

Центральноукраїнський національний технічний університет
Центр заочної та дистанційної освіти
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
“ ____ ” _____2021р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Підвищення енергоефективності енергосистем з
використанням фазоповоротних трансформаторів”

Виконала здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-20МЗ
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Олена КУРДИШ
« ____ » _____2021 р.
Керівник роботи
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
« ____ » _____2021р.
Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет ЦЗДО

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«_____» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Курдиш Олена Петрівна

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Підвищення енергоефективності енергосистем з використанням фазоповоротних трансформаторів.

Improving energy efficiency of power systems using phase-rotating transformers.

2. Керівник роботи (проекту)

Плешков Петро Григорович, к.т.н., професор

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту 3.12.2021 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Вступ; Особливості передачі електроенергії по проводах ліній

електропередач високої напруги; Дослідження шляхів підвищення

ефективності визначення місць пошкодження на ЛЕП; Збільшен

ня пропускної здатності лінії за допомогою застосування фазоповоротних

пристроїв; Математична модель фазоповоротного трансформатора;

Економічне обґрунтування використання фазоповоротного

трансформатора; Охорона праці; Висновки..

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	4.10.21	
2	<i>Особливості передачі електроенергії по проводах ліній електропередач високої напруги</i>	9.11.21	
3	<i>Дослідження шляхів підвищення ефективності визначення місць пошкодження на ЛЕП</i>	14.10.21	
4	<i>Збільшення пропускної здатності лінії за допомогою застосування фазоповоротних пристроїв</i>	21.10.21	
5	<i>Математична модель фазоповоротного трансформатора</i>	28.10.21	
6	<i>Економічне обґрунтування використання фазоповоротного трансформатора</i>	5.11.21	
7	<i>Охорона праці</i>	15.11.21	
8	<i>Висновки</i>	21.11.21	
9	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	25.11.21	
10	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	29.11.21	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2021 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2021 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Курдиш О.П. Підвищення енергоефективності енергосистем з використанням фазоповоротних трансформаторів. *Improving energy efficiency of power systems using phase-rotating transformers.*

Спеціальність 141 - «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». - ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». - Центральноукраїнський національний технічний університет. - м.Кропивницький, 2021р.

Метою кваліфікаційної роботи є дослідження впливу фазоповоротного трансформатора на процеси підвищення пропускної здатності електромереж.

В роботі досліджено вплив існуючих методів підвищення пропускної здатності електричних мереж; досліджено шляхи підвищення ефективності визначення місць пошкодження на ЛЕП; виконана порівняльна характеристика доцільності впровадження фазоповоротного трансформатора; досліджено питання його впливу на якість електроенергії в системі електропостачання; досліджено питання по підвищенню надійності електромереж.

Результати даної роботи можливо використовувати для підвищення надійності електромереж, а також для ефективного керування потоками потужності електромереж, що призводить до підвищення їх пропускної здатності.

ФАЗОПОВОРОТНИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ПІДВИЩЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ, КУТ ЗСУВУ МІЖ ВХІДНОЮ ТА ВИХІДНОЮ НАПРУГАМИ, СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, МАТЕМАТИЧНИЙ ОПИС.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	6
1	ОСОБЛИВОСТІ ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПО ПРОВОДАХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ВИСОКОЇ НАПРУГИ.....	8
1.1	Способи підвищення пропускної здатності ліній електропередач. Пропускна здатність ЛЕП високої напруги.....	10
1.2	Підвищення пропускної здатності за допомогою збільшення напруги.....	17
1.3	Зменшення індуктивного опору лінії.....	19
1.4	Комбінований вплив на хвильовий опір і хвильову довжину.....	24
1.5	Керована поперечна компенсація.....	28
2	ДОСЛІДЖЕННЯ ШЛЯХІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ПОШКОДЖЕННЯ НА ЛЕП.....	38
2.1	Вдосконалення методів і технічних засобів ВМП ЛЕП на основі активного зондування.....	38
2.2	Розробка системи дистанційного моніторингу.....	45
2.3	Підвищення точності визначення місця пошкодження ЛЕП на основі методів пасивної локації і навігації.....	55
2.4	Захист імпульсних пристроїв визначення місць пошкодження від імітуючих перешкод.....	70
3	ЗБІЛЬШЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЛІНІЇ ЗА ДОПОМОГОЮ ЗАСТОСУВАННЯ ФАЗОПОВОРОТНИХ ПРИСТРОЇВ.....	79
3.1	Фазоповоротний трансформатор (ФПТ), як засіб збільшення пропускної здатності лінії електропередач.....	79
3.2	Приклад застосування фазоповоротного трансформатора.....	99
4	МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ФАЗОПОВОРОТНОГО ТРАНСФОРМАТОРА.....	108

4.1	Математичний опис фазоповоротного трансформатора.....	108
4.2	Індуктивний опір фазоповоротного трансформатора.....	111
5	ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ФАЗОПОВОРТНОГО ТРАНСФОРМАТОРА.....	113
5.1	Загальні положення.....	113
5.2	Визначення величини капіталовкладень.....	113
5.3	Визначення експлуатаційних витрат.....	114
5.4	Розрахунок показників економічної ефективності.....	119
6	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	121
6.1	Система захисту персоналу в електроустановках до 1 кВ.....	122
6.2	Розрахунок заземлення.....	125
	ВИСНОВКИ.....	129
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	131
	Додаток А.Звіт подібності.....	133

ВСТУП

Джерела і споживачі електричної енергії пов'язані між собою електричними мережами. Вдосконалення конструкцій повітряних ліній електропередач та оновлення електричного устаткування не виключає зниження пропускної здібності та виникнення аварійних пошкоджень систем електропостачання. Пошкодження ліній електропередачі призводять до недовідпуску електроенергії споживачам і порушення режимів роботи енергетичних об'єднань. Тому однією з найважливіших задач являється швидке і точне встановлення причин зниження пропускної здібності ліній та визначення місця пошкодження ЛЕП. Вирішуючи вищезазначені завдання на практиці отримується значний економічний ефект, який досягається скороченням перерв у електропостачанні, зниженням транспортних витрат на обхід ліній електропередач, зведенням до мінімуму загального часу на профілактичні та ремонтно-відновлювальні роботи.

Задача підвищення пропускної здатності ліній електропередач має важливе значення для об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України. Фізична та моральна застарілість електроенергетичного обладнання, в тому числі і ліній електропередач та для проблеми, пов'язані з перспективою паралельної роботи ОЕС України з електроенергетичним об'єднанням Західної Європи (UCTE) ставлять перед електроенергетикою задачі винаходу засобів покращення пропускної спроможності ліній електропередач. “Енергетична стратегія України на період до 2030 року” передбачає додаткове зростання встановлених потужностей атомних електростанцій з метою підвищення пропускної спроможності ЛЕП. В той же час, наслідком цього може стати збільшення випадків пошкодження ліній електропередач.

В умовах ринкових відносин між постачальниками і споживачами електричної енергії одним із наслідків аварійного відключення енергії стає відшкодування збитку споживачам. Законодавство України, включаючи

Цивільний кодекс і Закон про захист прав споживачів, передбачає матеріальну відповідальність постачальників електричної енергії перед споживачами, в тому числі і відповідальність енергопостачальних організацій. У судовій практиці вже неодноразово мали місце випадки задоволення позовів споживачів про стягнення шкоди від недовідпуску електроенергії з електропостачальної організації. Законодавством розвинених держав передбачені прогресивні шкали оцінки збитку з боку споживача від припинення подачі електричної енергії.

Пошкодження ліній електропередачі завдають шкоди електромережним компаніям. Один з переважних шляхів зниження збитку лежить в скороченні сумарного часу відшукування і усунення пошкоджень за певний експлуатаційний період. Особливо важливу роль у цьому відіграють засоби визначення місця пошкодження (ВМП).

Незважаючи на значний обсяг досліджень, присвячених питанню пропускної здатності ліній електропередач і багаторічний досвід застосування різних методів визначення місць пошкоджень ЛЕП ці питання залишаються актуальними через значні збитки, що завдаються процесами неякісної передачі електроенергії по ЛЕП та аварійними відключеннями ліній електропередач.

Ефективним представляється системний підхід, спрямований на забезпечення надійності пропускної здатності ліній та визначення місць пошкодження на комплексі ЛЕП енергосистеми. Іншим важливим завданням є оптимізація системи аварійних вимірювань, що використовуються для визначення місця пошкодження ЛЕП. Це завдання є актуальним зважаючи на високу вартість сучасних фіксуючих приладів, а також потенційної можливості підвищення якісних показників передачі електричної енергії.

Все це, а також прагнення використовувати всю доступну інформацію як апріорну, так і поточну, робить актуальним розробку нових більш точних методів підвищення енергоефективності енергосистем.

1. ОСОБЛИВОСТІ ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПО ПРОВОДАХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ВИСОКОЇ НАПРУГИ

До ліній електропередач надвисокої напруги (ЛЕП НВН) відносяться лінії, напруга яких вище 220 кВ. Такі лінії електропередач служать для передачі великих обсягів електроенергії для передачі на далекі відстані, зазвичай це кілька сотень або навіть тисяч кілометрів. Причому чим більша напруга, тим більша кількість електроенергії на більшу відстань здатна передати лінія електропередач. Також ЛЕП НВН служать для міжсистемних зв'язків, між двома електросистемами.

З технічної точки зору передача електроенергії на таких лініях має ряд особливостей в порівнянні з іншими лініями, менших класів напруг (0,4 кВ - 35 кВ). До них відносяться:

1) Лінії надвисокої напруги мають малий активний опір, в порівнянні з потужністю, що передається. В ЛЕП НВН реактивний опір лінії помітно більше активного опору;

2) ЛЕП НВН в силу високої напруги і великої протяжності, являють собою конденсатор, так як існує різниця потенціалів між проводом і землею, а діелектриком служить повітря. У зв'язку з цим такі лінії електропередач виробляють зарядну потужність;

3) Передача електроенергії по лініях надвисокої напруги супроводжується втратами активної енергії на коронний розряд;

4) ЛЕП НВН можна включити на холостий хід без застосування пристроїв компенсації - реакторів. В іншому випадку зарядна потужність в лінії, будучи некомпенсованою, викличе збільшення напруження на кінці лінії в два рази, також ця потужність потече в генератор, що викличе його вихід з ладу;

5) Для нормальної роботи ЛЕП НВН потрібно застосовувати пристрої компенсації, такі як конденсаторні батареї і реактори;

6) Для зниження втрат енергії на корону потрібно розділити фазу на два і більше проводів, в залежності від напруги лінії;

7) В силу великої протяжності ЛЕП НВН, а також особливостей обслуговування, ремонту лінії, відбору потужності таку лінію не роблять цілісною. На лінії встановлюються проміжні підстанції. Проміжні підстанції дозволяють відключити пошкоджений ланцюг, а не всю лінію. На далеких лініях, виконаних за замкнутою схемою, проміжні підстанції ділять лінію на ділянки по 200-400 км. На проміжних підстанціях можна встановити компенсуючі пристрої;

8) ЛЕП НВН повинні бути максимально надійні в роботі, так як вони живлять дуже велику кількість споживачів, навіть цілі райони країни. У зв'язку з цим, на час ремонту такі лінії не відключають, роботи виконуються під напругою. У разі, якщо для ремонту лінії все ж потрібно відключити напругу, то відключають одну фазу і виконують ремонт цієї фази, залишаючи в роботі дві інші фази;

9) Виходячи з п.8 ЛЕП НВН можуть працювати в неповно фазному режимі;

10) Передача електроенергії по лініях передається як електромагнітна хвиля. Ця хвиля має довжину 6000 км, при довжині лінії, порівнянної з довжиною хвилі, передача електроенергії носить хвильовий характер.

Особливо хочеться відзначити хвильовий характер передачі електроенергії. При такому характері передачі електроенергії, найбільшу потужність лінія може передати, якщо її довжина становить 3000 км або 6000 км. При такій довжині лінії в ній індуктивний і ємнісний опір компенсують один одного, результуючий опір стає рівним нулю і тому лінія здатна передати максимальну потужність. Хвильовий характер передачі електроенергії також призводить до того, що напруга на лінії електропередач в різних точках не є однаковою. Також передача енергії по лінії пов'язана з результуючими хвилями струму і напруги, кожна з яких представляється прямою і зворотною хвилею. У режимі передачі натуральної потужності,

зворотна хвиля практично відсутня і швидкість результуючої хвилі близька до швидкості світла.

При розрахунках режиму передачі енергії на надвисокій напрузі потрібно також розрахувати баланс реактивної потужності в лінії, тому що напруга в лінії залежить від балансу реактивної потужності. Сама лінія НВН є генератором реактивної потужності. Генеруючи лінією зарядна потужність залежить від переданої потужності. Ідеальним режимом вважається такий режим, при якому генеруюча зарядна потужність дорівнює нулю. При надлишку зарядної потужності потрібно відновити баланс і компенсувати цю потужність за допомогою реакторів. В іншому випадку ця потужність викличе збільшення напруження на кінці лінії більше допустимого і додаткове завантаження генератора реактивної потужністю, що може спричинити його вихід з ладу через перевантаження. У разі нестачі реактивної потужності, слід відновити баланс, включивши батарею конденсаторів. В іншому випадку напруга на кінці лінії буде нижче норми.

1.1. Способи підвищення пропускної здатності ліній електропередач. Пропускна здатність ЛЕП високої напруги.

Пропускна здатність лінії електропередачі - це найбільша активна потужність, яку з урахуванням всіх технічних обмежень можна передати по лінії.

Пропускна здатність лінії електропередачі залежить від напруги, сили струму і реактивного опору лінії. Найбільша передана потужність визначається так:

$$P_{\text{НАЙБ}} = \frac{U_1 U_2}{Z_C \sin \alpha_0 L} \quad (1.1.1)$$

де: U_1 - модуль напруги на початку лінії;

U_2 - модуль напруги в кінці лінії;

Z_C - хвильовий опір лінії;

$\alpha_0 L$ - хвильова довжина лінії.

Хвильовий опір визначається:

$$Z_C = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \quad (1.1.2)$$

де: x_0 - питомий реактивний опір лінії;

b_0 - питома ємкісна провідність лінії.

Хвильовий опір лінії приблизно 400 Ом з одиночним проводом в фазі і 270 Ом при розщепленні фази на три і чотири дроти.

Для повітряних ліній електропередачі 220 кВ максимальна передана потужність становить 150 МВт, для лінії 330 кВ - 400 МВт, для лінії 500 кВ - 1300 МВт, 750 кВ - 2000 МВт.

Заходами щодо підвищення пропускної спроможності ліній електропередач є:

- 1) збільшення напруги;
- 2) зменшення сумарного реактивного опору.

Технічними обмеженнями для пропускної здатності ліній електропередач є:

- 1) стійкість паралельної роботи генераторів системи;
- 2) нагріванням окремих елементів електропередачі;
- 3) значеннями тривало допустимої напруги, втратами на корону в лінії і іншими факторами.

Ще варто відзначити, що пропускна здатність лінії електропередач залежить від заряду, який лінія може перенести в одиницю часу. Цей заряд залежить від поверхні проводу і допустимої напруженості електричного поля на ньому.

$$q = 2\pi\zeta_0 r_0 E_{\text{доп}} \quad (1.1.3)$$

де q - заряд на одиницю довжини лінії;

r_0 - радіус проводу;

$E_{\text{доп}}$ - допустима напруженість електричного поля;

ζ_0 - діелектрична проникність дроти.

За формулою (3.1.3) ми бачимо, що заряд, який здатний пропустити через себе провід, прямо пропорційний напруженості електричного поля і радіусу дроту. Радіус проводу безпосередньо впливає на площу поверхні проводу, а виходячи з поверхневого ефекту, електричний струм тече по поверхні проводу і практично відсутній всередині проводу.

Електричний струм можна виразити так:

$$I = qV_B \quad (1.1.4)$$

де V_B - швидкість поширення хвилі вздовж лінії

$$q = CU_\phi \quad (1.1.5)$$

де C - робоча ємність лінії.

Для того, щоб збільшити струм, потрібно збільшити робочу ємність лінії або збільшити напругу. Робочу ємність можна збільшити, збільшивши поверхню проводу шляхом розщеплення проводів фази. Цим також досягається збільшення натуральної потужності.

$$q = 2\pi\zeta_0 n r_0 E_{\text{доп}} \frac{1}{K_H} = C U_\phi \quad (1.1.6)$$

де n - кількість розщеплених проводів в фазі;

K_H - коефіцієнт нерівномірності розподілу напруженості поля.

$$I = V_B C U_\phi = \frac{U_\phi}{Z_C} \quad (1.1.7)$$

де U_ϕ - фазна напруга лінії;

Z_C - хвильовий опір лінії.

Виходячи з перерахованих вище формул, заряд проводу, струм лінії, натуральна потужність можуть бути довільно збільшені при незмінному радіусі проводу шляхом розщеплення фази.

Таким чином, пропускна здатність лінії електропередач обмежена певними технічними умовами. Варто також пам'ятати, що по лінії електропередач передається повна потужність, в яку входить реактивна потужність. Сама по собі реактивна потужність корисної роботи не робить, вона потрібна лише для створення магнітного поля в пристроях, чий принцип роботи пов'язаний з магнітним полем (трансформатори, двигуни та ін.). Безумовно, реактивна потужність потрібна. Але реактивну потужність набагато вигідніше виробляти безпосередньо поруч зі споживачем цієї потужності, ніж гнати її від генератора електростанції. Реактивна потужність становить певну частину в повній потужності, яку передає лінія електропередач, але в лінії набагато важливіше, скільки активної потужності вона може передати. В даному випадку реактивна потужність в лінії, можна сказати, що заважає. Вона збільшує повну потужність в лінії, від цього зростає струм в лінії і відповідно збільшуються втрати в цій лінії. Але в даний момент ще не придумали спосіб, пристрої, які дозволять передавати по лініях електропередач тільки найбільш потрібну, активну потужність. Якби

по лінії йшла тільки активна потужність, а реактивна б вироблялася поруч зі споживачами цієї потужності, втрати в лініях були б помітно менші і деякі лінії електропередач можна було б взагалі не будувати, так як їх пропускної здатності активної потужності цілком би вистачало.

Велику проблему для пропускної здатності ліній електропередач приносять електромагнітні процеси передачі електроенергії. Лінії електропередач надвисокої напруги мають досить велику зарядну потужність, великий індуктивний опір. Зарядну потужність в режимі холостого ходу і в режимі малих навантажень слід компенсувати, інакше відбудеться підвищення напруги вище норми на кінцях лінії. Індуктивний опір лінії негативно позначається на пропускній спроможності.

У загальному випадку, пропускна здатність лінії електропередач обмежується нагріванням проводів. Не можна допускати нагрівання проводів лінії електропередач вище 70°C , тому що в цьому випадку відбувається прискорене окислення проводів, а також окислення контактів, що з'єднують відрізки проводів. Провід лінії електропередач не можна зробити цілісним, так як провід дуже довгий, тому використовують відрізки проводів, і скріплюють їх між собою. У разі підвищення температури, контакт між двома проводами починає грітися, окислюватися і зростають втрати енергії в ньому. Ці втрати обумовлені нагріванням контакту. Також метал самих проводів починає швидко окислюватися при нагріванні вище допустимої температури в 70°C . А якщо врахувати те, що із-за поверхневого ефекту електричний струм тече по зовнішній стороні провідника, то окислені дроти до експлуатації не підходять. Збільшення перерізу проводів з метою збільшення пропускної здатності призведе до дуже великих витрат на спорудження лінії. Варто пам'ятати, що лінії електропередач можуть тягнутися на сотні кілометрів, а то і більше. А якщо замінювати вже існуючий провід на провід більшого перерізу, то до вартості нового проводу і його установки додасться ще й вартість демонтажу старого проводу. В

результаті це виллється в таку суму, що ніхто цим займатися не буде, тому як ці витрати будуть окупатися дуже-дуже довго.

Якщо звести обмеження пропускної здатності лінії електропередач тільки по нагріванню - то це буде великий крок вперед в електроенергетиці. Це буде означати, що нові ЛЕП НВН можна будувати з проводами такого перетину, на пропускну здатність якого розраховується лінія. Існують лінії електропередач, пропускна здатність яких не залежить від електромагнітних властивостей лінії (ємності й індуктивності, хвильового опору) - це лінії електропередач постійного струму. В силу того, що індуктивного опору лінії постійного струму немає, лінія має тільки активний опір і межа переданої потужності вище, ніж у лінії змінного струму. Межа переданої потужності не залежить від довжини лінії, як у випадку з лінією змінного струму. Образно кажучи, те, яку потужність можна передавати по лінії постійного струму, залежить тільки від допустимого нагріву її проводів. До того ж слід врахувати, що при постійному струмі відсутній поверхневий ефект, а значить струм рівномірно розподіляється по провіднику, значить провід можна зробити меншого перетину. Але у ліній електропередач постійного струму є і досить серйозні недоліки. Як відомо, лінія електропередач не існує сама по собі, вона пов'язана з системою, в яку входять споживачі, пристрої вироблення, розподілу електроенергії. Сама лінія працює на постійному струмі, однак генератори, трансформатори працюють на змінному струмі. Для функціонування лінії постійного струму необхідно встановити інвертори й випрямлячі, які будуть на перетворювальних підстанціях. Перетворювальна підстанція - дуже складний і дорогий пристрій. До того ж у інверторів є певні складності в роботі при змінні її потужності. На додаток до цього інвертори споживають багато реактивної потужності що змусить встановити поруч з ними пристрої компенсації (синхронні компенсатори або конденсаторні батареї). Певні складнощі в роботі ліній електропередач постійного струму, дороге проектування, будівництво привело до малого поширення ліній

постійного струму в світі. До того ж в силу дорожнечі збільшувати пропускну здатність ліній електропередач змінного струму, переробляючи її на постійний струм не має ніякого сенсу.

Таким чином, з економічної точки зору більш ефективні лінії змінного струму. Поки що пропускну здатність ЛЕП НВН обмежується її електромагнітними властивостями: ємністю і індуктивністю, які залежать від конструкції і довжини лінії. Варто зазначити, що у ліній електропередач, напругою понад 330 кВ, обмеження пропускну здатності в основному пов'язані з електромагнітними властивостями лінії, її стійкістю. В силу цих обмежень, пропускну здатність лінії по нагріванню навіть не доходить. Для ліній, напругою до 330 кВ, обмеження по нагріванню має місце бути, обмеження, пов'язані з електромагнітними властивостями лінії, виражені слабо.

Також варто відзначити, що в разі великої пропускну здатності лінії електропередач, варто враховувати той факт, що в разі відключення цієї лінії, виникне дуже великий дефіцит потужності. Може також порушитися стійкість в енергосистемі.

Таблиця 1.1.1 - Пропускна здатність ліній електропередач

Уном, кВ	Довжина лінії, км	Проводи марки АС	Р _{нат} , МВт	Пропускна здатність по статичній стійкості		Пропускна здатність по нагріву	
				Р _{нб} , МВт	В долях від Р _{нат}	Р _{нб} , МВт	В долях від Р _{нат}
330	200-300	2х300	350	730	2,2	760	1,32
500	400-500	3х450	930	1490	1,6	1740	2,25
750	400-500	5х300	2250	3600	1,6	4600	2,05

Виходячи з таблиці 1.1.1. видно, що лише для лінії 330 кВ пропускну здатність по статичній стійкості більше пропускну здатності по нагріванню.

Для інших класів напруги пропускна здатність лінії по нагріванню більша пропускної здатності лінії по статичній стійкості. Це підтверджує те, що обмеження пропускної здатності по нагріванню - найостанніше завдання.

1.2. Підвищення пропускної здатності за допомогою збільшення напруги

Максимальна напруга, при якій здійснювалася передача електроенергії на далеку відстань - 1150 кВ. Проводилися дослідження роботи ЛЕП напругою 1600 - 1800 кВ. Для прикладу візьмемо цей клас напруг: при подальшому збільшенні напруги пропускна здатність лінії, згідно з формулою (3.1.1) збільшиться, але при цьому виникне ряд серйозних труднощів:

1) Розробка раціональної конструкції фази і опори ліній електропередач. При такому класі напруги повітря як ізолятор вже не придатне, тому, що його електрична міцність всього 30 кВ / см. При хвилі перенапруги можливий пробій повітряного проміжку між проводом і найближчим до нього струмопровідних предметом об'єктом.

2) обмеження перенапруг;

3) розробка устаткування (автотрансформатори, вимикачі, реактори і т.д.), здатного працювати на такому класі напруги;

4) відведення землі для лінії і вплив електричного поля на живі організми. Варто відзначити, що ЛЕП НВН на час обслуговування не відключають, роботи на ній проводяться під напругою. Роботу виконує обслуговуючий персонал. Тому проблема впливу електричного поля на людину в цьому випадку особливо актуальна. Проблема з відведенням землі буде особливо відчуватися в густонаселених країнах. Ультрависока напруга змусить проводити заходи щодо екранування магнітного поля високої напруженості. При перетині проїжджої частини доріг потрібно екранування.

Всі заходи щодо захисту від шкідливого впливу НВН потребуватимуть додаткових витрат на спорудження ліній електропередач.

Дослідження передачі електроенергії на такому класі напруги ускладнюються тим що повітря як діелектрик вже не придатне до використання. Спостерігається закономірність, що чим вище клас напруги, тим нижче запас міцності ізоляції по напрузі. Робоча напруга ізоляції стає все ближче до розрахункової. Якщо для лінії 220 кВ допустиме перенапруження, по відношенню до фазного, становить 3,0, то для лінії 500кВ це перенапруження вже 2,5, а для лінії 1150 кВ - 1,6. Виходячи з цього можна зробити висновок що допустиме перенапруження для ліній 1600-1800 кВ буде ще нижче. Все це потребує розробки нових обмежувачів перенапруг, нових вимикачів і т.д.

З не комутаційною апаратурою теж є проблеми. Потрібна буде розробка нових видів зовнішньої і внутрішньої ізоляції. Трансформатори великих потужностей будуть значних розмірів, що створить певні проблеми при їх транспортуванні.

Конструкція фази зазнає змін. При напрузі 1800 кВ, кількість проводів в фазі має бути 13-15. Так як діелектрична міцність повітря невелика, крок розщеплення доведеться зробити мінімум 60 см, а діаметр розщеплення буде дорівнює 3м, при цьому різко зростуть обledenіння і вітрові навантаження на опору лінії електропередач.

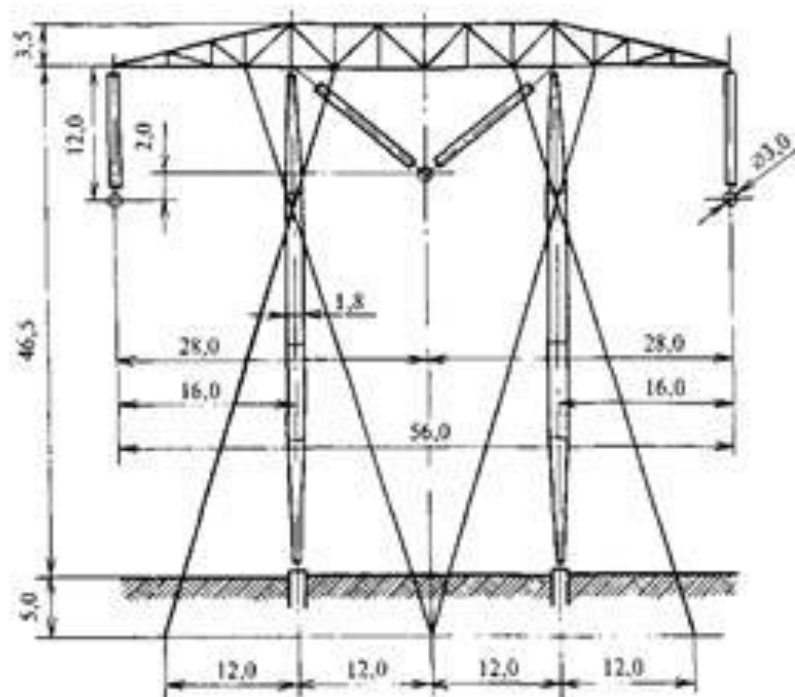


Рис. 1.2.1 - Проміжна портална опора лінії напруги 1800 кВ (розміри дані в метрах)

реконструювати лінії потрібно буде в іншій країні. Іншою причиною проти реконструкції ліній є дорожнеча проекту. Замінити лінії 220 кВ на лінію 500 кВ вийде дуже дорого, так як доведеться виконати демонтаж проводів, обладнання, опор, виконати монтаж лінії 500 кВ і нового обладнання, розрахованого на напругу 500 кВ. Навіть без виконання розрахунків видно, що такі величезні капіталовкладення заради того щоб підвищити пропускну здатність лінії 500 кВ, та ще й в іншій країні, абсолютно безглузді. Третьою ж причиною є те, що збільшуючи індуктивний опір ліній, цим самим ми зменшуємо їх пропускну здатність. Варто враховувати те, що регіон повинен мати резерв: в разі відключення лінії, електроенергія до нього повинна піти через лінії півдня. Якщо їх індуктивний опір буде збільшено, то в разі виходу з ладу лінії, не зможуть забезпечити регіон потрібної потужністю.

Більш розумним варіантом збільшення пропускну здатності лінії є зменшення її індуктивного опору.

Індуктивний опір лінії спочатку зменшується шляхом розщеплення фази на кілька проводів. До того ж розщеплення фази допомагає скоротити втрати на коронний розряд, завдяки збільшеній площі проводів. Починаючи з 330 кВ фазу починають розщеплювати. Лінія 330 кВ має два дроти на фазу, 500 кВ - три дроти на фазу, 750 кВ - п'ять, 1150 кВ - дванадцять-тринадцять. Але так як при передачі електроенергії задіяна не лише лінія, а й інші елементи, то можна зменшити і їх опір. Реактивний опір генераторів і трансформаторів зменшують, застосовуючи більш досконалі сорти сталі. Але так як лінія працює в складі об'єднаної електросистеми - застосування цих заходів слабо позначиться на пропускну здатність лінії електропередач. Шляхом розщеплення фази також домагаються зменшення хвильового опору лінії завдяки збільшеному радіусу еквівалентного проводу. Для нерозщепленої фази при застосуванні проводів різних марок середнє значення хвильового опору становить 400 Ом, розщепленої на два дроти - 310 Ом, на вісім проводів - 250 Ом. Хвильовий опір лінії електропередач

можна зменшити, зменшивши відстань між фазами. Однак в цьому є обмеження, пов'язані з:

- 1) Умовами допустимого зближення проводів в прольоті;
- 2) Умовами допустимого зближення проводів через вплив вітру;
- 3) Грозові і внутрішні перенапруженнями;
- 4) Умовами щодо забезпечення безпеки при підйомі на опору.

Також слід врахувати той факт, що лінії надвисокої напруги обслуговуються під напругою, тому як відключення такої лінії викличе дуже великий дефіцит електроенергії і без електрики може залишитися ціла область країни. Для виконання робіт на лінії під напругою, людина повинна бути доставлений на провід лінії електропередач. Для того щоб людину не вбило струмом, він повинен вирівняти свій потенціал з потенціалом лінії. У США, наприклад, людину для обслуговування лінії висаджують на провід на вертольоті. Для безпечної висадки людини на провід потрібно дуже уважне, точне управління вертольотом, тому що можливі пориви вітру, тому для пілота і його напарника дуже важливо, щоб було дотримано вимоги по безпеці обслуговування ліній електропередач. Зменшення відстані між фазами приводить також до збільшення ємнісної провідності, при цьому збільшується напруженість електричного поля на поверхні проводу, що змусить збільшити крок і радіус розщеплення. При цьому збільшиться зарядна потужність лінії. Існують розробки ліній нетрадиційного розташування проводів. Такі лінії отримали назву компактних ліній або лінії підвищеної натуральної потужності (ПНП). Ось кілька прикладів таких ліній:

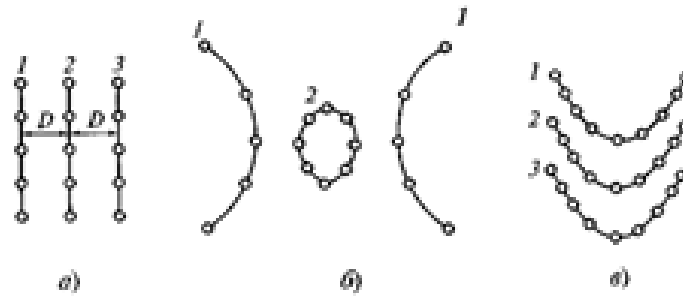


Рис. 1.3.1 - Приклади компактних ліній електропередач: а - плоска лінія,

б - еліптичні, в - параболічні.

При такій конструкції фази відстань між окремими проводами фази доходить до 1м. Це дозволяє знизити взаємний вплив полів різних проводів один на одного і забезпечити рівномірний розподіл зарядів по поверхні проводу. Компактним лініях притаманні такі недоліки як дорожнеча і той факт, що розташування проводів відносно один одного повинно бути фіксованим, навіть в прольотах, що складно здійснити.

Далі індуктивний опір лінії можна зменшити - застосувавши пристрій поздовжньої компенсації (ППК). Він представляє собою конденсатор, який компенсує індуктивний опір лінії електропередач. Потужність і місце розміщення ППК обґрунтовується розрахунками. Якщо компенсується до 50% індуктивного опору лінії, то вистачить установки ППК на одній підстанції, в разі якщо пристрій компенсує більше 50% опору лінії, то необхідно встановити ППК на двох підстанціях. У разі якщо встановити потужний пристрій компенсації в одному місці, то це може привести до великих внутрішнім перенапружень і виникнуть труднощі в роботі пристроїв релейного захисту.

Альтернативою технічному вирішенню може бути схема ППК з керуванням за допомогою звичайних тиристорів, який складається з конденсаторної батареї і паралельно їй підключеної тиристорно-реакторної

групи з плавним регулюванням. Такий пристрій було введено в експлуатацію в 1991 р енергокомпанією «American Electric Power». У 1992 р компанія «Siemens» встановила на підстанції Kayenta в штаті Арізона блок, що складається з одного модуля поздовжньої компенсації з тиристорним керуванням на лінії 230 кВ довжиною 320 км. ППК розташований приблизно на середині лінії. Його використання дозволило підвищити передану по лінії потужність по лінії з 300 до 400 МВт, при цьому навіть досягнута межа навантаження лінії по нагріванню. Термін окупності установки склав всього 4 роки, що за мірками економіки в електроенергетиці це не багато. Установка складається з двох поздовжніх батарей конденсаторів на 230 кВ з номінальною потужністю 165 Мвар і фазним опором 55 Ом. Одна з батарей розділена на дві послідовні секції конденсаторів по 40 і 15 Ом кожна. Паралельно секції конденсаторів з опором 15 Ом включена тиристорно-реакторна група, за допомогою якої здійснюється плавне регулювання результуючого опору поздовжньої компенсації.

У тому ж році в американському енергооб'єднанні «Bonneville Power Administration» було введено в експлуатацію тиристорно-керовану багатомодульну систему поздовжньої компенсації на підстанції Slatt (лінія 500 кВ Slatt - Bacly). Номінальний струм лінії 2,9 кА, струм перевантаження протягом 30 хв 4,35 кА, протягом 10 з 5.8 кА. Передана потужність 2 500 МВт. Максимальне діюче значення струму через ППК при трифазному КЗ 20,3 кА, максимальне пікове значення струму через тиристори - 60 кА. Ця установка на даний момент є найпотужнішою в світі. Вона складається з шести послідовно включених модулів, що представляють собою паралельне з'єднання конденсаторних батарей, обмежувача перенапруги і зустрічно включених тиристорів з струмообмежуючими реакторами. Регулювання здійснюється поступово. Номінальна ємнісний опір 8 Ом, що відповідає реактивної потужності 202 Мвар. Максимальний ємнісний опір 24 Ом. Робота з опором 12 Ом може тривати 30 хв, з опором 16 Ом - 10 с. Реакція

установки на вплив управління знаходиться в межах одного періоду робочої частоти. В установці використані спеціальні тиристори діаметром в 100 мм, розроблені компанією «General Electric», США. Проведені на підстанції Slatt випробування показали, що крім основних функцій поздовжньої компенсації система усуває підсинхронний резонанс і демпфірує коливання, що передаються по лінії активною потужністю від синхронних генераторів до джерела.

Порівняння двох технічних рішень керованої поздовжньої компенсації показує, що перше рішення має певні переваги, оскільки дозволяє утворювати регульоване, незалежно від струму лінії, напруги як в ємнісному, так і в індуктивному діапазоні опорів. Це дає можливість більш ефективно демпфірувати коливання потужності в перехідних процесах, розподіляти передану по перетину потужність між шунтуючими зв'язками і мати більш широкий діапазон регулювань по управлінню переданої потужності. Крім того, тиристорне обладнання в першому випадку знаходиться на потенціалі землі за трансформатором, що робить його експлуатацію легше.

Пристрій поздовжньої компенсації, представляє з себе конденсаторну батарею, що включається в розтин лінії.

1.4. Комбінований вплив на хвильовий опір і хвильову довжину

Цей спосіб здійснюється шляхом паралельного або послідовного включення в лінію електропередачі пристроїв компенсації ємнісного характеру. При цьому обов'язковою вимогою є рівномірний розподіл пристроїв по лінії з мінімально можливими відстанями між ними, тому як тільки при таких умовах можна домогтися бажаного ефекту.

Образно кажучи, індуктивність є «ворогом» збільшення пропускної здатності, при даному способі збільшення пропускної здатності включення

пристроїв компенсації індуктивного характеру матиме зворотний ефект. На рисунку 1.4.1 представлена схема паралельного включення пристроїв компенсації схема послідовного включення.

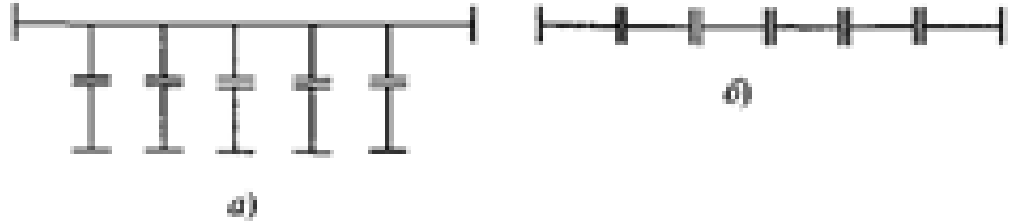


Рис. 1.4.1 - Рівномірно розподілена ємнісна компенсація

Додаткова питома ємнісна провідність, яка створюється паралельними компенсують пристроями, знаходиться так:

$$b_{ok} = \sum \frac{b_k}{L} \quad (1.4.1)$$

При цьому хвильовий опір компенсованій лінії буде визначатися співвідношенням:

$$Z_{BK} = \sqrt{\frac{x_0}{b_0 + b_{ok}}} = Z_B \sqrt{\frac{1}{1 + k_b}} \quad (1.4.2)$$

$$\text{де } k_b = \frac{b_{ok}}{b_0}$$

Фазний коефіцієнт зміни електромагнітної хвилі, а також хвильова довжина λ_K лінії з компенсацією буде більше, ніж для лінії без компенсації при тій же довжині, іншими словами однієї чверті хвилі буде відповідати довжина не менше ніж 1500 км.

Потужність, яка буде передаватися по лінії при паралельній компенсації, буде знаходитися так:

$$P = \frac{U^2}{Z_{BK} \sin \lambda_K} \sin \delta \quad (1.4.3)$$

де λ_k - хвильова довжина лінії з компенсацією.

Розділимо потужність P на натуральну потужність, отримаємо

$$\frac{P}{P_{\text{НАТ}}} = \frac{\sqrt{1+k_b}}{\sin(\sqrt{1+k_b}\beta_0 L)} \sin \delta \quad (1.4.4)$$

Максимальну потужність знайдемо за формулою:

$$P_{\text{max}} = \frac{\sqrt{1+k_b}}{\sin(\sqrt{1+k_b}\beta_0 L)} \quad (1.4.5)$$

При розподілі послідовної ємнісної компенсації питомий позовжній ємнісний опір може бути знайдено так:

$$x_{0k} = -\frac{\sum x_k}{L} \quad (1.4.6)$$

Хвильовий опір і фазовий коефіцієнт поширення електромагнітної хвилі для компенсованій лінії в такому випадку можуть бути знайдені як:

$$Z_{BK} = Z_B \sqrt{1-k_x} \quad (1.4.7)$$

$$\beta_{ok} = \sqrt{\frac{x_0 - x_{0k}}{b_0}} \quad (1.4.8)$$

$$\text{де } k_x = \frac{x_{0k}}{x_0}$$

В цьому випадку хвильовий опір, також як і при паралельному включенні менше, ніж у лінії без компенсації, фазний коефіцієнт і хвильова довжина лінії λ_k будуть також менші ніж у лінії без компенсації, чверті хвилі буде відповідати довжина більше 1500 км.

На рисунку нижче представлені залежності максимальної потужності, що передається від довжини лінії при значеннях $k_x = k_b = 0,5$. З аналізу цих графіків випливають такі висновки:

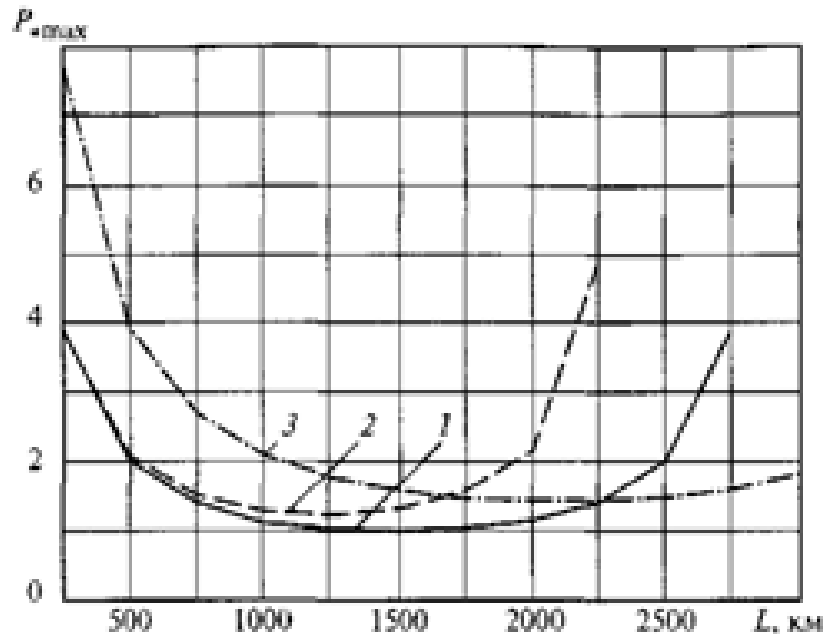


Рис. 1.4.2 - залежність максимальної потужності, що передається від довжини лінії для некомпенсованої лінії (крива 1), лінії з паралельною ємнісною компенсацією (крива 2), лінії з послідовною ємнісною компенсацією (крива 3)

При паралельній ємнісній компенсації хвильовий опір лінії менше, при цьому збільшені натуральна потужність і пропускна здатність. Паралельна і послідовна ємнісна компенсація змінює хвильову довжину у лінії, при паралельній компенсації хвильовій довжині відповідає кут 90° , відповідає довжина лінії 1124 км, а при послідовній відповідає 2121 км. При однаковій мірі компенсації послідовна компенсація виявляється набагато ефективнішою і дозволяє підвищити пропускну здатність лінії електропередач майже в два рази за умови, що довжина лінії від 250 до 1000 км. При подальшому збільшенні довжини лінії її ефективність знижується, а при довжині близько 2100 км пропускні спроможності компенсованої і некомпенсованої лінії стають приблизно однаковими, але при довжині понад

1500 км некомпенсована лінія переходить в режим підвищеного вироблення реактивної потужності і буде спостерігатися зростання напруги в проміжних точках. При цьому компенсована лінія залишається ще в зоні нормальних режимів, коли довжина не перевищує 2120 км. Послідовна компенсація дозволяє зберегти нормальний режим до зазначеної довжини, в той час як лінія без компенсації при цій довжині вже знаходиться поза режимом.

Щодо паралельної ємнісної компенсації можна сказати, що вона виявляється менш ефективною, ніж послідовна. Невелике збільшення пропускної здатності спостерігається при довжині лінії близько 500 км і зростає при довжині до 1100 км. Пропускна здатність при цьому зростає приблизно на 20% в порівнянні з лінією без компенсації. При подальшому збільшенні довжини ЛЕП хвильова довжина некомпенсованою лінії стає більше 90 градусів і її режим роботи змінюється. Тому не можна розглядати поперечну ємнісну компенсацію як досить ефективний засіб підвищення пропускної здатності лінії електропередач.

Слід зазначити такі переваги пристроїв поздовжньої компенсації як: без інерційність дії і відсутність обертових частин. Тому ППК працюють дуже швидко, і представляють із себе досить простий пристрій.

1.5. Керована поперечна компенсація

Пристрої компенсації, які включаються паралельно в будь-яких проміжних точках, можуть працювати як в режимі споживання, так і в режимі генерації реактивної потужності. У зв'язку з цим вони можуть стабілізувати напругу в точці включення в будь-яких режимах роботи лінії. При цьому лінія як би розбивається на ряд ділянок з незмінними напруженнями по кінцях.

У випадку з керованою поперечною компенсацією пропускна здатність лінії буде визначатися через пропускну здатність найдовшої ділянки. При поперечної компенсації природна довжина лінії як би зменшується і

зводиться до довжини найбільш протяжної ділянки. Кут зсуву між напругою на кінцях лінії буде дорівнює сумі кутів зсуву напруг по кінцях кожної ділянки.

Розглянемо випадок, коли компенсує пристрій включено посередині лінії, це показано на рисунку 3.5.1 а. На рисунку 3.5.1 б показані епюри напруги і реактивної потужності для режиму максимальної потужності, коли передається потужність більше натуральної. При однакових $U_1 = U_2 = U_3 = \text{const}$ реактивні потужності кінця першої ділянки і початку другої ділянки будуть рівні:

$$Q_{k1} = -\text{ctg} \frac{\lambda}{2} + \sqrt{\frac{1}{\sin^2\left(\frac{\lambda}{2}\right)} - P_{нб}^2} \quad (1.5.1)$$

$$Q_{H2} = -\text{ctg} \frac{\lambda}{2} - \sqrt{\frac{1}{\sin^2\left(\frac{\lambda}{2}\right)} - P_{нб}^2} \quad (1.5.2)$$

де - найбільша передана потужності по лінії електропередач

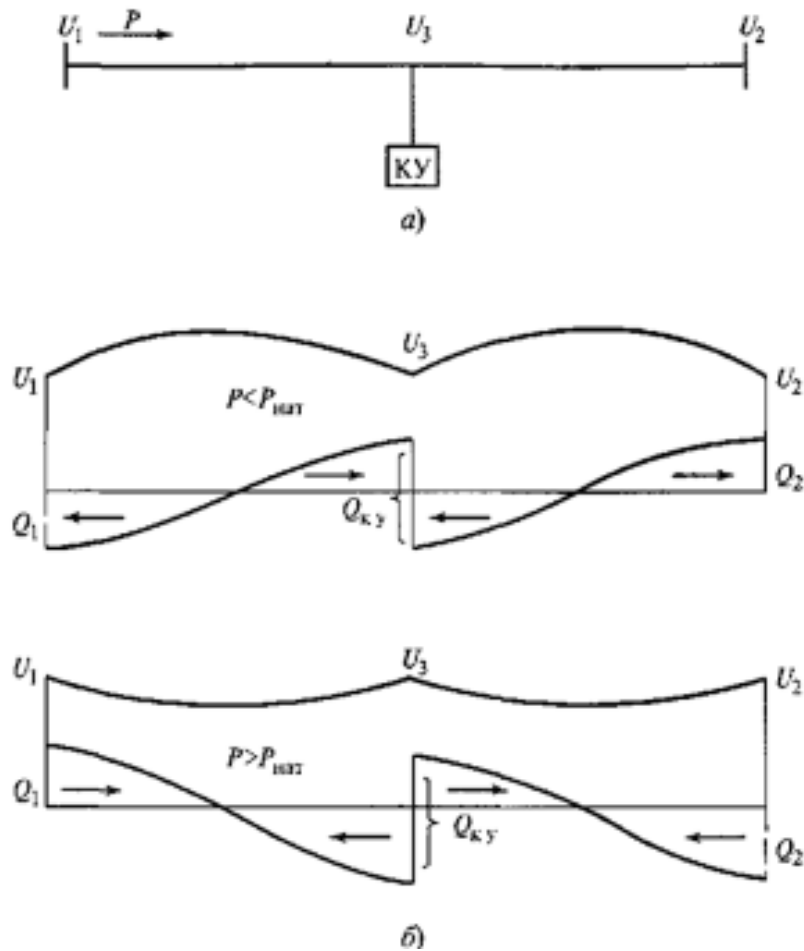


Рис. 1.5.1 - Схема включення керованого компенсуючого пристрою в середній точці (а) і епюри напруги і реактивної потужності (б)

Компенсуючий пристрій виробляє реактивну потужність, що збільшує напругу на затискачах КП. Для підтримки напруги в потрібних межах потрібно компенсувати цю реактивну потужність. Потужність КП, необхідна для підтримки $U_3 = \text{const}$

$$Q_{KY} = Q_{k1} + Q_{H2} \quad (1.5.3)$$

Кут зсуву між напругою на кінцях кожного з ділянок лінії буде перебувати так:

$$\text{tg } \delta_1 = \text{tg } \delta_2 = \frac{P_{\text{нб}} \text{tg} \left(\frac{\lambda}{2} \right)}{1 - Q_{k1} \text{tg} \left(\frac{\lambda}{2} \right)} \quad (1.5.4)$$

$$\delta_{\Sigma} = \delta_1 + \delta_2 \quad (1.5.5)$$

В цьому випадку загальний сумарний кут по лінії може бути більше, ніж допустимий кут за умовами статичної стійкості, хоча значення і будуть менше допустимих по кожній ділянці. Потужність компенсуючого пристрою визначена за умови, що в лінії, на кінцях передавальних і приймальних систем існує баланс реактивної потужності.

Спробуємо розглянути інший випадок, коли лінія розбита на n ділянок і на кордоні кожної ділянки, за винятком прийомних підстанцій, встановлені пристрої, що компенсують, які стабілізують напругу в точці підключення.

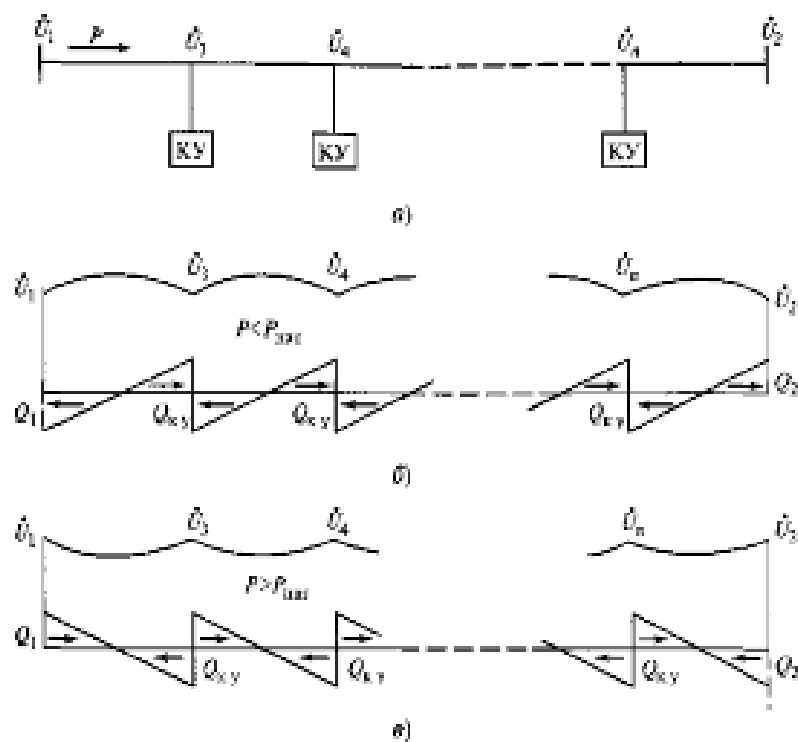


Рис. 1.5.2 - Схема включення компенсуючих пристроїв в декількох точках лінії (а), епюри напруги і реактивної потужності в режимі $P < P_{nat}$ (б), епюри напруги в режимі $P > P_{nat}$ (в)

Потужність кожного КП визначається також, як і в попередньому прикладі. Сумарна потужність всіх пристроїв, що компенсують для режиму при якому спостерігається баланс потужності буде визначатися так:

$$\sum Q_{KV} = 2(n-1) \left(\operatorname{ctg} \lambda_1 - \sqrt{\left(\frac{1}{\sin^2 \lambda_1} - P^2 \right)} \right) \quad (1.5.6)$$

У разі установки пристроїв компенсації на шинах системи, потужність компенсуючих пристроїв буде розраховуватися як:

$$\sum Q_{KV} = 2n \left(\operatorname{ctg} \lambda_1 - \sqrt{\left(\frac{1}{\sin^2 \lambda_1} - P^2 \right)} \right) \quad (1.5.7)$$

Рівняння записані в розрахунку на те, що всі ділянки мають рівну довжину і напруга на кінцях всіх ділянок рівні напрузі в системі.

Сумарний кут між напругою початку і кінця лінії буде дорівнює сумі кутів по кожній ділянці.

$$\delta_{\Sigma} = \sum_n^1 \delta_i \quad (1.5.8)$$

В якості компенсуючого пристрою може застосовуватися шунтуючий реактор.

Такі реактори застосовуються для компенсації надлишкової реактивної потужності в лінії.

Найпростіший реактор являє собою котушку без магнітопроводу. Котушка має мізерно малий активний опір і великий індуктивний опір. Сухі шунтуючі реактори мають просту і міцну конструкцію, відсутність обертових частин, що робить їх зручними і надійними в експлуатації. Але на ЛЕП НВН застосовуються більш потужні шунтуючі реактори, з масляним охолодженням. До того ж у звичайного шунтуючого реактора є серйозний недолік - його не можна регулювати.

З'явилися керовані шунтуючі реактори.

Такий реактор являє собою змінний індуктивний опір. Управляти яким можна за допомогою плавного регулювання струмом підмагнічування елементів магнітного кола. Конструкція фази містить два феромагнітних стрижня, на одному знаходяться мережева обмотка, на іншому обмотка управління.

При подачі постійної напруги на обмотки управління відбувається наростання потоку підмагнічування, який в сусідньому стрижні спрямований в інший бік і викликає насичення стрижнів керованого реактора. Насичення стрижня привід до збільшення струму в мережевій обмотці, при цьому також змінюється величина реактивної потужності, споживаної реактором.

На практиці використовуються три типи керованих шунтуючих реакторів:

1) Керовані підмагнічуванням постійним струмом за допомогою спеціальної обмотки управління;

2) Керовані підмагнічуванням постійним струмом через розщеплену нейтраль мережевої обмотки;

3) Трансформаторного типу. Задіяні дві обмотки, їх напруга короткого замикання становить 100%, а у вторинну обмотку включена тиристорна група. Керований шунтуючий реактор трансформаторного типу (КШРТ) призначений для установки на підстанціях ліній електропередач високої напруги 110 ... 500 кВ для реалізації таких функцій:

- плавного швидкодіючого регулювання реактивної потужності з метою розвантаження мереж і підстанцій від реактивної потужності і зниження втрат в них;

- стабілізація напруги на шинах підстанції;

- демпфірування хитань генераторів
- підвищення статичної та динамічної стійкості системи.

Керований реактор може забезпечувати зниження коливань напруги, а також симетрування напруг по фазах, викликаних наявністю потужного несиметричного навантаження (наприклад, при живленні тягових підстанцій ЖД) - в цьому випадку використовується пофазні керування реактивною потужністю керованого шунтуючого реактора. Керований шунтуючий реактор трансформаторного (КШРТ) є різновидом СТК і об'єднує в собі понижуючий трансформатор і керований тиристорами реактор. КШРТ має наступні переваги перед традиційними мережевими СТК:

- Можливість виконання на будь-який необхідний клас напруги;
- Зниження габаритів, вартості і втрат в СТК в цілому;
- Висока надійність схеми, так як режим КЗ для КШРТ є номінальним.

До складу КШРТ входять:

- електромагнітна частина КШРТ (ЕМЧ);
- тиристорний регулятор в складі:
 - трифазний тиристорний вентиль (ТВ), підключений до вентильної обмотки (ВО), з'єднаної в трикутник, через вимикач Q1;
 - цифрова система автоматичного управління і захистів КШРТ, що забезпечує управління ТВ і комутацію вимикача Q1 відповідно до заданих алгоритмів в складі: шафа управління (ШУ) і шафа релейних захистів (ШРЗ).
 - система рідинного охолодження тиристорних вентилів (СО), що складається з шафи системи охолодження (ШСО) і агрегату повітряного охолодження (АВО).

КШРТ підключається до обраної секції шин ВН підстанції. Управління КШРТ проводиться ШК в автоматичному режимі по командах оператора ПС від пульта дистанційного керування (ПДК) або АРМ оператора і не вимагає присутності оперативного персоналу. Передбачений режим ручного управління КШРТ з лицьової панелі ШК.

Таблиця 1.5.1 - Основні параметри керованого шунтуючого реактора трансформаторного типу

Назва параметру	Значення
Номінальна напруга, кВ	110, 220, 330, 500
Випробувальні напруги	по ГОСТ 1516.3-96
Номінальна реактивна потужність (споживана) при номінальній напрузі, Мвар	25...160
Швидкодія УШРТ: - час зміни потужності УШРТ в межах плавного діапазону регулювання, не більше, с - відпрацювання стрибка напруги уставки, не більше, с до рівня 0,9 до сталого значення з точністю 0,05	0,03 0,03 0,12
Діапазон зміни уставки по напрузі	$\pm 10\%U_{НОМ}$
Діапазон зміни статизму характеристики	1...10%

Пофазні регулювання реактивної потужності	можливо
Сумарні втрати в номінальному режимі, % від номінальної потужності, не більше	0,55...0,8
У нормальних режимах роботи УШРТ зміст вищих гармонік в його струмі в % від величини струму УШРТ в режимах повного споживання, не більше	3,0

Електромагнітна частина КШРТ є трифазний двох обмотковий реактор з обмоткою високої напруги (мережевий - СО), з'єднаної в зірку з глухо заземленою нейтраллю і підключається до шин ВН підстанції, і обмоткою низької напруги (вентильної - ВО) з номінальною напругою, величина якого залежить від потужності КШРТ і лежить в межах від 10 до 35 кВ. Схема з'єднання обмоток $Y_H/\Delta-11$. Для забезпечення можливості з'єднання в "трикутник" фаз обмотки ВО кожна фаза обмотки забезпечена двома вводами, розміщеними на кришці бака реактора.

Відмінною особливістю ЕМЧ КШРТ є 100-відсотковий магнітний зв'язок між обмотками СО і ВО, що дозволяє регулювати струм первинної обмотки шляхом зміни кута запалювання тиристорного вентиля, підключеного паралельно обмоткам ВО. Спеціальна конструкція ЕМЧ забезпечує:

- низькі втрати за рахунок повної локалізації магнітного поля всередині магнітної структури;

- компенсацію струмів вищих гармонік, що виникають при регулюванні струму в обмотці ВО, всередині магнітної структури;

- можливість незалежного пофазного регулювання струму в кожній з обмоток ВО і, відповідно, СО. ЕМЧ призначена для зовнішньої установки, має примусову циркуляцію повітря і природну циркуляцію масла (Д). До складу ЕМЧ входить система контролю стану реактора, що забезпечує автоматичний контроль параметрів на основі інформації від встановлених в ньому аналогових датчиків.

Габаритні розміри ЕМЧ на напругу 220 кВ і потужність 100 МВА в зборі, не більше 9100 x 6500 x 8200 мм, транспортна маса - 102700 кг, маса масла - 38200, повна маса - 113300 кг. (Для системи охолодження Д).

Устаткування регулятора КШРТ - стандартне обладнання виробництва АТ Ансальдо-BEI, описане в розділі СТК. Все обладнання регулятора розміщується в контейнері розміром 12,2 x 2,4 x 2,9 м. У відсіках контейнера змонтовані осередок КРУ Q1, трифазний тиристорний вентиль з системою рідинного охолодження і система управління КШРТ. Агрегат повітряного охолодження і вводи напруги від ВО розміщені на даху контейнера.

Таким чином, для ліній електропередач надвисокої напруги хоч і можливе підвищення пропускної здатності, за рахунок впливу на хвильові параметри лінії, та це можливе для дальніх ліній електропередачі. Для коротких ліній це дуже складно і в принципі неможливо, тому, для того щоб підвищити пропускну здатність для ліній малої довжини потрібно використовувати нові пристрої.

2. ДОСЛІДЖЕННЯ ШЛЯХІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ПОШКОДЖЕННЯ НА ЛЕП

2.1 Вдосконалення методів і технічних засобів ВМП ЛЕП на основі активного зондування

Аналіз методів виявив, що для пошкоджень виду міжфазних замикань найбільш поширеними в існуючій практиці є методи, засновані на вимірюванні параметрів аварійного режиму, а для однофазних замикань на землю – топографічні. Основну увагу приділено ВМП ЛЕП 6-35 кВ з використанням *активного зондування* складними сигналами. Сформульовано обмеження в застосуванні методів активного зондування при ВМП ПЛ 6-35 кВ з використанням існуючих технічних засобів. Причинами таких обмежень є:

- коефіцієнт втрат сигналу зондування в лінії, пов'язаний з численними відгалуженнями, який визначається виразом:

$$\alpha_v = \frac{P_{\text{вип}}}{P_{\text{від}}} = 3^{4M},$$

де M – кількість відпайок, $P_{\text{вип}}$ - потужність випроміненого сигналу в лінію, $P_{\text{від}}$ - потужність відбитого (прийнятого) сигналу;

- коефіцієнт втрат поширення сигналу зондування в лінії, пов'язаний зі змішаними ділянками КЛ і ПЛ, значення якого може досягати 36 дБ;

- високий рівень наведених перешкод в ПЛ, викликаний побічними радіовипромінюваннями в робочій смузі частот. На ПЛ 6-35 кВ, особливо в зоні підстанцій, рівень перешкод, що наводяться з ЛЕП більш високих напруг, може досягати середньоквадратичного відхилення на провідниках ПЛ відносно землі до 5 В з дисперсією до 0,053 Вт.

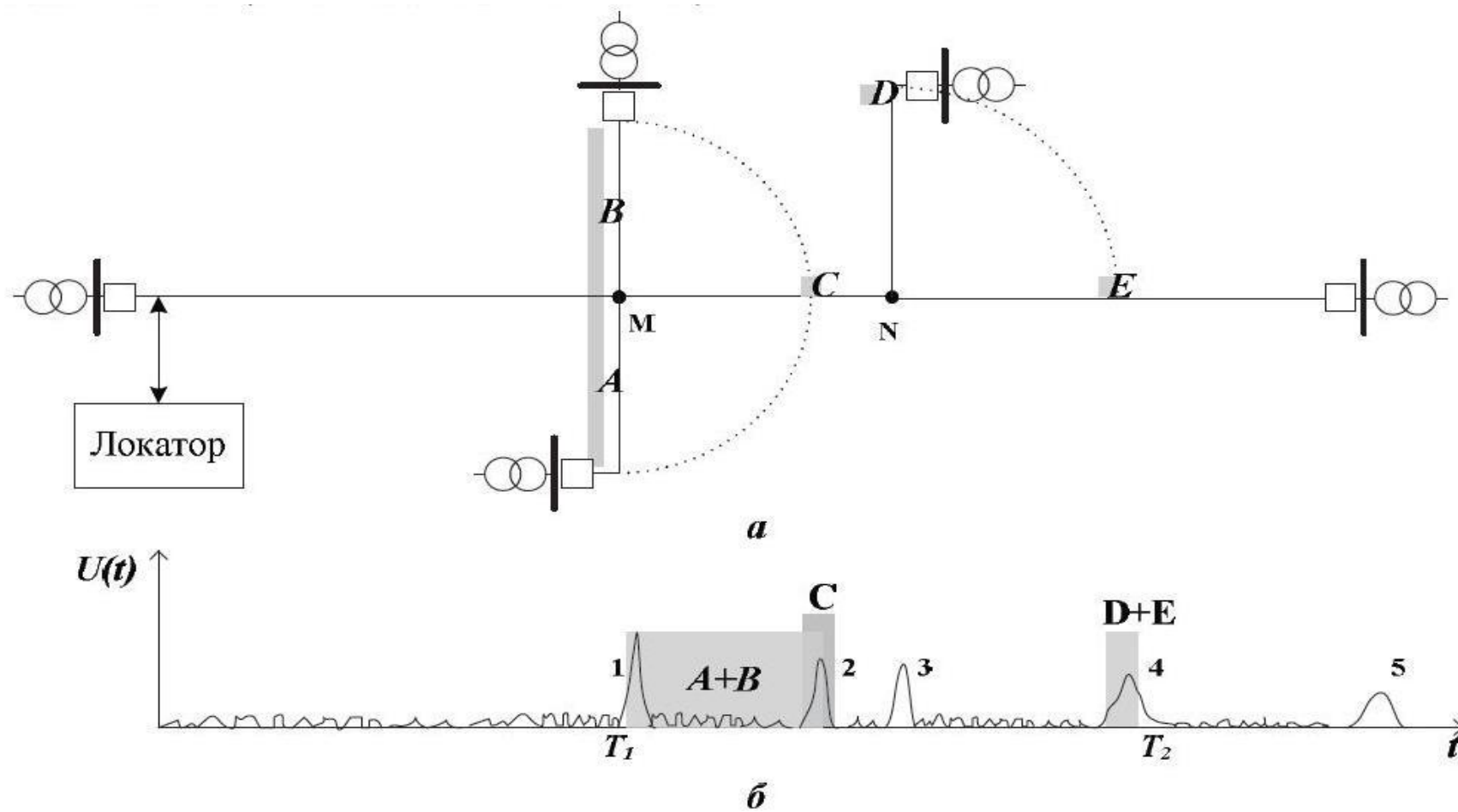


Рис. 2.1.1 Розгалужена ЛЕП з зонами невизначеності

Одним із обмежень застосування дистанційних методів ВМП в розгалужених розподільчих мережах є наявність зон невизначеності. У таких зонах не можна дати однозначної відповіді, де відбулося пошкодження ЛЕП (на якому відгалуженні).

Приклад існування зон невизначеності ілюструє рис. 2.1.1, *а*. Для методів активного зондування умовою зони невизначеності ЛЕП ($A+B+C$) являється однакова віддаленість ділянок від місця установки локатора. На рис. 2.1.1, *б* зображений приклад ехограми лінії з використанням методу імпульсної локації.

Існуючі прилади ВМП ЛЕП, в тому числі і рефлектометри, не вирішують задачу ототожнення (локалізації) ділянок із зон невизначеності при наявності відпайок.

Таким чином, обмеження і специфіка застосування активного зондування ЛЕП 6-35 кВ вимагає розробки нових методів і технічних засобів цифрової обробки сигналів в інтересах ВМП.

Використання складних широкосмугових сигналів. Для вирішення завдання однозначного визначення місця пошкодження в зонах невизначеності ЛЕП 6-35 кВ в роботі запропонований метод, заснований на відмінностях в частотних характеристиках коефіцієнтів відображення рівновіддалених ділянок ЛЕП. Однак розрахунки показали, що поширена ситуація, коли частотні характеристики самих ЛЕП і трансформаторів на кінцях відгалужень мало відрізняються і не вирішуються в спектральній області відображених сигналів зондування. Для забезпечення селективності ВМП запропонована установка на кінцях відпайок додаткових частотних міток (фільтрів на рис. 3.1.2). Фільтри налаштовуються на задані резонансні частоти, забезпечують високий коефіцієнт відображення. У якості сигналу зондування ЛЕП використаний складний широкосмуговий сигнал з лінійно-частотною модуляцією (ЛЧМ). Спектральні складові відображених ЛЧМ імпульсів містять резонансні частоти фільтрів і помітні при спектральному аналізі. Селекція пошкодженої ділянки здійснюється по зменшенню

амплітуди частоти в спектрі відбитого сигналу, відповідній резонансній частоті того фільтра, на відгалуженні з яким виникло пошкодження ЛЕП.

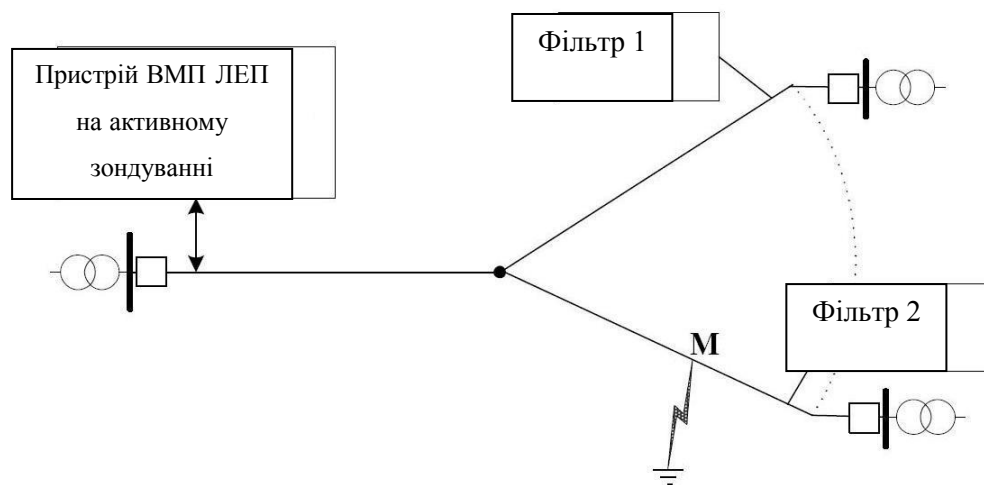


Рис. 2.1.2. Використання фільтрів на кінцях відгалужень ЛЕП

Розроблений метод одностороннього ВМП з використанням зондування складними сигналами і розподіленої узгодженої фільтрації. Особливістю методу є застосування в якості зондуючих сигналів набору складних дискретно-кодованих сигналів, а в якості міток, розташованих на кінцях відгалужень - набору фільтрів. Пристрій ВМП послідовно по часу випромінює в ЛЕП дискретно-кодовані сигнали. Ідентифікація пошкодженого відгалуження здійснюється по відсутності відгуку від фільтра, що належить відгалужуванню і узгодженого тільки лише з одним із кодованих сигналів. Перевага запропонованого методу пов'язана з забезпеченням високої перешкодозахищеності і відношення сигнал/шум, однак його реалізація вимагає більш складних технічних рішень.

Для пристроїв активного зондування ЛЕП розроблений алгоритм узгодженої фільтрації, який підвищує точність ВМП. Узгоджену обробку складних відображених сигналів можна реалізувати в частотній області за допомогою дискретного (швидкого) перетворення Фур'є (ДПФ, ШПФ) (рис. 3.1.3). У розробленому алгоритмі спектр очікуваного сигналу обробляється спеціальним амплітудним фільтром, який підкреслює неоднорідності хвильового опору ЛЕП на рефлектограмі.

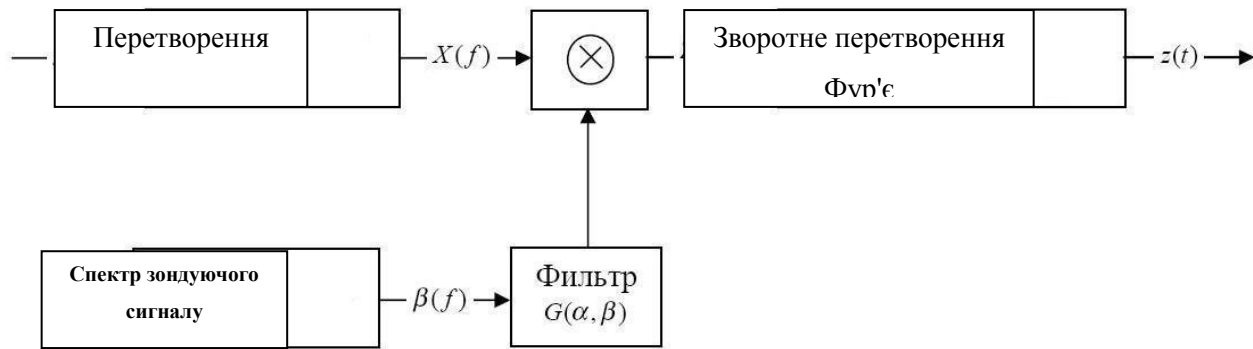


Рис.2.1.3 Схема обробки відображених сигналів від неоднорідностей ЛЕП із застосуванням спеціального фільтра:

$x(t)$ - тимчасова реалізація прийнятого сигналу; $z(t)$ - результат обробки

Амплітудно-частотна характеристика фільтра має вид:

$$G(f, \alpha) = \frac{(1 + \alpha^2)\beta^2(f)}{1 + \alpha^2\beta^2(f)}$$

, де α - змінюваний параметр, що впливає на роздільну здатність рефлектограм, $\beta(f)$ - спектр зонduючого сигналу. В результаті перетворення по схемі (Рис. 3.1.3) реалізовані процедури, які призводять до штучного розширення спектра сигналу і підвищенню роздільної здатності пристрою ВМП ЛЕП на 27% (при $\alpha = 50$).

Модельні експерименти проведені на основі рефлектограм, отриманих в ході натурних експериментів на ЛЕП високої напруги. Так, на рис. 2.1.4 зображені рефлектограм, пов'язані з узгодженою обробкою ЛЧМ сигналів рис.2.1.4 (1) і з додатковою фільтрацією рис. 2.1.5 (2). Вертикальні лінії відповідають місцям установки опор траси ЛЕП. З рис. видно, що рефлектограма з підвищеної роздільною здатністю має підвищену "ізрізаність" і володіє локальними піками, вершини яких в більшій ступені характеризують місця установки опор лінії.

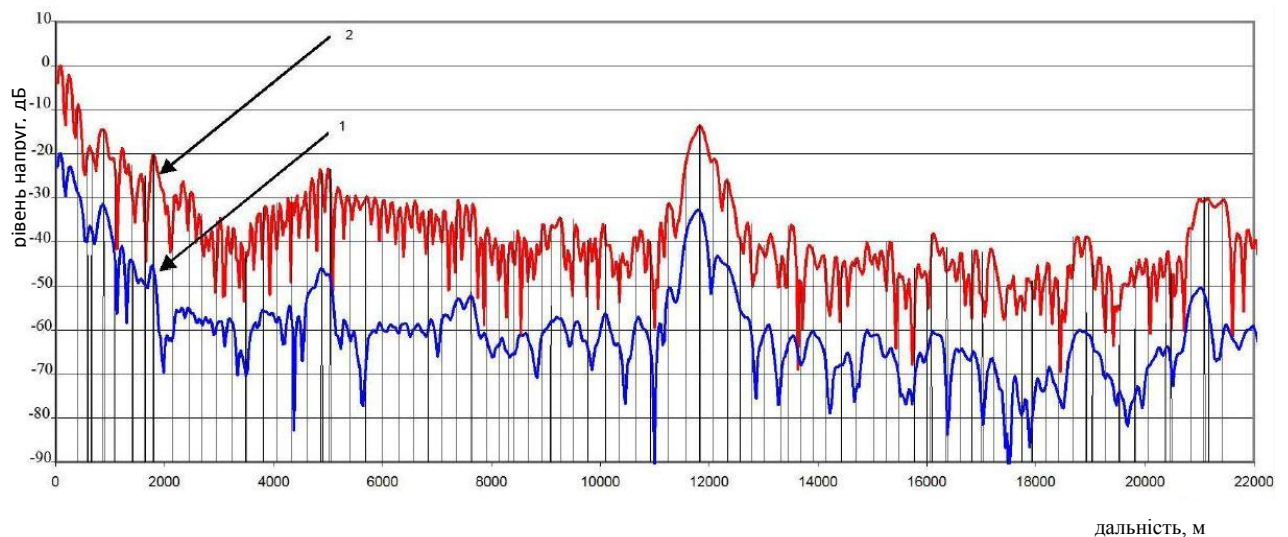


Рис. 2.1.4. Приклади рефлектограм ЛЕП з різною роздільної здатністю:

1 - рефлектограма, отримана із застосуванням узгодженої обробки,

2 - рефлектограма, отримана із застосуванням спеціального фільтру

Таким чином, застосування алгоритму спеціальної фільтрації в додаток до узгодженої дозволяє підвищити роздільну здатність методу активного зондування і проводити більш детальний аналіз рефлектограм.

Пропонується метод об'єднання інформації ВМП, отриманої різними засобами вимірювання, з метою підвищення точності оцінки відстані до ушкодження.

Оскільки задача ВМП ЛЕП вирішується в умовах впливу випадкових факторів різної природи, то оцінки відстані до ушкодження прийняті як випадкові величини, розподілені по нормальному статистичному закону (Рис.2.1.5).

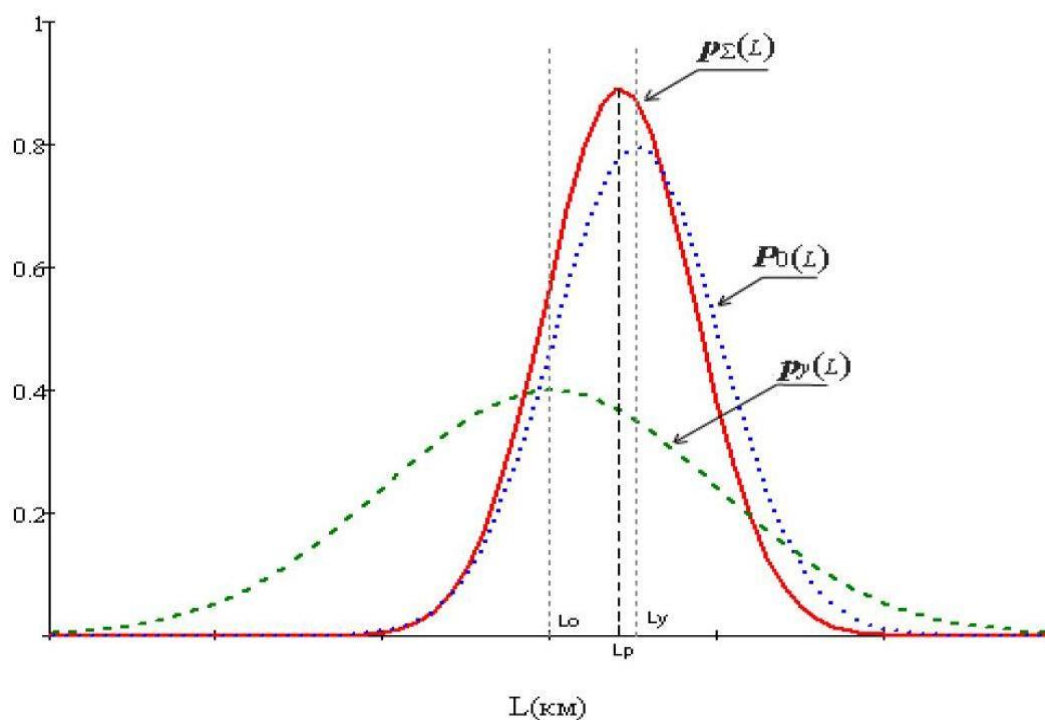


Рис. 2.1.5. Залежність густин ймовірностей виникнення помилок вимірювання відстані:

$P_0(L)$ – для першого, $P_y(L)$ – для другого приладу, $P_\Sigma(L)$ - результуюча

Вираз, який характеризує результуючу оцінку відстані, має вид:

$$L_p = \frac{D_y}{D_0 + D_y} L_0 + \frac{D_0}{D_0 + D_y} L_y$$

де L_0 і L_y - відстані, D_0 і D_y - дисперсії помилок вимірювання, отримані від різних технічних засобів.

Результуюча дисперсія розраховується згідно рівності:

$$D_p = \frac{D_0 D_y}{D_0 + D_y}$$

Метод дозволяє підвищувати точність ВМП ЛЕП, використовуючи результати як паралельних, так і послідовних вимірювань. У роботі

наводиться практичний приклад, який ілюструє принципи об'єднання інформації і характеризується зниженням помилок ВМП.

Таким чином, застосування активного зондування в поєднанні з розробленими методами обробки складних сигналів дозволяє істотно підвищити точнісні характеристики ВМП ЛЕП.

2.2 Розробка системи дистанційного моніторингу

У концепції розвитку електроенергетики сьогодні найбільш гостро стоїть питання побудови інтелектуальної мережі (smart grid). Важливими вимогами побудови такої мережі є надійність і безперебійність електропостачання. Для забезпечення надійності ЛЕП високої напруги необхідна не тільки їх модернізація, а й своєчасне виявлення і усунення відхилень технологічних параметрів. В даний час пошук несправностей і пошкоджень ЛЕП ведеться за допомогою їх візуального огляду лінійними бригадами, в деяких випадках із залученням малої авіації, що пов'язано з великими тимчасовими і матеріальними витратами. У зв'язку з цим, актуальним стає завдання створення системи дистанційного моніторингу локальних параметрів ЛЕП. На відміну від існуючих приладів визначення місця пошкодження, система моніторингу повинна виконувати не тільки функцію визначення місця пошкодження (ВМП), а й контролювати із заданою періодичністю відхилення розподільчих параметрів лінії, володіючи при цьому високою чутливістю.

2.2.1 Принципи побудови системи моніторингу

Основою для розробки системи моніторингу параметрів ЛЕП можуть стати прилади, засновані на методах активного зондування, - рефлектометри. Такі прилади здатні дистанційно фіксувати локальні відхилення параметрів довгої лінії, що об'єднують такі види пошкоджень:

- обриви і замикання проводів;

- зниження рівня ізоляції;
- зміни відстані між струмоведучими проводами повітряних ліній і деревно-чагарникової рослинністю;
- виникнення ожеледі на повітряних ЛЕП.

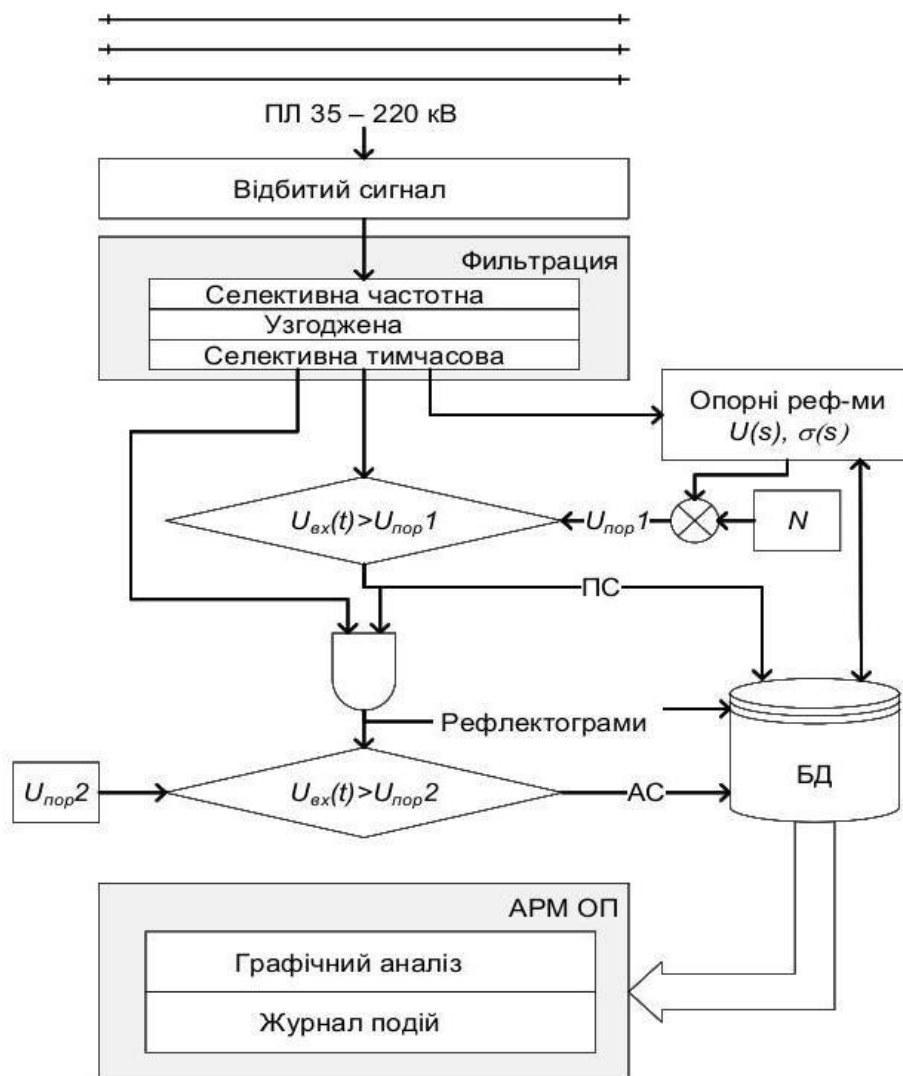
Для моніторингу повітряних ЛЕП розроблений автоматичний локаційний шукач місць пошкодження (АЛИМП). До особливостей рефлектометра «АЛИМП» можна віднести застосування в якості зондуючих імпульсів сигналів з лінійно-частотною модуляцією. Застосування складних модульованих сигналів обґрунтовується необхідністю випромінювати сигнал невеликої потужності, але при цьому отримувати високу чутливість до змін параметрів ЛЕП з необхідною точністю вимірювання відстані до місць пошкодження. Відбиті сигнали надходять в прийомний пристрій і обробляються цифровим сигнальним процесором. В результаті формується рефлектограма, яка відображає рівні відображених сигналів від неоднорідностей ЛЕП(приклади рефлектограм відображені в попередніх розділах).

Узагальнений алгоритм обробки одержуваної інформації показаний на рис.2.2.1. У відбитому сигналі, крім корисного сигналу, містяться перешкоди і шуми, тому при формуванні рефлектограм необхідно мати максимальне відношення сигнал/шум + перешкода. Така умова виконується застосуванням наступних алгоритмів фільтрації прийнятого сигналу:

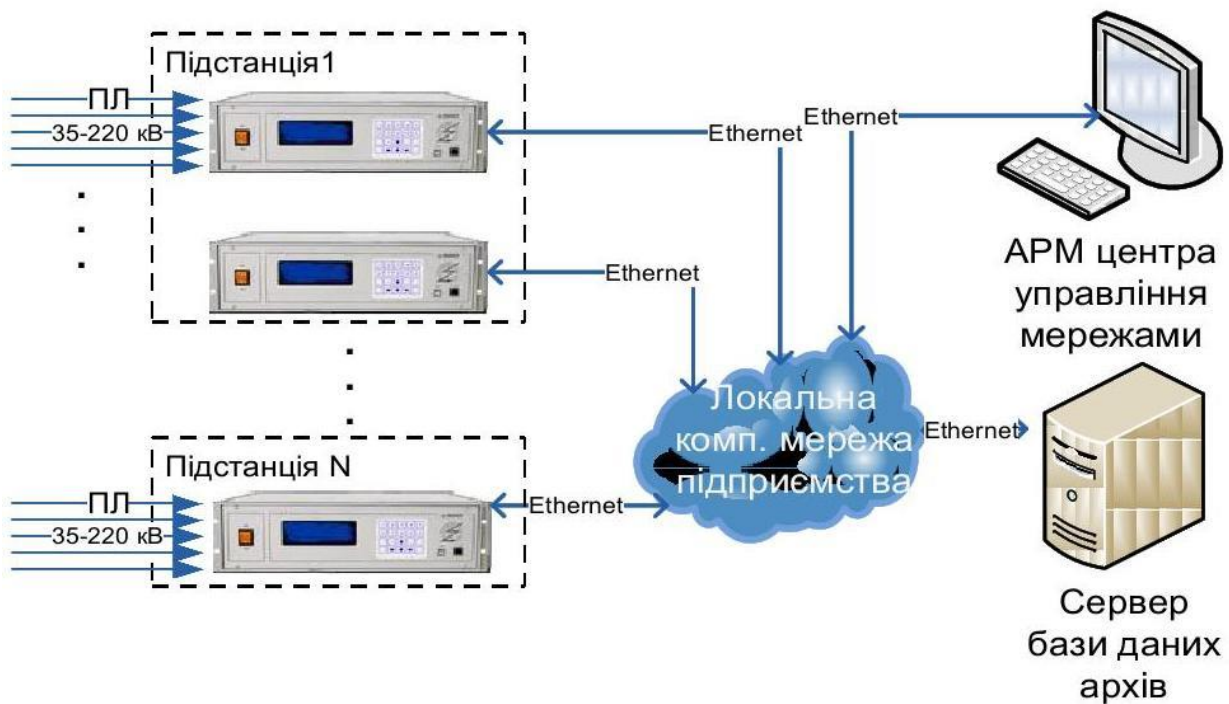
- селективна частотна фільтрація - забезпечує резекцію (видалення) вузькосмугових сигналів;
- узгоджена фільтрація та накопичення прийнятих рефлектограм по масиву багаторазового зондування - реалізує збільшення відношення «корисного сигналу/перешкоди»;
- селективна тимчасова фільтрація по пачці зондування - виконує захист від одиночних випадкових імпульсних перешкод.

Перераховані вище алгоритми фільтрації реалізовані на цифровому сигнальному процесорі, встановленому безпосередньо в приладі.

виявлення зводиться до алгоритму порівняння прийнятої величини з встановленим порогом за критерієм Неймана - Пірсона [2] при максимізації ймовірності правильного виявлення та фіксованої ймовірності помилкової тривоги. Для цього, при знятті опорної рефлекторами, сигнальний процесор по безлічі реалізацій підраховує середнє квадратичне відхилення ($\sigma(s)$) для всіх локальних дистанцій лінії. Поріг виявлення (U_{nop1}) обчислюється шляхом множення $\sigma(s)$ на нормуючий коефіцієнт N , який визначається автоматично



розрахунковою програмою або встановлюється вручну з панелі приладу. Після виявлення виниклої неоднорідності параметрів ЛЕП прилад класифікує відхилення за рівнем і тривалістю. Технологічні відхилення поділяються на аварійні (пошкодження ЛЕП) та попереджувальні, залежно від поставлених порогових значень. Для аварійних відхилень встановлюється граничне значення $U_{пор2}$. Відстань до місця відхилення (пошкодження ЛЕП) визначається за дистанцією до першого локального перевищення рівня порога. Результати фіксації ушкоджень передаються на верхні рівні в базу даних (БД) або в АСУ ТП підстанції. У разі індивідуальної роботи з приладом оперативного або релейного персоналу, якщо прилад використовується як самостійний пристрій, результат обчислення відображається на цифровій панелі приладу.



*Рис.2.2.2. Структурна схема моніторингу ЛЕП на базі приладу
«АЛИМП»*

Система моніторингу ЛЕП може містити один прилад, обслуговуючий до 5-ти повітряних ЛЕП, або будуватися із застосуванням групи пристроїв

«АЛИМП», що працюють у режимі періодичного зондування ліній. Структурна схема системи представлена на рис.2.2.2. Основними частинами системи є пристрої «АЛИМП»; сервер бази даних для зберігання рефлектограм, попереджувальних та аварійних сигналів; а також автоматизоване робоче місце (АРМ) для відображення інформації.

Інформація з приладів про стан ліній в реальному часі передається по Ethernet інтерфейсу в рамках локальної обчислювальної мережі підприємства і зберігається на сервері бази даних. Доступ до бази даних може бути виконаний з будь-якого робочого місця оперативної, лінійної та інших служб підприємства. Для прикладу, на структурній схемі показано АРМ, розташоване в центрі управління мережами. На АРМ встановлена програма відображення стану ЛЕП. Вона включає в себе журнал подій і вікно для аналізу стану ЛЕП в графічному вигляді.

На рис. 2.2.3 зліва приведений приклад відображення добового (за 24 години) стану ПЛ 220 кВ довжиною 36 км.

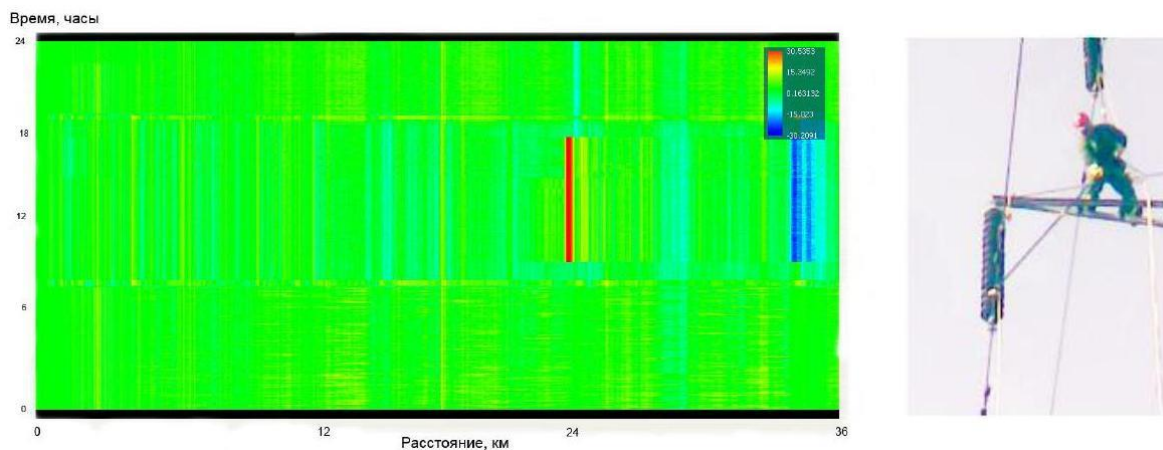


Рис.2.2.3. Фотографічне уявлення відносних змін параметрів ЛЕП.

Проведення робіт на лінії.

Вісь «X» представлена як відстань (км.), а вісь «Y» як час (години). Рівні відносного відхилення параметрів лінії відповідають географічній палітрі. На прикладі даного малюнка видно, що на 24-му кілометрі в 8:30 годин відбулася різка зміна параметрів ЛЕП. Така зміна була викликана

роботами на ПЛ з установкою переносного заземлення з 8:30 до 18:00. Рівень відносної зміни склав більше 30 дБ.

Приклад визначення місця загоряння дерев під ПЛ 200 кВ «Етилен - Луч» системою моніторингу ЛЕП представлений на рис. 2.2.4.

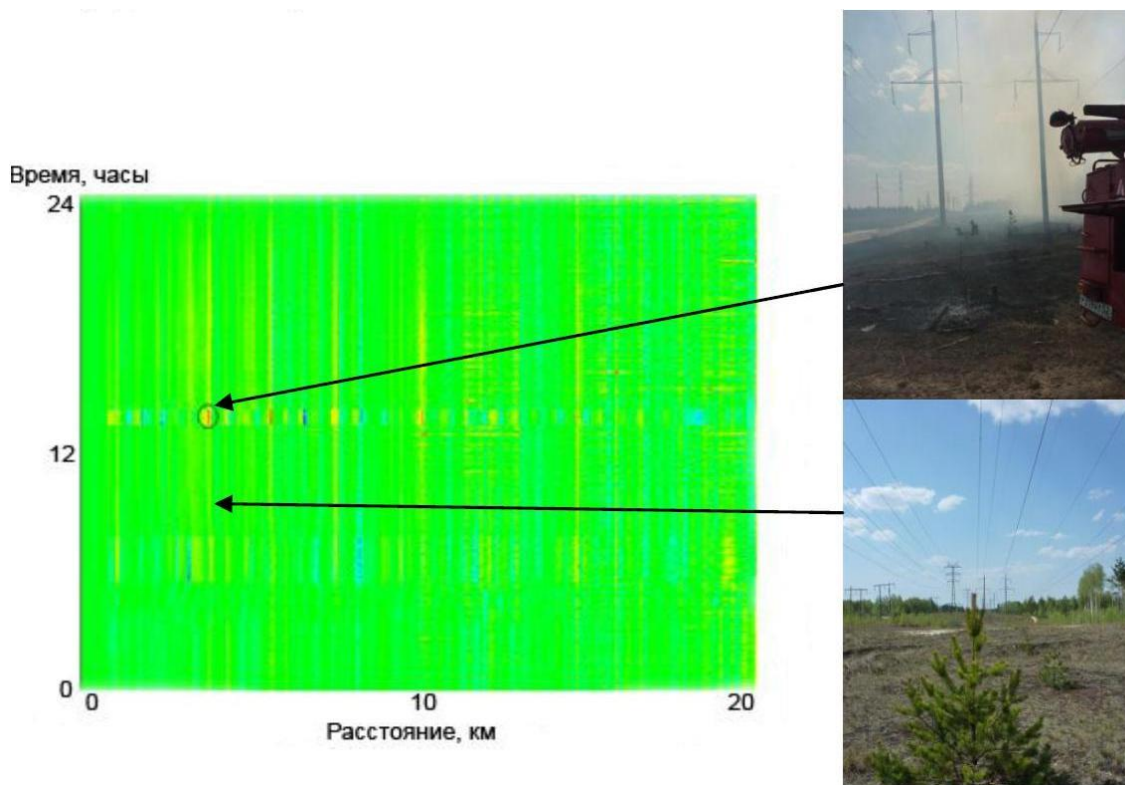


Рис.2.2.4. Фотографічне уявлення відносних змін параметрів ЛЕП.

Визначення місця спалаху.

На рис.2.2.5 показана фіксація неприпустимої відстані між струмоведучими проводами повітряних ліній і деревно-чагарникової рослинністю, а також виявлення порушення ізоляції ЛЕП.

Графічне представлення стану ЛЕП являється зручним для аналізу персоналом служби ліній. Однак для служби оперативного персоналу найбільш доцільно представити інформацію у вигляді журналу подій, прив'язаних до пошкоджень з вмістом наступних параметрів:

- дата/час;
- диспетчерське найменування лінії;
- підстанція (місце установки приладу);
- дистанція до місця технологічного відхилення;

- рівень або клас тривоги.

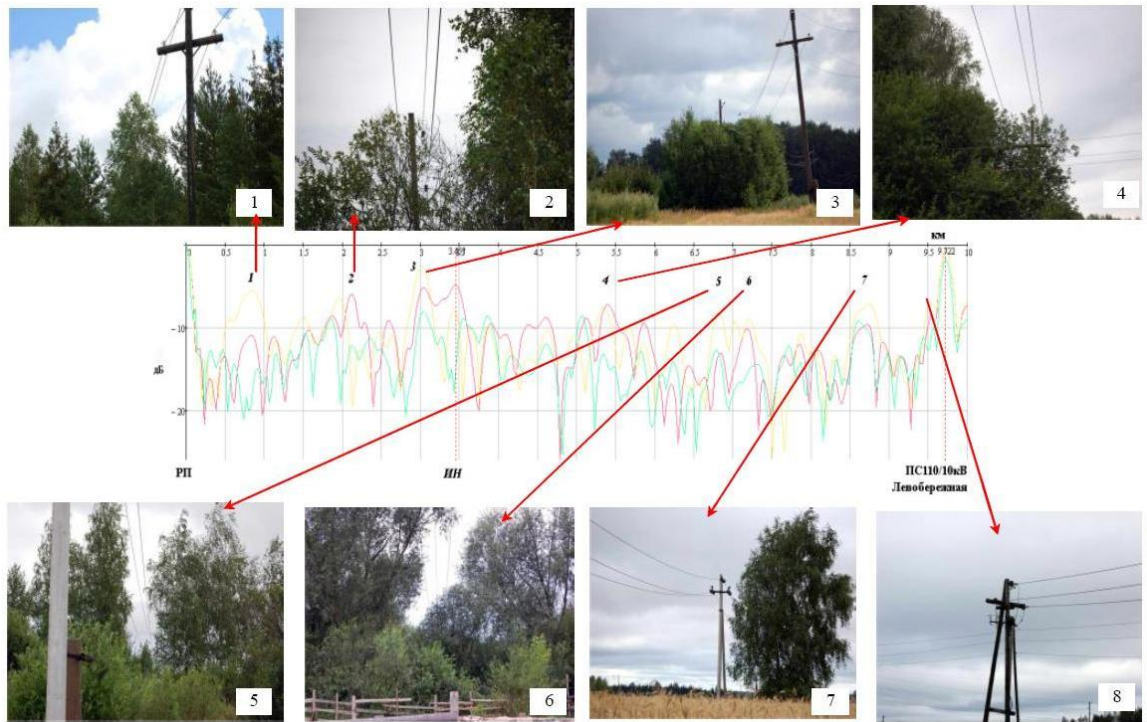


Рис.2.2.5. Дистанційна діагностика ПЛ 6 кВ на ПС 110 кВ «Лівобережна» Виявлені порушення ізоляції і неоднорідності ЛЕП.

Залежно від ступеня пошкодження (рівня відхилення) програмою генеруються попереджувальні або аварійні сигнали. Великі значення відхилень, наприклад, більше 25 дБ, прирівнюються до аварійних сигналах зі звуковим супроводом і «квитированием».

У програмі моніторингу, яка встановлюється на АРМ, передбачені фільтри для перегляду журналу подій. До таких фільтрів відносяться: сортування і вибірка подій по заданому часовому інтервалу; по підстанції; по найменуванню лінії; за ступенем пошкодження і дистанції.

2.2.2 Інтеграція системи моніторингу

Сучасний електроенергетичний комплекс включає в себе такі системи як АСУ ТП, мікропроцесорні термінали захистів ЛЕП, системи збору та передачі технологічної інформації (СЗПТІ), охоронний комплекс та ін.

Інтеграція системи моніторингу ЛЕП необхідна для об'єднання і структурування інформації, що надходить в єдиний програмно-технічний комплекс (ПТК) підстанцій, а також для взаємодії з терміналами РЗА як показано на рис.2.2.6.

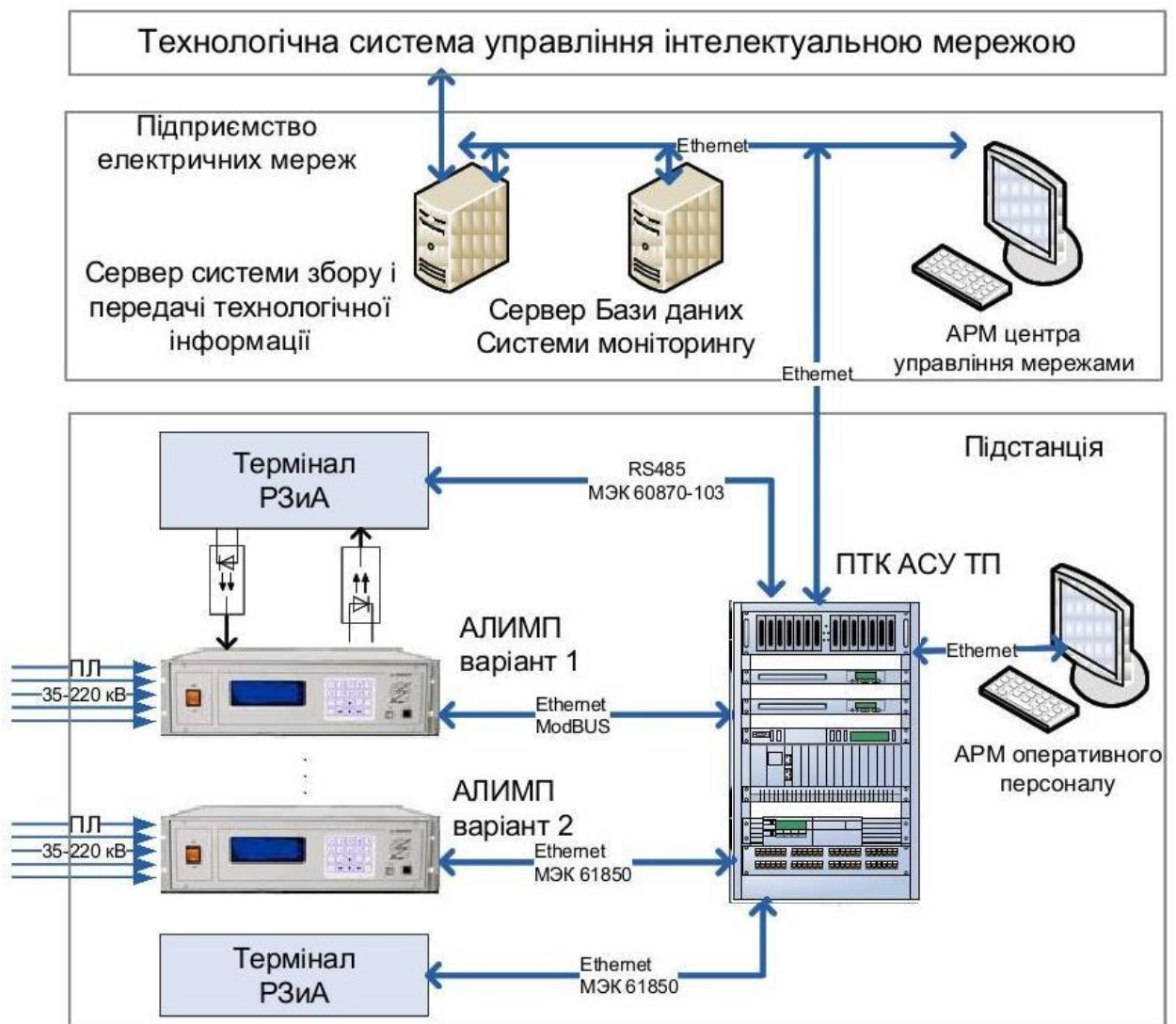


Рис.2.2.6. Схема інтеграції системи моніторингу в ПТК ПС

Прилади «АЛИМП» можуть взаємодіяти з терміналами РЗА для здійснення інтелектуального режиму автоматичного повторного включення

ЛЕП в роботу (АПВ). Суть інтелектуального АПВ полягає в наступному: у разі аварії після спрацьовування релейного захисту пристрій «АЛИМП» за час, що не перевищує 30 мс., аналізує стан ЛЕП і генерує сигнал дозволу або блокування режиму автоматичного повторного включення (АПВ) при виявленні пошкоджень. При цьому збільшується ресурс вимикачів через виключення подачі напруги на пошкоджену лінію. Інтеграція пристрою з терміналами релейного захисту та автоматики (РЗА) може бути виконана в двох варіантах (рис.3.2.6). У першому варіанті з терміналами, зовнішній інтерфейс яких виконаний на RS485 з протоколом МЕК 60870-5-103, необхідні додаткові зв'язки у вигляді дротяних ліній. У другому варіанті додаткові зв'язки не потрібні, оскільки протокол МЕК 61850 підтримує GOOS сполучення між пристроями нижнього рівня, минаючи верхній. Варіант 2 найбільш кращий, так як він виключає прокладку додаткових кабелів і розрахований на роботу з терміналами захистів останнього покоління.

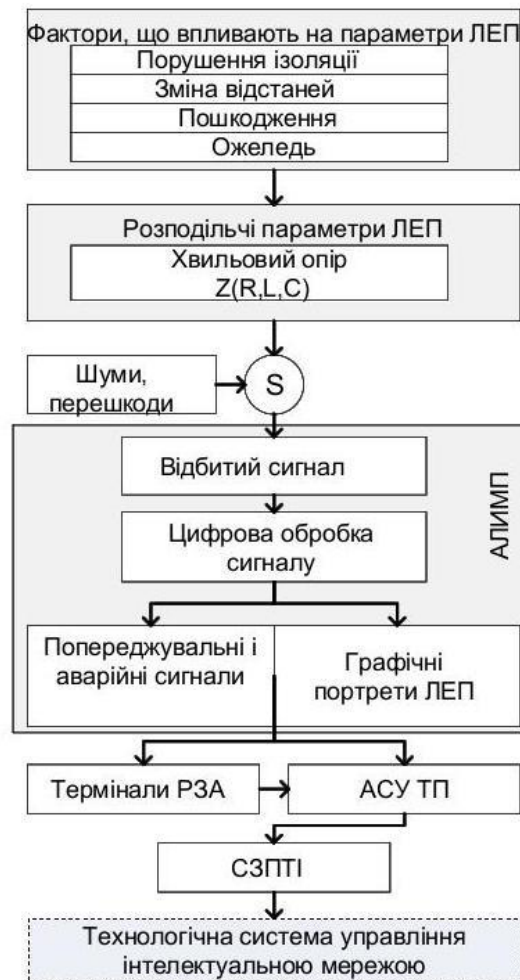


Рис.2.2.7. Структурна схема перетворення інформації про стан ЛЕП

За протоколом MEK 61850 прилади інтегруються і в АСУ ТП, яка є основою для збору і зберігання технологічної інформації з системи моніторингу ЛЕП, а також для передачі отриманих сигналів і рефлектограм на верхні рівні ієрархії ПТК через систему збору та передачі технологічної інформації (СЗПТІ) (рис.3.2.7). Аварійні сигнали з АСУ ТП, також можуть бути використані в системі охоронного комплексу підстанцій при відключених ЛЕП.

Таким чином, використання інформації системи моніторингу параметрів ЛЕП дозволить істотно розширити діагностичну базу комплексу автоматизованих систем електричних мереж. Формування та оброблення попереджувальних сигналів про загрози порушення ізоляції ЛЕП і місцях таких загроз знайде широке застосування при оперативному управлінні та

експлуатації електромережевого комплексу. Запропоновані технології доцільно використовувати в інтелектуальних електричних мережах (smart grid).

2.3. Підвищення точності визначення місця пошкодження ЛЕП на основі методів пасивної локації і навігації.

До числа методів визначення місця пошкоджень (ВМП) ліній електропередачі (ЛЕП) відносять так звані *хвильові методи*. Вони засновані на вимірі різниці в часі досягнення кінців лінії фронтами електромагнітних хвиль, що виникають в місці пошкодження і поширюються по лінії в обидві сторони від місця пошкодження.

Суть фізичної основи методів досить докладно описана в літературі [1-10], її ілюструє рис.2.3.1, де показаний один провід лінії електропередачі довжиною L , який в момент ушкодження $t = 0$ заряджений до напруги U . При виникненні пробою ізоляції проводу на землю в деякій точці, яка віддалена від кінця лінії на відстань l , відбувається падіння напруги до нуля. У місці пошкодження виникають електромагнітні хвилі напругою $(-U)$, які прагнуть зі швидкістю $\vec{V}$ поширити нульовий потенціал по всій лінії. Через часові інтервали запізнювання

$$t_{31} = \frac{L-l}{V} \text{ і } t_{32} = \frac{l}{V} \quad (2.1)$$

фронти хвиль досягають кінців лінії. Різниця часів поширення (запізнювання)

$$\Delta t_3 = t_{32} - t_{31} = \frac{l}{V} - \frac{L-l}{V} = \frac{2l}{V} - \frac{L}{V} \quad (2.2)$$

визначає відстань до місця пошкодження

$$l = \frac{L}{2} + \frac{\Delta t_3}{2} V . \quad (2.3)$$

Оскільки швидкість $\vec{V}$ поширення фронтів напруги порівнянна зі швидкістю світла, то для прийнятної помилки ВМП повинна бути забезпечена точність виміру різниці часу запізнювання Δt_z порядку мікросекунд і відповідна синхронізація відліку часу на обох кінцях лінії.

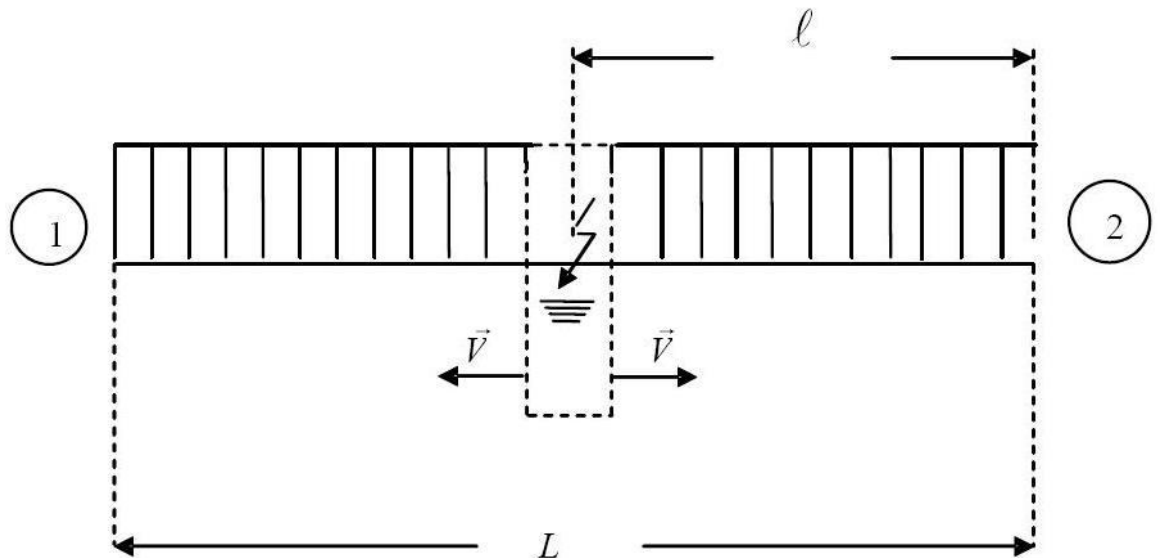


Рис.2.3.1. Діаграма розповсюдження хвиль

У технічній літературі, присвяченій хвильовим методам ВМП ЛЕП, наводяться способи попередньої і наступної послідовної синхронізації сигналів для реалізації точного відліку часу лічильниками на кінцях лінії. Проте відзначається невисока точність пристроїв ВМП, викликана проблемами синхронізації, ускладнення схемних рішень, низька надійність і достовірність функціонування пристроїв, пов'язані з впливом перешкод. Типова схема пристрою ВМП [7], що реалізує хвильовий метод двосторонніх вимірювань, представлена на рис. 2.3.2. Слід зазначити, що в якості середовища передачі інформації можуть використовуватися різні види зв'язку:

- традиційна дротова на базі мідних і оптичних ліній;
- бездротова: радіозв'язок, супутникова, оптичні системи передачі інформації та ін;
- зв'язок по лініях електропередачі та ін.

2.3.1. Застосування GPS-системи супутникової навігації у процесі визначення місця пошкодження

Істотний розвиток хвильових методів двосторонніх вимірювань пов'язаний з розвитком *систем супутникової навігації*. Аналіз науково-технічної літератури свідчить, що останні патенти японських і американських компаній, що працюють в цьому напрямку, пов'язані із застосуванням **GPS (Global Positioning System)** систем супутникової навігації. Структурна схема такого хвильового пристрою ВМП набуває вигляду, який показаний на рис.2.3. 3.

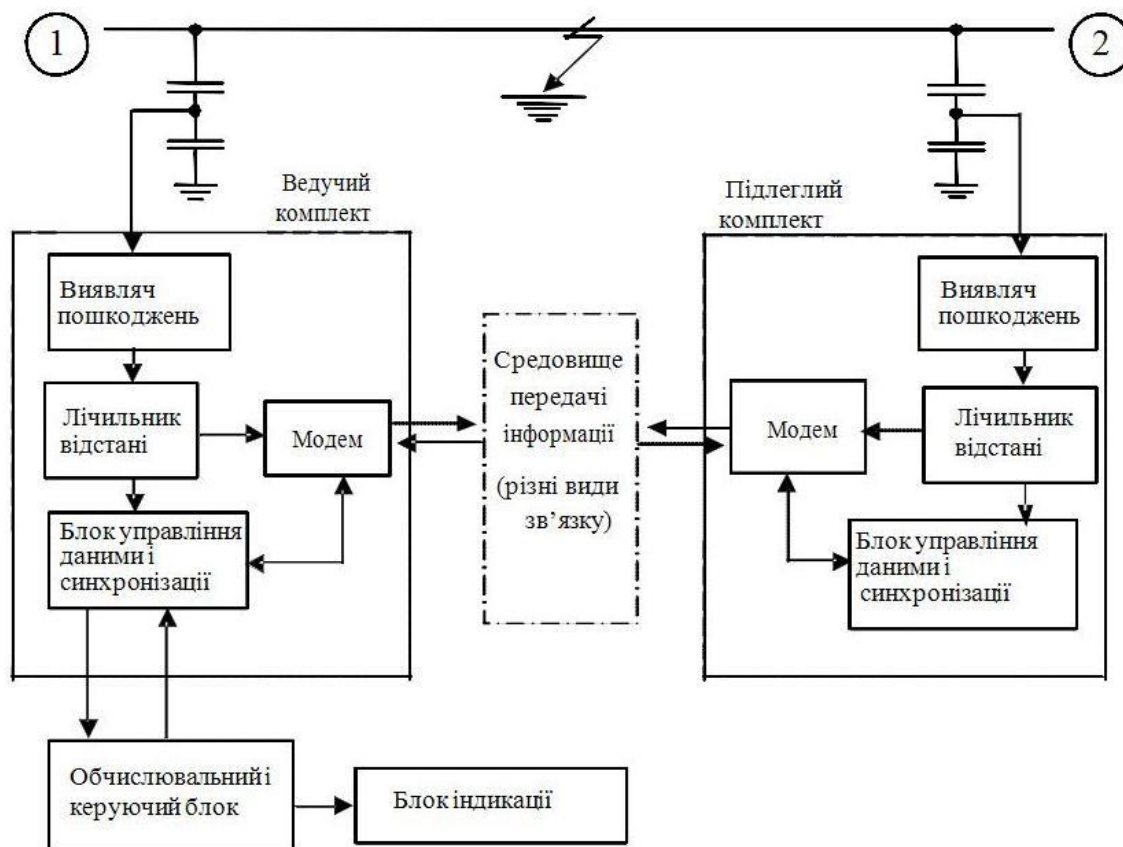


Рис.2.3.2. Хвильовий пристрій ВМП з попередніми синхронізуючими сигналами

Синхронізація з використанням сигналу від **GPS**-супутника виконується таким чином. Супутником випромінюється два типи закодованої інформації, іменованої «C/A кодом» (Coarse Acquisition Code) і «P кодом».

Код C/A доступний для загального (цивільного) застосування. Кодована інформація формується генератором, заснованим на атомних годинниках GPS-супутника. Таким чином, використання синхронізації від цього генератора забезпечує точний часовий відлік. Код C/A - це 1023-бітовий сигнал періоду 1 мс, передається за допомогою фазової модуляції на несучій частоті порядку 1,5 - 1,6 ГГц.

Затримка електромагнітної хвилі від супутника до GPS-приймача пристрою ВМП виникає через проходження через іоносферу, атмосферу і ряду інших чинників. Її компенсація може бути досягнута з високою точністю і стабільністю і шляхом введення корекційної моделі з урахуванням орбітального руху навігаційного апарату.

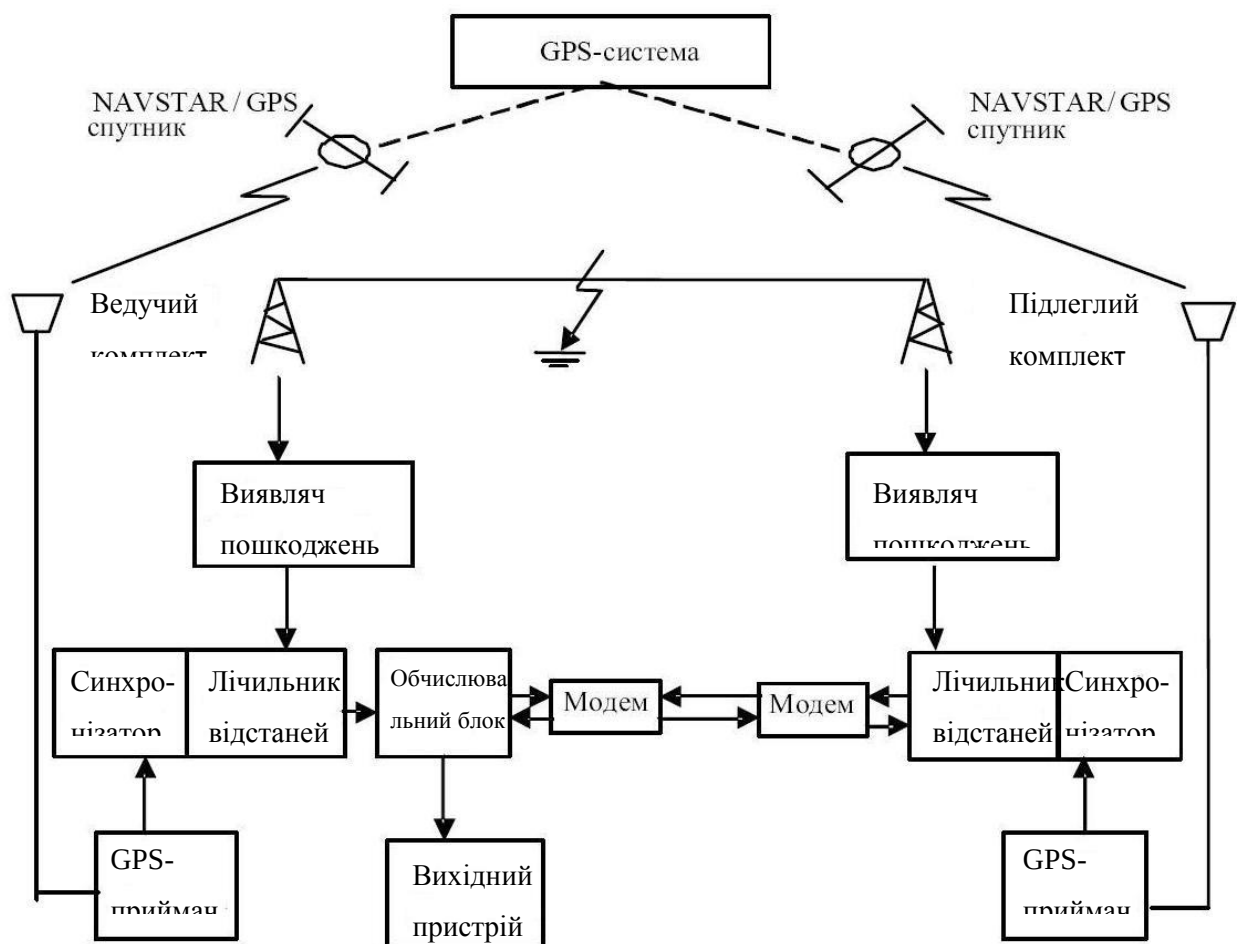


Рис.2.3.3. Хвильовий пристрій ВМП з використанням системи супутникової навігації

У GPS-годинниках приймача хвильового пристрою ВМП проводиться кореляційний обробка С/А коду, отриманого з супутника, підлаштовується фаза генератора, що формує аналогічний С/А код. При підлаштуванні враховуються раніше розглянуте коректування зовнішньої затримки, а також внутрішні затримки і помилки годинника приймача. У підсумку можлива побудова загальної корекційної моделі, що включає компенсацію зовнішніх і внутрішніх факторів нестабільності вимірювання часових параметрів. За оптимістичними оцінками [8, 9, 10], точність синхронізації відліків часу на кінцях ЛЕП для хвильового методу двосторонніх вимірювань може бути досягнута в межах 10^{-8} - 10^{-7} с, що відповідає точності ВМП 3-30 м.

Однак поряд із синхронізацією часових вимірів на кінцях ЛЕП для хвильових методів окремою проблемою є спотворення (руйнування форми) і «затягування» фронтів хвильових процесів. Слід відзначити, що для ліній надвисокої напруги такий вплив є значним і визначається:

- неоднаковістю шляху проходження хвильових процесів до кінців ЛЕП;
- випадковістю параметрів лінії (конструкції і параметрів її окремих ділянок);
- впливом зовнішніх випадкових факторів і перешкод, специфікою електромагнітної обстановки;
- станом ізоляції, погодними умовами та ін..

Характер «затягування» фронтів хвильових процесів, пов'язаний з реактивними складовими опору ЛЕП, можна оцінити по аналогічному ефекту для імпульсних методів, де в результаті для ЛЕП 110-220 кВ такі помилки ВМП можуть досягати 400 м.

Характер впливу зовнішніх і внутрішніх випадкових факторів ЛЕП, що спотворюють переважно форму хвильових процесів, практично не вивчений. Відповідно, не визначені вплив випадкових спотворень на точність ВМП і методи компенсації цього впливу. Комплексне рішення проблем хвильових методів ВМУ (синхронізація, затягування фронтів і їх спотворення) можливе при використанні теорії і техніки радіоелектронних систем [11, 12].

При цьому з точки зору локаційно-навігаційних підходів розглянутий пристрій ВМП можна інтерпретувати як традиційну *систему пасивної супутникової навігації*. Істотно, що більш глибоке використання таких підходів може не тільки розширити розуміння фізичних процесів, що виникають в процесі обробки інформації хвильовими пристроями ВМП, а й докорінно змінити її характер.

2.3.2. Аналіз хвильового пристрою визначення місця пошкодження з використанням методів пасивної локації

Розглянемо спрощений приклад (рис.2.3.4) - обмежимося представленням хвильового пристрою ВМП двосторонніх вимірювань через локаційну пасивну двопозиційну систему. Хвильові процеси, що поширюються до пунктів прийому в загальному випадку являють собою випадкові процеси, параметри яких залежать від умов поширення (конструкції і параметрів ділянок ЛЕП, погодних умовах та ін.). Домовимося, що прийом ведеться на тлі просторово некорельованих перешкод двома пунктами, рознесеними в просторі на відстань (базу) L .

У пунктах прийому спостерігається реалізації сукупного випадкового процесу

$$y_1(t)=x(t - t_{31})+n_1(t) , \quad (2.4)$$

$$y_2(t)=x(t - t_{32})+n_2(t)$$

на інтервалі спостереження $0 < t < T_n$. Тут $t_{3\ 1,2}$ - час запізнювання хвильового процесу (сигналу) $x(t)$ у пунктах прийому; $n_1(t)$ і $n_2(t)$ - перешкоди в каналах прийому.

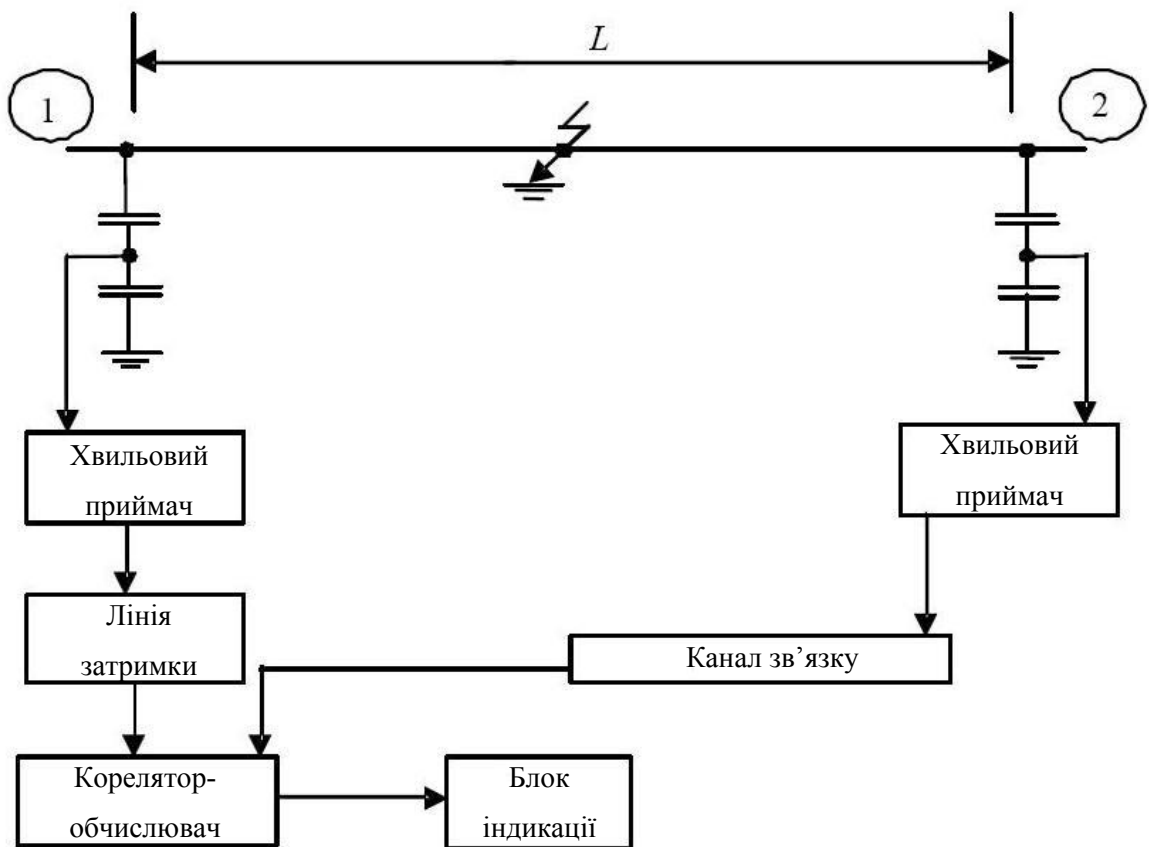


Рис.2.3.4. Спрощений хвильовий пристрій ВМП з використанням методів пасивної локації

Попередній аналіз будемо вести для особливого випадку, коли пошкодження відбувається в точці $L/2$ і взаємне запізнювання на кінцях ЛЕП (пунктах прийому) вирівняні, тобто $t_{31} = t_{32}$. Фізична інтерпретація такого випадку буде дана нижче.

Позначимо дисперсії сигналу і перешкоди відповідно σ_c^2 і σ_n^2 , тоді

$$M[y_1^2] = M[y_2^2] = \sigma_c^2 + \sigma_n^2 \quad (2.5)$$

Введемо коефіцієнт кореляції процесів $y_1(t)$ і $y_2(t)$

$$\rho_{12} = M[y_1 y_2] / M[y_1^2] \cdot M[y_2^2]$$

котрий з урахуванням некорельованості перешкод дорівнює

$$\rho = \frac{\sigma_c^2}{\sigma_c^2 + \sigma_n^2} \quad (2.6)$$

Співвідношення (5) з урахуванням (6) набуває вигляду

$$M[y_1^2] = M[y_2^2] = \frac{\sigma_n^2}{1 - \rho_{12}} \quad (2.7)$$

Вважаємо, що приймачі реалізують цифрову обробку дискретних реалізацій $y_1(t)$, $y_2(t)$:

$$y_1(t) \rightarrow \vec{Y}_1 = \begin{bmatrix} y_{11} \\ y_{12} \\ \vdots \\ y_{1N} \end{bmatrix}; y_2(t) \rightarrow \vec{Y}_2 = \begin{bmatrix} y_{21} \\ y_{22} \\ \vdots \\ y_{2N} \end{bmatrix},$$

де N – число дискрет на інтервалі нагляду T_n :

$$N = \frac{T_n}{\Delta t} = f_d T_n \quad (2.8)$$

f_d і Δt – частота і інтервал дискретизації відповідно.

Об'єднаємо вектори $\vec{Y}_1$ і $\vec{Y}_2$ в один вектор $\vec{Y}$:

$$\vec{Y}^T = \|y_{11} \quad y_{21} \quad y_{12} \quad y_{22} \quad \cdots \quad y_{1N} \quad y_{2N}\|^T.$$

Виходячи з прийнятих моделей хвильових процесів (сигналу) і перешкоди, будемо вважати, що розподіл реалізацій при наявності сигналу описуються двовимірним нормальним законом виду:

$$p_{cn}(\vec{Y}) = \frac{1}{(2\pi\sigma_n^2\sqrt{1+\rho_{12}})^N} \exp \left[-\frac{\sum_{i=1}^N (y_{1i}^2 + y_{2i}^2 - 2\rho_{12}y_{1i}y_{2i})}{2\sigma_n^2(1+\rho_{12})} \right], \quad (2.9)$$

а перешкоди –

$$p_n(\vec{Y}) = \frac{1}{(2\pi\sigma_n^2)^N} \exp \left[-\frac{\sum_{i=1}^N (y_{1i}^2 + y_{2i}^2)}{2\sigma_n^2} \right]. \quad (2.10)$$

Вирази (2.9) і (2.10) дозволяють використовувати статистичну оцінку відстані до місця пошкодження - відношення правдоподібності

$$\ell(\vec{Y}) = \frac{1}{(1 + \rho_{12})^{N/2}} \exp \left[\frac{\rho_{12}}{2\sigma_n^2(1 + \rho_{12})} \sum_{i=1}^N (y_{1i} + y_{2i})^2 \right] \quad (2.11)$$

або кореляційної суми

$$Z = \sum_{i=1}^N (y_{1i} + y_{2i})^2 = \sum_{i=1}^N y_{1i}^2 + \sum_{i=1}^N y_{2i}^2 + 2 \sum_{i=1}^N y_{1i} y_{2i}. \quad (2.12)$$

Теоретично виразам (2.11) і (2.12) відповідають структури пристроїв обробки, що включають два (рис. 2.3.5, а) і три (рис. 2.3.5, б) каналу обробки. Однак для оцінки різниці часу запізнювання Δt_z , визначаюче місце пошкодження, достатньо використання лише корелятора для визначення взаємно-кореляційної функції випадкових процесів $y_1(t)$ і $y_2(t)$ на інтервалі спостереження T_n :

$$\begin{aligned} \varphi_{12}(\Delta t_3) = & \int_0^{T_H} y_1(t)y_2(t)dt = \int_0^{T_H} x_1(t-t_{3_1})x_2(t-t_{3_2})dt + \\ & + \int_0^{T_H} n_1(t)n_2(t)dt + \int_0^{T_H} x_1(t-t_{3_1})n_2(t)dt + \int_0^{T_H} n_1(t)x_2(t-t_{3_2})dt . \end{aligned} \quad (2.13)$$

В силу некорельованості компонент останні три інтеграла звертаються в нуль. У підсумку взаємо кореляційна функція процесів $y_1(t)$ і $y_2(t)$ може бути виражена через автокореляційну функцію щодо аргументу $\tau - \Delta t_3$:

$$\varphi_{12}(\tau) = \int_0^{T_H} x(t-t_{3_1})x(t-t_{3_2})dt = \varphi(\tau - \Delta t_3) . \quad (2.14)$$

Максимум автокореляційної функції $\varphi(\tau - \Delta t_3)$ здвинутий відповідно максимуму на величину Δt_3 . Цю обставину при відповідному градуюванні шкали вимірювача можна використовувати для вимірювання Δt_3 , а отже, і різниці відстаней до кінців ЛЕП.

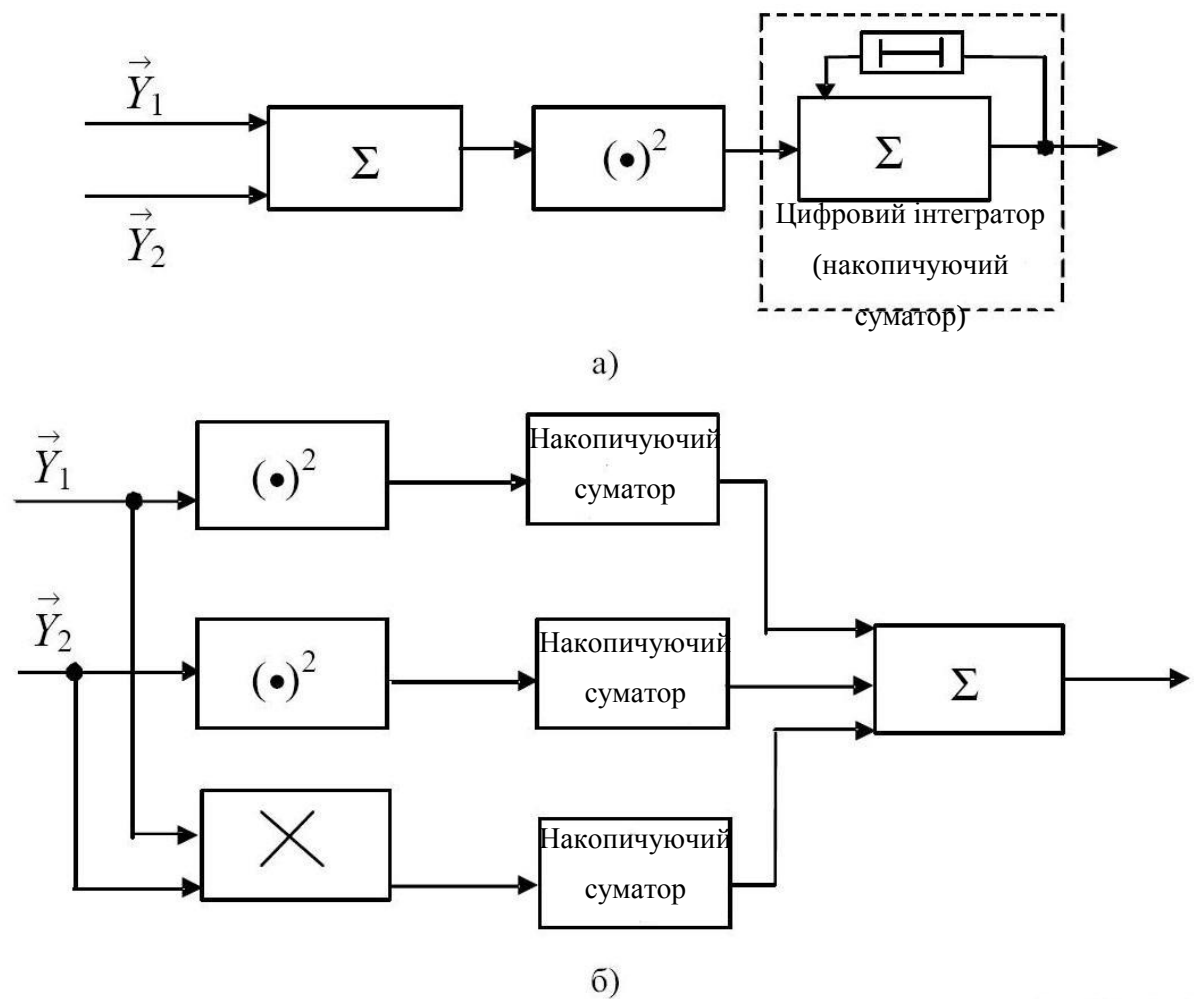


Рис.2.3.5. Обчислювачі кореляційної суми

На практиці набули поширення корелятори з послідовним і паралельним оглядом. Послідовний огляд (рис.2.3.6) по параметра τ може здійснюватися в кореляторах з плавною керуючою лінією затримки (в цифровому вигляді - блоком регістрів).

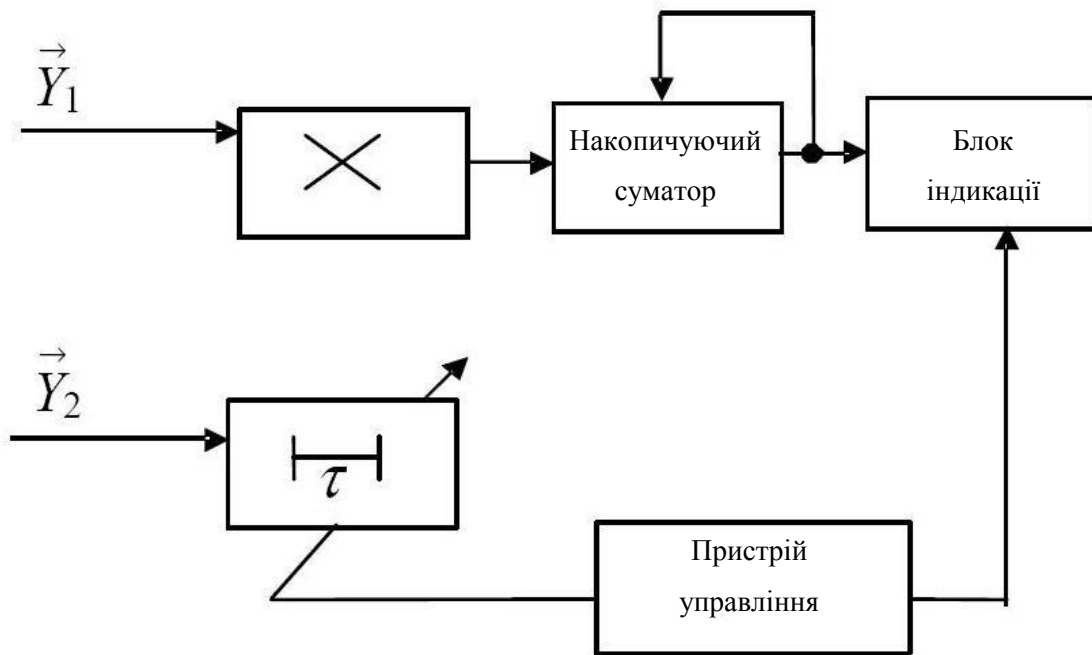


Рис.2.3.6. Корелятор з послідовним оглядом

У корелятора паралельної дії (рис.2.3.7) скорочення часу огляду по параметру τ досягається збільшенням числа каналів, що веде до ускладнення обробки. Однак у зв'язку з підвищенням продуктивності та скороченням масо-габаритних характеристик обчислювальних засобів ускладнення виявляється не істотним.

Відзначимо, що зменшення часу усереднення (накопичення) T_n пов'язано з погіршенням точностних характеристик оцінки часу запізнення. Виникає при цьому шумовий фон еквівалентний заваді, по-цьому за аналогією з виявленням вводять поняття відносини сигнал-перешкода q^2 на виході корелятора.

Використовуючи відомі приклади для кореляційного моменту четвертого порядку $M(y_{11}^2, y_{21}^2) = \varphi_{11}\varphi_{22} + 2\varphi_{12}^2$ і визначаючи $D(y_{11}, y_{21}) = \varphi_{11}\varphi_{22} + \varphi_{12}^2$, отримаємо

$$q_{12}^2 = \varphi_{12}^2 / (\varphi_{11}\varphi_{22} + \varphi_{12}^2). \quad (2.18)$$

Вводячи взаємний коефіцієнт кореляції

$$\rho_{12} = \varphi_{12} / \sqrt{\varphi_{11}\varphi_{22}} \quad (2.19)$$

останнє співвідношення можна записати у вигляді

$$q_{12}^2 = \rho_{12}^2 / (1 + \rho_{12}^2). \quad (2.20)$$

При наявності $N = T_n f_0$ пар дискрет y_{1i} y_{2i} результуюче відношення сигнал-перешкода збільшується в N разів у порівнянні з q_{12}^2 . Фізично це пояснюється тим, що середнє значення вихідного ефекту інтегратора корелятора зростає пропорційно N , а середньоквадратичне - $\sqrt{N}$. У результаті для відношення сигнал-перешкода отримаємо вирази

$$q^2 = \rho_{12}^2 N / (1 + \rho_{12}^2), \quad q = \rho_{12} \sqrt{N / (1 + \rho_{12}^2)}. \quad (2.21)$$

За відомим значенням q^2 можна наближено оцінити дисперсію помилки оціночного значення τ , що визначає точні характеристики хвильового ВМП з урахуванням кореляційної обробки:

$$\sigma_\tau^2 = 1/q^2 P_{ef}^2. \quad (2.22)$$

Ефективна смуга P_{ef} визначається виходячи із значень в загальному випадку взаємопов'язаних величин:

- смуги пропускання приймачів двохпозиційної системи;
- часу накопичення приходящих випадкових процесів;
- часу кореляції флуктуацій випадкового процесу $x(t)$, що поширюється по ЛЕП.

У реальній обстановці наряду з хвильовими процесами можуть бути присутні безліч процесів, що заважають, тому значення ρ_{12} можуть виявитися істотно менше одиниці, що призведе до зростання σ_τ . Позначимо дисперсії корисних і заважаючих сигналів на виходах корелятора $\sigma_{1,2}^2$ і $\sigma_{\Pi 1,2}^2$. Тоді ρ_{12}^2 , відповідно до (2.19), визначається як

$$\rho_{12}^2 = \frac{\sigma_1^2 \sigma_2^2}{(\sigma_1^2 + \sigma_{\Pi 1}^2)(\sigma_2^2 + \sigma_{\Pi 2}^2)} = \frac{\gamma_1 \gamma_2}{(1 + \gamma_1)(1 + \gamma_2)} \quad (2.23)$$

де $\gamma_{1,2} = \sigma_{1,2}^2 / \sigma_{\Pi 1,2}^2$ - відношення сигнал-перешкода по потужності на першому і другому входах корелятора. Слід зазначити, що виробництво смуги обробки (смуга приймачів) і тривалості T_n

$$\Pi \cdot T_n = f_\partial \cdot T_n / 2 = N / 2 \quad (2.24)$$

називають коефіцієнтом кореляційного накопичення. Зауважимо, що запізнювання між пунктами сигналів в каналі і елементах апаратури обробки може бути враховано у відповідних параметрах лінії затримки (рис. 2.3.4.) і практично не впливає на значення результируючих точнісних характеристик такого хвильового методу ВМП.

На закінчення слід зазначити, що використання *методів пасивної локації*, оснований на міжпунктовій кореляційній обробці сигналів, а не використовуваних раніше оцінок їх часу запізнення, дозволило:

- усунути необхідність точної синхронізації приймачів хвильових процесів на кінцях ЛЕП;
- отримати алгоритми обробки в умовах випадкових спотворень форми і «затягування» приходящих фронтів хвильових процесів.

Наведені міркування і локаційні прийоми можуть бути поширені і на інші методи ВМП ЛЕП. Очевидно, що в поєднанні з методами сучасної цифрової обробки сигналів і спектрального аналізу можливе як удосконалення наявних пристроїв ВМП, так і розробка нових.

2.4. Захист імпульсних пристроїв визначення місць пошкодження від імітуючих перешкод

Імпульсні пристрої (рефлектометри) визначення місць пошкодження (ВМП) ЛЕП широко застосовуються як в магістральних, так і в розподільчих мережах. При цьому є великим вплив різного роду перешкод, «маскуючих» корисний сигнал. У більшості випадків негативний вплив перешкод надається на повітряні лінії (ПЛ).

Слід зауважити, що перешкодозахищеність імпульсних засобів ВМП ЛЕП багато в чому залежить від структури зондуючих сигналів і застосовуваних засобів їх обробки. Таким чином, використання складних імпульсних зондуючих сигналів має незаперечні переваги в порівнянні з простими, з точки зору перешкодозахищеності.

Вплив сторонніх радіоелектронних засобів (РЕЗ) на пристрої ВМП ЛЕП активного зондування може призводити до ситуації, коли заважаючі сигнали спотворюють результати зондування, імітуючи пошкодження ЛЕП. Перешкоди такого роду відносяться до імітуючих і знижують відповідні експлуатаційні властивості пристроїв ВМП.

При захисті від імітуючих перешкод передбачається застосування більш складних алгоритмів. Крім того, на якість захисту від перешкод істотно впливає характер використовуваних зондуючих сигналів. По-перше, складні широкосмугові сигнали складніше «підробити», тому використовуючи їх засоби ВМП ЛЕП мають велику стійкість (краще захищені). По-друге, володіючи певними енергетичними перевагами, складні сигнали забезпечують краще співвідношення «сигнал/перешкода + шум» в результаті злагодженої фільтрації.

Іноді засобам ВМП ЛЕП активного зондування складними сигналами доводиться функціонувати в умовах потужного інтенсивного впливу сторонніх РЕЗ (рис. 2.4.1), які генерують імітуючі перешкоди.

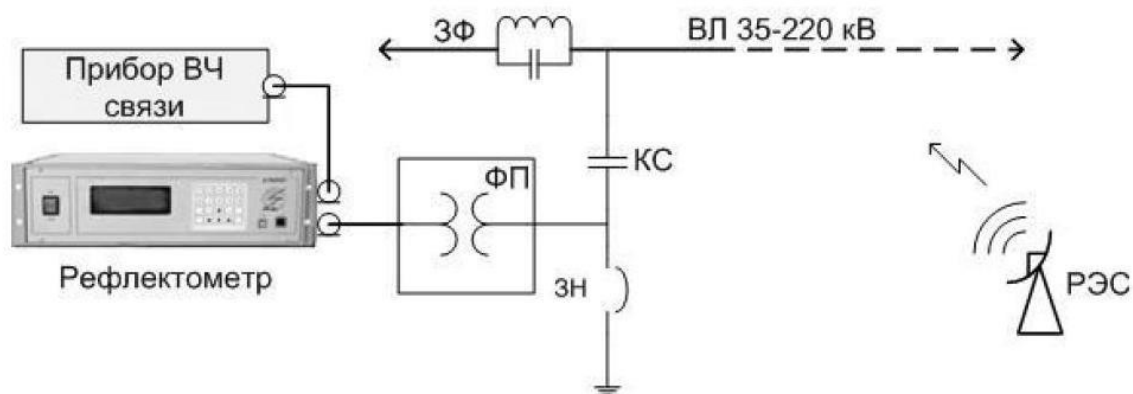


Рис. 2.4.1. Приклад ситуації, яка сприяє виникненню імітуючих перешкод

Таким чином, в процесі дослідної експлуатації автоматичного локаційного шукача місць пошкодження (АЛИМП) на ПЛ 220 кВ «НіГЕС – Семёнов» Нижегородської енергосистеми, персонал зіткнувся з помилковим спрацюванням шукача через вплив штучної імпульсної перешкоди, яка створювалась РЕЗ військового призначення, розташованого в безпосередній близькості від ЛЕП. Частотна область основних складових зондуючого сигналу РЕЗ на кілька порядків відстроєна від області частот функціонування АЛИМП. Проте інтенсивність перешкод на ЛЕП виявилася досить високою.

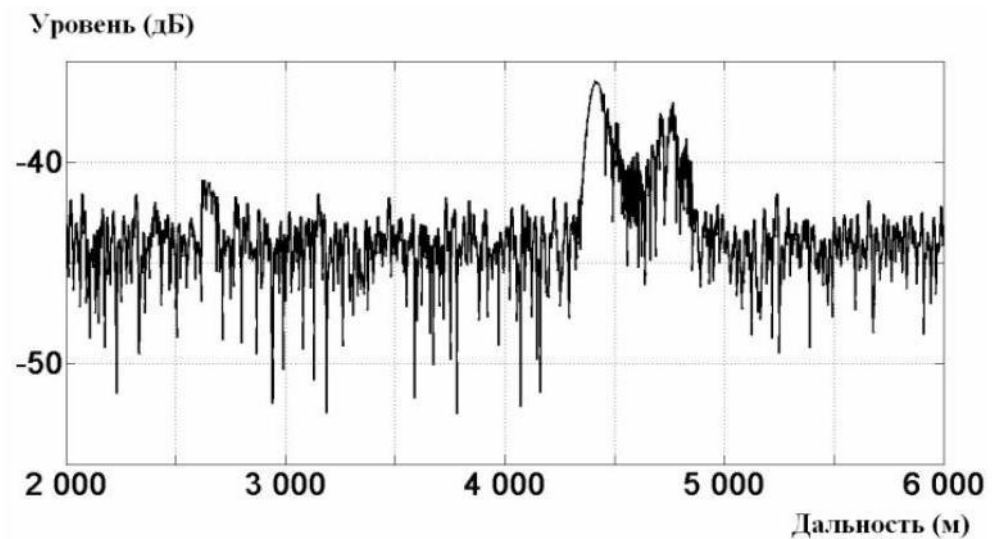
Основними ознаками визначення імітуючих імпульсних перешкод в цілях захисту від них були:

- послідовне накопичення результатів зондування з послідовним усередненням рефлектограм для підвищення відношення «сигнал / перешкода + шум»;
- часові відмінності при випромінюванні АЛИМП і РЕЗ військового призначення.

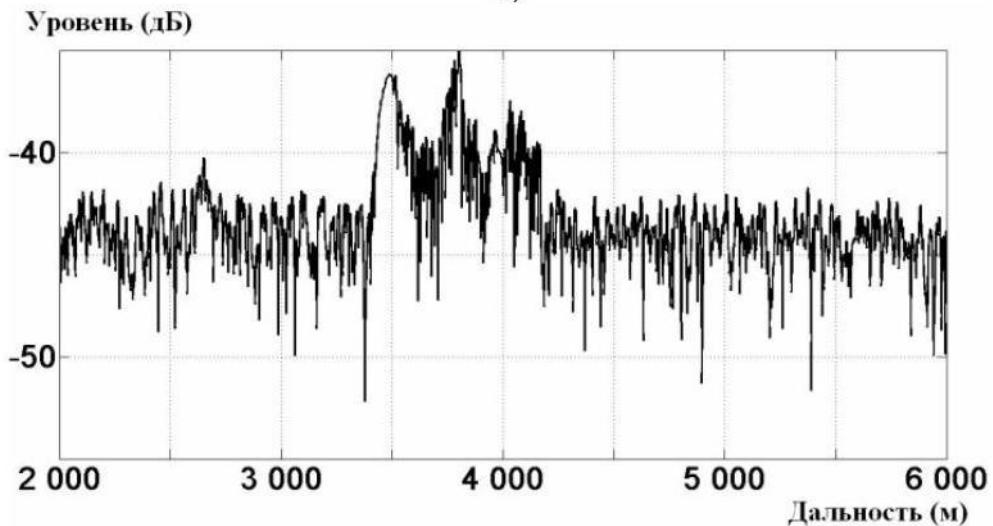
Асинхронність роботи РЕЗ та АЛИМП приводить до того, що на шкалі дальності рефлектограми прояви перешкоди при кожному зондуванні будуть

виникати на різних ділянках. Тому спостерігається хаотичне переміщення імітуючого пошкодження уздовж ЛЕП.

Цей процес ілюструє рис.2.4.2, на якому зображені реалізації рефлектрограм ПЛ 220 кВ, спотворені перешкодою (рис. 2.4.2,а,б), і рефлектрограма без імітуючих перешкод (рис. 2.4.2, в). Аналіз отриманих рефлєкторам показує, що відмічені часові відмінності можуть бути використані з метою захисту від перешкод.



а)



б)

Рис. 2.4.2. Ділянка рефлєкторам ЛЕП 220 кВ: а, б - за наявності імітуючих перешкод;

На рис.2.4.2,г приведений результат усереднення рефлекторам при послідовному (пачечному) зондуванні указаної ЛЕП. Очевидно, що процедура накопичення також дозволяє компенсувати небажані впливи стороннього випромінювання.

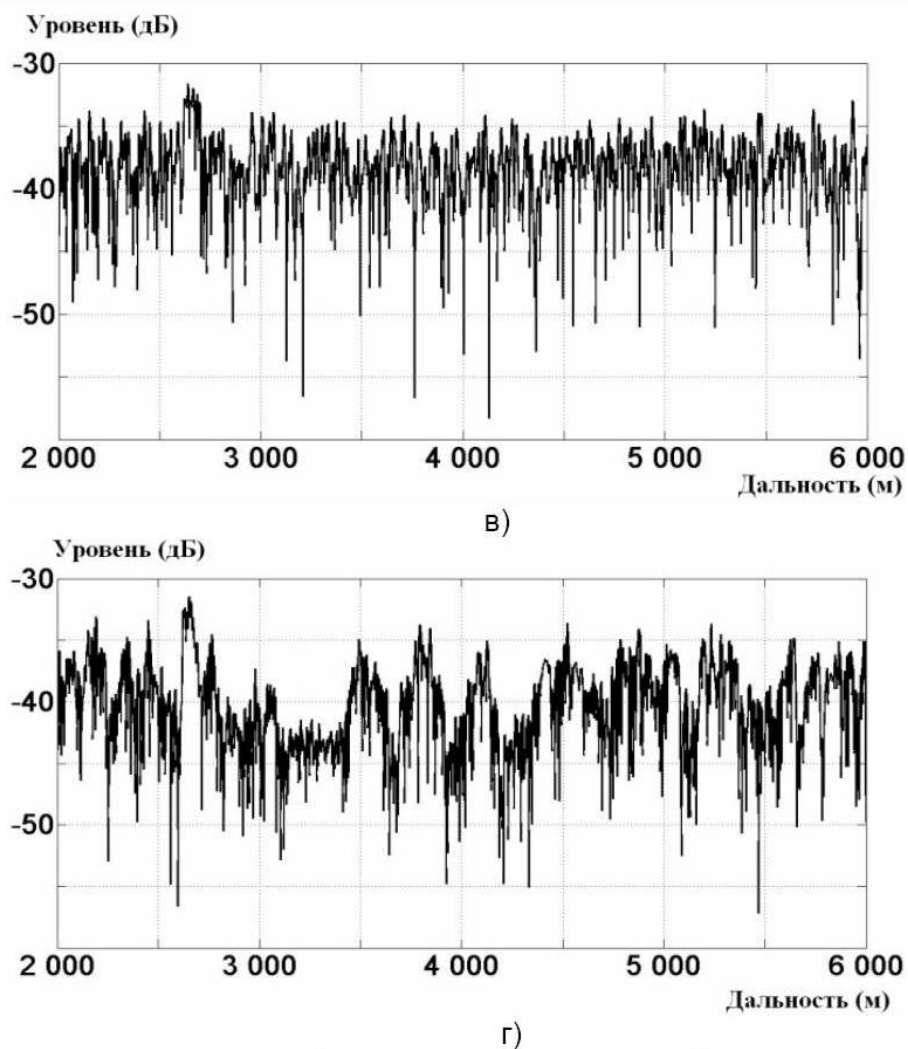


Рис.2.4.2. Ділянка рефлекторам ЛЕП 220 кВ:

в - при відсутності імітуючих перешкод; г - ділянка усередненої рефлекторам по 20-ти реалізаціям

Нами був запропонований алгоритм компенсації впливу імітуючих перешкод для пристрою АЛИМП (рис. 2.4.3, а). Він передбачає обробку масиву рефлектограм (вхідний масив даних), кількість яких визначає вибране число зондувань (число імпульсів у пачці). Обробці підлягають

рефлекторами, які піддані цифровому детектуванню. В якості фільтруючої ознаки для усереднення рефлектограм без перешкоди вибирається тимчасове положення імітуючих відгуків. Якщо при порівнянні реалізацій рефлектограм відгуки змінюють своє положення по відношенню до місця установки АЛИМП (початок рефлектограм), то такі рефлекторами відбраковуються. Факт виявлення пошкодження ЛЕП (імітуючої перешкоди) фіксується по перевищенню порога (уставки).

Результати функціонування алгоритма захисту від імітуючих перешкод пристрою АЛИМП наведено на рис. 2.4.3, в.

Аналіз ділянки рефлекторами (рис. 2.4.3,б) показує, що реалізація рефлекторам не дає можливості виявити пошкодження на тлі імітуючих перешкод і шумів. Однак при реалізації алгоритму захисту (рис. 2.4.3, а) забезпечується процес ВМП ЛЕП з необхідними показниками якості (рис. 2.4.3,в).

Ефективність пропонованого алгоритму захисту від імітуючих перешкод була оцінена за допомогою критерію відношення «сигнал/шум» («сигнал / перешкода + шум»), яке широко застосовується як в радіотехнічній, так і в електротехнічній практиці:

$$ВСШП = \frac{E_{\text{від.сигн.}}}{E_{\sigma}}$$

, де $E_{\text{від.сигн.}}$ - потужність відбитого сигналу;

E_{σ} - потужність суміші перешкоди і шуму.

Для розрахунків застосуємо наступну методику:

1. Розраховуємо потужність сигналу, відбитого від пошкодження, для рефлектограми після застосування алгоритму захисту від імітуючих перешкод (рис.3.4. 4, в).

- 1.1. Тривалість сигналу визначимо за рівнем -3 дБ щодо максимуму, прийнявши її як сукупність n відліків.

1.2. Знайдемо початковий відлік сигналу в результуючій рефлектограмі. Привласнимо цьому значенню номер j , для якого виконується умова:

$$A_j^2 = \frac{1}{2} \max\{A_i^2\},$$

де A_i - миттєві модульні значення рефлектограми ($i = 1, \dots, N$, N - загальне число відрахунків рефлекторам).

1.3. Розрахуємо потужність відбитого сигналу

$$E_{\text{від.сиг.}} = \frac{1}{n} \sum_{k=j}^{j+n} A_k^2$$

2. Оцінимо потужність суміші шуму і перешкоди:

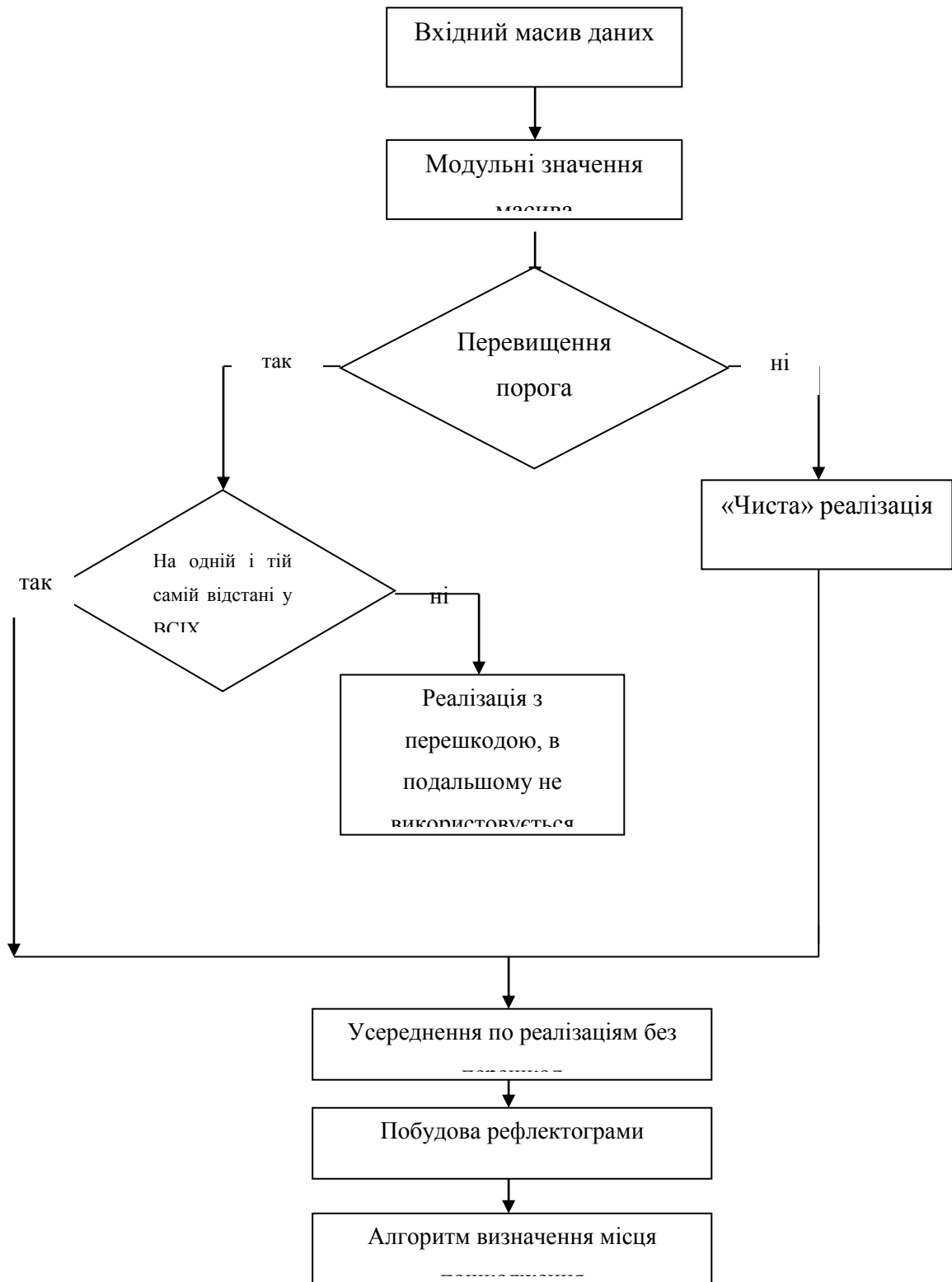
$$E_{\sigma} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N A_i^2 - E_{\text{від.сиг.}}$$

, тобто при обчисленнях E_{σ} із сукупності відліків рефлектограм виключені значення, відповідні сигналу.

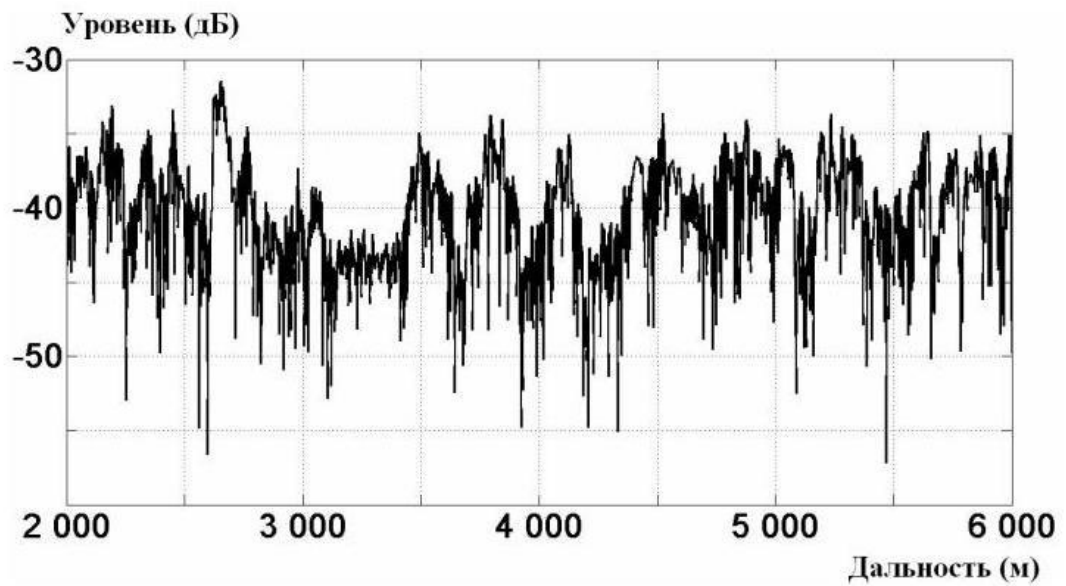
3. Отримуємо результуюче вираз для ВСШП:

$$\text{ВСШП} = \frac{N \sum_{k=j}^{j+n} A_k^2}{n \sum_{i=1}^N A_i^2 - N \sum_{k=j}^{j+n} A_k^2}$$

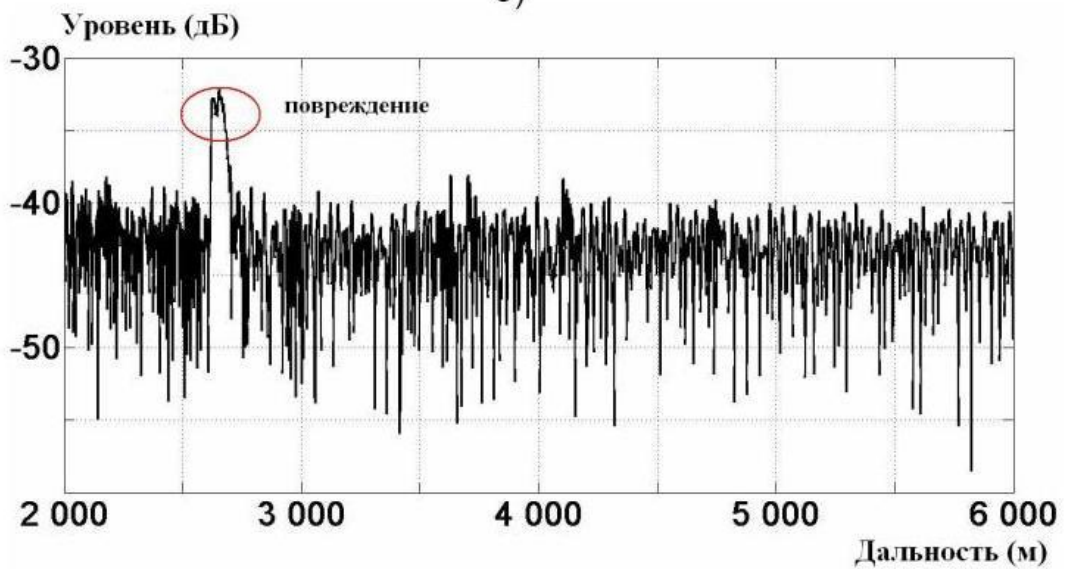
Натурні випробування пристрою АЛИМП в поєднанні з алгоритмом компенсації імітуючих перешкод, а також реалізацією обробки (накопичення і усереднення) рефлектограм ВЛ 220кВ «НіГЕС - Семенов» показали, що ефективність пропонованого алгоритму збільшується, про що свідчить збільшення ВСШП з 7,8 до 11,5 дБ, що становить приблизно 2,34 рази за потужністю і збігається з візуальними оцінками (рис. 2.4.3,в).



а)



б)



в)

Рис. 2.4.3. Алгоритм формування результуючої рефлекторами з урахуванням компенсації імітуючих перешкод (а). Ділянка рефлекторами до (б) і після (в) застосування алгоритму захисту від імітуючих перешкод

Слід зазначити, що запропонований алгоритм компенсації імітуючих перешкод являється універсальним. Проте отримані показники ефективності

захисту (ВСШП) істотно залежать від обраних зондуючих сигналів і процедур обробки в прийомних трактах рефлектометрів.

Таким чином, при роботі ВМП ЛЕП в умовах потужного впливу сторонніх РЕЗ, які генерують імітуючі перешкоди, запропонований алгоритм захисту від такого виду перешкод ефективний і може бути застосований в рефлектометрах різного типу.

3. ЗБІЛЬШЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЛІНІЇ ЗА ДОПОМОГОЮ ЗАСТОСУВАННЯ ФАЗОПОВОРОТНИХ ПРИСТРОЇВ

3.1. Фазоповоротний трансформатор (ФПТ), як засіб збільшення пропускної здатності лінії електропередач

При передачі електроенергії можуть виникати труднощі, пов'язані з тим, що без спеціальних пристроїв не можна примусово регулювати потік потужності по мережах.

Виходячи з формули:

$$P = \frac{U_1 U_2}{X} \cdot \sin \delta$$

видно, що найбільша передана потужність залежить від кута, який є фазовим кутом зсуву між напругою спочатку і в кінці лінії.

Одним із способів збільшення пропускної здатності є зміна кута фазового зсуву між напругою, стабілізацією напруги.

Пристроєм, що змінює кут між фазами напруги на початку та в кінці лінії, є фазоповоротний трансформатор.

Фазоповоротний трансформатор - пристрій складається із двох трансформаторів: послідовного і паралельного.

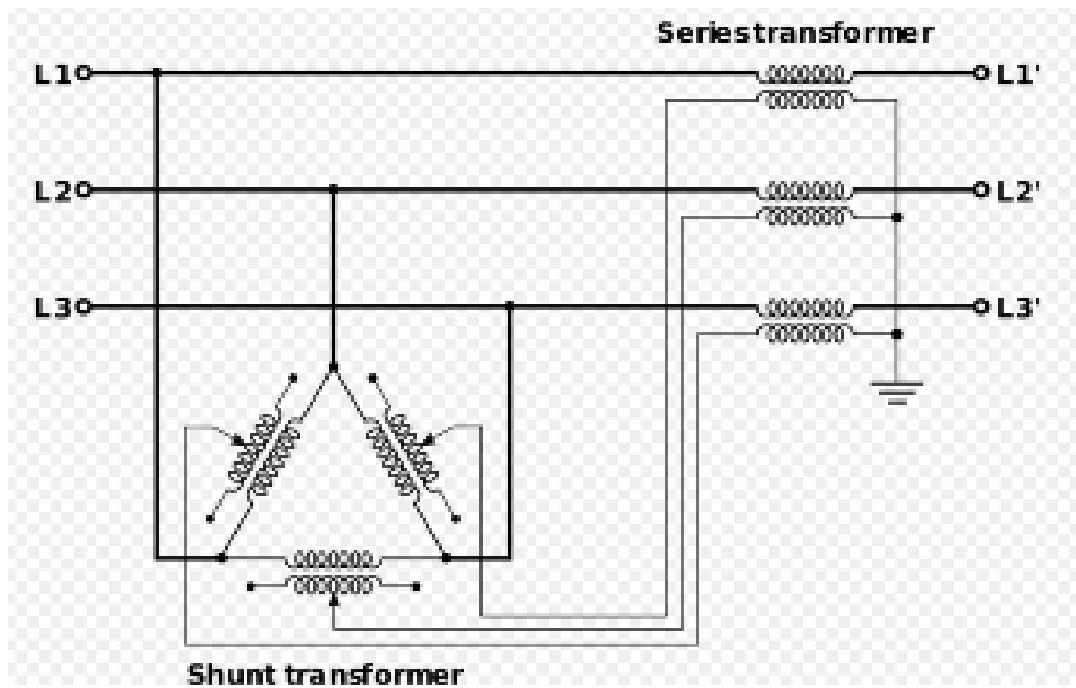


Рис. 3.1.1 – Схема фазоворотного трансформатора

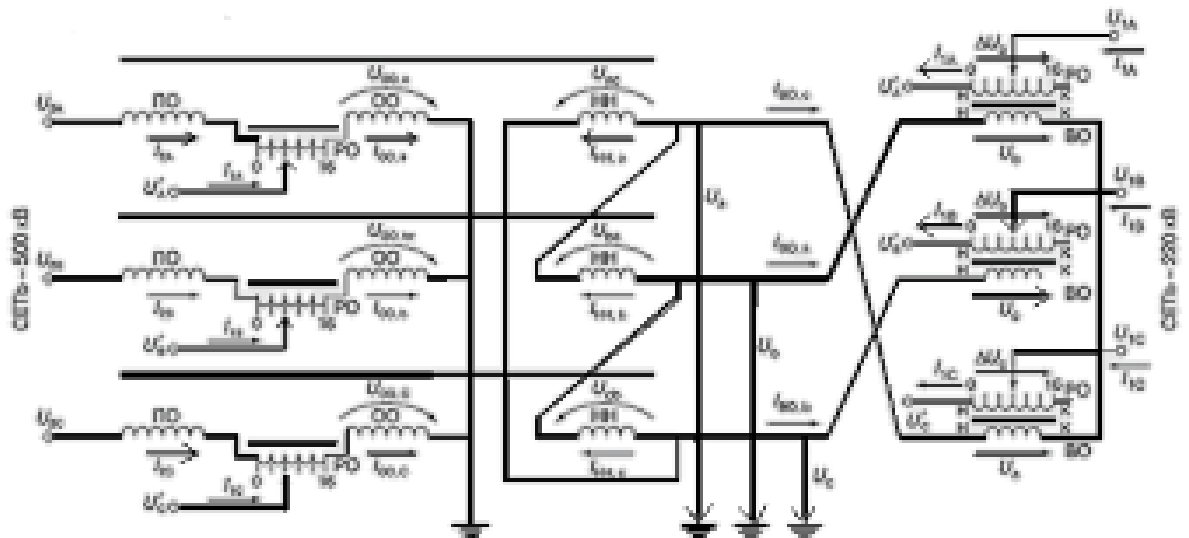


Рис. 3.1.2 - Трилінійна схема фазоворотного трансформатора

Завдяки тому, що первинна обмотка виконана за схемою «трикутник», утворюється трифазна система напруг, зсунутих по відношенню до фазним на 90° .

Нейтраль трансформатора, сполученого за схемою «зірка», заземлена.

Фазоповоротний трансформатор має високу і низьку сторону. Він складається з автотрансформатора (АТ) і вольтодобавочного трансформатора (ВДТ). Регулювання напруги проводиться шляхом зміни на АТ і ВДТ регулювальних відгалужень. Принцип регулювання напруги за допомогою ФПТ можна побачити на рисунку:

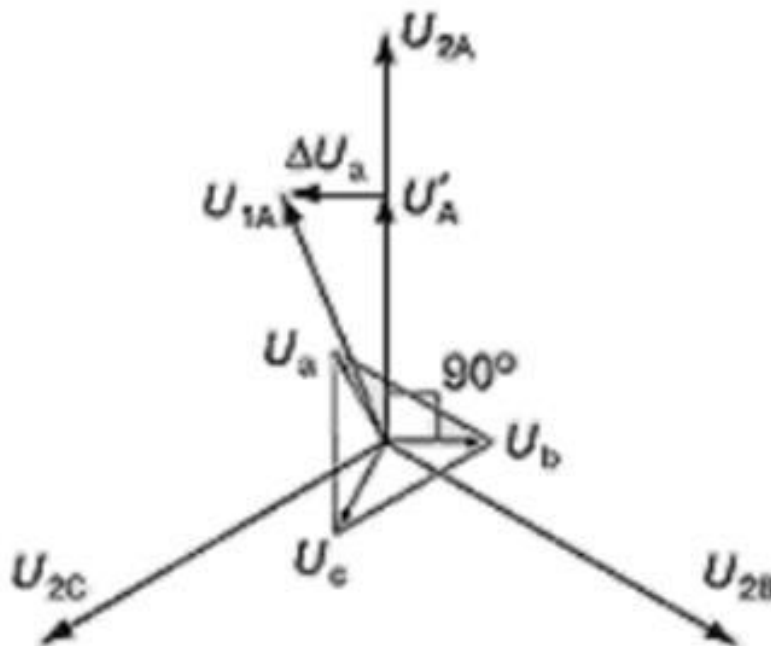


Рис. 3.1.3 - Векторна діаграма напруг

Фазний вектор вихідного напруга U_{1A} утворюється шляхом додавання вектора фазної напруги на стороні середньої напруги автотрансформатора який становить з ним кут 90° , і вектором ΔU_a напруги регулювального відгалуження вольтодобавочного трансформатора, кутовий зсув якого визначається відповідним підключенням до обмотці низької напруги автотрансформатора, з'єднаної трикутником. Вектор ΔU_a спрямований таким чином, щоб вектор напруги мережі низької напруги U_{1A} випереджав вектор напруги автотрансформатора U_a .

Опір фазоповоротного трансформатора складається з опору автотрансформатора ХВП і додаткового опору. Додатковий опір залежить від коефіцієнта трансформації $K_{вдт}$. Індуктивний опір фазоповоротного

трансформатора залежить від номера відпайки x і y . Змінюється до значення, в два рази перевершує опір автотрансформатора. При роботі з включеними максимальними відгалуженнями опір ФПТ буде максимальним. Якщо відключити ВДТ ($y = 0$), опір ФПТ складатиметься тільки з опору АТ.

При включенні фазоповоротного трансформатора в лінії з'являється паралельна шунтуюча гілка.

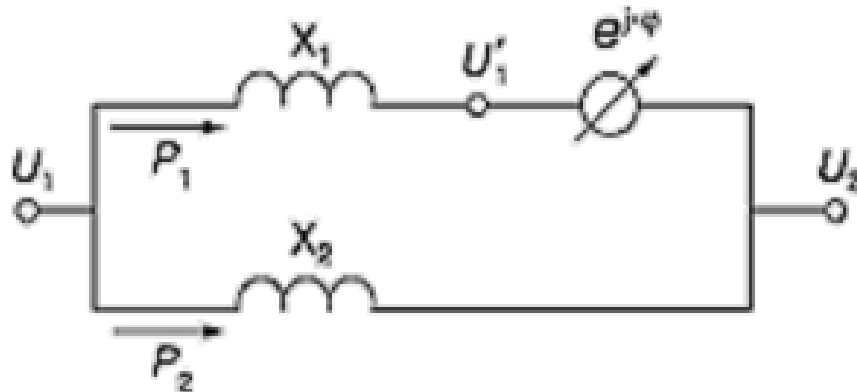


Рис. 3.1.4- Ланцюг з фазоповоротним трансформатором

$$P_1 = \frac{U_1 U_2}{X_1} \sin(\varphi + \delta) \quad (3.1.2)$$

де δ - кут зсуву фаз між напругою U_1 і U_2 .

Для того щоб збільшити потужність, передану по лінії, потрібно змінити кут. Знаходиться цей кут за формулою:

$$\varphi + \delta = \arcsin\left(\frac{P_1 X_1}{U_1 U_2}\right) \quad (3.1.3)$$

$$\delta = \arcsin\left(\frac{P_2 X_2}{U_1 U_2}\right) \quad (3.1.4)$$

Припустимо, що є дві лінії, напругою 500 кВ. Дві лінії потрібно завантажити в загальному на 500 МВт, причому одну на 300 МВт, а іншу на 200 МВт. $X_{Л1} = X_{Л2} = 150$ Ом. В лінію 1 встановимо фазоповоротний

трансформатор для зміни кута зсуву фаз між напругою на початку і в кінці лінії.

Визначимо, яким повинен бути кут фазоповоротного трансформатора, для того щоб вийшов потрібний поточкорозподіл. Підставимо в формули (1) і (2) дані.

$$\varphi + \delta = \arcsin\left(\frac{P_1 X_1}{U_1 U_2}\right)$$

$$\varphi + \delta = \arcsin\left(\frac{300 \cdot 150}{500 \cdot 500}\right)$$

$$\varphi + \delta = \arcsin(0.18)$$

$$\varphi + \delta = 10.36^\circ$$

$$\delta = \arcsin\left(\frac{P_2 X_2}{U_1 U_2}\right)$$

$$\delta = \arcsin\left(\frac{200 \cdot 150}{500 \cdot 500}\right)$$

$$\delta = \arcsin(0.12)$$

$$\delta = 6.89^\circ$$

Вищенаведені розрахунки показують, що для того щоб домогтися зазначеного поточкорозподілу в 200 МВт по одній лінії і 300 МВт по іншій лінії, потрібно повернути кут δ щоб отримати потрібне зрушення між напругами U_1 і U_2 .

Загальна характеристика фазоповоротних трансформаторів

Призначення і термінологія

- Для ідентифікації даного виду електрообладнання в літературі використовуються також такі терміни:

- - фазоповоротний трансформатор (ФПТ),
- крос-трансформатор (КТ);
- - в англomовній літературі:
- phase-shifting transformer (PST),
- phase angle regulator (PAR),
- quadrature booster (QBs).

Капітальні витрати на ФПТ можуть бути досить високими: чотири-шість мільйонів фунтів стерлінгів (6-9 мільйона доларів США) за одиницю потужністю понад 2000 МВА. Проте, ці витрати досить швидко окупаються за рахунок оптимізації режимів роботи електричної мережі.

Світовий досвід застосування фазоповоротних трансформаторів.

Фазоповоротні трансформатори застосовуються в британській електромережі з 1969 року, коли був введений в експлуатацію перший про фазоповоротний трансформатора напругою 275 кВ.

У 1997 році введено в експлуатацію два фазоповоротних трансформатора потужністю 2750 МВА, напругою 400 кВ з регулятором кута зсуву фаз, які мають 11 ступенів регулювання.

В даний час чотири таких ФПТ успішно працюють разом з існуючими п'ятьма потужністю 2000 МВА, 400 кВ і шістьма 275 кВ, 750 МВА потужністю.

У британській мережі передбачена можливість управління потоками активної потужності після відключення однієї або більшої кількості ліній електропередачі.

Можливість контролювати потоки потужності також дозволяє підвищити надійність електропостачання споживачів електроенергією при КЗ в лініях електропередач.

На думку фахівців з Великобританії, найефективніший спосіб управління потоками потужності - це застосування фазоповоротних трансформаторів. Гідність цього способу в тому, що забезпечуються додаткові гарантії надійності для електропостачання споживачів електроенергії без будівництва нових ліній, при цьому мінімізується вплив на навколишнє середовище від лінії електропередач.

У британській електричній мережі передає система складена з широко пов'язаного ряду коротких ліній (від 10 - до 100 км) Основний напрямок потоку активної потужності - з півночі, де є надлишок електроенергії, на південь, де зосереджені основні потужні споживачі електроенергії, наприклад промислові підприємства. Для надійності електропостачання ряд областей півдня живеться по декількох лініях електропередачі, які підключають одну область до іншого.

У відповідності зі стандартами Великобританії електропостачання споживачів має надійно забезпечуватися після коротких замикань, і при цьому залишатися в межах зазначених вимог щодо якості електропостачання. До того ж слід врахувати, що показники якості електроенергії в Європі суворіше ніж в СНД.

За екологічними і економічними причинами будівництво нових повітряних ліній дозволяється тільки тоді, коли зроблені техніко-економічні обґрунтування будівництва нових ліній.

Повітряні лінії електропередач успішно вводилися в останні роки, але існує фізична межа нового будівництва ліній. У цьому контексті фазоповоротні трансформатори - вельми привабливий варіант, і вони досить

активно використовуються в мережах Великобританії, щоб збільшити можливості транспорту потужності.

Простий приклад в таблиці 1 показує, як використання ФПТ може збільшити пропускну здатність мережі, в цьому випадку складається з чотирьох паралельних ланцюгів.

Таблиця 3.1 - Використання фазоповоротного трансформатора в аварійних режимах.

Ланцюг	Максимальне навантаження кожного ланцюга індивідуально (МВА)	Після аварії в ланцюзі 1 (гарантована здатність) без ФПТ (МВА)	Після аварії в ланцюзі 1 (гарантована здатність) з ФПТ в ланцюзі 2 (МВА)
1	5600	0	0
2	4400	4400	4400
3	4800	4400	4800
4	4800	4400	4800
Разом	19600	13200	14000

В цьому випадку фазоповоротний трансформатор використовується, щоб обмежити потік потужності в ланцюзі 2, при цьому ланцюзі 3 і 4 можуть нести свою граничне навантаження. Таким чином, повна після аварійна здатність передачі збільшена з 13200 до 14000 МВА.

Практично в реальних схемах повні опори кіл не завжди рівні, в зв'язку з цим ФПТ вводяться в кілька ланцюгів, щоб враховувати можливі аварійні сценарії з позиції надійного забезпечення споживачів електроенергією.

Дослідження схем і режимів роботи фазоповоротних трансформаторів Великобританії виконані в лабораторії Єдиної електросистеми Великобританії. ФПТ були спроектовані і виготовлені на заводі Стаффорда і

Единбурзькому заводу Піблс VAtech. В даний час ці заводи належать компаніям Areva і Siemens.

Загальний вигляд ФПТ даного типу показаний на рисунку 3.1.5.



Рис. 3.1.5 – Фазоповоротний трансформатор

У Великобританії працюють три основних мережевих компанії: National Grid (NGET), Scott і Gidro. Компанія NGET є провідною з перерахованих трьох компаній Великобританії, що спеціалізуються на електричних мережах. Вона готує семирічний план розвитку електроенергетики.

Франція

Франція має великий досвід проектування і впровадження фазоповоротних трансформаторів у власні електричні мережі, а також електричні мережі інших держав.

ФПТ виконуються як у вигляді окремого пристрою, так і в комплекті з автотрансформатором, при цьому зазвичай мають перемикач відгалужень під

навантаженням, який дозволяє змінювати величину струму лінії в певних межах під час роботи.

В принципі, стратегія управління потоками потужності в мережі полягає в наступному:

- «Лікувальний режим»: ФПТ працюється з малим фазовим зрушенням в нормальному режимі роботи. У разі якщо одна з ліній раптово відключиться, фазовий зсув автоматично зміниться, для того щоб зменшити потік потужності на перевантажених лініях і не допустити їх відключення.

- «Профілактичний режим»: ФПТ працюється з постійним фазовим зрушенням і перерозподіляє потоки активної потужності в нормальному режимі роботи, щоб підвищити ККД існуючої електричної мережі.

Шляхи управління можуть бути більш складними, ніж тільки «лікувальний» або тільки «профілактичний» режими, і іноді об'єднують їх обидва.

ФПТ Pragneres в нормальних режимах експлуатації працюється із зсувом фази, близьким до нуля. Якщо на лінії перевантаження, регулятор автоматично перемикає відгалуження ФПТ, щоб зменшити лінійний струм до розрахункової величини. Важливим параметром є швидкість перемикування відгалужень, оскільки швидке регулювання зсуву фази необхідно, щоб уникнути перевантаження і відключення лінії.

ФПТ Rance зазвичай працює на такому відгалуженні, яке відповідає зрушенню фази приблизно -7° . Цей постійний зсув фази зменшує повний опір однієї лінії і дозволяє оптимально розподіляти потоки потужності в лініях. Фаза ФПТ змінюється, коли сусідня лінія відключається для обслуговування.

Стратегія управління, яка використовується на підстанції Sainte-Cecile, є «профілактичної», а також «лікувальної». ФПТ має постійний фазовий

зрушення приблизно $+15^\circ$, який в нормальному режимі роботи оптимально розподіляє потоки потужності між лініями, що живлять цю ж саму зону. Крім того зрушення фази може змінюватися автоматично, щоб уникнути перевантаження ліній в електричній мережі при нештатних режимах.

У Франції також розроблені ФПТ для інших країн:

- для об'єднання електричних мереж Північної Ірландії і Ірландської республіки, технічні характеристики:

- номінальна потужність: 125 МВА,

- встановлена потужність: 2 x 95 МВА,

- номінальна напруга: 110 кВ;

- для США, технічні характеристики:

- номінальна потужність: 675 МВА,

- номінальна напруга: 345/138 кВ.

Тривалий досвід експлуатації ФПТ у Франції доводить ефективність їх застосування для вирішення проблеми розподілу потоків в електричних мережах змінного струму. Їх використання вигідно, так як вони відновлюють симетрію між декількома лініями, що дозволяє не вдаватися до розмикання ліній і тим самим забезпечують більш оптимізоване використання існуючої енергосистеми.

Бельгія і Нідерланди

ФПТ в основному використовуються на підстанціях, де дві національні мережі пов'язані один з одним.

Підхід до задачі застосування ФПТ ілюструє наступний приклад. Дослідження потоків потужності в прикордонному районі Бельгії і Франції, показали, що лінія 220 кВ між підстанцією RTE Chooz і підстанцією Elia

Monceau може бути значно перевантажена в разі відмов інших міжнаціональних ліній електропередачі. Важливість цієї лінії для промислового району Charleroi зумовила необхідність прийняти спеціальні заходи, щоб захистити цю лінію від перевантаження при всіх можливих режимах роботи електричної мережі в даній області.

За результатами моделювання різних режів було прийнято рішення встановити фазоповоротний трансформатор на підстанції 150 кВ Monceau. Основні характеристики ФПТ: напруга - 220 / 150кВ, потужність - 400МВА, діапазон регулювання фази - $(-15^{\circ} + 3^{\circ})$.

У комплект ФПТ входять системи захисту і управління, які повинні адекватно реагувати не тільки на команди системного оператора, а й на різні випадкові події в системі (удари блискавки, пошкодження ліній, вимикачів).

Сам фазоповоротний трансформатор також впливає на величини потоків потужності в системі, схеми релейного захисту та автоматики підстанцій. Характерна особливість ФПТ полягає в тому, що одна з його обмоток включається послідовно в лінію. Тому параметри ФПТ повинні бути узгоджені з параметрами лінії, перш за все по струму короткого замикання і захисту від перенапруг. Перед введенням даного ФПТ в експлуатацію в 2006 році всі ці питання були вирішені і узгоджені з системним оператором управління електричними мережами.

Загальний вигляд ФПТ підстанції Elia Monceau показаний на рисунку 3.1.6.



Рис. 3.1.6 - Фазоповоротний трансформатор, вид на радіатори системи охолодження

Автори проекту розробляють нові, більш потужні ФПТ, з параметрами: напруга - 400 / 400kV, потужність 1400 МВА, які передбачається встановити на кордоні між Бельгією і Голландією.

ФПТ для підстанцій Бельгії і Нідерландів поставлені компанією Alstom Grid. Alstom Grid поставляє ФПТ і в інші країни. З 1997 року компанія поставила дев'ять ФПТ Великобританії потужністю до 2750 МВА

В даний час Alstom Grid має контракт з National Grid на проектування, поставку та введення в експлуатацію двох ФПТ напругою 400 кВ, 2750МВА, який оцінюється в £ 18 мільйонів. Перший ФПТ був розроблений і виготовлений в 2012 році, другий - в 2013 для установки на підстанції Penwortham, Ланкашир.

Фазоповоротний трансформатор складається з двох трансформаторів, вага кожного близько 270 тонн. Після установки на підстанції, наповнення маслом і з'єднання загальна вага буде близько 1040 тонн. Поставку і введення

в експлуатацію фазоповоротних трансформаторів планується розпочати протягом 2013 і 2014 рр.

США і Канада

Фазоповоротні трансформатори в США і Канаді використовуються для реалізації таких функцій:

- 1) вдосконалення характеристик підстанцій,
- 2) збільшення резерву потужності підстанцій,
- 3) зменшення взаємовпливу ліній в електричній мережі,
- 4) управління потоками потужності в лініях,
- 5) видалення ожеледі на лініях електропередачі.

Перші дві функції призначені для перерозподілу потоків активної потужності в межах підстанції, або між підстанціями, при коротких замиканнях на лініях. В даних випадках струми короткого замикання обмежуються реакторами, включеними послідовно з ФПТ, а трансформатор компенсує паразитне зміщення зсуву фаз, введене реакторами.

У третьому випадку, система управління ФПТ налаштовується так, щоб майже повністю роз'єднувати пов'язані електричні мережі під час коротких замикань.

Останні дві функції використовують звичайний принцип управління потоками потужності, але з деякими нетрадиційними відмінностями, які полягають у наступному: для обмеження струму ФПТ послідовно включається реактор (ФПТ-Р) або паралельно - конденсатор. Для плавки ожеледі змінюють кут ФПТ так, щоб по лінії йшов збільшений струм, дроти більше грілися, тим самим розплавляючи лід.

У деяких варіантах послідовно в лінію включається блок, що складається з двох паралельних ланцюгів: одна - ФПТ-Р (з реактором), друга - ФПТ, послідовно з'єднаний з конденсатором (ФПТ-С). Така схема забезпечує сталість реактивної потужності в лінії і робить максимальної передачу активної потужності по лінії.

Приклади застосування ФПТ на підстанціях.

1. Удосконалення характеристик підстанцій.

Функція «вдосконалення характеристик підстанцій» використовується при необхідності збільшити потужність підстанції (рис. 5).

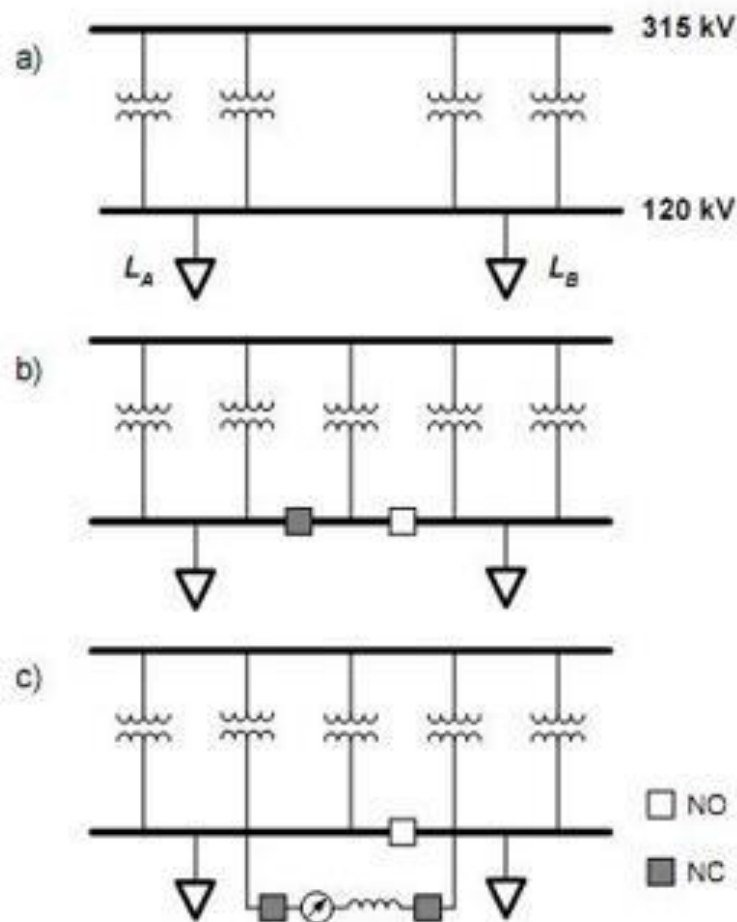


Рис. 3.1.7 - Використання фазоповоротного трансформатора на підстанціях.

Звичайний спосіб збільшення потужності діючої підстанції - установка додаткового трансформатора.

Як приклад взята підстанція напругою 315/120 кВ з чотирма трансформаторами потужністю 240 МВА, що працюють на загальну шину 120 кВ.

Потрібно встановити ще один трансформатор з такими ж параметрами.

Типове рішення:

- ще один трансформатор підключається на окрему шину 120 кВ;
- існуючі трансформатори поділяються на дві групи, кожна група працює на свою шину.

Кожна група може підключатися до шини додаткового трансформатора вимикачами, один з яких нормально замкнутий.

Постійне включення двох вимикачів виключається, так як в цьому випадку всі трансформатори працюватимуть на загальну шину, що може привести до неприпустимою величиною струмів КЗ.

Недоліки цього варіанту:

- поділ загальної шини 120 кВ, що знижує надійність електропостачання споживачів;
- нерівномірне завантаження шин.

Нове рішення.

- загальна шина 120 кВ розділяється на дві секції, між якими буде встановлено секційний вимикач;
- на одну секцію працюють три трансформатора, а на другу - два;

- секції з'єднані за допомогою перемички, що складається з ФПТ, реактора (група ФПТ-Р) і двох вимикачів між перемичкою і секціями.

У нормальному режимі роботи вимикачі перемички замкнуті, секційний вимикач розімкнений.

Дослідження показали, що ФПТ з параметрами 120 кВ, 264 МВА, діапазоном зсуву фази $\pm 12^\circ$ разом з трьома реакторами 28 МВАр, опором 5,7 Ом дозволяють цим п'яти трансформаторів працювати паралельно на загальну шину, при цьому перемичка забезпечує допустиму величину струмів КЗ.

При аварійному чи відключенні на обслуговування одного трансформатора секційний вимикач замикається, а вимикачі перемички розмикаються.

Переваги цього варіанту:

- можливість паралельної роботи всіх трансформаторів на загальну шину 120 кВ, що підвищує надійність електропостачання споживачів;
- можливість обмеження струмів КЗ до допустимого рівня без заміни існуючої на підстанції комутаційної і іншої високовольтної апаратури.

2. Збільшення резерву потужності підстанцій.

Функція «збільшення резерву потужності на підстанціях» використовується для підвищення надійності електропостачання споживачів при аваріях на підстанціях.

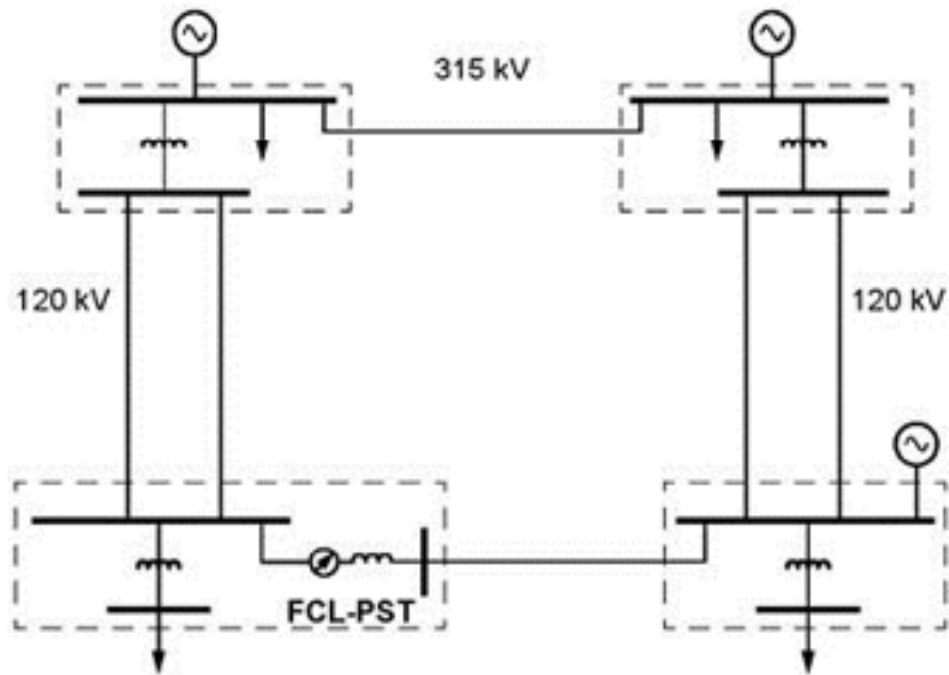


Рис. 3.1.8 - Фазоповоротний трансформатор як засіб збільшення резерву потужності на підстанціях.

Для цього шини на вході і виході двох підстанцій з'єднуються за допомогою перемичок, причому з'єднання вихідних шин виконується за аналогією з функцією «вдосконалення характеристик підстанцій» - перемичка містить ФПТ і реактор (ФПТ-Р).

Ця функція має інтерес для міст, де багато підстанцій розташовані близько один до одного і живлять радіальні підсхеми з великими струмами КЗ.

У деяких випадках при з'єднанні підсхем без ФПТ-Р може бути перевищений допустимий максимум струмів КЗ, а й в тих випадках, коли реактор не вимагається, велика ймовірність того, що різниця кутів зсуву фаз між підстанціями створить циркулює потік активної потужності, який може перевантажити трансформатори однієї підстанції.

ФПТ-Р надає можливість управляти обома проблемами, і таким чином дозволяє підстанціям допомагати один одному після втрати трансформатора або навіть втрати живильної лінії.

З'єднання двох або більше числа підстанцій підвищує надійність енергопостачання споживачів і сприяє кращому використанню резервного обладнання, яке в свою чергу додатково підвищує надійність і гнучкість електричної мережі.

Ці переваги можуть використовуватися, щоб забезпечити споживачів електроенергією при швидкому збільшенні навантажень, даючи достатню кількість часу для планування і будівництва нових інфраструктур.

Функція «збільшення резерву потужності підстанцій» здається особливо привабливою в центрах міст, де будівельні ділянки коштують дорого, і проекти вимагають тривалого і ретельного планування.

1. ФПТ в транспортній системі між штатами Арізона і Каліфорнія.

Мета застосування ФПТ - підвищити пропускну здатність лінії 500 кВ. Для вирішення цього завдання на передавальній підстанції Perkins встановлені два паралельних ФПТ 500 кВ, 650 МВА кожен, діапазон регулювання фази - ($\pm 25^\circ$).

Без ФПТ продуктивність лінії обмежена на рівні 800 МВт, при підключенні ФПТ посилення - 1 300 МВт, що близько до межі по нагріванню проводів

2. ФПТ в мережі між Вермонт і районом Нью-Йорка Plattsburgh.

ФПТ (115 кВ, 175 МВА, $\pm 40^\circ$) застосовується в системі трьох ліній 115 кВ, що живлять район Нью-Йорка Plattsburgh від підстанції магістральної лінії постійного струму напругою ± 500 кВ в штаті Вермонт.

Призначення фазоповоротного трансформатора - захист від перевантаження діючих ліній при аварії в одній з них.

Крім того, для того щоб збільшити пропускну здатність непошкоджених ліній з 105 до 140 МВт було вирішено паралельно ФПТ підключити реактор (75 Ом, 800 А, 48 МВАр) і дві батареї шунтуючих конденсаторів (25 МВАр).

Реалізація проекту була розпочата 11 серпня 1997, комерційна робота - 29 червень 1998.

Дослідження схем і режимів роботи фазоповоротних трансформаторів, дослідних зразків і комплексів на їх основі проводяться в компанії Hydro-Quebec (Канада). Для цієї мети використовується моделює пристрій енергосистеми Hydro-Quebec.

Україна

В Україні ФПТ ще не застосовуються, хоча актуальність застосування цієї техніки давно перезріла - перш за все, з позиції зменшення втрат електроенергії в електричних мережах. Вважається, що втрати електроенергії в мережах України складають 7,2%. Відзначимо той факт, що дана цифра відноситься до 2005 року. Пізніша достовірна інформація, заснована на статистиці, відсутня..

У зонах дії ФПТ- трансформаторні підстанції забезпечують наступні переваги:

1) Чотирьох - п'яти кратну розвантаження ліній 110 кВ і дво- трьох кратну розвантаження ліній 220 кВ від транзитних потоків, пов'язаних з передачею енергії по лінії 500 кВ в режимах максимальної потужності.

2) Поліпшення використання магістральних ліній 500 кВ, завдяки збільшенню їх завантаження до оптимального рівня за умовою мінімуму втрат в мережі в режимі максимальної потужності.

3) Усунення «пробок» в розподільній мережі, що створюються перевантаженням окремих ділянок ліній 110 і 220 кВ, паралельних магістральних ліній 500 і, в деяких випадках, паралельних близьким лініям 330 і 750 кВ.

4) Поліпшення умов для диспетчеризації завдяки винесенню більшої частини транзитних потоків з мереж 220 і 110 кВ і, тим самим, звільнення їх для близьких міжсистемних і внутрішньосистемних потоків.

5) Загальне підвищення надійності мережі внаслідок розумного використання всіх її основних ліній - магістральних ліній і найбільш важливих ліній розподільних мереж.

6) Зниження втрат в мережах 110 - 750 кВ приблизно в 1,5 рази.

У висновку можна сказати, що світовий досвід розробки та експлуатації фазоповоротних трансформаторів - Великобританії, Франції, Бельгії, Нідерландів - переконливо свідчить про ефективність застосування ФПТ для оптимального управління потоками електричної енергії в електричних мережах.

3.2. Приклад застосування фазоповоротного трансформатора

Для розрахунку оберемо дві лінії, які працюють в енергосистемі паралельно одна відносно іншої. Напруга обох ліній 330 кВ, проводи марки АС 300/19, довжина першої лінії 260 км, другої – 180 км, сумарна потужність для передачі 700 МВт. Потрібно знайти втрати потужності та напруги обох ліній для різних режимів: перший – при однорідному потокорозподілу по обом лініям, другий – аварійний для першої лінії та недовантаженні іншої.

Потім потрібно показати вплив фазоповоротного трансформатора для обох варіантів.

Вихідні дані для розрахунку: $l_{Л1} = 260 \text{ км}$, $l_{Л2} = 180 \text{ км}$, $U_1 = 330 \text{ кВ}$,
 $r_0 = 0.103 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0.33 \text{ Ом/км}$, $b_0 = 1.5 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км}$, $P_{НАТΣ} = 700 \text{ МВт}$.

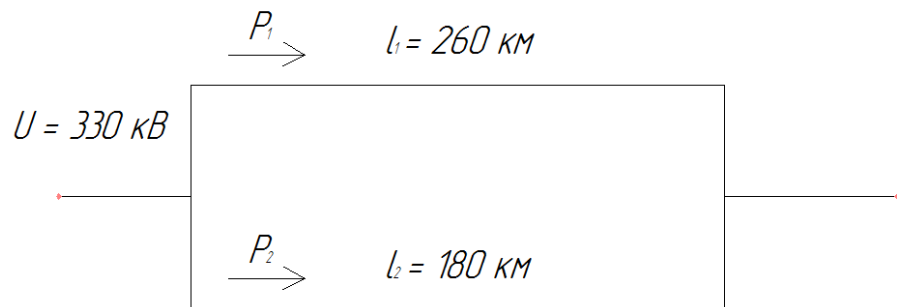


Рис. 3.2.1. Вихідна схема

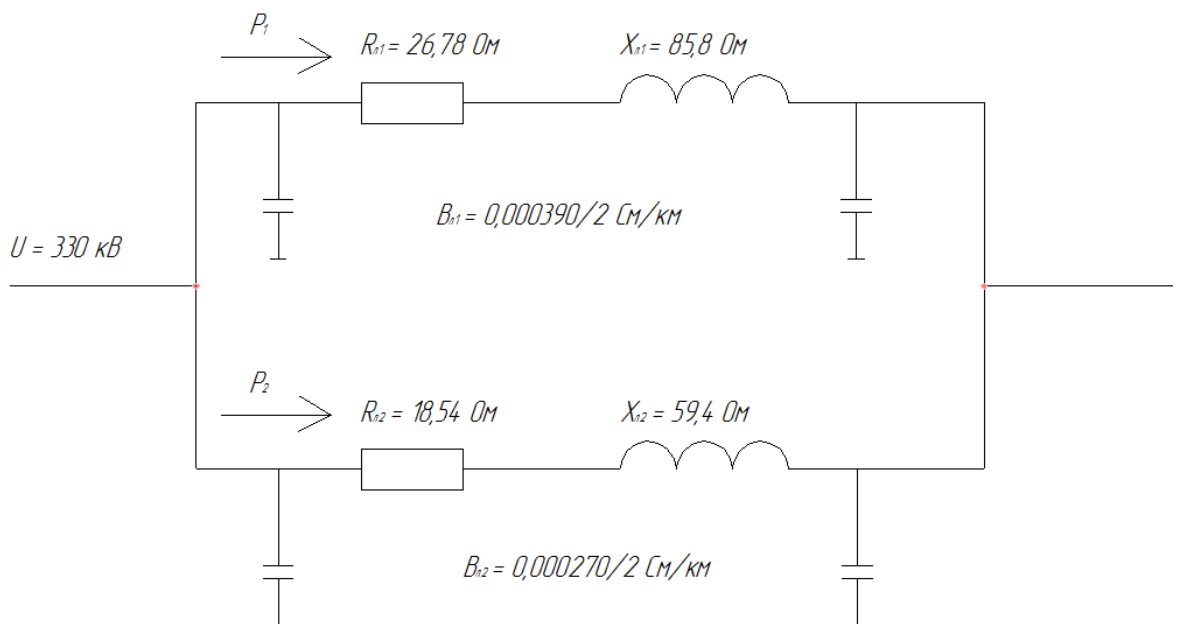


Рис. 3.2.2. Схема заміщення

Знайдемо параметри схеми заміщення

для першої лінії:

$$R_{Л1} = r_0 \cdot l_{Л1} = 0.103 \cdot 260 = 26.78 \text{ Ом}$$

$$X_{Л1} = x_0 \cdot l_{Л1} = 0.33 \cdot 260 = 85.8 \text{ Ом}$$

$$B_{Л1} = b_0 \cdot l_{Л1} = 1.5 \cdot 10^{-6} \cdot 260 = 390 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

для другої лінії:

$$R_{Л2} = r_0 \cdot l_{Л2} = 0.103 \cdot 180 = 18.54 \text{ Ом}$$

$$X_{Л2} = x_0 \cdot l_{Л2} = 0.33 \cdot 180 = 59.4 \text{ Ом}$$

$$B_{Л2} = b_0 \cdot l_{Л2} = 1.5 \cdot 10^{-6} \cdot 180 = 2700 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Розрахунок першого варіанту (рівномірний поточкорозподіл)

Знайдемо повну потужність першої лінії:

реактивна потужність лінії:

$$Q_{B1} = U_1^2 \cdot B_{Л1} = 330^2 \cdot \frac{390}{2} \cdot 10^{-6} = 21.24 \text{ МВар}$$

повна потужність:

$$S_1 = P - jQ_{B1} = 350 - j21.24 \text{ МВА}$$

$$S_1 = \sqrt{P^2 + Q_{B1}^2} = \sqrt{350^2 + 21.24^2} = 350.6 \text{ МВА}$$

Знайдемо втрати потужності першої лінії:

Знаходимо втрати активної потужності:

$$\Delta P_{Л1} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_{Л1} = \frac{350^2 + 21.24^2}{330^2} \cdot 26.78 = 30.2 \text{ МВт}$$

Знаходимо втрати реактивної потужності:

$$\Delta Q_{Л1} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X_{Л1} = \frac{350^2 + 21.24^2}{330^2} \cdot 85.8 = 96.8 \text{ МВар}$$

Знайдемо повну потужність другої лінії:

реактивна потужність лінії:

$$Q_{B2} = U_1^2 \cdot B_{Л2} = 330^2 \cdot \frac{270}{2} \cdot 10^{-6} = 14.7 \text{ MVar}$$

повна потужність:

$$S_2 = P - jQ_{B2} = 350 - j14.7 \text{ MBm}$$

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q_{B2}^2} = \sqrt{350^2 + 14.7^2} = 350.3 \text{ MVA}$$

Знайдемо втрати потужності другої лінії:

втрати активної потужності складають:

$$\Delta P_{Л2} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_{Л2} = \frac{350^2 + 14.7^2}{330^2} \cdot 18.54 = 20.9 \text{ MBm}$$

втрати реактивної потужності складають:

$$\Delta Q_{Л2} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X_{Л1} = \frac{350^2 + 14.7^2}{330^2} \cdot 59.4 = 66.9 \text{ MVar}$$

Знайдемо втрати напруги:

для першої лінії:

$$\Delta U_{Л1} = \frac{P_1 \cdot R_{Л1} + Q_1 \cdot X_{Л1}}{U} = \frac{350 \cdot 26.78 + 21.24 \cdot 85.8}{330} = 33.87 \text{ kV}$$

для другої лінії:

$$\Delta U_{Л2} = \frac{P_2 \cdot R_{Л2} + Q_2 \cdot X_{Л2}}{U} = \frac{350 \cdot 18.54 + 66.9 \cdot 59.4}{330} = 31.6 \text{ kV}$$

Як видно з розрахунку при рівномірному поточкорозподілі по двом лініям втрати потужності та напруги дуже великі.

Розрахунок другого варіанту

При перевантаженні першої лінії тобто,
 $P_1 = 0.75 \cdot P_{HAT\Sigma} = 0.75 \cdot 700 = 525 MBm$ і розвантаженні другої,
 $P_2 = 0.25 \cdot P_{HAT\Sigma} = 0.25 \cdot 700 = 175 MBm$.

Знайдемо повну потужність першої лінії:

реактивна потужність лінії:

$$Q_{B1} = U_1^2 \cdot B_{Л1} = 330^2 \cdot \frac{390}{2} \cdot 10^{-6} = 21.24 MVar$$

повна потужність:

$$S_1 = P_1 - jQ_{B1} = 525 - j21.24 MBm$$

$$S_1 = \sqrt{P^2 + Q_{B1}^2} = \sqrt{525^2 + 21.24^2} = 525.4 MVA$$

Знайдемо втрати потужності першої лінії:

Знайдемо втрати активної потужності:

$$\Delta P_{Л1} = \frac{P_1^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_{Л1} = \frac{525^2 + 21.24^2}{330^2} \cdot 26.78 = 70.2 MBm$$

Знайдемо втрати реактивної потужності:

$$\Delta Q_{Л1} = \frac{P_1^2 + Q^2}{U^2} \cdot X_{Л1} = \frac{525^2 + 21.24^2}{330^2} \cdot 85.8 = 217.5 MVar$$

Знайдемо повну потужність другої лінії:

реактивна потужність лінії:

$$Q_{B2} = U_1^2 \cdot B_{Л2} = 330^2 \cdot \frac{270}{2} \cdot 10^{-6} = 14.7 MVar$$

повна потужність:

$$S_2 = P_2 - jQ_{B2} = 175 - j14.7 \text{ MBm}$$

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q_{B2}^2} = \sqrt{175^2 + 14.7^2} = 175.6 \text{ MVA}$$

Знайдемо втрати потужності другої лінії:

втрати активної потужності складають:

$$\Delta P_{Л2} = \frac{P_1^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_{Л2} = \frac{175^2 + 14.7^2}{330^2} \cdot 18.54 = 5.25 \text{ MBm}$$

втрати реактивної потужності складають:

$$\Delta Q_{Л2} = \frac{P_1^2 + Q^2}{U^2} \cdot X_{Л1} = \frac{175^2 + 14.7^2}{330^2} \cdot 59.4 = 16.8 \text{ MVar}$$

Знайдемо втрати напруги:

для першої лінії:

$$\Delta U_{Л1} = \frac{P_1 \cdot R_{Л1} + Q_1 \cdot X_{Л1}}{U} = \frac{525 \cdot 26.78 + 21.24 \cdot 85.8}{330} = 48 \text{ kV}$$

для другої лінії:

$$\Delta U_{Л2} = \frac{P_2 \cdot R_{Л2} + Q_2 \cdot X_{Л2}}{U} = \frac{175 \cdot 18.54 + 66.9 \cdot 59.4}{330} = 21.8 \text{ kV}$$

Знайдемо сумарні втрати потужності:

першого варіанту

$$\Delta P_{\Sigma 1} = \Delta P_{Л1} + \Delta P_{Л2} = 30.2 + 20.9 = 51.1 \text{ MBm}$$

$$\Delta Q_{\Sigma 1} = \Delta Q_{Л1} + \Delta Q_{Л2} = 96.8 + 66.9 = 163.7 \text{ MVar}$$

другого варіанту

$$\Delta P_{\Sigma 1} = \Delta P_{Л1} + \Delta P_{Л2} = 70.2 + 5.25 = 75.45 \text{ MBm}$$

$$\Delta Q_{\Sigma 1} = \Delta Q_{Л1} + \Delta Q_{Л2} = 217.5 + 16.8 = 234.3 \text{ MVar}$$

Як видно із сумарних втрат потужності при перевантаженні ліній збільшується сумарні втрати. Виходячи з цього, зростають витрати на дані втрати електроенергії. Щоб цього уникнути потрібно використовувати пристрій який буде перерозподіляти потужність по лініях без їх перевантаження, такий пристрій називається фазоповоротним трансформатором. Даний пристрій впливає на кут зсуву між вхідною та вихідною напругою лінії електропередач.

Розглянемо вплив ФПТ на ці лінії для обох варіантів.

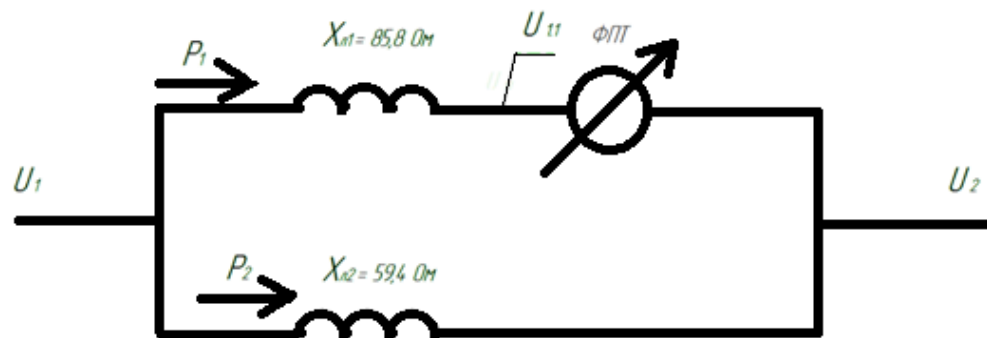


Рис. 3.2.3. Схема з використанням фазоповоротного трансформатора

Для першого варіанту:

$$P_1 = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_{Л1}} \cdot \sin(\delta + \varphi)$$

$$P_2 = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_{Л1}} \cdot \sin(\delta)$$

звідси знайдемо кут повороту ФПТ:

$$(\delta + \varphi) = \arcsin\left(\frac{P_1 \cdot X_{Л1}}{U_1 \cdot U_2}\right) = \arcsin\left(\frac{350 \cdot 85.8}{330 \cdot 330}\right) = 16^\circ$$

$$\delta = \arcsin\left(\frac{P_2 \cdot X_{Л2}}{U_1 \cdot U_2}\right) = \arcsin\left(\frac{350 \cdot 59.4}{330 \cdot 330}\right) = 11^\circ$$

$$\varphi = 16^\circ - 11^\circ = 5^\circ,$$

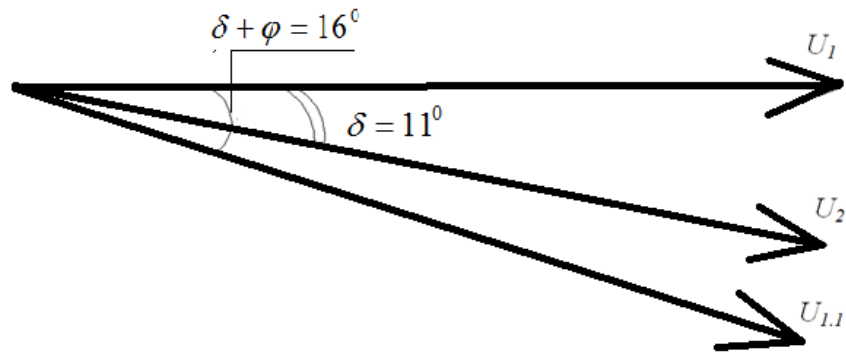


Рис. 3.2.3. Векторна діаграма напруг для першого варіанту

Для другого варіанту:

$$(\delta + \varphi) = \arcsin\left(\frac{P_1 \cdot X_{Л1}}{U_1 \cdot U_2}\right) = \arcsin\left(\frac{525 \cdot 85.8}{330 \cdot 330}\right) = 24.33^\circ$$

$$\delta = \arcsin\left(\frac{P_2 \cdot X_{Л2}}{U_1 \cdot U_2}\right) = \arcsin\left(\frac{175 \cdot 59.4}{330 \cdot 330}\right) = 5.45^\circ$$

$$\varphi = 24.33^\circ - 5.45^\circ = 18.88^\circ$$

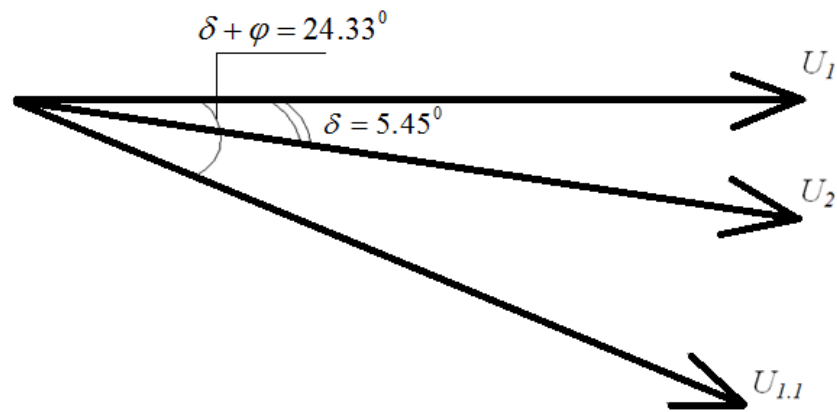


Рис. 3.2.5. Векторна діаграма напруг для другого варіанту

Як видно із розрахунку для того щоб розвантажити першу лінію потрібно повернути кут фазоповоротного трансформатора на кут $\varphi = 18.88^\circ$. Це дозволяє ефективно розподілити потужність по двом паралельним лініям, що призводить до зменшення сумарних втрат ліній електропередач, тобто, підвищити пропускну здатність ліній. Це досягається за рахунок тиристорного керування ФПТ, тобто підвищена швидкодія на зміну перетоків потужності в лініях електропередачі. Також для першого варіанту також потрібно повернути кут ФПТ на кут $\varphi = 5^\circ$, для того щоб підвищити пропускну здатність лінії.

Як видно із розрахунків фазо поворотний трансформатор дозволяє керувати кутом зсуву між вхідною та вихідною напругами, що в свою чергу дозволяє керувати пропускну здатністю лінії та підвищувати її ефективність.

4. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ФАЗОПОВОРОТНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

4.1. Математичний опис фазоповоротного трансформатора

Фазоповоротний трансформатор, однофазна схема заміщення якого приведена на рис. 4.1.1, а трифазна схема - на рис.4.1.2, спроектований і знаходиться у виготовленні на АТ «Запоріжтрансформатор». Зауважимо, що така конструкція ФПТ оригінальна і відрізняється від зарубіжних аналогів.

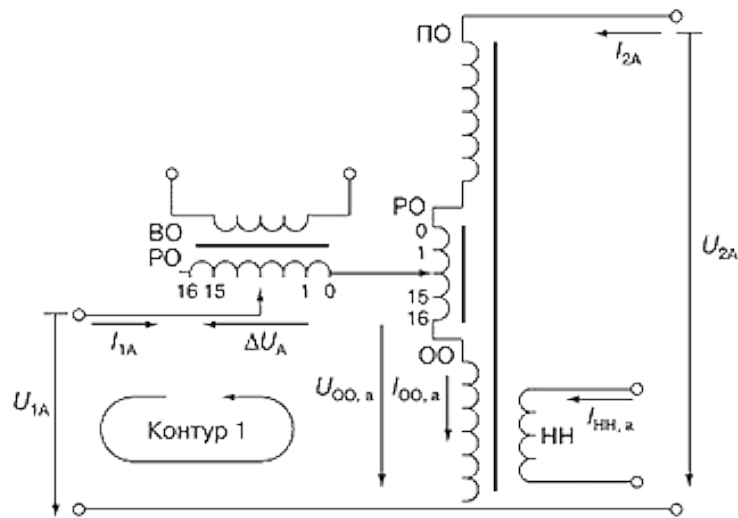


Рис. 4.1.1. Однофазна схема заміщення ФПТ

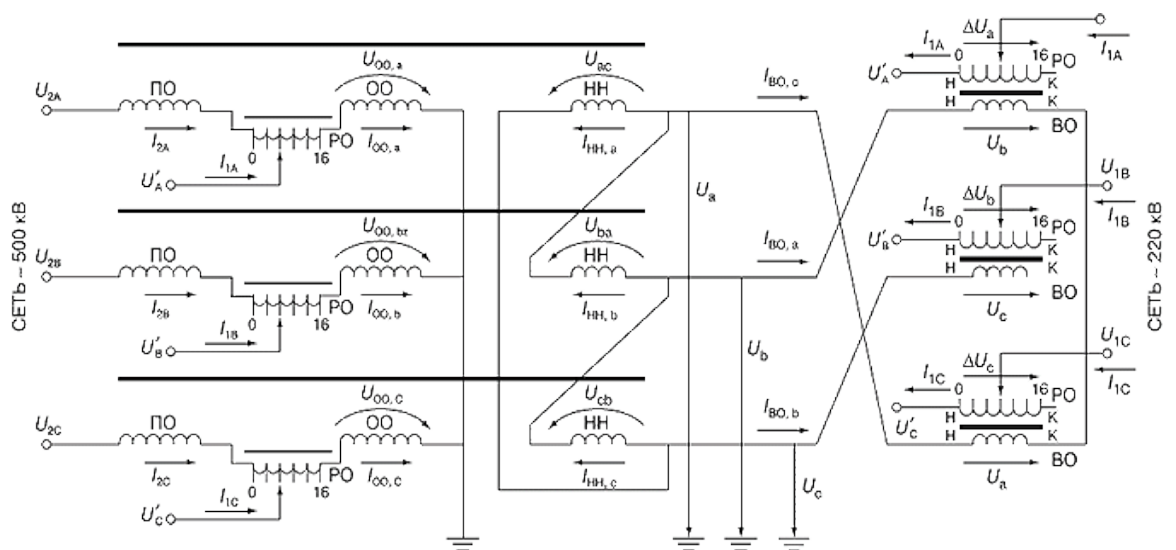


Рис. 4.1.2. Трифазна схема заміщення ФПТ

ФПТ складається з автотрансформатора (АТ) і вольтододавального трансформатора (ВДТ). Регулювання напруги проводиться шляхом зміни на АТ і ВДТ регулювальних відгалужень (номерів відгалуджень x і y). Число ступенів регулювання в реальному конструкції становить 16 як у АТ, так і у ВДТ, при цьому кут змінюється в межах $0 \dots 22,4$ електричних градусів в режимі холостого ходу ФПТ.

Ідею поперечного регулювання з ФПТ можна легко побачити за допомогою векторної діаграми напруг (рис. 4.1.3).

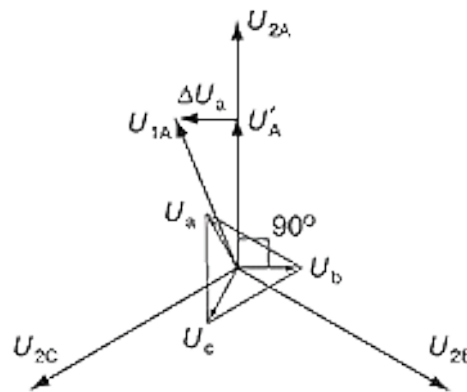


Рис. 4.1.3. Векторна діаграма напруг

Фазний вектор вихідної напруги U_{1A} утворюється складанням вектора фазної напруги на стороні СН АТ і складовим з ним кут 90° вектором ΔU_a напруги ВДТ, кутовий зсув якого визначається відповідним підключенням до обмотці НН АТ, з'єднаної трикутником. Вектор ΔU_a спрямований таким чином, щоб вектор напруги мережі 220 кВ U_{1A} випереджав вектор напруги автотрансформатора U'_A відповідно при обертанні векторів проти годинникової стрілки.

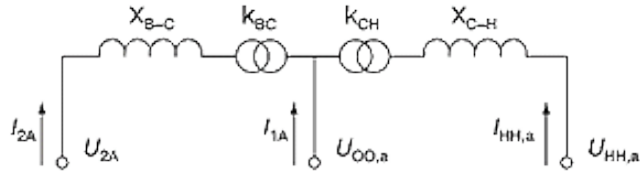


Рис. 4.1.4. Схема заміщення автотрансформатора

Для схеми ФПТ (рис. 4.1.2), схеми заміщення АТ (рис. 4.1.4) і схеми заміщення ВДТ (як звичайного двохобмоткового трансформатора) були написані рівняння згідно 1-му і 2-му законам Кірхгофа. Спільне рішення записаних рівнянь дозволяє вивести рівняння ФПТ, наприклад, для напруги $U_{1A} = f(U_{2A}, I_{1A})$:

$$U_{1A} = U_{2A} \cdot k_{BC} \cdot \left(1 + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{k_{ВДТ}}{k_{CH}} \right) + I_{1A} \cdot j \cdot x_{АГР} \quad (4.1.1.)$$

$$\text{або } U_{1A} = U_{2A} \cdot k_{BC}^1 \cdot e^{j\varphi} + I_{1A} \cdot j \cdot x_{АГР} \quad (4.1.2.)$$

$$\text{де } k_{BC}^1 = k_{BC} \cdot \sqrt{1 + \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{k_{ВДТ}}{k_{CH}} \right)^2}, \quad \varphi = \arctan \left(\frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{k_{ВДТ}}{k_{CH}} \right) \quad (4.1.3.)$$

$$x_{АГР} = k_{ВДТ}^2 \cdot \left[x_{ВДТ} + \frac{1}{3} \cdot x_{CH} + k_{BC}^2 \cdot x_{BC} \cdot \left(\frac{1}{k_{ВДТ}^2} + \frac{1}{3} \cdot \frac{1}{k_{CH}^2} \right) \right] \quad (4.1.4.)$$

де: k_{BC} , k_{CH} , $k_{ВДТ}$ - відповідність коефіцієнти трансформації (відносини чисел витків);

$x_{ВДТ}$ - опір ВДТ, приведене до обмотці низької напруги;

x_{CH} - опір АТ обмотки СН, приведене до обмотці середньої напруги;

x_{BC} - опір АТ обмотки ВС, приведене до обмотці високої напруги.

$x_{АГР}$ приведено до обмотці СН.

Рівняння ФПТ для струму $I_{2A} = f(I_{1A})$:

$$I_{2A} = I_{1A} \cdot k_{BC} \cdot \left(j \cdot \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{k_{ВДТ}}{k_{CH}} - 1 \right) \quad (4.1.4.)$$

$$\text{або } I_{2A} = -I_{1A} \cdot k_{BC}^1 \cdot e^{+j\varphi} \quad (4.1.6.)$$

Таким чином, схема заміщення ФПТ, що складається з АТ і ВДТ для струмів і напруг прямої послідовності, має вигляд, показаний на рис. 4.1.4.

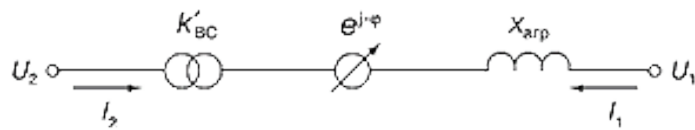


Рис. 4.1.4. Схема заміщення ФПТ, що складається з АТ і ВДТ

Схема заміщення складається з ідеального трансформатора з коефіцієнтом трансформації k'_{BC} , фазоповоротного трансформатора $e^{+j\varphi}$ і сумарною реактивності X_{agr} .

4.2. Індуктивний опір фазоповоротного трансформатора

Приведемо раніше записаний вираз для опору ФПТ до сторони високої напруги:

$$X_{АГР} = X_{BC} \cdot \frac{k_{BC}^2}{k_{BC}^{1\ 2}} + \frac{k_{ВДТ}^2}{k_{BC}^{1\ 2}} \cdot \left[X_{ВДТ} + \frac{1}{3} \cdot X_{CH} + \frac{1}{3} \cdot X_{BC} \cdot \frac{k_{BC}^1^2}{k_{CH}^2} \right] \quad (4.2.1.)$$

$$\text{де } k_{BC}^1 = k_{BC} \cdot \sqrt{1 + \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{k_{ВДТ}}{k_{CH}} \right)^2};$$

$$k_{BC} = \frac{501 + (16 - x) \cdot 8.5}{1237} - \text{коефіцієнт трансформації АТ (ВН – СН)}$$

$$k_{CH} = \frac{501 + (16 - x) \cdot 8.5}{165} - \text{коефіцієнт трансформації АТ (СН – НН)}$$

$$k_{ВДТ} = \frac{16 \cdot y}{118} - \text{коефіцієнт трансформації ВДТ};$$

де x, y - номери відгалужень РПН АТ і ВДТ.

Опір ФПТ складається з опору автотрансформатора $x_{ВС}$ і додаткового опору. З формули видно, що додатковий опір залежить від коефіцієнта трансформації $k_{ВДТ}$.

Залежність значень індуктивного опору ФПТ від номерів відгалужень (x, y) на площині наведена на рис. 4.2.1. Індуктивний опір ФПТ змінюється в залежності від номера відгалужень: від значення 57,75 Ом, що відповідає опору АТ, до значення, що в два рази перевершує опір АТ.

Видно також, що при роботі ФПТ з максимальними відгалуженнями ($x = 16$ і $y = 16$) опір ФПТ буде максимальним. При відключеному ВДТ ($y = 0$) опір ФПТ буде відповідати опору АТ.

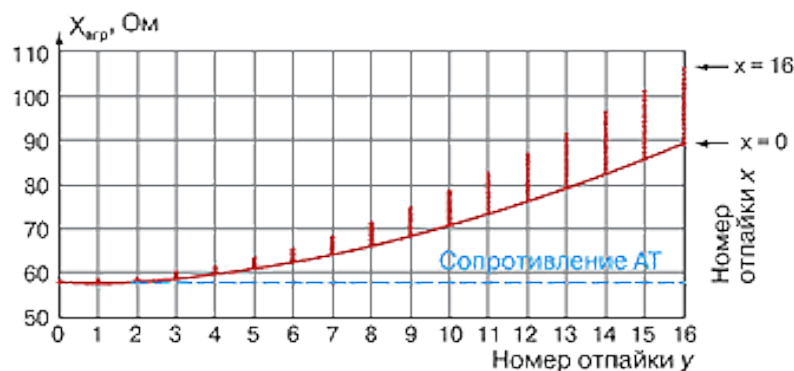


Рис. 4.2.1. Залежність значень індуктивного опору ФПТ від номеру відгалужень (x, y).

Таким чином, розроблено математичну модель ФПТ реальної конструкції, отримана схема заміщення ФПТ і визначені числові параметри схеми. Проведено розрахунки режимів з реальною моделлю ФПТ, підтвердивши можливість примусового перерозподілу потужностей в електричній системі при прийнятних параметрах режимів.

5. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ФАЗОПОВОРТНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

5.1. Загальні положення

Зростання електроспоживання ставить перед енергетикою задачі підвищення пропускної здатності ліній електропередач. Підвищення пропускної здатності ліній електропередач зазвичай вимагає великих витрат та досягається в основному за рахунок підвищення напруги, модернізація конструкції ЛЕП, введення додаткових приладів компенсації, які зменшують вплив параметрів, які обмежують передачу потужності.

Одним із засобів збільшення пропускної здатності є зміна кута фазового зсуву між напругою, стабілізацією напруги.

Пристроєм, що змінює кут між фазами напруги на початку та в кінці лінії, є фазоповоротний трансформатор.

Фазоповоротний трансформатор - пристрій складається із двох трансформаторів: послідовного і паралельного.

Розрахунок економічної ефективності використання фазоповоротного трансформатора приведемо на прикладі двох ліній електропередачі, які працюють паралельно. Протяжність першої – 260 км, другої – 180 км, напруга 330 кВ, сумарна натуральна потужність 700 МВт. Приводиться порівняння двох варіантів базовий – без ФПТ, а новий із його використанням при розподілі потужності.

5.2. Визначення величини капіталовкладень

Розрахунок капітальних вкладень проводиться додаванням вартості елементів схеми електропостачання, витрат на доставку, монтаж та пусконаладжувальні роботи.

$$K = V_{обл} + V_{д} + V_{м} + V_{пн} \quad (5.2.1)$$

де K – капіталовкладення, грн.

$V_{обл}$ – вартість обладнання, грн.;

V_d – вартість доставки, грн. Може бути прийнята у розмірі 10% від вартості обладнання;

V_m – вартість монтажних робіт з врахуванням вартості монтажних матеріалів, грн. Може бути прийнята у розмірі 35% від вартості обладнання.

$V_{пн}$ – вартість пусконаладжувальних робіт, грн. Приймається в розмірі 15% від вартості обладнання.

До встановлення приймається фазоповоротний пристрій, вартість якого за даними виробника складає 2665312 грн. Пристрій встановлюється на підстанції.

$$K = 2665312 \cdot \left(1 + \frac{10 + 35 + 15}{100} \right) = 4264499.22 \text{ грн}$$

5.3. Визначення експлуатаційних витрат

До розрахунку включаються лише ті статті витрат, які різняться за варіантами – базового та нового. Проведемо розрахунок річних експлуатаційних витрат.

Обчислимо основну та додаткову заробітну плату робітників з соціальними відрахуваннями:

$$Z_{\text{екс}} = Q_{\text{то}} \cdot l_c \cdot K_o \left(1 + \frac{H_{\text{соц}}}{100} \right) \quad (5.3.1)$$

де $Q_{\text{то}}$ – річна трудомісткість експлуатаційних робіт;

l_c – значення середньої часової тарифної ставки робітників, грн./год;

K_o – коефіцієнт, який враховує премії та усі види грошових доплат. Може бути прийнятий на рівні 1,25-1,35.

H – коефіцієнт єдиного соціального внеску;

$$Z_{\text{екс. баз}} = 15945.6 \cdot 32.20 \cdot 1.3 \cdot \left(1 + \frac{22}{100} \right) = 814329.04 \text{ грн}$$

$$З_{екс.нов} = 9052.6 \cdot 32.20 \cdot 1.3 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 462309 \text{ грн}$$

Ціна експлуатаційних матеріалів може бути орієнтовно прийнята в розмірі 15% від $З_{екс}$.

$$З_{екс.мат.баз} = 0.15 \cdot 814329.04 = 122149.4 \text{ грн}$$

$$З_{екс.мат.нов} = 0.15 \cdot 462309 = 69346.3 \text{ грн}$$

Витрати на поточний ремонт обладнання містять основну та додаткову зарплату ремонтних робітників з відрахуваннями в соціальні фонди:

$$З_p = 0,8 \cdot Q_p \cdot l_{cp} \cdot K_{\partial} \left(1 + \frac{H_{соц}}{100}\right) \quad (5.3.2)$$

де 0,8 – коефіцієнт частки поточних ремонтів до загальної суми ремонтних робіт;

Q_p – величина річної трудомісткості ремонтних робіт. Визначається згідно нормативів;

l_{cp} – величина середньої часової тарифної ставки ремонтних робітників, грн./год.

$$З_{p.баз} = 0.8 \cdot 8581.5 \cdot 38.60 \cdot 1.3 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 420284.8 \text{ грн}$$

$$З_{p.нов} = 0.8 \cdot 2876.5 \cdot 38.60 \cdot 1.3 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 140878.5 \text{ грн}$$

Вартість ремонтних матеріалів та запасних частин може бути прийняті в розмірі 75% від $З_p$

$$З_{p.мат.баз} = 0.75 \cdot 420284.8 = 315213.6 \text{ грн}$$

$$З_{p.мат.нов} = 0.75 \cdot 140878.5 = 105658.9 \text{ грн}$$

Витрати на аварійний ремонт.

Перевантаження ліній які дуже часто зустрічаються призводять до їх швидкого старіння, тобто вони дуже швидко зношуються. Це призводить до передчасного ремонту цих ліній. Також перевантаження ліній призводить до аварій. Для цих випадків лінію 330 кВ потрібно виводити в ремонт, що тягне за собою перевантаження інших ліній. Ремонт лінії включає в себе наступні роботи: пошук пошкоджених ділянок, демонтаж, ремонт (включаючи вартість ремонтних матеріалів), монтаж, випробування та пусконаладжувальні роботи. Кошторисна вартість ремонту за даними підрядних організацій може бути прийнята $Z_{\text{Авар.}} = 9000 \text{ грн.}$ Після встановлення ФПТ перевантажень ліній можна уникнути за рахунок оптимізації режимів роботи електричної мережі.

Таблиця 5.1. Розрахунок трудомісткості ремонтних робіт

Назва елементів схеми	Кіль- кість,	Тривалість, міс			Структура ремонтного циклу			Трудомісткість, нормо-год.								
								Нормативна			За рем. цикл				Річна	
		$T_{p.ц.,}$ міс	$T_{p.п.,}$ міс	$T_{o.п.,}$ міс	n_k	n_m	n_o	Q_k^H	Q_m^H	Q_o^H	Q_k	Q_m	Q_o	Q^Σ	Q_p	Q_{TO}
Базовий варіант																
Вимикач	4	15	12	0	1	14	0	24	7	0,7	96	392	0	488	33	67,2
Пристрої РЗА	4	4	12	1	1	3	44	12	4	0,4	48	48	70	96	24	38,4
ПЛ 330 кВ	260	8	12	5	1	7	11	50	15	1,5	13000	27300	4368	40300	5037	9360
ПЛ 330 кВ	180	8	12	5	1	7	11	50	15	1,5	9000	18900	3024	27900	3487,5	6480
Всього															8581,5	15945,6
Новий варіант*																
Вимикач	4	20	18	0	1	12	0	20	5	0,5	80	247	0	327	16,3	48,8
Пристрої РЗА	4	5	18	2	1	2	27	10	3	0,3	40	28	32	38	13,6	28,8
ПЛ 330 кВ	260	18	26	12	1	7	10	45	8	0,8	11700	15200	2016	26900	1494,4	4992
ПЛ 330 кВ	180	18	26	12	1	7	10	45	8	0,8	8100	10523	1395,7	18623	1034,6	3456
Автотрансформатор	1	8	6	2	1	15	32	300	120	12	300	1800	384	2100	262,5	288
Трансформатор	1	12	36	2	1	3	68	360	100	10	360	300	680	660	55	240
Всього															2876,4	9052,8

* В новому варіанті, за рахунок встановлення ФПТ та зменшення перевантажень тривалість ремонтного циклу та міжремонтного періоду може бути збільшена без зміни рівня надійності системи.

У базовому варіанті ще є додаткові затрати на втрату електроенергії, які в новому варіанті можна уникнути за рахунок керування кутом зсуву між вхідною та вихідною напругою електромережі при використанні фазоповоротного трансформатора.

$$Z_{\text{доа}} = \Delta P_{\Sigma 1} \cdot C_0 = 24350 \cdot 2.67 = 65014.5 \text{ грн}$$

де $\Delta P_{\Sigma 1}$ - сумарні втрати потужності базового варіанту, кВт;

C_0 - вартість електроенергії, грн./кВт.

Амортизаційні відрахування визначають за капіталовкладеннями в елементи системи та річною нормою амортизації $H_{a\%}$ яка складає 10%.

$$A = \frac{K \cdot H_{a\%}}{100} = \frac{4264499.2 \cdot 10}{100} = 426449.92 \text{ грн}$$

Інші витрати на утримання системи можуть бути прийняті в розмірі 20% від Z_p .

$$I_{\text{баз}} = 0.2 \cdot 420284.8 = 84056.96 \text{ грн}$$

$$I_{\text{юв}} = 0.2 \cdot 140878.5 = 28175.7 \text{ грн}$$

Підрахунок річних експлуатаційних витрат по варіантам представимо вигляді таблиці 5.2.

Таблиця 5. 2. Річні експлуатаційні витрати по варіантам

Стаття витрат	Витрати, грн	
	Базовий	Новий
Основна та додаткова зарплата експлуатаційних співробітників з відрахуванням соцстраху та інші фонди	814329.04	462309
Вартість експлуатаційних матеріалів	122149.4	69345.3
Поточні ремонти	420284.8	140878.5
Вартість ремонтних матеріалів	315213.6	105658.9
Аварійні ремонти	9000	-
Додаткові витрати	65014.5	-
Амортизаційні відрахування	-	426449.9
Інші витрати	84055.96	28175.7
Всього	1830048.3	806368.4

5.4. Розрахунок показників економічної ефективності

Річний економічний ефект від застосування фазоповоротного трансформатора визначається за формулою:

$$E_p = (B_{\text{баз}} - B_{\text{нов}}) - E_n \cdot K \quad (5.4.1)$$

де $B_{\text{баз}}$, $B_{\text{нов}}$ – величина експлуатаційних витрат відповідно за базовим и новим варіантом ;

E_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних капіталовкладень. $E_n=0,15$

$$E_p = (1830048.3 - 806368.4) - 0.15 \cdot 4264499.2 = 384005 \text{ грн.}$$

Період окупності додаткових капітальних вкладень за рахунок зниження експлуатаційних витрат визначається за формулою:

$$T_{ок} = \frac{K}{B_{баз} - B_{нов}} = \frac{4264499.2}{1830048.3 - 806368.4} = 4.2 \text{ роки} \quad (5.4.2)$$

Під час розрахунку річний економічний ефект склав 384005 грн., термін окупності від впровадження ФПТ склав 4.2 роки, при цьому витрати на впровадження фозоповоротного трансформатора є меншими більш ніж на 1000000 грн. Цього вдалося досягти за рахунок зменшення перевантажень ліній, тривалість ремонтного циклу та міжремонтного періоду може бути збільшена без зміни рівня надійності системи при використанні фозоповоротного трансформатора.

6. ОХОРОНА ПРАЦІ

Охорона праці представляє собою систему забезпечення безпеки життя і здоров'я працівників у процесі трудової діяльності.

Аналіз обставин та причин нещасних випадків на повітряних лініях електропередачі

Найбільш небезпечними видами електрообладнання є повітряні лінії електропередачі, системи розподільних пристроїв до і вище 1000 В, шинопроводи та електропроводка.

Найбільша кількість нещасних випадків сталося від впливу електричного струму при виконанні робіт в розподільчих пристроях, на повітряних лініях електропередачі, а також при випадковому дотику до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою.

Основними причинами нещасних випадків є:

- незадовільна професійна підготовка персоналу з виконання безпечних прийомів при проведенні робіт;
- низька якість проведення заходів підготовки персоналу з питань безпеки;
- невиконання заходів з підтримання енергоустановок в безпечному стані;
- виконання не в повному обсязі заходів , що забезпечують безпеку робіт в енергоустановках;
- відсутність контролю за виконанням організаційних і технічних заходів щодо забезпечення безпеки при експлуатації електроустановок;
- помилкові дії потерпілого.

У 2013 році нещасні випадки при виконанні технічного обслуговування сталися в електроустановках розподільних пристроїв, на повітряних лініях електропередачі, в трансформаторних підстанціях. Головна їх причина -

невиконання організаційних і технічних заходів, які забезпечують безпеку експлуатації обладнання, а саме: порушувалися вимоги до оформлення робіт відповідно до діючих норм і правил, не проводилися необхідні відключення та порушувалися вимоги вжиття заходів від помилкового чи самовільного включення, вимоги перевірки відсутності напруги на струмоведучих частинах і установки переносних заземлень.

6.1. Система захисту персоналу в електроустановках до 1 кВ

Система захисних заходів має забезпечувати зниження напруги дотику при ушкодженні ізоляції ЕО на неструмопровідних частинах, до яких доторкується персонал, до значень, які не перевищують допустимої величини.

Основні заходи захисту персоналу при ушкодженні ізоляції в ЕУ до 1 кВ такі: захисне заземлення, захисне занулення, захисне вимикання, а також контроль стану ізоляції та профілактика її ушкоджень, створення подвійної ізоляції.

Захисне заземлення

Захисне заземлення знижує напругу доторкання при замиканні на корпус до відносно безпечних величин зменшенням потенціалу заземленого устаткування; вирівнює потенціали шляхом підвищення потенціалів точки, на якій стоїть людина, до величин, які наближені до потенціалу заземлених частин електричного обладнання.

Захисне заземлення використовується в трифазних трипровідних мережах до 1 кВ з ізольованою нейтраллю.

Захисне заземлення виконується приєднанням корпусів електрообладнання до заземлювача за допомогою заземлюючих провідників.

Напруга на заземлених частинах обладнання відносно землі визначається як падіння напруги в опорі R_3 ПЗ. Напруга дотику визначається за формулою

$$U_{\text{дот}} = \alpha I_3 R_3,$$

де $\alpha < 1$ - коефіцієнт дотику, який враховує вирівнювання потенціалів та інші фактори щодо зменшення напруги до тіла людини при його дотику до заземленого обладнання, оскільки в більшості випадків напруга дотику менша, ніж напруга на цьому обладнанні; I_3 - струм на землю.

Струм на землю в мережі з ізольованою нейтраллю на підприємствах з нормальним навколишнім середовищем менший ніж 10 А. Згідно з ПУЕ опір ПЗ у мережі до 1 кВ має бути не більший ніж 4 Ом. Напруга дотику за формулою (17.1) не перевищує 40 В, однак, якщо можливе тривале замикання на конструктивних частинах обладнання, величину напруги дотику близько 40 В не можна вважати безпечною.

Однією з умов високої ефективності захисного заземлення є підтримка великого опору ізоляції всієї мережі, що значно зменшує величину струму в місці КЗ.

Пристрої заземлення. Вимоги до них, конструктивне виконання.

Вирізняють три види заземлення: захисне, яке гарантує безпечне обслуговування ЕУ; робоче, яке забезпечує нормальну роботу ЕУ в обраних режимах; заземлення блискавковододів і розрядників, яке забезпечує захист ЕУ та споруд від атмосферних перенапруг.

Увага! Заземлювати слід усі металеві частини ЕО, які в звичайному стані не перебувають під напругою, але можуть опинитися під нею в разі пошкодження ізоляції.

ПУЕ регламентує такі опори ПЗ:

- в ЕУ напругою до 1 кВ з ізольованою нейтраллю, де використовується заземлення ЕО, опір має бути не більший ніж 4 Ом (установки із сумарною

потужністю генераторів і трансформаторів 100 кВА і менше можуть мати опір не більший ніж 10 Ом);

- в ЕУ напругою до 1 кВ із глухозаземленою нейтраллю опір ПЗ, до якого приєднують нейтралі трансформаторів, генераторів або виводи джерела однофазного струму, має бути не більший ніж 2, 4, 8 Ом відповідно при лінійних напругах 660, 380, 220 В джерела трифазного струму або 380, 220, 127В джерела однофазного струму;

- в ЕУ напругою понад 1 кВ із глухозаземленою нейтраллю з великими струмами на землю (110 кВ і вище) опір повинен бути не більший ніж 0,5 Ом;

- в ЕУ напругою понад 1 кВ з ізольованою нейтраллю з малими струмами на землю (3, 6, 10, 20 і 35 кВ) опір має задовольняти умові%

-

$$R_3 \leq \frac{U_3}{I_3},$$

де $U_3 = 250$ В, якщо ПЗ використовується тільки для ЕУ з напругою понад 1 кВ; $U_3 = 125$ В, якщо ПЗ одночасно застосовується і для ЕУ з напругою до 1кВ; I_3 - розрахунковий струм замикання на землю, А.

В обох цих випадках опір ПЗ має бути не більший ніж 10 Ом.

Якщо ПЗ одночасно використовується для ЕУ різних напруг, то за розрахункову величину опору заземлення приймається найменша з регламентованих величин.

Для конструктивного виконання ПЗ використовують природні та штучні заземлювачі.

Природні заземлювачі - це металеві конструкції будівель та споруд, трубопроводи негорючих та невибухових рідин і газів, інші подібні елементи, які мають гарний і надійний контакт з ґрунтом.

Якщо природні заземлювачі не можуть забезпечити необхідних параметрів ПЗ, то як доповнення до них використовують штучні

заземлювачі. Найбільш раціональними в ЕУ є два види таких заземлювачів - вертикальні стрижневі й горизонтальні заглиблені.

В основному використовують вертикальні заземлювачі з круглої сталі діаметром 12-20 мм і довжиною 3-5 м при вкручуванні та довжиною 3 м при забиванні. Їх з'єднують на глибині 0,6-0,8 м від поверхні землі за допомогою зварювання з горизонтальними заземлювачами, які виконують зі смужової сталі товщиною 4х40 мм або з круглої сталі діаметром 12-20 мм.

Магістральні захисні провідники прокладаються відкрито. В установках до та понад 1 кВ з ізолюваною нейтраллю їх переріз має бути не менше ніж 120 мм^2 для сталі, 35 мм^2 - для алюмінію і 25 мм^2 - для міді.

Повна провідність нульового захисного провідника має бути не менша ніж 50 % провідності фазного провідника, а нульовий робочий провідник має бути розрахований на тривале протікання струму.

Кожний елемент, який заземлюється, приєднується до мережі заземлення окремим відгалуженням, а внутрішню заземлювальну мережу слід з'єднати із зовнішнім заземлювальним контуром не менше, ніж у двох місцях.

6.2. Розрахунок заземлення

У відповідності з ПУЕ, всі металеві частини електроустановок, які в процесі роботи не мають з'єднання з струмопровідними частинами, але можуть потрапити під напругу, повинні бути заземлені.

Фазоповоротний трансформатор на стороні низької напруги має глухозаземлену нейтраль. Струм замикання на землю 2700 А. Підстанції отримують живлення від 2 кабелів, що прокладені в одній траншеї.

Розрахунок зводиться до визначення вертикальних заземлювачів і довжини з'єднувальної смуги з розміщенням на плані.

1. Визначається норма на опір заземлення R_z'' .

Якщо заземлюючий пристрій застосовується одночасно для електричних установок напругою до 1000 В та вище:

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{2700} = 0.069 \text{ Ом}$$

Згідно ПУЕ, так як сумарна потужність струмоприймачів більш 100 кВА то R_3 повинен бути не більше 4 Ом. Приймається $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

2. Розраховується питомий опір ґрунту:

$$\rho_p = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi = 250 \cdot 1,4 = 350 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

де $\rho_{\text{табл}}$ - табличне значення, для супіску $\rho_{\text{табл}} = 250 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

ψ - підвищуючий коефіцієнт, для України, для стержньових заземлювачів $\psi = 1,4$.

3. Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$\begin{aligned} R_o &= 0,366 \frac{\rho_{\text{розр}}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \\ &= 0,366 \frac{350}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{2,5} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 20,361 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

де l – довжина заземлювача, приймається 5 м; d – діаметр заземлювача (приймаються стрижні діаметром 2,5 см).

$$t = h + \frac{l}{2} = 0,5 + \frac{5}{2} = 3 \text{ м},$$

де h – глибина прокладки смуг (згідно ПУЕ – 0,5...0,8 м).

Приймаються електроди прокладені по замкнутому контуру згідно плану та визначається орієнтовна кількість заземлювачів:

$$n_o = \frac{R_o}{R_3 \cdot \eta_t} = \frac{20,361}{4 \cdot 0,59} = 8,628 \approx 9 \text{ шт}$$

де η_0 – коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для $a/l=4/5=0.8$, $\eta_0=0,59$.

де $a = 4$ м – відстань між електродами згідно ПУЕ.

4. Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги:

$$l_n = 1,05a \cdot n = 1,05 \cdot 4 \cdot 9 = 37,8 \text{ м.}$$

5. Опір смуги з урахуванням екранування:

$$R_n = 0,366 \frac{\rho_{розр}}{l_n \cdot \eta_n} \lg \frac{2l_n}{b \cdot n} = 0,366 \frac{350}{37,8 \cdot 0,59} \lg \frac{2 \cdot 37,8^2}{0,01 \cdot 0,5} = 24 \text{ Ом,}$$

де η_n – коефіцієнт використання з'єднувальної смуги шириною $b = 10$ мм та товщиною 5 мм.

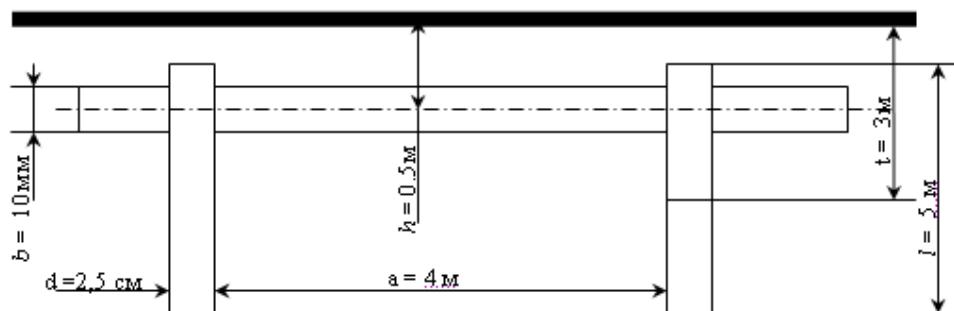


Рисунок 7.1. - Схема прокладки заземлення

6. Необхідний опір вертикальних заземлювачів з урахуванням опору з'єднувальної смуги:

$$R_{mp} = \frac{R_n \cdot R_3''}{R_n + R_3''} = \frac{24 \cdot 4}{24 + 4} = 4,8 \text{ Ом.}$$

7. Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_o}{R_{mp} \cdot \eta_o} = \frac{20,361}{4,8 \cdot 0,59} = 7,49 \approx 8 \text{ шт.}$$

8. Проводиться перевірка опору заземлювача і порівнюється отримане значення з нормуємим:

$$R_z = \frac{1}{\frac{1}{R_{mp}} + \frac{1}{R_n}} = \frac{1}{\frac{1}{4,8} + \frac{1}{24}} = 4 \text{ Ом.}$$

Дійсний опір заземлюючого пристрою з 8-ма заземлювачами не перевищує нормуючого значення.

ВИСНОВКИ

Проаналізувавши існуючі засоби підвищення пропускної здатності ліній електропередач, ефективність їх використання, та врахувавши вимоги по конструктивному змінненню самих ліній, що несе за собою великі капіталовкладення, в роботі було запропоновано варіанти підвищення пропускної здатності, які мають високу ефективність.

В ході даної роботи ставилася мета, яка була основана на дослідженні шляхів підвищення ефективності пропускної здатності ліній та ефективності роботи пристроїв визначення місць пошкодження в повітряних електричних мережах. В роботі розглядається впровадження ряду методів та заходів, які безпосередньо сприяють підвищенню показника ефективності.

Для довгих ліній електропередач надвисокої напруги можливе підвищення пропускної здатності за рахунок впливу на хвильові параметри лінії, та для коротких ліній, щоб підвищити пропускну здатність потрібно використовувати нові пристрої.

В процесі роботи було досліджено способи визначення місць ушкодження ЛЕП в умовах потужного впливу сторонніх РЕЗ, які генерують імітуючі перешкоди, та запропонований алгоритм захисту від такого виду перешкод. Він є ефективний і може бути застосований в рефлектometрах різного типу.

При передачі електроенергії можуть виникати труднощі, пов'язані з тим, що без спеціальних пристроїв не можна примусово регулювати потік потужності по мережах. Одним із способів збільшення пропускної здатності є зміна кута фазового зсуву між напругою, стабілізацією напруги. Пристроєм, що змінює кут між фазами напруги на початку та в кінці лінії, є фазоповоротний трансформатор.

Із розрахунків видно, що для того щоб розвантажити лінію потрібно повернути кут фазоповоротного трансформатора на кут $\varphi = 18.88^\circ$. Це дозволяє ефективно розподілити потужність по двом паралельним лініям, що призводить до зменшення сумарних втрат ліній електропередач, тобто, підвищити пропускну здатність ліній. Це досягається за рахунок тиристорного керування ФПТ, тобто підвищена швидкодія на зміну перетоків потужності в лініях електропередачі. Також для першого варіанту також потрібно повернути кут ФПТ на кут $\varphi = 5^\circ$, для того щоб підвищити пропускну здатність лінії.

Як видно із розрахунків фазо поворотний трансформатор дозволяє керувати кутом зсуву між вхідною та вихідною напругами, що в свою чергу дозволяє керувати пропускну здатністю лінії та підвищувати її ефективність.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Александров Г.Н. Воздушные линии электропередачи повышенной пропускной способности / Г.Н. Александров // Электричество. – 1981. – № 7. – С. 47-53.
2. ДЕСТ 13109-97 “Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення”.
3. Ковалев Ф.И., Флоренцев С. Н. Силовая электроника и энергоресурсосбережение. — Техническая электродинамика. Тематич. вып. «Системы электропитания электротехнических установок и комплексов». — Киев, 1999.
4. Техника высоких напряжений. Изоляция и перенапряжения в электрических системах. Учебник для вузов / Базуткин В. В., Ларионов В. П., Пинталь Ю. С. ; под ред. В. П. Ларионова. / – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 464
5. Перенапряжения и защита от них в воздушных и кабельных электропередачах высокого напряжения. / [Костенко М. В., Кадомская К. П., Левинштейн М. Л., Ефремов И. А.]. – Л. : Наука, 1988. – 302 с
6. Правила устройств электроустановок.-М.: Энергоатомиздат, 1986.
7. P. Hurlet, J-C. Riboud, j. Margoloff, A. Tanguy. French Experience in Phase- Shifting Transformers, CIGRE 2006, Paper A2-2004
8. Яндульський О. С. Підвищення якості роботи енергосистем засобами систем гнучких передач змінного струму / О. С. Яндульський, В. В. Мацейко. // Вісник чернігівського державного технологічного університету. – 2013. – С. 6.
9. Александров Г. Н. Режимы работы воздушных линий электропередачи / Г. Н. Александров.—Санкт-Петербург: НОУ \"Центр подготовки кадров энергетики\", 2006. – 139 с.
10. Discover the World of FACTS Technology Technical Compendium. // Siemens. – 2011. – С. 24.

11. Стогній Б. С. Сталый розвиток енергетики та інтелектуальні енергетичні системи/ Стогній Б.С.

12. Стогний Б.С., Особенности управления режимами ОЭС Украины при реформировании рынка электроэнергии / Стогний Б.С., Кириленко А.В., Павловский В.В. –К.: ІЕД НАНУ, 2006. – С.

13. П.Г.Плешков, Ю.І.Казанцев, А.Ю.Орлович. Основи енергозбереження та енергозберігаючі режими в системах електропостачання промислових підприємств. – Кіровоград: РВЛ КНТУ 2007.

14. П.Г.Плешков, А.Ю.Орлович, Котиш А.І. Електропостачання промислових підприємств. Навчальний посібник. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007.

15. Методичні вказівки до виконання магістерських робіт на здобуття освітньо-кваліфікаційного рівня – магістр електротехніки за фахом 8.090603 «Електротехнічні системи електроспоживання». /Укл.: П.Г.Плешков, Н.Ю.Гарасьова – Кіровоград: КДТУ, 2002-44 с.

Додаток А. Звіт подібності.