

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Бутрик Іван Сергійович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Аналіз процесів в мережах 6-35 кВ які відбуваються при внутрішніх
перенапругах та рекомендації по їх зменшенню
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Бутрик І. С.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Рассадкіна Марина Валеріївна

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.ф-м.н., доцент кафедри вищої та
прикладної математики

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2024

АНОТАЦІЯ

Бутрик І. С. Аналіз процесів в мережах 6-35 кВ які відбуваються при внутрішніх перенапругах та рекомендації по їх зменшенню.

Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2024.

Основною метою кваліфікаційної роботи є аналіз процесів які відбуваються в мережах 6-35 кВ при внутрішніх перенапругах та вироблення рекомендацій по їх зменшенню.

Робота спрямована на вироблення рекомендацій по зменшенню або усуненню внутрішніх перенапруг.

Ключові слова: внутрішні перенапруги, електричні мережі, якість електроенергії.

ABSTRACT

Butryk I. S. Analysis of processes in 6-35 kV networks that occur during internal overvoltages and recommendations for their reduction.

Qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polissia National University, Zhytomyr, 2024.

The main purpose of the qualification work is to analyze the processes that occur in 6-35 kV networks during internal overvoltages and develop recommendations for their reduction.

The work is aimed at developing recommendations for reducing or eliminating internal overvoltages.

Keywords: internal overvoltages, electrical networks, electricity quality.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. КЛАСИФІКАЦІЯ ПЕРЕНАПРУГ І ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕРЕЖ 6–35 КВ	7
1.1. Класифікація перенапруг у мережах 6–35 кВ	7
1.2. Аварійність у мережах 6–35 кВ	11
1.3. Характеристики мереж 6-35 кВ	15
Висновки по розділу 1	21
РОЗДІЛ 2. ВНУТРІШНІ ПЕРЕНАПРУГИ У МЕРЕЖАХ 6–35 кВ	22
2.1. Квазістаціонарні перенапруги в мережах з різним способом заземлення нейтралі	22
2.2. Перенапруги при комутації високовольних електродвигунів	30
Висновки по розділу 2	36
РОЗДІЛ 3. ЗАСОБИ ТА ПРИСТРОЇ ЗАХИСТУ ВІД ВНУТРІШНІХ ПЕРЕНАПРУГ У МЕРЕЖАХ 6–35 кВ	37
3.1. Класифікація заходів захисту від перенапруг	37
3.2. Обмеження перенапруг у мережах 6–35 кВ за допомогою резистивного заземлення нейтралі	38
3.3. Обмеження дугових перенапруг за допомогою ОПН	46
Висновки по розділу 3	49
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	50
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	52

ВСТУП

Сучасна об'єднана енергосистема включає електричні станції і підстанції, що генерують і перетворюють електричну енергію і електричні мережі, що передають електроенергію і розподіляють її між споживачами.

Основною особливістю мереж 6-35 кВ є ізольований чи резонансно заземлений режим роботи нейтралі. Саме ця обставина викликає появу значних рівнів перенапруг у цих мережах. У більшості випадків мережі працюють із ізольованою нейтраллю. Внутрішні перенапруги викликаються коливаннями електромагнітної енергії, запасеної в елементах електричного ланцюга або надходить в неї від генераторів.

Залежно від умов виникнення та можливої тривалості впливу на ізоляцію розрізняють комутаційні, квазістаціонарні та стаціонарні перенапруги. Комутаційні перенапруги виникають внаслідок раптових змін схеми чи параметрів мережі — комутацій у сенсі слова. Типовими комутаціями є планові та аварійні відключення та включення ліній, трансформаторів та інших елементів мережі, а також замикання на землю та між фазами. При включенні елементів електричної мережі (проводів лінії або обмоток трансформаторів і реакторів) або відключенні (наприклад, при розриві електропередачі) виникає перехідний процес від попереднього стану, що встановився. Внаслідок малих втрат і високої добротності контурів, що складаються з індуктивностей і ємностей проводів лінії або обмоток трансформаторів і реакторів, перехідні процеси при комутаціях мають коливальний характер і можуть призвести до виникнення значних перенапруг, особливо при початкових ненульових умовах (наприклад, при АПВ ліній).

Основною причиною виникнення значних квазістаціонарних перенапруг є ємнісний ефект, обумовлений, наприклад, наявністю лінії передачі, що односторонньо живиться від генераторів системи. Несиметричні режими лінії, що виникають, наприклад, при замиканні однієї фази на землю, обриві проводу, відмові однієї або двох фаз вимикача, можуть призвести до додаткового підвищення напруги основної частоти або з'явитися причиною

появи значних перенапруг на якійсь вищій гармонійній - кратній частоті е. р. с. генераторів. Джерелом вищих або нижчих гармонійних і відповідних феро-резонансних перенапруг може бути також якийсь елемент системи з суттєво нелінійними характеристиками, наприклад трансформатор з насиченим магнітопроводом. За наявності джерела механічної енергії, що періодично змінює параметр ланцюга (наприклад, індуктивність генератора) у такт із частотою власних коливань електричного ланцюга, може виникнути параметричний резонанс.

При визначенні стаціонарних перенапруг істотне значення має регулювання збудження електричних машин, завдяки якому напруга на шинах станції не перевищує найбільшої робочої. Наявність регулювання суттєво обмежує стаціонарні перенапруги, які, як правило, виявляються меншими за квазістаціонарні і не мають суттєвого практичного значення. У деяких випадках, особливо при аналізі конкретних аварій у мережах, коли потрібно правильно виявити та усунути причини їх виникнення, необхідно враховувати також можливість виникнення внутрішніх перенапруг підвищеної кратності за порівняно рідкісного випадкового накладення двох або кількох комутацій або інших несприятливих факторів.

У зв'язку з викладеним важливо добре вивчити типові випадки перенапруг та чітко розуміти фізичний зміст різних режимів та перехідних процесів у складних електричних мережах. Інженер повинен вміти виявити головні фактори та проаналізувати перехідні процеси в основних контурах, а потім врахувати вплив другорядних факторів, що вносять свої поправки до амплітуд та форм кривих перенапруг.

Тому **метою роботи** є аналіз процесів які відбуваються в мережах 6-35 кВ при внутрішніх перенапругах та вироблення рекомендацій по їх зменшенню.

Основними завданнями які вирішувались при написанні роботи були:

- аналіз впливу внутрішніх перенапруг на аварійність в мережах 6-35 кВ;

- аналіз видів внутрішніх перенапруг, що становлять найбільший інтерес для практики у зв'язку з їх високою кратністю по відношенню до номінальної напруги та частотою їх появи;

- вироблення рекомендацій по зменшенню або усуненню внутрішніх перенапруг.

Методи дослідження. Для досягнення поставленої мети та рішення задач використовувалися методи: теорії електричних ланцюгів, теорії подоби та моделювання, теорія диференціальних рівнянь. Розрахунки та математичне моделювання виконувалися в програмному середовищі MATLAB.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Бутрик І. С., Січкарь Ю.М. КЛАСИФІКАЦІЯ ПЕРЕНАПРУГ У МЕРЕЖАХ 6–35 кВ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2024» 31 жовтня 2024 року. Житомир: Поліський національний університет, 2024.- С 72-73.

Бутрик І. С., Ярош Я. Д. ПЕРЕНАПРУГИ ПРИ КОМУТАЦІЇ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2024» 31 жовтня 2024 року. Житомир: Поліський національний університет, 2024.- С 72-73.

Бутрик І. С. ОБМЕЖЕННЯ ДУГОВИХ ПЕРЕНАПРУГ ЗА ДОПОМОГОЮ ОПН

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2024» 31 жовтня 2024 року. Житомир: Поліський національний університет, 2024.- С 72-73.

РОЗДІЛ 1

КЛАСИФІКАЦІЯ ПЕРЕНАПРУГ І ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕРЕЖ 6–35 КВ

1.1. Класифікація перенапруг у мережах 6–35 кВ

При експлуатації на ізоляцію ліній, підстанцій та високовольтних електричних машин, поряд із тривалою робочою напругою впливають короточасні перенапруги. Будь-яке перевищення миттєвим значенням напруги амплітуди найбільшої робочої напруги називатимемо перенапругою. Основними характеристиками перенапруг є кратність, повторюваність, форма кривої і широта охоплення мережі [3].

Кратність - відношення максимального значення напруги U_{\max} до амплітуди найбільшої робочої напруги на даній ізоляційній конструкції $\sqrt{2} \cdot U_{н.р.}$ (рис. 1.1): $K = U_{\max} / \sqrt{2} \cdot U_{н.р.}$. Однак при вимірах або розрахунках для визначення кратності U_{\max} зазвичай відносять не до величини $\sqrt{2} \cdot U_{н.р.}$, а до фактичної амплітуди робочої напруги, що має місце безпосередньо перед появою перенапруги або після нього. Таке визначення K не суперечить даному вище визначенню, оскільки передбачається, що величина U_{\max} пропорційна робочій напрузі, і при підвищенні напруги до найбільшої робочої напруги величина кратності не змінюється.

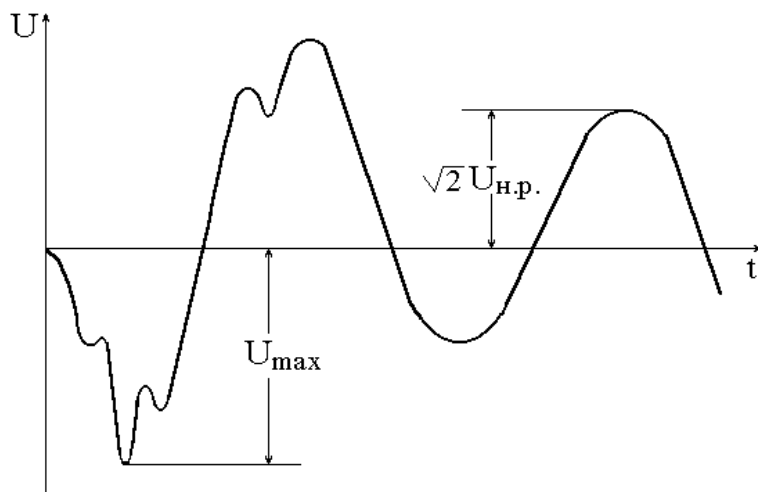


Рисунок 1.1. Осциллограма перенапруг

Повторюваність визначається очікуваною кількістю випадків виникнення перенапруг за даний проміжок часу, наприклад, на рік.

Форма кривої перенапруги визначається довжиною фронту, тривалістю, числом імпульсів і часом існування цієї перенапруги.

Широта охоплення мережі – кількість ізоляційних конструкцій, на яку одночасно впливає ця перенапруга.

Всі перелічені параметри перенапруг, як правило, випадкові і мають статистичні характеристики.

Залежно від причини “генерування” розрізняють дві групи перенапруг: зовнішні, які виникають при ударах блискавки та впливів інших зовнішніх по відношенню до мережі джерел енергії, що розглядається, і внутрішні, які розвиваються за рахунок енергії підключених до мережі генераторів або реактивних елементів (L , C), а також внаслідок різних резонансних процесів, аварій та комутацій елементів мережі, у тому числі повторних запалювань електричної дуги.

Головним джерелом зовнішніх перенапруг у мережах 6–35 кВ є атмосферні розряди, що викликають перенапруги при прямих ударах блискавки в струмопровідні елементи, у заземлені частини установок, індукування напруги та набігання хвиль з ліній.

Для електричних мереж найбільшу небезпеку становлять удари в струмопровідні елементи. При таких ударах на струмопровідних частинах імпульси напруги можуть досягати кількох мегавольт, що цілком достатньо для прямого перекриття ізоляції будь-якого об'єкта мережі.

Прямі удари блискавки в заземлені частини конструкції установок створюють короточасні перенапруги, які можуть призвести до зворотного перекриття із заземлених елементів на струмопровідні.

Індуктовані перенапруги – результат взаємного магнітного (індуктивного) та електричного (ємнісного) зв'язку блискавки з струмопровідними та заземленими елементами електричної мережі. Вони мають значно помірну величину порівняно з перенапругами при ударах у струмопровідні та

заземлені частини електроустановки. Однак індуктовані перенапруги становлять головну небезпеку для ізоляції мереж 6–35 кВ.

Імпульси перенапруг можуть також впливати на ізоляцію підстанцій, розташованих на значній відстані від місця удару на лінії, так як вони поширюються по лінії на значні відстані з малим згасанням. Ці перенапруги називаються хвилями, що набігають. Вони можуть становити небезпеку для електроустаткування підстанцій, яке має менші запаси електричної міцності по порівняно з лінійною ізоляцією. Крім того, перенапруги, що виникають на підстанції, як правило, перевищують напругу набігаючої хвилі за рахунок хвильових процесів на ошиновці і в електрообладнанні. Поширюючись по обмотках машин і трансформаторів, хвилі можуть впливати на їхню головну і виткову ізоляцію, а проходячи через трансформатор на ізоляцію електроустаткування, підключеного до інших їх обмоток.

Внутрішні перенапруги в залежності від їх тривалості впливу на ізоляцію поділяються на квазістаціонарні та комутаційні.

Квазістаціонарні перенапруги виникають при несприятливих поєднаннях параметрів мережі і продовжуються до тих пір, поки таке поєднання існує. Справді, тривалість цих перенапруг (секунда – десятки хвилин) обмежується часом дії релейного захисту або оперативним персоналом.

З квазістаціонарних перенапруг для мереж 6–35 кВ найбільший інтерес становлять резонансні та ферорезонансні. Резонансні перенапруги виникають при несиметрії мережі, наприклад, неповнофазному (однофазному або двофазному) живленні силових трансформаторів через повітряну або кабельну лінії. Ферорезонансні перенапруги мають місце в контурах, що містять ємність та індуктивність з насиченим магнітопроводом, коли індуктивність у порівнянні з нормальним режимом може падати на порядок і більше.

Комутаційні перенапруги виникають при швидких змінах режимів роботи елементів мережі (відключення та включення комутаційних апаратів), пробоях ізоляції (у тому числі повторних запалювання дуги), різких змін параметрів нелінійних елементів.

Включення ліній під час їх комутації під напругу з одного кінця при розімкненому протилежному викликають перезарядку ємності фаз на землю від початкового до значень, що встановилося. Оскільки при оперативних включеннях ліній на них відсутня напруга ($U_0=0$), перенапруги зазвичай мають кратність $K \leq 2,0$. При АПВ $U_0 \neq 0$ і при невідповідності полярностей напруг U_0 і $U_{ш}$ (миттєве значення напруги з боку шин, що живлять) перенапруги можуть мати кратність $K \geq 3,0$.

Відключення ліній можуть відбуватися за відсутності або наявності повторних запалювань між контактами комутаційного апарату, що розходяться. За їх відсутності перенапруги мало виникають. Навпаки, при неодноразових горіннях та гасіннях дуги між контактами процес подібний до процесів при неодноразових АПВ. Кратності перенапруг у цьому випадку $K \geq 3,5$.

Увімкнення індуктивних елементів мережі (електричні машини, трансформатори) супроводжуються коливальним зарядом ємностей обмоток та інших елементів (наприклад, шин, кабелів). Зазвичай у цьому випадку $K \leq 2,0$.

Однак, розкид моментів включення фаз і наявність обмотки, виконаної за схемою "трикутник", сприяють збільшенню перенапруг на фазах, що запізнюються до $(2,5 \div 3,0)U_{\phi}$ [13].

Перенапруження при відключенні індуктивних елементів виникають через швидке примусове зменшення ("обриву") струму у вимикачі. При цьому енергія магнітного поля індуктивності перетворюється на енергію електричного поля ємності відключеної обмотки та підключеного до неї обладнання. Перенапруги в залежності від значення струму, що обривається, і співвідношення L і C можуть досягати небезпечних для ізоляції величин.

При нестійких горіннях та гасіннях дуги між фазними проводами та землею у мережах 6 – 35 кВ виникають так звані дугові перенапруги. Максимальна їхня кратність досягає величини $K=3,5 \div 4,0$.

1.2. Аварійність у мережах 6–35 кВ

У мережах 6 –35 кВ перенапруги часом є причиною пошкодження ізоляції електрообладнання і ліній.

Аналіз досвіду експлуатації мереж 6–35 кВ показує, що на підстанціях має місце досить висока аварійність унаслідок грозових перенапруг. Вона головним чином приходить на частку силових трансформаторів. Для аналізу цієї аварійності узагальнено досвід експлуатації великої кількості розподільчих мереж України. Спостереженнями було охоплено понад 200 підстанцій 6 кВ, 300 підстанцій 10 кВ та 180 підстанцій 35 кВ. За цей час зареєстровано 78, 130 та 23 випадки пошкодження силових трансформаторів 6, 10 та 35 кВ відповідно. Більшість (до 85 %) грозових пошкоджень трансформаторів мають місце на підстанціях з відступами від нормальних схем грозозахисту, що рекомендуються “Керівними вказівками щодо захисту від перенапруг” та ПУЕ[1,5,10].

Іншим прикладом аналізу грозової активності є інформація, отримана мережами України [4] (Вінницька, Дніпропетровська, Київська, Кримська, Львівська та Харківська області). Гроза діяльність здебільшого території характеризується 60 –70 годинами на рік. Узагальнення статистичних даних щодо грозових ушкоджень силових трансформаторів розподільчих мереж 6 – 35 кВ, що мали місце за 5 років, дали наступні результати (таблиця 1.1).

Таблиця 1.1.

Енергосистема	% пошкодження від числа встановлених трансформаторів
Вінницяенерго	0,055
Дніпроенерго	0,103
Київенерго	0,125
Крименерго	0,062
Львівенерго	0,119
Харківенерго	0,122

Таким чином, із 100 встановлених у середньому близько 10 трансформаторів 6–20 кВ ушкоджується через грозові перенапруги. Тут же слід зазначити, що пошкодження трансформаторів при грозі часто

супроводжують пошкодження елементів обладнання підстанцій: розрядників, запобіжників, прохідних ізоляторів КТП та інших.

Досвід експлуатації з достатньою переконливістю показує, що грозові перенапруги залишаються однією з основних причин аварій електричних машин. При цьому із зменшенням номінальної напруги небезпека аварій зростає.

Ушкодження ізоляції та вихід з ладу електричної машини за відсутності резерву спричиняє значні збитки у споживача у зв'язку з порушенням технологічного процесу та з ремонтом або повною заміною дорогої та дефіцитної ізоляції.

Великі електродвигуни в більшості випадків живляться від складних підстанцій, від яких відходить велика кількість кабельних і повітряних ліній. Грозові пошкодження цих машин найчастіше призводять до погашення всієї підстанції, а отже, до значних збитків.

До значних збитків призводять і аварії внаслідок грозових пошкоджень ізоляції електродвигунів, більшість яких підключено до промислових установок, пов'язаних з розподільчими підстанціями повітряним лініям. Крім того, з повітряними мережами виявляються іноді пов'язаними двигуни власних потреб деяких електростанцій.

У ряді випадків ушкодження ізоляції силових трансформаторів відбувається при комутаційних перенапругах. Найбільші перенапруги виникають при відключенні трансформаторів вимикачами які стоять поруч. Аналогічна ситуація виникає під час спрацьовування запобіжників. Аналіз показує, що небезпечні для ізоляції перенапруги виникають при відключеннях малопотужних трансформаторів.

В одному з актів аналізу аварійності описується випадок, коли після оперативного відключення трансформатора 6 кВ, 180 кВА його неодноразові включення виявилися безуспішними. Розтин показав, що ізоляція трансформатора пробита перенапругами при його відключенні. Це дозволяє

зробити висновок про те, що кратність перенапруги при згаданій комутації $K > 7 \div 8$.

І, нарешті, в експлуатації мали місце випадки пошкодження ізоляції силових трансформаторів 6–35 кВ від ферорезонансних перенапруг. Ці перенапруги мали кратність $K > 5$ і виникали при неповнофазних режимах трансформаторів з кабелем довжиною 15-20 м. Неповнофазні режими створювалися при відмові фаз вимикача або перегорання плавких вставок запобіжників. Були також випадки пошкодження трансформаторів при неповнофазних режимах і за наявності замикання на землю з боку живильної підстанції.

Таким чином, короткий огляд аварійності силових трансформаторів 6–35 кВ через вплив на них внутрішніх перенапруг показує, що захист від останніх недосконалий і тому доцільним є розробка та впровадження більш сучасних заходів захисту ізоляції силового обладнання від комутаційних, дугових та ферорезонансних перенапруг. Одночасно необхідне вдосконалення профілактичних випробувань ізоляції високовольтного обладнання, оскільки існуючі методи випробувань не виявляють старіння ізоляції.

Аналіз актів аварій з високовольтними електродвигунами показує, що пошкодження їх ізоляції виникає у двох випадках: при замиканнях на землю в мережі з наступним пробоем в обмотці та при замиканні на землю в обмотці з наступним пробоем у цій же обмотці. У мережах для власних потреб електростанцій ці чинники мають приблизно однакову можливість, у промисловості та сільському господарстві співвідношення згаданих випадків становить приблизно 3 : 2.

За даними енергосистем, найбільша ушкоджувальність має місце серед високовольтних двигунів мереж власних потреб електростанцій.

За даними авторів, ушкоджувальність електродвигунів 6 кВ мереж власних потреб енергоблоків 300–500 МВт становить у середньому 7,6 % від числа встановлених на рік, а на окремих енергоблоках досягає 13 % [7]. Першопричиною 84% цих ушкоджень є однофазні замикання на землю,

перейшли потім у двофазні, подвійні та потрійні к. з. на землю. Це пояснюється тим, що в цих мережах спеціальний захист від однофазних замикань на землю, як правило, не передбачається, а однофазні замикання, що виникають, на землю відшукуються і відключаються персоналом. Крім того, це викликано тим, що ізоляція згаданих електродвигунів працює у важких умовах забрудненого та зволоженого середовища, підвищеної температури. Вона схильна до частих перевантажень і електричних впливів при пусках і при виникненні коротких замикань, а в ряді випадків підвищеним вібраціям і перегріву, внаслідок чого швидко зношується і має значно менші запаси електричної міцності. Ослаблення ізоляції внаслідок зазначених вище причин розвивається настільки швидко, що призводить до пробоїв у період між черговими профілактичними випробуваннями при робочій напрузі або перенапругах. З цих причин загальна ушкоджуваність електродвигунів становить близько 5,5% від числа встановлених, у тому числі ушкодження в роботі 4%, при випробуваннях – 1,5% [4].

Число випадків пробою ізоляції електродвигунів у роботі в 2,5 % рази перевищує таке при профілактиці, ефективність якої не може бути підвищена почастищенням випробувань або підняттям рівня випробувальних напруг, так як обидва ці напрями в обстановці, що склалася, ведуть не до підвищення надійності, а до надзвичайного збільшення робіт з перемотування та відновлювального ремонту електродвигунів. Тут же відзначимо, що приблизно у 70% випадків ушкодження зазвичай викликаються пробоем виткової, міжвиткової або міжфазової ізоляції статора обмоток.

Інші види обладнання (комутаційні апарати, трансформатори струму, реактори), крім трансформаторів напруги, мають аварійність від внутрішніх перенапруг трохи нижче, ніж силові трансформатори та електричні машини.

Наведений вище короткий огляд аварійності свідчить про досить високу ушкодження електроустаткування, тому питання дослідження його захисту нині залишаються дуже актуальними. Потрібна розробка та впровадження більш надійних та економічно доцільних схем грозозахисту та захисту від

внутрішніх перенапруг електроустаткування. Одночасно потрібна розробка нових методів профілактичних випробувань та засобів діагностики високовольтної ізоляції електродвигунів.

1.3. Характеристики мереж 6-35 кВ

Небезпека тих чи інших перенапруг для ізоляції визначається її запасами електричної міцності. Розглянемо ці питання.

У мережах середніх класів напруги ізоляцію перевіряють однохвилинною випробувальною напругою 50 Гц та імпульсними впливами, причому перші з деякими застереженнями одночасно відображають характеристики ізоляції при внутрішніх перенапругах з основними частотами ближче до 50 Гц, а другі – при грозових перенапругах та внутрішніх перенапруг з основними частотами в кілька десятків або сотень кГц.

Нижче наводяться допустимі кратності атмосферних та внутрішніх перенапруг на ізоляції силових трансформаторів 6–35 кВ, що мають найслабшу ізоляцію (крім електричних машин). У таблиці 1.2 наведено допустиму кратність атмосферних перенапруг щодо найбільшої робочої та номінальної напруги мережі для трансформаторів з нормальною ізоляцією. При цьому допустима імпульсна напруга на ізоляції при грозових перенапругах визначена із співвідношення

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (U_{\text{пв}} - U_{\text{н}} / 2),$$

де $U_{\text{пв}}$ - нормована випробувальна напруга грозових імпульсів трансформаторів;

$U_{\text{н}}$ – номінальна напруга (клас напруги) трансформаторів.

Трансформатори з нормальною ізоляцією призначені для роботи в мережах, що піддаються впливу атмосферних перенапруг та розрахунковими для них є атмосферні перенапруги.

Враховуючи значну частку пошкоджень від внутрішніх перенапруг, у таблиці 1.3 наведено допустимі для нормальної ізоляції мереж 6 –35 кВ кратності внутрішніх перенапруг. Аналогічно останньої побудовано таблицю 1.4 для трансформаторів з полегшеною ізоляцією, призначених для роботи в

мережах, які виключають можливість проникнення атмосферних перенапруг. Тому визначальними для них є внутрішні перенапруги.

Допустима величина цих перенапруг визначена за формулою [3]

$$U_{\text{доп}} = \delta_{\text{вн}} K_{\text{вн}} U_{\text{н}},$$

де $\delta_{\text{вн}} = 1,3$ – коефіцієнт імпульсу при внутрішніх перенапругах для класу напруги 6-35 кВ;

$K_{\text{вн}} = 0,9$ - коефіцієнт кумулятивності;

$U_{\text{н}}$ - випробувальна напруга робочої частоти.

Таблиця 1.2

Кратність грозових перенапруг для внутрішньої ізоляції трансформаторів 6–35 кВ з нормальною ізоляцією

Найменування	Кратність перенапруг					
	6	10	15	20	24	35
Номинальна напруга, діюче значення, кВ						
Найбільша робоча напруга в електричній мережі, діюче значення, кВ	6,9	11,5	17,5	23,0	26,5	40,5
Нормована випробувальна напруга грозових імпульсів, максимальне значення, кВ	60	80	108	130	150	200
Допустиме значення, величини імпульсних перенапруг, максимальне значення, кВ	62,5	82	110	131	151	200
Кратність допустимих грозових перенапруг по відношенню донайбільшої робочої фазної напруги	11	8,8	7,6	6,9	7,0	5,9
Кратність допустимих грозових перенапруг по відношенню донайбільшої робочої напруги	6,4	5,0	4,4	4,0	4,0	3,45
Кратність допустимих грозових перенапруг по відношенню дономинальної фазної напруги	13	10,5	9,0	8,1	7,7	6,7
Кратність допустимих грозових перенапруг по відношенню дономинальної напруги	7,6	5,9	5,2	4,7	4,4	3,85

Таблиця 1.3

Кратності внутрішніх перенапруг для внутрішньої ізоляції трансформаторів 6-35 кВ з нормальною ізоляцією

Найменування	Кратності перенапруг					
	6	10	15	20	24	35
Номінальна напруга, чинне значення, кВ	6	10	15	20	24	35
Нормована випробувальна напруга промислової частоти, чинне значення, кВ	25	35	45	55	65	85
Допустиме значення величини внутрішніх перенапруг, чинне значення, кВ	29,5	41,5	53	65	76,5	100
Кратність допустимих внутрішніх перенапруг по відношенню до найбільшого робочої фазної напруги	7,5	6,2	5,2	4,8	5,0	4,3
Кратність допустимих внутрішніх перенапруг по відношенню до найбільшої робочої напруги	4,3	3,6	3,0	2,8	2,9	2,5
Кратність допустимих внутрішніх перенапруг по відношенню до номінальної фазної напруги	8,4	7,2	6,0	5,8	5,5	5,0
Кратність допустимих внутрішніх перенапруг по відношенню до номінальної напруги	4,9	4,15	3,5	3,3	3,2	2,9

Таблиця 1.4

Кратності внутрішніх перенапруг для внутрішньої ізоляції трансформаторів 6-20 кВ з полегшеною ізоляцією

Найменування	Кратності перенапруг			
	6	10	15	20
Номінальна напруга, чинне значення, кВ	6	10	15	20
Нормована короткочасна напруга промислової частоти електроустановки, чинне значення, кВ	16	24	37	50
Допустиме значення величини внутрішніх перенапруг на електрообладнанні, чинне значення, кВ	18,8	28,3	43,5	58,7
Кратність допустимих внутрішніх перенапруг по відношенню до найбільшої робочої фазної напруги	4,8	4,3	4,3	4,3
Кратність допустимих внутрішніх перенапруг по відношенню до найбільшої робочої напруги	2,8	2,5	2,5	2,5
Кратність допустимих внутрішніх перенапруг по відношенню до номінальної фазної напруги	5,4	4,8	5,0	5,0
Кратність допустимих внутрішніх перенапруг по відношенню до номінальної напруги	3,1	2,8	2,9	2,9

Як видно з таблиць 1.2–1.4 трансформатори 6–35 кВ з нормальною ізоляцією за внутрішніми та грозовими перенапругами мають досить високі запаси за допустимими впливами (більше 5,0 за грозовими) і 4,3 – за

внутрішніми перенапругами). Що ж до трансформаторів з полегшеною ізоляцією, то для них запаси ізоляції теж досить високі. Так, кратність допустимих внутрішніх перенапруг на ізоляції таких трансформаторів становить 4,2-5,2 по відношенню до найбільшої робочої фазної напруги і 4,5-5,4 по відношенню до номінальної фазної напруги.

Ізоляційна система високовольтної електричної машини є суттєвою її частиною як з точки зору вартості, так і забезпечення тривалості терміну служби. Жодна складова частина машини не визначає її надійність і термін служби більшою мірою, ніж ізоляція, яка найбільш уразлива, перш за все, через вплив старіння за нормальних умов та дії різних факторів.

Основною причиною пошкодження ізоляції електродвигунів є спільна дія теплових, механічних та електричних впливів, а також вплив навколишнього середовища (вологість, забрудненість, висока температура тощо). Теплове старіння органічних складових ізоляції (смоли, папір, тканини тощо) сильно знижує електричну міцність машинної ізоляції. Неорганічні складові (слюда, скло, азбест) не схильні до теплового старіння при звичайних для електродвигунів робочих температурах. Теплове старіння робить ізоляцію вразливою для механічних дій. При роботі машин їх обмотки піддаються впливу електричних зусиль від дії електромагнітних сил за нормального та аварійного режимів роботи, що призводить до їх переміщення. Крім того, обмотки схильні до дії сил, що виникають через неоднакове теплове розширення різних її частин.

Якщо для нової ізоляції ці зусилля не становлять великої небезпеки, то при втраті механічної міцності, внаслідок теплового старіння, ізоляція менш здатна протистояти звичайним умовам вібрації або ударів, різниці теплових розширень та стискань міді, сталі та ізоляційних матеріалів. Звідси випливає, що важливо не тільки отримати електричну міцність ізоляції нової обмотки, ще важливіше, щоб ізоляція зберегла свої електричні характеристики на відносно високому рівні протягом усього розрахункового терміну служби, враховуючи перенапруги, температуру, механічні сили та ін.

В силу зазначених вище причин, у процесі експлуатації міцність ізоляції машини знижується (рис. 1.2). Як видно з рисунка, має місце інтенсивніше зниження електричної міцності ізоляції в перші роки роботи машини, а потім зниження зменшується. За кілька років після введення машини в експлуатацію її електрична міцність знижується приблизно на 30-35%.

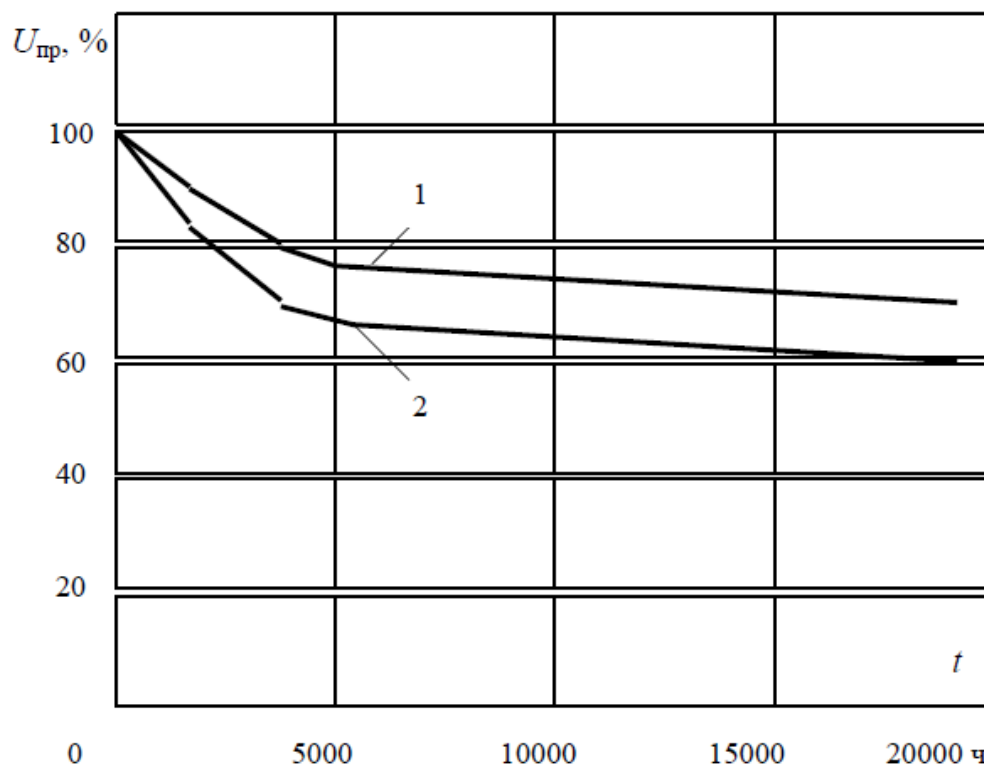


Рисунок 1.2. Залежність електричної міцності (відсоток від міцності нової ізоляції) при 50 Гц від числа годин роботи: 1 – для вітчизняних машин; 2 – за даними США

Рівень міцності ізоляції електродвигунів при перенапругах характеризується коефіцієнтом імпульсу $K_i = U_{\text{імп}}/U_{\text{н}}$, де $U_{\text{імп}}$ – імпульсна пробивна (витримувана) напруга, $U_{\text{н}}$ – амплітудне значення змінної (витримуваної протягом однієї хвилини) напруги.

Як правило, для нової ізоляції середнє значення $K_i = 1,22 \div 2,0$. За даними досліджень для ізоляції, що зістарилася, при наявності розшарування та інших дефектів K_i знижується до 1,0. Внаслідок випадковості характеристик електричної міцності ізоляції K_i в окремих випадках падає навіть до 0,5-0,8.

Він також знижується внаслідок кумулятивного ефекту, тобто накопичення руйнувань при багаторазових впливах імпульсів напруги. Таке положення має місце для виткової ізоляції електродвигунів.

Граничні значення безпечних для ізоляції перенапруг обґрунтовано можуть бути обрані лише на підставі даних щодо міцності ізоляції електродвигунів в експлуатації.

З техніко-економічних міркувань схеми захисту електродвигунів від перенапруг розробляються таким чином, що з певною ймовірністю допускаються електричні дії, що перевищують прийнятий допустимий рівень.

На відміну від більшості високовольтного обладнання, ізоляція електричних машин, у тому числі електродвигунів не відчувається підвищеною імпульсною напругою. У зв'язку з цим допустимі імпульсні напруги U_d , що імітують вплив грозових і внутрішніх перенапруг, вибираються на підставі випробувальних напруг промислової частоти і приймаються рівними амплітуд останніх, тобто $U_d = \sqrt{2} U_{\text{вип}}$. Випробувальна напруга частоти $U_{\text{вип}}$, встановлювалася виходячи з практики експлуатації. Виражене в одиницях чинного значення номінальної напруги U_n мережі, заводська випробувальна напруга корпусної ізоляції повністю зібраної машини, маючи незначне відхилення для машин різних класів напруги, в середньому дорівнює $U_{\text{вип}} = 2,3 U_n$. Що ж до випробувальної напруги в експлуатації, то через зниження електричної міцності ізоляції електродвигунів в експлуатації, воно прийнято значно нижче заводської випробувальної напруги. Так, спочатку $U_{\text{вип}}$ було прийнято рівним U_n , пізніше $1,3 U_n$, а в 1950 році - $1,5 U_n$. Далі в деяких енергосистемах $U_{\text{вип}}$ підвищили до $1,7 U_n$ [5].

Як зазначалося, електрична міцність ізоляції електродвигунів за умов експлуатації істотно знижується, коефіцієнт імпульсу знижується до 1,0 і навіть нижче. Тому $U_{\text{вип}} = 1,7 U_n$ є допустимим для машин будь-якої потужності.

Висновки по першому розділу

Дослідження показують, що величина виткових перенапруг у здебільшого визначається крутістю хвиль перенапруг на корпусній ізоляції, швидкістю поширення хвилі по обмотці, її хвильовим опором, а також згасанням хвилі при русі її по обмотці. Тому завдання захисту від виткових перенапруг полягає в тому, щоб при заданих хвильових параметрах електродвигуна обмежити крутизну грозових перенапруг, що впливають на машину.

РОЗДІЛ 2

ВНУТРІШНІ ПЕРЕНАПРУГИ У МЕРЕЖАХ 6–35 кВ

Проведемо аналіз деяких видів внутрішніх перенапруг, що становлять найбільший інтерес для практики у зв'язку з їх високою кратністю по відношенню до номінальної напруги та частотою їх появи. Нас будуть цікавити квазістаціонарні, резонансні та ферорезонансні перенапруги, а також дугові та комутаційні. Особливо докладно необхідно проаналізувати перенапруги, створювані вакуумними вимикачами.

2.1. Квазістаціонарні перенапруги в мережах з різним способом заземлення нейтралі

Відповідно до діючих норм [1] мережі з напругою 6, 10, 35 кВ виконуються з ізолюваною (або заземленою через дугогасильний реактор) нейтраллю. Спрощена схема заміщення мережі представлена на рис. 2.1. Тут не враховуються поздовжні активні та індуктивні опори генераторів, трансформаторів, а також можуть бути виключені з розгляду міжфазних провідності (ліній та навантажень), які включені на джерела незмінних лінійних напруг (див. рис. 2.1, пунктир) і впливають на напруги щодо землі. Провідності $\dot{Y}_{aa}, \dot{Y}_{bb}, \dot{Y}_{cc}$ можна вважати суто реактивними, викликаними власними ємностями щодо землі кабелів, повітряних ліній та іншого обладнання мережі. Розглянемо деякі важливі розрахункові режими.

Розглянемо режим ізолюваної нейтралі мережі (ключі Q_1, Q_2 на рис. 2.1 розімкнуті) при різних у загальному випадку провідностях $\dot{Y}_{aa}, \dot{Y}_{bb}, \dot{Y}_{cc}$.

Для схеми (див. рис. 3.1) можна скласти таку систему рівнянь [7]:

$$\begin{cases} \dot{E}_a = \dot{U}_a - \dot{U}_N; \\ \dot{E}_b = \dot{U}_b - \dot{U}_N; \\ \dot{E}_c = \dot{U}_c - \dot{U}_N. \end{cases} \quad (2.1)$$

$$\begin{cases} \dot{I}_a = \dot{Y}_{aa} \cdot \dot{U}_a; \\ \dot{I}_b = \dot{Y}_{bb} \cdot \dot{U}_b; \\ \dot{I}_c = \dot{Y}_{cc} \cdot \dot{U}_c. \end{cases} \quad (2.2)$$

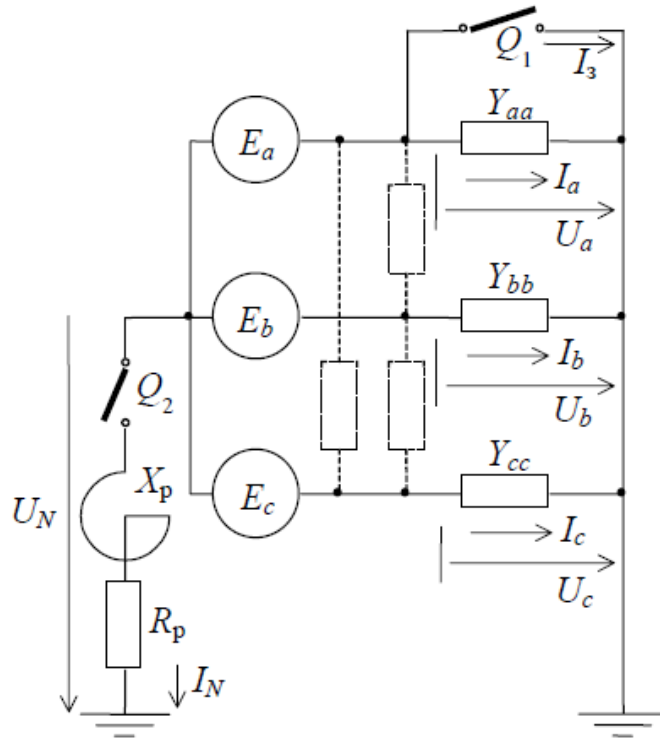


Рисунок 2.1. Схема заміщення мережі

Для ізольованої нейтралі по першому закону Кірхгофа

$$i_a + i_b + i_c = 0. \quad (2.3)$$

Підставимо в (2.3) струми із (2.2) і напруги $\dot{U}_a, \dot{U}_b, \dot{U}_c$ із (3.1). В результаті одержимо напругу на нейтралі [7]:

$$\dot{U}_N = -\frac{\dot{Y}_{aa} \cdot \dot{E}_a + \dot{Y}_{bb} \cdot \dot{E}_b + \dot{Y}_{cc} \cdot \dot{E}_c}{\dot{Y}_{aa} + \dot{Y}_{bb} + \dot{Y}_{cc}}. \quad (2.4)$$

Таким чином, отримуємо ненульову напругу на нейтралі (зсув нейтралі) у разі несиметрії мережі $\dot{Y}_{aa} \neq \dot{Y}_{bb} \neq \dot{Y}_{cc}$ навіть при врівноваженій системі е.р.с. $\dot{E}_a + \dot{E}_b + \dot{E}_c = 0$. Як наслідок зміщення нейтралі $\dot{U}_N \neq 0$ маємо з (3.1) підвищення напруг $\dot{U}_a, \dot{U}_b, \dot{U}_c$ щодо землі. Якщо $\dot{Y}_{aa} = \dot{Y}_{bb} = \dot{Y}_{cc}$, то $\dot{U}_N = 0$ і $\dot{U}_a = \dot{E}_a, \dot{U}_b = \dot{E}_b, \dot{U}_c = \dot{E}_c$

Розглянемо несиметричний режим однофазного замикання при ізольованій нейтралі ($\dot{Y}_{aa} = \dot{Y}_{bb} = \dot{Y}_{cc} = \dot{Y} = j\omega C$, ключі Q_1, Q_2 на рис. 2.1 розімкнуті)

Замість (2.3) (при $i_a = 0$) одержимо:

$$i_a + i_b + i_3 = 0. \quad (2.5)$$

Визначимо із (2.5) струм замикання i_3 та підставимо струми i_b і i_c з (2.2) а напруги \dot{U}_a, \dot{U}_b - з (2.1) ($\dot{U}_a = 0$). Одержимо

$$i_3 = -\dot{Y} \cdot (\dot{E}_b + \dot{E}_c + 2 \cdot \dot{U}_N). \quad (2.6)$$

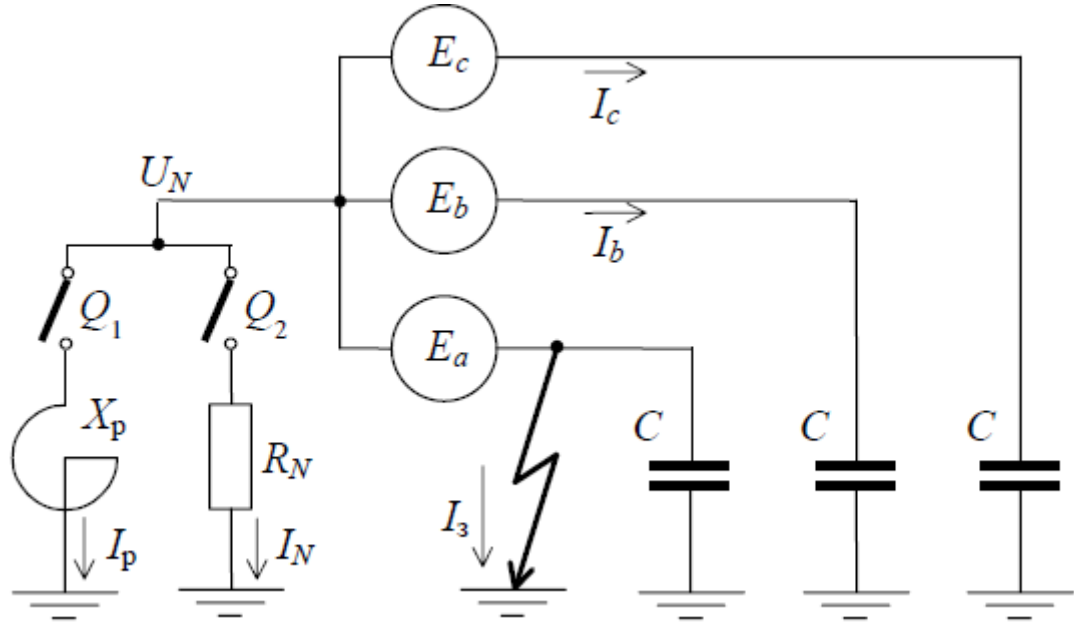


Рисунок 2.2. Ємнісна схема заміщення мережі

Із граничної умови $\dot{U}_a = 0$ маємо $\dot{U}_N = -\dot{E}_a$, а з умови рівноваги е.р.с. $\dot{E}_b + \dot{E}_c = -\dot{E}_a$. Тоді із (2.6) одержимо кінцевий вираз:

$$i_3 = 3 \cdot \dot{Y} \cdot \dot{E}_a = 3 \cdot j\omega C \cdot \dot{E}_a. \quad (2.7)$$

або

$$i_3 = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \omega C \cdot l, \quad (2.8)$$

де C – погонна ємність «фаза – земля» кабеля або повітряної лінії; l – сумарна довжина лінії; $U_{ном}$ – номінальна напруга.

Напруги неушкоджених фаз щодо землі згідно (2.1) дорівнюють:

$$\dot{U}_b = |\dot{E}_b + \dot{U}_N| = |\dot{E}_b - \dot{E}_a| = \sqrt{3} \cdot \dot{E}_a.$$

Таким чином, при однофазному замиканні на землю напруга зміщення нейтралі $\dot{U}_N = -\dot{E}_a$ за модулем дорівнює фазній е.р.с., а напруга на неушкоджених фазах щодо землі $U_b = U_c = \sqrt{3} E_a$ перевищує фазну е.р.с. у 3 рази. Струм замикання на землю носить ємнісний характер і випереджає е.р.с. своєї фази на 90° .

Розглянемо несиметричний режим однофазного замикання при нейтралі мережі, заземленої через дугогасильний реактор ($\dot{Y}_{aa} = \dot{Y}_{bb} = \dot{Y}_{cc} = \dot{Y} = j\omega C$, ключ Q_1 замкнутий, Q_2 розімкнутий на рис. 2.2).

Відповідно до [5] при ємнісних струмах замикання на землю більше 30, 20, 15, 10 А відповідно в мережах напругою 6, 10, 35 кВ повинна застосовуватися компенсація струму за допомогою задувних дугогасних реакторів (X_p , див. рис. 2.2). У мережах 6–35 кВ із ПЛ на залізобетонних та металевих опорах повинні використовуватися дугогасні реактори при ємнісному струмі замикання на землю понад 10 А.

Відповідно до схеми (див. рис. 2.3) замість (2.5) маємо ($i_a = 0$)

$$\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c + \dot{I}_p = 0. \quad (2.9)$$

Підставимо в (2.9) струми та напруги із (2.1) і (2.2), одержимо

$$\dot{I}_c = -\dot{Y} \cdot \left((\dot{E}_b + \dot{E}_c + 2 \cdot \dot{U}_N) + \dot{U}_N / jX_p \right), \quad (2.10)$$

де $\dot{I}_p = \dot{U}_N / jX_p$.

Аналогічно попередньому $\dot{U}_N = -\dot{E}_a$ та $\dot{E}_b + \dot{E}_c = -\dot{E}_a$. Тоді із (2.10) одержимо

$$\dot{I}_c = \dot{E}_a \cdot \left(3 \cdot j\omega C + \frac{1}{j\omega L_p} \right) = 3 \cdot j\omega C \dot{E}_a \cdot (1 - K), \quad (2.11)$$

де $\dot{Y} = j\omega C$, $X_p = \omega L_p$, $K = 1 / (3 \cdot \omega^2 \cdot L_p \cdot C)$ - коефіцієнт компенсації ємнісного струму. Як видно з (2.11) струм замикання \dot{I}_c визначається дією е.р.с. \dot{E}_a в ланцюгу, що складається з паралельно з'єднаних ємностей всіх фаз щодо землі $3C$ і індуктивності дугогасильного реактора L_p (рис. 2.3). При $K=1$ і $R_p=0$ маємо повну компенсацію ємнісного струму: $\dot{I}_c = 0$ (резонанс струмів), при $K < 1$ - недокомпенсацію (ємнісний струм замикання), при $K > 1$ - перекомпенсацію (індуктивний струм).

Розглянемо режим резонансного зміщення нейтралі за наявності дугогасильного реактора (ключ Q_1 розімкнутий, Q_2 замкнутий, див. рис. 2.1).

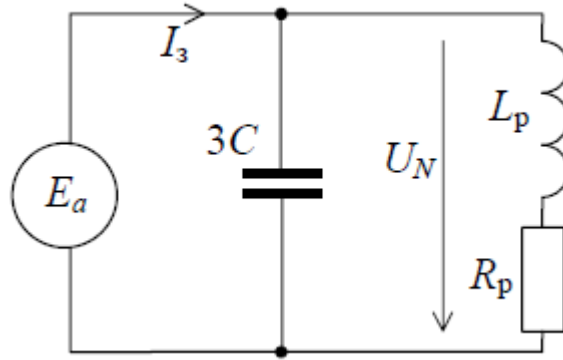


Рисунок 2.3. Еквівалентна схема заміщення мережі (по рис. 2.2) для розрахунку струму замикання I_3

Визначимо напругу на нейтралі U_N з урахуванням несиметрії мережі та активного опору реактора R_p . Висновок формули проведемо за теоремою про еквівалентний генератор. Будемо вважати відомим напруга на нейтралі U_{Nxx} при відключеному дугогасильному реакторі (2.4) і обчисленому з урахуванням наявної несиметрії мережі $\dot{Y}_{aa} \neq \dot{Y}_{bb} \neq \dot{Y}_{cc}$. Тоді згідно теореми про еквівалентний генератор напруга на нейтралі при підключеному дугогасильному реакторі, [10]

$$\dot{U}_N = \frac{\dot{U}_{Nxx} \cdot (R_p + j\omega L_p)}{R_p + j\omega L_p + 1/(3 \cdot j\omega C)},$$

де приблизно провідність мережі ($3 \cdot j\omega C$) можна визначити без урахування несиметрії. Перепишемо \dot{U}_N , ввівши коефіцієнт компенсації $K = 1/(3 \cdot \omega^2 \cdot L_p \cdot C)$ [10]:

$$\dot{U}_N = \frac{\dot{U}_{Nxx} \cdot (R_p + j\omega L_p)}{R_p + j\omega L_p + (1 - K)}.$$

Для $K = 1$

$$U_N = |\dot{U}_N| = \dot{U}_{Nxx} \cdot \sqrt{1 + (\omega L_p / R_p)^2} = U_{Nxx} \cdot q. \quad (2.12)$$

Добротність реактора $q = X_p / R_p = 20 \dots 100$ велика, тому напруга на нейтралі U_N при $K=1$ ($U_N = q \cdot U_{Nxx}$) навіть за невеликої несиметрії в мережі (U_{Nxx}) може досягати небезпечних для ізоляції величин. Для цього випадку наведена на рис. 2.4, вона є послідовно з'єднаною ємністю. $3C$ усіх фаз щодо землі і

індуктивність реактора, що дугогасить L_p (при $K=1$, $R_p=0$ – резонанс напруг) Цей контур включений на напругу зміщення нейтралі U_{Nxx} , визначене без урахування реактора.

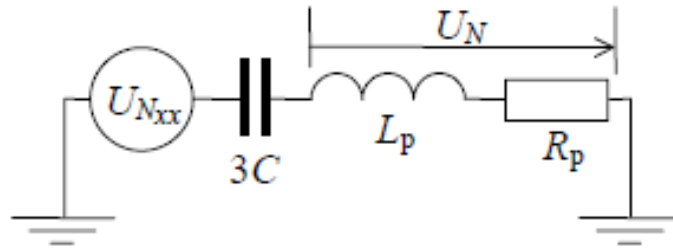


Рисунок 2.4. Еквівалентна схема заміщення мережі (рис. 2.2) визначення напруги зміщення нейтралі U_N

Розглянемо несиметричний режим однофазного замикання при нейтралі мережі заземленої через резистор R_N (рис. 2.5).

Можна скористатися формулою (2.10), де замість струму реактора I_p ввести струм резистора I_N

$$\dot{I}_N = \dot{U}_N / (R_N + jX_T),$$

де X_T - індуктивний опір нульової послідовності заземлюючого трансформатора. Отримаємо замість (2.11) вираз визначення струму замикання:

$$\dot{I}_3 = \dot{E}_a \cdot \left(3 \cdot j\omega C + \frac{3}{3 \cdot R_N + jX_T} \right).$$

При високоомному заземленні нейтралі $R_N \gg X_T$ і струм замикання

$$\dot{I}_3 = \dot{E}_a \cdot (1/R_N + 3 \cdot j\omega C) \quad (2.13)$$

або

$$\dot{I}_3 = \dot{U}_\phi \cdot \sqrt{(1/R_N)^2 + (3\omega C)^2}.$$

Виразу (2.13) відповідає схема заміщення рис. 2.3 при $L_p = 0$ при $R_p = R_N$.

Видно, що включення резистора в нейтраль системи призводить до появи у місці пошкодження активної складової струму поряд з ємнісною. Як видно з наступного, включення паралельно ємності нульової послідовності мережі C

активного опору R_N відіграє велику роль у зниженні перенапруг та збільшенні надійності роботи ізоляції обладнання мережі.

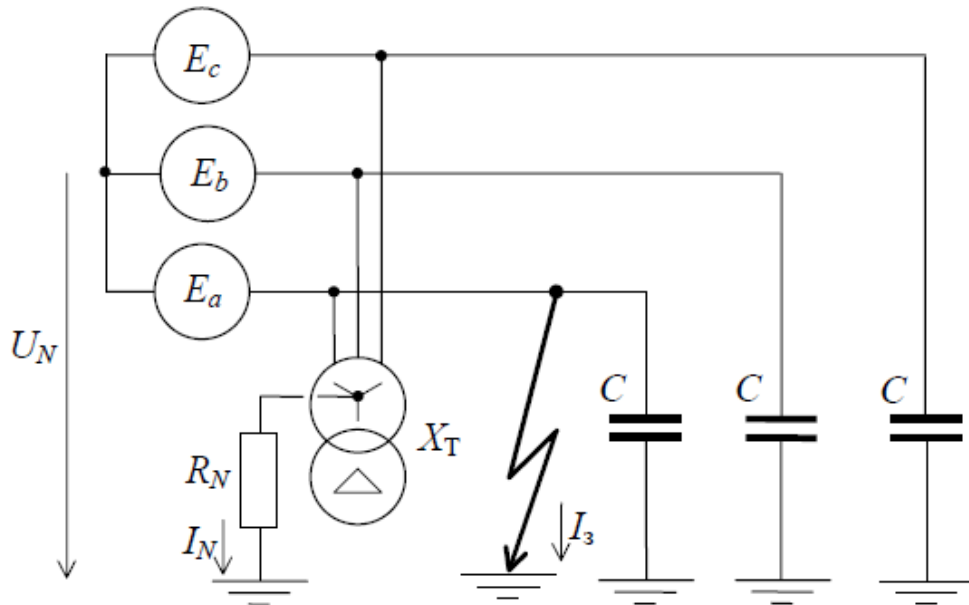


Рисунок 2.5. Схема мережі для розрахунку струму однофазного замикання при нейтралі мережі, заземленої через резистор

Розглянемо несиметричні режими неповнофазного включення в мережі з дугогасильним реактором.

Розглянемо спочатку включення двома фазами одного з приєднань із ємністю C_2 (рис. 2.6). Повну ємність мережі на землю позначимо $C_\Sigma = C_1 + C_2$. Рівняння (2.1) та (2.2) для даної схеми можна записати у вигляді[13]:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{a1} &= j\omega C_1 \cdot \dot{U}_a, \\ \dot{I}_{b2} &= j\omega C_2 \cdot \dot{U}_b, \quad \dot{I}_{b1} = \dot{I}_{b2} + j\omega C_1 \cdot \dot{U}_b, \\ \dot{I}_{c2} &= j\omega C_2 \cdot \dot{U}_c, \quad \dot{I}_{c1} = \dot{I}_{c2} + j\omega C_1 \cdot \dot{U}_c, \\ \dot{U}_a - \dot{U}_N &= \dot{E}_a, \\ \dot{E}_b &= \dot{U}_b - \dot{U}_N, \quad \dot{U}_N = jX_p \cdot \dot{I}_p, \\ \dot{E}_c &= \dot{U}_c - \dot{U}_N. \end{aligned}$$

Рівняння балансу струмів в нейтралі:

$$\dot{I}_{a1} + \dot{I}_{b1} + \dot{I}_{c1} + \dot{I}_p = 0.$$

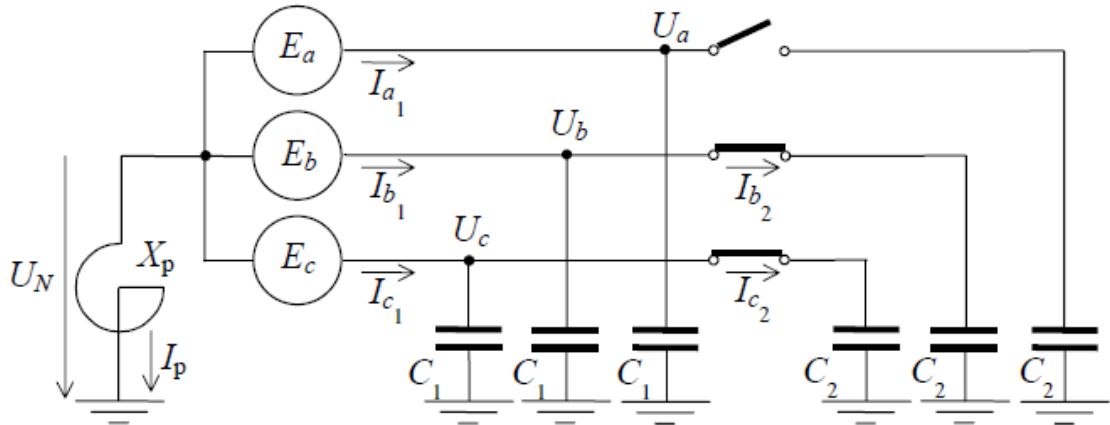


Рисунок 2.6. Розрахункова схема мережі для визначення напруги на нейтралі при неповнофазному режимі

Вирішуючи наведену систему щодо напруги на нейтралі U_N , отримаємо:

$$\dot{U}_N = \dot{E}_a \cdot \frac{C_1/C_\Sigma}{2 + C_1/C_\Sigma - 3 \cdot K}$$

З отриманої формули видно, що небезпечне резонансне зміщення нейтралі при включенні двома фазами приєднання з ємністю C_2 має місце при коефіцієнті компенсації рівному

$$K = \frac{2 + C_1/C_\Sigma}{3}$$

Наприклад, якщо ємність $C_2 = 0,1 \cdot C_1$, то $K = 0,97$. Іншими словами, якщо компенсація сумарної ємності мережі близька до резонансної ($K = 0,97$), неповнофазне підключення приблизно одного з десяти приєднань викликає резонансне зміщення нейтралі, при якому без втрат $U_N \rightarrow \infty$.

Резонансні умови при неповнофазному підключенні всієї ємності мережі (наприклад, секційним вимикачем) будуть при $K = 2/3$ ($C_1 = 0$).

Аналогічним чином можна отримати умову резонансного усунення нейтралі в мережі з ДГР у разі неповнофазного включення приєднання однією фазою. Тоді напруга на нейтралі U_N визначиться формулою [5]

$$\dot{U}_N = \dot{E}_a \cdot \frac{C_1/C_\Sigma}{1 + 2 \cdot C_1/C_\Sigma - 3 \cdot K}$$

та умова резонансного зміщення нейтралі матиме місце при коефіцієнті компенсації K рівним:

$$K = \frac{1 + 2 \cdot C_1 / C_\Sigma}{3}$$

Для попереднього прикладу приклад $U_N \rightarrow \infty$ при $K = 0,94$.

Резонансне усунення нейтралі при неповнофазному (однофазному) підключенні ємності всієї мережі (C_Σ) буде при $K = 1/3$ ($C_1 = 0$).

2.2. Перенапруги при комутації високовольтних електродвигунів

Сучасні схеми неблочних електричних станцій мають потужну та розгалужену мережу власних потреб. Основним елементом цієї мережі (рис. 2.7) є великі асинхронні електродвигуни (D) напругою 6 кВ, які живляться від трансформаторів потреб (Т) через окремі кабельні приєднання (К). Загальна кількість приєднань до цієї секції досить велика (20...30). Схема, подібна до аналізованої, справедлива також для живлення синхронних та асинхронних електродвигунів на низці промислових підприємств. У процесі виконання технічних операцій проводяться включення та відключення окремих приєднань за допомогою вимикачів (В), комутують електродвигуни разом з відповідними кабелями живлення. Крім того, можливі комутації електродвигунів у процесі АВР, відключення загальмованих електродвигунів та ін. Усі ці комутаційні операції супроводжуються перенапругами різної кратності та частоти. Розглянемо коротко деякі з них. На рис. 2.8 наведено спрощену схему заміщення мережі.

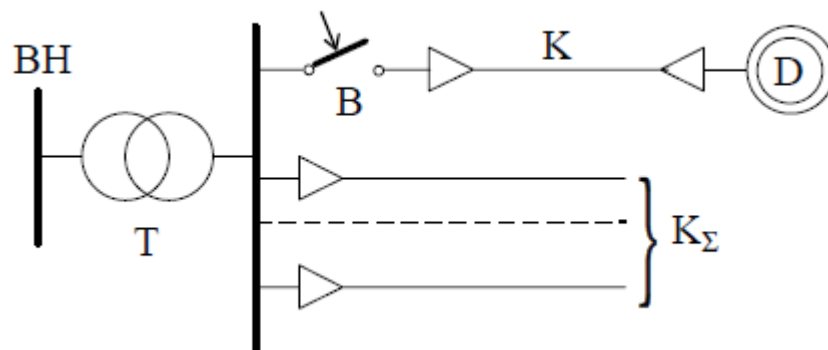


Рисунок 2.7. Принципова схема мережі

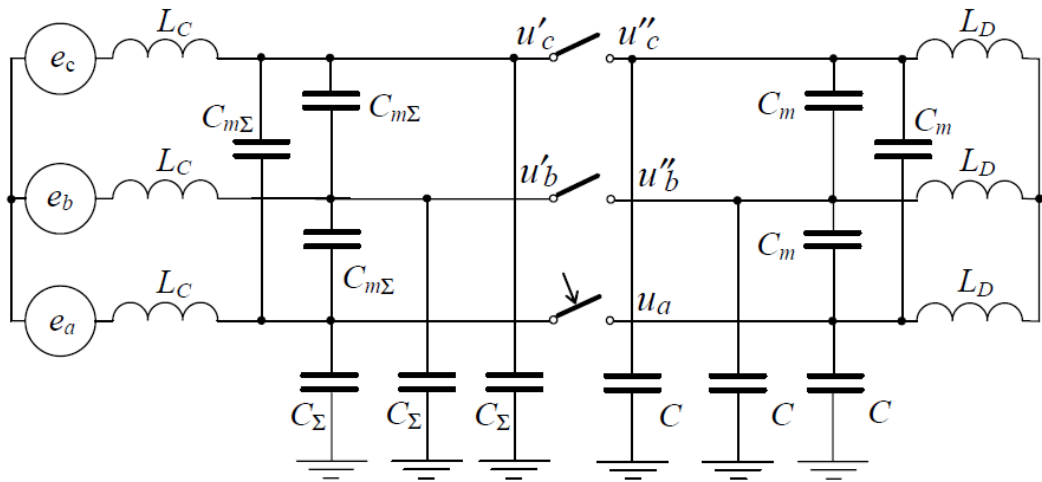


Рисунок 2.8. Схема замыщення мережі по рис. 2.7

Тут L_C - результуюча індуктивність прямої послідовності мережі живлення; L_D - надперехідна індуктивність електродвигуна; e_{da} , e_{db} , e_{dc} - власні е.р.с. електродвигуна; C , C_σ , C_m , $C_{m\sigma}$ - ємності на землю і між фазами комутованого приєднання (C , C_m) та решти кабелів даної секції (C_σ , $C_{m\sigma}$). Навантаження на інші приєднання, індуктивність кабелів та активні опори мережі не враховуються. Потужність окремого електродвигуна набагато менша за потужність трансформатора, тому додатково можна знехтувати індуктивністю $L_C \ll L_D$.

Розглянемо включення першої фази (фази "а", див. рис. 2.8). Трифазна мережа зліва від вимикача при обліку сформульованих припущень може бути еквівалентована до простого виду при відкиданні міжфазних ємностей $C_{m\sigma}$, як включених на шини незмінних міжфазних е.р.с. e_{ac} , e_{bc} , e_{ca} , та паралельному перетворенні гілок, що містять е.р.с. та ємності (рис. 2.9), за формулами [9]:

$$e_e^{(1)} = (e_c \cdot C_\Sigma + e_b \cdot C_\Sigma) / (2 \cdot C_\Sigma) = -0,5 \cdot e_a, \quad (\text{див. рис.2.9,б})$$

$$e_e^{(2)} = (1,5 \cdot e_a \cdot 2 \cdot C_\Sigma + e_b \cdot C_\Sigma) / (2 \cdot C_\Sigma + C_\Sigma) = e_a. \quad (\text{див. рис.2.9,в})$$

Права частина (щодо вимикача) трифазної схеми також може бути перетворена до однофазного еквіваленту, тому що $u_b'' = u_c''$, що впливає із схеми (див. рис. 2.8) при однакових власних та взаємних параметрах фаз. Тоді ємності фаз "b" і "c" на землю з'єднуються паралельно, міжфазна ємність (цих фаз) відкидається, і схема перетворюється на вигляд рис. 2.10,а, а потім - рис.

2.10,б. Таким чином, об'єднавши схеми (див. рис. 2.9,в і рис. 3.10,б) і враховуючи, що $C_\sigma \gg C$ (т. до. за припущенням секція має велику кількість кабельних приєднань, крім комутованого), отримуємо розрахункову схему рис.2.11. Використовуючи теорему про еквівалентний генератор, можемо перетворити схему до коливального контуру, що містить послідовно індуктивність та ємність. Однак можна визначити напруги, що шукаються, на фазах електродвигуна простіше, помітивши, що в момент включення контуру (див. рис. 2.11, $t=0$) величина струму в індуктивності $3/2L_D$ дорівнює нулю, отже, миттєве значення включається е.р.с. e_a розподіляється обернено пропорційно ємностям $2C_m$ і $2C$:

$$u''_b(t=0) = u''_c(t=0) = e_a(t=0) \cdot C_m / (C_m + C) = u_{ноч}.$$

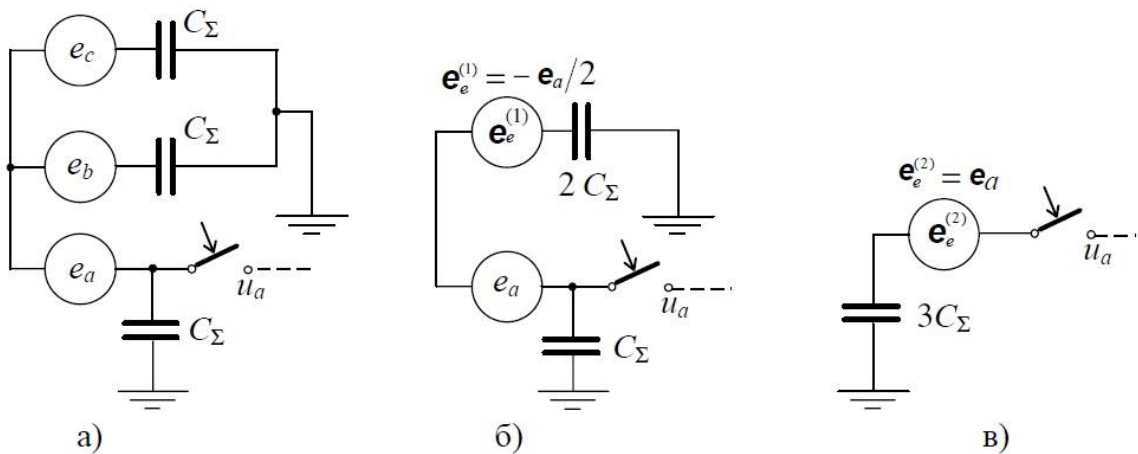


Рисунок 2.9. Еквівалентні перетворення схеми заміщення по рис. 2.8

(зліва від вимикача)

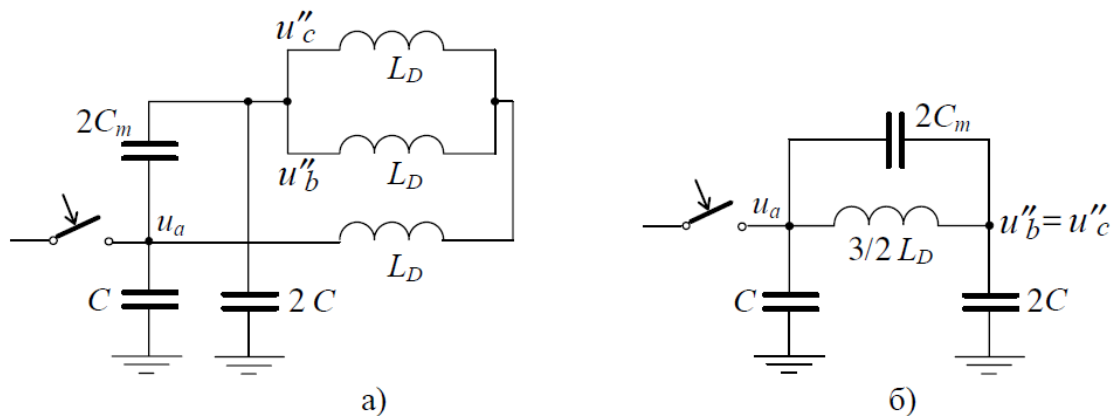


Рисунок 2.10. Еквівалентні перетворення схеми заміщення за рис. 2.9

(праворуч від вимикачів)

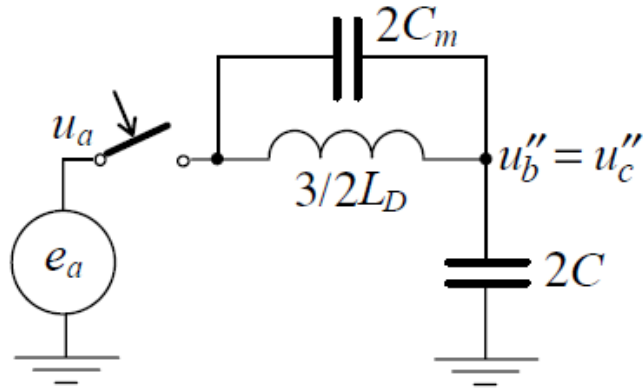


Рисунок 2.11. Повна еквівалентна
схема заміщення по рис. 2.9

Таким чином, для отримання перехідного процесу зміни напруги на неключених фазах $u_b''(t)$ і $u_c''(t)$ можна розглянути включення звичайного коливального контуру з ненульовими початковими умовами напруги на ємностях. Кутова частота перехідного процесу $\beta = 1/\sqrt{1,5L_D \cdot 2(C + C_m)}$. Враховуючи, що при реальних співвідношеннях параметрів $\beta \gg \omega_0$ (ω_0 – частота джерел е.р.с.), для визначення напруги на неключених фазах можна скористатися формулою[9]:

$$u_b''(t=0) = e(t=0) - [e(t=0) - u_{\text{поч}}] \cdot \cos(\beta t).$$

Найбільше значення напруги $u_b''(t)$ буде при включенні електродвигуна у момент максимуму е.р.с. $e_a(t=0) = E_m$: $u_b''_{\text{max}} = 2E_m - 0,2E_m = 1,8E_m$, де $C_m/(C + C_m) = 0,2$; $u_{\text{поч}} = 0,2 E_m$.

Що стосується напруги на включеній фазі "a", то в схемі (див. рис. 2.11) воно встановлюється стрибком і при даному моменті включення $u_a_{\text{max}} = E_m$.

Включення однієї фази через співвідношення $C_\sigma \gg C$ не викличе зміни напруги на нейтралі системи, воно залишається рівним нулю. Якщо увімкнення контактів вимикача у фазі "b" ($t = t_b$) відбудеться із затримкою після включення фази "a" (яка включилася в момент $t = 0$), томигтєве значення напруги може бути в інтервалі $0,2 \leq u_b''(t = t_b) \leq 1,8$. Таким чином, інтенсивність перехідного процесу (максимум напруги на наступній фазі, що включається) буде визначатися затримкою у включенні фази "b". Найбільше значення цих

напруг буде при включенні фази "b" максимум її вільних коливань. Дуже небезпечним у цьому випадку є також зріз напруги, що впливає на виткову ізоляцію електродвигуна.

Викладений спрощений теоретичний аналіз стосувався лише комутації включення одиничного електродвигуна в режимі нормального пуску. В умовах експлуатації мають місце перенапруги при комутації перемикачів електродвигунів, що обертаються в процесі АВР на інше джерело живлення. Комутаційні перенапруги виникають і при відключенні електродвигунів, у т. ч. - в режимі пуску, а також при відключенні синхронних електродвигунів, що випали з синхронізму. Всі ці комутаційні операції можуть відбуватися за наявності однофазних замикань на землю, що збільшує кратність комутаційних перенапруг. Деякі особливості виникнення перенапруг можуть спостерігатися при відключеннях електродвигунів вакуумними вимикачами.

Характерні перехідні процеси, що супроводжують комутації електродвигунів та розраховані за допомогою програми NRAST [8] за схемою рис. 2.9 показані на рис. 2.12–2.13. На рис. 2.12 показаний процес включення загальмованого електродвигуна, коли перша фаза "a" підключається до мінімуму напруги мережі, а друга (фаза "c") – до мінімуму напруги вільних коливань, при цьому максимальні перенапруги мають величину порядку двократних.

Істотно більш небезпечними є перенапруги, що виникають при включенні електродвигуна в процесі АВР (рис. 2.13), коли момент замикання контактів першої фази вимикача, що включається, відповідає максимуму напруги на контактах. У свою чергу, ця різниця має найбільше значення у тому випадку, якщо в момент включення е.р.с. мережі та внутрішня е.р.с. електродвигуни знаходяться у протифазі. Включення першої фази "a" в момент максимальної різниці напруги на контактах викликає максимальні перенапруги на високій частоті 140 кГц кратністю 2,8. На двох неключених фазах мають місце відносно низькочастотні вільні коливання частотою 3 кГц, при цьому напруги на фазах "b" і "c" досягають величини 3,95.

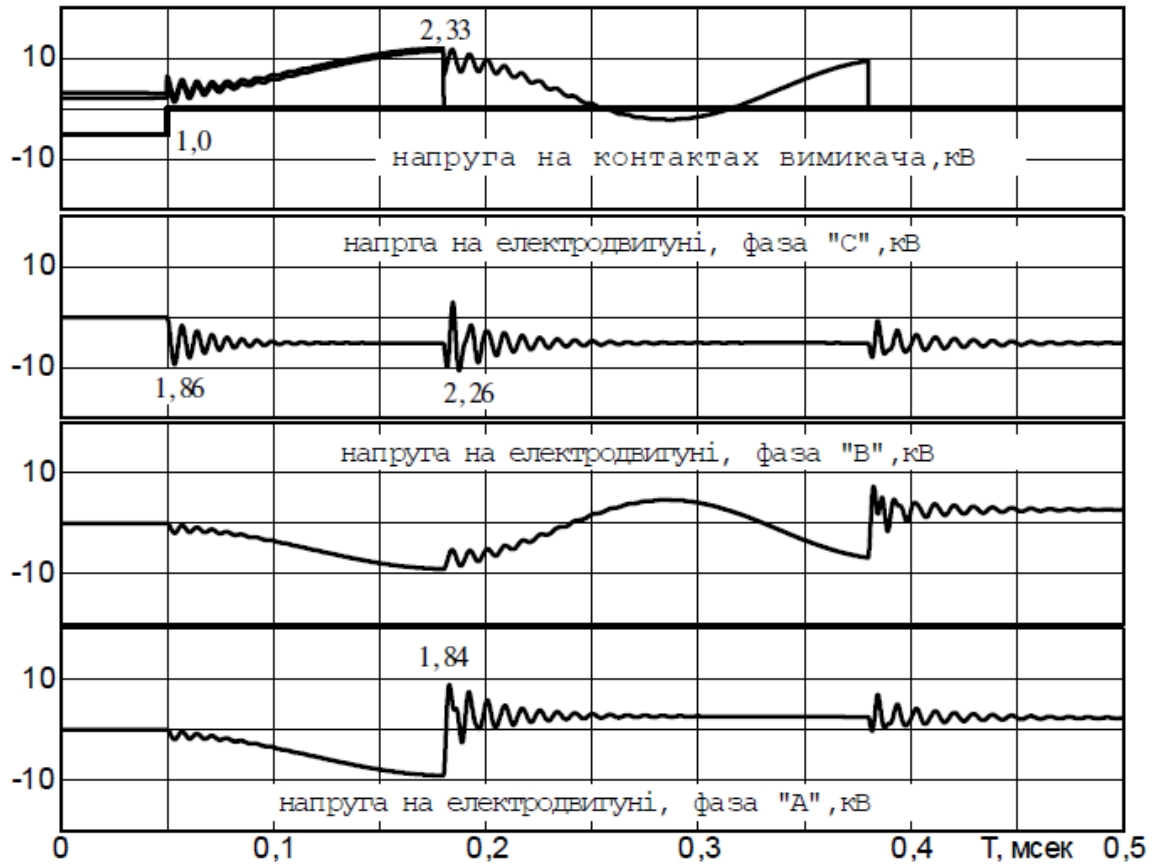


Рисунок 2.12. Пуск електродвигуна потужністю 630 кВт і напругою 6 кВ

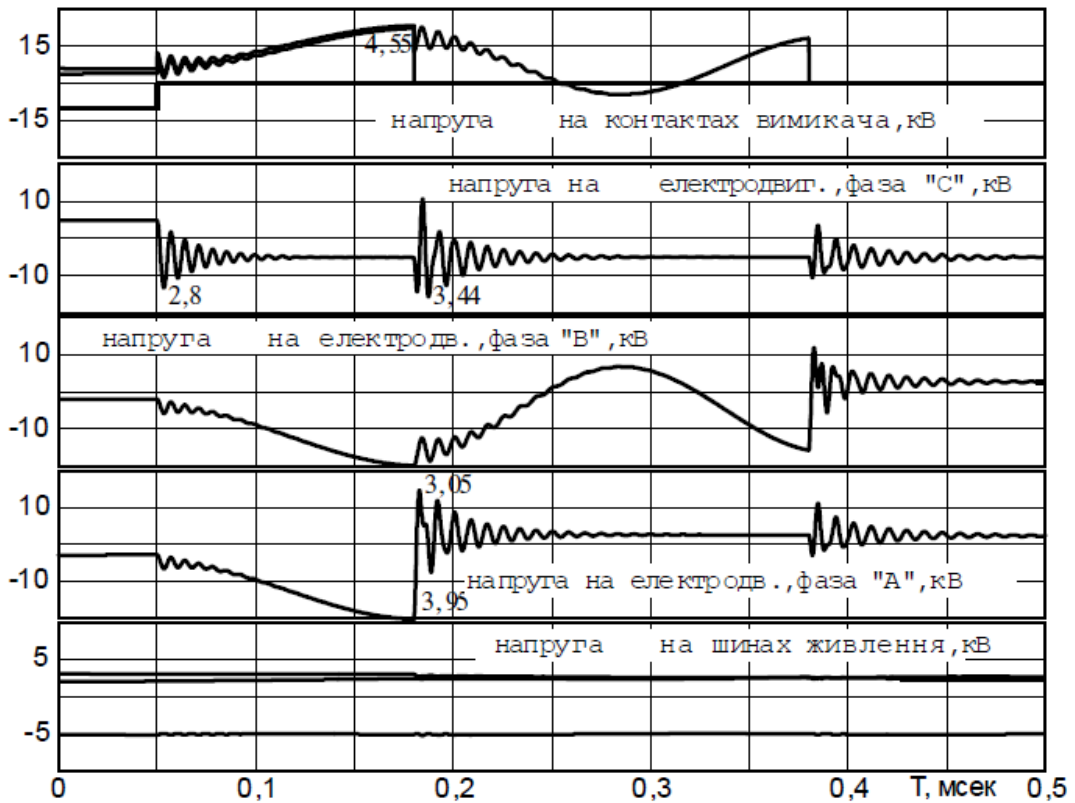


Рисунок 2.13. Самозапуск електродвигуна потужністю 630 кВт і напругою
6 кВ

Включення другої (“с”) та третьої фаз викликають високочастотні імпульси перенапруг іншої полярності (максимум дорівнює 3,05 на фазі “с”) та круті зрізи напруги (з фронтом порядку 1 мкс), максимальний з яких дорівнює різниці зазначених значень: $3,95 + 3,05 = 7,0$. Ці зрізи напруги впливають на виткову ізоляцію перших котушок електродвигуна. Зауважимо, що регулювання розкиду в моментах замикання окремих фаз зниження перенапруг має встановлювати ці відмінності хоча б трохи більше чверті періоду вільних коливань, т. е. 0,05...0,08 мс, що майже неможливо.

Висновки по другому розділу

В умовах експлуатації мають місце перенапруги при комутації перемикачів електродвигунів, що обертаються в процесі АВР на інше джерело живлення. Комутаційні перенапруги виникають і при відключенні електродвигунів, у т. ч. - в режимі пуску, а також при відключенні синхронних електродвигунів, що випали з синхронізму. Всі ці комутаційні операції можуть відбуватися за наявності однофазних замикань на землю, що збільшує кратність комутаційних перенапруг.

РОЗДІЛ 3

ЗАСОБИ ТА ПРИСТРОЇ ЗАХИСТУ ВІД ВНУТРІШНІХ ПЕРЕНАПРУГ У МЕРЕЖАХ 6–35 кВ

3.1. Класифікація заходів захисту від перенапруг

Заходи та засоби захисту від перенапруг підрозділяються на організаційні та технічні. Організаційні заходи захисту, у свою чергу, включають системні та оптимізаційні, технічні заходи та засоби захисту – превентивні та комутаційні [11].

Системні заходи, власне кажучи, не є спеціальними заходами захисту від перенапруг. Однак спорудження паралельних ліній та розширення резервів обладнання, встановлення синхронних компенсаторів та шунтуючих реакторів та інші заходи дають можливість запобігти або суттєво зменшити ймовірність розвитку системної аварії, що призводить до найбільших збитків. Ці заходи обмежують також підвищення робочої напруги понад допустиму.

Оптимізаційні заходи також є спеціальними заходами захисту від перенапруг у вузькому значенні слова. Як випливає з назви, вони передбачають розробку та вибір на стадії проектування, а також реалізацію в умовах експлуатації оптимальної стратегії ведення режиму роботи мережі, виробництва комутацій та ліквідацію негативних наслідків впливу перенапруг. До них слід віднести АПВ, селективний релейний захист мережі, автоматичне регулювання збудження генераторів та синхронних компенсаторів, своєчасну та ретельну профілактику ізоляції та ремонт обладнання.

Превентивні заходи захисту постійно впливають на мережу. Їх призначення – запобігти виникненню перенапруг або сприяти обмеженню їхньої величини. Сприятлива дія превентивних заходів захисту проявляється протягом усього перехідного процесу. До таких заходів можна віднести, зокрема, застосування вимикачів, робота яких не викликає появи великих перенапруг (наприклад, вимикачів без небезпечних повторних запалювань дуги між контактами та з шунтуючими опорами), грозозахисних тросів,

заземлення опор на лініях, ємнісний захист ізоляції обмоток трансформаторів, заземлення нейтралі трансформаторів через дугогасінні реактори.

Комутаційні засоби захисту від перенапруг, як правило, містять комутуючі елементи, наприклад, іскрові проміжки. Вони спрацьовують, коли перенапряга у точці їх установки перевищить деяку критичну величину. Це призводить до зміни схеми або параметрів мережі. Перенапряга на ізоляції обмежується до допустимих меж, а ймовірність виникнення перенапруг високої кратності істотно зменшується. До комутаційних засобів захисту можна віднести також і нелінійні обмежувачі перенапруг (ОПН). У цих апаратах відсутні іскрові проміжки та високонелінійні резистори підключені до мережі постійно. Однак у разі підвищення напруги на ОПН понад найбільший робочий, різко зменшується їх опір, що еквівалентно спрацьовування іскрових проміжків.

Як зазначалося, заходи захисту від перенапруги можуть бути спрямовані на зменшення наслідків перекриття або пробоя ізоляції. Однак, головне значення мають заходи, що передбачають зниження рівня перенапруг і, тим самим, ймовірність пробоя або перекриття ізоляції. У ряді випадків ці заходи знижують вимушену складову перенапруг на ізоляції. До них можна віднести застосування шунтуючих реакторів, синхронних компенсаторів та батарей поздовжньої компенсації, секціювання довгих ліній, застосування регуляторів сильної дії. Зниження вимушеної складової напруги при комутаційних перенапрягах забезпечується також глухим заземленням нейтралі в мережах 110 кВ і вище, установкою понижених коефіцієнтів трансформації трансформаторів перед оперативними комутаціями ліній, обмеженням мінімальної потужності живильної системи, а також програмуванням оптимальної черговості дії релейного захисту при аварій.

3.2 Обмеження перенапруг у мережах 6–35 кВ за допомогою резистивного заземлення нейтралі

Спосіб заземлення нейтралі в мережах 6-35 кВ є досить важливою характеристикою. Він визначає: струм у місці пошкодження та перенапруги на

непошкоджених фазах при однофазному замиканні; схему побудови релейного захисту від замикань на землю; рівень ізоляції електроустаткування; вибір апаратів для захисту від грозових та комутаційних перенапруг (обмежувачів перенапруг); безперебійність електропостачання; допустимий опір контуру заземлення підстанції; безпека персоналу та електроустаткування при однофазних замиканнях.

В даний час у світовій практиці використовуються такі способи заземлення нейтралі мереж середньої напруги (термін «середня напруга» використовується в зарубіжних країнах для мереж з діапазоном робочої напруги 1-69 кВ):

- ізольована (незаземлена);
- глухозаземлена (безпосередньо приєднана до заземлюючого контуру);
- заземлена через дугогасний реактор;
- заземлена через резистор (низькоомний або високоомний).

В Україні, згідно з ПУЕ [1], введених у дію з 1 січня 2003 р., «...робота електричних мереж напругою 3–35 кВ може передбачатися як із ізольованою нейтраллю, так і з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор або резистор».

Таким чином, зараз у мережах 6–35 кВ у Росії дозволено застосувати всі прийняті у світовій практиці способи заземлення нейтралі.

У мережах 6–35 кВ, що працюють у режимі ізольованої чи резонансно-заземленої нейтралі, внутрішні перенапруги є причиною значної кількості аварій. Найчастішим видом небезпечних перенапруг є перенапруги при дугових замиканнях (ОДЗ), що виникають у разі однофазних замикань на землю (ОЗЗ). Їхня частка серед усіх видів аварій значна (до 80%). Такі перенапруги часто існують у вигляді перехідних процесів при дузі, що перемежується, і небезпечні для електроустановок високими кратностями перенапруг $U_{\text{пер}} = 3-3,5U_{\text{ф}}$, своєю тривалістю і широтою охоплення мережі, електрично пов'язаної з місцем пошкодження.

Заземлення нейтралів через дугогасні реактори компенсує ємнісні струми в місці замикання і знижує ряд випадків величини перенапруг. Однак залишається небезпека виникнення великих кратностей перенапруг при поєднанні ОЗЗ і неповнофазних режимів, що виникають при уповільненій роботі або відмові фаз вимикача і неточному налаштуванні реактора, що дугогасить. Автоматичне налаштування реактора, що використовується, в силу інерційності і наявного допуску в налаштуванні не дозволяє повністю усунути максимальні кратності виникаючих перенапруг.

Значну частку порушень складають ушкодження внаслідок ферорезонансних перенапруг. Найчастіше відзначаються виходи з ладу вимірювальних трансформаторів напруги при тривалих дугових замиканнях, що перемежуються, на землю. Викликаючи відносно невисокі перенапруги, вони супроводжуються підвищеними струмами в обмотках, що призводить до термічної нестійкості та перегорання обмоток.

Всі застосовувані способи обмеження перенапруг засновані на використанні методів і засобів, що сприяють стіканню зарядів у землю, що з'являються в трифазній мережі, наприклад, при замикання дугових на землю і приводять до появи напруги зміщення нейтралі.

Використання обмежувачів перенапруги, рівні спрацьовування яких вдається наблизити до величин допустимих кратностей короткочасних перенапруг, недостатньо. Такі рівні обмеження дозволяють знизити комутаційні, але не усувають ферорезонансні та дугові перенапруги, які можуть довго існувати з величинами меншими, ніж $2,8U_{\phi}$. Тривалі перенапруги таких рівнів небезпечні для ослабленої ізоляції застарілих двигунів, обмоток трансформаторів напруги та самих ОПН.

В даний час розподільні мережі 6–35 кВ досить резервовані та підготовлені як до повнішої автоматизації, так і до переходу до роботи з резистивно заземленими нейтралями.

У цьому випадку зниження дугових перенапруг досягається заземленням нейтралі мережі через активний опір. Виключається пошкодження

трансформаторів напруги. Залежно від конструктивного виконання та величини опору можливе обмежене та постійне підключення резистора в режимі ОЗЗ.

У першому варіанті резистор розраховується на обмежену потужність, що допускає перебіг струмів ОЗЗ протягом короткого часу, не більше 1-10 сек. За цей час має бути забезпечене спрацювання спеціального селективного захисту, що відключає пошкоджений фідер.

У другому варіанті резистор функціонує у тривалому режимі до усунення аварії. Це дозволяє демпфувати перенапруги протягом існування ОЗЗ і забезпечити безперервність електропостачання.

Вибір схеми підключення та величини резистора є оптимізаційним завданням.

Варіанти заземлення через резистор

При ОЗЗ у мережах із заземленою через резистор нейтраллю у всіх приєднаннях протікають власні ємнісні струми, а у пошкодженому приєднанні, крім того, протікає активний струм, що створюється резистором. Ця принципова відмінність дозволяє вирішити два важливі завдання[14]:

- селективно визначити пошкоджене приєднання (за рахунок застосування простих релейних захистів, що діють на відключення або сигнал) та негайно вжити заходів щодо усунення пошкодження;
- суттєво обмежити рівень дугових перенапруг при ОЗЗ та виключити ферорезонансні процеси (при цьому з'являється можливість захисту обладнання ПС за допомогою ОПН з нижчою напругою, що залишається, при комутаційному імпульсі).

Застосовуються три варіанти заземлення нейтралі мереж 6–35 кВ через резистор: низькоомне високоомне та комбіноване.

Низькоомне резистивне заземлення нейтралі застосовується у випадках, коли ОЗЗ має бути селективно відключено протягом мінімально можливого часу. При цьому струм у нейтралі має бути достатнім для роботи релейного захисту на вимкнення.

Високоомне резистивне заземлення нейтралі доцільно застосовувати у випадках, коли мережа повинна мати можливість тривалої роботи у режимі ОЗЗ до виявлення місця ОЗЗ. При цьому струм у нейтралі повинен бути такої величини, щоб унеможливити появу небезпечних дугових перенапруг і зниження електробезпеки, але бути достатнім для визначення пошкодженого приєднання та роботи релейного захисту на сигнал.

Комбіноване заземлення нейтралі здійснюється шляхом приєднання високоомного резистора паралельно ДГР та дозволяє знижувати рівень перенапруг при неточному налаштуванні ДГР, а також сприяє роботі на сигнал релейних захистів.

Вибір типу резистора для заземлення нейтралі проводиться за трьома основними критеріями[14]:

1. Резистор повинен забезпечувати зниження рівня дугових перенапруг.
2. Опір резистора в нейтралі повинен гарантувати протікання активного струму в пошкодженому приєднанні, достатнього для дії релейних захистів на сигнал або відключення пошкодженого приєднання.
3. При заземленні нейтралі через резистор повинні дотримуватись умов електробезпеки для людей при ОЗЗ на ПС та РП з урахуванням існуючого нормування величини допустимої напруги дотику. Основний параметр резистора – його активний опір R , величина якого вибирається за критерієм зниження рівня перенапруг та потім може коригуватися за умов роботи релейного захисту та умови електробезпеки.

При техніко-економічному обґрунтуванні доцільності резистивного заземлення нейтралі мереж 6–35 кВ необхідно оцінити 3 основні фактори[14]:

1. Зміна параметрів однофазного замикання.

Порівняно із ізольованою нейтраллю при резистивному заземленні нейтралі в мережах 6–35 кВ:

- збільшується струм ОЗЗ;
- знижується мінімум у 1,5–2,0 разів рівень дугових перенапруг при однофазних замиканнях;

- зменшується з кількох годин до кількох секунд тривалість впливу на ізоляцію дугових перенапруг (при однофазних замиканнях, що перемежуються) і лінійної напруги (при стійких замиканнях).

2. Підвищення терміну служби ізоляції.

На підставі низки публікацій можна дійти невтішного висновку, що витрата внутрішнього ресурсу ізоляції при впливі імпульсів перенапруг у мережі 6–35 кВ при резистивному заземленні нейтралі щонайменше ніж у 2 рази нижче, ніж у мережі із ізольованою нейтраллю. При цьому виключена можливість ферорезонансних явищ, що підвищує надійність роботи вимірювальних трансформаторів напруги і знижує не тільки простої мережі через їх пошкодження, але і ймовірність неспрацьовування релейних захистів при пошкодженнях елементів мережі.

3. Електробезпека.

Швидке відключення ліній при однофазних замиканнях на землю знижує ступінь небезпеки ураження електричним струмом людей та тварин, що опинилися поблизу місця ОЗЗ [13].

Резистивна система заземлення нейтралі мереж 6–35 кВ забезпечує зниження рівня дугових перенапруг, селективне виявлення пошкодженого приєднання, його швидке відключення та покращення умов електробезпеки.

Варіант підключення резистора завбільшки кілька кОм (1-3 кОм) передбачає постійне приєднання резистора до нейтралі.

Параметри резистора розраховуються за умовою обмеження перенапруг до заданої величини (зазвичай до рівня випробувального для машин, що обертаються), струм замикання на землю при цьому практично не змінюється. Резистор виготовляється на базі композиційного матеріалу та розрахований на час впливу найбільшої фазної напруги не менше 6 годин, що дозволяє обходитися без пристроїв автоматики та захисту для його відключення.

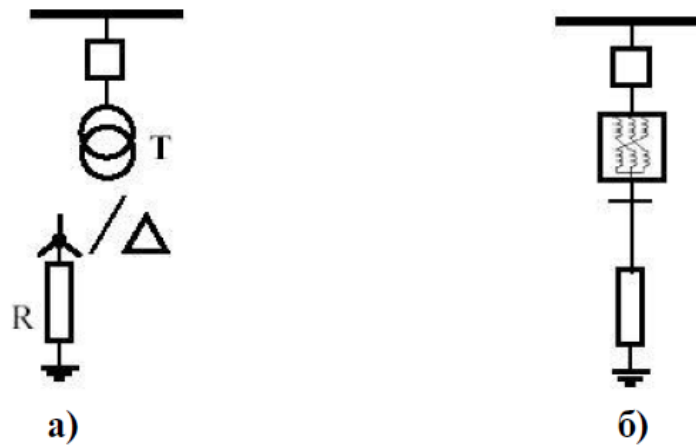


Рисунок 3.1 – Підключення резисторів в схемах підстанцій

У мережах 6–35 кВ розподільчих підстанцій часто відсутня явно виведена нейтраль.

В цьому випадку можливі варіанти підключення резисторів до нейтралів спеціальних трансформаторів малої потужності зі схемою з'єднання обмоток $Y/$ (рис. 3.1,а) або нульових фільтрів послідовності ФМЗО (рис. 3.1,б).

Порівняно низька вартість високоомних резисторів (1-3 кОм), що включаються в нейтралі трансформаторів малої потужності або спеціальних фільтрів нульової послідовності типу ФМЗО, ставлять цей захід поза конкуренції коїться з іншими методами обмеження перенапруг.

В даний час розроблені та серійно випускаються резистори типу РЗ для заземлення нейтралі мереж 3–35 кВ. Резистор даного типу розрахований на час дії найбільшої фазної напруги до 6 годин, що дозволяє обходитися без автоматики та захисту для його відключення.

Виготовлені за такими розрахунками та встановлені на підстанціях резистор типу РЗ 2000 17 10 (рис. 3.2) складається з окремих елементів, кожен з яких являє собою резистивну пластину або кілька пластин, поміщених у кожух з теплопровідною діелектричною прокладкою між кожухом і пластиною. Елементи з'єднують послідовно, орієнтують вертикально та закріплюють на рамі.



Рисунок 3.2

Величина зазору визначається рівнем допустимої пробивної напруги та тепловідведення.

Пластини ізольовані від металевого корпусу ізолюючими прокладками. Металевий герметичний корпус має пристрій для вирівнювання тиску всередині тіла резистивного елемента.

Конструктивне виконання резистора у вигляді набору вертикально орієнтованих окремих пластин створює хороше тепловідведення від пластин у повітря за рахунок природної конвекції. Це дає можливість стаціонарної роботи резистора у неповнофазному режимі. Відповідно до правилами експлуатації електроустановок неповнофазний режим може тривати до 6 годин без відключення споживачів та резистора.

Виконання резистора з набору окремих пластинчастих елементів дає можливість легко та швидко підібрати необхідну кількість складових елементів для забезпечення потрібного опору та потужності в мережах від 6 до 35 кВ.

Отримані в результаті експлуатації на підстанціях електромереж дані показують зниження ушкодження електрообладнання на приєднаннях секцій

шин із встановленими резисторами, що підтверджує реальне обмеження кратності дугових перенапруг при підключенні резистора. Обмеження кратності дугових перенапруг призводить до зменшення кількості перекриттів ізоляції та зниження загальної кількості ОЗЗ, і, крім того, зниження кратностей комутаційних перенапруг на «здорових» фазах як ОЗЗ призводить також до зменшення кількості переходів ОЗЗ в подвійні замикання. Також в результаті експлуатації було виявлено, що введення високоомного резистора в нейтраль підвищує селективність визначення аварійного фідера існуючими варіантами захисту. Це пояснюється тим, що перебіг навіть незначного активного струму в аварійному приєднанні дозволяє демпфувати перехідні високочастотні процеси при однофазному замиканні, які є основною причиною неселективної роботи існуючих захистів.

3.3 Обмеження дугових перенапруг за допомогою ОПН

Вибір ОПН в мережах 6(10) кВ з ізолюваною або заземленою через дугогасильний реактор, нейтраллю, де не передбачено відключення релейним захистом однофазних пошкоджень, зводиться в основному до забезпечення його працездатності протягом гарантованого терміну експлуатації в умовах можливих тривалих однофазних замикань в мережі (зазвичай протягом 2...6 годин).

На підставі досліджень та досвіду експлуатації, а також зарубіжних публікацій можна вважати, що у зазначених вище умовах працездатність ОПН одноколонкової конструкції з діаметром варисторів 45–60 мм. буде забезпечена у мережі зі струмом замикання 5...10 А за трьох умов [13].

1) Буде виключена можливість тривалих резонансних та ферорезонансних перенапруг у точці установки ОПН.

2) Найбільша робоча напруга мережі $U_{\text{нб.роб}}$ (діюче значення лінійної напруги, яка тривалий час може бути прикладена до фаз ОПН при однофазному замиканні на землю) має бути не більшою за найбільшу робочу напругу ОПН ($U_{\text{опн}}$), тобто

$$U_{\text{нб.роб}} \leq U_{\text{опн}}$$

Зауважимо, що, як правило, у мережах 6(10) кВ напруга $U_{\text{нб.роб}}$ може перевищувати номінальну напругу мережі $U_{\text{ном}}$ ($U_{\text{нб.роб}}=(1,05\dots 1,2)\cdot U_{\text{ном}}$).

3) Пропускна здатність ОПН повинна бути не менше 20 імпульсів струму на хвилі 1,2/2,5 мс з амплітудою 300...500 А. При цьому напруга на ОПН $U_{\text{зал.}}$, що залишається, при хвилях комутаційних перенапруг складає величину [13]

$$U_{\text{зал.}} \approx (2,7\dots 3,0) \cdot U_{\text{ф max}} .$$

У разі встановлення ОПН у мережах з великим ємнісним струмом кількість комплектів ОПН (які можуть бути встановлені в різних точках мережі) повинна бути збільшена.

В цьому випадку бажано, щоб виробник враховував необхідність паралельної роботи окремих комплектів ОПН при замикання однофазних.

Визначити, чи достатня відома від заводу-виробника пропускна спроможність ОПН, отримана в результаті спеціальних випробувань, для надійної роботи ОПН у конкретній точці мережі можна або експериментально, чи розрахунковим шляхом. Як зазначалося, основним впливом на варистори ОПН (правильно обраного виходячи з вище наведених умов) є імпульси струмів, що у режимі перемешувальних дуг однофазних замикань. Приміром, на рис. 3.3 а показаний процес багаторазових дугових замикань в мережі з ізольованою нейтраллю і ОПН при можливому високому значенні пробивної напруги ослабленого місця $U_{\text{пр}} = 2,18$. Цей режим встановлюється при часі гасіння дуги $\sim 0,5$ мс та її регулярному самогашенні. Як видно з розрахункової осцилограми в одній із фаз ОПН з регулярністю 10 мс виникають імпульси струму тривалістю $\sim 0,1$ мс та амплітудою ~ 120 А. При збільшенні часу горіння заземлюючої дуги до 5 мс (рис. 3.3,б) найбільше значення пробивної напруги ослабленого місця знижується (тут $U_{\text{пр}}=1,97$), (природно, знижується кратність необмежених з допомогою ОПН дугових перенапруг) і знижується величина імпульсу струму в ОПН (тут він дорівнює 44 А) [13].

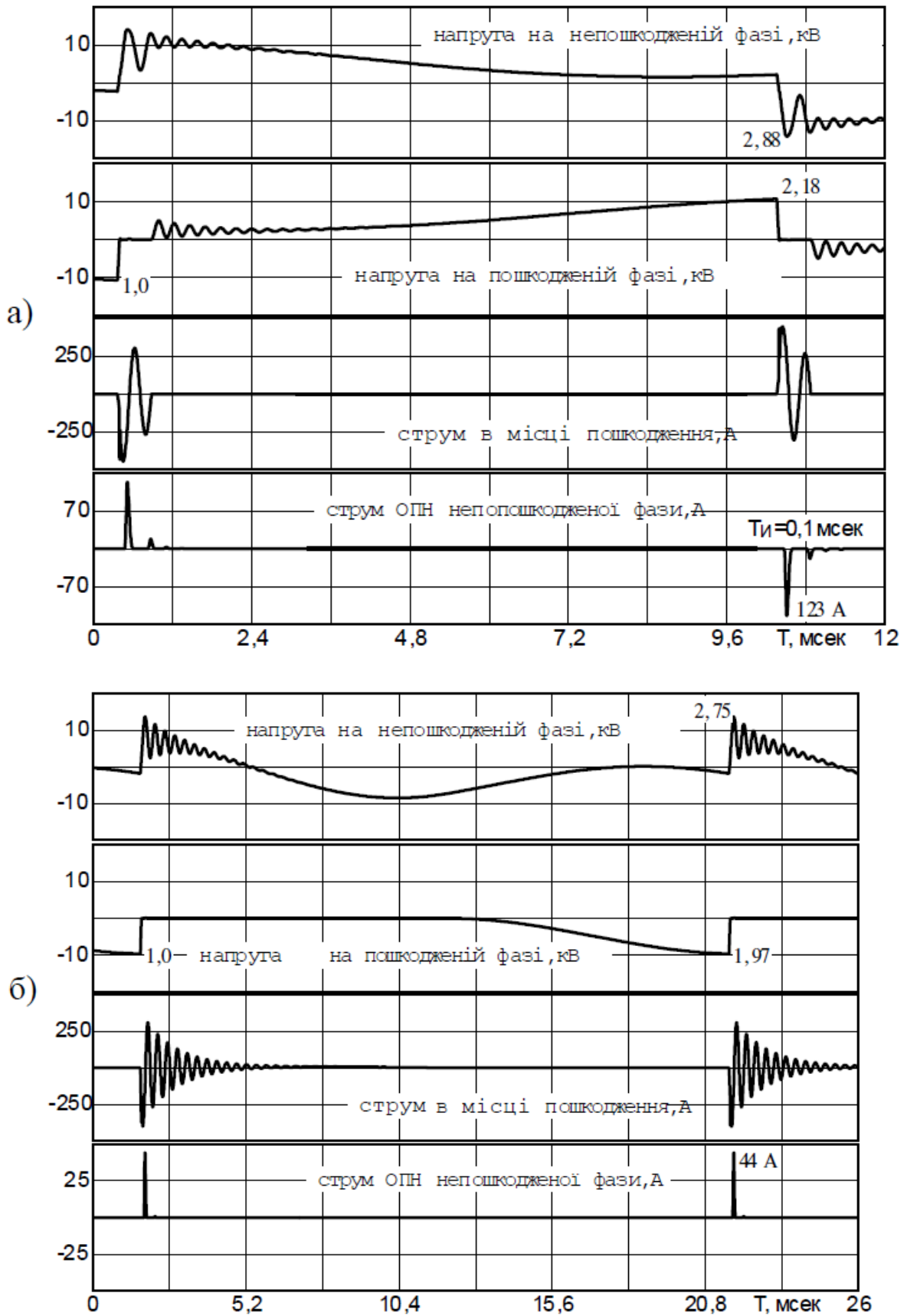


Рисунок 3.3. Багаторазові замикання в мережі 6 кВ з ізольованою нейтраллю та ОПН. Ємнісний струм замикання 5 А. Параметри ОПН: $U_{зал.}=14,6$ кВ; $I_{зал.}=300$ А. ас горіння дуги $t_d=0,5$ мс (а); $t_d=5$ мс (б)

Іншим важливим фактором, що впливає на розсіювану енергію в варисторах ОПН, крім тривалості горіння дуги і пробивної напруги є потужність мережі живлення (трансформатора) і величина ємності мережі, збільшення якої за інших рівних умов збільшує тривалість протікання імпульсів струмів через ОПН (а, отже, енергії в ОПН).

Як очевидно з прикладів, істотного обмеження дугових перенапруг з допомогою ОПН з рівнем обмеження 2,7...2,8 немає.

Імпульси струмів в ОПН ні за тривалістю, ні за величиною, ні за енергією не перевищують енергії, що розсіюється в ОПН в процесі випробувань, але тільки в тому випадку, якщо в результаті багаторазових поглинань енергії в процесі тривалого режиму дуги, що перемежується, не буде порушений тепловий баланс в ОПН.

Можливість надійної роботи ОПН в тривалих режимах дуг, що перемежуються, може бути підтверджена тільки експериментально, і такі дані є.

Високоомне заземлення нейтралі істотно впливає на зниження розсіюваної енергії в варисторах ОПН в основному за рахунок зменшення числа повторних запалень заземлювальних дуг в мережі. Як було показано вище, повторні запалювання при пробивній напрузі вище фазного стають неможливими, а багаторазові запалення при пробивній напрузі нижче фазного - не призводять до перенапруг вище 2,2 ... 2,4, а це в свою чергу практично виключає скільки-небудь значні струмові впливи на ОПН.

Висновки по третьому розділу

Особливістю застосування ОПН в мережах з нейтраллю, заземленою через дугогасильний реактор, є необхідність виключити резонансні підвищення напруги через зміщення нейтралі, які у разі їх появи негайно виведуть з ладу ОПН. Природно, що, як і за ізольованої нейтралі, мають бути передбачені заходи щодо недопущення тривалих ферорезонансних перенапруг.

ВИСНОВКИ

Аналіз досвіду експлуатації високовольтних асинхронних та синхронних електродвигунів показує, що величина перенапруг залежить від призначення технологічного агрегату, приводом якого є електродвигун.

Замикання на землю є однією з основних причин виникнення суттєвих перенапруг у мережах 6–35 кВ. Аналіз досвіду експлуатації цих мереж показує, що річне число замикань на землю від довжини ліній мережі залежить складним чином.

У відповідність до ПУЕ електричні мережі напругою 6–35 кВ мають ізолювану або заземлену через дугогасильний реактор нейтралі.

Застосування реактора, що дугогасить, поставлене тільки в залежності від величини ємнісного струму замикання на землю промислової частоти.

Прийняті у вітчизняній практиці стану нейтралі мережі (ізолювана або заземлена через дугогасильний реактор) переслідує лише одну мету – забезпечити такий рівень струму замикання на землю, який давав би можливість протягом тривалого часу (від 2 до 6 годин) не відключати будь-який (один) елемент мережі з однофазним ушкодженням.

Найбільш радикальним засобом зниження небезпеки розглянутої групи перенапруг є високоомне резистивне заземлення нейтралі в мережах з малими струмами замикання на землю (наприклад, до 3...7 А для мережі 6 кВ), яке не погіршує умови самогашення дуг, але багато в чому знижує проблему дугових, резонансних та ферорезонансних перенапруг.

У разі великих струмів замикання на землю слід переходити або до більш глибокого секціонування (для зменшення ємнісного струму замикання на землю), або регулювання струму однофазного замикання за допомогою резистора в нейтралі з метою забезпечення швидкого і селективного автоматичного відключення однофазних пошкоджень релейним захистом.

Однак перехід до системи з низькоомним заземленням нейтралі буде вигідним, якщо зниження витрат через відмову від секціонування не буде перекрито збільшенням витрат на забезпечення заданої надійності

електропостачання. споживачів. У певних умовах (особливо у випадках ємності мережі, що мало змінюється; за відсутності вищих гармонік струму в місці пошкодження та ін.) можливе ефективне застосування дугогасних реакторів сучасних конструкцій з автоматичною компенсацією ємнісного струму, також забезпечених шунтуючим високоомним резистором.

Ефективні системи заземлення нейтралі мережі повинні бути доповнені апаратами обмеження комутаційних перенапруг, що мають, як правило, високочастотний спектр, тому мало залежать від способу заземлення нейтралі. Найбільш сучасним апаратом для цих цілей є нелінійний обмежувач перенапруг (ОПН), який дуже ефективно пригнічує перенапруги при комутаціях.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок/ МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ/ Наказ №476 від 21.07.2017р.- Київ, 2017.

2. В.Ф Мануйлов, Перенапруги в мережах 6(10) – 35 кВ при комутаціях вимикачами. Процеси в дугастих системах і електричних мережах 6(10) – 35 кВ при комутаціях вимикачами //Кіровоградський національний технічний університет/ Наукові записки, вип.10, част.І
<https://dspace.kntu.kr.ua/server/api/core/bitstreams/a9896ab0-3d26-463d-9d53-b683911dc6a5/content>

3. Василюк С. В., Василюк К. С. Техніка високих напруг: навчальний посібник [Електронне видання]. – Рівне : НУВГП, 2018. – 187 с.

4. Дривецький С. І. ДОСЛІДЖЕННЯ ІНДУКОВАНИХ ПЕРЕНАПРУГ НА ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ 6-35 КВ З РІЗНИМИ ТИПАМИ ПРОВІДІВ // Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут"

5. Сабарно Л. Р., Кошман В. І., Севастюк І. М. ДОСЛІДЖЕННЯ ДУГОВИХ ПЕРЕНАПРУГ У ВИПАДКУ ОДНО- І ДВОФАЗНИХ ЗАМИКАНЬ НА ЗЕМЛЮ У РОЗПОДІЛЬНІЙ МЕРЕЖІ З ІЗОЛЬОВАНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ// Інститут електродинаміки Національної академії наук України (м. Київ)/
<https://repo.btu.kharkov.ua/bitstream/123456789/6860/1/6.pdf>

6. З.М. Бахор, Б.І. Дурняк, А.Я. Яцейко, Р.А. Похна Перенапруги під час вимкнення двигунів// Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2003.-120с.

7. А.Я. Яцейко, К.В. Козак ВПЛИВ РЕЖИМУ НЕЙТРАЛІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ 6 – 35 КВ НА РІВНІ ВНУТРІШНІХ ПЕРЕНАПРУГ// Національний університет “Львівська політехніка”, - 2013./
<https://ena.lpnu.ua:8443/server/api/core/bitstreams/a7860453-58b4-4ae2-8184-fbe70507af25/content>

8. Веприк Ю.Н., Лебедка С.Н., Петровский М.В. Перенапряжения в электрических сетях 6–35 кВ и современные средства их ограничения при замыканиях на землю // Вісник СумДУ. Серія Технічні науки. – 2008. – № 4. – С. 59–69.

9. Коломієць В. Дослідження режимів роботи нейтралі розподільних електричних мереж 6-35 кВ на основі квазі-фізичного моделювання. / Владислав Коломієць – Харків, Харківський національний технічний університет сільського господарства ім. Петра Василенка, 2020. – 33 с.
<https://events.pstu.edu/konkurs-energy/wp>

10. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.

11. Кутін В. М. Релейний захист електричних станцій: Навчальний посібник / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, В. М. Лагутін. - Вінниця: ВНТУ, 2007. - 110 с.

12. В. І. Романовський і С. М. Лебедка, «АНАЛІЗ ЗАМИКАНЬ НА ЗЕМЛЮ В МЕРЕЖАХ 6 КВ ДЛЯ ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО СПОСОБУ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ», Вісник ВП, вип. 1, с. 101–104, Листоп. 2010.

13. Шевченко С. Ю. Особливості вибору обмежувачів перенапруги в мережах 6-35 кВ / С. Ю. Шевченко, О. М. Довгалюк, О. Є. Піротті // Вісник Чернігівського державного технологічного університету. Серія : Технічні науки. - 2013. - № 2. - С. 224-230. - Режим доступу:
http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vcndtn_2013_2_35.

14. О. Є. Рубаненко В.В. Гасич ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАМИКАНЬ В МЕРЕЖАХ 6-35 кВ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ВІД НИХ// Вінницький національний технічний університет. - Режим доступу::
<https://ir.lib.vntu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/41189/17201.pdf?sequen>