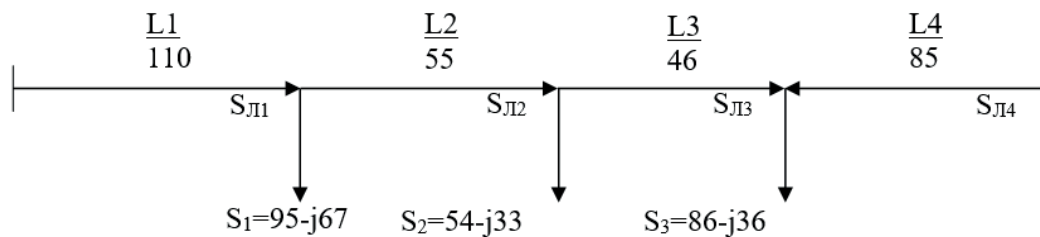


Рис.4.1. Замкнена мережа 150 кВ (L, км; S, МВА)

Розрахунок природного та оптимального поточкорозподілу проведено із застосуванням інтегрованого математичного пакета Mathcad. Для такої мережі різниця втратах активної потужності між природним та оптимальним розподілом є незначною. Результати приведені нижче.

Природне розподілення: $\Delta P_{\text{сум}} = 23,701$ МВт, оптимальне розподіл $\Delta P_o = 23,632$ МВт, різниця становить $\Delta \Delta P = 69$ кВт.

1. Параметрична неоднорідність. Схема на рис.4.1.

Вихідні дані

$i := 1..4$ $j := 1..3$ $U_{ном} := 150 \text{ кВ}$

$ro_i :=$ $xo_i :=$ $L_i :=$ $R_i := ro_i \cdot L_i$ $X_i := xo_i \cdot L_i$

0.162	0.42	110	17.82	46.2
0.249	0.441	55	13.695	24.255
0.249	0.441	45	11.205	19.845
0.120	0.405	85	10.2	34.425

Опори ліній, Ом

$Z_i = \begin{pmatrix} 17.82 + 46.2j \\ 13.695 + 24.255j \\ 11.205 + 19.845j \\ 10.2 + 34.425j \end{pmatrix}$ Параметри відрізків ліній

$P_j :=$ $Q_j :=$

95	67
54	33
86	36

Потужності у вузлах мережі МВт, Мвар

$S_j := P_j - j \cdot Q_j$ $S_j = \begin{pmatrix} 95 - 67j \\ 54 - 33j \\ 86 - 36j \end{pmatrix} \text{ МВА}$

Природний розподіл потужності в замкнутій мережі.

$$Sl_1 := \frac{S_1 \cdot (Z_2 + Z_3 + Z_4) + S_2 \cdot (Z_3 + Z_4) + S_3 \cdot Z_4}{Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4}$$

$$Sl_4 := \frac{S_3 \cdot (Z_1 + Z_2 + Z_3) + S_2 \cdot (Z_1 + Z_2) + S_1 \cdot Z_1}{Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4}$$

$$Sl_2 := Sl_1 - S_1 \quad Sl_3 := Sl_2 - S_2$$

$$Sl_1 = 106.817 - 64.191j$$

$$Sl_2 = 11.817 + 2.809j$$

$$Sl_1 + Sl_4 = 235 - 136j$$

$$Sl_3 = -42.183 + 35.809j$$

$$Sl_4 = 128.183 - 71.809j$$

$$S_1 + S_2 + S_3 = 235 - 136j$$

Розглянемо втрати потужності в лінії

$$\Delta P_i := \frac{(|S_i|)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_i \quad \Delta Q_i := \frac{(|S_i|)^2}{U_{ном}^2} \cdot X_i$$

$$\Delta P_{сум} := \sum_{i=1}^4 \Delta P_i \quad \Delta Q_{сум} := \sum_{i=1}^4 \Delta Q_i$$

$$\Delta P_i =$$

12.3
0.09
1.525
9.786

$$\Delta Q_i =$$

31.889
0.159
2.7
33.029

$$\Delta P_{сум} = 23.701$$

МВт

$$\Delta Q_{сум} = 67.777$$

Мвар

Оптимальний розподіл електроенергії в замкнутих мережах.

$$P_{lo1} := \frac{P_1 \cdot (R_2 + R_3 + R_4) + P_2 \cdot (R_3 + R_4) + P_3 \cdot R_4}{R_1 + R_2 + R_3 + R_4}$$

$$P_{lo4} := \frac{P_3 \cdot (R_1 + R_2 + R_3) + P_2 \cdot (R_1 + R_2) + P_1 \cdot R_1}{R_1 + R_2 + R_3 + R_4}$$

$$Q_{lo1} := \frac{Q_1 \cdot (R_2 + R_3 + R_4) + Q_2 \cdot (R_3 + R_4) + Q_3 \cdot R_4}{R_1 + R_2 + R_3 + R_4}$$

$$Q_{lo4} := \frac{Q_3 \cdot (R_1 + R_2 + R_3) + Q_2 \cdot (R_1 + R_2) + Q_1 \cdot R_1}{R_1 + R_2 + R_3 + R_4}$$

$$S_{lo_i} := P_{lo_i} - j \cdot Q_{lo_i}$$

$$S_{lo_2} := S_{lo_1} - S_1 \quad S_{lo_3} := S_{lo_2} - S_2$$

$$S_{lo_1} + S_{lo_4} = 235 - 136j$$

$$S_{lo_1} = 101.428 - 64.725j \quad S_{lo_2} = 6.428 + 2.275j$$

$$S_{lo_3} = -47.572 + 35.275j \quad S_{lo_4} = 133.572 - 71.275j$$

Втрати потужності в лініях

$$\Delta P_{o_i} := \frac{(|S_{lo_i}|)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_i \quad \Delta Q_{o_i} := \frac{(|S_{lo_i}|)^2}{U_{ном}^2} \cdot X_i$$

$$\Delta P_{осум} := \sum_{i=1}^4 \Delta P_{o_i} \quad \Delta Q_{осум} := \sum_{i=1}^4 \Delta Q_{o_i}$$

$\Delta P_{o_i} =$

11.466
0.028
1.747
10.391

$\Delta Q_{o_i} =$

29.726
0.05
3.094
35.07

$\Delta P_{осум} = 23.632$ МВт

$\Delta Q_{осум} = 67.94$ Мвар

$\Delta \Delta P := \Delta P_{сум} - \Delta P_{осум}$

$\Delta \Delta P = 0.069$ МВт

4.2. Розрахунок неоднорідної замкненої мережі 150/330 кВ

Схема неоднорідної замкненої мережі включає в себе дві лінії (Л1-330 кВ, Л2-150 кВ) та дві підстанції 330/150 кВ з автотрансформаторами зв'язку АТ1 та АТ2. Навантаження вказано на шинах підстанції Б. Схема даної неоднорідної мережі зображена на рис.4.2.

Формулювання задачі. Для неоднорідної замкнутої електричної мережі (рис.4.2) визначити оптимальні коефіцієнти трансформації автотрансформаторів та умови розмикання контуру на шинах підстанції Б для зменшення втрат активної потужності в мережі.

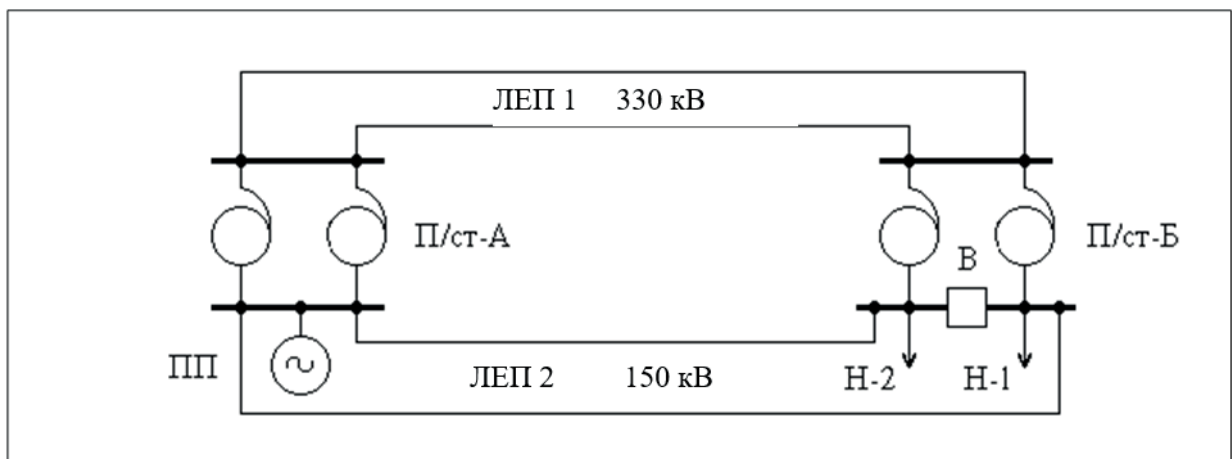


Рис.4.2. Схема неоднорідної електричної мережі 330/150 кВ

Для розв'язання цієї задачі необхідно обчислити розподіл потужностей навантаження підстанції Б між двома секціями шин напруги 150 кВ при розділенні шин за допомогою вимикача В.

Вихідні дані:

Л-1: номінальна напруга становить 330 кВ, довжина 170 км, 2 ланцюги, провід марки АС-240/32, $r_0 = 0,06$ Ом/км, $x_0 = 0,33$ Ом/км, $b_0 = 3,38$ мкСм/км;

Л-2: номінальна напруга становить 150 кВ, довжина 150 км, 2 ланцюги, провід марки АС-120/19, $r_0 = 0,249$ Ом/км, $x_0 = 0,441$ Ом/км, $b_0 = 2,56$ мкСм/км;

Т-1 і Т-2: автотрансформатори типу АТДЦТН-125000/330/150, $R_{в-с} = 1,15$ Ом, $X_{в-с} = 49$ Ом, $\Delta P_x = 85$ кВт, $\Delta Q_x = 625$ квар.

Навантаження на шинах 150 кВ п/ст Б : $S = 340 + j210$ МВА.

Напруга в точці живлення (ПП) 165 кВ.

Математична модель. Обмеження та припущення:

- аналізується один режим для заданих значень активної та реактивної потужності навантаження;
- мінімізуються тільки втрати потужності навантаження в мережі;
- відсутність обмежень на рівні напруги в вузлах.

Математичне формулювання задачі.

Формально задача є нелінійним програмуванням, мета якого - мінімізувати $f(x)$, $x \in E^n$ за m обмеженнями у вигляді рівностей $h_j(x) = 0$, $j = 1, 2, \dots, m$ та ($p = m$) обмеженнями у вигляді нерівностей $g_j(x) \geq 0$, $j = m+1, m+2, \dots, p$.

Цільова функція $f(x)$ у цій задачі - це загальні втрати потужності ΔP_Σ , які включають втрати в усіх елементах мережевої схеми (дві ЛЕП і два трансформатори).

Обмеження у вигляді рівностей являють собою систему вузлових напруг (РВН).

До обмежень виду нерівностей належать обмеження на рівні вузлових напруг у вузлах, значення струмів та потоків потужності у гілках, а також значення потужностей генеруючих джерел.

У цій задачі обмеження у вигляді нерівностей не визначаються, оскільки для допустимого початкового стану зміни потокорозподілу для зменшення втрат у мережі (при її розриві) зазвичай не впливають на режим за навантаженням чи напругою.

Схема мережі для розрахунку зображена на рисунку 4.3.

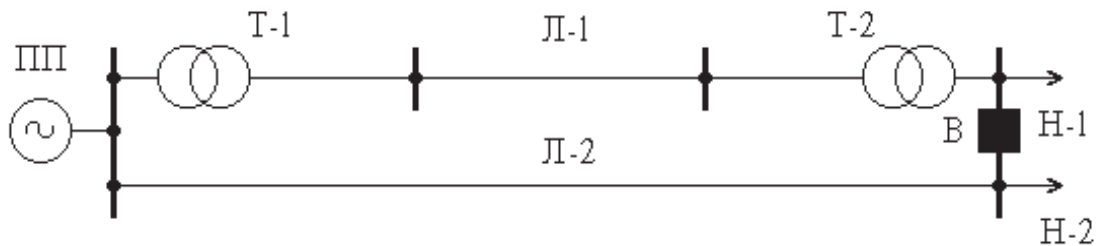


Рис.4.3. Схема мережі для розрахунку

Потужність навантаження $\underline{S}_H$ подамо у вигляді суми двох навантажень

$$\underline{S}_H = \underline{S}_{H1} + \underline{S}_{H2},$$

розподілених між двома секціями шин.

Кожний з чотирьох елементів електромережі (дві ЛЕП і два трансформатори) представимо чотириполюсниками в А-формі, рис.4.4.

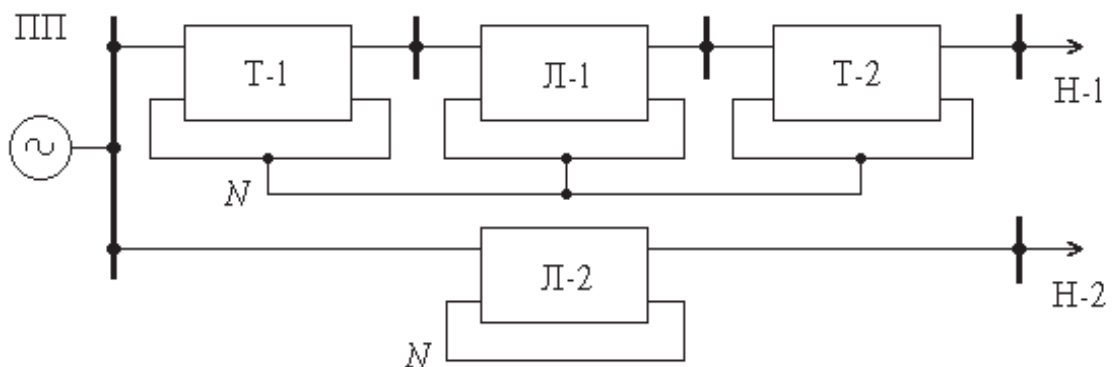


Рис.4.4. Схема розрахунку мережі при її представленні у вигляді чотириполюсників

Для ЛЕП коефіцієнти чотириполюсника визначаються з допомогою формул

$$\underline{A} = \underline{D} = 1 + \frac{\underline{ZY}}{2}, \quad \underline{B} = \underline{Z}, \quad \underline{C} = \underline{Y} + \underline{Z}\left(\frac{\underline{Y}}{2}\right)^2. \quad (4.1)$$

Для підвищувального трансформатора

$$\underline{A} = \frac{1}{K_T}, \underline{B} = \frac{\underline{Z}_T}{K_T}, \underline{C} = \frac{\underline{Y}_{\mu 1}}{K_T}, \underline{D} = K_T + \frac{\underline{Y}_{\mu} \underline{Z}_T}{K_T}. \quad (4.2)$$

Для понижувального трансформатора

$$\underline{A} = K_T, \underline{B} = \frac{\underline{Z}_T}{K_T}, \underline{C} = \underline{Y}_{\mu 2} \cdot K_T, \underline{D} = \frac{1 + \underline{Y}_{\mu} \underline{Z}_T}{K_T}. \quad (4.3)$$

У трансформаторах гілка провідності $\underline{Y}_{\mu}$ підключена в схемі заміщення з боку живлення, тобто $\underline{Y}_{\mu 1}$ при напрузі 150 кВ, а $\underline{Y}_{\mu 2}$ при напрузі 330 кВ. Зауважимо, що для ЛЕП чотириполюсник є симетричним, а для трансформаторів – асиметричним. Усі елементи мережі чотириполюсники фактично стають триполюсниками, тобто потенціал одного полюса входу і виходу однаковий, і для трифазної симетричної системи дорівнює нулю та теоретично може бути під'єднаний до загальної уявної нейтралі системи N.

З врахуванням послідовного з'єднання Т-1 з Л-1 і Т-2 з Л-2 утворюємо еквівалентний чотириполюсник (рис.4.5)

$$\underline{A}_1 = \underline{A}_{T-1} \underline{A}_{Л-1} \underline{A}_{T-2}, \quad \underline{A}_2 = \underline{A}_{Л-2}.$$

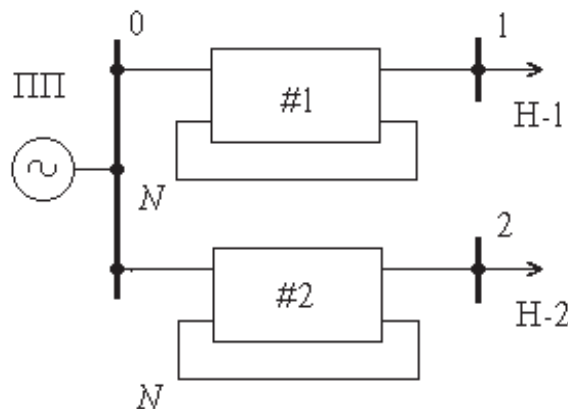


Рис.4.5. Еквівалентна схема чотириполюсника

Цільова функція та обмеження. Як незалежні змінні вибираємо навантаження шин 1 (P_1 і Q_1) підстанції Б. Навантаження шин 2 визначається наступним чином $P_2 = P_H - P_1$ і $Q_2 = Q_H - Q_1$.

Цільову функцію можна явно виразити через незалежні змінні

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \frac{R_{T1} + R_{Л1} + R_{T2}}{K_T^2} + \frac{(P_H - P_1)^2 + (Q_H - Q_1)^2}{U_2^2} R_{Л2}. \quad (4.4)$$

Умова екстремального значення виглядає так

$$\frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_1} = 0, \quad \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial Q_1} = 0. \quad (4.5)$$

$$A_{1r} \cdot U_1^2 + B_{1r} \cdot P_1 + B_{1i} \cdot Q_1 - U_1 \cdot \cos(\delta_{11}) \cdot U_0 = 0 \quad \text{РВН для вузла 1}$$

$$A_{1i} \cdot U_1^2 - B_{1r} \cdot Q_1 + B_{1i} \cdot P_1 + U_1 \cdot \sin(\delta_{11}) \cdot U_0 = 0$$

$$\begin{aligned} A_{2r} \cdot U_2^2 + B_{2r} \cdot (P_{load} - P_1) \dots &= 0 \\ + B_{2i} \cdot (Q_{load} - Q_1) - U_2 \cdot \cos(\delta_{22}) \cdot U_0 & \end{aligned} \quad \text{РВН для вузла 2}$$

$$\begin{aligned} A_{2i} \cdot U_2^2 - B_{2r} \cdot (Q_{load} - Q_1) \dots &= 0 \\ + B_{2i} \cdot (P_{load} - P_1) + U_2 \cdot \sin(\delta_{22}) \cdot U_0 & \end{aligned}$$

Ці два рівняння та обмеження у вигляді рівностей, подані як РВН для шин 1 і 2 через коефіцієнти чотириполюсників, утворюють систему для розв'язання задачі оптимізації. Окрім потужностей P_1 і Q_1 шуканими змінними є модулі та фази напруг шин 1 і 2: U_1 , δ_1 , U_2 і δ_2 .

Результати розрахунку електропередачі рис.4.2 приведені в роздруківці.

$ORIGIN := 1$

Схема рис.4.2, мережа 330/150 кВ

Вихідні данні

Лінії електропередачі

Довжина в км, опір в Ом/км, провідність в См/км.

$$\begin{array}{llll} \text{Л-1: } l_1 := 170 & r_{01} := 0.06 & x_{01} := 0.33 & b_{01} := 3.38 \cdot 10^{-6} \\ \text{Л-2: } l_2 := 150 & r_{02} := 0.249 & x_{02} := 0.441 & b_{02} := 2.56 \cdot 10^{-6} \end{array}$$

Автотрансформатори

$$\begin{array}{llll} U_{nom1} := 330 & U_{nom2} := 158 & \text{Номінальна напруга} & \\ & & \text{обмоток ВН і СН, кВ.} & \\ R := 1.15 & X := 49.0 & \text{Сумарні опори} & \\ & & \text{пари обмоток ВН і СН, Ом.} & \\ dP := 0.17 & dQ := 1.25 & \text{Втрати в сталі, МВт і Мвар} & \\ U_0 := 165 & & \text{Напруга пункту живлення, кВ.} & \\ P_{load} := 340 & Q_{load} := 210 & \text{Потужність навантаження, МВА} & \end{array}$$

Розрахункові параметри

1. Параметри схем заміщення

$$\begin{array}{lll} R_{L1} := \frac{r_{01} \cdot l_1}{2} & X_{L1} := \frac{x_{01} \cdot l_1}{2} & B_{L1} := 2 \cdot b_{01} \cdot l_1 \\ Z_{L1} := R_{L1} + j \cdot X_{L1} & Y_{L1} := j \cdot B_{L1} & \\ Z_{L1} = 5.1 + 28.05j & Y_{L1} = 1.149j \times 10^{-3} & \\ R_{L2} := \frac{r_{02} \cdot l_2}{2} & X_{L2} := \frac{x_{02} \cdot l_2}{2} & B_{L2} := 2 \cdot b_{02} \cdot l_2 \\ Z_{L2} := R_{L2} + j \cdot X_{L2} & Y_{L2} := j \cdot B_{L2} & \\ Z_{L2} = 18.675 + 33.075j & Y_{L2} = 7.68j \times 10^{-4} & \\ R_T := \frac{R}{2} & X_T := \frac{X}{2} & Z_T := R_T + j \cdot X_T \end{array}$$

$$\begin{aligned}
G_{T1} &:= 2 \cdot \frac{dP}{U_{nom2}^2} & B_{T1} &:= 2 \cdot \frac{dQ}{U_{nom2}^2} & Y_{m1} &:= G_{T1} + j \cdot B_{T1} \\
G_{T2} &:= 2 \cdot \frac{dP}{U_{nom1}^2} & B_{T2} &:= 2 \cdot \frac{dQ}{U_{nom1}^2} & Y_{m2} &:= G_{T2} + j \cdot B_{T2} \\
Z_T &= 0.575 + 24.5j & Y_{m1} &= 1.362 \times 10^{-5} + 1.001j \times 10^{-4} \\
& & Y_{m2} &= 3.122 \times 10^{-6} + 2.296j \times 10^{-5} \\
K_T &:= \frac{U_{nom1}}{U_{nom2}} & K_T &= 2.089 & & \text{Коефіцієнт трансформації}
\end{aligned}$$

2. А-параметри чотириполюсників T1, T2 і Л1 й еквівалентного чотириполюсника #1 для їх каскадного з'єднання T1-Л1-T2

$$A_{T1} := \begin{pmatrix} \frac{1}{K_T} & \frac{Z_T}{K_T} \\ \frac{Y_{m1}}{K_T} & K_T + \frac{Y_{m1} \cdot Z_T}{K_T} \end{pmatrix} \quad \text{Підвищуючий трансформатор}$$

$$A_{T1} = \begin{pmatrix} 0.479 & 0.275 + 11.73j \\ 6.521 \times 10^{-6} + 4.795j \times 10^{-5} & 2.087 + 1.873j \times 10^{-4} \end{pmatrix}$$

$$A_{T2} := \begin{pmatrix} K_T & \frac{Z_T}{K_T} \\ Y_{m2} \cdot K_T & \frac{1 + Y_{m2} \cdot Z_T}{K_T} \end{pmatrix} \quad \text{Понижуючий трансформатор}$$

$$A_{T2} = \begin{pmatrix} 2.089 & 0.275 + 11.73j \\ 6.521 \times 10^{-6} + 4.795j \times 10^{-5} & 0.479 + 4.294j \times 10^{-5} \end{pmatrix}$$

$$A_{L1} := \begin{bmatrix} 1 + \frac{Z_{L1} \cdot Y_{L1}}{2} & Z_{L1} \\ Y_{L1} + Z_{L1} \cdot \left(\frac{Y_{L1}}{2}\right)^2 & 1 + \frac{Z_{L1} \cdot Y_{L1}}{2} \end{bmatrix} \quad \text{ЛЕП-1 330 кВ}$$

$$A_{L1} = \begin{pmatrix} 0.984 + 2.93j \times 10^{-3} & 5.1 + 28.05j \\ -1.684 \times 10^{-6} + 1.14j \times 10^{-3} & 0.984 + 2.93j \times 10^{-3} \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{pmatrix} := A_{T1} \cdot A_{L1} \cdot A_{T2} \quad \text{Еквівалентний чотириполіусник}$$

$$\begin{pmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.955 + 3.836j \times 10^{-3} & 1.387 + 17.319j \\ 1.838 \times 10^{-5} + 5.167j \times 10^{-3} & 0.954 + 4.006j \times 10^{-3} \end{pmatrix}$$

3. А-параметры чотириполіусника #2 - Л2

$$\begin{pmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{pmatrix} := \begin{bmatrix} 1 + \frac{Z_{L2} \cdot Y_{L2}}{2} & Z_{L2} \\ Y_{L2} + Z_{L2} \cdot \left(\frac{Y_{L2}}{2}\right)^2 & 1 + \frac{Z_{L2} \cdot Y_{L2}}{2} \end{bmatrix} \quad \text{ЛЕП-2 150 кВ}$$

$$\begin{pmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.987 + 7.171j \times 10^{-3} & 18.675 + 33.075j \\ -2.754 \times 10^{-6} + 7.631j \times 10^{-4} & 0.987 + 7.171j \times 10^{-3} \end{pmatrix}$$

4. Дійсні і уявні складові А-параметрів чотириполіусників #1 и #2

$$A_{1r} := \operatorname{Re}(A_1) \quad A_{1i} := \operatorname{Im}(A_1) \quad B_{1r} := \operatorname{Re}(B_1) \quad B_{1i} := \operatorname{Im}(B_1)$$

$$A_{2r} := \operatorname{Re}(A_2) \quad A_{2i} := \operatorname{Im}(A_2) \quad B_{2r} := \operatorname{Re}(B_2) \quad B_{2i} := \operatorname{Im}(B_2)$$

Обчислення

1. Цільова функція (сумарні втрати активної потужності в мережі):

$$\begin{aligned} \operatorname{delta}P(P_1, Q_1, U_1, U_2) := & \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \cdot \frac{R_T + R_{L1} + R_T}{K_T^2} \dots \\ & + \frac{(P_{load} - P_1)^2 + (Q_{load} - Q_1)^2}{U_2^2} \cdot R_{L2} \end{aligned}$$

2. Початкові наближення

$$P_1 := \frac{P_{load}}{2} \quad Q_1 := \frac{Q_{load}}{2}$$

Потужність шин
навантаження 1

$$U_1 := U_{nom2} \quad U_2 := U_{nom2}$$

Напруга на шинах навантаження
1 і 2

$$\delta 1_1 := 0 \quad \delta 2_2 := 0$$

3. Розв'язання системи рівнянь

Given

$$\frac{d}{dP_1} \text{delta}P(P_1, Q_1, U_1, U_2) = 0$$

Умови екструмума цільової
функції

$$\frac{d}{dQ_1} \text{delta}P(P_1, Q_1, U_1, U_2) = 0$$

$$A_{1r} \cdot U_1^2 + B_{1r} \cdot P_1 + B_{1i} \cdot Q_1 - U_1 \cdot \cos(\delta 1_1) \cdot U_0 = 0$$

УУН для
вузла 1

$$A_{1i} \cdot U_1^2 - B_{1r} \cdot Q_1 + B_{1i} \cdot P_1 + U_1 \cdot \sin(\delta 1_1) \cdot U_0 = 0$$

$$A_{2r} \cdot U_2^2 + B_{2r} \cdot (P_{load} - P_1) \dots = 0$$

$$+ B_{2i} \cdot (Q_{load} - Q_1) - U_2 \cdot \cos(\delta 2_2) \cdot U_0$$

УУН для
вузла 2

$$A_{2i} \cdot U_2^2 - B_{2r} \cdot (Q_{load} - Q_1) \dots = 0$$

$$+ B_{2i} \cdot (P_{load} - P_1) + U_2 \cdot \sin(\delta 2_2) \cdot U_0$$

$$\begin{pmatrix} P_1 \\ Q_1 \\ U_1 \\ \delta 1_1 \\ U_2 \\ \delta 2_2 \end{pmatrix} := \text{Minerr}(P_1, Q_1, U_1, \delta 1_1, U_2, \delta 2_2)$$

$$\begin{pmatrix} P_1 \\ Q_1 \\ U_1 \\ \delta 1_1 \\ U_2 \\ \delta 2_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 309.47 \\ 191.143 \\ 140.616 \\ -0.225 \\ 159.454 \\ -0.032 \end{pmatrix}$$

$$\text{delta}P(P_1, Q_1, U_1, U_2) = 10.533$$

Оптимальне значення
втрат потужності, МВт.

$$P_2 := P_{load} - P_1 \quad P_2 = 30.53$$

$$Q_2 := Q_{load} - Q_1 \quad Q_2 = 18.857$$

Потужність шин навантаження 1 и 2,
МВт и Мвар

Перевірка результатів.

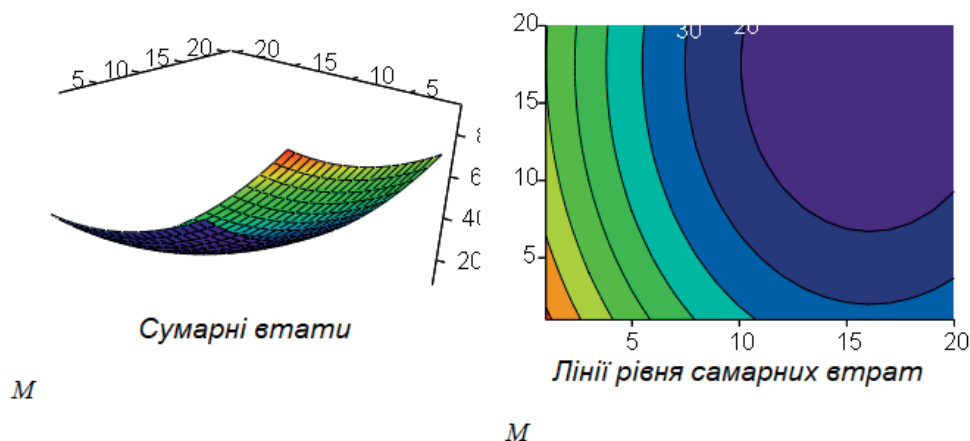
Побудуємо матрицю дискретних значень цільової функції M в області екстремуму в координатах P_1, Q_1 [$P_{min}, P_{max}; Q_{min}, Q_{max}$] = [90,160; 40,100]. Для простоти напруги в вузлах 1 и 2 (U_1 и U_2) приймемо незмінними величинами.

$$\begin{aligned} i &:= 1..20 & j &:= 1..20 \\ P_{1i} &:= 20 + 360 \cdot \frac{i}{20} & Q_{1j} &:= 16 + 200 \cdot \frac{j}{20} \\ M_{i,j} &:= \text{deltaP}(P_{1i}, Q_{1j}, U_1, U_2) \end{aligned}$$

Мінімальний елемент матриці M

$$\min M := \min(M) \quad \min M = 10.554$$

Графічне зображення цільової функції в області екстремума і лінії рівня в координатах P_1, Q_1 .



Згідно з отриманими даними, оптимальне значення активних втрат потужності у мережі становить $\Delta P = 10,533$ МВт. Розподіл навантаження по шинам є таким:

$$\left. \begin{aligned} P_1 &= 309,47 \text{ МВт} \\ Q_1 &= 191,14 \text{ МВар} \end{aligned} \right\} \text{ шини 1}$$

$$\left. \begin{aligned} P_2 &= 30,53 \text{ МВт} \\ Q_2 &= 18,86 \text{ МВар} \end{aligned} \right\} \text{ шини 2}$$

Варто зазначити, що оптимізаційні розрахунки здійснювалися при номінальних коефіцієнтах трансформації автотрансформаторів зв'язку АТ1 та АТ2 ($K_{T.ном}=330/158=2,089$). Раніше було зазначено, що за допомогою вибору відповідних коефіцієнтів трансформації АТ1 та АТ2, можна зменшити втрати потужності у мережі, що розглядається.

Вибір оптимальних значень коефіцієнтів трансформації для АТ1 та АТ2.

Приведені розрахунки режимів для схеми, яка досліджується, у наступних випадках:

- схема є замкненою, у початковому режимі спостерігаються коефіцієнти трансформації автотрансформаторів АТ1 (2,089); АТ2 (2,089) (рис.4.6).



Рис.4.6. Схема заміщення для замкненої мережі

- схема роз'єднана вимикачем на підстанції Б. Навантаження на секціях вибрані згідно з попередньою оптимізацією. Коефіцієнти трансформації автотрансформаторів у початковому режимі також прийняті номінальними: АТ1 (2,089); АТ2 (2,089) (рис.4.7).

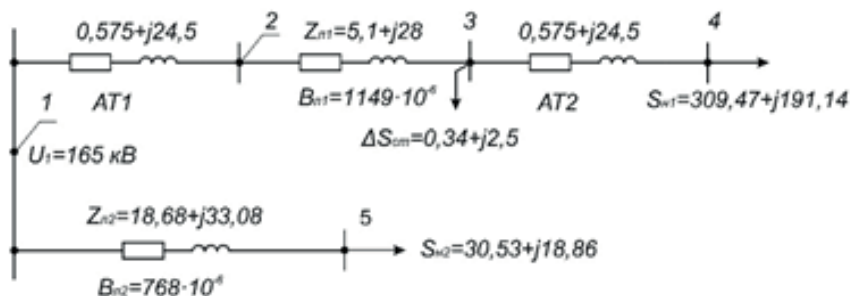


Рис.4.7. Схема заміщення для розімкненої мережі

Замкнена мережа 330/150 кВ

Для замкнутої схеми (рис.4.6) у початковому режимі втрати активної потужності становлять 17,262 МВт. У вузлах 3 та 4 є номінальна напруга.

Спрямованою зміною коефіцієнтів трансформації автотрансформаторів зв'язку вдається зменшити втрати активної потужності. Зміна коефіцієнтів трансформації АТ1 у напрямку збільшення ($K_T=2,13$) зменшує втрати до 15,702 МВт. Переходимо на наступну відпайку ($K_{ТАТ1}=2,176$) та знову відзначаємо зниження втрат потужності ($\Delta P=14,368$ МВт). Наступна відпайка також дозволяє знизити втрати ($K_{ТАТ1}=2,222$, $\Delta P=13,282$ МВт). Прораховуємо режим схеми при $K_{ТАТ1}=2,27$, і отримуємо зниження втрат потужності, але у вузлі 2 виявляється недопустима напруга: $U_4=365,1$ кВ. Повертаємося до $K_{ТАТ1}=2,22$ і змінюємо коефіцієнт трансформації АТ2 у напрямку збільшення ($K_{ТАТ2}=2,13$). Розрахунок режиму показує, що втрати не зменшуються ($\Delta P=13,39$ МВт). Зміна $K_{ТАТ2}$ у напрямку зменшення також не покращує результат ($\Delta P=13,32$ МВт). Отже, для замкнутої мережі мінімальні втрати активної потужності при допустимих напругах спостерігаються при $K_{ТАТ1}=2,22$ та $K_{ТАТ2}=2,089$ ($\Delta P=13,282$ МВт). Завдяки змінам коефіцієнта трансформації автотрансформатора зниження втрат досягає $\Delta \Delta P=17,262-13,282=3,98$ МВт. Результати покрокових змін оптимізованих параметрів ($K_{ТАТ1}$, $K_{ТАТ2}$) подані на рис.4.8 та роздруківці нижче.

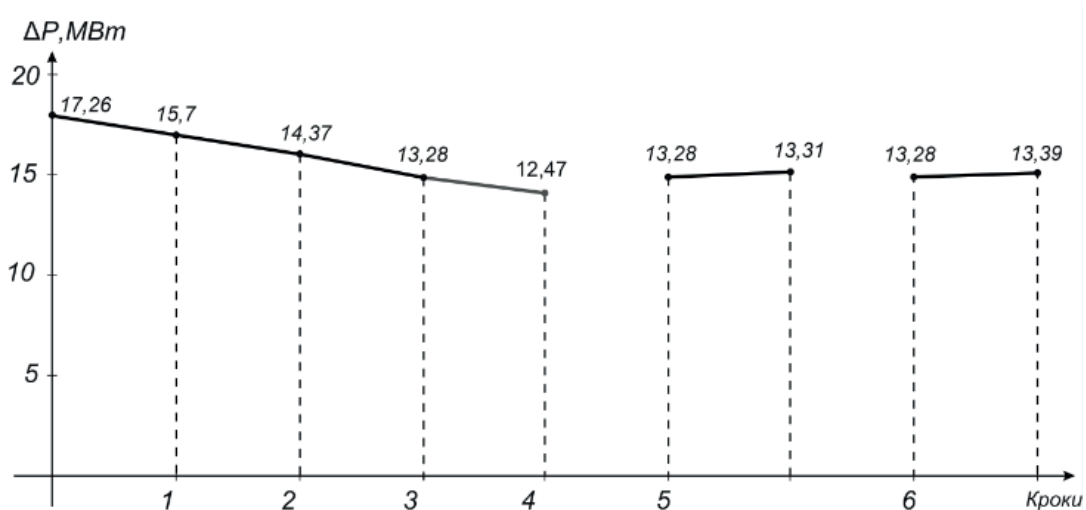


Рис.4.8. Крокова оптимізація коефіцієнтів трансформації для замкнутої схеми

Замкнена мережа 330/150 кВ

КТ1=2.089

КТ2=2.089

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	340.0	210.0	0	0

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	4	18.675	33.08	768

Т-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	158.0	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.0	330.0

Результати по вузлам:

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-357.6025	-150.4844	0.0000	-0.0000
2	335.770	-2.714	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	318.092	-5.639	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	144.558	-8.815	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивним елементам (+ навантаження, - генерація):

17.2625	-62.0156	0.0000	0.0000
---------	----------	--------	--------

Результати по гілкам:

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-226.1949	-110.6836	222.4879	213.1944	3.707019
1	4	-131.0841	-26.0200	118.3848	22.0040	12.699297
1	2	-226.5183	-124.4644	226.1949	110.6836	0.323426
4	3	221.6152	187.9960	-222.1479	-210.6944	0.532717

Сумарні втрати по активній потужності:

17.262459 МВт

КТ1=2.13

КТ2=2.089

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	340.0	210.0	0	0

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	4	18.675	33.08	768

Т-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	154.84	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.0	330.0

Результати по вузлам:

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-356.0423	-142.9790	0.0000	-0.0000
2	342.689	-2.662	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	324.748	-5.523	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	147.581	-8.636	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пасивним елементам (+ навантаження, - генерація):

15.7023 -69.5210 0.0000 0.0000

Результати по гілкам:

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-231.1304	-114.6502	227.3700	222.0227	3.760333
1	4	-124.5860	-14.4415	113.5137	13.6466	11.072248
1	2	-231.4563	-128.5375	231.1304	114.6502	0.325926
4	3	226.4863	196.3534	-227.0300	-219.5227	0.543769

Сумарні втрати по активній потужності: 15.702276 МВт

KT1=2.176**KT2=2.089**

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	340.0	210.0	0	0

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	4	18.675	33.08	768

Т-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	151.68	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.0	330.0

Результати по вузлам:

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-354.7085	-135.7114	0.0000	-0.0000
2	349.872	-2.612	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	331.628	-5.411	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	150.695	-8.464	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пасивним елементам (+ навантаження, - генерація):

14.3685 -76.7886 0.0000 0.0000

Результати по гілкам:

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-236.4345	-119.1814	232.6092	231.6492	3.825250
1	4	-117.9447	-2.4987	108.2874	4.5669	9.657312
1	2	-236.7638	-133.2127	236.4345	119.1814	0.329307
4	3	231.7126	205.4331	-232.2692	-229.1492	0.556602

Сумарні втрати по активній потужності: **14.368471** МВт

КТ1=2.22

КТ2=2.089

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	340.0	210.0	0	0

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	4	18.675	33.08	768

Т-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	148.52	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.0	330.0

Результати по вузлам :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-353.6220	-128.7031	0.0000	-0.0000
2	357.336	-2.564	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	338.750	-5.303	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	153.908	-8.299	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пасивним елементам (+ навантаження, - генерація):

13.2820 -83.7969 0.0000 0.0000

Результати по гілкам :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-242.1405	-124.3252	238.2379	242.1430	3.902622
1	4	-111.1479	9.8376	102.6735	-5.2983	8.474389
1	2	-242.4741	-138.5407	242.1405	124.3252	0.333630
4	3	237.3265	215.2983	-237.8979	-239.6430	0.571355

Сумарні втрати по активній потужності: 13.281997 МВт

КТ1=2.27

КТ2=2.089

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	340.0	210.0	0	0

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	4	18.675	33.08	768

Т-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	145.36	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.0	330.0

Результати по вузлам :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-352.8071	-121.9800	0.0000	-0.0000
2	365.102	-2.518	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	346.131	-5.199	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	157.227	-8.140	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пасивним елементам (+ навантаження, - генерація):

12.4671 -90.5200 0.0000 0.0000

Результати по гілкам :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-248.2857	-130.1360	244.2922	253.5813	3.993457
1	4	-104.1824	22.5989	96.6359	-16.0194	7.546458
1	2	-248.6247	-144.5790	248.2857	130.1360	0.338968
4	3	243.3641	226.0194	-243.9522	-251.0813	0.588189

Сумарні втрати по активній потужності: **12.467072** МВт

KT1=2.22**KT2=2.048**

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	340.0	210.0	0	0

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	4	18.675	33.08	768

Т-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	148.52	330.0
T	4	3	0.575	24.50	161.16	330.0

Результати по вузлам :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-353.6549	-132.4173	0.0000	-0.0000
2	356.549	-2.588	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	337.054	-5.346	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	155.807	-8.399	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пасивним елементам (+ навантаження, - генерація):

13.3149 -80.0827 0.0000 0.0000

Результати по гілкам :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-244.0353	-135.3623	239.9039	250.9403	4.131386
1	4	-109.2673	17.9533	101.0389	-12.7524	8.228374
1	2	-244.3876	-150.3707	244.0353	135.3623	0.352237
4	3	238.9611	222.7524	-239.5639	-248.4403	0.602880

Сумарні втрати по активній потужності: **13.314877** МВт

КТ1=2.22**КТ2=2.13**

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N 2	1	330	0.0	0	0	0	
N 3	1	330	0.34	2.5	0	0	
N 4	1	150	340.0	210.0	0	0	

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L 2	3	5.10	28.05	1149	
L 1	4	18.675	33.08	768	

Т-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	148.52	330.0
T	4	3	0.575	24.50	154.84	330.0

Р е з у л ь т а т и п о в у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-353.7259	-125.4159	0.0000	-0.0000
2	358.112	-2.541	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	340.420	-5.261	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	151.945	-8.201	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пасивним елементам (+ навантаження, - генерація):

13.3859 -87.0841 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т и п о г і л к а м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-240.2361	-113.4123	236.5490	233.3860	3.687099
1	4	-113.1734	1.4793	104.3323	2.1800	8.841057
1	2	-240.5525	-126.8952	240.2361	113.4123	0.316436
4	3	235.6677	207.8200	-236.2090	-230.8860	0.541345

Сумарні втрати по активній потужності: **13.385937** МВт

Розімкнена мережа 330/150 кВ.

Надамо аналіз режимів розімкненої схеми даної мережі (рис.4.7). Потужність навантаження у вузлах 4 та 5 отримана на основі оптимізаційного розрахунку і приведена на рис.4.9. Результати розрахунків включені нижче.

При однакових коефіцієнтах трансформації ($K_{Т\text{AT}1}=2,089$, $K_{Т\text{AT}2}=2,089$) втрати потужність на рівні $\Delta P=9,037$ МВт. Збільшуючи коефіцієнт трансформації $K_{Т\text{AT}2}$ чи зменшуючи його ($K_{Т\text{AT}2}=2,13$ та $K_{Т\text{AT}2}=2,048$), досягти зменшення втрат потужності не вдається. Отже, почнемо коригувати коефіцієнт трансформації АТ1, залишивши $K_{Т\text{AT}2}$ номінальним. На першому етапі зміни $K_{Т\text{AT}2}=2,13$ отримуємо зниження втрат до 8,433 МВт. Продовжуючи у цьому напрямку, при $K_{Т\text{AT}2}=2,22$ втрати потужності складають 7,376 МВт. При наступному кроці ($K_{Т\text{AT}2}=2,27$) спостерігаємо недопустиму напругу в вузлі 2 ($U_2=366,62$ кВ). Таким чином, для незамкненої схеми мінімальні втрати активної потужності отримуємо при $K_{Т\text{AT}1}=2,22$, $K_{Т\text{AT}2}=2,089$, які дорівнюють $\Delta P=7,376$ МВт. Розімкнення досліджуваної мережі і оптимізація коефіцієнтів трансформації дали змогу зменшити втрати потужності на величину

$$\Delta \Delta P = 17,262 - 7,376 = 9,89 \text{ МВт.}$$

На рис.4.9 показано процес оптимізації коефіцієнтів трансформації.

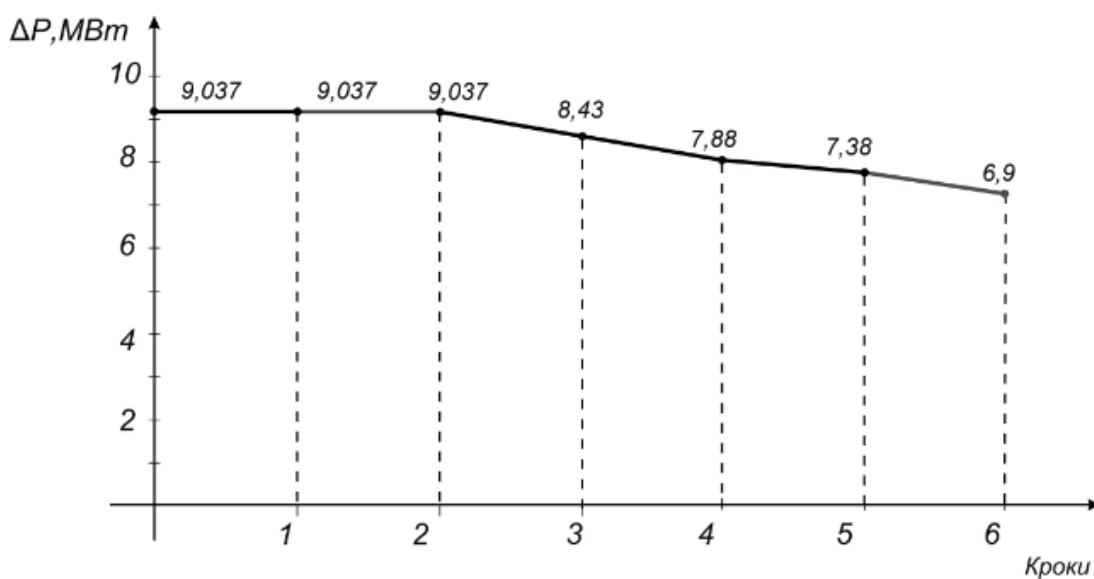


Рис.4.9. Оптимізація коефіцієнтів трансформації розімкненої мережі 330/150 кВ

Розімкнута мережа 330/150 кВ

KT1=2.089
KT2=2.089

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	309.47	191.14	0	0
N	5	1	150	30.53	18.86	0	0

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	5	18.675	33.08	768

T-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	158.00	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.00	330.0

Р е з у л ь т а т и п о в у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-349.3771	-177.3150	0.0000	-0.0000
2	332.232	-3.852	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	310.234	-8.202	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	140.077	-12.924	309.4700	191.1400	0.0000	-0.0000
5	159.453	-1.830	30.5300	18.8600	0.0000	-0.0000

Баланс по пасивним елементам (+ навантаження, - генерація):

9.0371 -35.1850 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т и п о г і л к а м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-317.4595	-149.9891	310.6988	231.5101	6.760734
1	5	-31.2754	0.0373	30.5300	18.8600	0.745399
1	2	-318.1017	-177.3523	317.4595	149.9891	0.642198
4	3	309.4700	191.1400	-310.3588	-229.0101	0.888787

Сумарні втрати по активній потужності:

9.037118 МВт

КТ1=2.13**КТ2=2.089**

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N 2	1	330	0.0	0	0	0	0
N 3	1	330	0.34	2.5	0	0	0
N 4	1	150	309.47	191.14	0	0	0
N 5	1	150	30.53	18.86	0	0	0

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L 2	3	5.10	28.05	1149	
L 1	5	18.675	33.08	768	

Т-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	U _H [кВ]	U _B [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	154.84	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.00	330.0

Результати по вузлам :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-348.7732	-163.4200	0.0000	-0.0000
2	340.448	-3.681	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	319.660	-7.815	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	144.902	-12.245	309.4700	191.1400	0.0000	-0.0000
5	159.453	-1.830	30.5300	18.8600	0.0000	-0.0000

Баланс по пасивним елементам (+ навантаження, - генерація):

8.4332 -49.0800 0.0000 0.0000

Результати по гілкам :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-316.9048	-138.1920	310.6406	229.0301	6.264210
1	5	-31.2754	0.0373	30.5300	18.8600	0.745399
1	2	-317.4978	-163.4574	316.9048	138.1920	0.592963
4	3	309.4700	191.1400	-310.3006	-226.5301	0.830585

Сумарні втрати по активній потужності:

8.433156 МВт

KT1=2.176**KT2=2.089**

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	309.47	191.14	0	0
N	5	1	150	30.53	18.86	0	0

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	5	18.675	33.08	768

T-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	151.68	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.00	330.0

Р е з у л ь т а т и п о в у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-348.2218	-149.8329	0.0000	-0.0000
2	348.900	-3.515	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	329.256	-7.445	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	149.790	-11.606	309.4700	191.1400	0.0000	-0.0000
5	159.453	-1.830	30.5300	18.8600	0.0000	-0.0000

Баланс по пасивним елементам (+ навантаження, - генерація):

7.8818 -62.6671 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т и п о г і л к а м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-316.3980	-126.5015	310.5873	226.7584	5.810710
1	5	-31.2754	0.0373	30.5300	18.8600	0.745399
1	2	-316.9464	-149.8703	316.3980	126.5015	0.548451
4	3	309.4700	191.1400	-310.2473	-224.2584	0.777269

Сумарні втрати по активній потужності:

7.881828 МВт

KT1=2.22**KT2=2.089**

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	309.47	191.14	0	0
N	5	1	150	30.53	18.86	0	0

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	5	18.675	33.08	768

T-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	148.52	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.00	330.0

Результати по вузлам:

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-347.7158	-136.4247	0.0000	-0.0000
2	357.615	-3.356	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	339.061	-7.093	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	154.761	-11.002	309.4700	191.1400	0.0000	-0.0000
5	159.453	-1.830	30.5300	18.8600	0.0000	-0.0000

Баланс по пасивним елементам (+ навантаження, - генерація):

7.3758 -76.0753 0.0000 0.0000

Результати по гілкам:

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-315.9323	-114.8151	310.5381	224.6650	5.394179
1	5	-31.2754	0.0373	30.5300	18.8600	0.745399
1	2	-316.4404	-136.4621	315.9323	114.8151	0.508041
4	3	309.4700	191.1400	-310.1981	-222.1650	0.728137

Сумарні втрати по активній потужності:

7.375756 МВт

KT1=2.27

KT2=2.089

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	309.47	191.14	0	0
N	5	1	150	30.53	18.86	0	0

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	5	18.675	33.08	768

Т-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	145.36	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.00	330.0

Результати по вузлам :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-347.2491	-123.0835	0.0000	-0.0000
2	366.622	-3.202	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	349.112	-6.755	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	159.835	-10.431	309.4700	191.1400	0.0000	-0.0000
5	159.453	-1.830	30.5300	18.8600	0.0000	-0.0000

Баланс по пасивним елементам (+ навантаження, - генерація):

6.9091 -89.4165 0.0000 0.0000

Результати по гілкам :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-315.5025	-103.0415	310.4926	222.7263	5.009858
1	5	-31.2754	0.0373	30.5300	18.8600	0.745399
1	2	-315.9737	-123.1209	315.5025	103.0415	0.471252
4	3	309.4700	191.1400	-310.1526	-220.2263	0.682637

Сумарні втрати по активній потужності:

6.909145 МВт

KT1=2.089**KT2=2.13**

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	309.47	191.14	0	0
N	5	1	150	30.53	18.86	0	0

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	5	18.675	33.08	768

T-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	158.00	330.0
T	4	3	0.575	24.50	154.84	330.0

Р е з у л ь т а т и п о в у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-349.3771	-177.3150	0.0000	-0.0000
2	332.232	-3.852	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	310.234	-8.202	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	137.276	-12.924	309.4700	191.1400	0.0000	-0.0000
5	159.453	-1.830	30.5300	18.8600	0.0000	-0.0000

Баланс по пасивним елементам (+ навантаження, - генерація):

9.0371 -35.1850 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т и п о г і л к а м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-317.4595	-149.9891	310.6988	231.5101	6.760734
1	5	-31.2754	0.0373	30.5300	18.8600	0.745399
1	2	-318.1017	-177.3523	317.4595	149.9891	0.642198
4	3	309.4700	191.1400	-310.3588	-229.0101	0.888787

Сумарні втрати по активній потужності:

9.037118 МВт

KT1=2.089**KT2=2.048**

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	309.47	191.14	0	0
N	5	1	150	30.53	18.86	0	0

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	5	18.675	33.08	768

T-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	158.00	330.0
T	4	3	0.575	24.50	161.16	330.0

Результати по вузлам:

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-349.3771	-177.3150	0.0000	-0.0000
2	332.232	-3.852	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	310.234	-8.202	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	142.879	-12.924	309.4700	191.1400	0.0000	-0.0000
5	159.453	-1.830	30.5300	18.8600	0.0000	-0.0000

Баланс по пасивним елементам (+ навантаження, - генерація):

9.0371 -35.1850 0.0000 0.0000

Результати по гілкам:

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-317.4595	-149.9891	310.6988	231.5101	6.760734
1	5	-31.2754	0.0373	30.5300	18.8600	0.745399
1	2	-318.1017	-177.3523	317.4595	149.9891	0.642198
4	3	309.4700	191.1400	-310.3588	-229.0101	0.888787

Сумарні втрати по активній потужності:

9.037118 МВт

Для оцінки впливу додаткової ЕРС в контурі та поздовжньої ємності на потокорозподілення потужностей, перетворюємо схему на рис.4.2 у лінію з двостороннім електроживленням, з параметрами, що приведені до напруги 150 кВ.

Нормальні коефіцієнти трансформації автотрансформаторів $330/158=2,089$

Навантаження на шинах 150кВ п/ст Б 340 +j210 МВА.

Напруга живлення (ПП) 165кВ.

Розрахункова схема даної електромережі представлена на рис.4.10.

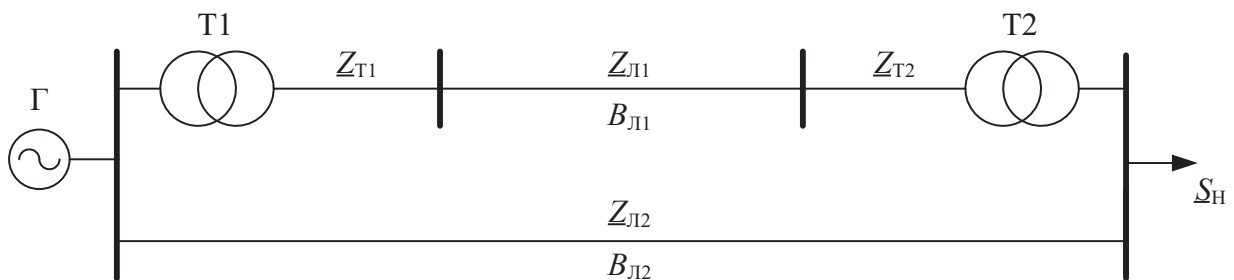


Рис.4.10. Розрахункова схема електромережі.

Розрахункова схема, що враховує параметри ЛЕП 330 кВ і трансформаторів, зі зведенням до напруги 150 кВ показана на рис.4.11. Опір $\underline{Z}_1$ включає в себе опори трансформаторів Т1, Т2 і лінії Л1, приведені до напруги 150 кВ.

$$\underline{Z}_1 = (\underline{Z}_{T1} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л1}) \cdot \left(\frac{158}{330}\right)^2$$

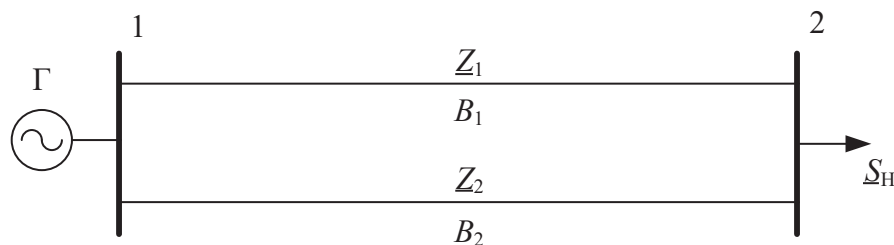


Рис.4.11. Розрахункова схема неоднорідної замкнутої електричної мережі, приведена до єдиної напруги - 150 кВ

Далі наведено розрахунок параметрів гілок.

Параметри лінії

Л1 2хАС240/32 L=170 км;

$r_0=0,06 \text{ Ом/км}; \quad x_0=0,33 \text{ Ом/км}; \quad b_0=3,38 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км};$

$$R_{Л1} = \frac{r_0 \cdot \ell}{n} = \frac{0,06 \cdot 170}{2} = 5,1 \text{ Ом}$$

$$X_{Л1} = \frac{x_0 \cdot \ell}{n} = \frac{0,33 \cdot 170}{2} = 28,05 \text{ Ом}$$

$$B_{Л1} = n \cdot b_0 \cdot \ell = 2 \cdot 3,38 \cdot 10^{-6} \cdot 85 = 1149 \cdot 10^{-6} \text{ СМ}$$

Л2 2хАС120/19 L=150 км;

$r_0=0,249 \text{ Ом/км}; \quad x_0=0,441 \text{ Ом/км}; \quad b_0=2,56 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км};$

$$R_{Л2} = \frac{r_0 \cdot \ell}{n} = \frac{0,249 \cdot 150}{2} = 18,675 \text{ Ом}$$

$$X_{Л2} = \frac{x_0 \cdot \ell}{n} = \frac{0,441 \cdot 150}{2} = 33,075 \text{ Ом}$$

$$B_{Л2} = n \cdot b_0 \cdot \ell = 2 \cdot 2,56 \cdot 10^{-6} \cdot 150 = 768 \cdot 10^{-6} \text{ СМ}$$

Автотрансформатори АТ1 та АТ2 АТДЦТН 250000/330/150

$S_{ном}=250 \text{ МВА}$

$R_1 = 1,15 \text{ Ом} \quad R_2 = 1,15 \text{ Ом} \quad X_1 = 49,0 \text{ Ом}$

Оскільки автотрансформаторів два, то їх загальний опір:

$$R'_1 = R'_2 = 1,15/2 = 0,575 \quad X'_1 = 49,0/2 = 24,5$$

Повний опір ліній

$$\begin{aligned} \text{Л1} \quad Z_1 &= (R'_{AT1} + jX'_{AT1}) + (R'_{Л1} + jX'_{Л1}) + (R'_{AT2} + jX'_{AT2}) = \\ &= (0,575 + j24,5) + (5,1 + j28,05) + (0,575 + j24,5) = 6,25 + j77,05 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$\text{Л2} \quad Z_2 = 18,68 + j33,08 \text{ Ом}$$

Повний опір Л1, приведений до 150 кВ

$$Z'_1 = (6,25 + j77,05) \cdot \left(\frac{158}{330}\right)^2 = 1,433 + j17,66 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_1 = 1,433 + j17,68 \text{ Ом}; \quad \underline{Z}_2 = 18,68 + j33,08 \text{ Ом}$$

Для обчислення поточкорозподілу $\underline{S}_1$ і $\underline{S}_2$ представимо схему на рис.4.11 як лінію з двостороннім живленням (ЛДЖ) з відповідним навантаженням $\underline{S}_H$, враховуючи зарядні потужності ліній (рис.4.12).

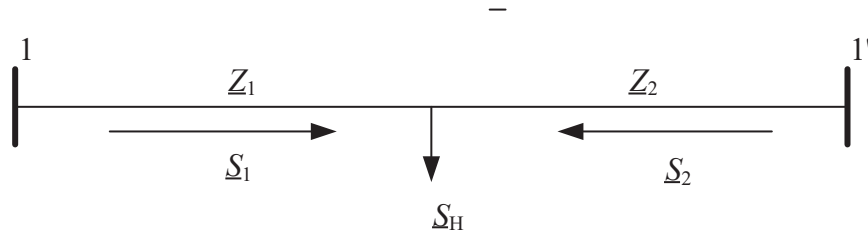


Рис.4.12. Лінія з двома джерелами живлення

Приблизно економічний розподіл потоків у ЛДЖ можна визначити пропорційно активним опорам частин ЛДЖ. Зробити економічний розподіл потоків можна шляхом використання зрівняльної ЕРС (особливий трансформатор з фазорегулювальним пристроєм для регулювання напруги), з поздовжньою компенсацією індуктивного опору ділянок ЛДЖ через пристрої ємності поздовжньої компенсації (УПК) або розмиканням мережі для приведення потоків потужності до значень близьких до оптимальних.

При обчисленні напруги для економічного розподілу потоків врахувати, що економічний розподіл потоків утворено введенням додаткової зрівняльної ЕРС, з'єднаної в лінію 1-2 з опором $\underline{Z}_1$, рис.4.13.

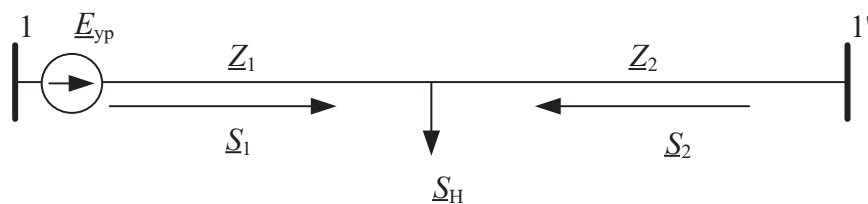


Рис.4.13. Лінія з двома джерелами живлення та додатковою ЕРС

Результати обчислень природного та економічного розподілу потоків та їх аналіз представлені в розрахунках нижче та таблиці 4.1.

Вихідні дані

$$U_1 := 165 \text{ кВ} \quad \underline{S} := 340 + j \cdot 210 \text{ МВА} \quad U_{\text{nom}} := 158 \text{ кВ}$$

$$Z_1 := 1.433 + j \cdot 17.663 \text{ Ом} \quad B_1 := 5013 \text{ См} \quad R_1 := \text{Re}(Z_1)$$

$$Z_2 := 18.68 + j \cdot 33.08 \text{ Ом} \quad B_2 := 768 \text{ См} \quad R_2 := \text{Re}(Z_2)$$

Еквівалентні параметри схеми

$$Z_{\text{ekv}} := \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2} = 2.663 + 12.043i \quad B_{\text{ekv}} := B_1 + B_2 = 5.781 \times 10^3 \quad R_{\text{ekv}} := \text{Re}(Z_{\text{ekv}})$$

$$I := \frac{\bar{S}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{nom}}} = 1.242 - 0.767i \quad - \text{Струм навантаження} \quad |I| = 1.46 \text{ кА}$$

Струми по лініям : Л1 и Л2 , кА

$$I_{L1} := I \cdot \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} = 0.784 - 0.647i \quad I_{L2} := I \cdot \frac{Z_1}{Z_1 + Z_2} = 0.459 - 0.12i \text{ кА}$$

$$|I_{L1}| = 1.016 \quad |I_{L2}| = 0.474 \text{ кА}$$

Активні втрати потужності в лініях (розрахунок по струму)

$$\Delta P_1 := 3 \cdot (|I_{L1}|)^2 \cdot R_1 = 4.441 \quad \Delta P_2 := 3 \cdot (|I_{L2}|)^2 \cdot R_2 = 12.596$$

$$\Delta P := \Delta P_1 + \Delta P_2 = 17.036 \quad \Delta P_{\Sigma} := 3 \cdot (|I|)^2 \cdot R_{\text{ekv}} = 17.036$$

$$S = 340 + 210i \text{ МВА}$$

Втрати активної потужності в лініях (розрахунок по потужності)

$$S_1 := S \cdot \frac{\bar{Z}_2}{Z_1 + \bar{Z}_2} = 214.516 + 177.038i \quad S_2 := S - S_1 = 125.484 + 32.962i$$

$$\underline{\Delta P_1} := \frac{(|S_1|)^2}{U_{\text{nom}}^2} \cdot R_1 = 4.441 \quad \underline{\Delta P_2} := \frac{(|S_2|)^2}{U_{\text{nom}}^2} \cdot R_2 = 12.596 \quad \underline{\Delta P_{\Sigma}} := \Delta P_1 + \Delta P_2 = 17.036$$

Втрати напруги та напруга на шинах навантаження

$$\Delta U := \sqrt{3} \cdot I \cdot Z_{\text{ekv}} = 21.737 + 22.375i \quad \underline{\Delta U} := \frac{\bar{S}}{U_{\text{nom}}} \cdot Z_{\text{ekv}} = 21.737 + 22.375i$$

$$U_2 := U_1 - \Delta U = 143.263 - 22.375i \quad |U_2| = 145$$

Економічне потокорозподілення в мережі

$$S_{e1} := S \cdot \frac{R_2}{R_1 + R_2} = 315.776 + 195.038i \quad P_{e1} := \operatorname{Re}(S_{e1}) \quad Q_{e1} := \operatorname{Im}(S_{e1})$$

$$S_{e2} := S - S_{e1} = 24.224 + 14.962i \quad P_{e2} := \operatorname{Re}(S_{e2}) \quad Q_{e2} := \operatorname{Im}(S_{e2})$$

$$\Delta P_{e1} := \frac{(|S_{e1}|)^2}{U_{\text{nom}}^2} \cdot R_1 = 7.907 \quad \Delta P_{e2} := \frac{(|S_{e2}|)^2}{U_{\text{nom}}^2} \cdot R_2 = 0.607$$

$$\Delta P_{\Sigma} := \Delta P_{e1} + \Delta P_{e2} = 8.514$$

Визначення вирівнювальної ЕРС спеціального трансформатора ВДТ

$$E_{eq} := \frac{\overline{S_{e1}}}{U_{\text{nom}}} \cdot Z_1 - \frac{\overline{S_{e2}}}{U_{\text{nom}}} \cdot Z_2 = 18.671 + 30.229i$$

$$S_{eq} := \frac{\overline{E_{eq}}}{Z_1 + Z_2} \cdot U_{\text{nom}} = 101.26 + 18i \quad \Delta U := \frac{\overline{S_{e1}}}{U_{\text{nom}}} \cdot Z_1 = 24.667 + 33.532i$$

Потокорозподілення в мережі та напруга на шинах при вводі ЕРС

$$S_{a1} := S_1 + S_{eq} = 315.776 + 195.038i \quad S_{a2} := S_2 - S_{eq} = 24.224 + 14.962i$$

$$U_2 := U_1 - \Delta U + E_{eq} = 159.003 - 3.303i \quad |U_2| = 159.038$$

$$\Delta U := \frac{\overline{S_{e2}}}{U_{\text{nom}}} \cdot Z_2 = 5.997 + 3.303i \quad U_2 := U_1 - \Delta U = 159.003 - 3.303i \quad |U_2| = 159.038$$

Регулювання фази вирівнювальної ЕРС спеціального трансформатора

$$S_{eq} = 101.26 + 18i \quad E_{eq} = 18.671 + 30.229i$$

Введемо тільки речову складову ЕРС

$$E'_{eq} := \operatorname{Re}(E_{eq}) = 18.671$$

$$S_{eq} := \frac{\overline{E'_{eq}}}{Z_1 + Z_2} \cdot U_{\text{nom}} = 19.915 + 50.243i \quad S'_{eq} := \frac{\overline{E'_{eq}}}{j \cdot \operatorname{Im}(Z_1 + Z_2)} \cdot U_{\text{nom}} = 58.136i$$

$$S_{a1} := S_1 + S'_{eq} = 214.516 + 235.175i$$

$$S_{a2} := S_2 - S'_{eq} = 125.484 - 25.175i$$

Втрати потужності в лініях

$$\Delta P_{e1} := \frac{(|S_{e1}|)^2}{U_{nom}^2} \cdot R_1 = 5.816 \quad \Delta P_{e2} := \frac{(|S_{e2}|)^2}{U_{nom}^2} \cdot R_2 = 12.257 \quad \Delta P_{\Sigma} := \Delta P_{e1} + \Delta P_{e2} = 18.073$$

Введемо тільки уявну складову ЕРС

$$E''_{eq} := j \cdot \text{Im}(E_{eq})$$

$$S''_{eq} := \frac{\overline{E''_{eq}}}{Z_1 + Z_2} \cdot U_{nom} = 81.345 - 32.243i \quad S''_{eq} := \frac{\overline{E''_{eq}}}{j \cdot \text{Im}(Z_1 + Z_2)} \cdot U_{nom} = 94.126$$

$$S_{e1} := S_1 + S''_{eq} = 308.641 + 177.038i \quad \text{MBA}$$

$$S_{e2} := S_2 - S''_{eq} = 31.359 + 32.962i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta P_{e1} := \frac{(|S_{e1}|)^2}{U_{nom}^2} \cdot R_1 = 7.267 \quad \Delta P_{e2} := \frac{(|S_{e2}|)^2}{U_{nom}^2} \cdot R_2 = 1.549$$

$$\Delta P_{\Sigma} := \Delta P_{e1} + \Delta P_{e2} = 8.816 \quad \text{МВт}$$

Ємнісний опір УПК

$$X_C := \text{Im}(Z_1) - \text{Im}(Z_2) \cdot \frac{R_1}{R_2} \quad X_C = 15.125 \quad \text{Ом}$$

Напруга за ємністю, U_C

$$\Delta U_C := \frac{\overline{S_{e1}}}{U_{nom}} \cdot (-j \cdot X_C) = -16.948 - 29.546i \quad \text{кВ}$$

$$U_C := U_1 - \Delta U_C = 181.948 + 29.546i \quad |U_C| = 184.331 \quad \text{кВ}$$

$$U_1 - |U_C| = -19.331 \quad \text{кВ}$$

Напруга за ємністю недопустима.

Таблиця 4.1. Порівняння природного та економічного розподілу потоків

Параметр	Природний розподіл потоків	Економічний розподіл потоків	Економічний розподіл потоків у порівнянні з природним розподілом потоків
$\underline{S}_1$	214,56 + j177,04	315,78 + j195,04	P зросла в 1,47 рази, Q зросла в 1,1 рази
$\underline{S}_2$	125,48 + j32,96	24,22 + j14,96	P зменшилася в 5,18 рази, Q зменшилася в 2,20 рази
ΔP_1	4,41	7,907	Втрати зросли на 3,50 МВт
ΔP_2	12,6	0,607	Втрати зменшилися на 12,00 МВт
ΔP_Σ	17,04	8,51	Втрати зменшилися на 8,53 МВт
U_2 , кВ	145,0	159,04	Напруга зросла на 14,04 кВ

Значення зрівняльної ЕРС $\underline{E}_{ур} = 18,67 + j30,23$ кВ.

УПК. Конденсаторна батарея

Щоб визначити ємнісний опір УПК для приведення ЛДЖ до однорідної мережі, розглянемо відношення:

$\frac{X_1}{R_1} : \frac{X_2}{R_2}$. Якщо $\frac{X_1}{R_1} > \frac{X_2}{R_2}$, тоді треба компенсувати X_1 .

У випадку, якщо $\frac{X_1}{R_1} < \frac{X_2}{R_2}$, слід компенсувати X_2 .

В даному випадку $\frac{17,66}{1,433} > \frac{33,08}{18,68}$, тому встановлюємо УПК у гілку з опором

$\underline{Z}_1$, як показано на рис.4.14. Щоб обчислити X_C , вирішимо рівняння

$$\frac{17,66 - X_C}{1,433} > \frac{33,08}{18,68}.$$

Отриманий ємнісний опір компенсації X_C складає 15,125 Ом, за якого необхідна ємність УПК дорівнює

$$C = \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot X_C} = \frac{1}{2 \cdot 3,1415 \cdot 50 \cdot 15,125} = 661,2 \text{ мкФ}$$

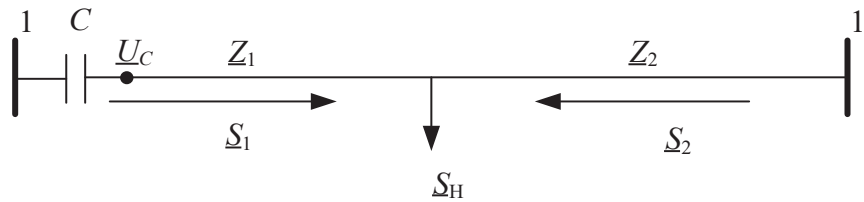


Рис.4.14. Лінія з двостороннім живленням та УПК

Максимальний перепад напруги на УПК визначаємо через падіння напруги на ємності УПК за умов передачі максимальної потужності.

$$\Delta \underline{U}_C = \frac{S_1^*}{\underline{U}_1} \cdot jX_C = -16,95 - j29,55 \text{ кВ}$$

Напруга після ємності $\underline{U}_C = \underline{U}_1 - \Delta \underline{U}_C = 128,75 + j15,42 \text{ кВ}$.

Перепад напруги: $U_1 - |\Delta \underline{U}_C| = -19,33 \text{ кВ}$.

Слід мати на увазі, що опір лінії 1 приведений до напруги 150 кВ, тоді як лінія виконується на напрузі 330 кВ. Якщо УПК встановлювати при 330 кВ, то потрібно перерахувати опір компенсації X_C на напругу 330 кВ.

Конденсатори підбирають так, щоб при послідовному з'єднанні на кожному конденсаторі утримувалась напруга, що не перевищує його номінальному значенню, а кількість таких послідовно з'єднаних ланцюгів забезпечує необхідну ємність компенсації. Загальна потужність установки має дозволяти протікання струму навантаження у режимі передачі максимальної потужності.

Конденсатори для УПК спеціально розробляються для компенсації індуктивного опору, вказується їх номінальна напруга, струм (потужність) і ємність.

Було проведено розрахунки для повної схеми замкнутої мережі з урахуванням установки поздовжньої ємності в лінії Л1. Результати розрахунків відображені нижче. Зниження втрат активної потужності в мережі склало 2,7 МВт. Напруга у вузлах мережі знаходиться в допустимих межах.

Схема з поздовжньою компенсацією для лінії Л1

KT1=2.089

KT2=2.089

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N 2	1	330	0.0	0	0	0	0
N 3	1	330	0.34	2.5	0	0	0
N 4	1	150	340.0	210.0	0	0	0

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L 2	3	5.10	13.00	1149	
L 1	4	18.675	33.08	768	

Т-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T 1	2	0.575	24.50	158.0	330.0	
T 4	3	0.575	24.50	158.0	330.0	

Р е з у л ь т а т и п о в у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-353.7259	-125.4159	0.0000	-0.0000
2	358.112	-2.541	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	340.420	-5.261	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	151.945	-8.201	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пасивним елементам (+ навантаження, - генерація):

13.3859 -87.0841 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т и п о г і л к а м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-240.2361	-113.4123	236.5490	233.3860	3.687099
1	4	-113.1734	1.4793	104.3323	2.1800	8.841057
1	2	-240.5525	-126.8952	240.2361	113.4123	0.316436
4	3	235.6677	207.8200	-236.2090	-230.8860	0.541345

Сумарні втрати по активній потужності:

13.385937 МВт

КТ1=2.22

КТ2=2.089

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-вузли

	N	pr	U	P	Q	G	B
N 2	1	330	0.0	0	0	0	
N 3	1	330	0.34	2.5	0	0	
N 4	1	150	340.0	210.0	0	0	

L- Гілки ліній

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L 2	3	5.10	13.00	1149	
L 1	4	18.675	33.08	768	

Т-Трансформатори, Автотрансформатори

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	148.52	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.00	330.0

Результати по вузлам:

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-351.0503	-111.3417	0.0000	-0.0000
2	357.821	-2.764	-0.0001	-0.0004	0.0000	-0.0000
3	347.277	-3.882	0.3399	2.5000	0.0000	-0.0000
4	157.990	-6.954	340.0000	209.9991	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивним елементам (+ навантаження, - генерація):

10.7105 -101.1568 0.0000 0.0000

Результати по гілкам:

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-260.8917	-116.1219	256.7474	248.4001	4.144281
1	4	-89.7925	20.3843	84.1943	-10.2614	5.598248
1	2	-261.2577	-131.7260	260.8915	116.1215	0.366229
4	3	255.8057	220.2605	-256.4074	-245.9002	0.601748

Сумарні втрати по активній потужності: 10.710506 МВт

4.3. Розрахунок діючої замкненої електричної схеми 330/150 кВ

На рис.4.15 зображена схема замкнутої електричної мережі 330/150 кВ, яка є частиною ПрАТ «Кіровоградобленерго». До її складу входять три джерела – ПАЕС, Ладизинська ГРЕС і підстанція «Рудна». Мережа 330 кВ через автотрансформатори зв'язку АТ1 та АТ2 потужністю 250 МВА під'єднана до мережі 150 кВ. Схематично ця мережа представлена на рис.4.16.

Схема заміщення включає 11 вузлів та 11 гілок. Балансування здійснюється на шинах Ладизинської ТЕС з напругою 346 кВ. Проведено дослідження режимів цієї неоднорідної мережі аналогічно до схеми на рис.4.2, застосовуючи метод спрямованого пошуку, для визначення оптимальних коефіцієнтів трансформації АТ1 та АТ2, які мінімізують втрати потужності ($\Delta P_{\Sigma} = 17,33$ МВт) при дотриманні обмежень на напругу у вузлах схеми $U_{\max} \leq U_{\text{доп}}$. Нижче представлені результати розрахунку.

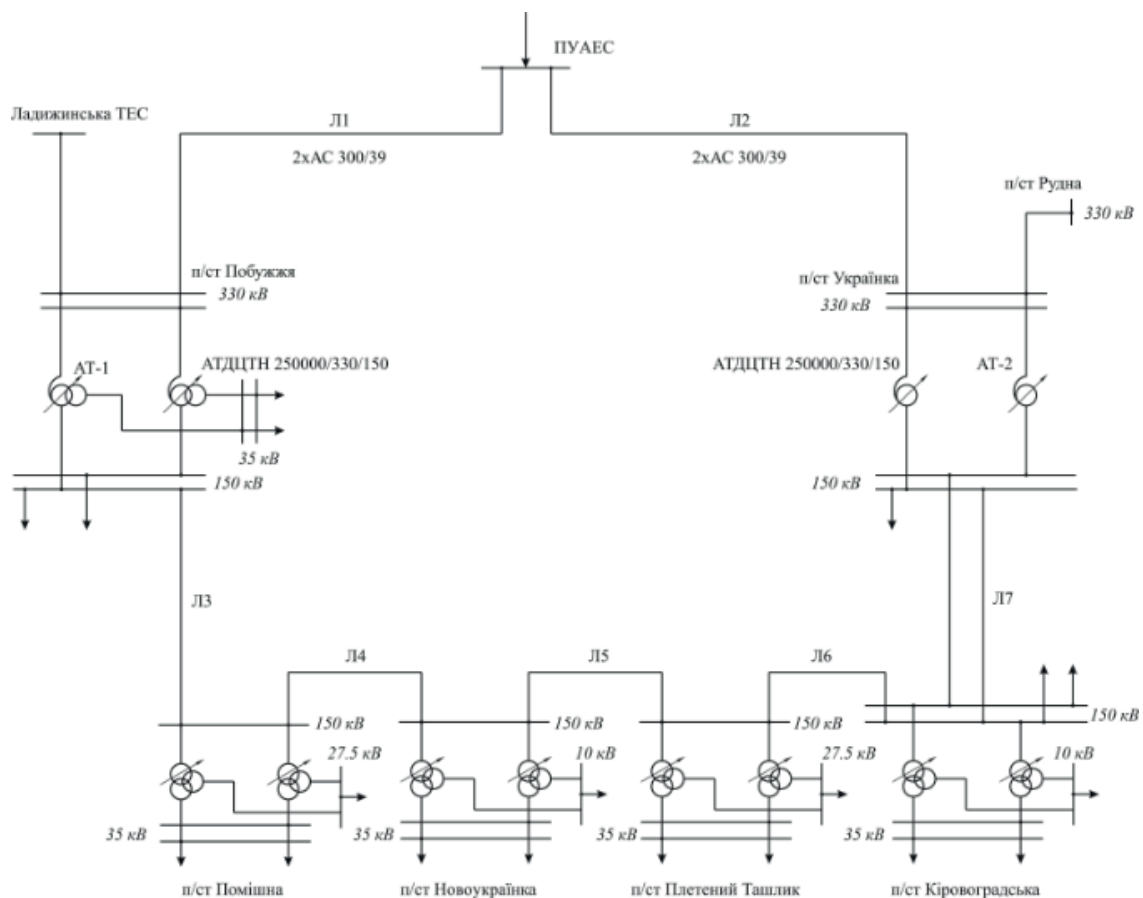


Рис.4.15. Схема мережі на 330/150 кВ

Замкнена електрична мережа (діюча схема) 330/150 кВ

СХЕМА-3 КТ1=2.089 КТ2=2.089

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	11	3	346.00	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	330	0.00	0.00	0	0
N	2	1	35	55.00	14.00	0	0
N	3	1	150	160.00	88.10	0	0
N	4	1	150	10.0	4.0	0	0
N	5	1	150	28.0	13.0	0	0
N	6	1	150	7.65	2.1	0	0
N	7	1	150	140.0	65.0	0	0
N	8	1	150	22.0	0.00	0	0
N	9	1	330	200.0	50.00	0	0
N	10	1	330	-900.0	-150.00	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	11	1	0.35	24.00	0
L	3	4	9.20	26.00	160
L	4	5	2.00	4.20	27
L	5	6	9.20	25.40	161
L	6	7	8.40	23.10	146
L	7	8	0.94	4.60	133
L	9	10	6.00	48.50	528
L	10	11	3.20	25.80	282

T - Трансформатори і АТДЦТН125000/220/110

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	2	1	0.70	55.00	38.5	330.0
T	3	1	0.35	0.01	158.00	330.0
T	8	9	0.70	24.00	158.00	330.0

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
11	346.00	0.0	259.723	-130.746	0.000	0.000
1	336.56	-3.1	-0.000	-0.000	0.000	0.000
2	38.97	-4.6	55.000	14.000	0.000	0.000
3	160.89	-3.1	160.000	88.100	0.000	0.000
4	155.26	-5.4	10.000	4.000	0.000	0.000
5	154.40	-5.7	28.000	13.000	0.000	0.000
6	153.31	-6.0	7.650	2.100	0.000	0.000
7	152.51	-5.7	140.000	65.000	0.000	0.000
8	155.12	-4.3	22.000	0.000	0.000	0.000
9	328.92	-2.2	200.000	50.000	0.000	0.000
10	352.33	6.3	-900.000	-150.000	0.000	0.000

Баланс по пасивн. елем-м			17.627	44.546	0.000	0.000

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
11	1	-260.463	-139.212	260.208	121.726	0.254997
3	4	-45.023	-17.563	44.165	19.138	0.857478
4	5	-34.165	-15.138	34.048	15.541	0.116686
5	6	-6.048	-2.541	6.027	6.292	0.021793
6	7	1.623	-4.192	-1.637	7.569	0.013414
7	8	141.637	57.431	-142.574	-58.870	0.936949
9	10	364.777	115.855	-372.579	-117.587	7.802060
10	11	-527.421	-32.413	520.186	8.466	7.234828
2	1	55.000	14.000	-55.020	-15.588	0.020209
3	1	205.023	105.663	-205.188	-106.138	0.164901
8	9	164.574	58.870	-164.777	-65.855	0.203736

17.627052

СХЕМА-3 КТ1=2.048 КТ2=2.089

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	11	3	346.00	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	330	0.00	0.00	0	0
N	2	1	35	55.00	14.00	0	0
N	3	1	150	160.00	88.10	0	0
N	4	1	150	10.0	4.0	0	0
N	5	1	150	28.0	13.0	0	0
N	6	1	150	7.65	2.1	0	0
N	7	1	150	140.0	65.0	0	0
N	8	1	150	22.0	0.00	0	0
N	9	1	330	200.0	50.00	0	0
N	10	1	330	-900.0	-150.00	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	11	1	0.35	24.00	0
L	3	4	9.20	26.00	160
L	4	5	2.00	4.20	27
L	5	6	9.20	25.40	161
L	6	7	8.40	23.10	146
L	7	8	0.94	4.60	133
L	9	10	6.00	48.50	528
L	10	11	3.20	25.80	282

T - Трансформатори і АТДЦТН125000/220/110

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	U _н [кВ]	U _в [кВ]
T	2	1	0.70	55.00	38.5	330.0
T	3	1	0.35	0.01	158.00	330.0
T	8	9	0.70	24.00	161.16	330.0

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
11	346.00	0.0	259.748	-131.103	0.000	0.000
1	336.87	-3.0	0.000	0.000	0.000	0.000
2	39.01	-4.6	55.000	14.000	0.000	0.000
3	161.04	-3.1	160.000	88.100	0.000	0.000
4	156.17	-5.4	10.000	4.000	0.000	0.000
5	155.43	-5.7	28.000	13.000	0.000	0.000
6	155.04	-6.0	7.650	2.100	0.000	0.000
7	154.86	-5.8	140.000	65.000	0.000	0.000
8	157.54	-4.4	22.000	0.000	0.000	0.000
9	327.82	-2.2	200.000	50.000	0.000	0.000
10	351.95	6.3	-900.000	-150.000	0.000	0.000

Баланс по пасивн. елем-м			17.602	44.903	0.000	0.000

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
11	1	-259.319	-134.621	259.070	117.507	0.249585
	3	-43.889	-13.359	43.121	15.215	0.767803
	4	-33.121	-11.215	33.020	11.658	0.100891
	5	-5.020	1.342	5.011	2.511	0.009736
	6	2.639	-0.411	-2.643	3.906	0.004074
	7	142.643	61.094	-143.580	-62.431	0.936282
	9	365.790	119.653	-373.726	-122.724	7.935444
10	11	-526.274	-27.276	519.068	3.518	7.206646
	2	55.000	14.000	-55.020	-15.585	0.020171
	3	203.889	101.459	-204.049	-101.922	0.160451
	8	165.580	62.431	-165.790	-69.653	0.210635

17.601718

СХЕМА-3 КТ1=2.089 КТ2=2.048

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	11	3	346.00	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	330	0.00	0.00	0	0
N	2	1	35	55.00	14.00	0	0
N	3	1	150	160.00	88.10	0	0
N	4	1	150	10.0	4.0	0	0
N	5	1	150	28.0	13.0	0	0
N	6	1	150	7.65	2.1	0	0
N	7	1	150	140.0	65.0	0	0
N	8	1	150	22.0	0.00	0	0
N	9	1	330	200.0	50.00	0	0
N	10	1	330	-900.0	-150.00	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	11	1	0.35	24.00	0
L	3	4	9.20	26.00	160
L	4	5	2.00	4.20	27
L	5	6	9.20	25.40	161
L	6	7	8.40	23.10	146
L	7	8	0.94	4.60	133
L	9	10	6.00	48.50	528
L	10	11	3.20	25.80	282

T - Трансформатори і АТДЦТН125000/220/110

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	2	1	0.70	55.00	38.5	330.0
T	3	1	0.35	0.01	161.16	330.0
T	8	9	0.70	24.00	158.00	330.0

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м						
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
11	346.00	0.0	259.749	-129.366	0.000	0.000
1	336.25	-3.1	0.000	0.000	0.000	0.000
2	38.93	-4.6	55.000	14.000	0.000	0.000
3	163.95	-3.2	160.000	88.100	0.000	0.000
4	157.69	-5.3	10.000	4.000	0.000	0.000
5	156.72	-5.6	28.000	13.000	0.000	0.000
6	154.91	-5.9	7.650	2.100	0.000	0.000
7	153.45	-5.6	140.000	65.000	0.000	0.000
8	155.91	-4.2	22.000	0.000	0.000	0.000
9	330.22	-2.1	200.000	50.000	0.000	0.000
10	352.79	6.3	-900.000	-150.000	0.000	0.000

Баланс по пасивн. елем-м			17.601	43.166	0.000	0.000

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
11	1	-261.800	-143.703	261.540	125.823	0.260755
3	4	-46.350	-21.642	45.421	23.156	0.929093
4	5	-35.421	-19.156	35.289	19.547	0.131474
5	6	-7.289	-6.547	7.242	10.326	0.047122
6	7	0.408	-8.226	-0.443	11.601	0.034908
7	8	140.443	53.399	-141.338	-54.595	0.894685
9	10	363.533	111.308	-371.179	-111.468	7.646121
10	11	-528.821	-38.532	521.549	14.337	7.271083
2	1	55.000	14.000	-55.020	-15.591	0.020247
3	1	206.350	109.742	-206.519	-110.232	0.169642
8	9	163.338	54.595	-163.533	-61.308	0.195797

17.600926

СХЕМА-3 КТ1=1.97 КТ2=1.934

S-Пункт живлення (балансуючий базисний вузол)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	11	3	346.00	0	0	0	0

N - В у з л и

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	330	0.00	0.00	0	0
N	2	1	35	55.00	14.00	0	0
N	3	1	150	160.00	88.10	0	0
N	4	1	150	10.0	4.0	0	0
N	5	1	150	28.0	13.0	0	0
N	6	1	150	7.65	2.1	0	0
N	7	1	150	140.0	65.0	0	0
N	8	1	150	22.0	0.00	0	0
N	9	1	330	200.0	50.00	0	0
N	10	1	330	-900.0	-150.00	0	0

L - Гілки, лінії

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	11	1	0.35	24.00	0
L	3	4	9.20	26.00	160
L	4	5	2.00	4.20	27
L	5	6	9.20	25.40	161
L	6	7	8.40	23.10	146
L	7	8	0.94	4.60	133
L	9	10	6.00	48.50	528
L	10	11	3.20	25.80	282

T - Трансформатори і АТДЦТН125000/220/110

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	U _H [кВ]	U _B [кВ]
T	2	1	0.70	55.00	38.5	330.0
T	3	1	0.35	0.01	167.48	330.0
T	8	9	0.70	24.00	170.64	330.0

І н ф о р м а ц і я п о в у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
11	346.00	0.0	260.019	-127.469	0.000	0.000
1	336.93	-3.0	0.000	0.000	0.000	0.000
2	39.01	-4.6	55.000	14.000	0.000	0.000
3	170.74	-3.1	160.000	88.100	0.000	0.000
4	166.19	-5.2	10.000	4.000	0.000	0.000
5	165.49	-5.4	28.000	13.000	0.000	0.000
6	165.05	-5.7	7.650	2.100	0.000	0.000
7	164.74	-5.6	140.000	65.000	0.000	0.000
8	167.22	-4.3	22.000	-0.000	0.000	0.000
9	328.45	-2.2	200.000	50.000	0.000	0.000
10	352.17	6.3	-900.000	-150.000	0.000	0.000

Баланс по пасивн. елем-м			17.331	41.269	0.000	0.000

І н ф о р м а ц і я п о г і л к а м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
11	1	-259.813	-133.806	259.564	116.684	0.249694
3	4	-44.383	-12.537	43.691	15.124	0.691452
4	5	-33.691	-11.124	33.600	11.674	0.091772
5	6	-5.600	1.326	5.589	3.042	0.010792
6	7	2.061	-0.942	-2.065	4.901	0.003958
7	8	142.065	60.099	-142.882	-60.432	0.816708
9	10	365.088	117.509	-372.942	-119.770	7.853862
10	11	-527.058	-30.230	519.832	6.337	7.226069
2	1	55.000	14.000	-55.020	-15.584	0.020164
3	1	204.383	100.637	-204.543	-101.100	0.160503
8	9	164.882	60.432	-165.088	-67.509	0.206411

17.3

ВИСНОВКИ

В роботі проведена оптимізація режимів роботи неоднорідної замкненої електричної мережі 150-330 кВ. Задача оптимізації сформульована як задача нелінійного програмування, з обмеженнями у вигляді рівності.

Неоднорідність замкнутої мережі впливає на такі показники як: пропускна спроможність за умовами нагріву проводів та економічність роботи по значеннях втрат активної потужності і енергії в ній. А також приведені небажані явища у зв'язку з цим.

Оптимальним називають такий розподіл потужностей, за якого сумарні втрати потужності й енергії в замкненій мережі будуть найменшими. Визначено умови оптимального розподілу потужностей на прикладі кільцевої мережі по природньому розподілу та економічному розподілу потужності.

Відомі наступні заходи, що дозволяють підвищити техніко-економічні показники неоднорідних замкнутих мереж: ділення мережі нижчої напруги, застосування вольтододаткових трансформаторів з подовжньо-поперечним регулюванням ЕРС і включення пристроїв подовжньо-ємнісної компенсації в мережу вищої номінальної напруги.

Для неоднорідної замкнутої електричної мережі 150-330 кВ визначені умови розмикання контуру на шинах підстанції Б для зниження втрат активної потужності в мережі. Формально мали задачу нелінійного програмування, де необхідно мінімізувати сумарні втрати потужності ΔP_{Σ} , що включає втрати у всіх елементах схеми мережі (дві ЛЕП і два трансформатори). Представлений кожний з чотирьох елементів електричної мережі чотириполіусниками. Обмеження у вигляді рівності представляють з себе систему рівнянь вузлових напруг. Вирішивши рівняння через коефіцієнти чотириполіусників, отримали оптимальний розподіл навантаження та мінімальні втрати активної потужності більше 10 МВт.

Крім ділення мережі проводився направлений пошук оптимальних коефіцієнтів трансформації автотрансформаторів зв'язку. Результати покрокової

зміни оптимізуємих параметрів - коефіцієнт трансформації $K_{\text{ТАТ1}}$ та $K_{\text{ТАТ2}}$ знизилися втрати активної потужності. Для замкненої мережі мінімум втрат активної потужності при допустимих напругах складає $\Delta P = 13,282$ МВт. За рахунок зміни коефіцієнта трансформації автотрансформатора зниження втрат складає $\Delta \Delta P = 4$ МВт. Розімкнення досліджувальної мережі та оптимізація коефіцієнтів трансформації привели до зниження втрат потужності на величину $\Delta \Delta P = 9,9$ МВт.

Економічне розподілення потужності в неоднорідній мережі можна отримати, якщо на природню розподіленість потужності наложити врівноважену потужність. Поздовжньо-поперечна ЕРС вводиться в контур включенням ВДТ. Практично можуть застосовуватися ВДТ різних конструкцій: з роздільним регулюванням поздовжньою і поперечною ЕРС. Для того, що оцінити вплив введеної в контур додаткової ЕРС та повздовжньої ємності на потекорозподілення потужностей, схему привели до лінії з двостороннім живленням, з параметрами, що приведені до напруги 150 кВ.

По роботі можна зробити висновки, що для схеми 330-150 кВ розмикання мережі та вибір оптимальних коефіцієнтів трансформації автотрансформаторів дозволяє знизити втрати активної потужності більше ніж на 9 МВт.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ: Знання, 2007. – 292 с.
2. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Електричні мережі і системи. –К.:НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с.
3. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. - 540 с.
4. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання : навч. посіб. / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський [та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.
5. Шкрабець, Ф. П. Основи електропостачання : навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. - Кіровоград : РВЛ КНТУ, 2010. - 408 с.
6. Електротехнічні системи електроспоживання : [навч. посіб.] / П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, Н. Ю. Гарасьова [та ін.]; за заг. ред. П. Г. Плешкова. - Кропивницький : ЦНТУ, 2021. – 208 с.
7. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж: навчальний посібник для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 "Електротехніка та електротехнології" / НТУУ «КПІ» ; уклад. В. В. Кирик. – Київ : Політехніка, 2014. – 130 с.
8. Правила улаштування електроустановок. Відокремлений підрозділ «Науково-проектний центр розвитку Об'єднаної енергетичної системи України» державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» (НПЦР ОЕС України). Наказ Міністерства енергетики України від 21.07.2017 №476, 2017. – 617 с.
9. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Ю.В. Малогулко, О.Б. Бурикін, Т.Л. Кацадзе, В.В. Нетребський ; за ред. П.Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с.

10. Лежнюк П.Д., Кулик В.В. Оптимальне керування потоками потужності і напругою в неоднорідних електричних мережах: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004. – 188 с.

11. Лежнюк П.Д. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем / Любов Наумівна Добровольська, Володимир Володимирович Кулик, Петро Дем'янович Лежнюк // Під редакцією Лежнюка П.Д. – Луцьк: ІВВ Луцького НТУ, 2018. – 328 с.

12. Норми і правила з охорони праці при роботі на підстанціях і повітряних лініях електропередач напругою 330, 500 і 750 кВ змінного струму промислової частоти. НПАОП 40.1-3.04-70. ЗАТВЕРДЖЕНО Міненерго СРСР 07.10.1970 р. (Постанова Верховної Ради, ВР України, від 12.09.1991, № 1545-XII “Про порядок тимчасової дії на території України окремих актів законодавства Союзу РСР”)

13. Кваліфікаційна робота магістра : метод. рекомендації до змісту, структури та оформлення кваліфікаційної роб. : для студ. спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плешков, К. Г. Петрова, Н. Ю. Гарасьова та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 74 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

ОХОРОНА ПРАЦІ

Область і порядок застосування норм і правил з охорони праці при роботах на підстанціях і повітряних лініях електропередачі напругою 330, 500 і 750кВ змінного струму промислової частоти[12].

1. Норми і правила поширюються на персонал:

а) обслуговуючий діючі підстанції та ПЛ напругою 330, 500 і 750 кВ;

б) обслуговуючий діючі електроустановки будь-якої напруги (повітряні та кабельні лінії, а також лінії зв'язку та ін.), розташовані в зоні впливу ПЛ напругою 330, 500 і 750 кВ;

в) виробляючий будівельні, монтажні та налагоджувальні роботи на діючих підстанціях напругою 330, 500 і 750 кВ і в зоні впливу ПЛ тієї ж напруги (в тому числі і відряджений персонал).

2. Норми і правила є обов'язковими для виконання персоналом, на який вони поширюються. Відхилення від них не допускаються. Кожен працівник, якщо їм не можуть бути вжиті заходи щодо усунення порушень норм і правил, зобов'язаний негайно повідомити безпосереднього керівника, а в разі його відсутності - вищестоячому про всі помічені ним порушення норм і правил, а також про несправності захисних засобів.

Адміністративно-технічне керівництво підприємства, на персонал якого поширюються ці норми і правила, може в залежності від місцевих умов передбачати додаткові заходи, що підвищують безпеку робіт. Ці заходи не повинні суперечити вимогам цих норм і правил.

3. Відповідно до вимог цих норм та правил повинні бути внесені зміни і доповнення в правила з техніки безпеки.

4. Відповідальність за дотримання цих норм і правил покладається на керівників підприємств, що виконують роботи на діючих підстанціях і ПЛ напругою 330, 500 і 750 кВ і в зоні впливу ПЛ зазначених напруг.

Гігієнічні нормативи.

5. Електричне поле підстанцій і ПЛ напругою 330, 500 і 750 кВ справляє негативний вплив на організм людини. Крім того в момент дотику людини до металевих частин обладнання, конструкцій машин, механізмів і т.ін. виникають електричні розряди.

Несприятливий вплив на організм людини електричного поля і розрядів проявляється тільки в зоні впливу - просторі, в якому напруженість електричного поля перевищує 5 кВ/м.

Ступінь впливу електричного поля на організм людини залежить як від напруги поля, так і від часу перебування в ньому. Вплив на організм людини електричних розрядів, що виникають в зоні впливу, неприпустимо незалежно від часу їх впливу.

6. Допустима тривалість перебування людини протягом доби в електричному полі різної напруженості без засобів захисту наведена в таблиці А.1.

Таблиця А.1. Допустима тривалість перебування людини протягом доби в електричному полі різної напруженості без засобів захисту

№ п.п.	Напруженість електричного поля, кВ/м	Допустима тривалість перебування людини протягом доби в електричному полі, хв	Примітка
1	5	Без обмежень	-
2	10	180	Нормативи по пп. 2, 3, 4 і 5 дійсні за умови, що: а) решту часу робочого дня людина перебуває в місцях, де напруженість електричного поля менше або дорівнює 5кВ/м; б) виключена можливість впливу на організм людини електричних розрядів.
3	15	90	
4	20	10	
5	25	5	

7. Якщо напруженість електричного поля на робочому місці не дорівнює нормованому значенню, допустиму тривалість перебування людини в електричному полі слід визначати по найближчому більшому значенню напруженості по таблиці 5.1 цих норм і правил [12].

Інтерполяція по таблиці не допускається.

8. Будь-які роботи без обмеження їх за характером і тривалості можуть проводитися в місцях, в яких напруженість електричного поля дорівнює або менше 5кВ/м.

Якщо напруженість електричного поля на робочому місці перевищує 25кВ/м, а також якщо тривалість або умови безпечного виконання робіт не відповідає вимогам п.6, роботи повинні проводитися із застосуванням засобів захисту.

9. На підстанціях і ПЛ межі зони впливу електричного поля розташовуються на наступному відстані від найближчих струмоведучих частин (по повітрю):

- на підстанціях і ПЛ напругою 330 кВ - 20 м;
- на підстанціях і ПЛ напругою 500 кВ - 30 м.

10. Кордон зони впливу і величина напруженості електричного поля на робочому місці можуть бути уточнені і встановлені за результатами вимірювань дійсного значення напруженості електричного поля.

Напруженість електричного поля вимірюється:

- а) на висоті 1,8 м - якщо людина знаходиться на землі;
- б) по всій висоті людського зросту, якщо людина знаходиться на обладнанні або конструкції.

Найбільш вимірне значення напруженості є визначальним.

Засоби захисту та основні вимоги до них.

11. Засоби захисту повинні застосовуватися в зоні впливу електричного поля при виробництві всіх видів робіт, якщо їх тривалість більше або умови безпечного виконання робіт не відповідають вимогам, викладеним в таблиці 5.1. [12].

12. Для захисту персоналу від впливу електричного поля можуть застосовуватися такі засоби екранування:

- а) стаціонарні екрануючі пристрої;
- б) переносні (пересувні) екрануючі пристрої;

в) індивідуальні екрануючі комплекти (екрануючий одяг).

13. Стаціонарні та переносні екрануючі пристрої повинні бути заземлені та повинні забезпечувати зниження напруженості електричного поля на робочому місці до величини 5кВ/м і менше.

14. Стаціонарні екрануючі пристрої можуть виконуватися у вигляді козирків, навісів і перегородок.

Козирки виконуються з металевої сітки. Вони встановлюються над робочим місцем у агрегатних шаф і шаф управління повітряних вимикачів, у ящиків затискних збірок і приводів роз'єднувачів (якщо ці приводи виступають з-за конструкції, на якій стоїть роз'єднувач), у збірок 380 В, у силових розподільних шафах, у фільтрів приєднань і у інших пристроїв і апаратів, що вимагають періодичного обслуговування.

Навіси виконуються із сталевих тросів, проводів, арматури і т.п. Вони встановлюються над проходами і над іншими місцями розподільних пристроїв, з яких може проводитися огляд устаткування.

Перегородки виконуються з металевих провідників. Вони встановлюються вертикально, посередині між двома сусідніми комірками.

Заземлення стаціонарних екрануючих пристроїв повинно здійснюватися шляхом приєднання їх до контуру заземлення або до заземлених об'єктів (приварюванням або за допомогою болтів).

15. Переносні екрануючі пристрої можуть виконуватися у вигляді інвентарних навісів, наметів, перегородок, щитів та ін. Вони встановлюються над місцем виконання робіт, а також між діючими і відключеними або монтуючи між комірками. Переносні щити доцільно застосовувати в якості знімних бічних екранів на лісах, що використовуються при роботах на повітряних вимикачах, на кошиках телескопічних вишок і гідропідйомників і т.д.

Заземлення переносних екрануючих пристроїв повинно здійснюватися шляхом приєднання їх до контуру заземлення або до заземлених об'єктів, для чого вони повинні мати спеціальні затискачі і провідники.

16. Індивідуальні екрануючі комплекти застосовуються при відсутності стаціонарних і переносних екрануючих пристроїв.

Забороняється застосування індивідуальних комплектів в тих випадках, коли можливо дотик до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, зокрема, при роботі на панелях, електричних приводах, збірках і ланцюгах напругою до 1000 В; при профілактичних випробуваннях обладнання (для осіб, що безпосередньо проводять випробування) і при електрозварювальних роботах.

Захист персоналу в цих випадках повинен здійснюватися за допомогою стаціонарних або переносних екрануючих пристроїв.

17. Захисні властивості індивідуального екрануючого комплекту забезпечуються конструкцією і дотриманням правил його експлуатації.

Індивідуальний екранувальний комплект складається з наступних елементів:

- а) захисний костюм - куртка і штани (або комбінезон);
- б) екрануючий головний убір - металева або пластмасова металізована каска для теплої пори року і шапка вушанка з прокладкою з металізованої тканини - для холодної пори року;
- в) спеціальне взуття, що має електропровідну гумову підошву або виконана цілком з електропровідного гуми (черевики, гумові чоботи, калоші на валянки).

Спеціальне взуття є основним засобом заземлення індивідуальних екрануючих комплектів.

Всі елементи індивідуального екрануючого комплекту для захисту від впливу електричного поля повинні застосовуватися спільно і повинні бути надійно електрично з'єднані один з одним за допомогою провідників зв'язку.

18. При роботах, пов'язаних з дотиком до заземлених предметів, індивідуальні екрануючі комплекти повинні бути додатково заземлені в наступних випадках:

- а) коли людина знаходиться на ґрунті з низькою провідністю - на бетоні, гравії, дерев'яному настилі і т.п.;

б) коли людина перебуває на заземленій конструкції, але комплект ізолюваний від "землі".

Для додаткового заземлення можуть бути використані майданчики з металевих рифлених листів або сітки, на яких повинна знаходитися людина під час роботи. Майданчики повинні бути заземлені, для чого вони повинні бути обладнані спеціальними зажимами і провідниками для заземлення.

Додаткове заземлення комплекту може бути також виконано шляхом заземлення спеціального провідника і приєднання його до будь-якого з провідників зв'язку на комплекті.

При всіх інших роботах, зокрема при роботах, не пов'язаних з дотиком людини до заземлених предметів, або якщо він знаходиться безпосередньо на металевих заземлених конструкціях, на вологому піску, землі, порослою травою, додаткове заземлення індивідуального екрануючого комплекту не потрібно.

19. При роботах в зоні впливу електричного поля машини і механізми на гумовому ході повинні бути заземлені. Заземлення повинно здійснюється за допомогою провідника. Кузови або рами машин і механізмів повинні бути забезпечені спеціальними зажимами для заземлення. Крім того, ці машини і механізми повинні мати металевий ланцюг, який повинен бути з'єднаний з рамою або кузовом. Перед в'їздом на підстанцію або в зону впливу ПЛ ланцюг повинен бути опущений і торкатися землі.

20. Машини і механізми (пересувні лабораторії та майстерні, автокрани, автомобілі, трактори та ін.), дах і кузов яких металеві і надійно заземлені, прирівнюються до екрануючих пристроїв.

21. Пристосування та обладнання, які при роботах в зоні впливу електричного поля можуть виявитися ізолюваними від землі (підвіска блоку на ізолюючому канаті, розкочування проводів і т.д.), повинні бути заземлені.

Особливості виконання робіт на підстанціях 330, 500 і 750 кВ.

22. Всі роботи в зоні впливу електричного поля без підйому на обладнання і устаткування (тобто на землі) повинні проводитися із застосуванням засобів

екранування, якщо не можуть бути забезпечені нормативи, зазначені в таблиці Ж.1.

Роботи, що виконуються з підйомом на обладнання і конструкції, повинні проводитися із застосуванням засобів екранування незалежно від їх тривалості. Виняток становлять роботи з експлуатаційного обслуговування трансформаторів і шунтуючих реакторів, які не потребують підйому на вводи (відбір проб масла з них і з вводів, обслуговування системи охолодження, ланцюгів контрольно-вимірювальної апаратури і приладів, дрібний ремонт і т.д.). Ці роботи незалежно від їх тривалості можуть проводитися без засобів захисту з огляду на достатньої екрануючої дії баків трансформаторів та шунтуючих реакторів.

23. Роботи в виробничих і підсобних приміщеннях, на пульті управління, в трансформаторних вежах, компресорних, майстерень, і інших приміщеннях, виконаних із залізобетону, можуть проводитися без застосування засобів захисту незалежно від відстані між приміщеннями і струмоведучих частин, що знаходяться під напругою.

24. Перегородки (стаціонарні і тимчасові) усувають вплив електричного поля тільки сусідніх приєднань. Вплив електричного поля даного приєднання і шин, розташованих над ним, під час робіт без зняття напруги усувається іншими засобами екранування.

25. Перед проведенням робіт, навіть короточасних, необхідно заземлити всі ізольовані від землі струмопровідні частини і відключені ділянки шин, до яких можливо дотик працюють.

Слід також заземлити відключені струмопровідні частини найближчих апаратів навіть в тому випадку, якщо роботи на них не передбачаються; заземлення повинно здійснюватися за допомогою заземлюючих ножів або переносних заземлень.

Особливості виконання робіт в зоні впливу ПЛ напругою 330, 500 і 750 кВ

26. Виконання робіт на землі в зоні впливу ПЛ напругою 300-500 кВ без застосування засобів захисту допускається:

- на відстані до 20 м (по землі) від осі опори - без обмеження за часом;

- в прольотах ПЛ - протягом не більше 90 хв. При цьому повинні бути вжиті заходи, що виключають можливість впливу електричних розрядів на людину.

27. Виконання робіт на землі в зоні впливу ПЛ напругою 750 кВ без застосування засобів захисту допускається: на відстані до 30 м (по землі) від осі проміжної опори - протягом не більше 180 хв.; в прольотах ПЛ і поблизу анкерних і кутових опор - протягом не більше 10 хв.

При роботах як поблизу опори (проміжної, анкерної, кутовий), так і на інших ділянках ПЛ повинні бути вжиті заходи, що виключають можливість впливу електричних розрядів на людину.

28. Якщо тривалість робіт на землі в зоні впливу ПЛ напругою 330-500 і 750 кВ перевищує час, вказане в п. 26 і 27, або якщо роботи пов'язані з підйомом на висоту (підйом на опору, підйом за допомогою телескопічної вишки або іншого піднімального механізму), вони повинні проводитися із застосуванням засобів захисту.