

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
 ПІРРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
 ННЦ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

УДК 621.316.1

ПОГОДЖЕНО

Директор ННЦ енергетики,
автоматики і енергозбереження

Каплун В.В.

(підпис)

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри
електропостачання
ім. проф. В.М. Синькова

Козирський В.В.

(підпис)

« ____ » _____ 2021 р.

« ____ » _____ 2021 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: «Підвищення пропускної здатності розподільчої мережі ДТЕК
Київські регіональні електромережі»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва)

Спеціалізація _____

дослідницька

(назва)

Магістерська програма _____ електричні мережі і системи

(назва)

Програма підготовки _____

освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Виконав _____

(підпис)

(ПІБ)

Керівник магістерської роботи

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

Омельчук А.О.

(підпис)

(ПІБ)

Нормоконтроль

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

Петренко А.В.

(підпис)

(ПІБ)

Консультанти

Охорона праці, к.т.н., доцент

(розділ) (науковий ступінь та вчене звання)

Омельчук А.О.

(підпис)

(ПІБ)

Економічний розрахунок, к.т.н., доцент

(розділ) (науковий ступінь та вчене звання)

Водошин С.М.

(підпис)

(ПІБ)

Київ – 2021

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
 ПІРІРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
 ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Завідувач кафедри

електропостачання ім. проф. В.М.Синькова

д.т.н., професор Козирський В.В.
 (ступінь, звання) (підпис) (ПІБ)

« » 2021 р.

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Дайнека Олександр Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва)

Спеціалізація виробнича

(назва)

Магістерська програма електричні мережі і системи

(назва)

Програма підготовки освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи «Підвищення пропускної здатності розподільчої мережі ДТЕК Київські регіональні електромережі»

затверджена наказом ректора НУБіП України від 25.10.2021 р. №1803 «С»

Термін подання завершеної роботи на кафедру 21.11.15

(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи: характеристика і схема розподільчої мережі 10 кВ, графіки навантаження трансформаторної підстанції.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

Дослідження параметрів електричної мережі.

Обґрунтування реконструкції електричної мережі.

Компенсація реактивної потужності в розподільчій мережі.

Дослідження однофазних замикань на землю в розподільчих мережах.

Підвищення економічності роботи електричної мережі підстанції.

Компенсація реактивної потужності в електричній мережі підстанції.

Перелік графічного матеріалу: презентація з 18 слайдів у програмному забезпеченні MS PowerPoint 2003.

Дата видачі завдання 25 жовтня 2021 р.

Керівник магістерської роботи

(підпис)

Омельчук А.О.

(ПІБ)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

Дайнека О.С.

(ПІБ)

РЕФЕРАТ

НУБІП України

Магістерська робота складається зі вступу, 5 розділів, висновків, списку використаних джерел з 10 найменувань. Обсяг роботи становить 80 сторінок, включаючи 15 рисунків і 8 таблиць.

НУБІП України

Актуальність теми обумовлена динамікою електричного навантаження розподільчої мережі 10 кВ та підстанції 35/10 кВ внаслідок розвитку району, а також низькою економічністю роботи мережі.

НУБІП України

Обґрунтовано реконструкцію ліній 10 кВ шляхом заміни проводів на більший переріз на найбільш завантажених ділянках та впровадження енергоощадних заходів, що також збільшує пропускну здатність суміжної електричної мережі.

НУБІП України

Метою магістерської роботи є збільшення пропускну здатності електричної мережі 10 кВ шляхом її реконструкції та запровадження енергоощадних заходів.

НУБІП України

Досліджено однофазні замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю 35 і 10 кВ.

НУБІП України

Для підвищення економічності роботи розподільчої мережі 10 кВ запропоновано компенсацію реактивної потужності за допомогою регульованих конденсаторних установок 10 кВ, що також дозволить розвантажити лінії 10 кВ і трансформаторну підстанцію 35/10 кВ та зменшити втрати електроенергії і напруги в ній.

НУБІП України

Досліджені явища, що відбуваються протягом стікання струму в землю (стікання струму в землю через груповий заземлювач, розподіл потенціалу на поверхні землі, потенціал групового заземлювача, опір групового заземлювача розтіканню струму).

Ключові слова: лінії електропередачі, втрати напруги, компенсація реактивної потужності, однофазні замикання на землю, заземлення.

НУБІП України

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1 ДОСЛІДЖЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	8
1.1. Характеристика району електропостачання.....	8
1.2. Характеристика електроспоживання в ЦРАТ "Київські регіональні мережі"	11
РОЗДІЛ 2 ОБґРУНТУВАННЯ РЕКОНСТРУКЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	14
2.1. Характеристика електричних розподільчих мереж.....	14
2.2. Уточнення параметрів проводів повітряних ліній 10 кВ.....	17
2.3. Оцінка пропускної здатності ліній електропередачі 10 кВ.....	24
2.4. ВИЗНАЧЕННЯ ЗАХОДІВ ЩОДО РЕКОНСТРУКЦІЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ.....	27
2.5. Розрахунок параметрів підстанції напругою 35/10 кВ.....	32
2.6. Технічне облаштування повітряної лінії напругою 10 кВ.....	34
РОЗДІЛ 3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬЧІЙ МЕРЕЖІ.....	35
3.1. Критерії вибору конденсаторних установок.....	35
3.2. Оцінка ефективності компенсації реактивної потужності.....	40
РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ ОДНОФАЗНИХ ЗАМИКАНЬ НА ЗЕМЛЮ В РОЗПОДІЛЬЧІЙ МЕРЕЖАХ.....	44
4.1. Засоби визначення місць замикань на землю.....	44
4.1.1. Методи дистанційного визначення місць пошкодження.....	44
4.1.2. Пристрої для визначення місця замикання на землю.....	47
4.1.3. Автоматична сигналізація замикань на землю в трифазній мережі.....	57
4.2. Мікропроцесорні пристрої для визначення місць пошкодження в ПЛ-10 кВ.....	62
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	72
5.1. Дослідження стікання струму в землю через груповий	

заземлювач.....	72
5.2. Опір групового заземлювача розтіканню струму.....	77
ВИСНОВКИ.....	79
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	80

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ВСТУП

Реформування практично всіх галузей економіки, в тому числі і сільського господарства, призвели до суттєвих змін в структурі, характері і режимі

НУБІП України

виробництва, що в свою чергу вплинуло на форму добових графіків споживання електроенергії. Очікувана стабілізація сільськогосподарського виробництва і ще більші очікуване його зростання, а також створення агропромислових підприємств різних форм власності змінить вимоги споживачів до надійності електропостачання, якості електроенергії. До таких змін енергетики повинні бути готові, що потребує реконструкції електричних мереж в сільській місцевості з метою забезпечення цих вимог.

Для живлення сільських споживачів в якості розподільних все більше використовуються мережі 110 і 35 кВ. Кількість щорічно впроваджуваних в експлуатацію підстанцій 10/0,4 кВ становить кілька тисяч, а підстанцій напругою 35/10, 110/10, 110/35/10 кВ – кілька десятків. Під час реконструкції електричних мереж і, зокрема, трансформаторних підстанцій, все більше впроваджуються нові типи електрообладнання як вітчизняного так і зарубіжного виробництва: сучасні шафи розподільних пристроїв напругою 10 кВ, нові типи вимикачів, релейного захисту, тощо.

Електропостачання виробничих підприємств і населених пунктів в сільській місцевості у порівнянні із електропостачанням промислових підприємств має свої особливості. Головна з них - це необхідність підводити електроенергію до великої кількості споживачів, велика кількість яких є споживачі I і II категорій електропостачання. Споживачі цих категорій повинні забезпечуватись електроенергією від двох резервних джерел живлення. Перерва в електропостачанні таких споживачів від одного із джерел допускається тільки на період автоматичного відновлення живлення.

Електропостачання сільського господарства має велике значення. Від його успішного вирішення залежить економічна ефективність використання електроенергії в сільському господарстві.

Основним завданням на сучасному етапі є забезпечення якості електроенергії, що подається сільським споживачем та забезпечення надійності електропостачання.

Актуальність теми обумовлена динамікою електричного навантаження

розподільчої мережі 10 кВ та підстанції 35/10 кВ внаслідок розвитку району, а також низькою економічністю роботи мережі.

Тому в роботі обґрунтовано реконструкцію ліній 10 кВ шляхом заміни проводів на більший переріз на найбільш завантажених ділянках та впровадження енергоощадних заходів, що також збільшує пропускну здатність суміжної електричної мережі.

Метою магістерської роботи є збільшення пропускну здатності електричної мережі 10 кВ шляхом її реконструкції та запровадження енергоощадних заходів.

Предметом магістерського дослідження є організаційні та технічні заходи щодо енергоощадності режимів роботи електричної мережі 10 кВ.

Об'єктом дослідження є процеси передачі і розподілу електроенергії в електричній мережі 10 кВ.

Для досягнення мети в роботі розв'язуються наступні задачі:

- а) аналіз пропускну здатності ліній 10 кВ і трансформаторної підстанції 35/10 кВ;
- б) підвищення економічності роботи мережі напругою 10 кВ шляхом компенсації реактивної потужності.

РОЗДІЛ I

ДОСЛІДЖЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1. Характеристика району електропостачання

ПрАТ "Київські регіональні мережі" надає послуги з постачання електроенергії споживачам в усіх районах Київської області. Серед споживачів є міста, селища а також об'єкти промисловості та сільського господарства.

Загалом мережі ПрАТ "Київські регіональні мережі" покривають площу 28,1 тисяч км² а обслуговується 25,835 тисяч промислових та 908,141 тисяч побутових споживачів.

До складу ПрАТ "Київські регіональні мережі" входять 26 підрозділів: Баришівський, Білоцерківський, Богуславський, Бориспільський, Бородянський,

Броварський, Васильківський, Вишгородський, Володарський, Згурівський,

Іванківський, Ірпінський, Кагарлицький, Києво-Святошинський, Макарівський,

Миронівський, Обухівський, Переяслав-Хмельницький, Рокитнянський,

Сквириський, Ставищенський, Тарашанський, Тетіївський, Фастівський,

Чорнобильський, Яготинський. Розташування підрозділів ПрАТ "Київські

регіональні мережі" відповідає колишньому районування Київської області.

Назваючи назми в адміністративному устрої області і наявні в Київській області 7 районів: Білоцерківський, Бориспільський, Броварський, Бучанський, Вишгородський, Обухівський, Фастівський технологічне переформатування

підрозділів та обладнання залишилось поки що без змін.

Окрім того, проведений аналіз показує що у випадку зменшення обслуговуючих підрозділів значно зросте навантаження на диспетчерські центри та ремонтні бригади, а якість обслуговування споживачів знизиться в рази. Така

ситуація пов'язана не тільки з укрупненням та зменшенням кількості

обслуговуючого персоналу, а й з тим що основна структура мережі створювалась

в 60-х роках минулого століття, з врахуванням існуючого районного поділу. А

тому переформувати без значних рівнів модернізації мережу неможливо, а в

окремих регіонах навіть не доцільно і з економічної точки зору, так і в плані

раціонального використання ресурсів і оптимальних схем електричних мереж.

Відповідно, до напрямів діяльності ПрАТ "Київські регіональні мережі" можна віднести:

- експлуатація об'єктів мереж та розподіл електричної енергії;

- постачання електричної енергії споживачам;
- впровадження нових прогресивних видів техніки і технологій;
- проектування, будівництво, реконструкція електричних мереж;
- обслуговування, ремонт, монтаж енергетичного устаткування.

Основні показники діяльності ПрАТ "Київські регіональні мережі" в 2020 році подано в табл. 1.1.

Таблиця 2.1

Показники електроенергетики ПрАТ "Київські регіональні мережі"

Показник		Дані
Територія, що обслуговується, тис. км ²		28,1
Населення, млн. чол.		1,72
Електроспоживання, млн. кВт × год.		6649,5
Втрати електроенергії, %		17,0
Чисельність абонентів, тис.	побутових	908,1
	промислових	25,8
Довжина електроліній, км	повітряних	46621,0
	кабельних	2998,0
Підстанції 35-110 кВ, шт.	110 кВ	80,0
	35 кВ	168,0
Загальна потужність підстанцій, МВА	всього:	3977,8
	110 кВ	2974,6
	35 кВ	1005,3

Споживачі Київської області обслуговуються переважній більшості від підстанцій Центральної електричної системи: Броварська 330/110/35 кВ, Новокиївська 330/110/10 кВ, Північна 330/110/10 кВ та Білоцерківська 330/110/10 кВ. від даних підстанцій покривається до 98 % загального споживання області а решту беруть на себе підстанції розташовані на територіях інших областей (рис. 1.1).



Рис. 2.1. Карта електроенергетичної системи ПрАТ "Київські регіональні мережі".

Наявність широкого розгалуження ліній живлення дозволяє здійснювати електропостачання споживачів області по лініях 110 кВ розташованих в тому числі і на території Вінницької, Житомирської Чернігівської та Черкаської областей.

В існуючу енергосистему інтегруються такі електростанції як: Трипільська ТЕС, ТЕЦ-6, ТЕЦ-5, Дарницька ТЕЦ, Білоцерківська ТЕЦ, Київська ГЕС та Київська ГАЕС.

Характеристика електроспоживання в ПрАТ "Київські регіональні мережі"

За період 2016-2018 рр. спостерігалось зменшення обсягів споживання енергії промисловими підприємствами, а зростання та вихід на рівень споживання 2016 року було зафіксоване лише в 2020 році. Також відбувається падіння електроспоживання комунально-побутових споживачів у 2020 році до рівня 2016 року. Електроспоживання населення, та інших категорій споживачів має невеликий приріст після падіння в 2018 році.

В табл.1.2 наведено обсяг споживання електроенергії споживачами, підключеними до мереж ПрАТ "Київські регіональні мережі".

Таблиця 1.2.
Споживання електричної енергії за період 2018-2020 рр.

№ п/п	Найменування	Дані по роках /млн. кВт/		
		2018	2019	2020
1	2	3	4	5
1	Споживання електроенергії (брутто)	7056	7162	7269
1.1	Споживання електроенергії (нетто)	5688	5785	5883
	у тому числі:			
1.1.1	Промисловість	1179	1199	1219
1.1.2	Сільгоспспоживачі	429	436	444
1.1.3	Транспорт	162	165	168

Продовження табл.1.2

1.1.4	Комунально-побутові споживачі	232	236	240
1.1.5	Інші непромислові споживачі	1423	1447	1472
1.1.6	Населення	2264	2302	2342
1.2	Витрати електроенергії на власні потреби	14,85	14,87	14,89
1.3	Витрати електроенергії в мережах	1120	1137	1155
	у відсотках до надходження	15,8	15,8	15,8

Характеристику джерел надходження електроенергії наведено в табл. 2.3.

Таблиця 2.3

Надходження електроенергії за 2016-2018 рр., млн. кВт·год

Надходження від:	2016	2017	2018
ОЕС України	6342,6	6451,8	6776,2
Незалежні постачальники	157,2	195,4	272,1
Сонячні станції	0,46	2,25	6,27

Як показують фактичні дані річне зростання електроспоживання можна прогнозувати на рівні 2 % в рік. А тому можна прогнозувати надходження електроенергії на період 2021-2024 рр. (табл. 1.4).

Таблиця 1.4.

Прогнозоване надходження електроенергії в 2021-2024 рр., млн. кВт·год

Надійшло енергії від	2021	2022	2023	2024
ОРЕ України	6963	7044	7136	7200
Незалежні постачальники	400	430	450	500
Сонячні станції	241	300	350	390

Пропускна здатність електропостачання визначається технічним станом електричної мережі. Загалом мережа ПрАТ "Київські регіональні мережі" потребує планомірної модернізації та оновлення, адже існує реальна небезпека передбачуваної експлуатації застарілого обладнання та виникнення нештатних ситуацій і аварійних відключень споживачів.

В мережі ПрАТ "Київські регіональні мережі" експлуатується обладнання до яких уже давно не випускають запчастини, а на багатьох ПС 35 кВ відсутнє секціонування шин 35 кВ.

Зниження пропускної здатності як в нормальних і, особливо, в післяаварійних режимах за рахунок наявності протяжних транзитних ліній 35-110 кВ призводить до вимкнення головних ділянок. А тому особливу увагу слід

звернути не тільки на модернізацію мережі, а й на встановлення компенсаторів реактивної потужності.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 2

ОБґРУНТУВАННЯ РЕКОНСТРУКЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

НУБІП України

2.1. Характеристика електричних розподільчих мереж

Всі вище перераховані завдання вирішуються в магістерській роботі де з

метою покращення електропостачання сільськогосподарських споживачів семи населених пунктів Обухівського р-ну Київської обл. розглядаються питання реконструкції електричної мережі в зоні підстанції 35/10 кВ «Стайки» поблизу однойменного населеного пункту.

НУБІП України

Таблиця 2.1

Характеристика трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Стайки»

Номінальна потужність підстанції, $S_{ном}$, кВА	Максимально допустима потужність підстанції, $P_{макс}$, кВт	Електричне навантаження в режимний день, $P_{реж-день}$, кВт	Резерв дозволеної потужності споживачів, $P_{рез. дозв. пот.}$, кВт	Приєднана (дозволена) потужність існуючих споживачів, $P_{пр}$, кВт	Потужність що приєднується за договорами про приєднання, $P_{дог.}$, кВт	Резерв приєднаної потужності з урахуванням укладених договорів про приєднання, $P_{рез}$, кВт.
6500	3220	1163,25	2056,75	12145	1851	-6329,33

* електричне навантаження в режимний день розраховано на підставі режимних замірів навантаження, що проводились в період дії графіків аварійних відключень

Рельєф місцевості в районі електропостачання має малогорбистий характер, лісові масиви займають незначну площу. Сільськогосподарські підприємства, які знаходяться в районі електропостачання, мають зерно-тваринницький напрямок.

Електропостачання виробничих, комунально-побутових та агропромислових споживачів здійснюється по чотирьох лініях 10 кВ від даної РТП 35/10 кВ; лінії споруджуються на залізобетонних опорах.

Район електропостачання характеризується наступними умовами:

- по товщині стінки ожеледі - II;
- по швидкісному натиску вітру - II;

Збільшення електричних навантажень споживачів викликає необхідність подальшого розвитку існуючих мереж, пропускна здатність яких вичерпана і не забезпечує надійного електропостачання споживачів.

Електричні навантаження споживачів, приєднаних до існуючих мереж 10 кВ, визначаємо, із існуючих навантажень на ТП 10/0.4 кВ і коефіцієнта зростання навантаження на 10 - й розрахунковий рік, який визначається в залежності від

виду споживача:

$$P_p = K_n \cdot P_m, \text{кВт} \quad (2.1)$$

де P_m - максимальне існуюче навантаження ТП, кВт;

K_n - коефіцієнт зростання навантаження.

Згідно [3] коефіцієнт зростання навантаження на десятий розрахунковий рік дорівнює: $K_n = 1.8$ - для комунально-побутових споживачів; $K_n = 2.1$ - для виробничих споживачів; $K_n = 2.0$ - для змішаних споживачів.

Розрахункові навантаження денного і вечірнього максимуму визначаємо за

формулами:

$$P_d = K_d \cdot P_p, \text{кВт} \quad (2.2)$$

$$P_v = K_v \cdot P_p, \text{кВт}$$

де K_d і K_v - коефіцієнти участі навантаження відповідно в денному і

вечірньому максимумах, приймаємо згідно [2];

P_p - розрахункова потужність на шинах ТП-10/0,4 кВ, кВт.

Результати розрахунків і дані електричних навантажень, зводимо їх в табл.2.2.

Таблиця 2.2

Розрахунок електричних навантажень в мережі 10 кВ

Номер ТП	Вид навантаження	Максимальне навантаження P_m , кВт	Розрахункові навантаження		
			$P_p = K_n \cdot P_m$, кВт	Денне P_d , кВт	Вечірнє P_v , кВт
1	2	3	4	5	6
218	К-п	63	82	33	82
390	В	400	560	560	336
219	Зм	100	140	140	140
302	Зм	100	140	140	140
300	К-п	63	82	33	82
222	Зм	160	224	224	224
270	В	250	350	350	210

223	Зм	160	224	224	224
224	К-п	30	39	16	39
199	В	250	350	350	210
197	К-п	63	82	33	82
198	К-п	50	65	26	65
326	В	320	448	448	269
411	Зм	160	224	224	224
196	К-п	40	52	21	52
194	В	800	1120	1120	672
Лінія №2					
303	Зм	160	224	224	224
446	В	250	350	350	210
299	Зм	100	140	140	140
220	К-п	30	39	16	39
221	Зм	100	140	140	140
205	Зм	100	140	140	140
204	В	250	350	350	210
Лінія №3					
215	К-п	63	82	33	82
216	Зм	160	224	224	224
346	Зм	180	252	252	252
214	Зм	160	224	224	224
Лінія №4					
217	Зм	160	224	224	224
208	К-п	60	78	31	78
209	В	250	350	350	210
Продовження табл. 2.2					
1	2	3	4	5	6
210	Зм	160	224	224	224
211	К-п	25	33	13	33
212	Зм	100	140	140	140
421	Зм	100	140	140	140
242	Зм	160	224	224	224
363	Зм	160	224	224	224
306	В	565	791	791	475
213	Зм	160	224	224	224
262	В	410	574	574	344

Зростання електричних навантажень споживачів, як показали виконані розрахунки, викликають необхідність подальшого розвитку існуючих мереж.

Збільшення пропускної здатності існуючих мереж може бути досягнуто шляхом виконання наступних заходів:

будівництво ліній 10 кВ з перерозподілом навантажень і заміною проводів існуючих ліній проводами більшого перерізу;

— будівництво підстанцій 35/10 кВ із відгалуженими від неї лініями 10 кВ і частковою реконструкцією існуючих мереж напругою 10 кВ. Виходячи із технічних умов найбільш перспективним для подальшого розвитку електропостачання є другий варіант реконструкції.

При будівництві підстанцій 35/10 кВ ми розраховуємо в перспективі на збільшення споживачів і підключення їх до цієї підстанції. Також за рахунок більш коротких ліній зменшуються втрати та досягається більш висока надійність електропостачання.

2.2. Уточнення параметрів проводів повітряних ліній 10 кВ

Розглянемо електропостачання району шляхом реконструкції розміщеної в центрі електричних навантажень трансформаторної підстанції 35/10 кВ "Стайки" та ліній напругою 10 кВ.

Для визначення перерізу проводів ділянок, які реконструюються, проводимо електричний розрахунок ліній 10 кВ згідно розрахункових схем, які наведені на рис.2.1-2.5 [2].

Навантаження на окремих ділянках ліній визначаємо для денного вечірнього максимумів шляхом додавання навантаження по формулі:

$$P = P_6 + \Delta P(P_M) \quad (2.3)$$

де P - розрахункова потужність на ділянці, кВт;

P_6 - більше з навантажень, які додаються, кВт;

$\Delta P(P_M)$ - добавка від меншої потужності, кВт.

При розрахунку приймаємо, що виробниче навантаження P в денний час це навантаження ТП із споживачами виробничого і змішаного характеру, а в

вечірній час - тільки навантаження ТП із виробничими споживачами.

Таблиця 2.3

Підрахунок навантажень ліній електропередачі напругою 10 кВ

Ділянка лінії 10 кВ	Вид навантаження	Навантаження							
		Денне, кВт				Вечірнє, кВт			
		Рдб	Рдм	ΔР(Рдм)	Рд	Рвб	Рвм	ΔР(Рвм)	Рв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Лінія №1									
27-29	Рвир	1120	-	-	1120	672	-	-	672
	Рзаг	1120			1120	672			672
27-28	Рвир	1120	-	-	1120	672	-	-	672
	Рзаг	1120	21	13	1133	672	52	37	709
25-27	Рвир	1120	-	-	1120	672	-	-	672
	Рзаг	1133	-	-	1133	709	-	-	709
25-26	Рвир	1120	224	170	1290	672	-	-	672
	Рзаг	1133	224	170	1303	709	224	170	879
21-25	Рвир	1290	-	-	1290	672	-	-	672
	Рзаг	1303	-	-	1303	879	-	-	879
21-22	Рвир	1290	-	-	1290	672	-	-	672
	Рзаг	1303	-	-	1303	879	-	-	879
22-24	Рвир	1290	448	348	1638	672	269	204	876
	Рзаг	1303	448	348	1651	879	269	204	1083

Продовження табл.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22-23	Рвир	1638	-	-	1638	876	-	-	876
	Рзаг	1651	26	17	1668	1083	65	48	1131
19-21	Рвир	1638	-	-	1638	876	-	-	876
	Рзаг	1668	-	-	1668	1131	-	-	1131
19-20	Рвир	1638	-	-	1638	876	-	-	876
	Рзаг	1668	33	23	1691	1131	82	60	1191
17-19	Рвир	1638	-	-	1638	876	-	-	876
	Рзаг	1691	-	-	1691	1191	-	-	1191
17-18	Рвир	1638	350	275	1913	876	210	121	997
	Рзаг	1691	350	275	1966	1191	210	121	1312
10-17	Рвир	1913	-	-	1913	997	-	-	997
	Рзаг	1966	-	-	1966	1312	-	-	1312
10-16	Рвир	1913	-	-	1913	997	-	-	997
	Рзаг	1966	16	10	1976	1312	39	28	1340

13-15	Рвир Рзаг	1913 1976	224 224	170 170	2083 2146	997 1340	224 170	997 1510
13-14	Рвир Рзаг	2083 2146	350 350	275 275	2358 2421	997 1510	210 210	121 1631
11-13	Рвир Рзаг	2358 2421			2358 2421	1118 1631		1118 1631
11-12	Рвир Рзаг	2358 2421	224 224	170 170	2528 2591	1118 1631	224 170	1118 1801
10-11	Рвир Рзаг	2528 2591			2528 2591	1118 1801		1118 1801
8-10	Рвир Рзаг	2528 2591			2528 2591	1118 1801		1118 1801
8-9	Рвир Рзаг	2528 2591	33	23	2528 2614	1118 1801	82	1118 1861
4-8	Рвир Рзаг	2528 2614			2528 2614	1118 1861		1118 1861
4-5	Рвир Рзаг	2528 2614			2528 2614	1118 1861		1118 1861
5-7	Рвир Рзаг	2528 2614	140 140	106 106	2634 2720	1118 1861	140 106	1118 1957
5-6	Рвир Рзаг	2634 2720	140 140	106 106	2740 2826	1118 1957	140 106	1118 2063
1-4	Рвир Рзаг	2740 2826			2740 2826	1118 2063		1118 2063

Продовження табл. 2.3

1-3	Рвир Рзаг	2740 2826	560 560	448 448	3188 3274	1118 2063	336 336	265 265	1383 2328
1-2	Рвир Рзаг	3188 3274	33 33	23 23	3297 3297	1383 2328	82 82	60 60	1383 2388
0-1	Рвир Рзаг	3188 3297			3188 3297	1383 2388			1383 2388
Лінія №2									
13-12	Рвир Рзаг	350 350			350 350	210 210			210 210
10-12	Рвир Рзаг	350 350			350 350	210 210			210 210
10-11	Рвир Рзаг	350 350	140 140	106 106	456 456	210 210	140 140	106 106	210 316

9-10	Рвир Рзаг	456 456			456 456	210 316			210 316
6-9	Рвир Рзаг	456 456			456 456	210 316			210 316
6-8	Рвир Рзаг	456 456	140 140	106 106	562 562	210 316	140	106	210 422
6-7	Рвир Рзаг	562 562	16 16	10 10	562 572	210 422	39	28	210 450
4-6	Рвир Рзаг	562 572			562 572	210 450			210 450
4-5	Рвир Рзаг	562 572	140 140	106 106	668 678	210 450	140	106	210 556
1-4	Рвир Рзаг	668 678			668 678	210 556			210 556
2-3	Рвир Рзаг	668 678	350 350	275 275	943 953	210 556	210	121	331 677
1-2	Рвир Рзаг	943 953	224 224	170 170	1113 1123	331 677	224	170	331 847
0-1	Рвир Рзаг	1113 1123			1113 1123	331 847			331 847

НУБІП України

Продовження табл. 2.3

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Лінія №3											
11-12	Рвир Рзаг	224 224				224 224	- 224				- 224
9-11	Рвир Рзаг	224 224				224 224	224				224
9-10	Рвир Рзаг	224 224	252 252	201 201		425 425	224	252	201		425
7-9	Рвир Рзаг	425 425				425 425	- 425				- 425
7-8	Рвир Рзаг	425 425				425 425	425				425
3-7	Рвир Рзаг	425 425				425 425	425				425

4-6	Рвир	425	224	170	595	-	-224	-	-
	Рзаг	425	224	170	595	425		170	595
4-5	Рвир	595			595	-	-	-	-
	Рзаг	595	33	23	618	595	82	60	655
3-4	Рвир	595			595	-			-
	Рзаг	618			618	655			655

Лінія №4

1-3	Рвир	595			595	-			-
	Рзаг	618			618	655			655
1-2	Рвир	595			595	-			-
	Рзаг	618			618	655			655
0-1	Рвир	595			595	-			-
	Рзаг	618			618	655			655

19-21	Рвир	574			574	344			344
	Рзаг	574			574	344			344
19-20	Рвир	574	224	170	744	344	-		344
	Рзаг	574	224	170	744	344	224	170	514
16-19	Рвир	744	791	645	1389	344	475	370	714
	Рзаг	744	791	645	1389	514	475	370	884
17-18	Рвир	1389	224	170	1559	714	-		714
	Рзаг	1389	224	170	1559	884	224	170	1054
16-17	Рвир	1559	224	170	1729	714	-		714
	Рзаг	1559	224	170	1729	1054	224	170	1224

Продовження табл. 2.3

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Лінія №3											
14-16	Рвир		1729				1729	714			714
	Рзаг		1729				1729	1224			1224
14-15	Рвир	1729	140	106			1835	714			714
	Рзаг	1729	140	106			1835	1224	140	106	1330
12-14	Рвир		1835				1835	714			714
	Рзаг		1835				1835	1330			1330
12-13	Рвир	1835	140	106			1941	714	-	-	714
	Рзаг	1835	140	106			1941	1330	140	106	1436
10-12	Рвир		1941				1941	714			714
	Рзаг		1941				1941	1436			1436

10-11	Рвир Рзаг	1941 1941			1941 1948	714 1436	- 33		714 1459
6-10	Рвир Рзаг	1941 1948			1941 1948	714 1459			714 1459
6-7	Рвир Рзаг	1941 1948			1941 1948	714 1459			714 1459
7-8	Рвир Рзаг	1941 1948	350 350	275 275	2216 2223	714 1459	210 210	121 121	835 1580
7-9	Рвир Рзаг	2216 2223	224 224	170 170	2386 2393	835 1580	- 224	- 170	835 1750
5-6	Рвир Рзаг	2386 2393			2386 2393	835 1750			835 1750
3-5	Рвир Рзаг	2386 2393			2386 2393	835 1750			835 1750
3-4	Рвир Рзаг	2386 2393			2386 2415	835 1750	- 78	- 56	835 1806
1-3	Рвир Рзаг	2386 2415			2386 2415	835 1806			835 1806
1-2	Рвир Рзаг	2386 2415	224 224	170 170	2556 2585	835 1806	- 224	- 170	835 1976
0-1	Рвир Рзаг	2556 2585			2556 2585	835 1976			835 1976

Розрахунки параметрів проводів ПЛ 10 кВ і втрати електроенергії

проводимо згідно [2] по формулах.

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi}, \text{кВА} \quad (2.4)$$

де S - повна потужність на ділянках ліній, кВА;

P - активна потужність на ділянках, кВт;

cosφ — коефіцієнт потужності.

Значення cosφ на ділянках мережі 10 кВ визначаємо в залежності від співвідношення Рвир/Рзаг окремо для денного та вечірнього максимумів по монограмі [2].

Переріз проводів ліній 10 кВ вибираємо по мінімуму приведених затрат (з використанням економічних інтервалів потужностей) залежно від еквівалентної

потужності S_e на ділянці лінії. Границі економічних інтервалів для вибору перетинів проводів лінії 10 кВ наведено в довідниках по проектуванню сільськогосподарських електричних мереж.

$$S_e = K_o \cdot S_m, \quad (2.5)$$

де K_o - коефіцієнт, який враховує динаміку зростання навантаження в розгалужених електричних мережах $K_o=0,7$;

S_m - максимальна потужність ділянки лінії, кВА.

Втрати електроенергії розраховуємо по формулі:

$$\Delta W = \frac{S_{\max}^2}{U_n^2} \cdot r_o \cdot l \cdot \tau \cdot 10^{-3}; \frac{\text{кВт} \cdot \text{г}}{\text{рік}} \quad (2.6)$$

де U_n - номінальна напруга мережі, кВ, $U_n=10$ кВ;

r_o - питомий опір проводу, Ом/км;

l - довжина ділянки ліній, км;

τ - час максимальних втрат, год/рік; для ліній 10 кВ приймаємо $\tau=1900$ год/рік.

2.3. Оцінка пропускної здатності ліній електропередачі 10 кВ

Розрахункові схеми відхідних ліній 10 кВ підстанції 35/10 кВ «Стайки» наведені на рис. 2(1)..2.5.

Втрати напруги визначаємо згідно [8] за формулами:

$$\Delta U\% = \Delta U_{\text{втг}} \cdot S \cdot 10^{-3};$$

$$\Delta U = P_i \cdot r_i + Q_i \cdot x_i / U_n, \text{ В}$$

$$\Delta U = S_i \cdot l_i / U_n \cdot (r_{o_i} \cdot \cos \varphi_i + x_{o_i} \cdot \sin \varphi_i) \quad (2.7)$$

де S_i - потужність, яка протікає на ділянці лінії, кВА;

l_i - довжина ділянки, км;

U_n - номінальна напруга лінії, кВ;

r_{oi} - активний опір лінії, Ом/км;

$\Delta U_{пит}$ - питомі втрати напруги, %;

x_{oi} - індуктивний опір лінії, Ом/км;

Активний і індуктивний опір для різних перетинів проводів вибираємо із

[2] Проводимо розрахунки для кожної лінії і результати зводимо в табл. 2.4.

Таблиця 2.4

Вибір проводів та визначення втрати напруги в лініях 10 кВ

Ділян ка	Денне навантаження			Вечірнє навантаження			S _{max} кВА	S _e , кВА	Провід	Втрати напруги, %	
	$R_{вир}$ $R_{заг}$	$\cos\phi$	S _d , кВА	$R_{вир}$ $R_{заг}$	$\cos\phi$	S _b , кВА				На діл.	Від РТП
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0-1	0,97	0,7	4710	0,58	0,86	2777	4710	3297	A-50	0,39	0,39
1-2	0,97	0,7	4710	0,58	0,86	2777	4710	3297	A-50	0,03	0,42
1-3	0,97	0,7	4677	0,58	0,86	2706	4677	3274	A-50	0,03	0,45
1-4	0,97	0,7	4037	0,54	0,86	2399	4037	2826	A-50	0,42	0,87
5-6	0,97	0,7	4037	0,54	0,86	2399	4037	2826	A-50	0,003	0,873
5-7	0,97	0,7	3886	0,57	0,86	2276	3886	2720	AC-25	0,27	1,094
4-5	0,97	0,7	3734	0,6	0,85	2189	3734	2614	A-50	0,014	0,824

Продовження табл. 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4-8	0,97	0,7	3734	0,6	0,85	2189	3734	2614	A-50	0,28	1,09
8-9	0,97	0,7	3734	0,6	0,85	2189	3734	2614	AC-25	0,33	1,42
8-10	0,98	0,65	3986	0,62	0,85	2119	3986	2790	A-50	0,07	1,16
10-11	0,98	0,65	3986	0,62	0,85	2119	3986	2790	A-50	0,19	1,35
11-12	0,98	0,65	3986	0,62	0,85	2119	3986	2790	AC-25	0,63	1,98
11-13	0,97	0,7	3459	0,69	0,82	1989	3459	2421	AC-35	0,08	1,43
13-14	0,97	0,7	3459	0,69	0,82	1989	3459	2421	AC-35	0,003	1,433
13-15	0,97	0,7	3066	0,66	0,84	1798	3066	2146	AC-35	0,003	1,433
10-16	0,97	0,7	2823	0,74	0,81	1654	2823	1976	A-50	0,55	1,71
10-17	0,97	0,7	2809	0,76	0,81	1620	2809	1966	A-50	0,68	1,84
17-18	0,97	0,7	2809	0,76	0,81	1620	2809	1966	AC-25	0,09	1,93

17-19	0,97	0,7	2416	0,74	0,81	1470	2416	1691	AC-50	0,13	1,97
19-20	0,97	0,7	2416	0,74	0,81	1470	2416	1691	AC-25	0,002	1,972
19-21	0,98	0,65	2566	0,77	0,81	1396	2566	1796	AC-50	0,05	2,02
22-23	0,98	0,65	2566	0,77	0,81	1396	2566	1796	AC-35	0,08	2,2
22-24	0,99	0,65	2540	0,81	0,78	1388	2540	1778	AC-35	0,78	2,98
21-22	0,99	0,65	2005	0,76	0,81	1085	2005	1404	AC-50	0,1	2,12
21-25	0,99	0,65	2005	0,76	0,81	1085	2005	1404	AC-35	0,11	2,13
25-26	0,99	0,65	2005	0,76	0,81	1085	2005	1404	AC-35	0,02	2,15
25-27	0,99	0,65	1743	0,95	0,75	945	1743	1220	AC-35	0,12	2,25
27-28	0,99	0,65	1743	0,95	0,75	945	1743	1220	AC-35	0,02	2,27
27-29	1,0	0,65	1723	1,0	0,72	933	1723	1206	AC-35	0,41	2,66
Лінія 10 кВ №2											
0-1	0,99	0,65	1728	0,39	0,9	941	1728	1210	A-50	0,1	0,1
1-2	0,99	0,65	1728	0,39	0,9	941	1728	1210	AC-35	0,1	0,2
2-3	0,99	0,65	1466	0,49	0,87	778	1466	1026	AC-35	0,03	0,23
1-4	0,99	0,65	1043	0,38	0,91	611	1043	730	A-50	0,06	0,16
4-5	0,99	0,65	1043	0,38	0,91	611	1043	730	AC-25	0,01	0,17
4-6	0,98	0,65	880	0,47	0,89	506	880	616	A-50	1,8	1,96
6-7	0,98	0,65	880	0,47	0,89	506	880	616	AC-35	0,1	2,06
6-8	1	0,65	865	0,5	0,85	496	865	606	AC-35	0,4	2,36

Продовження табл.2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6-9	1	0,65	702	0,66	0,81	390	702	491	A-50	1,5	3,3
9-10	1	0,65	702	0,66	0,81	390	702	491	AC-35	0,7	4,0
10-11	1	0,65	702	0,66	0,81	390	702	491	AC-35	0,1	4,1
10-12	1	0,65	538	1	0,72	292	538	377	AC-35	1,7	5,7
12-13	1	0,65	538	1	0,72	292	538	377	AC-35	0,05	5,75
Лінія 10 кВ №3											
0-1	0,96	0,7	883	0	0,92	712	883	618	A-50	0,05	0,05
1-2	0,96	0,7	883	0	0,92	712	883	618	AC-35	0,04	0,09
1-3	0,96	0,7	883	0	0,92	712	883	618	A-50	0,5	0,55
3-4	0,96	0,7	883	0	0,92	712	883	618	AC-35	0,4	0,95
4-5	0,96	0,7	883	0	0,92	712	883	618	AC-35	0,008	0,958
4-6	1	0,65	915	0	0,92	647	915	641	AC-35	0,4	1,35

3-7	1	0,65	654	0	0,92	462	654	458	A-50	0,5	1,05
7-8	1	0,65	654	0	0,92	462	654	458	A-50	0,4	1,45
7-9	1	0,65	654	0	0,92	462	654	458	AC-35	0,01	1,06
9-10	1	0,65	654	0	0,92	462	654	458	AC-35	0,02	1,08
9-11	1	0,65	345	0	0,92	243	345	242	AC-35	0,05	1,11
11-12	1	0,65	345	0	0,92	243	345	242	AC-35	0,001	1,111
Лінія 10 кВ №4											
0-1	0,99	0,65	3977	0,42	0,9	2196	3977	2784	A-50	0,094	0,094
1-2	0,99	0,65	3977	0,42	0,9	2196	3977	2784	AC-35	0,035	0,129
1-3	0,99	0,65	3715	0,46	0,89	2029	3715	2601	A-50	1,138	1,232
3-4	0,99	0,65	3715	0,46	0,89	2029	3715	2601	AC-35	0,08	1,31
3-5	1	0,65	3682	0,48	0,88	1989	3682	2577	A-50	0,36	1,592
5-6	1	0,65	3682	0,48	0,88	1989	3682	2577	AC-35	0,09	1,682
7-9	1	0,65	3682	0,48	0,88	1989	3682	2577	AC-25	0,21	2,032
7-8	1	0,65	3420	0,55	0,86	1837	3420	2394	AC-25	0,003	1,825
6-7	1	0,65	2997	0,49	0,87	1677	2997	2098	AC-25	0,14	1,825
6-10	1	0,65	2997	0,49	0,87	1677	2997	2098	A-35	0,35	2,032
10-11	1	0,65	2997	0,49	0,87	1677	2997	2098	A-35	0,41	2,442
10-12	1	0,65	2986	0,5	0,85	1689	2986	2090	A-35	0,41	2,442
12-13	1	0,65	2986	0,5	0,85	1689	2986	2090	AC-35	0,29	2,732

Продовження табл.2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12-14	1	0,65	2823	0,54	0,86	1547	2823	1976	A-35	0,26	2,702
14-15	1	0,65	2823	0,54	0,86	1547	2823	1976	A-35	0,08	2,782
14-16	1	0,65	2660	0,58	0,86	1423	2660	1862	AC-35	0,05	2,752
16-17	1	0,65	2660	0,58	0,86	1423	2660	1862	A-35	0,13	2,892
17-18	1	0,65	2398	0,68	0,82	1285	2398	1679	A-35	0,05	2,932
16-19	1	0,65	2137	0,8	0,79	1119	2137	1496	AC-35	0,21	2,962
19-20	1	0,65	1145	0,67	0,84	612	1145	802	AC-35	0,02	2,982
19-21	1	0,65	883	1,0	0,72	478	883	617	AC-35	0,04	3,002

2.4. Визначення заходів щодо реконструкції розподільної мережі

Як показав розрахунок параметрів існуючих ПЛ-10 кВ, з урахуванням перспективного зростання навантаження пропускна спроможність цих ПЛ 10 кВ обмежується надмірним зростанням втрати напруги і, напевно, втрати електроенергії.

Максимальні втрати напруги в лініях 10 кВ наведені в табл. 2.5

Таблиця 2.5

Максимальні втрати напруги в лініях 10 кВ

Номер лінії	Втрати напруги, %
Лінія №1	5,89
Лінія №2	6,7
Лінія №3	2,4
Лінія №4	4,45

Допустиму втрату напруги знаходимо за допустимим відхиленням напруги у споживача, виходячи із заданого відхилення напруги на шині 10 кВ РТП у режимі максимального і мінімального навантаження.

Допустиме відхилення напруги у споживача в нормальному режимі роботи дорівнює $\pm 5\%$.

Розрахунок допустимої втрати напруги і вибір регульованих надбавок трансформаторів споживчих підстанцій 10 / 0,4 кВ виконуємо у табличній формі.

Таблиця 2.6

Регульовані надбавки та допустимі відхилення напруги

Елемент мережі	Ближня ТП		Віддалена ТП		
	100%	25%	100%	25%	
Шини 10 кВ РТП	+4	0	+4	0	
Лінія 10 кВ	0	0	-5	-1,5	
Трансформатор	Постійна надбавка	+5	+5	+5	
	Регульована	-2,5	+2,5	+2,5	+2,5
	Втрати напруги	-4	-1	-4	-1

Лінія 0,38 кВ	-7,5	0	-7,5	0
Споживач	-5	+1,5	-5	+5
Допустимі відхилення напруги у споживача	-5	+5	-5	+5

Згідно розрахунків, фактичні відхилення напруги, з урахуванням технічно можливих регулювань трансформаторів 10/0,4 кВ, перевищують допустимі відхилення напруги у споживачів.

Діюча РТП-35/10 кВ з одним силовим трансформатором не зможе забезпечити пропускну спроможність мережі в цілому, тому вимагає збільшення її потужності шляхом встановлення другого силового трансформатора потужністю 6300 кВА.

Пропускна спроможність ПЛ-10 кВ забезпечується заміною проводів на проводи більшого перерізу.

Вказані заходи щодо реконструкції забезпечать ще й підвищення надійності електропостачання споживачів в зоні реконструйованої і суміжних РТП, та економічності роботи всієї мережі внаслідок зменшення втрат електричної енергії в ній.

Результати розрахунку марки і перерізу проводів реконструйованих ПЛ-10 кВ наведені в табл.2.7.

Таблиця 2.7

Вибір проводів та визначення втрати напруги в реконструйованих лініях 10 кВ

Ділянка	Se, кВА	Провід	cosφ	sinφ	Ri, Ом	Xi, Ом	Втрати напруги, %	
							На діл.	Від РТП
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Лінія №1								
0-1	3297	A-95	0,7	0,71	0,38	0,48	0,2	0,2
1-2	3297	A-95	0,7	0,71	0,02	0,03	0,01	0,21
1-3	3274	A-95	0,7	0,71	0,02	0,03	0,01	0,21
1-4	2826	A-95	0,7	0,71	0,5	0,6	0,21	0,41

5-6	2826	A-95	0,7	0,71	0,003	0,004	0,001	0,418
5-7	2720	A-95	0,7	0,71	0,19	0,24	0,08	0,497
4-5	2614	A-95	0,7	0,71	0,02	0,02	0,007	0,417
4-8	2614	A-95	0,7	0,71	0,33	0,48	0,15	0,56
8-9	2614	A-95	0,7	0,71	0,23	0,3	0,09	0,65
8-10	2790	A-95	0,7	0,71	0,08	0,1	0,03	0,59
10-11	2790	A-95	0,7	0,71	0,22	0,28	0,09	0,68
11-12	2790	A-95	0,7	0,71	0,43	0,58	0,2	0,88
11-13	2421	A-95	0,7	0,71	0,08	0,1	0,03	0,71
13-14	2421	A-95	0,7	0,71	0,003	0,004	0,001	0,711
13-15	2146	A-95	0,7	0,71	0,003	0,004	0,001	0,711
10-16	1976	A-95	0,7	0,71	0,89	1,14	0,28	0,87
10-17	1966	A-95	0,7	0,71	1,08	1,4	0,34	0,92
17-18	1966	A-95	0,7	0,71	0,08	0,11	0,03	0,95
17-19	1691	A-95	0,7	0,71	0,23	0,3	0,06	0,98
19-20	1691	A-95	0,7	0,71	0,003	0,004	0,001	0,981
19-21	1796	A-95	0,65	0,76	0,09	0,12	0,03	1,01
22-23	1796	A-95	0,65	0,76	0,12	0,16	0,03	1,09

Продовження табл.2.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22-24	1778	A-95	0,65	0,76	1,18	1,52	0,34	1,4
21-22	1404	A-95	0,65	0,76	0,22	0,28	0,05	1,06
21-25	1404	A-95	0,65	0,76	0,2	0,26	0,04	1,05
25-26	1404	A-95	0,65	0,76	0,03	0,04	0,007	1,057
25-27	1220	A-70	0,65	0,76	0,04	0,32	0,03	1,08
27-28	1220	A-70	0,65	0,76	0,06	0,06	0,01	1,09
27-29	1206	A-70	0,65	0,76	1,13	1,08	0,19	1,27
Лінія №2								
0-1	1210	A-70	0,65	0,76	0,03	0,036	0,05	0,05
1-2	1210	A-70	0,65	0,76	0,04	0,04	0,06	0,11
2-3	1026	A-70	0,65	0,76	0,01	0,008	0,01	0,12
1-4	730	A-50	0,65	0,76	0,04	0,032	0,03	0,08

4-5	730	A-50	0,65	0,76	0,01	0,04	0,03	0,11
4-6	616	A-50	0,65	0,76	1,7	1,2	1,2	1,28
6-7	616	A-50	0,65	0,76	0,1	0,02	0,05	1,33
6-8	606	A-50	0,65	0,76	0,9	0,64	0,6	1,88
6-9	491	A-50	0,65	0,76	1,8	1,224	1,03	2,31
9-10	491	A-50	0,65	0,76	0,7	0,48	0,4	2,71
10-11	491	A-50	0,65	0,76	0,1	0,104	0,07	2,78
10-12	377	AC-25	0,65	0,76	2,2	1,58	0,9	3,61
12-13	377	AC-25	0,65	0,76	0,06	0,04	0,02	3,63

Лінія №3

0-1	618	A-50	0,7	0,71	0,05	0,03	0,03	0,03
1-2	618	A-50	0,7	0,71	0,09	0,06	0,06	0,09
1-3	618	A-50	0,7	0,71	0,49	0,34	0,3	0,33
3-4	618	A-50	0,7	0,71	0,34	0,24	0,2	0,53
4-5	618	A-50	0,7	0,71	0,01	0,004	0,01	0,54
4-6	641	A-50	0,65	0,76	0,3	0,2	0,22	0,75
3-7	458	A-50	0,65	0,76	0,62	0,43	0,33	0,66
7-8	458	A-50	0,65	0,76	0,48	0,33	0,26	0,92

Продовження табл.2.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7-9	458	A-50	0,65	0,76	0,01	0,01	0,01	0,67
9-10	458	A-50	0,65	0,76	0,01	0,01	0,01	0,68
9-11	242	AC-25	0,65	0,76	0,23	0,076	0,05	0,72
11-12	242	AC-25	0,65	0,76	0,01	0,004	0,002	0,722

Лінія №4

0-1	2784	A-95	0,65	0,76	0,1	0,14	0,05	0,05
1-2	2784	A-95	0,65	0,76	0,03	0,14	0,035	0,085
1-3	2601	A-95	0,65	0,76	1,4	1,8	0,59	0,64
3-4	2601	A-95	0,65	0,76	0,08	0,1	0,03	0,67
3-5	2577	A-95	0,65	0,76	0,4	0,6	0,18	0,83
5-6	2577	A-95	0,65	0,76	0,09	0,1	0,03	0,86
7-9	2577	A-95	0,65	0,76	0,16	0,2	0,07	1,0
7-8	2394	A-95	0,65	0,76	0,003	0,004	0,001	0,931

6-7	2098	A-95	0,65	0,76	0,3	0,2	0,07	0,93
6-10	2098	A-95	0,65	0,76	0,4	0,5	0,13	0,99
10-11	2098	A-95	0,65	0,76	0,5	0,6	0,16	1,15
10-12	2090	A-95	0,65	0,76	0,5	0,6	0,16	1,15
12-13	2090	A-95	0,65	0,76	0,4	0,5	0,13	1,48
12-14	1976	A-95	0,65	0,76	0,33	0,4	0,1	1,25
14-15	1976	A-95	0,65	0,76	0,1	0,1	0,02	1,27
14-16	1862	A-95	0,65	0,76	0,08	0,1	0,02	1,27
16-17	1862	A-95	0,65	0,76	0,18	0,23	0,05	1,32
17-18	1679	A-95	0,65	0,76	0,08	0,1	0,02	1,34
16-19	1496	A-95	0,65	0,76	0,37	0,5	0,09	1,36
19-20	802	A-70	0,65	0,76	0,1	0,1	0,01	1,37
19-21	617	A-70	0,65	0,76	0,3	0,2	0,02	1,38

Згідно розрахунків, фактичні відхилення напруги в лініях 10 кВ зменшилися і не перевищують допустимі втрати, а значить і відхилення напруги у споживачів.

Таблиця 2.8

Максимальні втрати напруги в реконструйованих лініях 10 кВ

Номер лінії	Втрати напруги, %
Лінія №1	1,27
Лінія №2	3,63
Лінія №3	0,72
Лінія №4	1,38

2.5. Розрахунок параметрів підстанції напругою 35/10 кВ

Потужність трансформаторної підстанції визначаємо шляхом складання навантаження окремих ліній 10 кВ за методом додавок [4]. Активна потужність підстанції для денного максимуму:

$$P_{\partial} = P_{\partial б} + \Delta P(P_{\partial м}) + \dots + \Delta P(P_{\partial м л}); \quad (2.8)$$

$$P_{\partial} = 3297 + (1123) + (618) + (2585) = 3297 + 900 + 530 + 2141 = 6868 \text{ кВт}$$

Активна потужність підстанції для вечірнього максимуму навантаження:

$$P_{в} = 2388 + (847) + (655) + (1976) = 2388 + 660 + 530 + 1680 = 5258 \text{ кВт}$$

Оскільки денна потужність більша, то розрахунок виконуємо згідно денного максимуму навантаження.

Повна розрахункова потужність підстанції визначається згідно [4]:

$$S_m = P_p / \cos \varphi, \quad (2.8)$$

де P_p - розрахункова активна потужність, кВт; $\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності на шинах РТП, визначається згідно [4] за відношенням $P_{вир} / P_{заг}$

$$\cos \varphi = 0.7$$

$$S_m = 6868 / 0.7 = 9811 \text{ кВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність із врахуванням втрат:

$$S_p = S_m \cdot K \quad (2.9)$$

де K - коефіцієнт, який враховує втрати електроенергії, $K=1,12$ [4].

$$S_p = 9811 \cdot 1,12 = 11773 \text{ кВА}$$

Вибір потужності трансформаторів проводимо згідно розрахункової потужності: $S_p = 11773 \text{ кВА}$.

Визначаємо втрату напруги в трансформаторах ТМН- 6300/35:

$$\Delta U_{TP} \% = \frac{S_{max}}{S_n} (\Delta U_A \% \cos \varphi + \Delta U_p \% \sin \varphi); \quad (2.10)$$

$$\Delta U_A \% = \frac{\Delta P_{K3}}{S_n} \cdot 100\% \quad (2.11)$$

$$\Delta U_p \% = \sqrt{(U_{K3} \%)^2 - (\Delta U_A \%)^2} \quad (2.12)$$

$$\Delta U_A = (46,5 \cdot 6300) \cdot 100\% = 0,73\%$$

$$\Delta U_p = \sqrt{(7,5)^2 - (0,73)^2} = 7,45\%$$

$$\Delta U_{\text{тр}} \% = \frac{11773}{2 \cdot 6300} \cdot (\Delta U_A \cdot \cos \varphi + \Delta U_P \cdot \sin \varphi)$$
 Рівні напруги на шинах 35 кВ підстанції живлення +5% в режимі максимального навантаження і +0,5% в режимі мінімального навантаження.

Розрахунок рівнів напруги в елементах мережі від РТП до споживача виконуємо в табличній формі (табл.2.9).

Таблиця відхилень напруги на шинах РТП

Таблиця 2.9

Елементи мережі	Навантаження ТП, %	
	100	25
Шини 35кВ	+5	+0,5
Лінія 35кВ	-5	-1,5
Трансформатор 35/10 кВ	Поєт. надбавка	+5
	Рег. надбавка	+3
	Втрати	-4
Шини 10 кВ РТП	+4	0

2.6. Технічне облаштування повітряної лінії напругою 10 кВ

Вибрані траси реконструйованих ліній 10 кВ проходять, переважно, біля доріг, біля меж полів.

Траси ліній електропередачі вибрані з мінімально можливою кількістю переходів через інженерні споруди, і з можливістю під'їзду під час реконструкції та експлуатації ліній, механізмів і транспортних засобів до кожної опори.

Повітряні лінії напругою 10 кВ споруджені на опорах наступних марок [5]

- проміжні: П10-25;

- кутові проміжні: УП10-25;

- кінцеві для населеної місцевості: К10-15;

- кутові анкерні: УАО-25;

- перехідні анкерні: А16.4

Всі опори, крім А16.4 будуються на стійках СНВ-27-Ц.

На анкерних, кутових і кінцевих опорах проводи кріпляться до ізолюючих підвісок ПГ-І-ПС з одним з ізолятором ПС-70-Д, на складних проміжних - до стержневих ізоляторів ШФ-10Г, а на проміжних ПС-10Г.

Всі перетинання з лініями зв'язку і радіолініями виконані на анкерних опорах. В проміжках перетинань необхідно застосовувати підвісне кріплення проводів. З лініями 0,38 кВ перетинання виконується підвищеними проміжними опорами. Лінії радіотрансляційної мережі при перетинанні виконані кабелем ПРПВМ. При проходженні ПЛ 10 кВ паралельно лініям зв'язку відстань між

ними повинна бути такою, щоб виключити шкідливу дію ПЛ 10 кВ на лінію зв'язку. Місця перетинання вибирають ближче до опори ПЛ - при цьому повинна дотримуватись відстань по горизонталі від опор ПЛ 10 кВ до проводів лінії зв'язку не менше семи метрів.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 3

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬЦЬКІЙ МЕРЕЖІ

3.1. Критерії вибору конденсаторних установок

Компенсація реактивної потужності в електричній мережі 10 кВ є одним із засобів зменшення втрат потужності і електроенергії, регулювання напруги в мережі, а також покращення умов балансу реактивної потужності у вузлах навантаження.

Задачі полягає в обґрунтуванні місця встановлення та визначенні оптимальної потужності КУ в лініях 10 кВ та на шинах 10 кВ підстанції напругою 35/10 кВ.

Рішення цієї задачі забезпечить максимальний економічний ефект при виконанні всіх технічних умов нормальної роботи електромережі і споживачів.

Критерієм оптимізації потужності КУ є приведені затрати Z , що включають як затрати на КУ, так і економічний ефект від компенсації реактивної потужності - зниження втрат електроенергії в мережі.

При розв'язанні задачі оптимізації параметрів КУ враховуються наступне:

1) напруга у вузлах навантаження вважається незмінною і вплив КУ на режим напруги в мережі не враховується;

2) вартість КУ приймається в залежності від їх потужності і класу напруги, а втрати електроенергії в КУ залежать від їх потужності і класу напруги.

Представивши вартість КУ апроксимуючою залежністю від їх потужності та врахувавши втрати активної енергії в КУ в залежності від їх напруги, приведені затрати на КУ напругою 10 і 0,38 кВ визначаємо за формулою :

$$Z_{kn} = (a_n + b_n \cdot Q_{kn}) \cdot E + \delta w_n \cdot c \cdot Q_{kn} \quad (3.1)$$

де a_c, b_c - коефіцієнти апроксимації для КУ 10 кВ: $a_c := 49500$ $b_c := 28$

a_n, b_n - те ж для КУ напругою 0,4 кВ: $a_n := 8800$ $b_n := 130$

$$E = E_a + E_{пр} + e \quad (3.2)$$

Сумарний коефіцієнт, котрий об'єднує коефіцієнти амортизаційних відрахувань E_a і відрахувань на скорочення терміну експлуатації конденсаторів напругою 10 кВ у нормальних умовах $E_{пр}$ і відрахувань на скорочення терміну експлуатації конденсаторів напругою 0,38 кВ у нормальних умовах e .
 E_a визначається за формулою: $E_a = \frac{C_{ку}}{n} \cdot \frac{1}{t_k}$
 $E_{пр}$ визначається за формулою: $E_{пр} = \frac{C_{ку}}{n} \cdot \frac{1}{t_k} \cdot \frac{1}{k}$
 e визначається за формулою: $e = \frac{C_{ку}}{n} \cdot \frac{1}{t_k} \cdot \frac{1}{k} \cdot \frac{1}{k}$

$$\delta w_c = \Delta p \cdot c \cdot t_k \quad \delta w_n = \Delta p_n \cdot t_k \quad (3.3)$$

НУБІП України

Рішенням системи рівнянь є величини потужностей КУ для встановлення в на шинах 0,4 кВ ТП та на шинах 10 кВ РТП.

Визначивши похідні функції затрат по змінних $Q_{kn1}, Q_{kn2}, Q_{kn3}, Q_{kn4}, Q_{kn5}, Q_{kc}$ і отримаємо систему рівнянь.

Рішенням системи рівнянь є оптимальною потужністю КУ на шинах 0,4 кВ ТП Q_{kni} та на шинах 10 кВ РТП Q_{kc} .

$$Q_{kn} = Q_t - 500 \cdot U^2 \cdot \left(\frac{\delta w_n - \delta w_c}{R_{nt} \cdot \tau_n} + \frac{E \cdot (b_n - b_c)}{R_{nt} \cdot c \cdot \tau_n} \right) \quad (3.5)$$

$$Q_{kc} = Q_c - \sum_t Q_t - 500 \cdot U^2 \cdot \left(\sum_t \frac{1}{R_{nt} \cdot \tau_n} \right) \cdot \left(\delta w_c - \delta w_n \right) + \frac{E}{c} \cdot (b_c - b_n) - \frac{500 \cdot U^2}{R_c \cdot \tau_c} \cdot \left(\frac{b_c \cdot E}{c} + \delta w_c \right) \quad (3.6)$$

Розрахуємо потужності КУ для встановлення на шинах 10 кВ підстанції 35/10 кВ та на шинах 0,4 кВ найпотужніших споживчих ТП-10/0,4 кВ в кожній з п'яти ліній 10 кВ, наведених на рис.3.1 з такими параметрами:

- рис.3.1 оформлення розведення про 10 кВ ліній мережі з 35/10 кВ підстанції 350/10 кВ. Ом/км.

- еквівалентна напруга розрахункової схеми мережі $U := 10 \dots$ кВ.

Браховуючи зниження втрат електроенергії від компенсації реактивної потужності на території КС, а також, прослідивши в розрахунок на матеріалі записки про КУ на шинах 10 кВ РТП і на шинах 0,4 кВ ТП (3.4). Розв'язавши рівняння по

поточний ремонт $e_{др} := 0,14$, $e_{ас} := 0,07$, $e_{шв} := 0,07$ змінних $Q_{kn1}, Q_{kn2}, Q_{kn3}, Q_{kn4}, Q_{kn5}, Q_{kc}$ і отримаємо систему рівнянь [9].

- тривалість встановлення конденсаторних установок $t_{вст} := 12$ місяців.

- час максимальних втрат активної потужності в мережах системи і споживача:

$$3 = \frac{(Q_c - Q_{kn1} - Q_{kn2} - Q_{kn3} - Q_{kn4} - Q_{kn5} - Q_{kc})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot \tau_n := 2950 \text{ год}, \quad \tau_c := 3600 \text{ год} \cdot R_c \cdot c \cdot \tau_c + (a_c + b_c \cdot Q_{kc}) \cdot E + \delta w_c$$

- номінальні потужності та втрати в обмотках силових трансформаторів:

$$\frac{(Q_1 - Q_{kn1})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n1} \cdot c \cdot \tau_n + \frac{(Q_2 - Q_{kn2})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n2} \cdot c \cdot \tau_n + \frac{(Q_3 - Q_{kn3})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n3} \cdot c \cdot \tau_n + \frac{(Q_4 - Q_{kn4})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n4} \cdot c \cdot \tau_n + (a_n + b_n \cdot Q_{kn1}) \cdot E + \delta w_n \cdot c \cdot Q_{kn1} + (a_n + b_n \cdot Q_{kn2}) \cdot E + \delta w_n \cdot c \cdot Q_{kn2} + (a_n + b_n \cdot Q_{kn3}) \cdot E + \delta w_n \cdot c \cdot Q_{kn3} + (a_n + b_n \cdot Q_{kn4}) \cdot E + \delta w_n \cdot c \cdot Q_{kn4}$$

250	3.7
250	3.7
400	5.5
6300	46.5

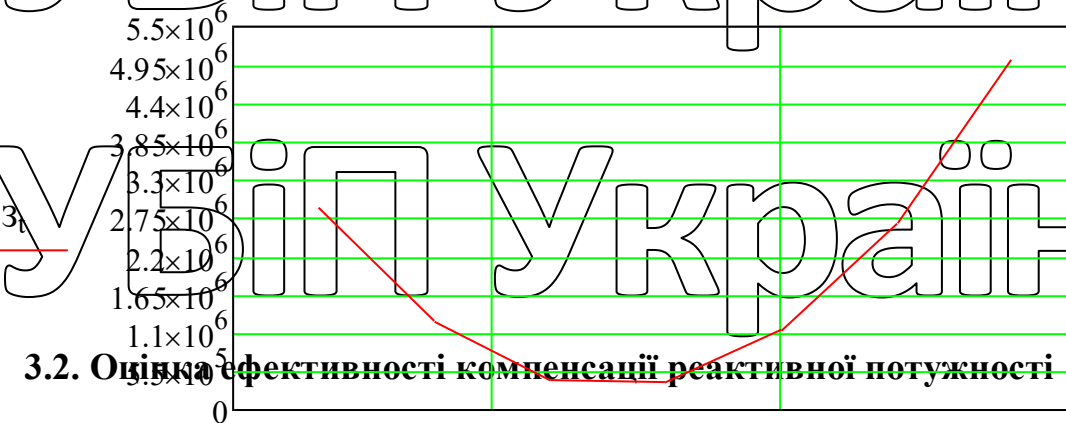
НУБІП України

Мінімум приведених затрат при оптимальних потужностях КУ

$$Z_{opt} = 3.137 \times 10^5 \text{ грн/рік.}$$

Вплив потужності КУ, встановленої в розподільному пристрої 10 кВ підстанції 35/10 кВ на приведені затрати показано на рис.3.2.

НУБІП України



3.2. Оцінка ефективності компенсації реактивної потужності

НУБІП України

Для оцінки зміни втрат електроенергії в електричній мережі системи і споживача W необхідно знати втрати електроенергії в цій мережі від передачі Q_n до розподільної жмиць. Приведені затрати від потужності КУ на шині 10 кВ РТП формулами

НУБІП України

Визначимо величину приведених затрат при встановленні КУ з фактичними параметрами:

- на шині 10 кВ РТП встановлюємо УКЛН-0,38-1800-У3: $Q_{kc} := 7000 \text{ кВАр,}$ (3.10)

- на ТП-1 встановлюємо УКЛН-0,38-85-У3: $Q_{kn1} := 85 \text{ кВАр,}$

- на ТП-2 - установка УКЛН-0,38-90-У3: $Q_{kn2} := 90 \text{ кВАр,}$
 $\Delta W_c = 4.146 \times 10^6 \text{ кВтгод,}$

- на ТП-3 - установка УКМ 58-0,4-80-У3: $Q_{kn3} := 80 \text{ кВАр,}$

- на ТП-4 встановлюємо УКМ 58-0,4-80-У3: $Q_{kn4} := 80 \text{ кВАр.}$ (3.11)

- на ТП-5 встановлюємо УКМ 58-0,4-60-У3: $Q_{kn5} := 60 \text{ кВАр.}$

$$\Delta W_{n1} = 6.961 \times 10^3 \text{ кВтгод, } \Delta W_{n2} = 7.444 \times 10^3 \text{ кВтгод,}$$

НУБІП України

Різниця між фактичною та оптимальною величинами затрат складає

$$\Delta W_{n3} = 6.355 \times 10^3 \text{ кВтгод, } \Delta W_{n4} = 6.058 \times 10^3 \text{ кВтгод,}$$

$$\Delta z = 0.273 \%$$

$$\Delta W_{n5} = 6.364 \times 10^3 \text{ кВтгод.}$$

і після компенсації ($W_{kc}, W_{kn1}, W_{kn2}, W_{kn3}, W_{kn4}, W_{kn5}$), котрі визначимо за формулами, кВт:

$$\Delta W_{kc} := \frac{(Q_6 - Q_{kn1} - Q_{kn2} - Q_{kn3} - Q_{kn4} - Q_{kn5} - Q_{kc})^2}{\Delta W_{kn1} := \frac{Q_{kn1}^2}{(R_{n1} \cdot \tau_n)} \cdot R_c \cdot \tau_c}$$

$$\Delta W_{kn2} = 1.698 \times 10^3 \text{ кВтгод, } \Delta W_{kn3} = 1.604 \times 10^3 \text{ кВтгод.} \quad (3.13)$$

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

Сумарні втрати електроенергії в електричній мережі до компенсації δW_1 та після компенсації δW_{k1} складають:

$$\delta W_1 := \Delta W_c + \Delta W_{n1} + \Delta W_{n2} + \Delta W_{n3} + \Delta W_{n4} + \Delta W_{n5} \quad (3.14)$$

НУБІП України

$$\delta W_1 = 4.179 \times 10^6 \text{ кВт год.}$$

$$\delta W_{k1} := \Delta W_{kc} + \Delta W_{kn1} + \Delta W_{kn2} + \Delta W_{kn3} + \Delta W_{kn4} + \Delta W_{kn5}$$

$$\delta W_{k1} = 1.366 \times 10^4 \text{ кВт год.}$$

НУБІП України

Зниження річних втрат електроенергії в електричній мережі, наведений на рис.3.1 складає:

$$\delta W := \delta W_1 - \delta W_{k1}$$

$$\delta W = 4.166 \times 10^6 \text{ кВт год.}$$

НУБІП України

а вартість заощадженої електроенергії складає: $C_{\delta W} = 5.832 \times 10^6$ грн/рік.

Річний економічний ефект визначаємо за формулою:

Фактичне оснащення мереж компенсуючими пристроями складає приблизно

$$\delta Z := \delta W \cdot c - [5 \cdot a_n \cdot E + (a_c + b_c \cdot Q_{kc}) \cdot E + b_n \cdot E \cdot (Q_{kn1} + Q_{kn2} + Q_{kn3} + Q_{kn4} + Q_{kn5}) + \delta W_{k1} \cdot c]$$

0,15 кВар/кВт, тоді як оптимальний рівень компенсації згідно [10] $\delta Z = 5.536 \times 10^6$ грн/рік. становить (3.15)

НУБІП України

Ефективність компенсації реактивної потужності в розподільній мережі районної підстанції оцінюється чистим дисконтованим прибутком.

Велика частка втрат електроенергії у вітчизняних мережах обумовлена недостатнім рівнем компенсації реактивної потужності, особливо в сільських електромережах.

близько 0,6 кВАр/кВт. Така ситуація зберігається і в сучасних умовах, котрим характерні, з одного боку, зменшення електричного навантаження внаслідок спаду виробництва та економічної кризи, а з іншого боку, через незначне підключення компенсуючих пристроїв зниження їх встановленої потужності.

Ефективність компенсації реактивної потужності в розподільній мережі сільськогосподарського району доцільно розглянути на прикладі схеми (рис.3.1),

котра включає районну трансформаторну підстанцію напругою 35/10 кВ і п'ять ліній електропередачі передачі напругою 10 кВ.

Для розрахунків ефективності компенсації реактивної потужності необхідно вартість КУ напругою 0,38 кВ $K_{кп}$ та 10 кВ $K_{кс}$ виразити апроксимуючою залежністю від їх потужності.

$$\begin{aligned} K_{кп_t} &:= a_n + b_n \cdot Q_{кп_{сум_t}} \\ K_{кс_t} &:= a_c + b_c \cdot Q_{кс_{сум_t}} \end{aligned} \quad (3.16)$$

Сумарна вартість КУ напругою 0,38 і 10 кВ

$$K_{кб_t} := K_{кп_t} + K_{кс_t}$$

Оскільки в даній задачі потужність КУ на протязі розрахункового періоду не змінюється, то сумарна потужність КУ $Q_{кс_{сум_t}}$ і капіталовкладення $K_{кб}$ теж будуть незмінними і дорівнюватимуть

$$Q_{кс_{сум_t}} = 7.395 \times 10^3 \text{ кВАр}, \quad K_{кб_t} = 3.057 \times 10^5 \text{ грн.}$$

Прибуток P_t від компенсації реактивної потужності в електричній мережі (рис.3.1) на кроці t визначається як вартість різниці втрат електроенергії до і після компенсації.

$$P_t = \delta W_{t-c} \quad (3.17)$$

Витрати на обслуговування та поточний ремонт КУ, амортизаційні витрати та витрати на відшкодування втрат електроенергії:

$$B_t = B_e + B_a + B_{лw}$$

$$B_t := K_{кб_t} \cdot (E_a + E_{пр}) + (\Delta p_n \cdot Q_{кп_{сум_t}} + \Delta p_c \cdot Q_{кс_{сум_t}}) \cdot t_k \cdot c \quad (3.18)$$

Якщо капіталовкладення носять разовий характер, тобто КУ встановлюються одночасно (наприклад, на протязі року), то чистий дисконтований прибуток, згідно [7] визначається за формулою:

НУБІП України

$$ЧДП_T := \sum_{t=1}^T \left[(P_t - B_t) \cdot \frac{1}{(1+e)^t} \right] - K_{раз_T} \cdot k_{мон} \quad (3.19)$$

Термін окупності визначаємо за формулою, котра не враховує періоду освоєння капіталовкладень T_0 :

НУБІП України

$$T_{ок1} := \frac{-\ln \left[1 - K_{раз_1} \cdot k_{мон} \cdot \frac{e}{(P_1 + K_{кб_1} \cdot E_a)} \right]}{\ln(1+e)} \quad (3.20)$$

З урахуванням часу на встановлення КУ в розподільній мережі, рівному $T_0=1$ рік термін окупності капіталовкладень становитиме $T_{ок} = 1.113$ року.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 4

ДОСЛІДЖЕННЯ ОДНОФАЗНИХ ЗАМИКАНЬ НА ЗЕМЛЮ В
РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ

4.1. Засоби визначення місць замикань на землю

4.1.1. Методи дистанційного визначення місць пошкодження.

Даючи загальну характеристику обох груп методів дистанційного ВМП ПЛ, розглянемо тільки ті з них, які дозволяють визначити не тільки усталені к.з. і обриви, але й неусталені пошкодження. Іншими словами, розглянемо методи, оснований на вимірах в період горіння електричної дуги, а саме до відключення пошкодженої лінії пристроями захисту. Класифікація таких методів застосовано до ПЛ з розгалуженнями показана на рис.4.1.

Перша група методів, оснований на вимірах часових інтервалів при розповсюдженні електромагнітних хвиль по ПЛ, поділяються на дві групи: локаційний і хвильовий методи ВМП. Локаційний метод базується на вимірі інтервалу часу між послідовними імпульсами в ПЛ зондуючого імпульсу і поверненням його після відбиття від місця пошкодження. Хвильовий спосіб оснований на фіксації проміжку часу між моментами досягнення кінців ПЛ електромагнітними хвилями, джерелом виникнення яких являється місце пошкодження.

Відомо, що електричні імпульси при своєму розповсюдженні вздовж ПЛ переломлюються і відбиваються не тільки в місцях пошкодження (к.з. і обриви), але і в місцях порушення однорідності самої лінії. До таких місць неоднорідності, до того ж відносяться і відгалуження від ПЛ до понижуючих підстанцій, так як в них проходить зміна хвильового опору Z , відповідно, з'являються переломлені імпульси. Основною проблемою дистанційного ВМП ліній з відгалуженнями за допомогою імпульсних методів полягає в появі додаткового суттєвого затухання і багаторазового відбиття електричних імпульсів.

Вказаних недоліків не мають методи, основані на дистанційних вимірах і фіксації ПАР. До параметрів режиму відносяться показники, що кількісно визначають умови роботи системи (значення напруги, струму, потужності, кутів зсуву векторів і т.д.). Показники, що визначаються фізичними властивостями елементів електричної системи, схемою їх з'єднання, відносять до параметрів системи (значення цовних, активних і реактивних опорів, провідності елементів, власних і взаємних опорів, коефіцієнтів трансформації і т. ін.). При дослідженні і розробці методів ВМП по ПАР розглядаються тільки ті параметри системи, які не залежать від режиму системи, а сама система в цьому випадку вважається лінійною.

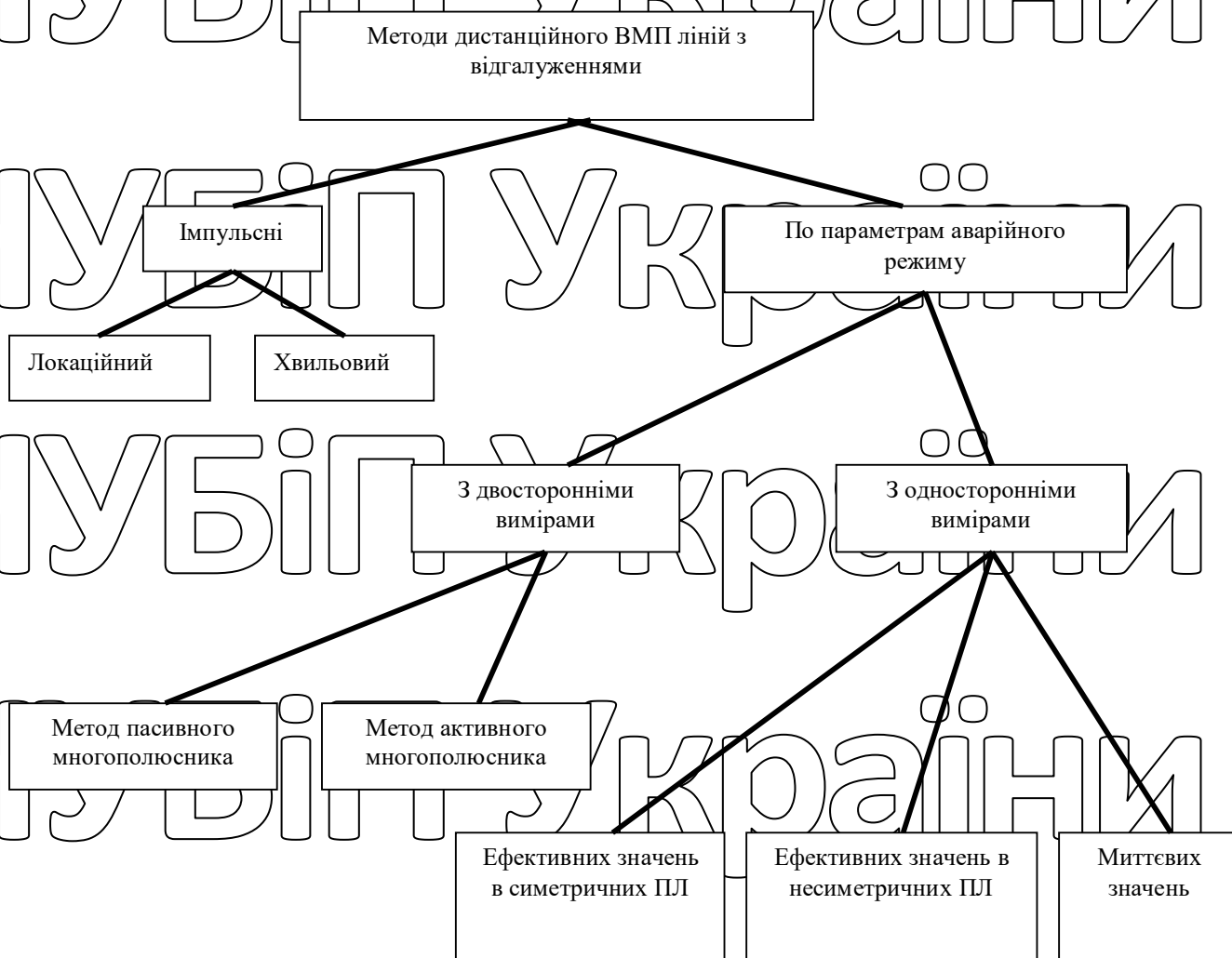


Рис. 4.1. Класифікація методів дистанційного визначення місць пошкодження ПЛ з відгалуженнями.

Ці методи можуть бути класифіковані за наступними ознаками :

а) виду вимірів параметрів режиму – односторонні або двосторонні. В ряді випадків, наприклад, на лініях зі змінним значенням опорів відгалужень виконуються виміри і на самих відгалуженнях;

б) виду симетричних складових – методи, основані на вимірах величин нульової або зворотної послідовності;

в) поєднанню величин що використовуються – методи з вимірами : тільки струмів, тільки напруг, струмів і напруг однієї послідовності, струмів і напруг різних послідовностей; фазних струмів, напруг, кутів і їх комбінацій;

г) характеру обробки даних вимірів – аналітичні і графічні методи з використанням ручних і автоматичних засобів обчислювальної техніки.

Слабе використання параметрів зворотної послідовності для ВМП ПЛ пояснюється порівняно високою похибкою з-за асиметрії параметрів проводів ПЛ і деяких інших факторів.

Двосторонні виміри параметрів аварійного режиму виключає вплив перехідного опору на результат розрахунку відстані до місця пошкодження.

Односторонні виміри струмів або напруг виконують лише в тих випадках, коли встановлення приладів на одному з кінців лінії ускладнена (відсутній вимірювальний трансформатор напруги при ізольованій нейтралі силового трансформатора, при заземленій нейтралі неможливо по тій або іншим причинам встановити трансформатор струму). Зазвичай складність у встановленні ФІ виникає на тупикових підстанціях, виконаних за спрощеною схемою.

При використанні пристроїв, що вимірюють повний опір (пропорційне відстані до місця к.з. на ПЛ, перехідний опір у місці пошкодження не виключається. В цьому випадку можуть виникнути значні похибки вимірів, особливо при падінні проводів ПЛ на землю, на дерево і т. ін. Вказаного недоліку майже не мають пристрої, основані на обліку фазових співвідношень. При цьому перехідний опір не впливає тільки при пошкодженнях на лініях з одностороннім живленням. В той же час на лініях з двостороннім живленням при великих кутах розходження векторів напруг по кінцях пошкодженої ПЛ навіть при вимірі

реактивного опору можуть виникнути похибки. За кордоном на ПЛ також отримали розповсюдження методи визначення місць пошкодження по параметрам аварійного режиму, але вони придатні до використання тільки на лініях без відгалужень.

4.1.2. Пристрої для визначення місця замикання на землю

Повітряні розподільчі мережі 10 – 35 кВ з точки зору пошуку місця замикання на землю володіють деякими специфічними особливостями порівняно з мережами більш високих напруг. Струми замикання на землю в цих мережах відносно не великі і в багатьох випадках на один або навіть на два порядки менше струмів навантаження. Струм і напруга нульової послідовності практично не залежать від місця замикання на землю, а залежать лише від повноти замикання, а саме від перехідного опору в місці пошкодження. В компенсованих мережах струм замикання на землю залежить, окрім того, від ступеня компенсації ємнісного струму. Для розподільчих мереж 10 кВ характерна також складна деревоподібна конфігурація ліній. Вказані особливості мереж 10 – 35 кВ практично виключають можливість використання в них методів і засобів визначення в них місць однофазних замикань на землю, що використовуються в мережах більш високої напруги. У зв'язку з цим в повітряних лініях 10 кВ отримали розповсюдження переносні прилади, які дозволяють шляхом ряду послідовних вимірів визначити місце пошкодження.

На підставі досвіду розробки і використання переносних приладів можна сформулювати наступні основні вимоги до цих приладів:

1. Чутливість - сумарна довжина мережі, при якій прилад повинен визначати місце металевого замикання на землю, повинна бути мінімальною не більше 20 км.
2. Селективність - можливість визначення пошкодженої лінії на підстанції, пошкодженого відгалуження і місця пошкодження на лінії.
3. Універсальність - можливість використання приладу як в

некомпенсованих, так і в компенсованих мережах будь-якої напруги при будь-якій конструкції лінії.

4. Простота використання – мінімальне число операцій з приладом при пошуку пошкоджень.

5. Можливість контролю наявності в мережі замикання на землю в процесі пошуку місця пошкодження.

6. Широкий температурний діапазон від -40 до $+40^{\circ}\text{C}$.

7. Ударо- і вібростійкість, малі габарити, маса і вартість.

В розробку методів і пристроїв для визначення місця замикання на землю суттєвий внесок зробив ряд організацій. У всіх відомих пристроях контроль струму нульової послідовності в лініях мережі виконується шляхом виміру магнітного поля біля лінії за допомогою вбудованих в прилад магнітних датчиків, що являють собою індуктивну котушку з розімкненим феромагнітним осердям.

В деяких приладах передбачено і контроль напруги мережі шляхом вимірів електричного поля лінії за допомогою штирьової антени.

За складовими що вимірюються переносні прилади поділяються на дві групи: прилади, що працюють на частоті 50 Гц , і прилади, що працюють на вищих гармонійних складових струму і напруги.

Кожна група в свою чергу включає як струмові так і напруги прилади. Струмові прилади використовуються для порівняльної оцінки значень струмів нульової послідовності в лінії і ділянках мережі при замиканні на землю.

Напруги прилади дають можливість визначити напрямок протікання цих струмів.

При використанні струмових приладів внаслідок порівняльної оцінки рівня відповідних складових струмів нульової послідовності визначається пошкоджена лінія, покази приладу для якої максимальні; потім по максимальним показам приладу на пошкодженій лінії визначається пошкоджене відгалуження і місце пошкодження, за яким покази приладу різко знижуються.

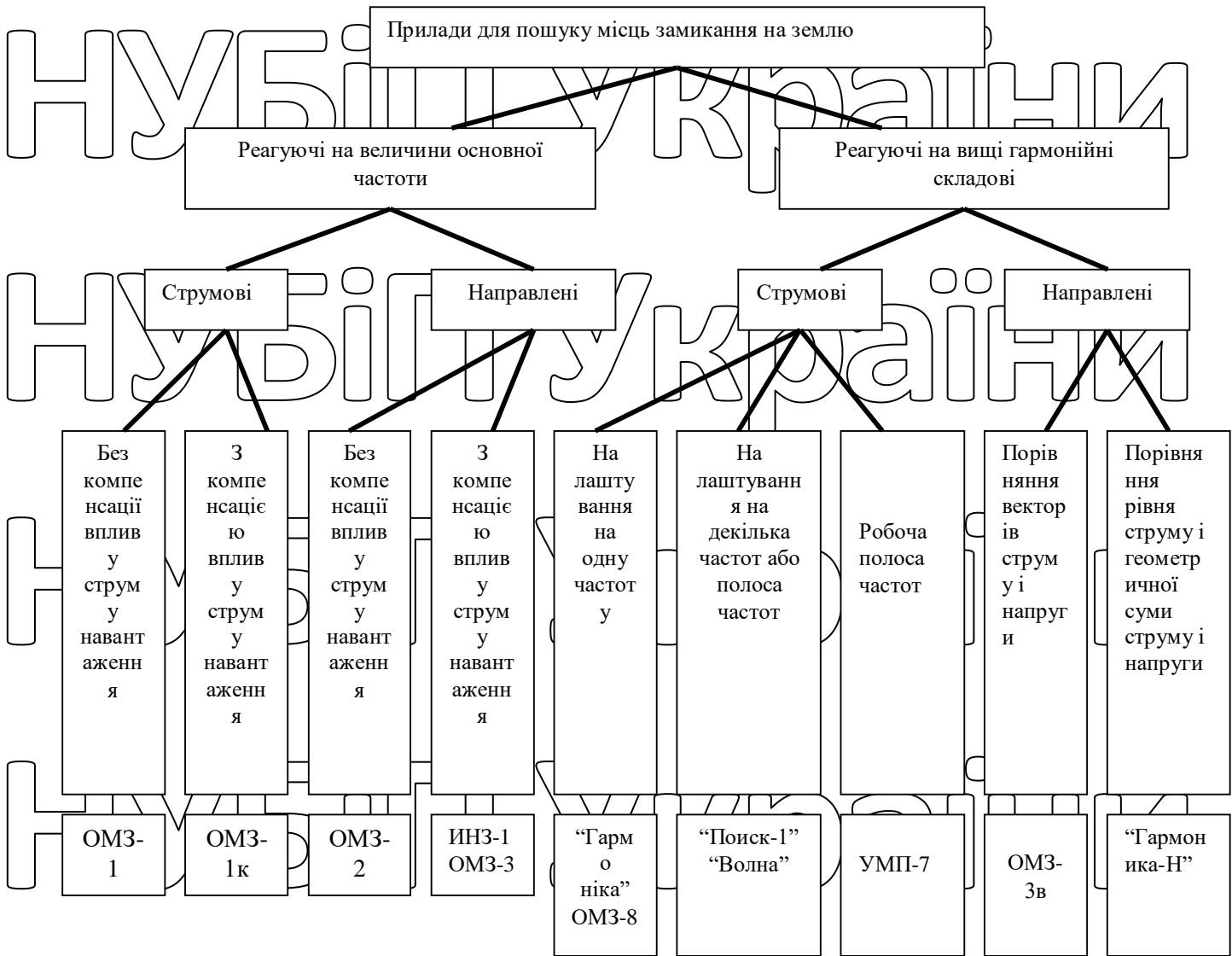


Рис.4.2. Класифікація приладів для пошуку місць замикання на землю в мережах 10 кВ.

Розглянемо конфігурацію силових ліній магнітного поля струмів замикання на землю і струмів навантаження в трифазній лінії та відмінність магнітного поля струму навантаження від ємнісного струму замикання на землю.

Магнітне поле від сумарного значення ємнісного струму замикання на землю буде являти собою концентричні кола навколо проводів. У землі під віссю симетрії лінії електропередачі силові лінії магнітного поля горизонтальні, і тому в котушці індуктивності з горизонтальною віссю це поле буде наводити е.р.с.

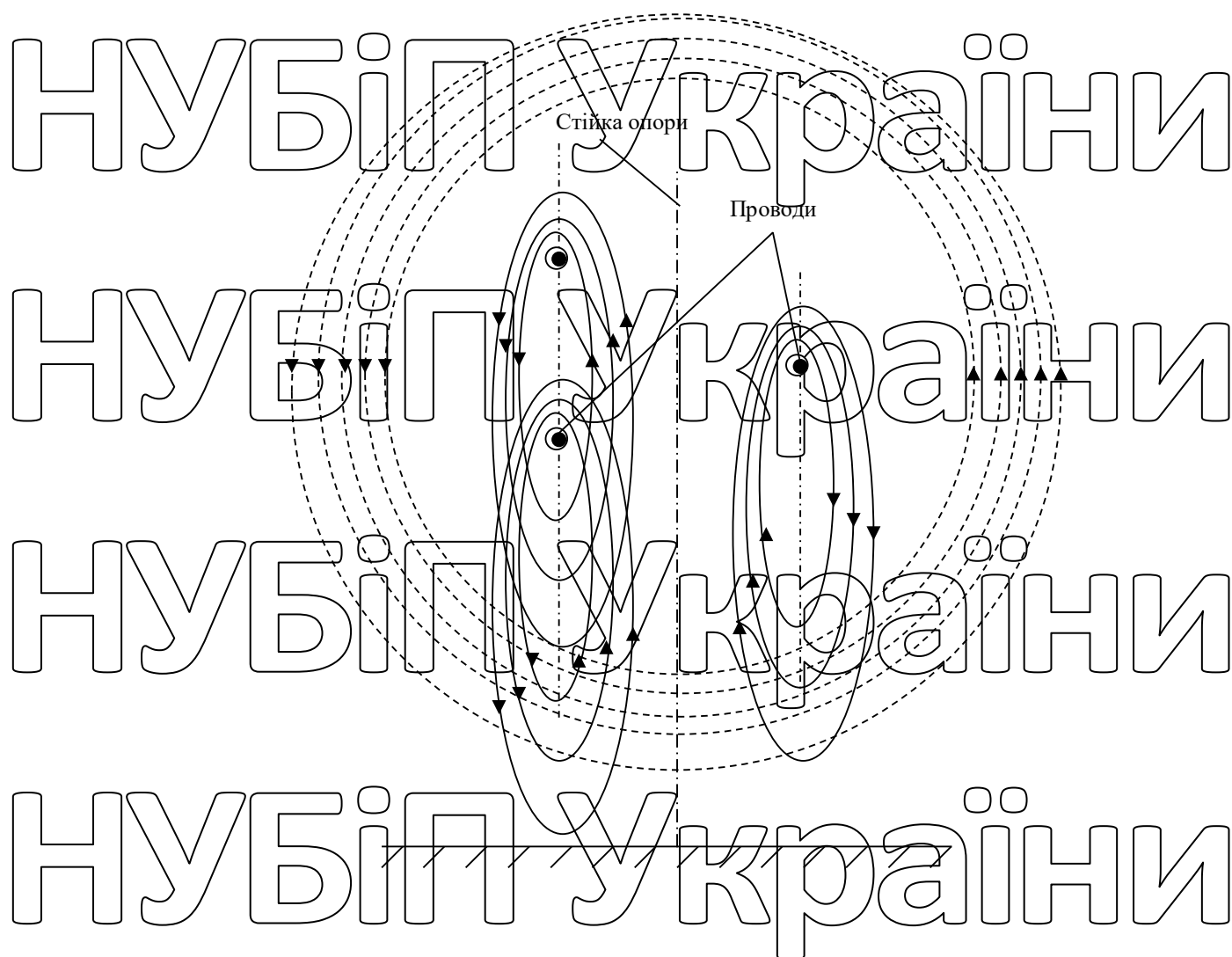


Рис.4.3. Конфігурація силових ліній магнітного поля струмів навантаження і струму замикання на землю.

→ - силова лінія струмів навантаження; - - - → - силові лінії струму замикання на землю.

В котушці індуктивності з вертикальною віссю с.р.с. наводитись не буде. На різницю від цього конфігурація силових ліній магнітного поля струмів навантаження буде у вигляді еліпсоподібних замкнутих кривих, так як в будь-який проміжок часу напрямок струмів в окремих проводах фаз буде протилежним за напрямком за рахунок зсуву по часу фазних струмів на 120° . У землі силові лінії магнітного поля будуть мати горизонтальні і вертикальні напрямки. Тому як в котушці індуктивності з горизонтальною віссю, так як і в котушці індуктивності з вертикальною віссю будуть наводитися с.р.с. [6]

Розрахунки магнітного поля трифазного струму навантаження показали, що с.р.с., що наводяться в горизонтальній і вертикальній котушках, розміщених під

проводами лінії на відстані 6 м від нижнього проводу, відрізняються одне від одного не більше ніж на 10% за величиною і по фазі.

Направлені прилади дозволяють за показами індикатора визначити напрямлення до місця пошкодження в будь-якій точці мережі, якщо значення відповідної складової струму нульової послідовності в даній точці мережі достатньо для роботи приладу.

Направлені прилади на основній частоті, наприклад ОМЗ-1, в загальному випадку мають магнітний датчик струму, антенний датчик напруги, підсилювачі струму і напруги, органи порівнювання фаз і вихідний індикаторний прилад.

Використання приладів, що використовують складові основної частоти, зустрічають суттєві труднощі з-за впливу магнітного поля струмів навантаження, напруженість якого порівняна з напруженістю магнітного поля струму замикання на землю.

Наявність поблизу лінії некомпенсованого магнітного поля струмів навантаження пояснюється несиметричним положенням проводів лінії по відношенню до точки положення переносного приладу. Вплив магнітного поля струмів навантаження різко обмежує область використання найбільш простих приладів на основній частоті. При струмах замикання на землю, що складають

менше 20% струму навантаження, використання таких приладів практично неможливе.

Струмовий прилад ОМЗ-1.

Прилад складається з датчика-котушки індуктивності, підсилювача на напівпровідниках, випрямляча і індикатора - мікроамперметра. При розташуванні датчика під лінією таким чином, що вісь котушки індуктивності розташовується горизонтально і перпендикулярно вісі лінії, в ній наводиться е.р.с. Отриманий сигнал підсилюється підсилювачем, випрямляється випрямлячем і викликає відхилення стрілки приладу. Відхилення стрілки приладу пропорційне величині струму замикання на землю.

Пошук місця пошкодження за допомогою цього приладу виконується в наступному порядку.

Після отримання повідомлення з диспетчерського пункту про наявність "ЗЕМЛЯ" в мережі електромонтер з приладом відправляється на живлячу підстанцію до виводів лінії 10 кВ (або іншої напруги в залежності від місця замикання). Під проводами відхідної лінії 10 кВ визначається та лінія, де покази приладу найбільші. Для вимірів прилад розташовується під проводами з віссю магнітного датчика котушки перпендикулярно вісі лінії. Напрямок пошкодження визначають за найбільшим відхиленням стрілки приладу.

Визначив пошкоджену лінію, переходять до найближчого відгалуження, де аналогічним чином визначають напрямок з найбільшими показами, по якому рухаються далі, поки покази різко не зменшаться. Це говорить про те, що місце пошкодження пройдено і треба вже відшукувати опору з пошкодженням , рухаючись назад. При відшукуванні місця замикання на землю не обов'язково рухатись від підстанції, заїжджаючи по порядку послідовно до кожного місця відгалуження. Якщо виявиться, що покази різко зменшились, то повертаються назад.

Так як пошкодження можуть бути тільки на металічних залізобетонних опорах, на щоглових підстанціях або перемикаючих пунктах, де штирі або основи ізоляторів заземлені, то пошкодження слід шукати саме на них.

Так як прилад ОМЗ-1 реагує на струми навантаження, то їм не можна виконувати виміри на лініях де ці струми більші триразового струму замикання на землю. В протилежному випадку прилад може дати показання під непошкодженою, але навантаженою лінією більші, ніж під навантаженою лінією, в колі якої має місце замикання на землю. Такі співвідношення часто зустрічаються в експлуатації, що обмежує область використання струмових приладів.

Розрахунки магнітного поля трифазного струму навантаження показали, що е..р.д. що наводиться в горизонтальній та вертикальній котушках розташованих під проводами лінії на відстані 6 м від нижнього проводу, відрізняються один від одного не більше ніж на 10 % за величиною і по фазі.

Залежність складових магнітної індукції горизонтальної B_r і вертикальної

B_v від положення точки під проводами лінії наведена на рис.5.5 (е.р.с. що наводяться в котушках індуктивності з горизонтальною і вертикальною осями, прямо пропорційна відповідній магнітній індукції).

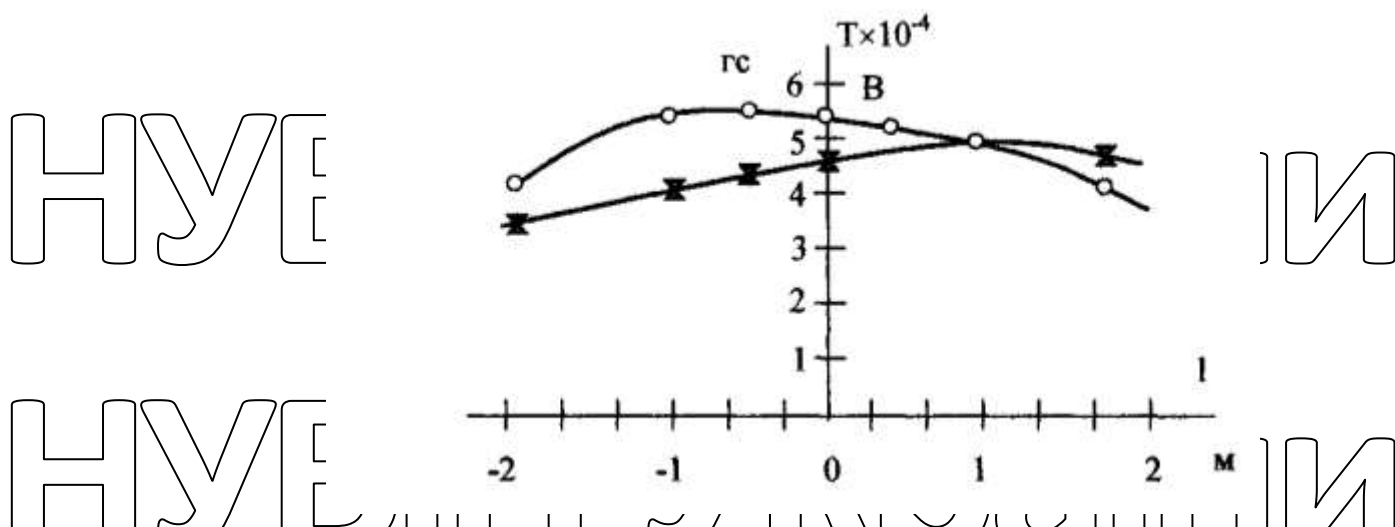


Рис.4.4. Залежність магнітної індукції B_T і B_V від положення точки під проводами лінії. l - відстань в горизонтальному напрямку перпендикулярно осі лінії від проекції проводу фази А.

Такі співвідношення дають можливість легко скомпенсувати дії струмів навантаження на котушки з горизонтальною віссю за допомогою котушки з вертикальною віссю. Для цього прилад, яким визначається місце короткого замикання на землю, повинен мати в якості датчика дві котушки: горизонтальну й вертикальну.

Найпростіша принципова схема компенсації наведена на рис.4.5. Опори $Z_{в.к.}$ і $Z_{г.к.}$ підбираються таким чином, щоб компенсувати струм, викликані е.р.с. струмів навантаження лінії. Зазвичай вони являють собою послідовно з'єднані ємність і активний опір. При повній компенсації амплітуди цих струмів в котушках будуть рівні і зсунуті на 180° . Сума цих струмів в резонансному фільтрі СЛ дорівнюватиме нулеві.

Резонансний фільтр служить для виділення складової робочої частоти в струмах замикання на землю і струмах навантаження і налаштовується на 50 Гц. Струми вищих гармонік запираються і в прилад не потрапляють. При наявності в лінії струму замикання на землю він наведе е.р.с. тільки в горизонтальній

катушці, і тоді через фільтр CL піде струм, який буде вимірюваний вимірювальним приладом або іншим індикатором. Слід відмітити, що повну компенсацію струмів навантаження здійснити не вдасться. Дія струмів навантаження залежить від розміщення проводів на опорі лінії, від розміщення котушок відносно проводів лінії.

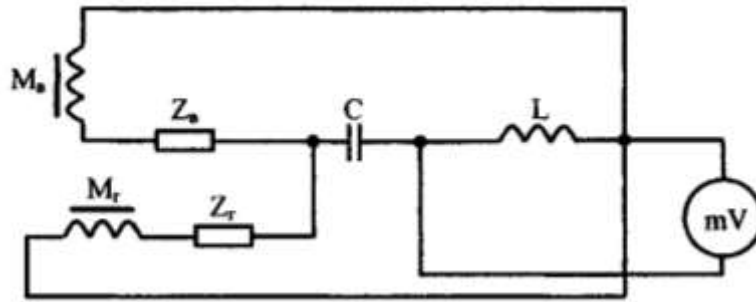


Рис.4.5. Принципова схема компенсації впливу магнітного поля навантаження в струмовому приладі

Прилади на вищих гармоніках.

Прилад „Поиск-1” оснований на вимірах складової магнітної індукції від вищих гармонік в струмі замикання. Прилад виконаний як універсальний прилад, розрахований на експлуатацію в мережах з різними характеристиками. Це визначається можливістю приладу на любій з чотирьох фіксуючих частот, гарним на лаштуванням від струмів навантаження, можливістю контролю наявності в мережі замикання на землю. Основними вузлами приладу являється магнітний датчик, що являє собою індуктивну катушку з розімкненим феромагнітним осердям; фільтр-пробка, призначений для запирання сигналу основної частоти; вузол конденсаторів для налагодження приладу на різні робочі частоти; напівпровідниковий підсилювач; вихідний вимірювальний прилад і джерело живлення.

В якості фільтра в схемі використовується подвійний Т-подібний RC-фільтр з нульовою настройкою на частоті 50 Гц.

Це забезпечує відсутність впливу на покази приладу перш гармоніки в струмі навантаження і в струмі нульової послідовності. Можливість настройки датчика за допомогою вузла конденсаторів в резонанс на частоті однієї з вищих

гармонік забезпечує додаткове послаблення сигналу основної частоти при відхиленні частоти мережі від частоти настройки РС- фільтра і підвищує селективність приладу.

Прилад „Поиск-1" оснащено штирвовою ємнісною антеною, що дозволяє контролювати наявність напруги на лінії в процесі пошуку пошкодження, а також наявність в мережі замикання на землю.

Магнітний датчик М приладу, окрім робочої обмотки має допоміжну обмотку що використовується при наладці приладу, а також для перевірки його справності в умовах експлуатації. За допомогою перемикача послідовно з робочою обмоткою

вмикаються конденсатори С1-С4 які забезпечують резонансну настройку приладу на частоти відповідно 5, 7, 11, 13-ї гармонік.

Антену приладу підключається безпосередньо на вхід підсилювача. Якщо в мережі немає замикання на землю, на антені приладу, розташованого поблизу лінії, виникає порівняно невеликий потенціал, викликаний несиметричним положенням проводів. Однак цього потенціалу достатньо, щоб визвати відхилення стрілки приладу.

При замиканні на землю однієї фази мережі на антені виникає потенціал, що визначається напругою нульової послідовності. Цей потенціал в 20-30 разів перевищує потенціал нормального режиму і викликає різке збільшення показів приладу.

Пошкоджена лінія визначається за максимальними показами приладу з результатів вимірів під усіма лініями. Непошкоджене відгалуження дає мінімум показів приладу. Для визначення місця пошкодження на пошкодженому відгалуженні виконуються послідовні виміри вздовж цього відгалуження.

Перехід через місце замикання визначається по різкому зниженню показів приладу.

Можливі випадки, коли за умовами роботи споживачів або з-за підвищеної небезпеки ураження електричним струмом людей і тварин при замикання на землю необхідне швидке відключення пошкодженої лінії або ділянки електромережі. Природно що жоден з відомих переносних приладів не

може бути використаний для пошуку місця замикання на знеструмленій ділянці мережі. В окремих випадках можливі деякі ускладнення при пошуку пошкодження, коли пошкоджена лінія залишається в роботі. Так, якщо від підстанції відходить дві лінії даної напруги при замиканні на землю на одній з них струм нульової послідовності на початку обох ліній практично рівні між собою і ніяким струмовим приладом визначити пошкоджену лінію неможливо.

Аналогічне явище буде і при великій кількості відхідних ліній, якщо дві з них мають протяжність, суттєво перевищуючу сумарну протяжність інших ліній.

З метою забезпечення можливості пошуку місця замикання в цих випадках

розроблено електромагнітний генератор частоти типу ЄГЧ-4, розрахований на роботу спільно з приладом „Поиск-1”.

Електромагнітний генератор при роботі на відключену лінію забезпечує пробій пошкодженого ізолятора; накладання на пошкоджений ізолятор випрямленого струму до 0,6 А для пропалу і ізоляції; накладання на мережу

струму вищих гармонік від 0,5 до 3,5 А в залежності від перехідного опору в місці замикання, причому вміст 5-ї гармоніки в струмі що прикладається, складає від 50-70%.

Генератор спільно з приладом „Поиск-1” забезпечує пошук місця

замикання на землю при перехідному опорі ізолятора в пробитому стані до 3 кОм.

При роботі на мережу, під напругою, генератор накладає на мережу струм вищих гармонік до 3,5 А з вмістом струму частотою 250 Гц до 75%, що в багато разів перевищує звичайний рівень природної п'ятої гармоніки мереж 6-20 кВ з протяжністю до 120-150 км. Накладений струм частотою 250 Гц дає можливість

чітко визначити пошкоджену лінію і місце замикання на ній по показах приладу „Поиск-1” в самих несприятливих випадках. Значення накладеного струму, протікаючого від місця включення генератора до місця замикання, практично не залежить від віддаленості останнього.

Живлення генератора здійснюється від мережі змінного струму промислової частоти напругою 220 ± 10 В. Споживаний струм до 50 А.

Трансформатор генератору ЄГЧ-4 працює на нелінійній частині

характеристики намагнічування, в результаті чого в обмотках середньої напруги СН і високої напруги ВН індукуються е.р.с. із значним вмістом вищих гармонік. В контурі, що складається з обмотки середньої напруги і конденсатора СІ, резонансна частота якого 250 Гц, виділяється струм 5-ї гармоніки, який накладається на мережу. Випрямлена напруга ввімкнених послідовно обмоток середньої і високої напруги накладається на відключену лінію для пробою і пропалювання ізоляції.

4.1.3. Автоматична сигналізація замикань на землю в трифазній мережі.

В мережах з ізольованою нейтраллю і з нейтраллю, заземленою через дугостійкі котушки (компенсовані мережі), замикання на землю однієї фази не супроводжується великими струмами пошкодження.

Для швидкого визначення замикання на землю в трифазних мережах, що працюють з ізольованою або компенсованою нейтраллю, використовують два види пристроїв автоматичного контролю:

- Пристрої автоматичного контролю ізоляції;
- Пристрої селективної сигналізації замикань на землю.

Пристрої автоматичного контролю ізоляції діє при замиканнях на землю однієї з фаз в будь-якій точці контрольованої мережі (рис.4.6). Ці пристрої встановлюються на генераторах Г1 і Г2, що працюють в блоках з трансформаторами і не зв'язані електрично з іншими елементами.

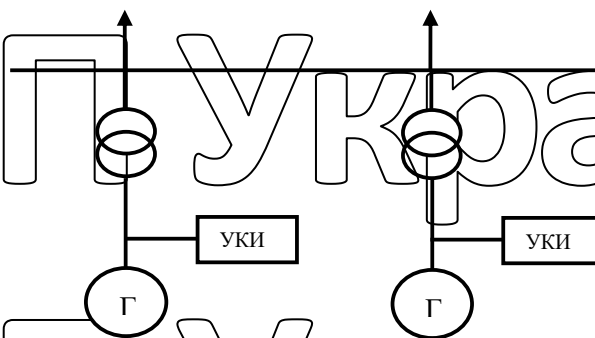


Рис.4.6. Контроль ізоляції на генераторах електростанцій.

Автоматичний контроль ізоляції мережі.

Пристрій селективної сигналізації замикань на землю (АЗС) встановлюється на окремих приєднаннях. При замиканні на землю спрацьовує тільки АЗС на пошкодженому приєднанні.

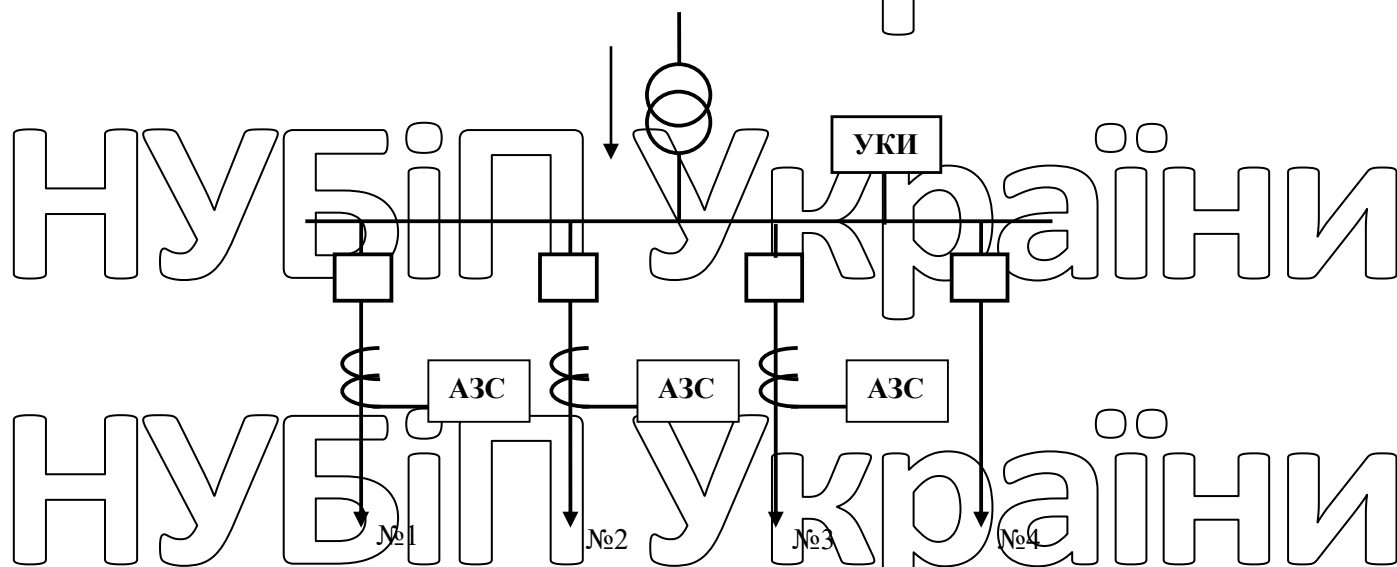


Рис.4.7. Розподілення УКИ і АЗС на понижувальній підстанції.

Розподілення УКИ і АЗС показана на рис.4.7. При замиканні на землю в колі одного з трьох приєднань, оснащених АЗС (№1, 2, 3), спрацьовують УКИ і АЗС пошкодженого приєднання. Якщо ж замикання на землю виникає на лінії №4, що не має АЗС, або безпосередньо на шинах, то спрацьовує тільки УКИ. Якщо всі лінії оснащені АЗС, то спрацювання тільки УКИ свідчить про замикання на землю на шинах (або в колі обмотки трансформатора, електрично зв'язаної з шинами).

Найпростіший пристрій автоматичного контролю ізоляції для мережі низької напруги складається з двох реле напруги 1Н і 2Н, що ввімкнуті між двома фазами і землею (мал.). Напруги спрацювання реле вибираються більшими, ніж максимальна робоча напруга фаза-земля. Тому в нормальних умовах напруга на реле нижча напруги спрацювання і контакти реле залишаються розімкнутими. У випадку замикання однієї з фаз на землю підвищується напруга хоча б на одному реле, воно спрацьовує і вмикає відповідний сигнал.

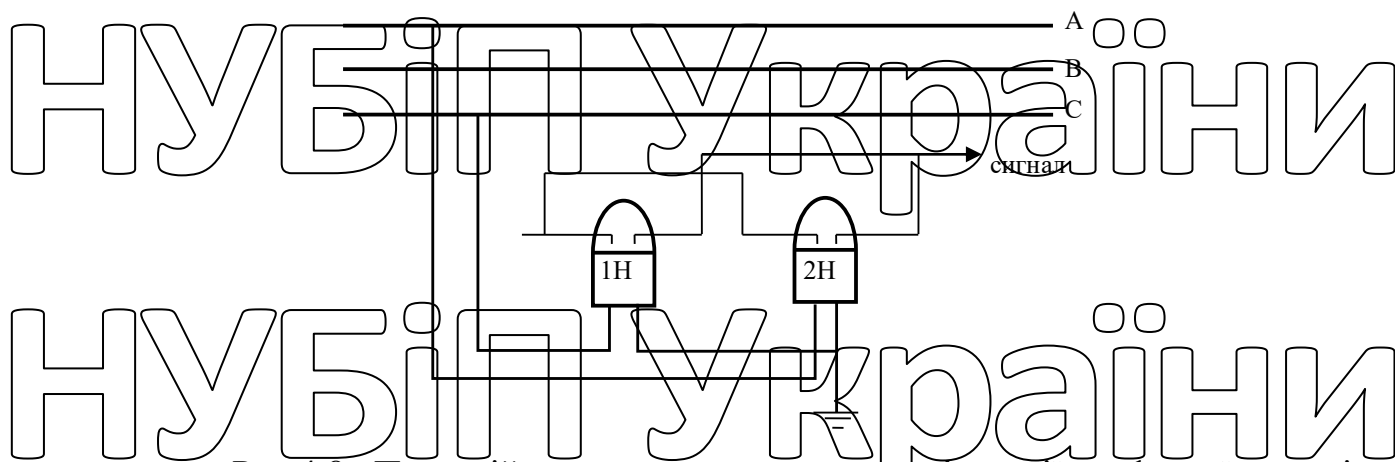


Рис.4.8. Пристрій автоматичного контролю ізоляції трифазної мережі низької напруги.

В мережі високої напруги реле напруги або живляться від двофазних вимірювальних трансформаторів напруги, ввімкнених між двома фазами і землею (аналогічно ввімкненню реле 1Н і 2Н в схемі, на малюнку), або використовується одне реле напруги, увімкнене по схемі зображеної на рис.4.8.

В цій схемі використовується спеціальний трифазний вимірювальний трансформатор напруги ТН, що має вторинну обмотку, з'єднану в рівнісильний трикутник, від якої і живиться реле напруги Н, що сигналізує замикання на землю.

Напруга U_0 на реле пропорційна геометричній сумі напруг всіх трьох фаз відносно землі. Якщо ізоляція мережі справна, то напруги фаза-земля всіх трьох фаз рівні за величиною і взаємно зсунуті по фазі на 120° . В цьому випадку напруга U_0 близька до нуля.

Якщо ж одна з фаз замикається на землю, то симетрія напруг фаз відносно землі порушується і напруга U_0 збільшується. При цьому реле Н спрацьовує і подає сигнал про замикання на землю.

Пристрої селективної сигналізації замикання на землю живляться від трансформаторів струму спеціальної конструкції, так званих трансформаторів струму нульової послідовності (ТНП), що вмикаються в коло контрольованих приєднань.

Найбільш широко використовують ТНП кабельного типу, призначені для

кабельних ліній або повітряних ліній з кабельними вставками.

Найпростіший ТНП складається з кільцевого феромагнітного осердя, який охоплює кабель що контролюється (рис.4.9). Осердя оснащено обмоткою, від якої живиться пристрій сигналізації. При цьому струм I_0 в мережі АЗС пропорційний геометричній сумі струмів в фазах кабелю що контролюється.



Рис.4.9. Пристрій контролю ізоляції трифазної мережі високої напруги із використанням трансформатора напруги нульової послідовності.

Якщо замикання в мережі немає, то геометрична сума струмів в фазах лінії дорівнює нулеві і АЗС залишається нейтральним, незалежно від протікання по кабелю струму навантаження.

Якщо в кабелі виникає замикання на землю, то геометрична сума фазних струмів вже не дорівнюватиме нулеві, так як частина струму протікає через землю. При цьому в колі АЗС з'явиться струм I_0 і АЗС спрацює, сигналізуючи про виникнення замикання на даній лінії.

Найпростіше АЗС складається з чутливого струмового реле, що спрацює під дією вторинного струму I_0 трансформатора струму нульової послідовності. При замиканні на землю в будь-якій точці мережі струми I_0 з'являються у вторинних обмотках всіх ТНП (як ТНП пошкодженого приєднання, так і ТНП непошкоджених приєднань, що живляться від загальних шин). Тому для виключення хибних сигналів струм спрацювання АЗС повинен бути вибраний таким, щоб АЗС надійно спрацювало у випадку пошкодження на контрольованому приєднанні і одночасно було надійно відлагоджене від струму, що виникає в АЗС при пошкодженнях на інших приєднаннях.

В мережі з ізольованою нейтраллю струм замикання на землю пропорційний ємності всій мережі відносно землі. При цьому струм в колі АЗС непошкодженого приєднання, від якого дане АЗС повинно бути відлагоджене, пропорційний ємності цього приєднання. Струм в колі АЗС пошкодженого приєднання пропорційний сумарній ємності всіх приєднань, окрім пошкодженого.

В мережі з великою кількістю порівняно рівних за протяжністю приєднань при замиканні на землю струм в мережі АЗС пошкодженого приєднання в багато разів перевищує струм в колі непошкодженого приєднання. Тому в таких

мережах АЗС що реагує на повний струм замикання, працюють достатньо надійно.

В мережах з компенсованою нейтраллю повний струм в колі АЗС пошкодженої лінії може бути набагато меншим, ніж в колах АЗС непошкоджених ліній. Пояснюється це впливом компенсуючи пристроїв, які забезпечують зниження струмів пошкодження. Тому в компенсованих мережах АЗС, що реагує на повні значення вторинних струмів ТНП, практично незастосовувані.

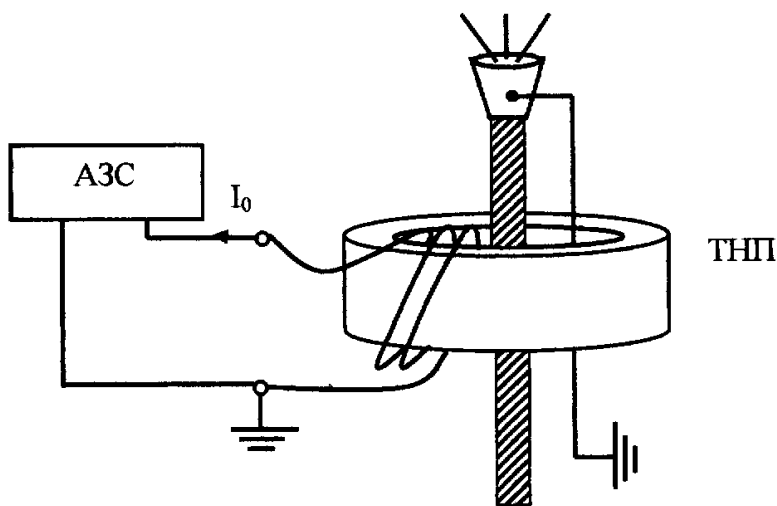


Рис.4.10. Схема живлення АЗС від трансформатора струму нульової послідовності.

В мережах з компенсованою нейтраллю використовують більш складні АЗС, наприклад АЗС, що реагують тільки на вищі гармоніки вторинних струмів

ТНП. Досвід показав, що при замиканні на землю, незалежно від наявності компенсації нейтралі, вищі гармоніки в струмі замикання на землю у непошкоджених ліній пропорційні ємностям цих ліній, а у пошкоджених ліній дорівнюють сумі вищих гармонік всіх непошкоджених ліній. Тому, якщо ємність кожної окремої лінії мала порівняно з ємністю всієї мережі, то АЗС, що реагує на вищі гармоніки, можуть бути виконані достатньо високої чутливості.

4.2. Мікропроцесорні пристрої для визначення місць пошкодження в

ПЛ-10 кВ

Впровадження мікропроцесорних фіксуючих індикаторів для визначення місць пошкодження (ВМП) в розподільчих електричних мережах являються одними з найголовніших факторів підвищення надійності енергопостачання споживачів, забезпечення економічності експлуатації і безпеки обслуговування електромереж. Фіксуючі індикатори дуже широко використовуються для ВМП на лініях електропередач за кордоном, зокрема в Росії. Встановлення індикаторів на лініях електропередач вважається необхідною, передбачена типовими проектними рішеннями.

Використання фіксуючих мікропроцесорних індикаторів дозволяє визначити відстань до місця пошкодження на лініях електропередач з достатньо високою точністю, з похибкою не більше 4-5 % довжини лінії, що скорочує час пошуку пошкодження в 2-3 рази, а в деяких випадках дозволяє попередити аварійні відключення за рахунок своєчасного відключення місць неусталених коротких замикань (КЗ).

Мікропроцесорні фіксуючі індикатори нового покоління серії ИМФ-1С, ИМФ-10Т, створені науково-виробничою фірмою "Радіус" спільно з АО "Фирма ОРГРЭС" і за участі ряду енергосистем, являються на сьогоднішній день одними з найбільш досконалими. При їх розробці враховані конструктивні недоліки попередніх мікропроцесорних фіксуючих індикаторів, використані вдосконалені

алгоритми і підвищена зручність роботи персоналу.

Результати експлуатації, а також випробування індикаторів підтвердили їх надійність, високу точність та зручність експлуатації пристроїв. Індикатори ИМФ забезпечують зручний діалог з оператором, фіксують параметри до 9 аварійних ситуацій із зазначенням часу виникнення кожної з них, а також значення струму і тривалість КЗ. Індикатори оснащені вбудованим тестовим контролем справності, не потребують використання будь-яких додаткових приладів при вводі в експлуатацію.

ВМП на повітряних лініях (ПЛ) з використанням фіксуючих індикаторів ИМФ виконується у відповідності з діючими правилами, методиками і рекомендаціями.

Особливості мікропроцесорних фіксуючих індикаторів

Використання мікропроцесорної техніки дозволяє значно підняти рівень приладів. При цьому забезпечуються нові якості, принципово не можна досягти на електромеханічній та мікроелектронній елементній базі.

До переваг фіксуючих індикаторів на мікропроцесорній елементній базі слід віднести наступне:

- Відносна апаратна простота за рахунок інтеграції великої кількості елементів в великих інтегральних схемах, зокрема мікропроцесорі;
- Висока надійність від використання малої кількості електронних компонентів;
- Можливість проведення складних розрахунків в самому приладі за рахунок реалізації алгоритмів розрахунку програмним шляхом;
- Зручність роботи з приладом за рахунок використання клавіатури і можливості отримання великого об'єму інформації що виводиться, зокрема в діалоговому режимі;
- Висока стабільність параметрів, так як аналогові сигнали переводяться в цифрову форму на самому початковому етапі їх обробки, і немає елементів параметри яких можуть відхилитися із часом або при зміні температури;
- Гнучкість зміни алгоритмів роботи за рахунок зміни програмного

забезпечення без втручання в апаратну реалізацію;

- Постійне самотестування з можливістю видачі сигналу несправності;
- Можливість обміну інформацією з комп'ютером на основі сучасних комп'ютерних технологій.

Мікропроцесорні фіксуючі індикатори серії ИМФ-1С, ИМФ-10Т забезпечують фіксацію параметрів аварійного режиму 9 аварійних ситуацій, а також мають однакове конструктивне виконання і діалог з оператором, що дозволяє обслуговуючому персоналу легко освоїти різні типи індикаторів на основі знання хоча б одного з них. Використання достатньо потужного 16-

разрядного процесора забезпечує велику обчислювальну потужність для реалізації складних алгоритмів розрахунку відстані в фіксуючих індикаторах.

Всі індикатори виконані з використанням принципу роботи по параметрам аварійного режиму. Це означає, що всі виміри величин, необхідних для розрахунку відстані до місця аварії, виконуються з моменту її виникнення, а саме, протягом 60-100 мс. Цей принцип найбільш простий в реалізації, особливо при підключенні індикаторів, і достатньо точний. Найвність лінії зв'язку з комп'ютером – з єдиним протоколом обміну дозволяє з'єднувати в єдину мережу індикатори на різні класи напруг в будь-якому співвідношенні.

Використання індикаторів ИМФ-1С

Фіксуючі індикатори ИМФ використовуються для безпосереднього визначення відстані до місця КЗ на ПЛ електропередачі напругою 6-35 кВ протяжністю до 200 км з допоміжною фіксацією ефективних значень струмів КЗ, струмів і напруг прямої та зворотної послідовностей, а також векторної діаграми струмів і напруг аварійного режиму. Окрім того, індикатори забезпечують можливість аварійного відключення мережевих вимикачів і фіксацію відстані до місця КЗ при пошкодженнях на ділянках лінії за мережевими вимикачами, дозволяють виконувати дистанційний діагностичний контроль нормального функціонування пристроїв РЗА.

Електричні мережі 6-35 кВ відносяться до розподільчих мереж і виконують функцію передачі електроенергії безпосередньо її споживачам. Особливістю цих

мереж є також те, що їх первинна схема має розгалужений, деревоподібний характер. Це значно ускладнює пошук місць пошкоджень і в ряді випадків набагато збільшує його час.

В цих мережах значні струми пошкоджень мають місце при двофазних і трифазних КЗ, а також при подвійних замиканнях на землю, що відключаються пристроями РЗ. В кількісному відношенні КЗ в цих мережах розподіляються приблизно таким чином: однофазні – 65%, двофазні і подвійні замикання на землю – 20%, двофазні без землі – 10 % і трифазні – 5 %.

Із врахуванням викладеного ВМП повинно виконуватись при міжфазних КЗ, як зв'язаних з землею, так і без землі. В фіксуючих індикаторах ИМФ-1С інформація про вид двофазного КЗ при подвійних замиканнях на землю супроводжується додатковим індексом 0. При цьому інформацію про відстань до місця КЗ слід вважати достовірною тільки при подвійних замиканнях на землю в одній точці.

Індикатор ИМФ-1С може встановлюватись на поодиноких лініях 6-35 кВ або на вводах секції шин підстанції (рис.4.11).

При встановленні на лінії 35 кВ індикатор забезпечує визначення відстані до місця пошкодження на лінії Л1, в тому числі при пошкодженнях за мережевим вимикачем (Q11) та аварійне відключення вимикачів, що оснащені пристроєм АПВ (Q4-Q10, Q11, Q13 і т. ін.), фіксацію значення струму, що вимикається вимикачами Q1, Q11 і т. ін., для виявлення ресурсу вимикачів і часу КЗ за вимикачами Q1, Q11, Q12 для діагностичного контролю правильності функціонування релейного захисту.

Ознакою аварійного відключення вимикача, оснащеного однократним АПВ, наприклад вимикача Q11 при КЗ в точці К1, служить поява на вході індикатора 2 імпульсів струму з заданим інтервалом часу t_2-t_3 між імпульсами струму (рис.4.11).

Витримка часу пристроїв АПВ контролюючих вимикачів встановлюється різною, наприклад АПВ вимикача Q11 має витримку 5 с, а вимикача Q12 - 5,5с і т.д.

Ознакою аварійного відключення вимикача, оснащеного двократним АПВ, наприклад Q5 при K3 в точці K2, служить поява на вході індикатора 3 імпульсів струму K3 t1-t2, t3-t4 I t5-t6 (рис.4.12) з заданим інтервалом часу між першим і другим імпульсами.

При встановленні на вводі секції шин індикатор забезпечує визначення відстані до місця пошкодження на підключених до секції лініях Л2-Л4, в тому числі при пошкодженнях за мережевими вимикачами Q8-Q10, значення струму, що вмикається вимикачами Q5-Q10, і інтервалів часу K3 за вимикачами Q5-Q10 для контролю правильності функціонування релейного захисту.

35 кВ

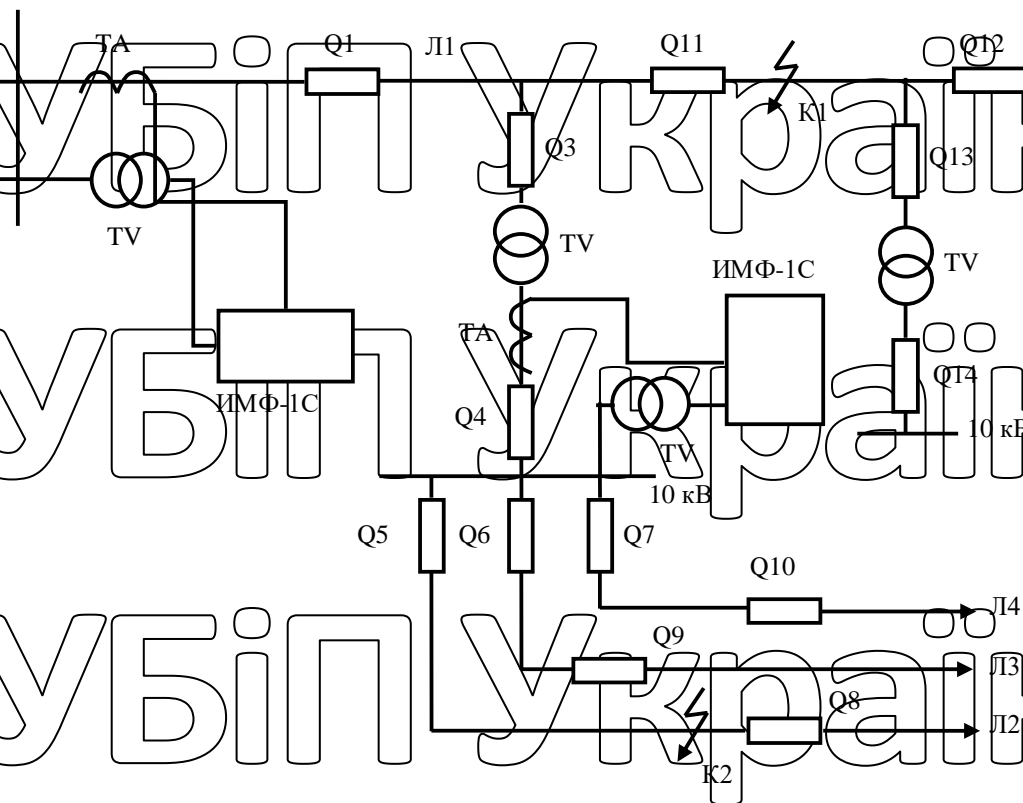


Рис.4.11. Встановлення індикатора ИМФ-1С в розподільчій електромережі.

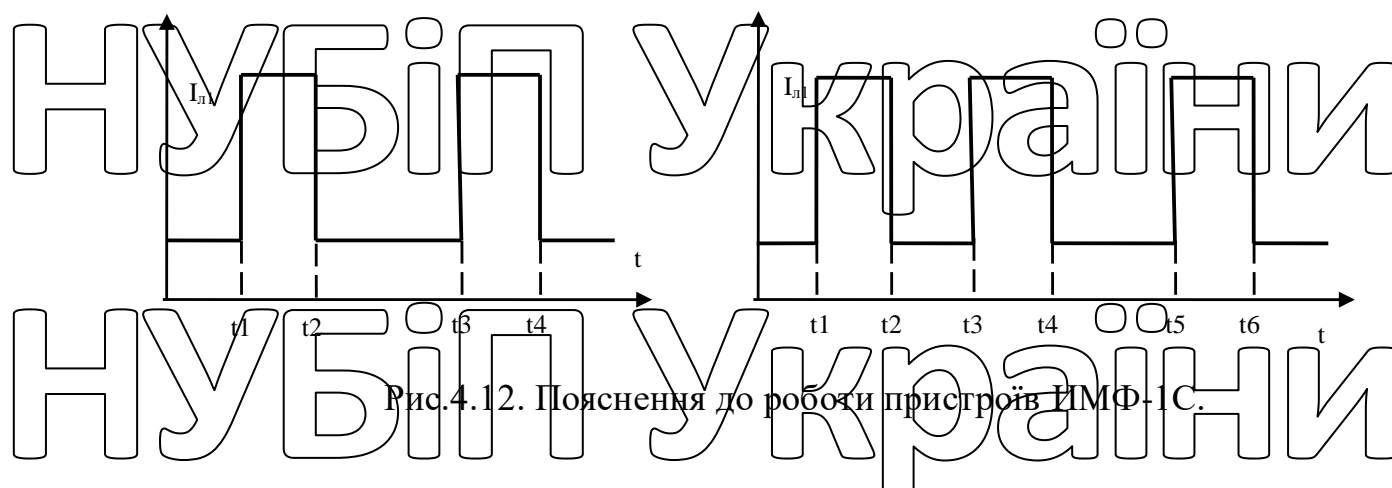


Рис.4.12. Пояснення до роботи пристроїв ИМФ-1С.

Індикатор фіксує також повний струм КЗ і може бути використаний для експериментального визначення струмів КЗ при створенні штучних КЗ в заданій точці ПЛ 6 – 35 кВ і при звичайних КЗ в процесі експлуатації. Порівнювальний аналіз показів індикатора і дійсної відстані до місця КЗ дозволяє уточнити характеристики приладу.

Індикатори ИМФ використовуються в електромережах в основному для безпосереднього визначення відстані до місця пошкодження в кілометрах за результатами вимірів опору петлі короткого замикання. Покази індикатора можуть бути використані також для ВМП по струмах і напругах зворотної послідовності.

Використання одного індикатора, встановленого на шинах підстанції, для контролю деяких підходящих ліній економічно вигідно, але при цьому слід враховувати вплив на точність ВМП інших відходних від шин ліній. При визначенні близьких КЗ точність ВМП доволі прийнятна, але при більших відстанях до КЗ похибка може бути значною.

Використання індикаторів ИМФ найбільш ефективно для довгих ліній, що мають мінімальне число відгалужень. Такими лініями, як правило, являються лінії напругою 35 кВ, а також лінії напругою 6 – 10 кВ, що проходять вздовж трас газо - і нафтопроводів. На цих лініях результати роботи індикатора отримуються найбільш гарними.

Для підвищення точності роботи індикатора на розгалужених лініях, такими зазвичай являються сільські лінії електропередачі 6 – 10 кВ, в пристрої

передбачений спеціальний коефіцієнт розгалуження $K_{розг}$, що ліквідує шунтуючий вплив навантажень на відгалуженнях, що спотворює дані розрахунку. Отримана розрахунковим шляхом відстань множиться на число, пропорційне цьому коефіцієнту, і таким чином відстань що відображається на індикаторі збільшується пропорційно початково розрахованій відстані. При цьому виконується компенсація похибки відгалужень.

Слід відмітити, що використовувати цей коефіцієнт слід обережно, так як при КЗ довше 25-30 км відстань може збільшуватись настільки, що значно перевищить довжину лінії. Тому на прямих або довгих лініях встановлення

коефіцієнту $K_{розг}$ обов'язково повинна дорівнювати нулеві. Чим довша лінія, тим менше слід встановлювати величину коефіцієнту. Під довжиною лінії розуміється максимальна відстань від місця встановлення індикатора до кінця лінії або відгалуження. При використанні різних проводів на лінії, що достатньо типово на практиці, слід задавати посереднє значення питомих опорів. Як правило, питомий реактивний опір мало залежить від матеріалу і товщини проводу, тоді як активне може змінюватись в 2-3 рази.

Використання індикаторів ИМФ-10Т

Фіксуючі індикатори ИМФ-10Т використовуються для визначення приєднання підстанції з однофазним замиканням на землю в електричних мережах 6 – 35 кВ з ізольованою або недокомпенсованою нейтраллю. Індикатор фіксує дату і час моменту аварії, а також векторну діаграму аварійного режиму.

Принцип роботи індикатора оснований на контролі напрямків струму нульової послідовності контрольованих ліній, тому в електромережах з повною компенсацією ємнісного струму індикатор використовувати не слід. В електромережах з ізольованою нейтраллю таких проблем не виникає, і пристрій можна використовувати без будь-яких обмежень.

При підключенні індикатора ИМФ-10Т до кіл струму і напруги під еднань підстанції слід забезпечити правильне фазування кіл напруги і струмів лінії.

Перевірка правильності фазування напруги ТН і струмів ТСНП (три-р струмів нульової послідовності) виконується при штучному замиканні на землю

на одному з присідань. Послідовним переглядом фазових кутів струмів присідань встановлюється правильність фазування кіл СН і ТСНП.

Індикатори ИМФ-10Т дозволяють виконувати пробний пуск від кнопок клавіатури з метою зняття векторної діаграми для перевірки правильності підключення кіл і роботи пристрою.

Індикатори ИМФ-10Т мають спеціальний тестовий режим „Контроль”, що дозволяє оператору в процесі експлуатації контролювати правильність роботи пристроїв, вимірювати значення напруги нульової послідовності підходящих присідань, а також контролювати правильність ходу годинника пристрою.

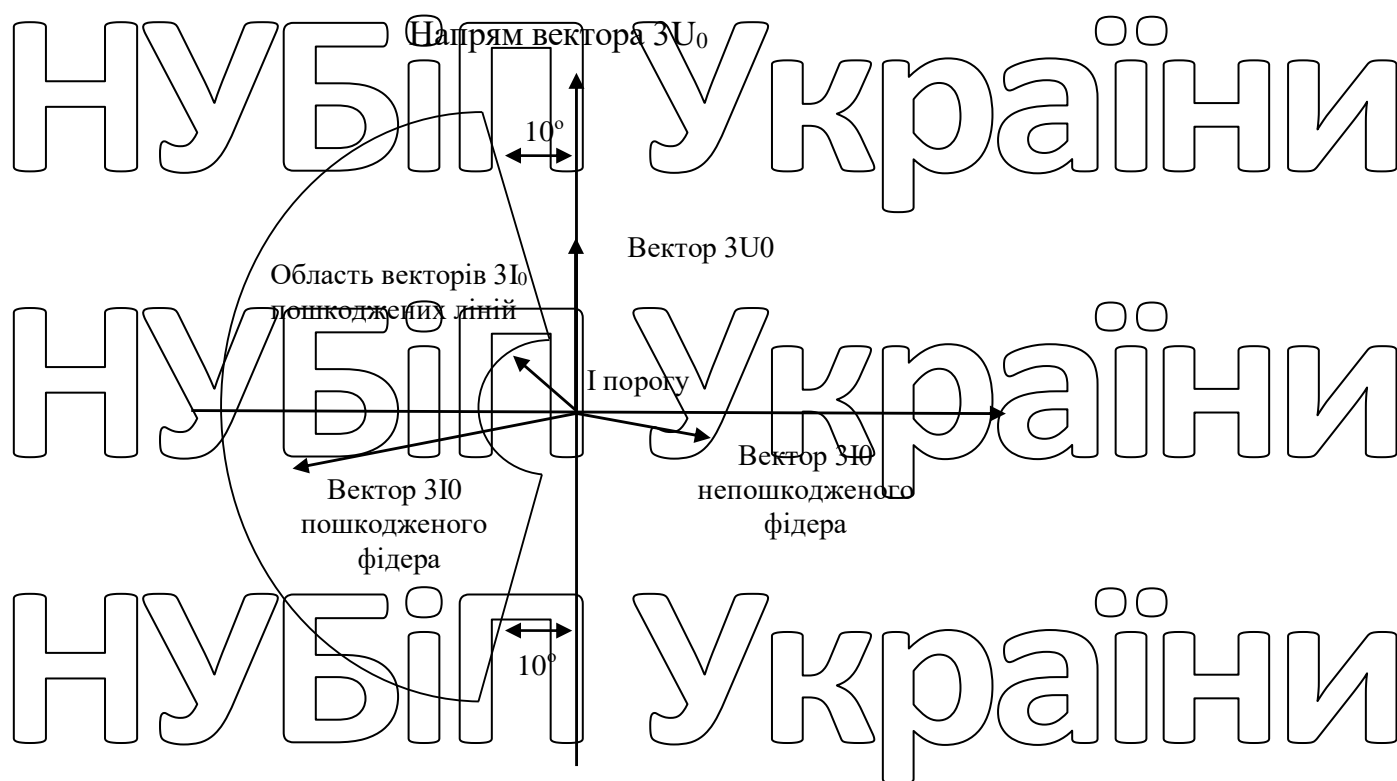


Рис. 4.13. Векторна діаграма струмів і напруг нульової послідовності, що видаються індикатором ИМФ-10Т.

Досвід експлуатації індикаторів

Фіксуючі індикатори для визначення місць пошкоджень в електричних мережах енергосистем на даний час отримали масове розповсюдження.

Використання фіксуючих індикаторів дозволяє визначити місце пошкодження на ПЛ з достатньо високою точністю. За даними енергосистем, більше половини пошкоджень в електромережах визначається за допомогою

фіксуючих індикаторів з похибкою, що не перевищує 3 км. При цьому середня похибка ВМП не перевищує 5% довжини ПЛ. Вимірювання відстані до місць пошкодження, що значно відрізняються від середнього значення, відносяться до розряду хибних і виключаються із розрахунків параметрів аварійного режиму. У

відповідності з прийнятим в теорії електричних вимірів і ВМП вимогами до хибних відносяться виміри з похибками більше 15%. Ймовірність появи таких похибок дуже мала і не перевищує 1%. Це здебільшого пов'язано з використанням застарілих типів або помилками експлуатаційного персоналу при

знятті показів приладу.

За останні декілька років відбулись якісні зміни в оснащенні ПЛ 6-750 кВ більш сучасними фіксуючими індикаторами на мікропроцесорній базі серії ИМФ, МИР і т. ін.

За даними енергосистем, мікропроцесорні фіксуючі індикатори мають суттєві переваги на відміну від пристроїв аналогічного призначення що використовувались раніше. Індикатори мають високу надійність, зручні в експлуатації, забезпечують постійне самотестування для виявлення несправностей.

Н

Н

Н

Н

НУВІП | РОЗДІЛ 5
ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Дослідження стікання струму в землю через груповий заземлювач

За умовами безпеки заземлення повинне володіти порівняно малим опором,

забезпечити яке можна шляхом збільшення геометричних розмірів поодинокого

заземлювач електроду) або застосування декількох паралельно сполучених електродів, що іменуються в сукупності груповим заземлювачем.

Елементарний підрахунок показує, що другий шлях у багато разів економічніше по витраті металу і іншим умовам. Крім того, при декількох

електродах можна вирівняти потенціальну криву на території, де вони розміщуються, що у ряді випадків грає вирішальну роль в забезпеченні безпеки

обслуговуючого персоналу. Тому на практиці застосовують, як правило, групові заземлювачі.

Розподіл потенціалу на поверхні землі

При нескінченно великих відстанях між електродами групового заземлювача (звичайно більше 40 метрів) поза розтікання струмів навколо них практично не взаємодіють, тобто, струм кожного електрода проходить по своїй

окремій ділянці землі, по якій струми інших заземлювачів не проходять. В цьому

випадку навколо кожного електрода виникають самостійно потенційні криві, що взаємно не перетинаються (рис.5.1.) При цьому потенціали всіх електродів рівні,

навіть якщо електроди мають різні розміри, тобто, через них проходять струми різної величини і їх потенціальні криві мають різну форму.

При малих відстанях між електродами групового заземлювача (менше 40 метрів) поля розтікання струмів якби накладаються одне на друге, а потенційні криві взаємно перетинаються і складуючись утворюють криву групового заземлювача (рис. 5.1).

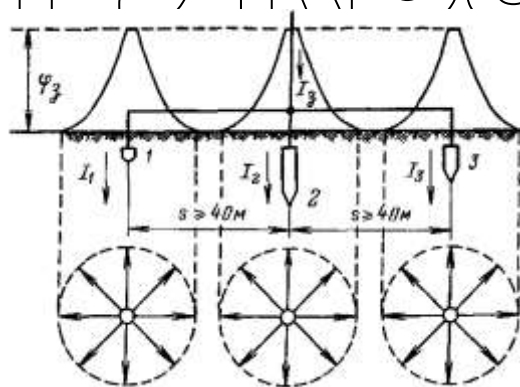


Рис. 5.1. Потенційні криві і поля розтікання струму групового заземлювача при відстанях між електродами $s > 40\text{ м}$. 1,2,3-електроди

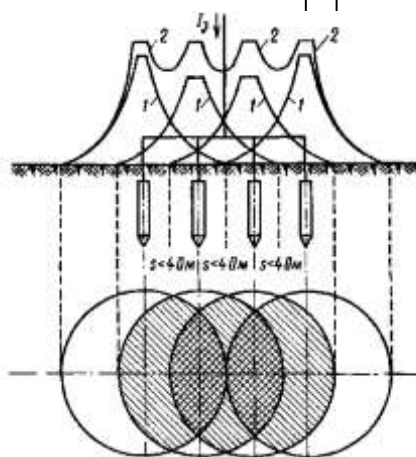


Рис.5.2. Потенційна крива і поле розтікання струму групового заземлювача при відстанях між електродами $s < 40\text{ м}$.

В результаті поверхня землі на ділянках між електродами *придбаває* деякий потенціал. При цьому форма сумарної потенційної кривої залежить від відстані між електродами, їх взаємного розташування, числа, форми і розмірів

Потенційна крива простого групового заземлювача, що складається з двох однакових напівкульових електродів, показана на рис 1.2 жирною лінією. Вона отримана складанням потенційних кривих обох електродів. Незавжно визначити рівняння цієї кривої і, зокрема, найцікавішої її ділянки — між електродами.

Оскільки ці електроди однакові і знаходяться в однакових умовах, струм, що стікає в землю, ділиться між ними порівну том їх потенційні криві ідентичні.

Для нашого завдання важлива ділянка між електродами, тобто криві φ_1 і φ_2 , які в системі прямокутних координат φ , x з ординатної, лівої півсфери (рис 1.2),

що проходить через центр, виражаються наступними рівняннями, В

$$\varphi_1 = \varphi_0 r/x$$

$$\varphi_2 = \varphi_0 r/(s-x),$$

де φ_0 — власний потенціал півсфери, що визначається за формулою

$$\varphi_0 = \frac{I_3 \rho}{2\pi r}.$$

r — радіус півсфери, м,

s — відстань між центрами півсфер, м

Шукане рівняння сумарної потенційної кривої φ , В, на ділянці між заземлювачами визначається додаванням двох попередніх рівнянь

$$\varphi = \varphi_1 + \varphi_2 = \varphi_0 \cdot \frac{r \cdot s}{x(s-x)}$$

Найбільший потенціал на поверхні землі буде при найменшому значенні x , тобто, при $x=r$. Це потенціал кожного із 2 напівкульових електродів що входять

в склад даного групового заземлювача

$$\varphi_{\text{гр}} = \varphi_0 \cdot s/s \cdot (s-r)$$

Найменший потенціал на поверхні землі буде між електродом — в точці В, що лежить на середині відрізка, тобто, при $x=0.5s$

$$\varphi_{\text{гр}} = c \cdot 4r/s$$

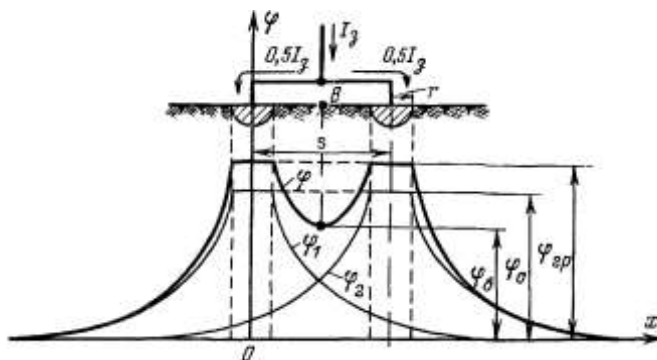


Рис. 5.3. Потенційна крива групового заземлювача, що складається з двох однакових напівкульових електродів.

$$\varphi_B = \varphi_{гр} \cdot 4r(s-r)/s^2$$

З формули видно, що зі зменшенням відстані потенціал φ_B зростає, наближаючись до потенціалу групового заземлювача (найменше значення $s=2r$). Одночасно збільшується і $\varphi_{гр}$ приближаючись до $2\varphi_0$.

При великому значенні s , наприклад при $s > 40$ м, $\varphi_B \approx 0$, а $\varphi_{гр} \sim \varphi_0$.

Таким чином, зі зменшенням відстані між електродами групового заземлювача (починаючи від 40 м) відбувається вирівнювання потенціалу на поверхні землі між електродами.

Подібний ефект спостерігається і при інших групових заземлювачах, тобто, при іншій формі електродів, більшому їх числі і будь-якому взаємному розміщенні.

Потенціал групового заземлювача.

Оскільки електроди групового заземлювача пов'язані між собою електрично, вони мають однаковий потенціал, що є потенціалом групового заземлювача $\varphi_{гр}$.

Абсолютно очевидно, що потенціал кожного електроду групового заземлювача складається з власного потенціалу, обумовленого стіканням через нього струму, і потенціалів, наведених на ньому полями інших електродів

$$\varphi_{гр} = \varphi_{01} + \sum_2^n \varphi_{нi}$$

де φ_0 — власний потенціал першого електроду, В, він ра-вен твору струму I_1 , що стікає через цей електрод в землю, на опір його розтіканню R_1 :

$$\varphi_0 = I_1 R_1;$$

n — кількість електродів в груповому заземлювачі;

φ_n — потенціал, наведений на першому електроді одним з сусідніх, В;

φ_n визначається по рівнянню потенційною кривою цього сусіднього електроду з урахуванням відстані між ними.

Наприклад, якщо електродом, що наводиться, є напівкуля радіусом r , то потенціал φ_n , що наводиться ним, на іншому електроді будь-якої форми визначається рівнянням:

$$\varphi_n = \varphi_0 r / x,$$

де φ_0 — власний потенціал напівкулі, В;

x — найближча відстань від центру напівкулі до поверхні електроду, на якому визначається φ_n , м.

У загальному випадку власні потенціали електродів не рівні, як не рівні і потенціали, що наводяться іншими електродами. Проте сума власного і усіх наведених на електроді потенціалів для усіх електродів однакова і рівна $\varphi_{гр}$.

Інакше кажучи, кожен електрод, що входить в склад групового заземлювача, матиме потенціал, рівний потенціалу групового заземлювача $\varphi_{гр}$.

Якщо груповий заземлювач складається з однакових електродів, розміщених по вершинах правильного багатокутника, то у електродів однаковими виявляються струми, що стікають через них в землю, а отже, і власні потенціали φ_0 і сума наведених на кожному з них потенціалів, то тоді:

$$\varphi_{гр} = \varphi_0 + \sum_{n=1}^{n-1} \varphi_n.$$

При нескінченно великих відстанях між електродами групового заземлювача (звичайно більше 40 метрів) кожен з них знаходиться поза полем розтікання струмів з інших електродів. Тому наведений потенціал на електроді відсутній, а потенціал групуового заземлювача який в цьому випадку часте

позначається φ_{∞} має найбільше значення що рівне значенню особистого потенціалу електрода, що входить в склад групового заземлювача.

$$\varphi_{\infty} = \varphi_{01} = \varphi_{02} = \dots = \varphi_{0n}$$

Або

$$\varphi_{\infty} = I_1 R_1 = I_2 R_2 = \dots = I_n R_n$$

де I_1, I_2, \dots, I_n - струми що стікають через електроди, R_1, R_2, \dots, R_n - опори розтікання електродів.

Якщо при цьому електроди однакові, то і струми стікаючі через них в

землю однакові:

$$I_1 = I_2 = \dots = I_n = I_3/n.$$

Тоді потенціал групового заземлювача:

$$\varphi_{\infty} = I_3 R_0/n,$$

де R_0 - опір розтікання одного електрода, Ом

I_3 - струм стікаючий через груповий заземлювача, А.

5.2. Опір групового заземлювача розтіканню струму

При дуже великих відстанях між електродами групового заземлювача (звичайно більше 40 метрів)

Опір всієї групи R_{∞} , Ом визначається як і у випадку паралельного з'єднання

активних опорів наступним виразом:

$$R_{\infty} = 1 / \sum_{1}^n \frac{1}{R_0}$$

Якщо електроди однакові, а отже, однакові і їх опори розтіканню R_0 , то опір

групового заземлювача, Ом, буде

$$R_{\infty} = R_0/n.$$

При відстанях між електродами менше 40 метрів відбувається взаємодія полів розтікання струму, внаслідок чого на загальних ділянках землі, по яких проходять струми, що стікають з декількох електродів, збільшується щільність струму, отже, на цих ділянках збільшується падіння напруги. Це явище рівноцінне зменшенню, по якому проходить струм від заземлювача, призводить до збільшення опору розтіканню як окремих електродів, що становлять груповий заземлювач, так і заземлювача в цілому. Інакше кажучи при зменшенні відстані між електродами до 40 метрів і менше опір розтікання групового заземлювача збільшується, а провідність відповідно зменшується. Ця залежність виражається

наступними співвідношеннями:

$$R_{гр} = R_{ic} / \eta;$$

$$\frac{1}{R_{гр}} = \eta \frac{1}{R_{\infty}},$$

де $R_{гр}$ — дійсне значення опору розтіканню групового заземлювача при цьому розміщенні його електродів, Ом;

R_{∞} — найменше значення опору розтіканню групового заземлювача (тобто при відстанях між його електродами більше 40 м), Ом;

η — коефіцієнт, характеризуючий зменшення провідності заземлювачів і що називається коефіцієнтом використання провідності групового заземлювача або просто коефіцієнтом використання. Іноді η іменується коефіцієнтом екранування.

Таким чином, опір групового заземлювача, Ом, в загальному випадку виражається наступним рівнянням:

$$R_{гр} = \frac{1}{\eta \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_0}}$$

При рівності опорів розтіканню усіх електродів це рівняння прийме вигляд

$$R_{гр} = R_0 / \eta n.$$

НУБІП України

НУБІП України

ВИСНОВКИ

Актуальність теми обумовлена динамікою електричного навантаження розподільчої мережі 10 кВ та підстанції 35/10 кВ внаслідок розвитку району, а також низькою економічністю роботи мережі.

Обґрунтовано реконструкцію ліній 10 кВ шляхом заміни проводів на більший переріз на найбільш завантажених ділянках та впровадження енергоощадних заходів, що також збільшує пропускну здатність суміжної електричної мережі.

Метою магістерської роботи є збільшення пропускну здатності електричної мережі 10 кВ шляхом її реконструкції та запровадження енергоощадних заходів. Досліджено однофазні замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю 35 і 10 кВ.

Для підвищення економічності роботи розподільчої мережі 10 кВ запропоновано компенсацію реактивної потужності за допомогою регульованих конденсаторних установок 10 кВ, що також дозволить розвантажити лінії 10 кВ і трансформаторну підстанцію 35/10 кВ та зменшити втрати електроенергії і напруги в ній.

Досліджені явища, що відбуваються протягом стікання струму в землю (стікання струму в землю через груповий заземлювач, розподіл потенціалу на поверхні землі, потенціал групового заземлювача, опір групового заземлювача розтіканню струму).

НУБІП України

НУБІП України

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

НУБІП України

1. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі: навч. посібник/ Г.Б.Іноземцев, В.В.Козирський, М.Т.Лут та ін.-К: ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2014. – 526 с.

НУБІП України

2. Евдокунин Г.А. Выбор способа заземления нейтрали в сетях 6–10кВ / Евдокунин Г.А., Гудилин С.В., Корепанов А.А. // Электричество. – 1998. – №12. – С. 8-22.

3. Железко Ю.С. - Потери электроэнергии. Реактивная мощность, Качество электроэнергии. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.

НУБІП України

4. Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок: Справочник/ Р.Н.Карякин. - М: Энергосервис, 2000.-373 с.

5. Купник М.П. Основи охорони праці/ М.П. Купник, М.П.Гандзюк, І.Ф. Степанець. – К.: Основа, 2000. – 416 с.

НУБІП України

6. Назаров В. Резистивное заземление нейтрали в сетях 6–35 кВ // Новости ЭлектроТехники, 2014. № 2(86).

7. О необходимости изменений режимов нейтрали в сетях 3-35кВ / [Стогний Б.С., Масляник В.В., Назаров В.В. и др.] // Энергетика и Электрификация. – 2001. – №4. – С. 27-29.

НУБІП України

8. Правила улаштування електроустановок. – К.: Форт, 2017. – 760 с.

9. Титенков С.С., Пугачев А.А. Режимы заземления нейтрали в сетях 6–35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю // Энергоэксперт. 2010. № 2.

НУБІП України

10. Удод Є.І. Посібник з вивчення правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Електротехнічне устаткування електричних

станцій та мереж, оперативно-диспетчерське керування/ Є.Удод. – К.: ДП
НТУУ КЦ «Аселенерго», 2004. – 800с.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України