

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний аграрний університет  
Інженерно-технологічний факультет  
Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

Допущений до захисту:  
завідувач кафедри ЕЕЕ  
д.т.н. проф. Матвійчук В.А.

\_\_\_\_\_  
(Підпис, вчене звання, прізвище, ініціали)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2019 р.

Застосування струмообмежуючих засобів в електроенергетичних  
системах

Робота на здобуття освітнього ступеня «Магістр»  
за спеціальністю 141 – Електроенергетика,  
електротехніка і електромеханіка

Виконав: студент групи ЕІ-18-1 (маг)  
Залізняк Роман Олександрович \_\_\_\_\_  
Керівник: д.т.н., професор, каф. ЕЕЕ  
Стаднік Микола Іванович \_\_\_\_\_

ЗАТВЕРДЖУЮ  
завідувач кафедри ЕЕЕ  
д.т.н., професор Матвійчук В.А.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 р.

**ЗАВДАННЯ**  
**НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТА**  
**Залізняк Роман Олександрович**

**1.Тема роботи:** Застосування струмообмежуючих засобів в електроенергетичних системах

Керівник роботи: Стаднік Микола Іванович, д.т.н., професор  
Затверджені наказом ВНАУ від « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 року № \_\_\_\_\_.

**2. Строк подання студентом роботи:** \_\_\_\_\_

**3. Вхідні дані** Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О. Електропривод виробничих машин і механізмів. Навчальний посібник з виконання курсової роботи для спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». / Вінниця: ВНАУ, 2016.- с.92., Основи Інженерних методів розрахунків на міцність і жорсткість / [Г. М. Калетнік, М. Г. Чусов, В. М. Швайко та ін.], 2010. – 616 с., Технічна механіка / [Г. М. Калетнік, В. М. Булгаков, О. М. Черниш та ін.], 2011. – 340 с., Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О., Методичні вказівки по оформленню дипломних робіт магістра для студентів ОКР «Магістр» спеціальності 8.10010101 «Енергетика сільськогосподарського виробництва» та студентів ОС «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка».– Вінниця: ВНАУ, 2016. - 64 с., Видмиш А. А. Теоретичні основи електротехніки / А. А. Видмиш, А. А. Штуць, М. А. Колісник. – Вінниця: ВНАУ, 2017. – 83 с. – (Методичні вказівки), Автоматизація технологічних процесів на теплових електричних станціях. Тези. Стаднік М.І., д.т.н., професор, Рубаненко О.О., к.т.н., доцент Скалецький Д.І., студент групи ЕЕС-13 . Стор.95, Том 3

**4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити):**

Вступ., 1. Загальні принципи аналізу забезпечення керування надійністю електроенергетичних систем та рівнів струмів короткого замикання і динаміка їх зміни., 2. Методи і засоби обмеження струмів короткого замикання., 3. Оптимізація струмів короткого замикання струмообмежуючими пристроями., 4. Обмеження струмів короткого замикання струмообмежуючими комутаційними апаратами., 5. Обмеження струмів короткого замикання на землю., 6. Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі., 7. Дослідження впливу технічних засобів на струми двофазного короткого замикання на землю., 8. Техніко-економічні характеристики струмообмежуючих пристроїв., 9. Охорона праці., Висновки.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи ( роботи )	Примітка
	Вступ Зовнішня інформація для виконання дипломної роботи.		
	Виконання розділу 1		
	Виконання розділу 2		
	Виконання розділу 3		
	Виконання розділу 4		
	Виконання розділу 5		
	Виконання розділу 6		
	Виконання розділу 7		
	Виконання розділу 8		
	Виконання розділу 9		
	Оформлення пояснювальної записки		
	Підготовка доповіді і презентаційного матеріалу		

Завдання прийняв до виконання студент \_\_\_\_\_ Залізняк Р.О.  
(підпис)

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Стаднік М.І.  
(підпис)

## ЗМІСТ

Анотація .....	6
Вступ.....	8
1. Загальні принципи аналізу забезпечення керування надійністю електроенергетичних систем та рівнів струмів короткого замикання і динаміка їх зміни.....	13
1.1. Поняття надійності електроенергетичної системи .....	13
1.2. Загальна характеристика проблеми аналізу надійності електроенергетичних систем .....	16
1.3 Рівні струмів короткого замикання в мережах різної напруги .....	23
1.4 Співвідношення струмів однофазного і трифазного коротких замикань .....	24
1.5 Визначення показників надійності об'єктів, які складаються з невідновлюваних резервованих елементів .....	25
2 Методи і засоби обмеження струмів короткого замикання.....	35
2.1 Постановка завдання.....	35
2.2. Класифікація методів і засобів обмеження струмів короткого замикання.....	37
2.3 Розвиток подальшого використання струмообмежуючих засобів в електроенергетичних системах.....	39
3 Оптимізація струмів короткого замикання струмообмежуючими пристроями .....	47
3.1 Загальні вимоги до струмообмежуючих пристроїв.....	47
3.2 Струмообмежуючі реактори .....	49
3.3 Трансформатори і автотрансформатори з розщепленою обмоткою низької напруги .....	57
4 Обмеження струмів короткого замикання струмообмежуючими комутаційними апаратами.....	60
4.1 Загальна характеристика струмообмежуючих комутаційних апаратів.....	60
4.2 Струмообмежуючі пристрої резонансного типу .....	64
4.3 Струмообмежуючі пристрої трансформаторного типу.....	66
4.4 Струмообмежуючі пристрої реакторно-вентильного типу .....	68
4.5 Струмообмежуючі пристрої з надпровідниками .....	70

5	Обмеження струмів короткого замикання на землю.....	72
6	Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі.....	78
6.1	Розрахунок трифазного короткого замикання.....	78
6.1.1	Визначення опорів елементів схеми заміщення.....	80
6.1.2	Перетворення схеми заміщення.....	83
6.1.3	Визначення надперехідного струму короткого замикання.....	85
6.2	Розрахунок струмів несиметричного короткого замикання.....	87
6.3	Побудова векторної діаграми напруг в розрахунковій точці мережі.....	94
7	Дослідження впливу технічних засобів на струми двофазного короткого замикання на землю.....	98
7.1	Обмеження струму двофазного короткого замикання на землю реактивним опором, включеним в нейтраль трансформаторів.....	98
7.2	Розземлення нейтралей трансформаторів – ефективний засіб обмеження струмів короткого замикання на землю.....	98
7.3	Аналіз впливу напруги короткого замикання трансформатора на величину струму двофазного короткого замикання на землю.....	99
8	Техніко-економічні характеристики струмообмежуючих пристроїв.....	101
8.1	Визначення капіталовкладень.....	104
9	Охорона праці.....	110
9.1	Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	110
9.2	Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	113
9.2.1	Мікроклімат.....	113
9.2.2	Склад повітря робочої зони.....	113
9.2.3	Виробниче освітлення.....	114
9.2.4	Виробничий шум.....	116
9.2.5	Виробничі вібрації.....	117
9.3	Пожежна безпека.....	118
	Висновки.....	120
	Список літератури.....	122
	Додатки.....	127

## АНОТАЦІЯ

В магістерській роботі на тему: «Застосування струмообмежуючих засобів в електроенергетичних системах» розглянуто питання рівнів струмів короткого замикання, головним завданням якої є аналіз рівнів струмів короткого замикання у енергосистемах, розробка методів і засобів обмеження струмів короткого замикання, вирішення питань прогнозування і оптимізації рівнів струмів короткого замикання, а також аналіз методів розрахунку струмів короткого замикання і вибору електрообладнання.

Відповідно до виконаної роботи, було проведено дослідження струмів короткого замикання. Також було проведено ряд заходів, таких як вмикання в нейтраль трансформатора опору, розземлення нейтралей та зміна напруги короткого замикання трансформаторів і відповідно розраховано величину надперехідного струму двофазного струму на землю. Відповідно усі розрахунки проаналізовано.

Стор 138., табл. 23., рис. 45 ., бібліографія 51., додатки 11.

## ANNOTATION

In the master's thesis on "Application of current-limiting means in power systems" the questions of levels of short-circuit currents, the main task of which is the analysis of levels of short-circuit currents in power systems, development of methods and means of limiting short-circuit currents, circuit, as well as an analysis of methods for calculating short-circuit currents and selecting electrical equipment.

In accordance with the work done, a study of short-circuit currents was carried out. A number of steps were also taken, such as switching on the transformer neutral, neutralizing the neutrals and changing the short-circuit voltage of the transformers, and accordingly calculated the value of the transient current of the two-phase current on the ground. Accordingly, all the calculations are analyzed.

Page 138. Table. 23., Fig. 25, bibliography 45., annexes 11.

## ВСТУП

**Актуальність теми:** Українські виробничі електротехнічні комплекси відносяться до одних з найбільш енергоємних у світі, причому рівні струмів короткого замикання (КЗ) в електроенергетичних комплексах відрізняються від показників, що мали місце в колишній УРСР. З придбанням досвіду експлуатації електропостачальних виробничих електротехнічних систем (ЕПВС) промислових підприємств удосконалюються методи розрахунку різних режимів роботи устаткування, що обмежує струми КЗ.

Серед проблем розвитку енергетичного комплексу України важливе місце в умовах зростання рівнів струмів КЗ займають питання підвищення ефективності методів і засобів обмеження струмів КЗ.

При цьому основним чинником є інтенсифікація темпів зменшення втрат електричної енергії в ЕПВС, що може бути досягнуто реалізацією нових і підвищенням ефективності існуючих методів і засобів обмеження струмів КЗ.

Дослідження показують, що питання зниження втрат електричної енергії під час відсутності струмів КЗ у ЕПВС потребують нових підходів при їх розв'язанні. Це пов'язано як з подальшим підвищенням ефективності функціонування існуючих засобів і методів обмеження струмів КЗ, так і з активним використанням принципово нових засобів і методів обмеження струмів КЗ – комплексів керування засобами обмеження струмів КЗ, побудованих на теорії прийняття рішень.

Існуючі підходи до розв'язання питання ефективного обмеження струмів КЗ не повністю враховують ймовірнісний характер електричних режимів виробничих систем і, що особливо важливо, не передбачають використання нових перспективних напрямків підвищення енергетичної ефективності, як, наприклад, методи, що ґрунтуються на теорії прийняття рішень.

Проблема координації рівнів струмів короткого замикання в мережах різної напруги сучасних енергосистем, тобто проблема узгодження параметрів електроустаткування і вимог до них енергосистем, стала останнім



часом вельми актуальною. Інженерові-електрикові доводиться з нею стикатися при виборі головних схем і схем власних потреб електростанцій і підстанцій, при виборі електричних апаратів і провідників, при визначенні вимог до конструкцій електричних машин, електричних апаратів, трансформаторів (автотрансформаторів), розподільних і заземлюючих пристроїв, при плануванні розвитку електричних мереж, при розрахунках стійкості і надійності роботи енергосистем.

У зв'язку з цим відчувається необхідність прискорення науково-дослідних, дослідно-конструкторських, виробничо-технічних, проектних і інших робіт з даної проблеми. Потрібно об'єктивно проаналізувати наявний фактичний матеріал по проектуванню і експлуатації енергосистем, оцінити різні альтернативні шляхи вирішення проблеми і можливий їх вплив на режими роботи, надійність, стійкість і економічність енергосистем. Необхідно розробити в енергосистемах найбільш ефективні методи і засоби обмеження струмів КЗ, дати методику прогнозувань і оптимізації рівнів струмів КЗ, а також методику вибору електроустаткування з урахуванням динаміки зміни параметрів мережі і імовірнісного характеру виникнення тих або інших пошкоджень в різних точках мережі.

Головним завданням рівнів струмів КЗ є аналіз рівнів струмів КЗ у енергосистемах, розробка методів і засобів обмеження струмів КЗ, вирішення питань прогнозування і оптимізації рівнів струмів КЗ, а також аналіз методів розрахунку струмів КЗ і вибору електрообладнання.

Розрізняють два напрями підвищення надійності: підвищення надійності елементів, з яких складається об'єкт, та створення об'єктів з високим рівнем надійності, які складаються з порівняно ненадійних елементів, з використанням різних видів резервування.

Максимальної ефективності в підвищенні надійності можна досягти раціональним поєднанням цих двох напрямів.

Апарат теорії надійності, розроблений для технічних систем загалом, можна застосовувати і для електроенергетичних систем з урахуванням деяких особливостей, до яких, зокрема, належать:

- неперервність і нерозривність процесу вироблення, передавання та споживання електричної енергії;
- багатоцільове використання електричної енергії та наявність споживачів з різними вимогами до якості й надійності електропостачання;
- відсутність або достатньо мала ймовірність повної відмови електричної системи загалом;
- неперервний розвиток електроенергетичної системи в часі та за територією.

В електроенергетиці зазвичай розрізняють два види завдань, які вирішують з урахуванням надійності: завдання аналізу та завдання синтезу. До завдань аналізу надійності належать кількісне оцінювання показників надійності елементів і систем, оцінювання надійності електропостачання споживачів за відомих параметрів, режимів і конфігурації електричних систем. Завдання синтезу надійності полягають у виборі раціональних рішень під час планування, проектування, спорудження та подальшої експлуатації електроенергетичних систем, а також під час виготовлення устаткування, що забезпечує бажаний рівень надійності.

Відомі різноманітні технічні засоби підвищення надійності, за допомогою яких ліквідують аварії або запобігають їх розвитку в електроенергетичних системах. Це, зокрема, релейний захист від коротких замикань; автоматичне повторне вмикання (АПВ); автоматичне введення резерву (АВР); автоматичне частотне розвантаження (АЧР) тощо. Крім того, широко застосовують спеціальні режимні заходи, спрямовані на підвищення надійності обладнання електричних мереж, такі як плавлення ожеледі на проводах ліній електропередачі, робота у неповнофазних режимах; а також спеціальні експлуатаційні заходи для підвищення надійності обладнання, зокрема оснащення сучасними автоматизованими системами керування, контролю та діагностики стану обладнання, що дають змогу мінімізувати збитки від аварій та відмов у електроенергетичних системах.

Набуття основ теоретичних знань та методології аналізу надійності обладнання електроенергетичних систем і мереж на стадії проектування та в процесі експлуатації – обов'язковий елемент підготовки сучасного інженера-електротехніка.

**Об'єкт дослідження:** Струмообмежуючі засоби в електроенергетичних системах.

**Наукова новизна:** Зниження витрат, пов'язаних з обслуговуванням устаткування, що обмежує струми КЗ, за рахунок зменшення витрат у режимі відсутності струмів КЗ.

**Практичне значення:**Проведений аналіз існуючих засобів і методів обмеження струмів КЗ доводить, що, підвищуючи ефективність засобів обмеження струмів КЗ з використанням теорії прийняття рішень, можна знизити витрати, пов'язані з обслуговуванням устаткування, що обмежує струми КЗ, за рахунок зменшення витрат у режимі відсутності струмів КЗ, тобто здійснити реальне енергозбереження при обмеженні струмів КЗ у ЕПВС.

Сучасний етап розвитку вітчизняної енергетики, що характеризується зростанням встановлених потужностей окремих електростанцій і підстанцій, введенням в експлуатацію все більш потужних і економічних агрегатів, висунув ряд нових проблем, зокрема проблему рівнів струмів короткого замикання (КЗ) в електричних системах.

**Основні задачі:**

-концептуальні, що полягають у визначенні місця та обсягу задач надійності в керуванні розвитком і режимами електроенергетичної системи; інформаційні – полягають у збиранні, реєстрації, опрацюванні та обробленні статистичних даних про відмови устаткування;

-функціональні, що полягають у розрахунку показників надійності електропостачання споживачів і відповідних показників структури, параметрів та режимів електричної системи;

-нормативні, що полягають у з'ясуванні критеріїв і показників надійності, їх нормативних значень, а також в установленні вимог до надійності;

-оптимізаційні, що полягають у прийнятті економічно обґрунтованих

технічних рішень під час проектування, спорудження та експлуатації електричних мереж та систем.

Основні завдання теорії надійності, які вирішують під час проектування та експлуатації електроенергетичних систем, такі:

- вибір принципів побудови електроенергетичних систем і схем електропостачання споживачів;
- вибір режиму роботи електроенергетичної системи та складу працюючого устаткування;
- розроблення структури, вибір і розміщення засобів керування електроенергетичною системою або її елементами в аварійних умовах;
- порушення режиму електропостачання для різних категорій споживачів;
- вибір оптимальної конструкції та номенклатури устаткування;
- виявлення зон (ділянок) електричних мереж з порівняно низькою надійністю та розроблення заходів для підвищення надійності;
- оцінювання ефективності обслуговування обладнання електроенергетичних систем;
- визначення оптимальних термінів проведення перевірок і ремонтів, складання графіків капітального та поточного ремонтів основного устаткування.

**Апробація результатів:** Матеріали магістерської роботи доповідались на конференціях та семінарах кафедри «Електроенергетики, електротехніки та електромеханіки» Вінницького національного аграрного університету протягом навчання.

# 1. ЗАГАЛЬНІ ПРИНЦИПИ АНАЛІЗУ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ КЕРУВАННЯ НАДІЙНОСТЮ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ТА РІВНІВ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ І ДИНАМІКА ЇХ ЗМІНИ

## 1.1. Поняття надійності електроенергетичної системи

Електроенергетична система (ЕЕС, англ. electrical power system) – сукупність електрообладнання енергетичної системи та об'єднаних загальним режимом споживачів електричної енергії, які становлять єдине ціле [42]. Об'єднана електроенергетична система (ОЕС) України складається з регіональних ЕЕС і функціонує як єдине ціле по всій території держави. Сумарна встановлена потужність електростанцій (ЕС) ОЕС України становить понад 50 млн. кВт, а її системотвірна електрична мережа (ЕМ) сформована з ліній електропередачі (ЛЕП) напругою 220–750 кВ. Концентрація потужного устаткування на ЕС та підстанціях (ПС), наявність потужних ЛЕП призводить до того, що порушення функціонування сучасних ЕЕС супроводжується великими економічними збитками та негативними соціальними наслідками.

Вирішення проблеми забезпечення надійності ЕЕС – надзвичайно складне завдання. Труднощі його вирішення зумовлені складністю устаткування, процесів та структури ЕЕС, необхідністю неперервного контролю та ефективного керування технологічними процесами, різноманітністю експлуатаційних режимів, можливістю виникнення аварій, здатних набувати складних форм, необхідністю підтримання відповідного рівня резервування, а також характерною для України та інших пострадянських держав застарілістю та зношеністю основних фондів.

Проблема забезпечення надійності ЕЕС є проблемою державного рівня, і тому для її розв'язання залучено значні наукові та інженерні сили.

Завдання аналізу, забезпечення та керування надійністю в електроенергетиці розв'язують фахівці проектних, експлуатаційних і ремонтно-налагоджувальних організацій, апарато- та

електромашинобудівних заводів, а також співробітники науководослідних та навчальних закладів електроенергетичного профілю.

Надійність ЕЕС визначають, виходячи із загального визначення надійності технічного об'єкта, як його властивості виконувати задані функції в заданому обсязі у певних умовах функціонування [42].

Об'єкт (англ. item) – система, споруда, машина, підсистема, апаратура, функціональна одиниця, пристрій, елемент чи будь-яка їх частина, що розглядається з погляду надійності як самостійна одиниця.

Надійність (англ. dependability) – властивість об'єкта зберігати у часі в установлених межах значення всіх параметрів, які характеризують здатність виконувати потрібні функції в заданих режимах та умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання та транспортування.

Аналіз надійності (англ. dependability analysis) – систематизоване дослідження з метою визначення впливу на надійність об'єкта особливостей конструкції, технологічних процесів виробництва, умов експлуатації, технічного обслуговування та ремонту, а також визначення досягнутого рівня надійності при виконанні запланованих заходів щодо забезпечення і підвищення надійності та оцінка ефективності цих заходів.

Першою заданою функцією ЕЕС є її функція за призначенням, тобто постачання споживачам електроенергії. З виконанням цієї функції пов'язують надійність ЕЕС у вузькому розумінні.

Надійність ЕЕС (у вузькому розумінні) – це її властивість виконувати безперебійне в часі та необмежуване у межах встановлених обсягів постачання споживачам електроенергії технічно допустимих параметрів. Надійність ЕЕС у широкому розумінні пов'язують з виконанням двох функцій: названої функції за призначенням та функції, зумовленої фактом існування ЕЕС.

Виконання другої функції полягає в тому, що ЕЕС зобов'язана не створювати ситуацій, небезпечних для людей і навколишнього середовища. У цій другій функції проявляється безпека ЕЕС як одинична властивість її надійності. ЕЕС має постачати електроенергію споживачам неперервно і

дотримуватися вимог щодо обсягів постачання та якості електроенергії. Орієнтуючись на критерії відмов, можна стверджувати, що відмовою ЕЕС є будь-яка перерва в електропостачанні чи обмеження живлення частини споживачів.

Вимоги щодо якості електроенергії регламентують відповідними нормативними показниками. Проте дотримання нормативних показників якості не є критерієм відмови.

За порушення норм якості електроенергії електропостачальна організація виплачує споживачам компенсацію збитків, але ці витрати не стосуються надійності. Критерієм відмови ЕЕС з погляду якості електроенергії є вихід її параметрів за технічно допустимі межі, коли не спроможні працювати електроустановки споживача або не може існувати режим системи. Технічно допустимі параметри встановлені для напруги і частоти. У вузлах навантаження допустиму напругу визначають за нормативними запасами статичної стійкості навантаження за напругою.

Вони становлять 15 % у нормальних та обтяжених режимах і 10 % у вимушених (післяаварійних) режимах. Допустиме значення частоти знаходиться в межах 49,0...50,5 Гц, бо за межами цього діапазону частот не може працювати устаткування власних потреб ЕС, яке є найчутливішим до її змін.

Отже, у вузькому розумінні необхідними та достатніми умовами надійної роботи ЕЕС є безперебійність живлення споживачів, відсутність обмежень електропостачання у межах встановлених обсягів і відпуск споживачам електроенергії технічно допустимих параметрів. У загальному випадку необхідні та достатні умови надійної роботи ЕЕС містять ще і вимоги безпеки.

Тому в широкому розумінні надійність ЕЕС визначають таким чином. Надійність ЕЕС (у широкому розумінні) – це її властивість виконувати безперебійне в часі та необмежуване у межах встановлених обсягів постачання споживачам електроенергії технічно допустимих параметрів і не допускати ситуацій, небезпечних для людей і довкілля. Вимога безпеки,

врахована у визначенні надійності ЕЕС, передбачає врахування тих небезпечних для людини і навколишнього середовища ситуацій, які виникають у результаті відмов, а не в умовах нормального функціонування системи.

Виникнення небезпечних ситуацій за умов відсутності відмов пов'язано з низьким рівнем технічної досконалості об'єкта і відношення до надійності його роботи не має.

## 1.2. Загальна характеристика проблеми аналізу надійності електроенергетичних систем

Проблема аналізу надійності ЕЕС багатопланова, проте можна виділити три основні площини, в яких вона розв'язується: теоретична (розроблення та вдосконалення методів аналізу); практична (розроблення та впровадження заходів щодо забезпечення надійності); організаційна (створення системи керування надійністю).

Завдання аналізу, забезпечення та керування надійністю ЕЕС взаємопов'язані. Їх розв'язання надзвичайно складне через складність самих ЕЕС як систем кібернетичного типу.

Ефективний аналіз надійності ЕЕС можливий лише за умови врахування всіх особливостей процесу їх функціонування, який на відміну від процесів функціонування інших технічних об'єктів, характеризується неперервною зміною станів системи та існуванням у ній цілого спектра різних режимів. У нормальних умовах роботи ЕЕС генерувальні агрегати, ЛЕП та устаткування ПС періодично виводять в ремонт або в резерв і вводять у дію.

Окремі електроустановки переводять з робочого в неробочий стан і навпаки під час режимних змін у системі внаслідок зменшення навантаження до мінімуму та подальшого його збільшення до максимуму. ЕЕС після втрати окремих зв'язків в умовах наявності дефіцитів потужності ЕС чи енергоресурсів може перейти в обтяжений (утруднений) режим роботи.



Аварійні режими ЕЕС формуються по-особливому.

У випадкових місцях території та у випадкові моменти часу виникають відмови елементів системи, спостерігаються збіги відмов, стаються аварії. У таких випадках настають перерви електропостачання окремих споживачів або їх груп, вузлів навантаження, обмеження в забезпеченні електроенергією значної частини споживачів. Втрати окремих важливих зв'язків ЕЕС, глибокі порушення балансів її потужності, відмови засобів автоматичного керування режимами, помилки оперативно-диспетчерського персоналу можуть спричинити формування важких системних аварій і непередбачувані за наслідками зміни структури та енергетичного стану системи.

На функціонування ЕЕС істотно впливає система керування технологічними процесами, а особливо – автоматизована система диспетчерського керування (АСДК). Оперативно-диспетчерський персонал і засоби автоматики відновлюють схему та режими ЕЕС у разі їх порушення, локалізують та ліквідують аварії, нормалізують обтяжені та післяаварійні режими, тобто сприяють створенню нормальних умов протікання режимів та їх стабілізації.

Ефективні АСДК – важливий чинник забезпечення надійної роботи ЕЕС у нормальних та аварійних режимах. Надійність ЕЕС аналізують імовірнісними методами, оскільки відмови елементів ЕЕС і наслідки відмов мають випадковий характер. У загальній теорії надійності розроблено методи аналізу надійності технічних об'єктів, проте ці методи не завжди придатні для задач електроенергетики.

Для ЕЕС розроблено специфічні методи аналізу, які враховують всю сукупність особливостей їх функціонування та насамперед особливості зміни станів і формування аварійних режимів. Розроблення заходів щодо забезпечення надійності ЕЕС передбачає врахування не тільки умов їх функціонування, але й розвитку.

З розвитком ЕЕС змінюється структура та пропускна здатність електричних мереж (ЕМ), потужності та характеристики ЕЕС. Усі рішення щодо розвитку ЕЕС приймають з урахуванням чинника надійності. Під час

експлуатації та на різних стадіях розвитку прагнуть забезпечити оптимальний рівень надійності.

Підвищення рівня надійності ЕЕС досягають за рахунок певних економічних витрат на встановлення резервного устаткування, ускладнення структури її схеми, підвищення якості обслуговування тощо. Зниження рівня надійності спричиняє збільшення кількості відмов і призводить до збільшення витрат на відновлювальні роботи та збільшення величини збитків від порушень електропостачання споживачів.

Оптимальний рівень надійності відповідає мінімуму зведених витрат по ЕЕС. Ефективному розв'язанню питань оптимізації надійності заважає та обставина, що заподіювані споживачам збитки від недовідпущення електроенергії трудно оцінити точно через недосконалість методів їх визначення. Крім того, порушення електропостачання часто має соціальні та інші наслідки, які принципово не можуть оцінюватися величиною збитків. Ці труднощі оптимізації долають через використання нормативів надійності.

Суть нормування полягає у розробленні заздалегідь сформульованих вимог до значень показників надійності елементів та підсистем ЕЕС, до значень параметрів систем захисту електроустановок, до умов електропостачання споживачів (категоріювання), до структури ЕМ, до запасів стійкості тощо.

Норми встановлюють такими, щоб їх дотримання забезпечувало достатній рівень надійності. Нормативний підхід унеможлиблює у практиці проектування та експлуатації самовільні рішення. Він доцільний в умовах невизначеності чи недостатньої достовірності вихідної інформації, масовості однотипних рішень і дає змогу виконувати оптимізацію за критерієм мінімуму зведених витрат без врахування величини збитків.

Керування надійністю передбачає регулярний поточний контроль за станом надійності ЕЕС, прогнозування рівня надійності на близьку і далеку перспективу, контроль за розробленням та впровадженням заходів щодо забезпечення надійності, раціональне планування цих заходів з метою досягнення максимальної їх ефективності, організацію роботи служб та

відділів енергетичних підприємств з питань забезпечення надійності, організацію роботи з персоналом щодо підвищення його кваліфікації та виробничої дисципліни, формування інформаційного забезпечення власного та вищих рівнів керування для розв'язання задач надійності тощо.

Методи оцінювання та прогнозування надійності можуть забезпечити правильні результати досліджень у разі наявності об'єктивних вихідних даних. Їх отримують, обробляючи статистичний матеріал пошкодженості устаткування та пристроїв керування в умовах експлуатації.

Досвід експлуатації є важливою інформаційною базою для досліджень надійності ЕЕС. У системі керування надійністю ланка збирання та оброблення статистичних даних про відмови є обов'язковою. Усе вищевикладене показує, що вирішення питань аналізу, забезпечення та керування надійністю ЕЕС потребує розв'язання цілого комплексу завдань. Усю їх сукупність можна розділити на такі класи: концептуальні завдання (визначення місця та обсягу задач надійності в загальній проблемі експлуатації та керування розвитком ЕЕС, розроблення системи показників надійності та концепції аналізу і забезпечення надійності ЕЕС);

інформаційні завдання (реєстрація, збирання та оброблення статистичних даних про відмови електроустановок і про наслідки порушень електропостачання споживачів, створення баз даних для електроннообчислювальних машин (ЕОМ) автоматизованих систем проектування та диспетчерського керування);

функціональні завдання (оцінювання фактично досягнутого чи прогнозованого ступеня надійності ЕЕС на різних часових, територіальних, ситуативних та структурно-функціональних рівнях, декомпозиція загальної задачі аналізу надійності функціонування ЕЕС);

нормативні завдання (вироблення експлуатаційних та проектних рішень стосовно ЕЕС з урахуванням чинника надійності на основі підтверджених практикою нормативів, розроблення самих нормативів);

оптимізаційні завдання (вироблення експлуатаційних та проектних рішень стосовно ЕЕС з урахуванням чинника надійності на основі критеріїв

економічної ефективності).

Оптимізаційні та нормативні завдання надійності в цьому списку є головними і вирішуються з метою безпосереднього забезпечення надійності роботи ЕЕС.

Усі попередні класи завдань виконують вторинні функції, вони формують необхідну вхідну інформацію, підходи та методи аналізу, які уможливають розв'язання оптимізаційних та нормативних завдань.

Отже, проблема надійності в електроенергетиці охоплює широке коло питань, пов'язаних з вивченням статистики відмов та їх наслідків, з аналізом фактичного рівня надійності, з прогнозуванням, нормуванням та оптимізацією надійності роботи ЕЕС.

Для електроустановок ЕЕС і пристроїв захисту та керування ці завдання вирішують на стадіях розроблення, виготовлення та експлуатації, а для ЕЕС загалом – на різних територіальних, часових, ситуативних та структурно-функціональних рівнях. Завдання аналізу і забезпечення надійності розв'язують по-різному для ЕМ, ЕЕС та їхніх об'єднань.

На кожному з цих територіальних рівнів існує своя специфіка вирішення проблем надійності, використовуються різні методи аналізу, розглядаються різні грані процесу функціонування, розробляються різні заходи щодо забезпечення надійності.

Для ЕМ надійність функціонування визначається переважно їх структурою, для ЕЕС

- роботою генерувальної частини, а для об'єднань ЕЕС
- процесом формування системних аварій.

З усіх часових рівнів найвідповідальнішими з погляду забезпечення надійності ЕЕС є проектування їх розвитку і планування режимів.

У табл. 1.1 наведено основні оптимізаційні задачі забезпечення надійності, які розв'язують на цих часових рівнях. Це задачі схемного та режимного характеру, які розв'язують з урахуванням чинника надійності.

## Основні оптимізаційні задачі забезпечення надійності ЕЕС

Часовий рівень керування	
проектування розвитку	планування режимів
1. Вибір (оптимізація) структури і параметрів електроустановок	1. Вибір складу працюючого устаткування та розроблення оперативної схеми ЕМ
2. Вибір (оптимізація) схеми ЕМ, головних схем ЕС і ПС, пропускної спроможності зв'язків	2. Розподілення резервів потужності між районами системи та між увімкненою та неувімкненою складовими
3. Визначення величини резерву активної потужності та його розміщення в системі	3. Складання графіків капітальних і поточних ремонтів основного устаткування ЕС і ПС
4. Розроблення структури, вибір та розміщення засобів керування системою в аварійних режимах	4. Визначення алгоритмів дії та параметрів спрацювання засобів автоматичного протиаварійного керування (АПАК)

Важливим часовим рівнем розв'язання завдань забезпечення надійності є рівень оперативного керування.

Тут важливо забезпечити надійність поточної роботи ЕЕС. Тому поточні режими неперервно контролюють та оцінюють з погляду надійності за певними критеріями: допустимості параметрів режиму; запасів стійкості паралельної роботи частин системи; узагальнених показників надійності та інших показників.

Якщо дані контролю показують зниження рівня надійності роботи ЕЕС, то необхідно переходити на новий режим, який з погляду надійності має переваги порівняно з поточним режимом.

Перспективний режим вибирається за допомогою швидкодійних цифрових моделей, які дають змогу проаналізувати кілька можливих варіантів режиму і вибрати серед них найнадійніший.

Швидкість дії моделей має бути такою, щоб вибір перспективного режиму та перехід до нього здійснювалися в темпі технологічного процесу, тобто до моменту настання в системі поточних змін.

Задачі забезпечення надійності на часовому рівні оперативного керування вирішують у нормальних, обтяжених, аварійних та післяаварійних режимах, тобто вони підлягають ситуативному поділові.

Оперативні зміни схеми та режимів ЕЕС персонал виконує згідно з рекомендаціями інструкцій та власним досвідом за допомогою електроннообчислювальних машин (ЕОМ), які використовують для аналізу надійності ustalених режимів, або під час оперативної ліквідації персоналом аварійних режимів.

Вже тепер диспетчери вищих рівнів керування використовують моделі-порадники для оцінювання допустимості режимів з малими запасами стійкості та моделі-порадники для введення режиму в задану область. Структурно-функціональні рівні ЕЕС – це генерувальна частина системи, системотвірні мережі, живильні та розподільні мережі, окремі енергооб'єкти (ЕС, ПС, міжсистемні зв'язки, далекі електропередачі).

Ці підсистеми ЕЕС виконують конкретні функції в системі генерування, обміну, передавання та розподілу електроенергії.

Для них проблема аналізу і забезпечення надійності часто розглядається індивідуально. Окремий розгляд зумовлений різницею в методах аналізу надійності та способах її забезпечення, а деколи – виробничою чи розрахунковою необхідністю.

Наприклад, для ЕС конкретну зацікавленість являють показники надійності покривання станцією заданого графіка навантаження. Важливим чинником забезпечення надійності електроустановок та енергооб'єктів є поточна технічна експлуатація.

Вона має забезпечити кваліфікований догляд за устаткуванням, ефективне діагностування технічного стану електроустановок, раціональне планування і дотримання графіків ремонтів та випробувань, високу якість усіх видів профілактичних та ремонтних робіт, безпомилкове виконання персоналом оперативних перемикачів у схемах енергооб'єктів.

На стадіях планування та монтажу енергооб'єктів закладається тільки бажаний рівень надійності.

Від того, як організована і провадиться технічна експлуатація, як виконується керування режимами залежить ступінь наближення експлуатаційної надійності до закладених в ЕЕС можливостей.

### 1.3 Рівні струмів короткого замикання в мережах різної напруги

У мережах різної напруги сучасних енергосистем, що розвиваються, максимальний рівень струмів КЗ в тому або іншому ступені безперервно зростає. При цьому вимоги до електричних апаратів, провідників, силових трансформаторів (автотрансформаторів) і конструкцій розподільних пристроїв стають все більш жорсткими. Виникає проблема узгодження або координації параметрів електроустаткування з тими, що існують і з очікуваними в перспективі рівнями струмів КЗ в об'єднаних енергосистемах. Для її вирішення, природно, необхідна достовірною інформація про параметри основних елементів енергосистем і про динаміку їх зміни в процесі експлуатації. Дослідження показали, що необхідна і достатня інформація з вказаної проблеми може бути одержана від працівників електропромисловості і енергосистем з використанням спеціально розробленої опитної форми. Для повнішого аналізу одержані при цьому табличні дані повинні бити поповнені кривими розподілу максимальних рівнів струмів трифазного і однофазного КЗ по основних вузлах мереж різної напруги, а також кривими розподілу струмів (потужностей) відключення вимикачів, встановлених у відповідних мережах енергосистем [1].

#### 1.4 Співвідношення струмів однофазного і трифазного коротких замикань

Для мереж із заземленням нейтралей тим або іншим способом при знехтуванні активними складовими опорів елементів і за умови, що  $x_{2\Sigma} = x_{1\Sigma}$  справедливо наступне співвідношення:

$$m = I_K^{(1)} / I_K^{(3)} = 3 / (2 + \alpha), \quad (1.1)$$

де

$$\alpha = x_{0\Sigma} / x_{1\Sigma} \quad (1.2)$$

$x_{2\Sigma}$ ,  $x_{1\Sigma}$ ,  $x_{0\Sigma}$  - сумарні опори схем відповідно прямої, зворотної і нульової послідовності щодо точки КЗ.

Якщо  $\alpha \rightarrow 0$ , то  $I_K^{(1)} \rightarrow 1,5 I_K^{(3)}$ .

Коефіцієнт  $\alpha$  залежить від прийнятого в мережі режиму заземлення нейтралей і пов'язаний з коефіцієнтом заземлення  $K_3$  співвідношенням

$$K_3 = \frac{U_{\text{ф.з.}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{\alpha^2 + \alpha + 1}}{\alpha + 2}, \quad (1.3)$$

де  $U_{\text{ф.з.}}$  - напруга на непошкодженій фазі при однофазному КЗ у мережі.

Прийнято, що мережі напругою 127, 220, 380 кВ працюють з глухим заземленням нейтралей; мережі 660 В - з незаземленими нейтралями; мережі 3, 6, 10, 20, 35 кВ - з незаземленими або з резонансно-заземленими (компенсованими) нейтралями залежно від значення струму, місткості замикання на землю мережі напругою, 110 кВ і вище - з ефективним заземленням нейтралей.

У мережах напругою 110 кВ і вище встановлюються так звані 80%-ні розрядники. Тому для цих мереж необхідно, щоб  $K_3 \leq 0,8$ . При знехтуванні активними опорами елементів мережі вказана умова виконується, якщо  $\alpha \leq 5$ . Звичайно мережі проектуються і виконуються так, щоб  $1 < \alpha < 5$ ; при цьому  $1 > m > 0,43$ . Проте останнім часом у зв'язку з введенням в експлуатацію все більшого числа блоків потужністю 300 МВт і вище, що видають енергію в мережу 220-750 кВ і що вимагають, як правило, заземлення нейтралей



блокових трансформаторів, а також у зв'язку з широким використанням силових автотрансформаторів, що працюють із заземленими нейтралями, в мережах різної напруги ряду енергосистем створилися умови, коли  $m > 1$ , причому нерідкі випадки, представлені в табл. 1.3, коли максимальний рівень струмів однофазного КЗ перевищує максимальний рівень струмів трифазного на 10-25%. Ця обставина приводить до необхідності у вказаних випадках перевіряти комутаційну здатність вимикачів по струму однофазного КЗ і обважнює умови роботи вимикачів, оскільки однофазні КЗ виникають значно частіше, ніж трифазні КЗ (відповідно 60-95% проти 1-5% всіх випадків КЗ у мережах).

Таблиця 1.2 Значення коефіцієнта  $m$  в мережах різної напруги енергосистем

U <sub>ном</sub> , кВ	Коефіцієнт $m$ в мережах енергосистем з умовним номером									
	4	27	42	56	63	67	68	69	71	87
110	1,03	1,08	0,99	1,18	1,21	-	1,03	1,01	1,2	1,09
150	-	-	0,945	-	-	1,19	-	1,13	-	-
220	1,18	1,2	1,14	1,17	1,25	-	0,78	-	1,21	1,11
330	1,03	1	-	-	-	1,14	0,8	1,16	1,21	1,17
500	1,05	1,14	0,96	-	1,08	-	-	-	1,04	-
750	1,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-

1.5 Визначення показників надійності об'єктів, які складаються з невідновлюваних резервованих елементів.

Розглянемо структуру гіпотетичного об'єкта (електроустановки), який складається з невідновлюваних елементів. Для забезпечення надійної роботи об'єкта, використовуються різні види структурного резервування. На рис. 1.1 наведено два види резервування групи послідовно з'єднаних невідновлюваних елементів: загальне резервування, в якому резервується об'єкт у цілому (рис. 1.1, а) та роздільне резервування, в якому резервуються окремі елементи об'єкта чи їх групи (рис. 1.1, б).

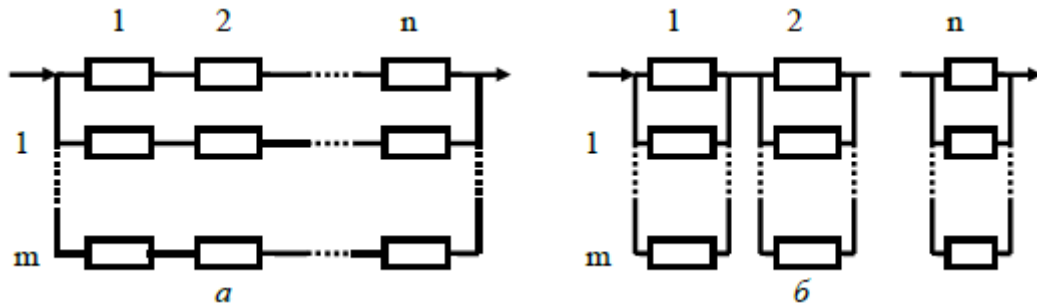


Рис. 1.1. Приклад резервування групи послідовно з'єднаних невідновлюваних елементів: а – загальне; б – роздільне

Таку структуру можуть мати різні електроустановки – розподільні пристрої, батареї конденсаторів, релейно-контактні пристрої тощо.

Основними показниками надійності невідновлюваних об'єктів (елементів) є:

інтенсивність відмов  $\lambda(t)$ ;

імовірність безвідмовної роботи  $R(t_1, t_2)$ ;

середнє напрацювання до відмови МТТФ.

У загальному випадку аналітичний вираз імовірності безвідмовної роботи об'єкта має вигляд.

$$R(t_1, t_2) = \exp \left\{ - \int_{t_1}^{t_2} \lambda(t) dt \right\}. \quad (1.4)$$

Для експоненціального розподілу напрацювання об'єкта до відмови інтенсивність відмови  $\lambda(t) = \lambda = const.$  тож формула (1.4) набуває вигляду.

$$R(t_1, t_2) = \prod_{i=1}^n R_i(t_1, t_2) = \exp \left\{ \sum_{i=1}^n \lambda_i(t) \Delta t \right\} \quad (1.5)$$

де  $\lambda_i$  – інтенсивність відмови  $i$ -го елемента;  $n$  – кількість послідовно з'єднаних основних елементів;  $R_i(t_1, t_2)$  – імовірність безвідмовної роботи  $i$ -го елемента.

Для об'єкта, що складається з  $n$  послідовно з'єднаних елементів, інтенсивність відмови.

$$\lambda(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t) \quad (1.6)$$

Для експоненціального розподілу напрацювання до відмови густина відмов  $i$ -го елемента  $\lambda_i(t) = \lambda_i = \text{const}$  і визначається за формулою:

$$\lambda_i = MTTF_i^{-1}. \quad (1.7)$$

де  $MTTF_i$  – середнє напрацювання до відмови  $i$ -го елемента.

У загальному випадку аналітичний вираз для визначення середнього напрацювання до відмови має вигляд:

$$MTTF = \int_{t_1}^{t_2} R(t_1, t_2) dt. \quad (1.8)$$

Для експоненціального розподілу напрацювання до відмови:

$$MTTF = \lambda^{-1} = \left( \sum_{i=1}^n \lambda_i \right)^{-1}. \quad (1.9)$$

де  $\lambda$  – інтенсивність відмов основного з'єднання з  $n$  елементів (або будь-якого з  $m$  резервних з'єднань).

У разі загального резервування з цілою кратністю (рис. 1.1, а) з урахуванням (1.2) імовірність безвідмовної роботи об'єкта, який складається з  $n$  послідовно з'єднаних основних елементів, становить:

$$R(t_1, t_2) = 1 - \left[ 1 - \prod_{i=1}^n R_i(t_1, t_2) \right]^{-1+m} \quad (1.10)$$

де  $m$  – кількість резервних з'єднань.

Для експоненціального розподілу напрацювання  $n$  рівнонадійних елементів об'єкта до відмови вираз (1.10) набуває вигляду:

$$R(0, t) = 1 - 1 - \exp - \lambda_i * t * n^{1+m} \quad (1.11)$$

Отже, з урахуванням формули (1.10), середнє напрацювання до відмови:

$$MTTF = \lambda^{-1} \sum_{j=1}^m (j+1)^{-1}. \quad (1.12)$$

У разі роздільного резервування з цілою кратністю (рис. 1.1, б):

$$R(t_1, t_2) = \prod_{i=1}^n 1 - R_i(t_1, t_2)^{1+m}. \quad (1.13)$$

або, з урахуванням (1.10):

$$R(0, t) = \prod_{i=1}^n 1 - 1 - \exp(-\lambda_i * t * n)^{1+m}. \quad (1.14)$$

Якщо всі елементи об'єкта мають однаковий рівень надійності та однакову кратність резервування, то:

$$R(0, t) = 1 - 1 \exp(\lambda_i * t * n)^{1+m^n} \quad (1.15)$$

Середня кількість елементів на об'єктах, що перебувають в експлуатації і можуть відмовити до закінчення періоду експлуатації  $t = 1$  рік.

$$N_{сер} = (m+1) * n * \lambda * t * c. \quad (1.16)$$

де  $c$  – загальна кількість об'єктів.

Потрібна кількість резервних елементів становить:

$$N_a = \rho * N_{сер}. \quad (1.17)$$

де значення коефіцієнта  $\rho = f(\alpha, N_{сер})$ . знаходять за табл. 1.3.

Таблиця 1.3. Визначення коефіцієнту  $\rho = f(\alpha, N_{сер})$ .

	$N_{сер}$							
$\alpha$	<25	50	75	100	150	200	300	400
0,90	1,24	1,18	1,15	1,12	1,10	1,09	1,07	1,06
0,92	1,27	1,20	1,16	1,14	1,11	1,10	1,08	1,07
0,94	1,30	1,22	1,17	1,15	1,13	1,11	1,09	1,08
0,96	1,35	1,25	1,20	1,17	1,14	1,12	1,10	1,09
0,98	1,41	1,30	1,24	1,21	1,17	1,15	1,12	1,10
0,99	1,47	1,34	1,27	1,23	1,19	1,17	1,13	1,12

Значення, які перебувають за межами таблиці, визначають за допомогою інтерполяції.

Визначити характеристики надійності невідновлюваного резервованого об'єкта, який складається з 16 послідовно з'єднаних елементів.

Інтенсивність відмови всіх елементів об'єкта однакова і дорівнює:

$$\lambda = 27 * 10^{-3} (1 / рік).$$

Загальна кількість об'єктів на підприємстві:  $c = 17$ .

Визначити  $m$  – кратність резервування головної послідовної ланки

елементів об'єкта, яка забезпечує рівень імовірності безвідмовної роботи:

$$R_{\min} = 0.9; R_{\text{сер}} = 0.99; R_{\max} = 0.999.$$

у кінці інтервалу  $t=2,2$  року для двох способів резервування (загального та роздільного).

Розрахувати та побудувати графічно функції надійності  $R_0(t)$  основних елементів об'єкта без резервування, а також функції  $R_{\min}(t)$ ;  $R_{\text{сер}}(t)$  та  $R_{\max}(t)$  для відповідних структур об'єкта з визначеною кратністю  $m$  загального та роздільного резервування.

Обчислити середнє напрацювання до відмови МТТФ елементів об'єкта з загальним резервуванням.

Розрахувати річну потребу резервних елементів для об'єкта із загальним резервуванням з урахуванням ймовірності забезпечення  $a=0,91$ .

Розрахунок для способу загального резервування (рис. 1.1, а).

Відповідно до виразу (1.5) визначаємо функцію  $R_i(t_i)$  для основних елементів об'єкта без резервування в інтервалі  $t = 0,5-2,2$ :

$$R_0(t) = e^{(-n \lambda t)} = e^{(-16 * 0.027 * 0)} = 1;$$

$$R_{0.5}(t) = e^{(-n \lambda t)} = e^{(-16 * 0.027 * 0.5)} = 0.806;$$

$$R_1(t) = e^{(-n \lambda t)} = e^{(-16 * 0.027 * 1)} = 0.649;$$

$$R_{1.5}(t) = e^{(-n \lambda t)} = e^{(-16 * 0.027 * 1.5)} = 0.523;$$

$$R_2(t) = e^{(-n \lambda t)} = e^{(-16 * 0.027 * 2)} = 0.421.$$

Результати розрахунків показують, що рівень надійності основних елементів без резервування значно нижчий за потрібний:

$$R_{\min}(t = 2) = 0.9; R_{\text{сер}}(t = 2) = 0.99; R_{\max}(t = 2) = 0.999.$$

тобто

$$R_{2,2}(t) = e^{(-n \lambda t)} = e^{(-16 * 0.027 * 2.2)} = 0.387.$$

Беремо кратність загального резервування  $m = 1$  і відповідно до виразу (1.12) обчислюємо ймовірність безвідмовної роботи елементів об'єкта із загальним резервуванням:

$$R_{\min} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i * t * n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 * 0.027 * 2.2]\}^{1+1} = 0.624.$$

Підвищуємо кратність загального резервування:

– до рівня  $m = 2$  (дві резервних ланки):

$$R_{\min} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i * t * n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 * 0.027 * 2.2]\}^{1+2} = 0.769.$$

– до рівня  $m = 3$ :

$$R_{\min} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i * t * n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 * 0.027 * 2.2]\}^{1+3} = 0.858.$$

– до рівня  $m = 4$ :

$$R_{\min} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i * t * n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 * 0.027 * 2.2]\}^{1+4} = 0.913.$$

Отже, як бачимо, невідновлюваний резервований об'єкт із кратністю загального резервування  $m = 4$  (рис. 1.1, а) задовольняє вимогу

$$R_0(t = 2.2) \succ R_{\min}(t = 2.2) \text{ або } 0.913 \succ 0.9$$

Розрахуємо кратність резервування, потрібну для досягнення умов  $R_{\text{сер}}$  та  $R_{\text{max}}$ .

Підвищуємо кратність загального резервування:

– до рівня  $m = 5$ :

$$R_{\text{сер}} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t m]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 * 0.027 * 2.2]\}^{1+5} = 0.947$$

– до рівня  $m = 6$ :

$$R_{\text{сер}} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t m]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 * 0.027 * 2.2]\}^{1+6} = 0.967$$

– до рівня  $m = 7$ :

$$R_{\text{сер}} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t m]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 * 0.027 * 2.2]\}^{1+7} = 0.98$$

– до рівня  $m = 8$ :

$$R_{\text{сер}} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t m]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 * 0.027 * 2.2]\}^{1+8} = 0.988$$

– до рівня  $m = 9$ :

$$R_{\text{сер}} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t m]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 * 0.027 * 2.2]\}^{1+9} = 0.992$$

Отже, як бачимо, невідновлюваний резервований об'єкт із кратністю загального резервування  $m = 9$  задовольняє вимоги

$$R_0(t = 2.2) \succ R_{\text{сер}}(t = 2.2) \text{ або } 0.992 \succ 0.99$$

Підвищуємо кратність загального резервування:

– до рівня  $m = 10$ :

$$R_{cep} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t m]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 * 0.027 * 2.2]\}^{1+10} = 0,995$$

– до рівня  $m = 11$ :

$$R_{cep} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t m]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 * 0.027 * 2.2]\}^{1+11} = 0,997$$

– до рівня  $m = 12$ :

$$R_{cep} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t m]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 * 0.027 * 2.2]\}^{1+12} = 0,998$$

– до рівня  $m = 13$ :

$$R_{cep} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t m]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 * 0.027 * 2.2]\}^{1+13} = 0,9993$$

– до рівня  $m = 14$ :

$$R_{cep} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t m]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 * 0.027 * 2.2]\}^{1+14} = 0,9989$$

Отже, як бачимо, невідновлюваний резервованим об'єкт із кратністю загального резервування  $m = 14$  задовольняє вимогу

$$R_0(t = 2.2) \succ R_{cep}(t = 2.2) \text{ або } 0.993 \succ 0.999$$

Виконуємо аналогічні розрахунки та будуємо графіки для об'єктів із заданою ймовірністю безвідмовної роботи  $R_{cep}(t)$  та  $R_{max}(t)$  із відповідними кратностями резервування  $m$ , які забезпечують значення  $R_{cep}(t = 2) \geq 0,99$  та  $R_{max}(t = 2) \geq 0,999$ .

$$R_{cep} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t m]\}^{1+m}; t = 0,4 - 4.$$

Графіки функцій  $R(t)$  для загального резервування показано на рис. 1.2.

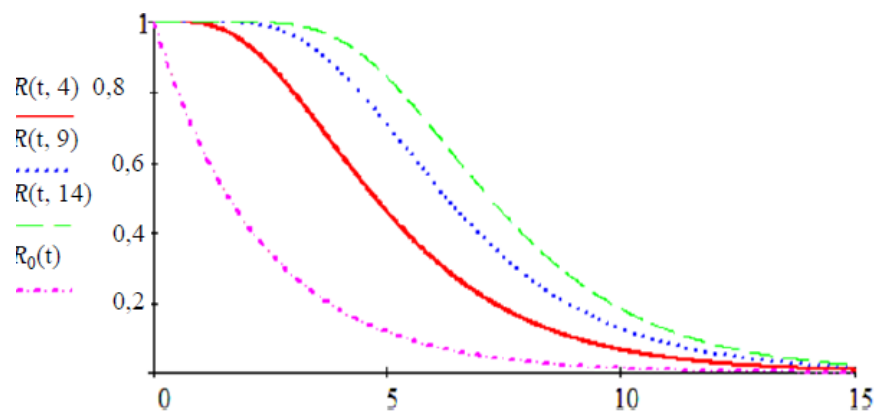


Рис. 1.2. Графіки функцій  $R(t)$  для загального резервування

Розраховуємо відповідно до співвідношення (5.9) середній час напрацювання до відмови  $MTTF$  об'єктів із різною кратністю

резервування:

– якщо  $m = 0$

$$MTTF_0 + (\lambda n)^{-1} \sum_{i=1}^m (j+1)^{-1} = (16 \cdot 0.027)^{-1} \sum_{i=1}^0 (j+1)^{-1} = 2.31;$$

– якщо  $m = 4$ ,

$$MTTF_0 + (\lambda n)^{-1} \sum_{i=1}^m (j+1)^{-1} = (16 \cdot 0.027)^{-1} \sum_{i=1}^4 (j+1)^{-1} = 5.29;$$

Аналогічно розраховуємо параметри  $MTTF_{\text{сер}}(m)$  та  $MTTF_{\text{max}}(m)$  для раніше обчислених значень  $R_{\text{сер}}$  та  $R_{\text{max}}$ . Знаходимо середній час напрацювання до відмови  $MTTF$  відповідно до співвідношення об'єктів із різною кратністю резервування:

– якщо  $m = 9$ ,

$$MTTF_0 + (\lambda n)^{-1} \sum_{i=1}^m (j+1)^{-1} = (16 \cdot 0.027)^{-1} \sum_{i=1}^9 (j+1)^{-1} = 6.78;$$

– якщо  $m = 14$ ,

$$MTTF_0 + (\lambda n)^{-1} \sum_{i=1}^m (j+1)^{-1} = (16 \cdot 0.027)^{-1} \sum_{i=1}^{14} (j+1)^{-1} = 7.68;$$

Відповідно до співвідношення (1.16) визначаємо середню кількість елементів  $N_{\text{сер}}$ , що перебувають в експлуатації та можуть відмовити до закінчення періоду експлуатації з урахуванням раніше обчислених значень  $MTTF$  Наприклад,  $t = 1$  рік; якщо  $m = 0$ , то

$$N_{\text{сер}}(MTTF_0) = (m + 1)n\lambda t c = (0 + 1) \cdot 16 \cdot 0.027 \cdot 1 \cdot 17 = 8.$$

Аналогічно знаходимо  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{min}})$ ,  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{сер}})$  та  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{max}})$ :

якщо  $m = 4$ , то  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{min}}) = (m + 1)n\lambda t c = (4 + 1) \cdot 16 \cdot 0.027 \cdot 1 \cdot 17 = 37$ ;

якщо  $m = 9$ , то  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{сер}}) = (m + 1)n\lambda t c = (9 + 1) \cdot 16 \cdot 0.027 \cdot 1 \cdot 17 = 74$ ;

якщо  $m = 14$ , то  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{max}}) = (m + 1)n\lambda t c = (14 + 1) \cdot 16 \cdot 0.027 \cdot 1 \cdot 17 = 111$ .

Відповідно до виразу (1.17) розрахуємо потрібну кількість резервних елементів для кожного обчисленого параметра  $N_{\text{сер}}(MTTF)$ .

Наприклад, для  $\lambda = 0.91$ :

якщо  $\rho = 1.26$ , то  $N_{\alpha}(MTTF_0) = \rho N_{\text{сер}}(MTTF_0) = 1.26 \cdot 8 = 11$ ;

якщо  $\rho = 1.23$ , то  $N_{\alpha}(MTTF_{\text{min}}) = \rho N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{min}}) = 1.23 \cdot 37 = 46$ ;

якщо  $\rho = 1.15$ , то  $N_{\alpha}(MTTF_{\text{сер}}) = \rho N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{сер}}) = 1.15 \cdot 74 = 86$ ;



якщо  $\rho = 1,12$ , то  $N_{\alpha}(MTTF_{\max}) = \rho N_{\text{сер}}(MTTF_{\max}) = 1,12 \cdot 74 = 125$ .

Розрахунок для способу роздільного резервування (рис. 1.1, б)

У цьому разі виконують поелементне резервування, тобто кожний елемент резервується окремо, але, оскільки інтенсивність відмови всіх основних елементів однакова, кожний основний елемент матиме однакову кількість резервних елементів.

Знаходимо ймовірність безвідмовної роботи елементів об'єкта з роздільним резервуванням.

Наприклад, якщо  $m = 1$ ,

$$R_{\min} = \{1 - [1 - \exp(-\lambda it)]^{1+m}\}^n = 1 - \{1 - \exp(-0,027 \cdot 2,2)\}^{1+1} \}^{16} = 0,94.$$

Отже, як бачимо, невідновлюваний резервований об'єкт із кратністю роздільного резервування  $m = 1$  (рис. 1.1, б) задовольняє вимогу

$$R_0(t = 2,2) > R_{\min}(t = 2,2) \text{ або } 0,948 > 0,9.$$

Щоб побудувати графік функції  $R_{\min}(t)$ , виконаємо розрахунки від  $R_0(t)$  до  $R_{\min}(t)$  для  $m = 1$  із кроком, наприклад,  $t = 0,4$  року.

Виконуємо аналогічні розрахунки та будуємо графіки для об'єктів із заданою ймовірністю безвідмовної роботи  $R_{\text{сер}}(t)$  та  $R_{\max}(t)$  з відповідними кратностями резервування  $m$ , які забезпечують

$$R_{\text{сер}}(t = 2,2) > 0,99 \text{ та } R_{\max}(t = 2,2) > 0,999.$$

Підвищуємо кратність роздільного резервування до  $m = 2$ , тоді

$$R_{\text{сер}} = \{1 - [1 - \exp(-\lambda it)]^{1+m}\}^n = 1 - \{1 - \exp(-0,027 \cdot 2,2)\}^{1+2} \}^{16} = 0,997.$$

Підвищуємо кратність роздільного резервування до  $m = 3$ , тоді

$$R_{\max} = \{1 - [1 - \exp(-\lambda it)]^{1+m}\}^n = 1 - \{1 - \exp(-0,027 \cdot 2,2)\}^{1+3} \}^{16} = 0,9998.$$

За результатами розрахунків будуємо графіки функції  $R = f(t)$  для об'єктів з ймовірністю безвідмовної роботи  $R_{\min}(t)$ ,  $R_{\text{сер}}(t)$  та  $R_{\max}(t)$ .

Графіки функцій  $R(\tau)$  для роздільного резервування показано на рис. 1.3.

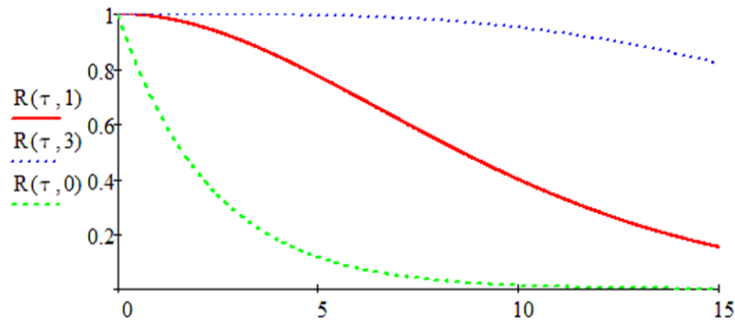


Рис. 1.3. Графіки функцій  $R(t)$  для роздільного резервування

Визначаємо відповідно до співвідношення (1.9) середній час напрацювання до відмови  $MTTF$  об'єктів з різною кратністю резервування:

– якщо  $m = 0$ ,

– якщо  $m = 2$ ,

$$MTTF_{\text{сер}} = (\lambda n)^{-1} \sum_{i=1}^m (j+1)^{-1} = (16 \cdot 0,027)^{-1} \sum_{i=1}^2 (j+1)^{-1} = 4,24;$$

– якщо  $m = 3$ ,

$$MTTF_{\text{max}} = (\lambda n)^{-1} \sum_{i=1}^m (j+1)^{-1} = (16 \cdot 0,027)^{-1} \sum_{i=1}^3 (j+1)^{-1} = 4,82.$$

Визначаємо середню кількість елементів  $N_{\text{сер}}$ , що перебувають в експлуатації та можуть відмовити до закінчення періоду експлуатації ( $t = 1$  рік), урахувавши раніше обчислені значення  $MTTF$ :

$$\text{якщо } m = 0, N_{\text{сер}}(MTTF_0) = (m + 1)n\lambda t c = (0 + 1) \cdot 16 \cdot 0,027 \cdot 1 \cdot 17 = 8.$$

Аналогічно знаходять  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{min}})$ ,  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{сер}})$  та  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{max}})$ :

$$\text{якщо } m = 1, \text{ то } N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{min}}) = (m + 1)n\lambda t c = (1 + 1) \cdot 16 \cdot 0,027 \cdot 1 \cdot 17 = 15;$$

$$\text{якщо } m = 2, \text{ то } N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{сер}}) = (m + 1)n\lambda t c = (2 + 1) \cdot 16 \cdot 0,027 \cdot 1 \cdot 17 = 23;$$

$$\text{якщо } m = 3, \text{ то } N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{max}}) = (m + 1)n\lambda t c = (3 + 1) \cdot 16 \cdot 0,027 \cdot 1 \cdot 17 = 30.$$

## 2 МЕТОДИ І ЗАСОБИ ОБМЕЖЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

### 2.1 Постановка завдання

Зростання рівнів струмів КЗ пред'являє підвищені вимоги відносно електродинамічної і термічної стійкості елементів електротехнічних пристроїв енергосистем, а також комутаційної здатності електричних апаратів. Останніми роками стали вельми актуальними питання дії струмів КЗ не тільки на жорсткі шини, кабелі і електричні апарати, але і на генератори, силові трансформатори, а також гнучкі провідники розподільних пристроїв. Згідно ПУЕ гнучкі шини розподільчих пристроїв повинні перевірятися на можливість змикання або небезпечного з погляду пробою зближення фазних струмопроводів в результаті їх розгойдування під дією електродинамічних сил при потужностях і струмах КЗ, рівна або більших вказаних:

$U_{\text{ном}}$ , кВ . . . . .	110	150	220	330	500
$S_K^{(3)}$ , млн.. кВ·А	4	6	8	12	18
$I_K^{(3)}$ , кА . . . . .	21	23	21	21	21

Зростання рівнів струмів КЗ є однією з основних причин зниження експлуатаційної надійності силових трансформаторів. Важливо відзначити, що більш ніж в 70% випадків причиною пошкоджень трансформаторів була їх недостатня електродинамічна стійкість до крізних струмів КЗ.

З метою зменшення дії струмів КЗ у електроустаткування запропоновані і використовуються різні методи і засоби обмеження струмів КЗ. Зважаючи на специфіку розвитку сучасних об'єднанні енергосистем, питання стійкості і надійності їх роботи, а також техніко-економічні характеристики розробляються і досліджуються принципово нові засоби струмообмеження, що дозволяють обмежити не тільки величину струму КЗ, але і його тривалість.

Рішення вказаної задачі можливо:

- підвищенням швидкодії традиційної комутаційної апаратури;
- створенням і використанням нових швидкодіючих комутаційних апаратів, здатних безінерційно, тобто протягом першого напівперіоду обмежити і відключити струм КЗ;
- використанням безінерційних і інерційних струмообмежуючих пристроїв.

Умови протікання, обмеження і відключення струму КЗ видно з рис. 2.1 при використанні в мережі чотирьохперіодних вимикачів відключення струму КЗ в залежності від швидкодії релейного захисту відбувається в моменти А або А'. Впровадження двоперіодних вимикачів дозволяє відключити струм КЗ у моменти Б або Б'. Використання синхронізованих або тиристорних вимикачів з природною комутацією дозволяє відключити струм КЗ у момент В, тобто при першому переході струму через нуль. Як видно, перехід від чотирьох до двоперіодних, а потім і до синхронізованих вимикачів дозволяє понизити термічну дію струму КЗ на електроустаткування, але не обмежує максимальну електродинамічну дію, визначену ударним струмом; останній у вказаних випадках не обмежується.

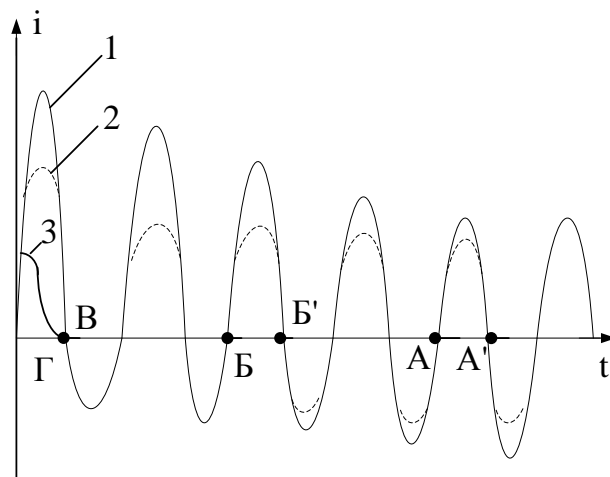


Рис. 2.1 – Умови обмеження і відключення струму КЗ

- 1- струм КЗ в ланцюзі; 2 - обмеження струму КЗ безінерційним СП;
- 3 - обмеження струму КЗ струмообмежуючим комутаційним апаратом

Електродинамічну дію струму КЗ можна понизити шляхом використання струмообмежуючих комутаційних апаратів. Такими можуть бути, наприклад, тиристорні вимикачі з примусовою комутацією, обмежувачі

ударного струму вибухової дії і струмообмежуючі запобіжники. Використання вказаних апаратів дозволяє обмежити, а потім відключити струм КЗ у момент Г (крива 3). Термічну і електродинамічну дію струму КЗ можна понизити шляхом використання безінерційних струмообмежуючих пристроїв (БСП), таких як реактори, резонансні струмообмежуючі пристрої (крива 2) т.п. У ряді випадків для зменшення термічної дії струму КЗ і полегшення роботи комутаційної апаратури можуть бути використані також інерційні струмообмежуючі пристрої, наприклад пристрій автоматичного ділення мережі або пристрій, що складається з реактора, нормально зашунтованого вимикачем.

Очевидно, найбільше обмеження дії струму КЗ досягається при використанні без інерційних струмообмежуючих комутаційних апаратів, проте таке рішення задачі в даний час стримується або відсутністю вказаних апаратів необхідними параметрами і експлуатаційні характеристиками, або їх високою вартістю. Вимагають також розробки, освоєння, серійного випуску і зниження вартісних показників синхронізованих вимикачів і безінерційних струмообмежуючих пристроїв [3].

## 2.2. Класифікація методів і засобів обмеження струмів короткого замикання

Для обмеження струмів КЗ на електростанціях в мережах енергосистем використовуються:

- метод оптимізації структури і параметрів мережі (схемні рішення);
- метод стаціонарного або автоматичного ділення мережі;
- застосування струмообмежуючих пристроїв;
- оптимізація режиму заземлення нейтралей електричних мереж.

Як засоби обмеження струмів КЗ відповідно використовуються або можуть бути використані:

- пристрої автоматичного ділення мережі;
- струмообмежуючі реактори (некеровані і керовані, з лінійною або з нелінійною характеристикою);

- трансформатори і автотрансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги;
- трансформатори з підвищеною напругою короткого замикання;
- безінерційні струмообмежуючі пристрої різного типу (резонансні, реакторно-вентильні, надпровідними елементами і т. п.);
- струмообмежуючі комутаційні апарати;
- струмообмежуючі резистори;
- вставки постійного струму;
- вставки змінного струму непромислової частоти;
- автотрансформатори, нормально виконані третинної обмотки, сполученої в трикутник;
- розземлення нейтралей частини трансформаторів;
- заземлення нейтралей частини трансформаторів і автотрансформаторів через реактори, резистори або струмообмежуючі пристрої;
- заміна на зв'язках розподільних пристроїв різної напруги автотрансформаторів трансформаторами;
- автоматичне розмикання в аварійних режимах третинних обмоток автотрансформаторів.

Залежно від місцевих умов, необхідного ступеня обмеження струмів при різних видах КЗ, а також від техніко-економічних показників для обмеження струмів КЗ у конкретних електроустановках або в конкретних мережах енергосистеми необхідні різні засоби струмообмеження або їх комбінації що дають найбільший техніко-економічний ефект.

В даний час у вітчизняних енергосистемах для обмеження струмів КЗ використовуються: стаціонарне і автоматичне ділення мережі, струмообмежуючі реактори, трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги, а також розземлення нейтралей частини силових трансформаторів. Інші методи і засоби обмеження струмів КЗ знаходяться у стадії досліджень і проектного опрацювання.

### 2.3 Розвиток подальшого використання струмообмежуючих засобів в

Для побудови математичної моделі електротехнічного комплексу обмеження струму КЗ «реактор–некерований шунт» [43-45]. При нормальному режимі роботи в реакторах мають місце значні втрати активної і реактивної потужності, що призводить до завантаження генераторів, мереж і підстанцій в ЕПВС. Підвищення цін на електричну енергію призвело до збільшення плати за втрати активної і реактивної електроенергії в реакторах, що обмежують струм КЗ. Тому задача зниження втрат електроенергії в реакторах, у нормальному режимі роботи є актуальною.



Рис. 2.2 Схема причинно-наслідкових зв'язків виникнення струмів КЗ

Цю проблему можна частково розв'язати шляхом шунтування реакторів некерованими швидкодіючими комутаційними пристроями. У цьому випадку реактор буде автоматично включатися в ланцюг приєднання для обмеження струму КЗ тільки в момент його виникнення, що дозволить знизити втрати електроенергії і напруги в нормальному режимі роботи.

Запропоновано методику вибору пристрою, що шунтує реактор, який обмежує струм КЗ. Визначено, що опір цього пристрою повинен бути меншим, ніж половина квадратного кореня з відношення індуктивності обмежуючого струм КЗ реактора до ємності відносно землі, увімкненої за реактором:

$$R < \frac{1}{2} \sqrt{\frac{L}{C}}.$$

Для чисельного розрахунку схеми заміщення та побудови графічної залежності перехідного процесу був використаний метод Рунге–Кутта 4-го порядку, оскільки:

- метод є явним, тобто значення шуканої функції обчислюється на наступному кроці за раніше знайденим значенням;
- метод має досить високий порядок, що дозволяє вибирати великий крок за часом при відносно незначній локальній помилці;
- для початку розрахунку досить вибрати крок і задати початкове значення шуканої функції, а далі обчислення ведуть за тими самими формулами.

Використовуючи метод Рунге–Кутта, запишемо розрахунковий вираз для системи  $\dot{x} = f(x, t)$ . У векторному виразі він має вигляд

$$x_{n+1} = x_n + h \cdot F(x_n, t_n, h),$$

де  $h$  – крок інтегрування;

$$\begin{cases} F(x_n, t_n, h) = \frac{1}{6} [k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4] \\ k_1 = f(x_n, t_n) \\ k_2 = f\left(x_n + \frac{h}{2}k_1, t_n + \frac{h}{2}\right) \\ k_3 = f\left(x_n + \frac{h}{2}k_2, t_n + \frac{h}{2}\right) \\ k_4 = f(x_n + hk_3, t_n + h) \end{cases}$$

Було також досліджено характеристики перехідного процесу електротехнічного комплексу «реактор–некерований шунт» при КЗ. Для отримання характеристик перехідного процесу використовувався



ліцензійний додаток «Mathcad Professional» для Windows 7. Цей додаток дозволяє найбільш правдоподібно графічно відобразити перехідний процес електротехнічного комплексу «реактор–некерований шунт» при КЗ у ЕПВС. При розрахунку характеристик перехідного процесу використовувалися технічні дані найбільш поширених реакторів, що обмежують струм КЗ, типу РБА/РБМ на 6 кВ, а також технічні дані некерованих шунтів типу ПКТ на 6 кВ (рис. 2.3).

Також проаналізовано недоліки цього способу обмеження струмів КЗ у ЕПВС, а саме:

- одноразовість роботи, тобто необхідна заміна некерованого шунта після його спрацювання;
- складність вибору некерованого шунта;
- висока вартість некерованого шунта;
- наявність електричної дуги, що є провідником струму КЗ, в момент перегорання;
- недостатня експлуатаційна надійність (реальний час спрацювання запобіжника через виробничі допуски може відхилятися від номінального на  $\pm 50\%$ );
- нестабільні струмо-часові характеристики;
- обмежена зона використання за величинами номінальних струмів і номінальних напруг;
- некерованість від зовнішніх пристроїв, зокрема від пристроїв АПВ захищеної мережі та ін.

Також досліджено електротехнічний комплекс і спосіб керування обмеженням струмів КЗ у ЕПВС за схемою «реактор–керований шунт», у якому включення і відключення індуктивного опору здійснюється автоматично при виникненні струму КЗ [42].

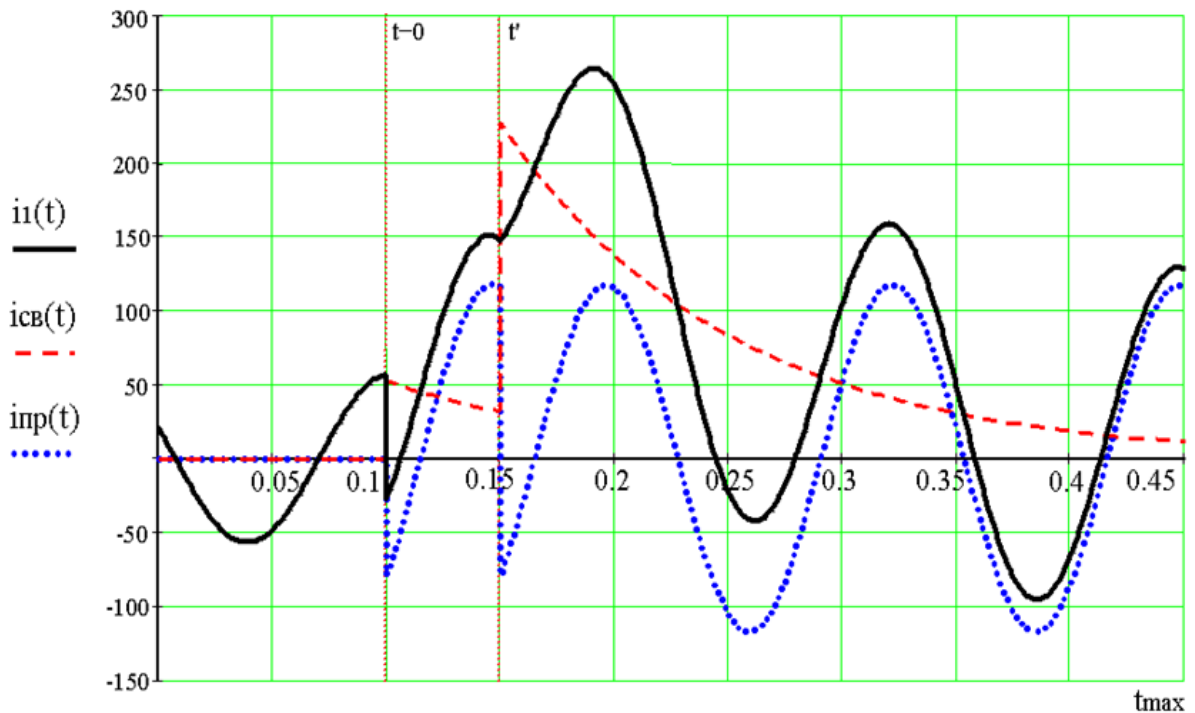


Рис. 2.3 Перехідний процес з використанням реактора РБМ та некерованого шунта ПКТ на 6 кВ

Принцип дії пристрою ґрунтується на використанні теорії прийняття рішень, а саме: на порівнянні вимірюваного струму з еталонним і формуванні керуючого сигналу, що впливає на індуктивний опір. На рис. 2.4 показано структурну схему пристрою обмеження струму КЗ. У розріз електричної мережі 1 включений індуктивний опір 2 (реактор, що обмежує струм КЗ), який шунтовано комутаційним елементом 3. До електричної мережі підключений блок вимірювання 4, пов'язаний з аналізатором 5, керуючий вихід якого через пристрій 6 підключений до входу керування комутаційного елемента 3.

Періодично, через відрізки часу  $\Delta t$  ( $\Delta t = T/N$ , де  $T$  – інтервал контролю,  $N$  – число точок контролю), вимірюють величину фактичного струму електричної мережі  $I_{\text{тф}}$ . Визначають величину неузгодженості  $\Delta I_{\text{т}}$  між фактичним  $I_{\text{тф}}$  і заданим (еталонним)  $I_{\text{те}}$  струмом за контрольований інтервал часу  $T$ :

$$\Delta I_{\text{т}} = \sqrt{\sum_{t=1}^n (I_{\text{тф}} - I_{\text{те}})^2},$$

де  $I_{\text{те}}$  – величина, що враховує умови навантаження, яке виникає в

момент пуску електродвигунів; визначається з виразу  $I_{тс}=1,8 I_{норм}$ .

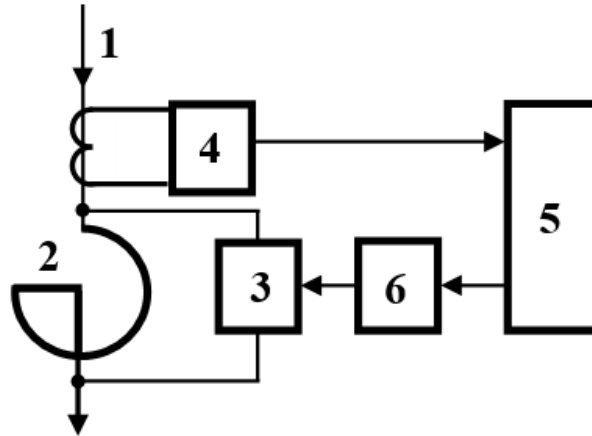


Рис. 2.4 Структурна схема пристрою обмеження струму КЗ

У випадку, якщо  $\Delta I_T \geq \delta I$ , де величина  $\delta I$  (наприклад  $\delta I = 0,1$ ), встановлюється кроком дискретизації, формується керуючий вплив, що відключає комутуючий елемент.

У всіх інших випадках пристрій 6 формує сигнал керування для комутаційного елемента 3, що шунтує індуктивний опір 2. Після цього інформація з блоку вимірювання 4 знову надходить в аналізатор 5.

В процесі моделювання електротехнічного комплексу «реактор–керований шунт» використовується математичний метод нелінійного перетворення, який полягає в тому, що в процесі прийняття рішення отриманий для розпізнавання сигнал і еталон піддають нелінійному перетворенню і як міру подібності використовують функціонал

$$S = \int_0^T \{\varphi[x(t)] - \varphi[z(t)]\}^2 dt,$$

де  $\varphi$  – оператор перетворення.

Структурну схему аналізатора, який реалізує правило таких умов:

$x(t) \in \{X_j(t)\}$ , якщо  $S_j < S_v$ ;  $j, v = 1, 2, \dots, N$ ;  $j \neq v$ , зображено на рис. 2.5. Цей пристрій включає в себе набір нелінійних елементів (НЕ), суматорів, квадраторів та інтеграторів, згрупованих у  $N$  каналів аналізу сигналу.

Таким чином, вибирається відстань між сигналом та еталоном після їх нелінійного перетворення, метою якого є мінімізація цієї відстані, тобто ущільнення сигналів усередині одного класу при одночасному збільшенні

відстані між сигналами та еталонами різних класів. Цей принцип базується на методі стислих зображень, який формулюється теоремою Банаха.

У роботі було досліджено залежність статистичних ознак-функцій, які використовуються при побудові системи прийняття рішення в електротехнічному комплексі обмеження струмів КЗ «реактор–керований шунт», від характеристик ймовірнісного процесу. Для цього було використано математичний апарат викиду ймовірнісних функцій. Було визначено, що математичне очікування статистичної ознаки-функції випадкового процесу дорівнює густині розподілу ймовірності цього процесу, усередненої за час аналізу:

$$M[h(x)] = \frac{1}{T} \int_0^T f(x, t) dt.$$

Було також виведено залежності, які визначають перший і другий статистичні моменти ознаки-функції за відомими одномірними і двомірними щільностями розподілу ймовірності вихідного випадкового процесу.

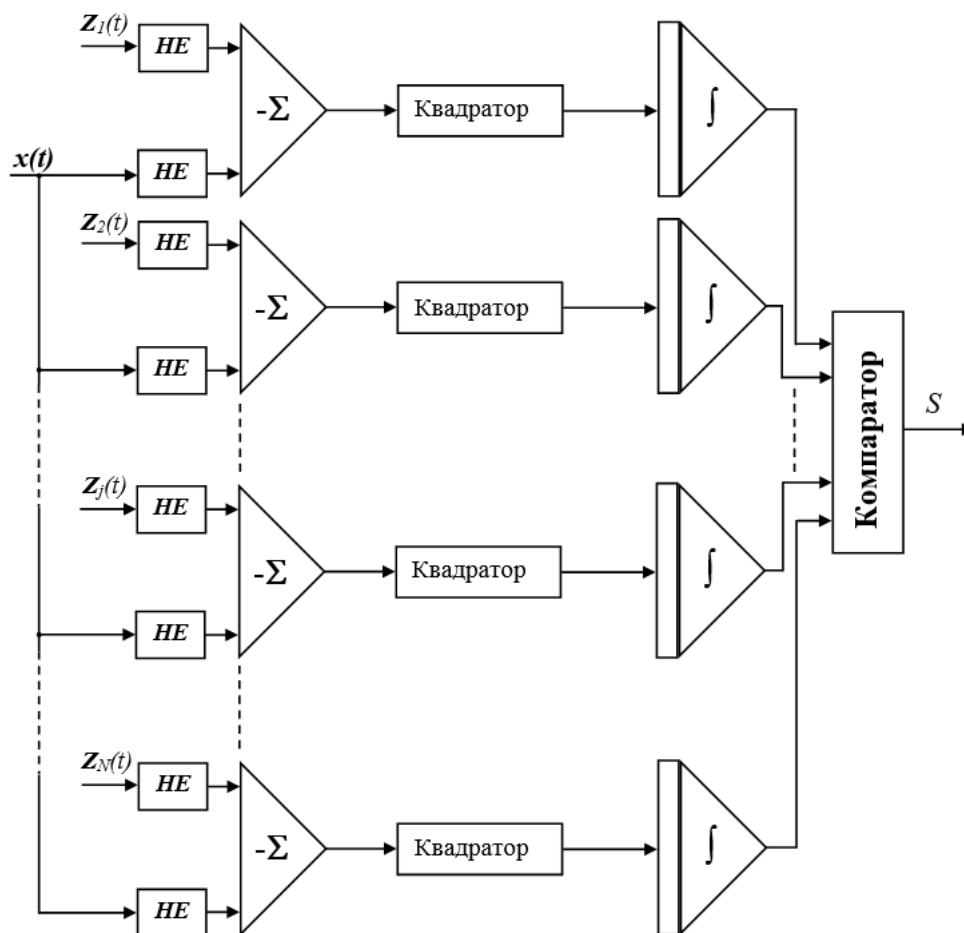


Рис. 2.5 Структурна схема аналізатора

Запропонований спосіб обмеження струмів КЗ у ЕПВС та комплекс для його реалізації за схемою «реактор–керований шунт» повністю компенсує всі недоліки, які мають місце при обмеженні струмів КЗ у ЕПВС за схемою «реактор–некерований шунт». Обмеження струмів КЗ у ЕПВС за схемою «реактор–керований шунт» має переваги над іншими засобами обмеження струмів КЗ, а саме:

- можливість подальшого розвитку та вдосконалення цього електротехнічного комплексу обмеження струмів КЗ;
- швидкодія та надійність;
- дотримання вимог щодо енергозбереження;
- можливість збору та якісного використання статистичних даних по струмах КЗ у ЕПВС.

В роботі також було розглянуто економічні аспекти використання комплексу «реактор–керований шунт».

Визначено кратність зменшення втрат активної та реактивної потужності від застосування керованого шунта

$$K_p = \frac{\Delta P_\phi}{\Delta P_{p.\phi} + \Delta P_{ки}}, \quad K_Q = \frac{\Delta Q_\delta}{\Delta Q_{\delta.\delta}}.$$

Залежності  $K_p=f(R_{ки})$  та  $K_Q=f(R_{ки})$  для реакторів мають наступний вигляд, рис. 2.6.

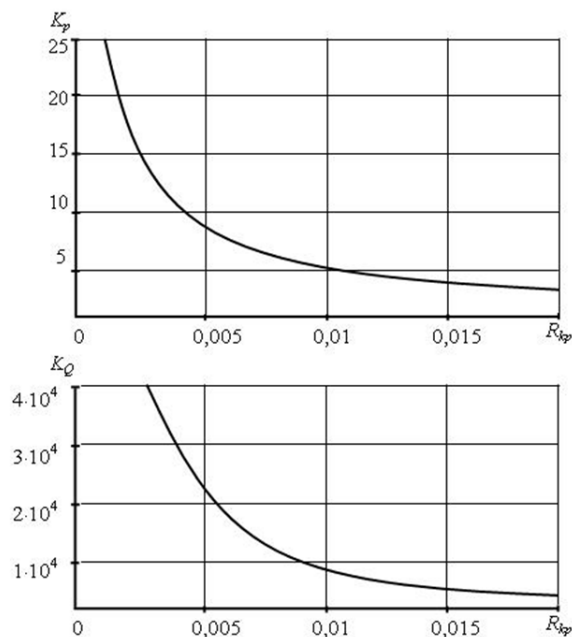


Рис. 2.6 Кратність зниження втрат активної та реактивної потужності

Висновок

У роботі розвинуто теорію обмеження струму КЗ «реактор–керований шунт», яка базується на теорії прийняття рішень. Це забезпечило розв’язання науково-технічної задачі підвищення ефективності існуючих засобів обмеження струмів КЗ, що дозволяє впроваджувати вагомні енергозберігаючі заходи в ЕПВС. При цьому отримані такі основні результати та висновки:

Обґрунтованість і достовірність наукових положень, висновків, методик та рекомендацій підтверджується близькими (з незначними розходженнями) результатами теоретичних і експериментальних досліджень, коректністю використання апарату прогнозування та класифікації, достатністю об’єму початкової статистичної інформації та експериментальних даних і результатів, відомих за літературними джерелами.

### 3 ОПТИМІЗАЦІЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ СТРУМООБМЕЖУЮЧИМИ ПРИСТРОЯМИ

#### 3.1 Загальні вимоги до струмообмежуючих пристроїв

Короткі замикання супроводжуються появою значних струмів КЗ, зниженням напруги у вузлах мережі і скиданням активного навантаження генераторів електростанцій. З урахуванням цього до струмообмежуючих пристроїв (СП) доцільно пред'явити наступні об вимоги:

- обмежити значення струмів КЗ;
- підтримати на можливо вищому рівні напруга у вузлах мережі;
- зменшити по можливості скидання активного навантаження з генераторів електростанцій;
- не робити істотного впливу на нормалі режим роботи мережі;
- забезпечити в аварійному режимі умови, необхідні для дії чутливого релейного захисту мережі;
- не вносити істотних нелінійних спотворень в параметри режиму мережі, особливо при нормальному режимі її роботи;
- мати стабільні характеристики при зміні схеми мережі.

Звідси витікає, що параметри струмообмежуючих пристроїв повинні задовольняти наступним умовам. При  $I < I_{гр}$

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{m.y} &\rightarrow 0; \\ \Delta P_{m.y} &\rightarrow xB; \\ Z_{m.y} &\rightarrow 0; \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

де  $I_{гр}$  - граничний струм, при якому струмообмежуючих пристрій повинен вступити в дію або «спрацювати».

При  $I < I_{гр}$  повинно бути:

$$x_{m.y} \approx - \Delta x_{нг}; \quad (3.2)$$

$$R_{m.y} \approx -\Delta R_{нг}, \quad (3.3)$$

$$Z_{m.y} \approx -\Delta Z_{нг}, \quad (3.4)$$

$$I_{гр} > I_{макс}, \quad (3.5)$$

$$I_{гр} > I_{нг.доп}, \quad (3.6)$$

де  $I_{нг.доп}$  - допустимий струм перевантаження ланцюга з СП.

В окремих випадках, якщо це необхідно, може бути накладено жорсткішу умову

$$I_{гр} > I_{а.х}, \quad (3.7)$$

де  $I_{а.х}$  - струм допустимого асинхронного режиму по ланцюгу з СП.

Коли виконується умова (3.4), що є результатом умов (3.2) і (3.3), то режим роботи генератора і передвключеного навантаження (рис. 3.1) не змінюється при переході від нормального режиму до режиму КЗ.

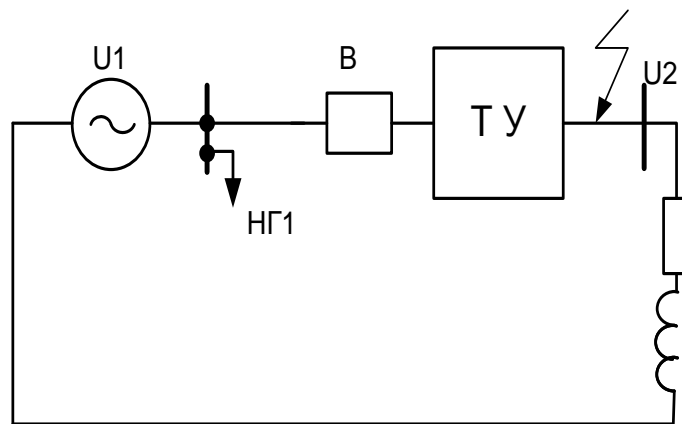


Рисунок 3.1 – Схема, що пояснює вимоги до струмообмежуючих пристроїв.

Проте виконання умови (3.4) звичайно не представляється можливим із-за труднощі виконання умови (3.3). У реальних потужних електроустановках найпростіше і якнайповніші може бути виконано умову (3.2) шляхом підбору і введення в пошкоджений ланцюг додаткового індуктивного опору.

Аналіз показує, що для задоволення перерахованих вище загальних вимог і умов струмообмежуючих пристрій повинен володіти нелінійною характеристикою [5].



### 3.2 Струмообмежуючі реактори

Струмообмежуючі реактори можуть мати різні пристрій і конструктивне виконання, а також технічні і техніко-економічні характеристики і параметри.

Струмообмежуючі реактори можна класифікувати за різними ознаками. Вони бувають: з лінійною, нелінійною і обмежено-лінійною або квазілінійною характеристикою; без сталі (без магнітопроводу) і із сталлю; із стрижньовою, броньовою, бронестержневою, тороїдальною, циліндровою і навитою магнітною системою (магнітопроводом); нерегульовані, регульовані, такі, що насичаються; подовжнім, поперечним підмагнічуванням; з масляною або сухою ізоляцією (бетонні реактори); секційні, лінійні і заземлюючі; одинарні і здвоєні.

В даний час в енергосистемах для обмеження струмів КЗ використовуються тільки нерегульовані реактори з лінійною характеристикою. У мережах 6-10 кВ застосовуються одинарні і здвоєні бетонні реактори, а в мережах 35-220 кВ - масляні реактори.

Можливість створення і доцільність використання конкурентоздатних реакторів інших типів досліджується у ряді організацій.

Реактори з лінійною характеристикою. Характерними параметрами реакторів є: номінальна напруга  $U_{\text{ном}}$ , номінальний струм  $I_{\text{ном}}$  і опір реактора  $x_p$  (у омах або у відсотках).

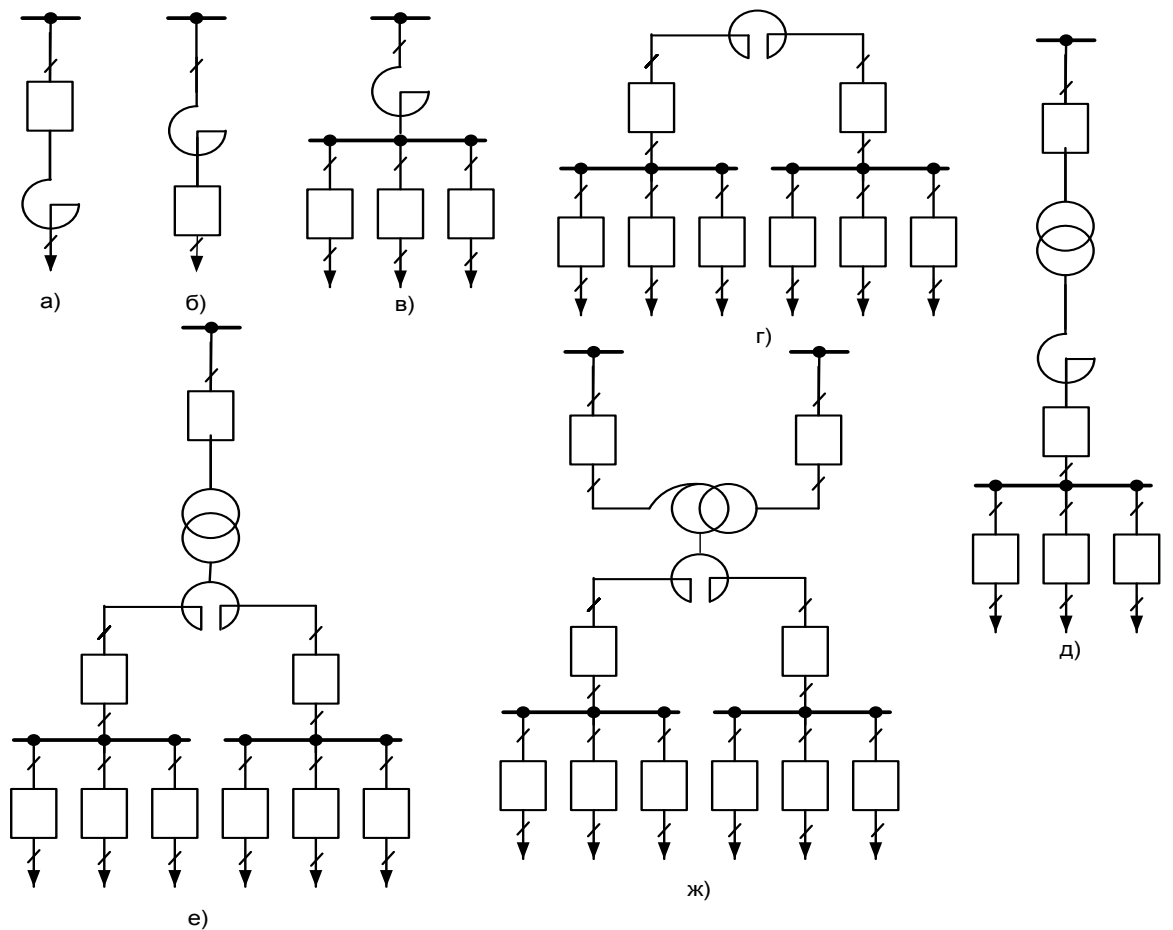


Рисунок 3.2 – Можливі схеми включення лінійних і секційних реакторів

Електропромисловість поставляє реактори напругою 6-10 кВ одинарні  $I_{\text{НОМ}} = 0,4 \div 4,0$  кА,  $x_p = 3 \div 12$  % і здвоєні  $I_{\text{НОМ}} = 2 \times 0,6 \div 2 \times 3,0$  кА,  $x_p = 4 \div 15$  %; напругою 35 кВ з  $I_{\text{НОМ}} = 0,2 \div 1,0$  кА,  $x_p = 6 \div 10$  %; напругою 110 кВ з  $I_{\text{НОМ}} = 0,65 \div 1,35$  кА,  $x_p = 15 \div 16$  %; напругою 220 кВ з  $I_{\text{НОМ}} = 0,325$  кА,  $x_p = 12$  %.

Можливі схеми включення лінійних і секційних реакторів приведені на рис. 3.2.

Струмообмежуюча дія реактора, що характеризується його опором, Ом, прямо пропорційно відносної реактивності і обернено пропорційно до номінального струму реактора, тобто

$$x_p = \frac{x_p(\%) U_{\text{НОМ}}}{100 \sqrt{3} I_{\text{НОМ}}} = x_{p(\text{H})} \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} I_{\text{НОМ}}}. \quad (3.8)$$

Характерні залежності для реактора представлені на рис. 3.3.

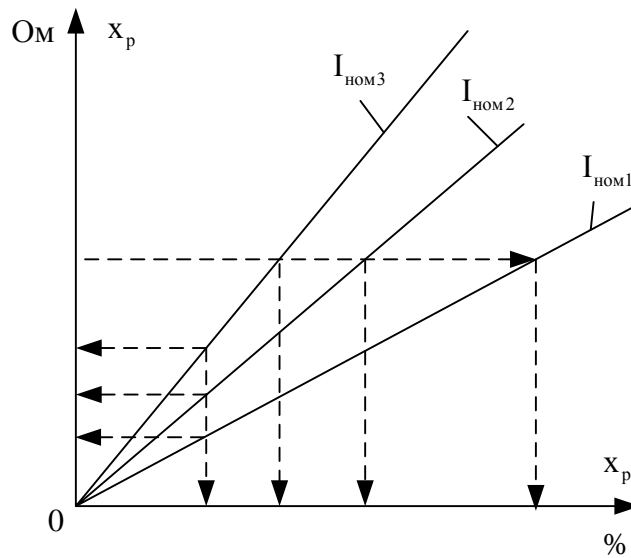


Рисунок 3.3 – Струмообмежуюча дія реакторів з різним номінальним струмом ( $I_{ном1} > I_{ном2} > I_{ном3}$ ).

Лінійний реактор, що включається послідовно у відповідну лінію (приєднання), обмежує струм КЗ і підтримує відносно високий рівень залишкової напруги у вузлах передвключеної мережі. Проте в ньому в нормальному режимі мають місце втрати активної і реактивної потужності, втрати енергії, а також падіння і втрата напруги. Стосовно схеми, показаної на рис. 3.5,а, справедливі співвідношення

$$\frac{I_{K-2}}{I_{K-1}} = \frac{1}{1 + x_p / x_c}; \quad (3.9)$$

$$U_{ш.ост} = \sqrt{3} I_K x_p = \frac{E_c x_p / x_c}{1 + x_p / x_c}; \quad (3.10)$$

$$U_{р.норм} = \sqrt{3} I_{нг} x_p \sin \varphi_{нг}; \quad (3.11)$$

$$\Delta P_{р.норм} = 3 I_{нг}^2 R_{р.норм} (I_{нг} / I_{ном})^2; \quad (3.12)$$

$$\Delta Q_{р.норм} = 3 I_{нг}^2 x_p; \quad (3.13)$$

$$\Delta W_{р.норм} = 3 I_{нг}^2 R_{р.т}, \quad (3.14)$$

де  $\tau$  - час максимальних втрат.

Відносно втрат напруги і реактивної потужності кращими характеристиками володіють здвоєні реактори, тобто реактори з виведеної центральної точки обмотки.

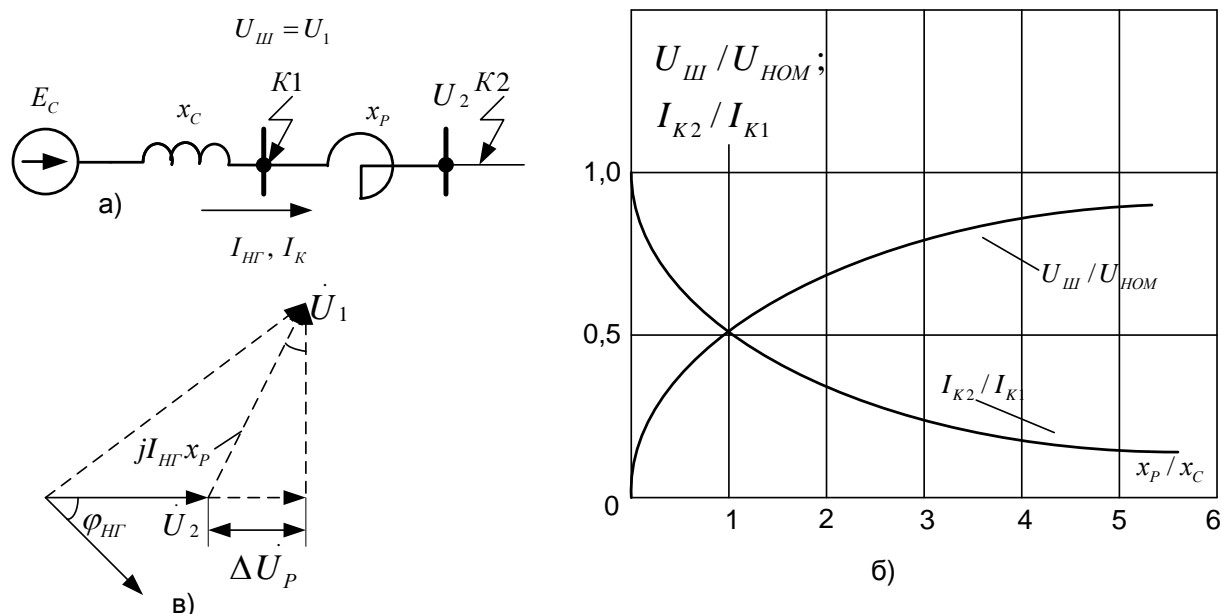


Рисунок 3.5 – Умови роботи лінійного реактора

а - пояснююча схема; б - струмообмежуюча дія реактора;

в - векторна діаграма.

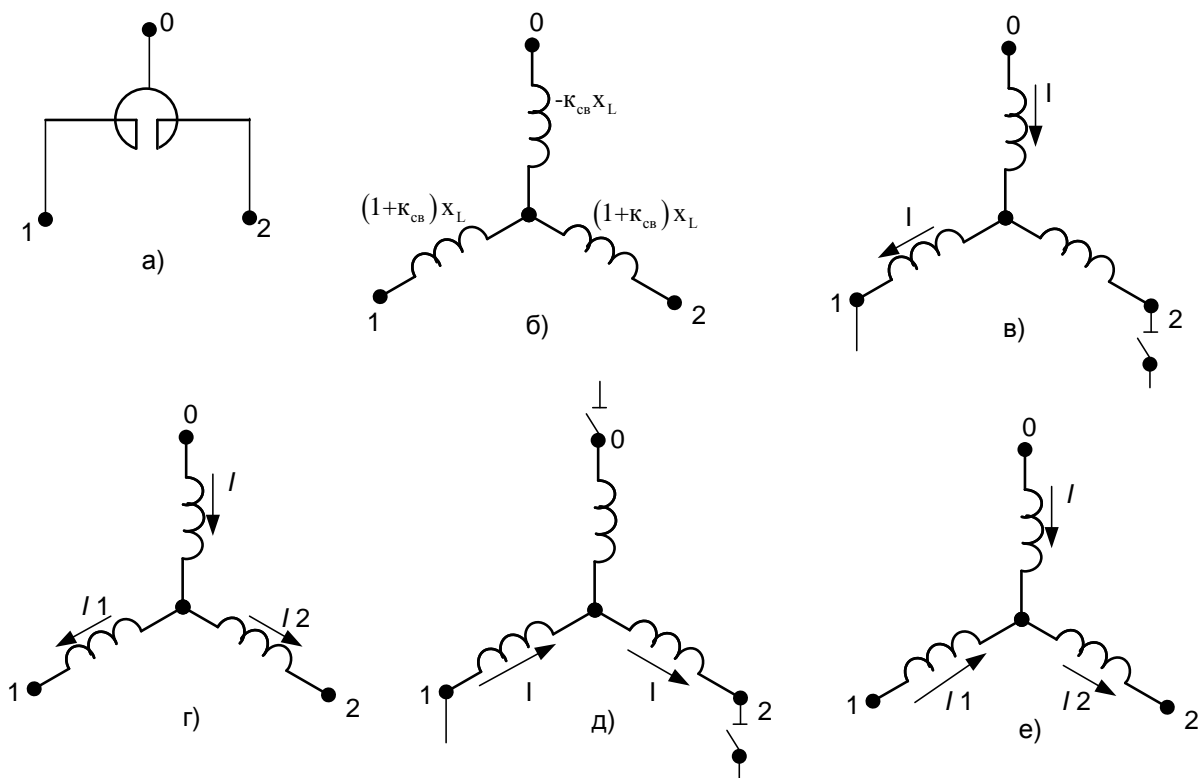


Рисунок 3.6 – Режимы работы здвоєних реакторів.

а - пояснююча схема; б - схема заміщення здвоєного реактора; у - одноланцюговий режим; г - дволанцюговий (крізний) режим; д - подовжній режим; е - подовжній-однотранцюговий(комбінований) режим.

Наявність магнітного зв'язку між гілками реактора дозволяє зменшити втрату напруги в реакторі в нормальному режимі без зниження

струмообмежуючої здатності при КЗ у мережі. Коефіцієнт магнітного зв'язку ідентичних гілок обмотки реактора рівний:

$$k_{св} = M / \sqrt{L_1 L_2} = M/L. \quad (3.15)$$

Схема заміщення зведеного реактора приведена на рис. 3.6,б. У зведених реакторів розрізняють одноланцюговий (рис. 3.6,в), дволанцюговий або крізний (рис. 3.6,г), подовжній (рис. 3.6,д) і подовжній-однотранцюговий (комбінований) (рис 3.6,е) режими.

Результуючі опори в цих режимах відповідно рівні:

$$\left. \begin{aligned} x_{однот} &= x_L; \\ x_{двол} = x_{св} &= \frac{1}{2}(1 - k_{св})x_L \text{ при } I_1 = I_2; \\ x_{под} &= 2(1 + k_{св})x_L. \end{aligned} \right\} \quad (3.16)$$

Значення коефіцієнта зв'язку зведених реакторів лімітується допустимим рівнем напруги на відключеній (або слабо навантаженій) гілці реактора при КЗ на іншій гілці (рис. 3.7). Практично зведені реактори виконують з  $k_{св} = 0,4 \div 0,6$ .

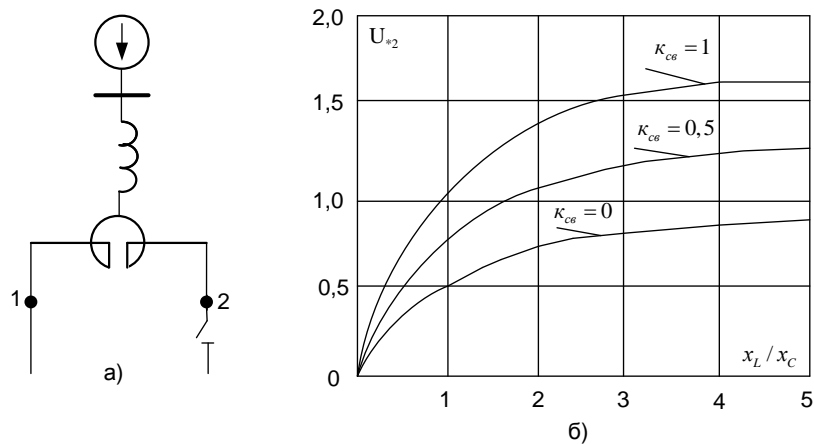


Рисунок 3.7 – Напруга на виведеннях відключеної гілки зведеного реактора при КЗ на виведеннях іншої гілки.

а - пояснююча схема; б - залежність напруги від коефіцієнта зв'язку і відносного опору гілки реактора

Секційні реактори зважаючи на особливості схеми включення надають при інших рівних умов менша струмообмежуюча дія, чим лінійні реактори. Крім того, вони мають, як правило, значний номінальний струм за умовами забезпечення необхідних перетікань потужності в післяаварійних і

ремонтних режимах; це також знижує їх струмообмежуюча дію.

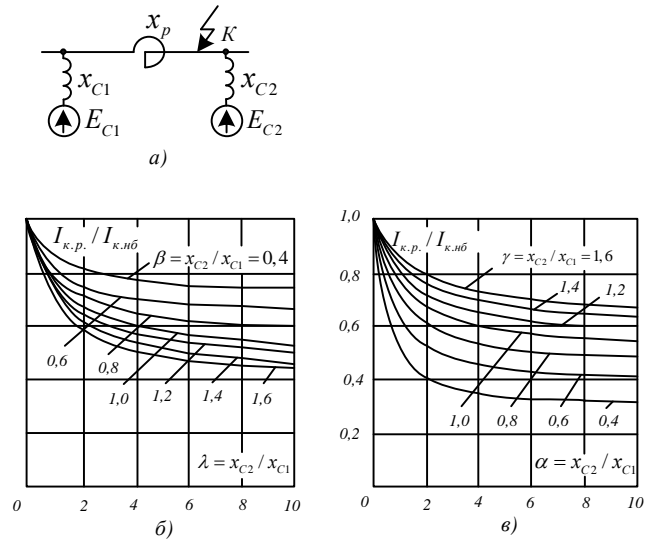


Рисунок 3.8 – До оцінки струмообмежуючої дії секційного реактора.

а - пояснююча схема; б, в - струмообмежуюча дія реактора

Стосовно схеми, на рис. 3.14,а, за умови, що еквівалентні е. д. с. узагальнених систем з однією і з іншою сторін від ректора рівні ( $E_{c1} = E_{c2} = 1$ ), маємо:

$$\frac{I_{к.р}}{I_{к.нб}} = \frac{1}{1 + \frac{\beta^2 \alpha}{1 + \beta + \beta \alpha}} = \frac{1}{1 + \frac{\alpha}{\gamma^2 + \gamma + \alpha \gamma}} = \frac{1}{1 + \frac{\lambda \beta}{1 + \beta + \lambda}} \quad (3.17)$$

де  $\alpha = x_p / x_{c2}$ ;  $\beta = x_{c2} / x_{c1}$ ;  $\lambda = x_p / x_{c1}$ ;  $\gamma = x_{c1} / x_{c2}$ ;  $I_{к.р}$  - струм в точці КЗ за наявності в мережі секційного реактора;  $I_{к.нб}$  - найбільший струм в точці КЗ за відсутності в мережі секційного реактора (секційний ланцюг замкнутий).

Як видно з рис. 3.8,б і в, струмообмежуюча дія секційних реакторів відносно невелика залежить від співвідношення опорів реактора і узагальнених систем.

Ефективність секційних реакторів падає із збільшенням щільності мережі, що обумовлено зростаючим впливом шунтуючих ланцюгів.

На відміну від лінійних реакторів для секційних реакторів характерні невеликі втрати потужності, енергії і напруги в нормальному режимі роботи електроустановки.

Реактори з нелінійною характеристикою. До реакторів з нелінійною характеристикою відносяться керовані реактори, що насичаються.

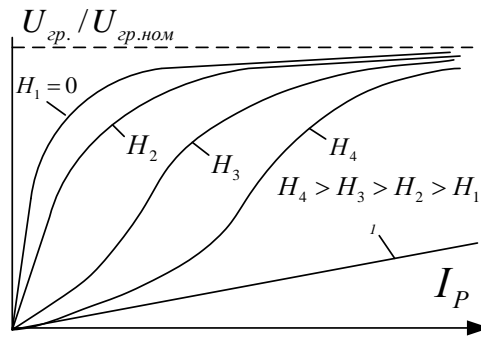


Рисунок 3.9 – Вольт-амперні характеристики керованого реактора при різному ступені підмагнічування магнітопроводу полем постійного струму

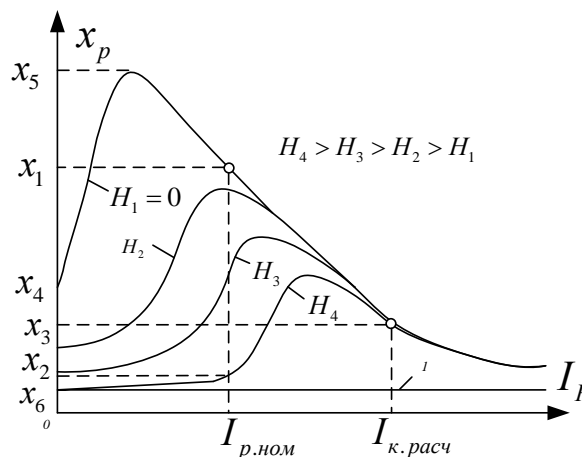


Рисунок 3.10 – Залежність еквівалентного опору керованого реактора, Ом, від струму в обмотці змінного струму і від ступеня підмагнічування магнітопроводу полем постійного струму

Керовані реактори - це регульовані реактори із сталлю, зміна параметрів яких здійснюється за рахунок підмагнічування магнітопроводу водами (звичайно полем постійного або випрямленого струму). Розрізняють керовані реактори з подовжнім, поперечним і кільцевим підмагнічуванням.

Шляхом спеціальної схеми з'єднання обмоток або їх відповідного взаємного розташування у вказаних реакторах забезпечується розв'язка індуктивних зв'язків ланцюгів постійного і змінного струмів. Реактори з кільцевим підмагнічуванням володіють, крім того, магнітною симетрією, що дозволяє одержати практично синусоїдальний (без гармонік) струм при широкому діапазоні зміни струму підмагнічування. Для оцінки можливих параметрів керованих реакторів використовують криві подвійного намагнічування феромагнітних матеріалів.

Якісна картина зміни характеристик керованого реактора при різних ступенях підмагнічуванням показана на рис. 3.9 і 3.10.

У керованих реакторів розрізняють коефіцієнт регулювання  $k_{\text{рег}}$  і коефіцієнт струмообмеження  $k_{\text{со}}$ . Перший характеризує ступінь зниження опорів реактора за рахунок підмагнічуванням при номінальному струмі в обмотці змінного струму, а другий - ступінь збільшення опору реактора при розрахунковому струмі КЗ у ланцюзі в порівнянні з опором реактора в нормальному режимі при номінальному струмі в обмотці змінного струму і відповідному струмі підмагнічуванням в обмотці постійного струму. Стосовно рис. 3.10

$$k_{\text{рег}} = x_1 / x_2 \text{ і } k_{\text{со}} = x_3 / x_2 . \quad (3.18)$$

Розроблені у ряді організацій керовані реактори різних типів і конструкцій мають

$$k_{\text{рег}} \approx 8 \div 10 \text{ і } k_{\text{со}} \approx 4 \div 7 .$$

Реактор, що насичується - це некерований реактор з нелінійною характеристикою (із сталлю), не лінійність якої обумовлена насиченням магнітної системи або її частини полем обмотки змінного струму. Реактор складається з магнітопроводу (замкнутого або з повітряними зазорами) тієї або іншої конструкції і посадженої на нього обмотки змінного струму. Опір реактора нелінійно залежить від струму його обмотки. За відсутності повітряних зазорів ця залежність подібна залежності  $\mu = f(H)$ .

Реактор, що насичується, може працювати як на висхідній, так і на низхідній частинах своєї характеристики  $x_p = f(I)$ . У першому випадку еквівалентний опір реактора росте із збільшенням струму і може змінюватися в межах від  $x_4$  до  $x_5$  (див. рис. 3.10), а в другому випадку зменшується із збільшенням струму і може змінюватися в межах від  $x_5$  до  $x_6$ . Робота на висхідній частині характеристики перевантаження, оскільки при цьому можна одержати бажаний струмообмежуючий ефект без появи нелінійних спотворень параметрів режиму. Проте як по технічних, так і за техніко-економічними умовами забезпечення роботи реактора на висхідній частині характеристики при широкому діапазоні зміни струму в його обмотці досить



утруднено. При роботі на низхідній частині характеристики вдається одержати регулюючий ефект, проте при цьому з'являються нелінійні спотворення параметрів режиму. На цій частині характеристики принципово можливо одержати також і струмообмежуючий ефект реактора, якщо із збільшенням струму реактора буде забезпечене зменшення напруженості магнітного поля в магнітопроводі. З урахуванням сказаного реактори, що насичуються, можуть або безпосередньо використовуватися як струмообмежуючих пристроїв, або входити як нелінійні елементи до складу складніших струмообмежуючих пристроїв.[6]

### 3.3 Трансформатори і автотрансформатори з розщепленою обмоткою низької напруги

На електричних станціях і підстанціях знайшли застосування силові трансформатори і автотрансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги, оскільки це дозволяє істотно понизити струм КЗ у мережі нижчої напруги. Що підвищують трансформатори і автотрансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги використовуються для формування укрупнених блоків електростанцій, особливо на ГЕС, а що знижують трансформатори і автотрансформатори застосовуються на підстанціях енергосистем і промислових підприємств; знижувальні трансформатори використовуються також в системі власних потреб потужних теплових і атомних електростанцій. Характерні схеми з'єднання силових трансформаторів і автотрансформаторів з розщепленою на дві або три частини обмоткою нижчої напруги і відповідні їм схеми заміщення приведені на рис. 3.11. Для вказаних трансформаторів і автотрансформаторів специфічними параметрами є:

- опір розщеплювання  $x_{\text{розщ}}$ , рівне опору між виведеннями двох довільних частин розщепленої обмотки. Звичайно частини розщепленої обмотки повністю ідентичні і тому

$$x_{\text{розщ}} = x_{\text{Н1-Н2}} = x_{\text{Н1-Н3}} = x_{\text{Н3-Н3}} ; \quad (3.19)$$

- крізний опір  $x_{\text{кріз}}$ , рівний опору між виведеннями обмотки вищої напруги

(або об'єднаними виведеннями обмоток вищої і середньої напруги) і об'єднаними виведеннями частин розщепленої обмотки нижчої напруги;  
 - коефіцієнт розщеплювання  $k_{розщ}$ , рівний відношенню опору розщеплювання до крізного опору:

$$k_{розщ} = X_{розщ} / X_{кріз} . \quad (3.20)$$

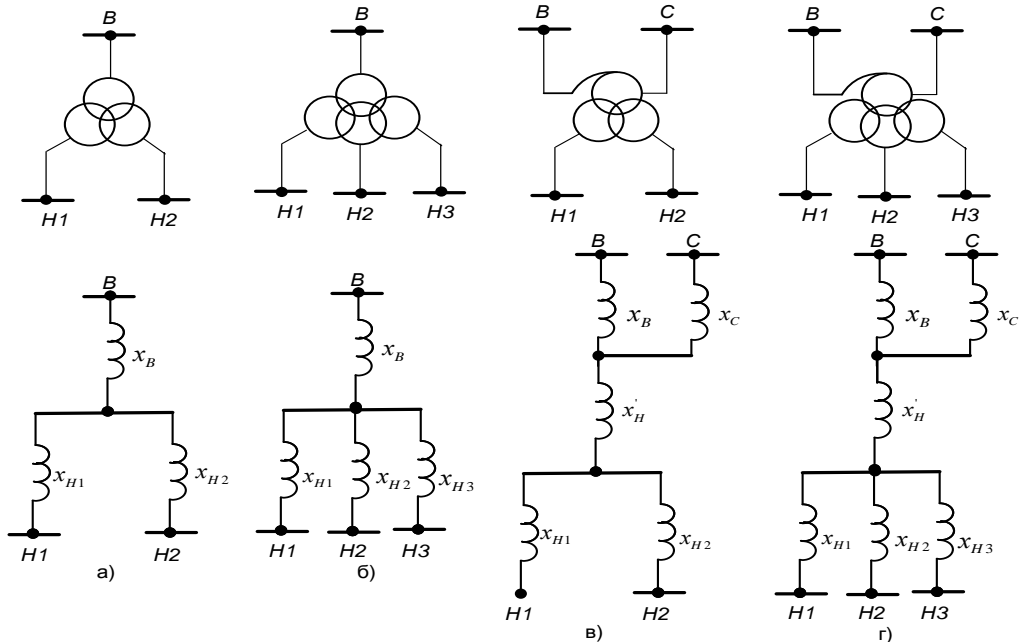


Рисунок 3.11 Початкові схеми з'єднання силових трансформаторів і автотрансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги і відповідні їм схеми заміщення.

- а - трансформатор з розщеплюванням обмотки на дві частини;
- б - трансформатор з розщеплюванням обмотки на три частини;
- в - автотрансформатор з розщеплюванням обмотки на дві частини;
- г - автотрансформатор з розщеплюванням обмотки на три частини.

При розщеплюванні обмотки на дві частини  $k_{розщ} \leq 4$ , при розщеплюванні обмотки на три частини  $k_{розщ} \leq 6$ .

Вхідні сюди знаки рівності характерні для силових трансформаторів і автотрансформаторів, складених з груп однофазних елементів. З урахуванням сказаного параметри елементів схем заміщень, показаних на рис. 3.11, будуть наступні:

для схеми заміщення, представленої на рис. 3.11, а:

$$X_{H1} = X_{H2} = X_{розщ} / 2 = X_{кріз} / k_{розщ} 2; \quad (3.21)$$

$$x_B = x_{\text{кріз}} - x_{\text{розщ}} / 4 = x_{\text{кріз}} (1 - k_{\text{розщ}} / 4) = x_{\text{В-Н}} (1 - k_{\text{розщ}} / 4); \quad (3.22)$$

для схеми заміщення, представленої на рис. 3.11, б:

$$x_{H1} = x_{H2} = x_{H3} = x_{\text{розщ}} / 2; \quad (3.23)$$

$$x_B = x_{\text{кріз}} - x_{\text{розщ}} / 6 = x_{\text{кріз}} (1 - k_{\text{розщ}} / 6) = x_{\text{В-Н}} (1 - k_{\text{розщ}} / 6); \quad (3.24)$$

для схеми заміщення, представленої на рис. 3.11, в:

$$x_{H1} = x_{H2} = x_{\text{розщ}} / 2; \quad (3.25)$$

$$x_B = (x_{\text{В-Н}} + x_{\text{В-Н}} - x_{\text{С-Н}}) / 2; \quad (3.26)$$

$$x_C = (x_{\text{С-Н}} + x_{\text{В-С}} - x_{\text{В-Н}}) / 2; \quad (3.27)$$

$$x_H = (x_{\text{В-Н}} + x_{\text{С-Н}} - x_{\text{В-С}}) / 2; \quad (3.28)$$

$$x'_H = x_H = x_{\text{розщ}} / 4; \quad (3.29)$$

$$k_{\text{розщ}} = x_{\text{розщ}} / x_{\text{кріз}} = x_{\text{розщ}} / x_{\text{кріз.ВС-Н}} = x_{\text{розщ}} / [(x_B \parallel x_C) + x_H]; \quad (3.30)$$

для схеми заміщення, представленої на рис. 3.11, г:

$$x_{H1} = x_{H2} = x_{H3} = x_{\text{розщ}} / 2; \quad (3.31)$$

$$x_B = (x_{\text{В-Н}} + x_{\text{В-С}} - x_{\text{С-Н}}) / 2; \quad (3.32)$$

$$x_C = (x_{\text{С-Н}} + x_{\text{В-С}} + x_{\text{В-Н}}) / 2; \quad (3.33)$$

$$x_H = (x_{\text{В-Н}} + x_{\text{С-Н}} - x_{\text{В-С}}) / 2; \quad (3.34)$$

$$x'_H = x_H = x_{\text{розщ}} / 6; \quad (3.35)$$

$$k_{\text{розщ}} = x_{\text{розщ}} / x_{\text{кріз}} = x_{\text{розщ}} / x_{\text{кріз.ВС-Н}} = x_{\text{розщ}} / [(x_B \parallel x_C) + x_H]; \quad (3.36)$$

Відзначимо, що перед підстановкою у вказані вирази всі опори (напруги КЗ) повинні бути приведені до номінальної потужності трансформатора або автотрансформатора [7].

## 4 ОБМЕЖЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ СТРУМООБМЕЖУЮЧИМИ КОМУТАЦІЙНИМИ АПАРАТАМИ

### 4.1 Загальна характеристика струмообмежуючих комутаційних апаратів

Струмообмежуючі комутаційні апарати обмежують струм КЗ протягом першого напівперіоду появи і далі негайно відключають КЗ. При цьому якщо струм КЗ значний, а очікуваний КЗ струм не перевищує комутаційної здатності апарату, то виконується умова

$$i_{\text{скріз}} < i_{\text{уд.о}}, \quad (4.1)$$

де  $i_{\text{скріз}}$  - крізний струм ланцюга при КЗ;  $i_{\text{уд.о}}$  - очікуваний ударний струм ланцюга при КЗ.

Таким чином, струмообмежуючі комутаційні апарати, до яких, зокрема, відносяться струмообмежуючі запобіжники різних типів конструкцій і обмежувачі ударного струму вибухової дії, обмежують ударний струм КЗ, тобто володіють властивістю безінерційності дії (див. рис. 2.1).

Силові струмообмежуючі запобіжники внутрішньої і зовнішньої установок виготовляються на напруги 3-35 кВ (типів ПК і ПКУ) і на відносно невеликі номінальні струми. У них

$$i_{\text{скріз}} = f(I_{\text{п0}}, I_{\text{ном}}). \quad (4.2)$$

Струмообмежуючі запобіжники відрізняють простотою конструкції і як наслідок відносно невеликою вартістю. Проте запобіжники мають ряд істотних недоліків: одноразову дію, нестабільні струмочасові характеристики, недостатню експлуатаційну надійність; обмежену зону використання по величині номінальних струмів номінальних напруг,

некерованість від зовнішніх пристроїв, зокрема від пристроїв релейного захисту трудність здійснення циклу АПВ ланцюга, що захищається. З урахуванням сказаного область застосування струмообмежуючих запобіжників тих, що існують конструкторські обмеження. Як правило, вони встановлюються в ланцюгах менш відповідальних споживачів.

Запобіжники можуть використовуватися як основні струмообмежуючі комутаційні апарати, включені безпосередньо в ланцюг, що захищається, так і як допоміжні апарати, що шунтують, наприклад, в нормальному режимі секційні або лінійні реактори електроустановки.

Обмежувачі ударного струму вибухового дії є надшвидкодіючі керовані комутаційні апарати одноразової дії з відносно великим номінальним струмом. Такі апарати розроблені у ряді країн.

Конструктивно обмежувач ударного струму є герметизований циліндр, усередині якого розташовується струмонесучий провідник з вмонтованим в ньому піропатроном. Сигнал на вибух піропатрона подається від зовнішнього керівника пристрою. Останнє одержує інформацію про КЗ від вимірювального органу, що реагує на величину струму КЗ і на його першу похідну. Обмеження струму КЗ досягається за час порядку 0,5 мс. Повний час відключення ланцюга складає приблизно 5 мс, тобто  $1/4$  періоду промислової частоти. Для виключення перенапружень в мережі при такому швидкому відключенні струму КЗ вибуховий елемент обмежувача ударного струму шунтується плавким запобіжником спеціальної конструкції; при цьому, як показали випробування, перенапруження не перевищують 18% фазної напруги мережі. Обмежувачі ударного струму можуть забезпечуватися органом напряму потужності, що розширює область їх застосування.

В порівнянні з запобіжниками обмежувачі ударного струму мають ряд переваг; сюди відносяться: керованість від зовнішніх пристроїв, спрямованість дії, відносно великі номінальні струми, стабільність характеристик, підвищена експлуатаційна надійність, можливість здійснення двофазного або трифазного відключення ланцюга. Проте, як і запобіжники,

обмежувачі ударного струму є одноразової дії; крім того, на них скрутно, хоч і можливо, здійснити цикл АПВ ланцюги. Область використання обмежувачів ударного струму, що випускаються в даний час, обмежується мережами з напругою 0,66-35 кВ. Істотними недоліками обмежувачів ударного струму є складність системи їх управління і відносно висока вартість. Можливі схеми включення обмежувачів ударного струму приведені на рис. 4.1

Схеми рис. 4.1,б, г, е, ж - м відрізняються різними способами шунтування одинарних і здвоєних реакторів; це дозволяє ліквідувати втрати потужності і напруги в реакторах в робочих режимах.

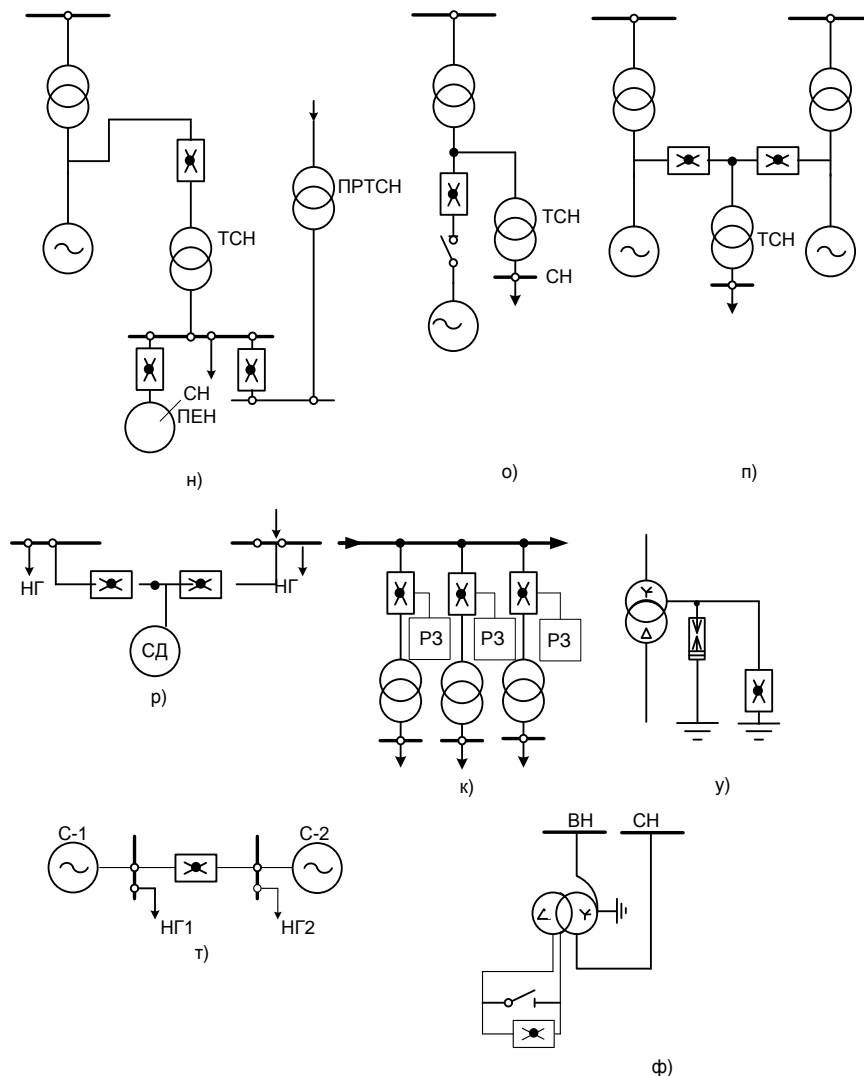


Рисунок 4.1 – Схеми включення обмежувачів ударного струму

У схемах рис. 4.1,в, д обмежувачі ударного струму дозволяють здійснити режим паралельної роботи частин електроустановки при недостатній для цього режиму стійкості і комутаційній здатності мережевого

устаткування. У схемі рис. 4.1,н обмежувачів ударного струму дозволяють зберегти в роботі блок при пошкодженні його трансформатора власних потреб (ВП); дозволяють здійснити безпечний переключення живлення ВП з робітника на резервне джерело і назад; дозволяють безінерційно відключити живильний насос з електроприводом (ЖЕН) при неприпустимих для електроустаткування струмах КЗ у системі ВП (в даному випадку розрахункові умови КЗ у системі ВП можуть бути істотно полегшені за рахунок виключення з розрахункової схеми (ЖЕН)). У схемі на рис. 4.1,о обмежувача ударного струму дозволяє встановити апарат ланцюги блоку полегшений апарат - вимикач навантаження. У схемах на рис. 4.1,я,р комбінація з двох обмежувачів ударного струму з органами напряму потужності дозволяє забезпечити надійне живлення споживачів від двох незалежних джерел, що особливо важливо для ряду споживачів хімічної промисловості, а також для так званих споживачів «нульової категорії», що не допускають перерв електропостачання. У схемі на рис. 4.1,с обмежувачів ударного струму дозволяють практично виключити вплив КЗ у трансформаторах підстанцій, що приєднуються на відгалуженнях, на режим роботи елементів зовнішньої мережі, зокрема на режим інших підстанцій, що приєднуються на відгалуженнях даної живлячої лінії. У схемі на рис. 4.1,т обмежувача ударного струму дозволяє здійснити безінерційне автоматичне ділення мережі КЗ. У схемі на рис. 4.1,у обмежувача ударного струму здійснює розземлення нейтралі силового трансформатора при великих струмах КЗ на землю. У схемі на рис. 4.1,ф обмежувача ударного струму розмикає третинну обмотку автотрансформатора при виникненні в прилеглих мережах великих струмів КЗ на землю. Як видно, в область використання обмежувачів ударного струму енергосистемах може бути досить широка.[8]

#### 4.2 Струмообмежуючі пристрої резонансного типу

Резонансні струмообмежуючі пристрої засновані на використанні ефекту резонансу напруги при робочих режимах роботи відповідного ланцюга і розладу резонансу при аварійних режимах.

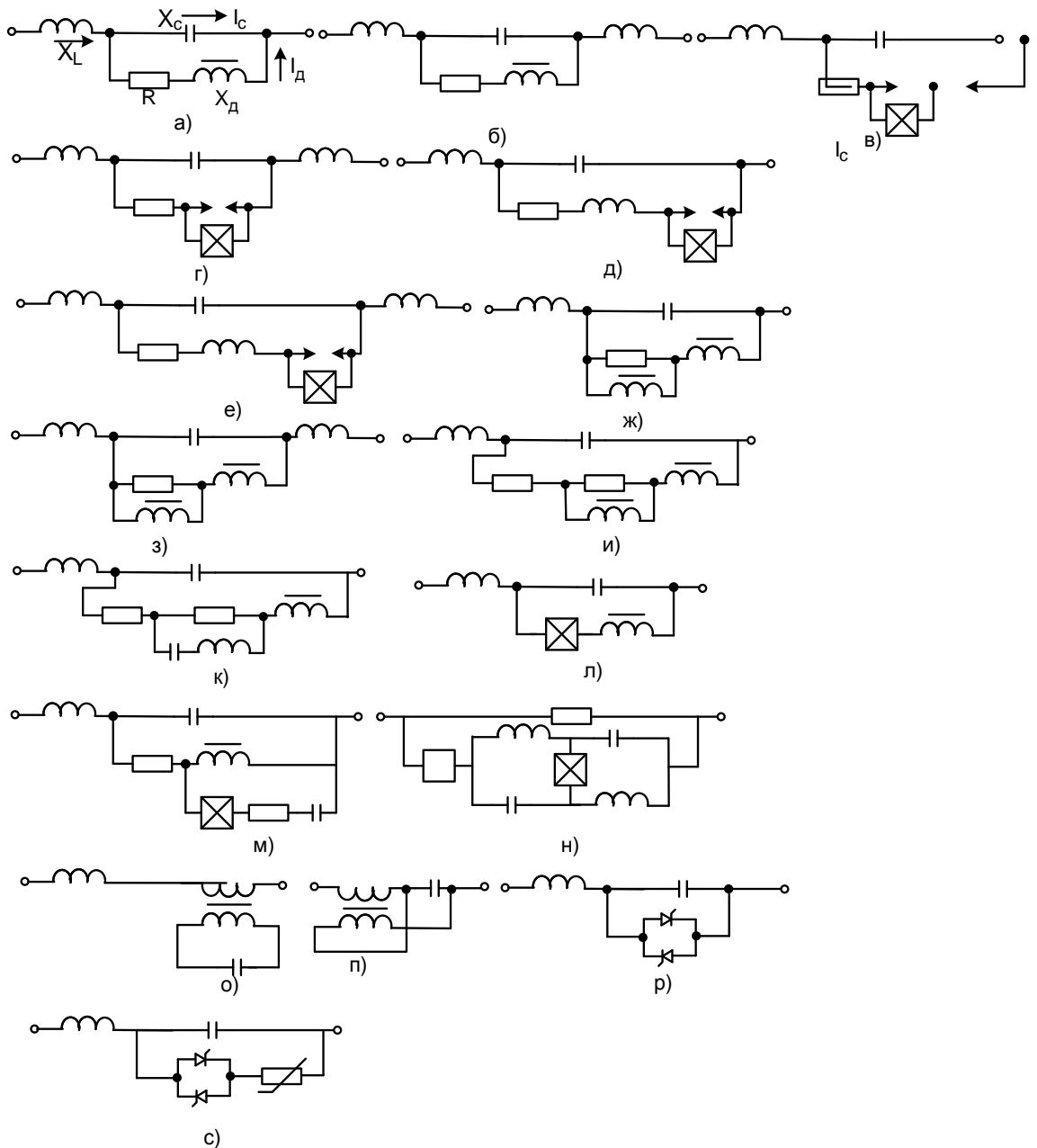


Рисунок 4.2 – Струмообмежуючі пристрої резонансного типу

В даний час відомо більше 100 варіантів і модифікацій резонансних струмообмежуючих пристроїв, елементів, що відрізняються складом, способом розладу резонансу.

Основні типи таких пристроїв представлені на рис. 4.2. У схемах на рис. 4.2,а, б, ж, з, і, к, м розлад резонансу здійснюється реактором з нелінійною характеристикою; у схемах на рис. 4.2,в, г, д, е - розрядником, який потім шунтується вимикачем або іншим швидкодіючим комутаційним



апаратом, розрахованим на тривалий супроводжуючий струм; у схемах на рис. 4.2,л, н - швидкодіючим вимикачем; у схемах на рис. 4.2,о, п - шляхом насичення магнітопроводу і зміни параметрів гілки намагнічення силового трансформатора послідовного включення; у схемах на рис. 4.2,р,с - тиристорним вимикачем. Природно, що ефективність вказаних схем залежить від співвідношення параметрів їх окремих елементів, причому є як технічні, так і техніко-економічні обмеження на область зміни цих параметрів. Розглянемо схему на рис. 4.2,а, з одним нелінійним елементом. Для неї при знехтуванні нелінійними спотвореннями і  $x_L = x_C$ , справедливо співвідношення

$$Z_{c.y} = \frac{x_L^2}{R + j(x_d - x_L)} = \frac{Rx_L^2}{R^2 + (x_d - x_L)^2} + j \frac{x_L^2(x_d - x_L)}{R^2 + (x_d - x_L)^2} = R_e + j(x_L - x_e) \quad (4.3)$$

де  $R_e, x_e$  - еквівалентні вхідні опори контуру С,  $R, x_d$ .

За умовами ефективного струмообмеження, тривалості перехідного процесу в струмообмеженням пристрої, однозначності вольт-амперної характеристики струмообмеженого пристрою (відсутність ефекту, тригера), умовам роботи конденсаторної батареї і мінімуму втрат активної потужності в робочих режимах на параметри пристрою накладаються наступні обмеження:

$$\frac{R}{x_L} \geq 0,3; \frac{x_{д.нас}}{x_L} < 1; U_{Скз} \leq U_{Спг.доп} = k_U U_{Сном}; x_{д.ненас} / x_L > 10. \quad (4.4)$$

Залежно від місцевих умов а бажаної граничної кратності струму КЗ по відношенню до номінального струму ланцюга  $k_I = I_{к.пр} / I_{ном}$  вибирають при вказаних, обмеженнях параметри окремих елементів.

Слідє відмітити, що резонансні струмообмежуючі пристрої навіть без елементів, що турбують, резонанс, поводяться як «гнучка пробка», обмежуючи швидкість наростання струму КЗ у ланцюзі, причому це обмежене тим вище, чим вище добротність реактивних елементів. У загальному випадку струм КЗ у ланцюзі з послідовним резонансом (резонансом напруг) на частоті мережі, коли ця частота і частота власних коливань резонансного контуру однакові, змінюється згідно із законом

$$i = I_{\infty\text{макс}}(1 - e^{-bt})\cos(\omega t + \alpha_i), \quad (4.5)$$

де  $I_{\infty\text{макс}}$  - амплітуда сталого струму КЗ у ланцюзі;  $b = \omega_0 / 2Q$  - коефіцієнт загасання;  $\omega$  - частота мережі;  $\omega_0 = 1 / \sqrt{LC}$  - частота власних коливань резонансного контуру;  $Q$  - добротність контуру;  $\alpha_i$  - початкова фаза струму КЗ.

Дослідження статичних і динамічних режимів схем з резонансними струмообмежуючими пристроями по рис. 4.2,а-с, виконане в МЕІ на аналогові ЕОМ і на лабораторних установках, показало технічну реалізованість і ефективність вказаних струмообмежуючих пристроїв. Важливо відзначити, що резонансні струмообмежуючі пристрої при відповідному виборі параметрів елементів можуть виконують: функції системних елементів багатоцільового призначення - регулювати напругу в мережі, обмежуючи струм КЗ і забезпечувати динамічне гальмування генераторів при КЗ.

#### 4.3 Струмообмежуючі пристрої трансформаторного типу

Основним елементом струмообмежуючі пристроїв трансформаторного типу є трансформатор послідовного включення, у вторинний ланцюг якого включено той або інший нелінійний опір, у тому числі і з релейною (пороговою) характеристикою. Параметри трансформатора послідовного включення вибираються так, щоб при граничному струмі КЗ у ланцюзі і розімкненій вторинній обмотці його магнітопровід не насичався.

Струмообмеження в схемі, показаній на рис. 4.3,а, здійснюється шляхом розмикання вторинної обмотки трансформатора обмежувачем ударного струму або іншим безінерційним комутаційним апаратом; у схемі на рис. 4.3,б - тиристорним вимикачем. У схемі на рис. 4.3,в вторинна обмотка трансформатора замкнута на ємнісний опір, що дозволяє компенсувати падіння напруги в первинному ланцюзі струмообмежуючого пристрою. Тиристорний вимикач дозволяє регулювати вхідний опір

струмообмежуючого пристрою, а обмежувач ударного струму розмикає вторинний ланцюг при КЗ у первинному ланцюзі.

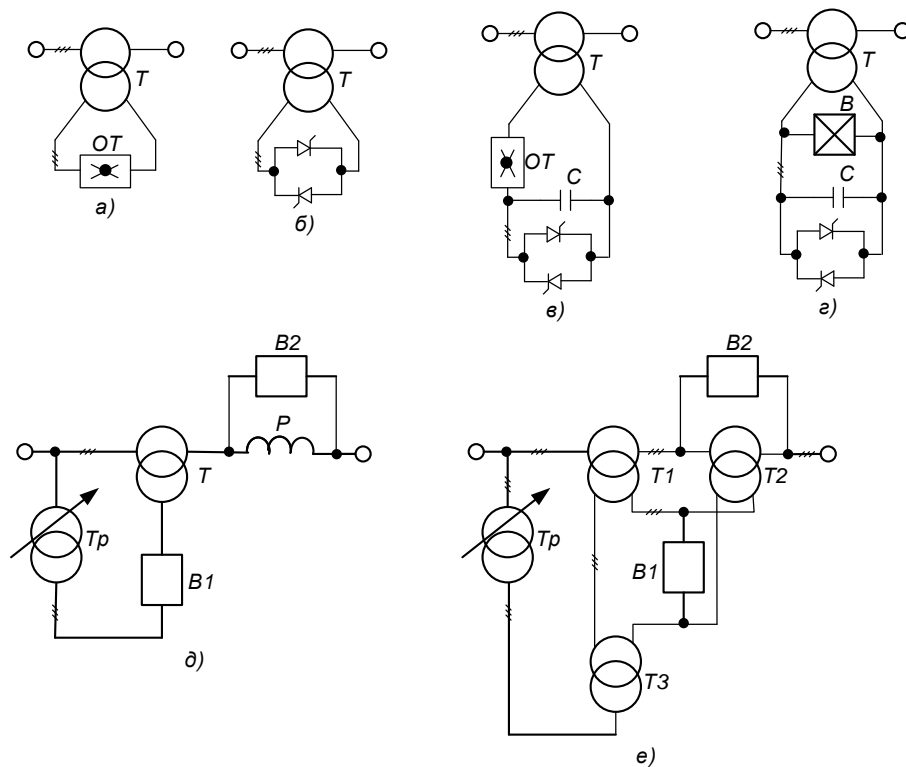


Рисунок 4.3 – Струмообмежуючі пристрої трансформаторного типу

Аналогічне призначення мають конденсаторна батарея і тиристорний вимикач і в схемі рис. 4.3,г. Проте тут струмообмеження досягається шляхом шунтування вимикачем вторинної обмотки трансформатора.

У схемі на рис. 4.3,д вторинної обмотки основного трансформатора замкнута на вторинну обмотку допоміжного трансформатора. Останній виконує функції регульовального трансформатора, як це має місце в типовій схемі включення послідовного регульовального трансформатора. Послідовно з основним трансформатором включений реактор, нормально зашунтований вимикачем. При КЗ у первинному ланцюзі вимикач  $B1$  розмикає вторинну обмотку основного трансформатора; далі, якщо це необхідно за умовами струмообмеження, вимикач  $B2$  дешунтує реактор.

У схемі на рис. 4.3,е використовується чотири трансформатори, два з яких ( $T1$  і  $T2$ ) послідовно включені в ланцюг, що захищається, причому первинна обмотка трансформатора  $T2$  зашунтована вимикачем  $B2$ . Трансформатор  $TP$  виконує функції регулюючого трансформатора, а трансформатор  $T3$  - функції допоміжного розділового трансформатора. У

нормальних умовах швидкодіючий вимикач  $B1$  включений. При КЗ у первинному ланцюзі вимикач  $B2$  відключається; далі, якщо це необхідно за умовами струмообмеження, відключається вимикач  $B2$ . Схема дозволяє одержати глибоке обмеження струмів КЗ. Відоме також значне число модифікацій вказаних схем струмообмежуючих пристроїв трансформаторного типу, які тут не приведені.

#### 4.4 Струмообмежуючі пристрої реакторно-вентильного типу

У струмообмежуючих пристроях реакторно-вентильного типу використовується комбінація реакторів и керованих вентилів (рис 4.4). У схемі на рис. 4.4, а частина витків реактора нормально зашунтована тиристорним вимикачем. При виникненні КЗ у ланцюзі, що захищається, цей вимикач відключається. У схемі на рис. 4.4,б реактора встановлений у вторинному ланцюзі трансформатора послідовного включення, причому в нормальному режимі через нього замикається випрямлений струм, для якого реактор представляє відносно малий опір.

Наявність реактора полегшує роботу тиристорів, що розмикають вторинну обмотку трансформатора при КЗ у ланцюзі, що захищається. На цій ідеї заснована і схема на рис. 4.4,в, де реактор встановлений в діагоналі випрямного моста з тиристорами. По своїм струмообмежуючим характеристикам ця схема близька до схеми з безінерційною дешунтовкою реактора і з подальшим відключенням ланцюга, що захищається, при першому проходженні струму КЗ через нуль. Безінерційне введення реактора і ланцюг тимчасового струму приводить до обмеження ударного струму КЗ і полегшує роботу вентилів, що відключають ланцюг, що захищається.

Схема на рис. 4.4,г відрізняється тим, що тиристорний вимикач встановлений в одній з гілок здвоєного реактора. У нормальному режимі і при КЗ по зовнішній мережі струм вимикача складає приблизно половину струму ланцюга, що захищається; це полегшує умови вибору тиристорів.

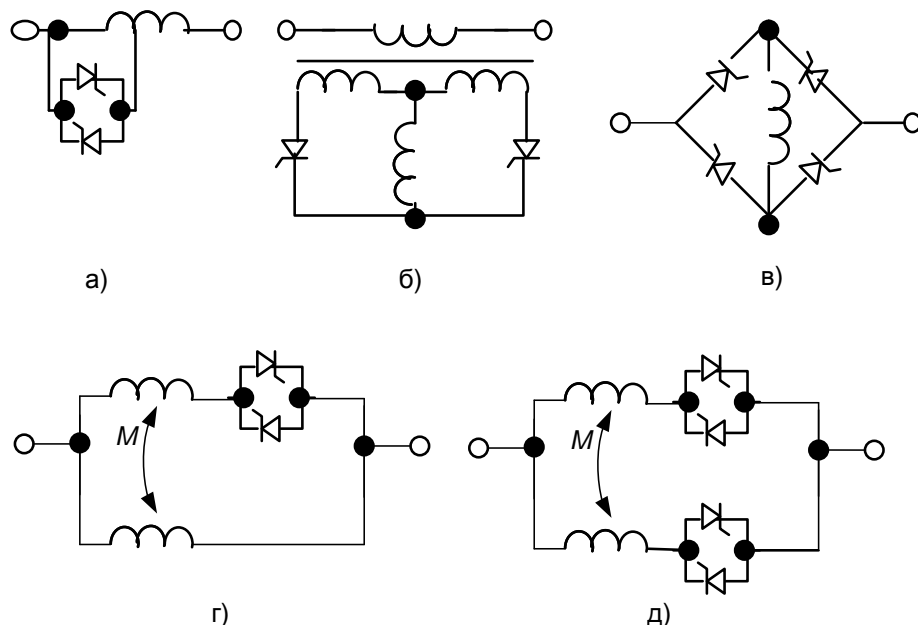


Рисунок 4.4 – Струмообмежуючі пристрої реакторно-вентильного типу

При КЗ у ланцюзі, що захищається, тиристорний вимикач відключає гілку зведеного реактора, дякуючи чому опір ланцюга значно збільшується. Надалі відключення КЗ проводиться як завжди - відповідними мережевими вимикачами. Враховуючи особливості роботи схеми, крізний опір зведеного реактора бажано мати по можливості невеликим. У схемі доцільно використовувати динамічно стійкі до крізного КЗ і з підвищеним коефіцієнтом зв'язку (близько 0,7-0,9, замість того, що звичайно приймається  $k_c = 0,5$ ) зведені реактори.

У схемі на рис. 4.4,д тиристорних вимикачів встановлені і обох гілках зведеного реактора. Один з них при КЗ сприяє значному збільшенню опору, а другий відключає ланцюг при першому проходженні струму КЗ через нуль. Очевидно, що можуть бути і інші схеми реакторно-вентильних струмообмежуючих пристроїв.

#### 4.5 Струмообмежуючі пристрої з надпровідниками

Деякі метали при температурах, близькі до абсолютного нуля 1 - 18 К, стають надпровідниками, тобто мають практично нульовий електричний опір. Проте це явище спостерігається тільки в зоні, де напруженість магнітного поля  $H$  на поверхні надпровідника менше критичної напруженості

поля  $H_{кр}$  при даній температурі  $T$ . Остання повинна бути менше критичної температури  $T_{кр}$ , вищою температурою надпровідного стану, що є. Експериментально встановлено, що зона надпровідного стану металів обмежується осями координат  $H$ - $T$  і кривою, що описується виразом

$$H_{кр} = H_0 [1 - (T/T_{кр})^2], \quad (4.6)$$

де  $H_0$  - критична напруженість поля при температурі, рівній абсолютному нулю.

Змінюючи напруженість магнітного поля на поверхні надпровідника або його температуру (або те і інше), можна надпровідник перевести з надпровідного в резистивний стан. Такий переключення може бути здійснений практично миттєво, що дозволяє явище надпровідності металів принципово використовувати для обмеження струмів КЗ у мережах. Враховуй високу вартість охолодження, струмообмежуючі пристрої з надпровідниками доцільно використовувати там, де явище надпровідності використовується також і в інших елементу електроустановки (генераторах, трансформаторах, лініях електропередачі) і де, може бути використана централізована охолоджуюча (рефрижераторна) установка.

Принципові схеми струмообмежуючих пристроїв з надпровідникам (СП) приведені на рис. 4.5. На схемі рис. 4.5,а показаний надпровідний елемент без зовнішнього управління. Цей елемент може бути включений або в лінію, що захищається, або, що перетворене, в ланцюг секційного (шиноз'єданого) вимикача розподільчого пристрою. При КЗ у мережі, коли струм в ланцюзі СП стає більше критичного (тобто струму відповідного  $H_{кр}$ ), надпровідник переходить в резистивний стан, обмежуючи струм КЗ. Слід зазначити, що в цій схемі повинні бути прийняті заходи для захисту самого надпровідника від перегорання під час переходу його в резистивний стан. Інакше він розірве ланцюг як струмообмежуючий запобіжник, вийде з ладу і буде непридатний для подальшої експлуатації.

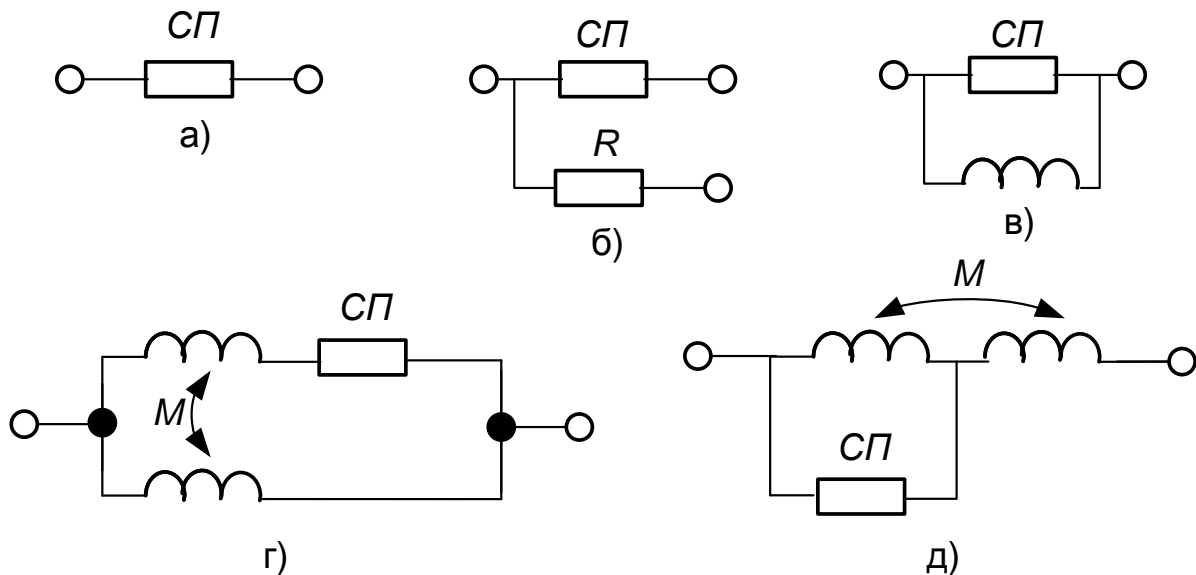


Рисунок 4.5 – Струмообмежуючі пристрої з надпровідниками

Більш довершеним комутаційним апаратом є кріотрон, тобто надпровідник з управлінням зовнішнім магнітним полем (під дією системи автоматики). Він може бути включений по схемі на рис. 4.5,б-д. В схемі на рис. 4.5,б кріотрона дешунтує резистор, а в схемі на рис. 4.5,в - реактор. У схемі на рис. 4.5,г кріотрона відключає одну з гілок здвоєного реактора, а в схемі на рис. 4.5,д дешунтує гілка здвоєного реактора [9].

## 5 ОБМЕЖЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ

Для обмеження струмів к. з. на землю в мережах напругою 110-1150 кВ слід збільшувати еквівалентний опір нульової послідовності щодо крапки КЗ. При цьому найбільш логічним представляється збільшення опору тих гілок, які є найбільш специфічними з погляду циркуляції струмів нульової послідовності. Такими гілками є ланцюги заземлення нейтралей трансформаторів і автотрансформаторів і третинні обмотки автотрансформаторів, сполучені в трикутник.

Зміна способу заземлення нейтралей трансформаторів приводить до зміни режиму заземлення відповідної мережі і до зміни умов роботи ізоляції трансформаторів при комутаційних і атмосферних перенапруженнях, а також при виникненні в мережі КЗ на землю. У зв'язку з цим виникає ряд обмежень на умови заземлення нейтралей.

Трансформатори напругою 110 кВ і вище мають ослаблену ізоляцію нейтралі, а саме ізоляцію класу 35 кВ; для якої однохвилинна випробувальна напруга (що діє) рівне 85 кВ. Однохвилинна випробувальна напруга ізоляції нейтралі силових трансформаторів дещо вища і складає для трансформаторів напругою 110, 150 і 220 кВ відповідно 100, 130 і 200 кВ. Дані напруги можуть бути прийняті в якості розрахункові граничних напруг на нейтралях відповідних трансформаторів в режимі КЗ на землю. Що стосується силових трансформаторів напругою 330 кВ і вище, то вони не допускають режиму розземлення нейтралі, тому для них не нормуються однохвилинні і імпульсні випробувальні напруги ізоляції нейтралі. За умовами роботи ізоляції електроустановок мережі напругою 110 кВ і вище повинні бути ефективно заземлені, тобто заземлені так, щоб у них напруга на непошкоджених фазах при КЗ на землю в будь-якій точці не перевищувало 80% лінійної напруги мережі або  $1,4U_{ф.ном}$ . Дана вимога визначається умовами надійної роботи встановлених в мережах так званих 80%-них розрядників. Воно виконується, якщо співвідношення результуючих повних опорів нульової і прямої послідовностей щодо точки КЗ задовольняє умові

$$Z_{0\Sigma} / Z_{1\Sigma} \leq 3 \div 4. \quad (5.1)$$



У мережі, елементи якої мають тільки індуктивний опір, вказана вимога виконується, якщо

$$x_{0\Sigma} / x_{1\Sigma} \leq 5. \quad (5.2)$$

За умовами роботи вимикачів бажано, щоб струми однофазного і двофазного КЗ на землю в будь-якій точці мережі не перевищували струму трифазного КЗ у тій же точці. Ця вимога виконується, якщо

$$x_{0\Sigma} / x_{1\Sigma} \geq 1. \quad (5.3)$$

Таким чином, при виборі режиму заземлення мереж напругою 110 кВ і вище, визначуваного режимом заземлення нейтралей силових трансформаторів, необхідно виконати наступні умови:

$$I_K^{(1)} / I_K^{(3)} \leq 1; I_K^{(1,1)} / I_K^{(3)} \leq 1; \quad (5.4)$$

$$K_3 = U_{ф.з} / U_{ном} \leq 0,8 ; \quad (5.5)$$

$$U_{нт} \leq U_{нт.доп} ; \quad (5.6)$$

$$U_{нт.імп} \leq U_{нт.імп.доп} , \quad (5.7)$$

де  $K_3$  - коефіцієнт заземлення мережі;  $U_{нт.доп}$ ,  $U_{нт.імп.доп}$  - допустимі напруги промислової частоти і імпульсне на нейтралі при КЗ у мережі.

Найпростіше обмеження струмів КЗ на землю можна досягти шляхом розземлення нейтралей частини трансформаторів мережі, якщо це допустимо для ізоляції їх нейтралей і якщо це не приводить при відключенні КЗ до виділення неефективно заземлених або навіть незаземлених ділянок мережі з не усуненим КЗ на землю. Обмеження струмів КЗ на землю можна досягти також шляхом включення в нейтралі силових трансформаторів реакторів або резисторів. Ефективність цих засобів не однакова. При одному і тому ж опорі реактори істотніше обмежують струм КЗ, чим резистори. Крім того, при одному і тому ж ступені струмообмеження напруга на нейтралі трансформаторів у разі використання реакторів виходить нижче, ніж у разі використання резисторів. Проте установка реакторів обважнює умови роботи ізоляції нейтралей при перенапруженнях, особливо атмосферних. Установка резисторів менш ефективна з погляду струмообмеження, але дозволяє забезпечити швидке загасання аперіодичної складової струму КЗ.[11]

Ефективність обмеження струмів КЗ на землю за допомогою реакторів і резисторів може бути оцінена по наступних виразах:

$$\frac{I_{kX}^{(1)}}{I_k^{(1)}} = \frac{1}{1 + \Delta x_0 / \beta} \quad (5.8)$$

і

$$\frac{I_{kR}^{(1)}}{I_k^{(1)}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \Delta R_0^2 / \beta^2}}, \quad (5.9)$$

де  $\beta = 2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma}$ ;  $\Delta x_0$  - приріст індуктивного опору нульової послідовності при установці реакторів;  $\Delta R_0$  - приріст активного опір нульової послідовності при установці резисторів.

Слід зазначити, що вибрані для заземлення нейтралей опори можуть бути постійно включені, а ланцюг заземлення нейтралей, або введені неї тільки при виникненні в мережі КЗ на землю (у нормальному режимі нейтраль може бути або глухо заземлена, або розземлена).

Можливих способів обмеження струмів до. з. на землю достатньо багато (рис. 5.1). Типова схема заземлення нейтралей трансформаторів напругою 110- 220 кВ дана на рис. 5.1,а. Тут нейтраль може бути або глухо заземлена, або розземлена за допомогою заземлювача або короткозамикача. У разі розземлення нейтралі захист її ізоляції від перенапружень здійснюється вентильним розрядником (РВМ-35 і РВМ-20 у трансформаторів 110 кВ; РВС-60 у трансформаторів 150 кВ і РВС-110 у трансформаторів 220 кВ). Досвід експлуатації показав недостатню надійність даної схеми, оскільки вентильні розрядники не розраховані на супроводжуючий струм КЗ.

Більш кращою є схема, показана на рис. 5.1,б; при появі в ланцюзі розрядника значного супроводжуючого струму спрацьовує швидкодіючий короткозамикач, наглухо заземляючи нейтраль. У схемах, приведених на рис. 5.1,в, г, нейтраль трансформаторів нормально ізолювана; при виникненні КЗ на землю швидкодіючим вимикачем або іншим швидкодіючим апаратом в неї вводиться реактор або резистор. Розрядник служить для захисту нейтралі від перенапружень. Схема, приведена на рис. 5.1,д передбачає включення контуру С – D – R настроєного в резонанс на частоті мережі.

У ненасиченому стані реактор  $D$  з нелінійною характеристикою має  $X_{д,ненас} \gg R$ . При появі на нейтралі істотної напруги реактор насичається, турбується резонанс і в ланцюг нейтралі вводиться необхідний активно-індуктивний опір. Наявність в схемі місткості забезпечує захист ізоляції нейтралі від імпульсних перенапружень. Розрядник в даній схемі є додатковим захисним елементом. У схемах, приведених на рис. 5.1, е-з, в нейтраль постійно включені відповідно реактор з нелінійною характеристикою (реактор, що насичується), реактор з лінійною характеристикою або резистор.

У першому випадку опір в нейтралі нелінійно міняється із зміною напруги на нейтралі.

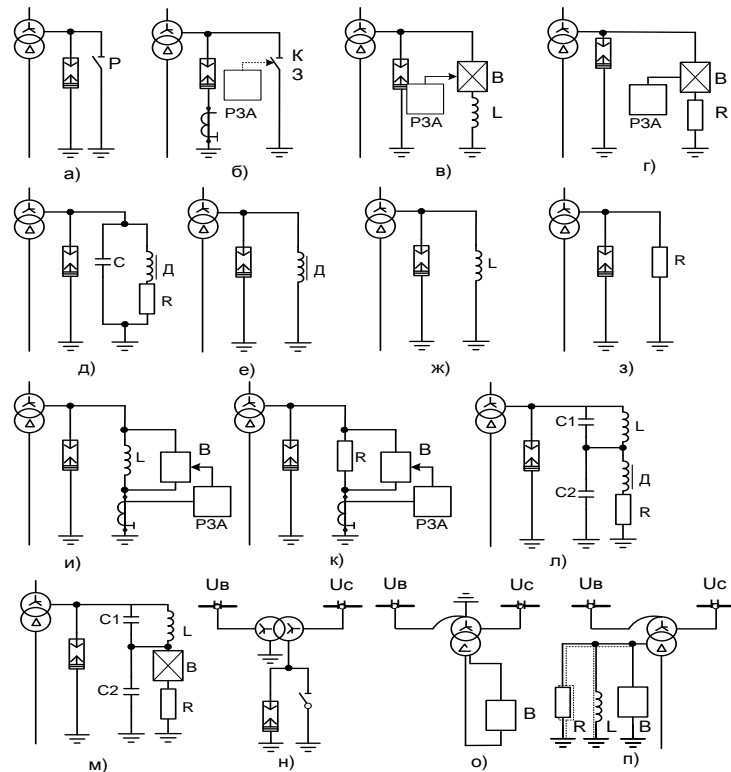


Рисунок 5.1 – Способи обмеження струму КЗ на землю

У всіх трьох схемах захист ізоляції нейтралі від перенапружень здійснюється розрядником. У схемах на рис. 5.1, и, к нейтраль нормально глухо заземлена. При виникненні в мережі КЗ на землю швидкодіючим вимикачем в нейтраль вводиться відповідно реактор або резистор, якщо струм в нейтралі перевищить певне розрахункове значення, визначуване прийнятим режимом заземлення мережі. У даних схемах захист ізоляції нейтралей від можливих перенапружень здійснюється розрядником. Схема

на рис. 5.1,л передбачає два послідовно сполучені контури, що мають  $x_{c1} \gg x_L$  і  $x_{д.ненас} \gg x_{c2}$ . У нормальному режимі струмообмежуючий пристрій налаштований на резонанс напруг на частоті мережі. При КЗ на землю в мережі і появі на нейтралі істотної напруги із-за реактора з нелінійною характеристикою розстроюється резонанс і вводиться в нейтраль необхідне для струмообмеження індуктивний опір. Конденсатори  $C1$  і  $C2$  виконують також функції захисних елементів від імпульсних перенапружень, тому їх бажано брати імпульсного типу. Додатковим захисним елементом є розрядник. Схема на рис. 5.1,м подібна попередній схемі, проте тут розлад резонансу здійснюється швидкодіючим вимикачем або іншим швидкодіючим комутаційним апаратом. Ефективним засобом обмеження струмів КЗ на землю може стати заміна автотрансформаторів зв'язку на трансформатори рівної потужності, що працюють, як правило, з розземленою нейтраллю на стороні середньої напруги (рис. 5.1,н). При такому рішенні здійснюється ділення схеми нульової послідовності по місцю включення трансформатора. Деяке обмеження струмів КЗ на землю можна добитися шляхом безінерційного розмикання третинної обмотки автотрансформаторів, сполученої в трикутник (рис. 5.1,о). Ефективність цього способу струмообмеження залежить від наявності і потужності навантаження третинної обмотки, а також від сумарних опорів нульової послідовності примикаючих до автотрансформатора мереж. За даними ЛПІ напруга на розімкненій третинній обмотці автотрансформаторів в режимі КЗ на землю при широкому діапазоні зміни параметрів зовнішньої мережі не перевищує напівкратної номінальної напруги відповідної мережі. Відзначимо, що за кордоном в експлуатації знаходяться автотрансформатори без третинної обмотки.

Відомі численні пропозиції розземляти в режимі КЗ на землю нейтралі автотрансформаторів або вводити в цьому режимі в ланцюг заземлення нейтралі реактор або резистор (рис. 5.1,п). Аналіз показує, що цей спосіб струмообмеження в більшості випадків практично неприйнятний як за умовами роботи ізоляції самого автотрансформатора, так і за умовами

роботи ізоляції мережі середньої напруги. Тому у вітчизняних енергосистемах він не знайшов застосування.

Для обмеження струмів КЗ на землю можуть бути використані також струмообмежуючі пристрої, що включаються не в нейтраль трансформаторів, а безпосередньо в ланцюг ліній електропередачі [12].

## 6 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

### 6.1 Розрахунок трифазного короткого замикання

Покажемо на рис. 6.1 початкову схему електричної мережі.

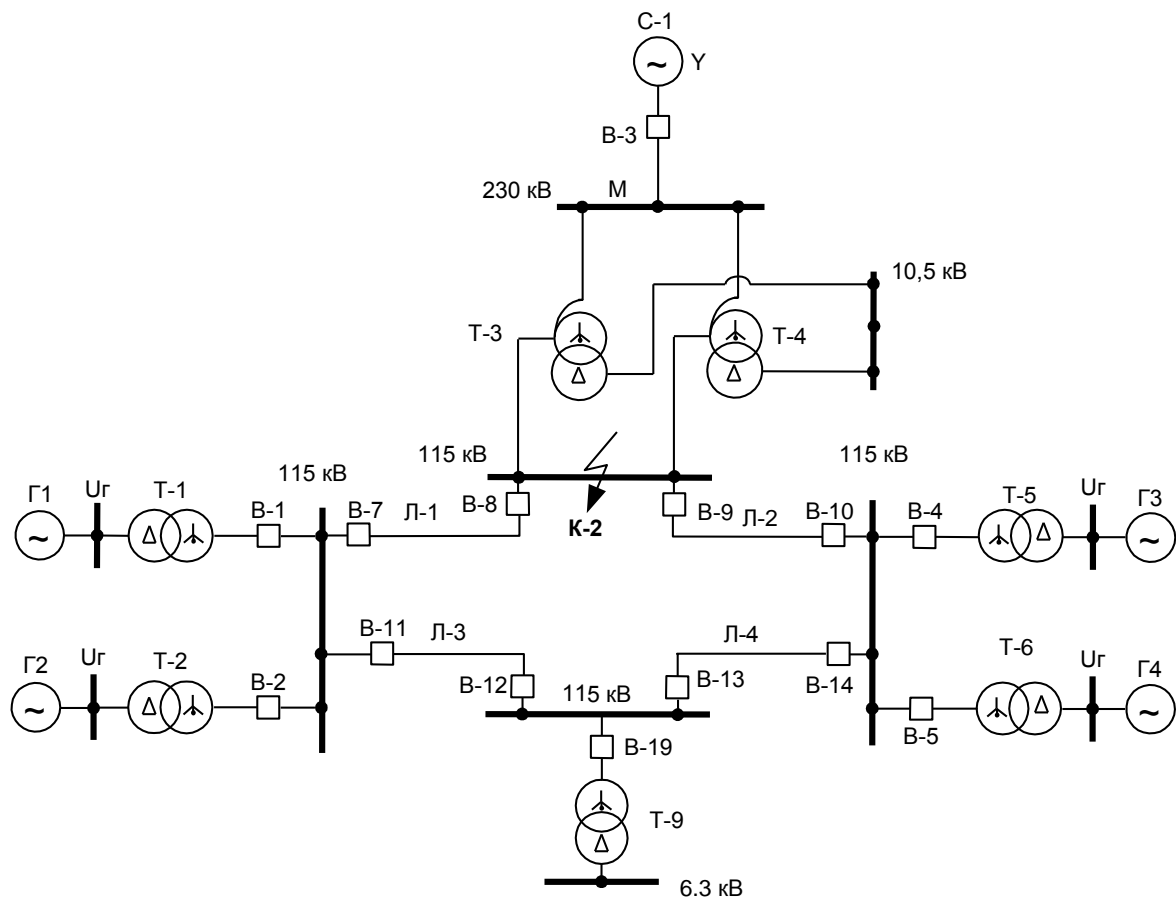


Рисунок 6.1 – Початкова схема електричної мережі із врахуванням комутацій

Для даної схеми розрахунок виконуємо згідно завдання в системі іменованих одиниць за наближеним приведенням. Приймаємо наступні базові умови:

$$U_G = 115(\text{кВ}).$$

Складемо відповідну схему заміщення приведеної електричної мережі (рис. 6.2), згорнемо її та розрахуємо струми КЗ від кожного з джерел струмів КЗ (система, генератори).

Параметри генераторів. Трансформаторів та ліній електропередачі,

відповідно показані в табл.. 6.1– 6.2.

Таблиця 6.1 – Параметри генераторів

Позначення на схемі	Тип	$P_{ном}$ МВт	$\cos \varphi_n$	$U_{ном}$	$X''_d$
Г-1, Г-2,	турбо	200	0,85	15,7	0,19
Г-3, Г-4	гідро	100	0,85	13,8	0,21

Примітки:

1. Приведені параметри відносяться до кожного з генераторів;
2. До початку К.З всі генератори, в розрахунковій схемі працювали в режимі номінального завантаження;
3. Всі генератори мають автоматичне регулювання збудження;
4. В нормальному режимі роботи напруга на шинах генераторів дорівнювала середньономінальній напрузі;
5. Потужність короткого замикання на шинах системи “С”  
 $S_{к.з.} = 1000$  МВА.

Таблиця 6.2 – Параметри трансформаторів

Позначення на схемі	Тип	$S_n$ [МВА]	$U_n$ Обмотки (кВ)			Ук.з. (%)		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
Т-1, Т-2	ТДЦ	250	121	—	15,75	—	10,5	—
Т-3, Т-4	АТДЦТН	200	230	121	11,0	11,0	32,0	20,0
Т-5, Т-6	ТДЦТ	125	121	—	13,8	—	10,5	—
Т-7, Т-8	АТДЦТН	125	330	115	38,5	10,0	35,0	24,0
Т-9	ТД	80	121	—	6,3	—	11,0	—

Примітки:

1. При наявності однакових трансформаторів приведені дані відносяться до кожного окремого трансформатора.
2. З'єднання обмоток трансформаторів вказано на схемі, причому слід приймати, що з'єднання “зірка-зірка” відповідає гр. 12; з'єднання “зірка-трикутник” – гр. 11.

Таблиця 6.3 – Параметри ліній електропередачі

Л1		Л-2		Л-3		Л-4		Л-5		Л-6	
U <sub>ном</sub> (кВ)	L (км)	U <sub>ном</sub> (кВ)	L (км)	U <sub>ном</sub> (кВ)	L (км)	U <sub>ном</sub> (кВ)	L (км)	U <sub>ном</sub> (кВ)	L (км)	U <sub>ном</sub> (кВ)	L (км)
115	100	115	88	115	90	115	85	115	73	115	61

Примітка: Вважати, що опори ліній струмам прямої послідовності  $x_{1\text{пит}}$   
 $= 0,4 \text{ Ом/км}$ , а струмам нульової послідовності  $x_{0\text{пит}} = 3 \times x_{1\text{пит}}$ .

### 6.1.1 Визначення опорів елементів схеми заміщення

Схема заміщення зображена на рис. 6.2. Всі опори виражаємо в іменованих одиницях.

Визначимо потужності генераторів:

$$S_H = \frac{P_H}{\cos\varphi} ; \quad (6.1)$$

$$S_{1H} = S_{2H} = \frac{200}{0,85} = 235,294 \text{ (МВА)};$$

$$S_{3H} = S_{4H} = \frac{100}{0,85} = 117,647 \text{ (МВА)}.$$



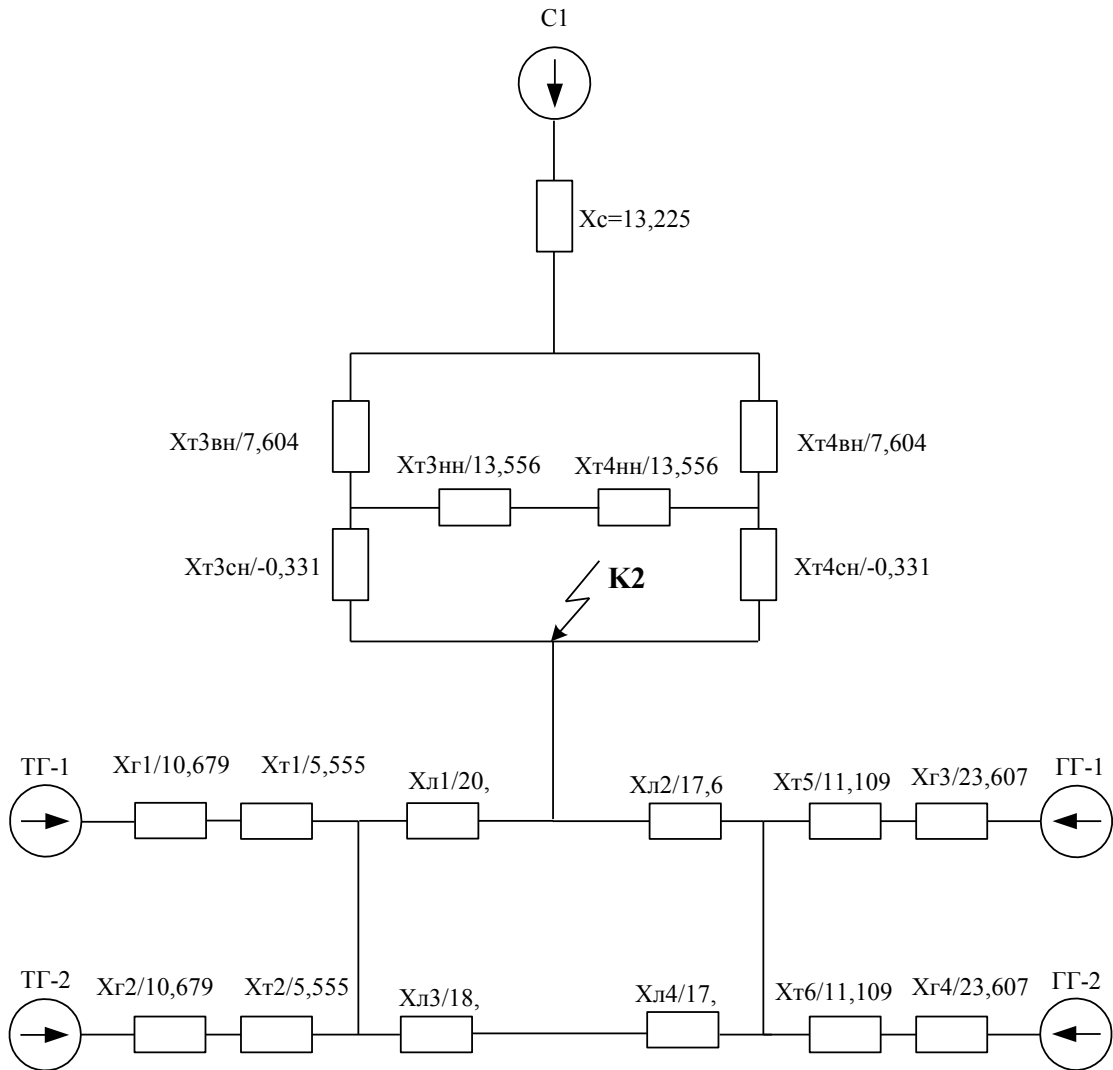


Рисунок 6.2 – Схема заміщення ЕЕС

1). Опір генераторів:

$$x_{Г} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{б}}{S_{H}}; \quad (6.2)$$

$$x_{Г1} = x_{Г2} = 0,19 \cdot \frac{115^2}{235,294} = 10,679 \text{ (Ом)};$$

$$x_{Г3} = x_{Г4} = 0,21 \cdot \frac{115^2}{117,647} = 23,607 \text{ (Ом)}.$$

2). Опір системи:

$$x_{C} = \frac{U_{б}^2}{S_{2C}}; \quad (6.3)$$

$$x_{C} = \frac{115^2}{1000} = 13,225 \text{ (Ом)}.$$

3). Опір ліній:

$$x_{л} = x_0 \cdot l \cdot K^2. \quad (6.4)$$

Враховуємо те, що лінії електропередач дволанцюгові:

$$x_{л1} = \frac{0,4 \cdot 100 \cdot \left(\frac{115}{115}\right)^2}{2} = 20 \text{ (Ом)};$$

$$x_{л2} = \frac{0,4 \cdot 88}{2} = 17,6 \text{ (Ом)};$$

$$x_{л3} = \frac{0,4 \cdot 90}{2} = 18 \text{ (Ом)};$$

$$x_{л4} = \frac{0,4 \cdot 85}{2} = 17 \text{ (Ом)}.$$

4). Опір трансформаторів :

$$x_T = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_H}; \quad (6.5)$$

$$x_{T1} = x_{T2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{250} = 5,555 \text{ (Ом)};$$

$$x_{T5} = x_{T6} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{125} = 11,109 \text{ (Ом)};$$

$$x_{T9} = \frac{11}{100} \cdot \frac{115^2}{80} = 18,184 \text{ (Ом)}.$$

5) Автотрансформатори Т3,Т4:

$$U_B = \frac{1}{2} \cdot (U_{BC} + U_{BH} - U_{CH}) = \frac{1}{2} \cdot (11 + 32 - 20) = 11,5\%;$$

$$U_C = \frac{1}{2} \cdot (U_{BC} + U_{CH} - U_{BH}) = \frac{1}{2} \cdot (11 + 20 - 32) = -0,5\%;$$

$$U_H = \frac{1}{2} \cdot (U_{BH} + U_{CH} - U_{BC}) = \frac{1}{2} \cdot (32 + 20 - 11) = 20,5\%.$$

$$x_B = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{115^2}{200} = 7,604 \text{ (Ом)};$$

$$x_C = \frac{-0,5}{100} \cdot \frac{115^2}{200} = -0,331 \text{ (Ом)};$$

$$x_H = \frac{20,5}{100} \cdot \frac{115^2}{200} = 13,556 \text{ (Ом)}.$$

Оскільки опір середньої сторони менший за нуль  $x_c = -0,331$  (Ом), тоді рахуємо, що опір рівний нулю і ставимо закоротку.

Розглянемо опори  $x_n$  автотрансформаторів Т3,Т4. Оскільки вони закорочені тоді можна їх не враховувати.

### 6.1.2 Перетворення схеми заміщення

Спростимо схему до (рис. 6.3), при цьому додамо послідовно та паралельно опори віток.

$$x_1 = \frac{x_{Г1} + x_{Т1}}{2} = \frac{10,679 + 5,555}{2} = 8,117 \text{ (Ом)};$$

$$x_2 = \frac{x_{Г3} + x_{Т5}}{2} = \frac{23,607 + 11,109}{2} = 17,358 \text{ (Ом)};$$

$$x_3 = \frac{x_{ВАТ3}}{2} + x_c = \frac{7,604}{2} + 13,225 = 17,027 \text{ (Ом)}.$$

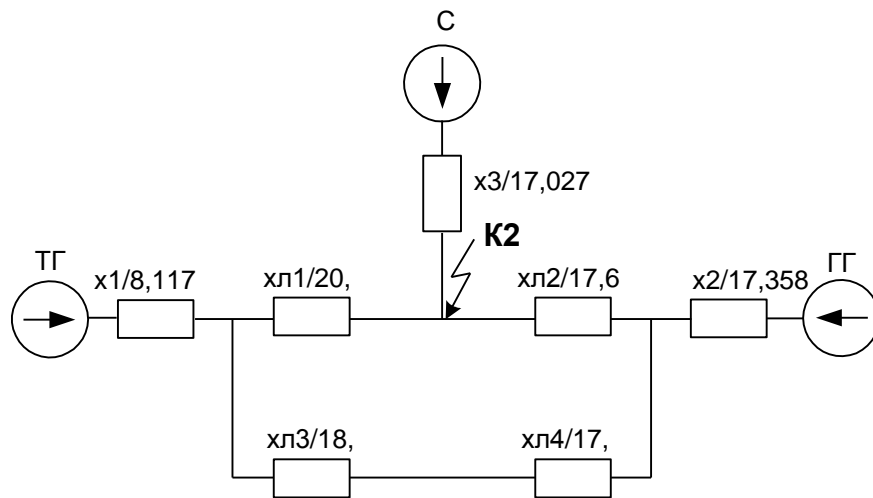


Рисунок 6.3 – Схема заміщення після перетворення

Зробимо перетворення опорів л1, л2 та (л3+л4) із трикутника в зірку.

При цьому в отримаємо схему, зображену на рис. 6.4.

$$x_{\Delta} = x_{л1} + x_{л2} + x_{л3} + x_{л4} = 20, + 17,6 + 18, + 17, = 72,6 \text{ (Ом)};$$

$$x_4 = \frac{x_{л1} \cdot (x_{л3} + x_{л4})}{x_{\Delta}} = \frac{20, \cdot (18, + 17,)}{72,6} = 9,642 \text{ (Ом)};$$

$$x_5 = \frac{x_{л2} \cdot (x_{л3} + x_{л4})}{x_{\Delta}} = \frac{17,6 \cdot (18, + 17,)}{72,6} = 8,485 \text{ (Ом)};$$

$$x_6 = \frac{x_{л1} \cdot x_{л2}}{x_{\Delta}} = \frac{20 \cdot 17,6}{72,6} = 4,848 \text{ (Ом)}.$$

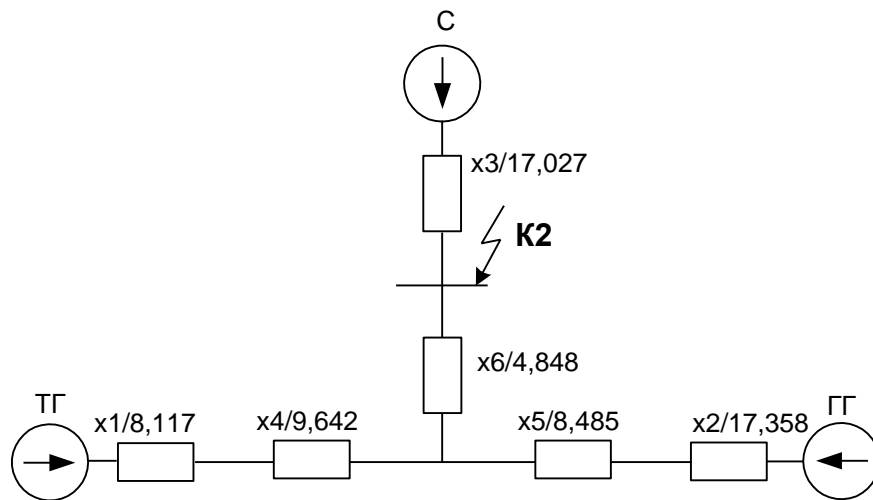


Рисунок 6.4 – Схема заміщення після згорання схеми на рис. 6.3

Послідовно складемо опори, при цьому отримаємо схему, зображену на рис. 6.5:

$$x_7 = x_1 + x_4 = 8,117 + 9,642 = 17,759 \text{ (Ом)};$$

$$x_8 = x_2 + x_5 = 17,358 + 8,485 = 25,843 \text{ (Ом)}.$$

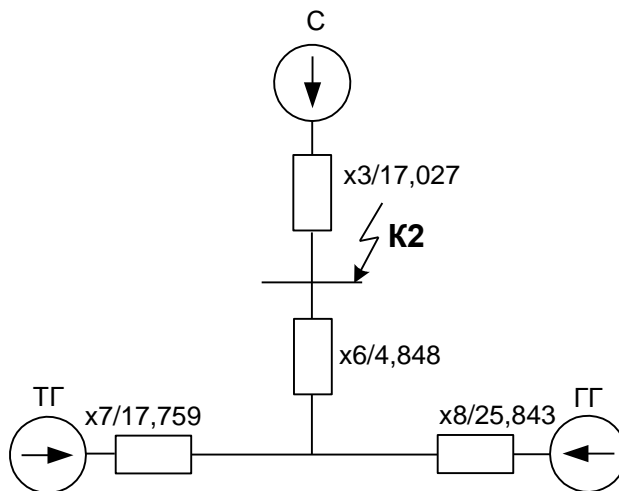


Рисунок 6.5 – Схема заміщення після згорання схеми на рис. 6.4

Зробимо деякі перетворення, при цьому в кінцевому результаті отримаємо схему, зображену на рис. 6.6:

$$x_{\Delta} = x_6 \cdot (x_7 + x_8) = 4,848 \cdot (17,759 + 25,843) = 211,401 \text{ (Ом)};$$

$$x_9 = x_7 + \frac{x_{\Delta}}{x_8} = 17,759 + \frac{211,401}{25,843} = 25,939 \text{ (Ом)};$$

$$x_{10} = x_8 + \frac{x_{\Delta}}{x_7} = 25,843 + \frac{211,401}{17,759} = 37,747 \text{ (Ом)}.$$

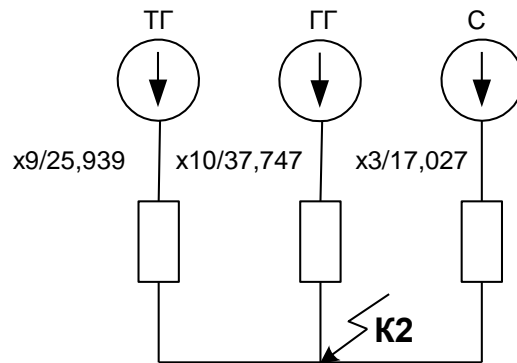


Рисунок 6.6 – Кінцева еквівалентна схема

Знайдемо напруги еквівалентних джерел живлення Г1,Г2. Оскільки генератори та трансформатори однакові, то відповідно напруги еквівалентних джерел будуть рівні напругам самих джерел:

$$E_{1\text{екв}} = 15,7 \text{ (кВ)}.$$

Аналогічно знайдемо напруги еквівалентних джерел живлення Г3,Г4:

$$E_{2\text{екв}} = 13,8 \text{ (кВ)}.$$

### 6.1.3 Визначення надперехідного струму короткого замикання

Визначаємо надперехідні е.р.с. турбо- і гідрогенераторів.

Вважаємо, що до моменту к.з. генератори працювали з номінальними навантаженнями, тоді згідно формул для ТГ і ГГ:

$$E_{\phi}'' = U_{\phi(6)} \sqrt{\cos^2(\varphi_H) + (\sin(\varphi_H) + x_d'')^2}, \quad (6.6)$$

де  $U_{\phi(6)}$  – фазна надперехідна базова напруга;  $x_d''$  – надперехідний опір.

Надперехідна е.р.с. ТГ:

$$E_{\phi}'' = \frac{115}{\sqrt{3}} \sqrt{0,85^2 + (0,527 + 0,19)^2} = 73,824 \text{ (кВ)}.$$

Надперехідна е.р.с. ГГ:

$$E_{\phi}'' = \frac{115}{\sqrt{3}} \sqrt{0,85^2 + (0,527 + 0,21)^2} = 74,687 \text{ (кВ)};$$

Фазна напруга електричної системи, приведена до базової напруги складає

$$\frac{115}{\sqrt{3}} = 66,395 \text{ (кВ)}.$$

На рис. 6.7 покажемо еквівалентні е.р.с. та опори схеми заміщення.

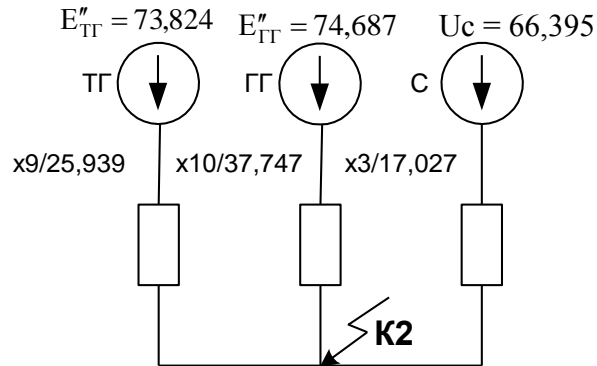


Рисунок 6.7 – Кінцева еквівалентна схема із значеннями е.р.с.

Надперехідний струм від вітки з ТГ:

$$I''_{ТГ} = \frac{E''_{ТГ}}{x_9} = \frac{73,824}{25,939} = 2,846 \text{ (кА)}.$$

Надперехідний струм від вітки з ГГ:

$$I''_{ГГ} = \frac{E''_{ГГ}}{x_{10}} = \frac{74,687}{37,747} = 1,979 \text{ (кА)}.$$

Надперехідний струм від системи:

$$I''_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot x_3} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 17,027} = 3,899 \text{ (кА)}.$$

Результуючий надперехідний струм складає:

$$I''_{\Sigma} = I''_{ТГ} + I''_{ГГ} + I''_C = 2,846 + 1,979 + 3,899 = 8,724 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм визначаємо за формулою:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I''_{\Sigma} \cdot K_y, \quad (6.7)$$

де  $K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1,819$  – ударний коефіцієнт;  $T_a = 0,05$  – постійна часу.

Отже ударний струм дорівнює:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 8,724 \cdot 1,819 = 22,439 \text{ (кА)}.$$

Діюче значення ударного струму визначаємо за виразом:

$$I_y = I_{\Sigma}'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}; \quad (6.8)$$

$$I_y = 8,724 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,819 - 1)^2} = 13,347 \text{ (кА)}.$$

## 6.2 Розрахунок струмів несиметричного короткого замикання

Згідно завдання розраховуємо двофазне коротке замикання на землю  $K^{(1,1)}$ .

Схема заміщення зворотної послідовності така ж, як і прямої, лише ЕРС генераторів і навантажень в неї не вводяться. В точці КЗ буде деяка напруга  $U_{\text{АП}} = 1/3 \cdot (U_A + a^2 \cdot U_B + a \cdot U_C)$ . Тому схему заміщення зворотної послідовності також не будемо розраховувати.

$$x_{\Sigma I} = x_{\Sigma II}.$$

Складемо і розраховуємо лише схему заміщення нульової послідовності.

### 1). Опір автотрансформаторів Т-3 і Т-4:

оскільки опір середньої обмотки рівний нулю, тому враховуємо опір тільки низької обмотки автотрансформаторів:

$$x_{T3\text{нн}} = x_{T4\text{нн}} = 13,556 \text{ (Ом)}.$$

Зобразимо на рис. 6.8 схему заміщення нульової послідовності із врахуванням попередньо розрахованих опорів.

### 2). Опір ліній струмам нульової послідовності:

$$x_{11} = x_{л1} \cdot 3 = 60, \text{ (Ом)};$$

$$x_{12} = x_{л2} \cdot 3 = 52,8 \text{ (Ом)};$$

$$x_{13} = x_{л3} \cdot 3 = 54, \text{ (Ом)};$$

$$x_{14} = x_{л4} \cdot 3 = 51, \text{ (Ом)}.$$

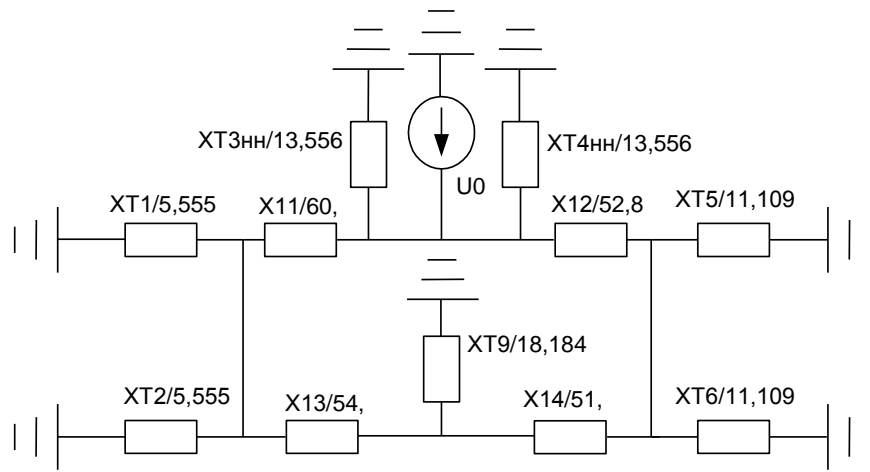


Рисунок 6.8 – Схема заміщення нульової послідовності

Згорнемо схему (рис. 6.9):

$$x_{15} = \frac{x_{T1}}{2} = \frac{5,555}{2} = 2,777 \text{ (Ом)};$$

$$x_{16} = \frac{x_{T5}}{2} = \frac{11,109}{2} = 5,555 \text{ (Ом)};$$

$$x_{17} = \frac{x_{нАТ3}}{2} = \frac{13,556}{2} = 6,778 \text{ (Ом)}.$$

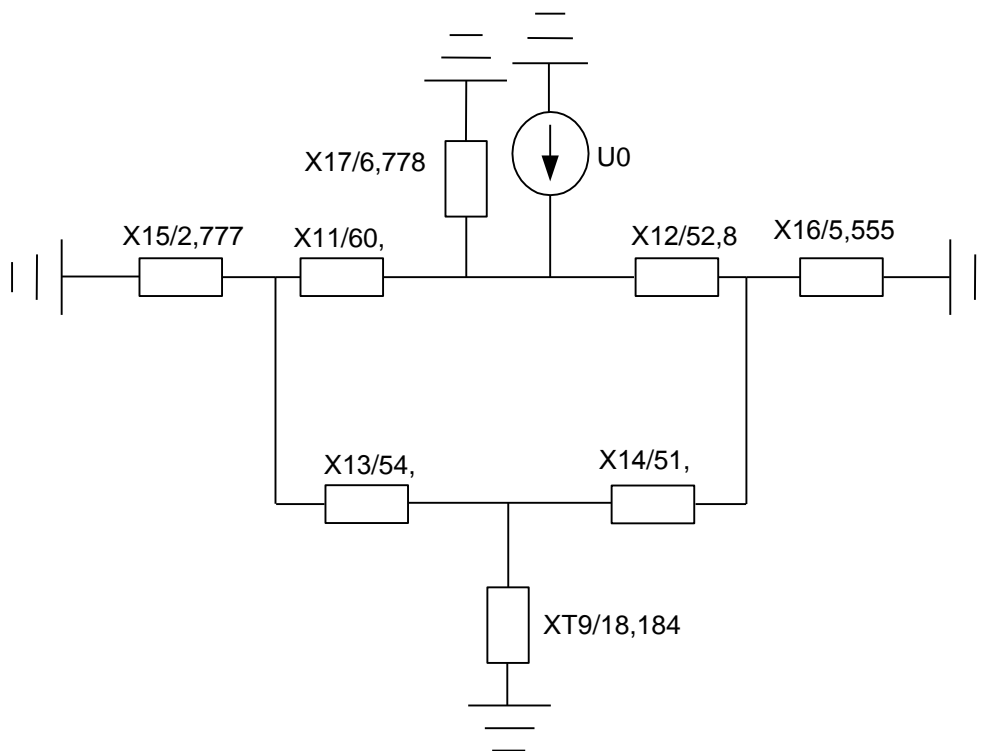


Рисунок 6.9 – Еквівалентна схема після згорання схеми на рис. 6.8

Зробимо деякі перетворення і отримаємо еквівалентну схему на рис.

6.10.



Перетворимо зірку опорів 13-14-Т9 в трикутник:

$$x_{18} = x_{13} + x_{14} + \frac{x_{13} \cdot x_{14}}{x_{T9}} = 54, + 51, + \frac{54, \cdot 51,}{18,184} = 256,449 \text{ (Ом)};$$

$$x_{19} = x_{13} + x_{T9} + \frac{x_{13} \cdot x_{T9}}{x_{14}} = 54, + 18,184 + \frac{54, \cdot 18,184}{51,} = 91,438 \text{ (Ом)};$$

$$x_{20} = x_{14} + x_{T9} + \frac{x_{14} \cdot x_{T9}}{x_{13}} = 51, + 18,184 + \frac{51, \cdot 18,184}{54,} = 86,359 \text{ (Ом)}.$$

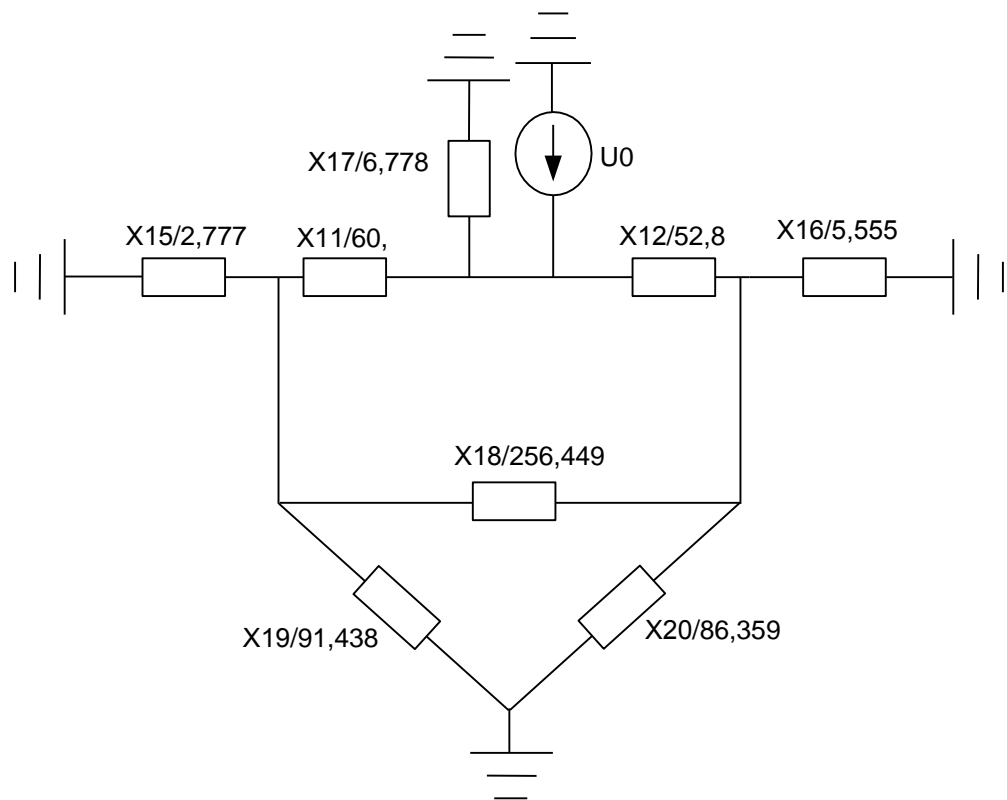


Рисунок 6.10 – Еквівалентна схема після згортання схеми на рис. 6.9

Зробимо деякі перетворення і отримаємо еквівалентну схему на рис.

6.11.

$$x_{21} = x_{15} // x_{19} = \frac{2,777 \cdot 91,438}{2,777 + 91,438} = 2,695 \text{ (Ом)};$$

$$x_{22} = x_{16} // x_{20} = \frac{5,555 \cdot 86,359}{5,555 + 86,359} = 5,219 \text{ (Ом)}.$$

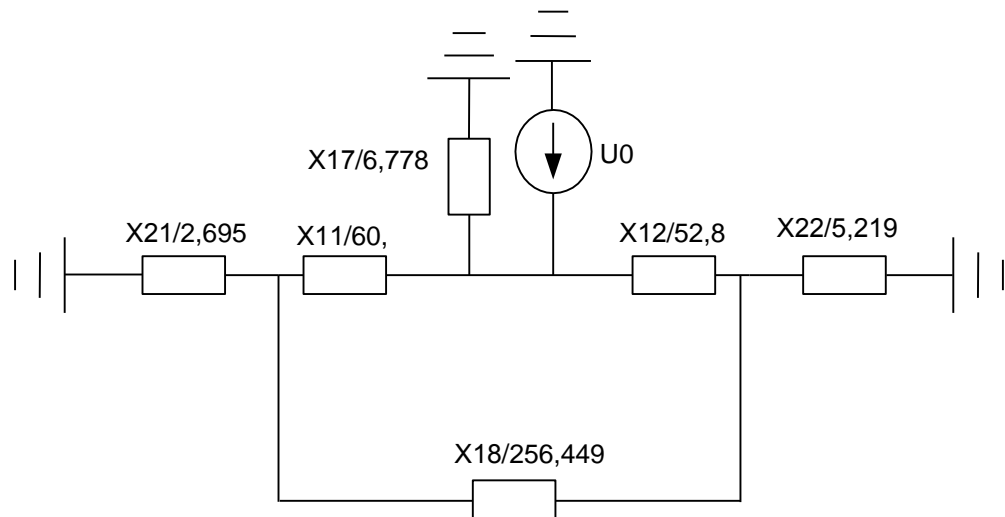


Рисунок 6.11 – Еквівалентна схема після згортання схеми на рис. 6.10

Зробимо деякі перетворення, а саме перетворимо трикутник опорів 11-12-18 в зірку, і отримаємо еквівалентну схему на рис. 6.12.

$$x_{\Delta} = x_{11} + x_{12} + x_{18} = 60, + 52,8 + 256,449 = 369,249 \text{ (Ом);}$$

$$x_{23} = \frac{x_{11} \cdot x_{12}}{x_{\Delta}} = \frac{60, \cdot 52,8}{369,249} = 8,58 \text{ (Ом);}$$

$$x_{24} = \frac{x_{11} \cdot x_{18}}{x_{\Delta}} = \frac{60, \cdot 256,449}{369,249} = 41,671 \text{ (Ом);}$$

$$x_{25} = \frac{x_{12} \cdot x_{18}}{x_{\Delta}} = \frac{52,8 \cdot 256,449}{369,249} = 36,67 \text{ (Ом).}$$

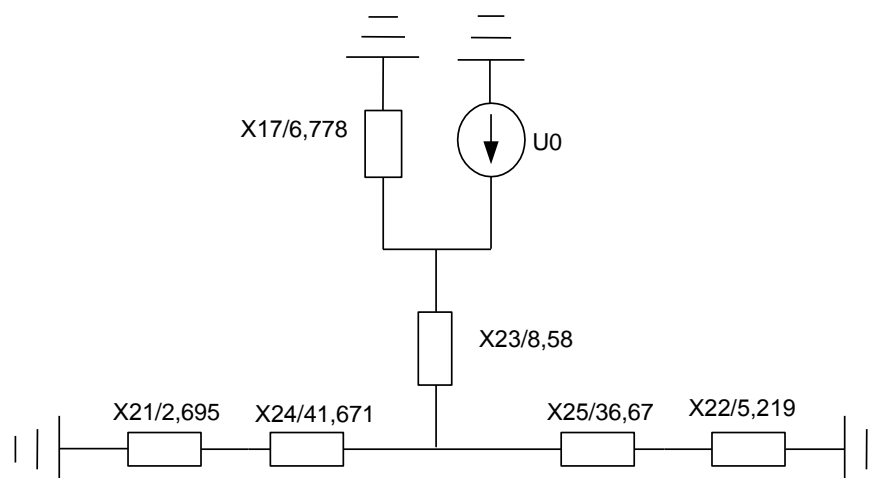


Рисунок 6.12 – Еквівалентна схема після згортання схеми на рис. 6.11

Складемо паралельно та послідовно опори, і отримаємо схему, зображену на рис. 6.13.

$$x_{26} = (x_{21} + x_{24}) // (x_{22} + x_{25}) + x_{23};$$

$$x_{26} = \frac{(2,695 + 41,671) \cdot (5,219 + 36,67)}{2,695 + 41,671 + 5,219 + 36,67} + 8,58 = 30,126 \text{ (Ом)}.$$

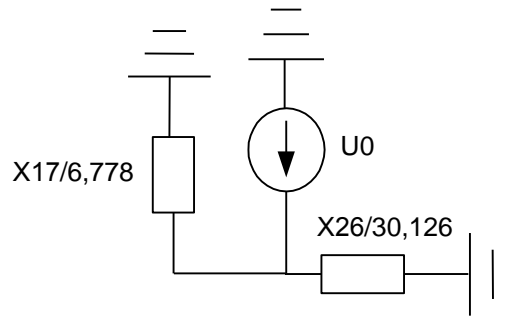


Рисунок 6.13 – Еквівалентна схема після згортання схеми на рис. 6.12  
 Таким чином, результуючий опір нульової послідовності буде таким:

$$x_{\Sigma 0} = x_{17} // x_{26} = \frac{6,778 \cdot 30,126}{6,778 + 30,126} = 5,533 \text{ (Ом)}.$$

Кінцевий вигляд схеми буде таким:

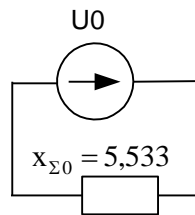


Рисунок 6.14 – Кінцева еквівалентна схема нульової послідовності  
 Струм прямої послідовності несиметричного КЗ визначається як струм деякого фіктивного трифазного КЗ, віддаленого від точки КЗ на величину деякого додаткового опору  $x_{\Delta}$ .

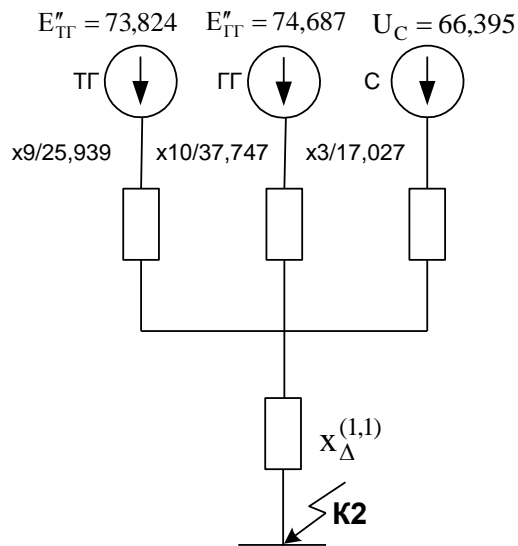


Рисунок 6.15 – Кінцева еквівалентна схема із додатковим опором  
Визначимо додатковий опір:

$$X_{\Delta}^{(1,1)} = \frac{X_{\Sigma II} \cdot X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma II} + X_{\Sigma 0}}, \quad (6.9)$$

де  $x_{\Sigma II}$  – результуючий опір зворотної послідовності.

Для знаходження результуючого опору зворотної послідовності, складемо схему заміщення:

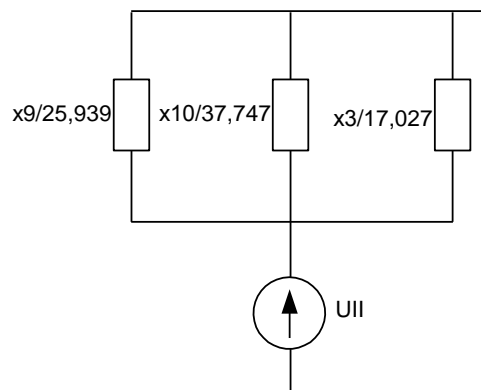


Рисунок 6.16 – Схема заміщення для знаходження результуючого  
опору зворотної послідовності

$$X_{\Sigma II} = X_{\Sigma I} = x_9 // x_{10} // x_3 = \frac{25,939 \cdot 37,747 \cdot 17,027}{25,939 \cdot 37,747 + 25,939 \cdot 17,027 + 37,747 \cdot 17,027} = 8,079 \text{ (Ом)};$$

$$X_{\Delta}^{(1,1)} = \frac{8,079 \cdot 5,533}{8,079 + 5,533} = 3,284 \text{ (Ом)}.$$

Згідно методу типових кривих об'єднаємо турбо- і гідрогенератор в

один еквівалентний генератор з параметрами  $E_{\phi}''^{екв}$  і  $x_{27}$ .

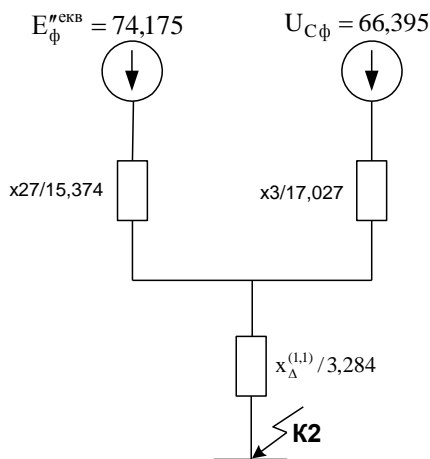


Рисунок 6.17 – Еквівалентна схема для розрахунку за методом типових кривих

$$E_{\phi}''^{екв} = \frac{E_{\phi}''^{ПГ} \cdot x_9 + E_{\phi}''^{ПГ} \cdot x_{10}}{x_9 + x_{10}} = \frac{74,687 \cdot 25,939 + 73,824 \cdot 37,747}{25,939 + 37,747} = 74,175 \text{ (кВ)};$$

$$x_{27} = \frac{x_9 \cdot x_{10}}{x_9 + x_{10}} = \frac{25,939 \cdot 37,747}{25,939 + 37,747} = 15,374 \text{ (Ом)}.$$

Схему на рис. 6.17 приводимо до вигляду на рис. 6.18:

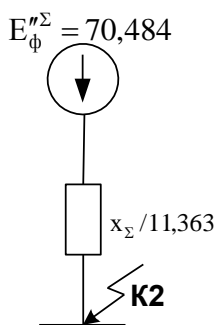


Рисунок 6.18 – Кінцева еквівалентна схема

$$E_{\phi}''^{\Sigma} = \frac{E_{\phi}''^C \cdot x_{27} + E_{\phi}''^{екв} \cdot x_3}{x_{27} + x_3} = \frac{66,395 \cdot 15,374 + 74,175 \cdot 17,027}{12,374 + 17,027} = 70,484 \text{ (кВ)};$$

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{27} \cdot x_3}{x_{27} + x_3} + x_{\Delta}^{(1,1)} = \frac{15,374 \cdot 17,027}{15,374 + 17,027} + 3,284 = 11,363 \text{ (Ом)}.$$

Визначимо результуючий надперехідний струм КЗ прямої послідовності:

$$I''_{I\Sigma} = \frac{E''_{\phi\Sigma}}{x_{\Sigma}} = \frac{70,484}{11,363} = 6,203 \text{ (кА)}.$$

Результуючий періодичний струм двофазного короткого замикання на землю визначимо за формулою:

$$I_{п\Sigma} = I''_{п\Sigma} \cdot m^{(1,1)}; \quad (6.10)$$

де  $m^{(1,1)}$  – коефіцієнт при двофазному короткому замиканні на землю:

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{\Sigma II} \cdot x_{\Sigma 0}}{(x_{\Sigma II} + x_{\Sigma 0})^2}} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{8,079 \cdot 5,533}{(8,079 + 5,533)^2}} = 1,509;$$

- для  $t_1 = 0$  с.:

$$I_{п\Sigma t=0} = I''_{п\Sigma t=0} \cdot m^{(1,1)} = 6,203 \cdot 1,509 = 9,36 \text{ (кА)}.$$

### 6.3 Побудова векторної діаграми напруг в розрахунковій точці мережі

Побудуємо комплексну схему заміщення надперехідного режиму при двофазному короткому замиканні на землю.

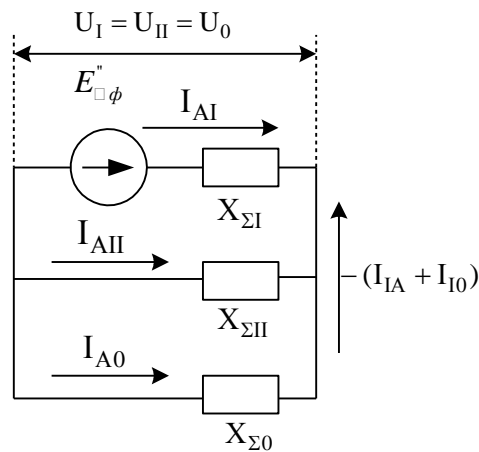


Рисунок 6.19 – Комплексна схема заміщення двофазного короткого замикання на землю

Сумарний еквівалентний опір схем заміщення для прямої, зворотної та нульової послідовностей:

$$x_{\Sigma I} = x_{\Sigma II} = 8,079 \text{ (Ом)};$$

$$x_{\Sigma 0} = 5,533 \text{ (Ом)}.$$

Еквівалентна сумарна ЕРС :

$$E''_{\Sigma\phi} = 70,484 \text{ (кВ)}.$$

Струм прямої послідовності двофазного короткого замикання на землю:

$$|I''_{I\Sigma}| = |I_I| = 6,203 \text{ (кА)}.$$

Враховуючи, що:

$$\dot{I}_{AI} = I''_{I\Sigma} = \frac{E''_{\Sigma\phi} \cdot e^{j0}}{j(x_{\Sigma I} + x_{\Sigma II} // x_{\Sigma 0})} = |I_{AI}| e^{-j90}. \quad (6.11)$$

Визначимо значення струмів кожної послідовності для фази А:

$$\dot{I}_{AI} = I''_{I\Sigma} = 6,203e^{-j90};$$

$$\dot{I}_{AII} = -\dot{I}_{AI} \cdot \frac{x_{\Sigma 0}}{x_{\Sigma II} + x_{\Sigma 0}} = 6,203e^{j90} \cdot \frac{5,533}{8,079 + 5,533} = 2,521e^{j90} \text{ (кА)};$$

$$\dot{I}_{A0} = -\dot{I}_{AI} \cdot \frac{x_{\Sigma II}}{x_{\Sigma II} + x_{\Sigma 0}} = 6,203e^{j90} \cdot \frac{8,079}{8,079 + 5,533} = 3,682e^{j90} \text{ (кА)}.$$

Визначимо значення напруг кожної послідовності для фази А:

$$\dot{U}_{AI} = \dot{U}_{AII} = \dot{U}_{A0}; \quad (6.12)$$

$$\dot{U}_{AI} = E''_{\Sigma\phi A} e^{j0} - I_{AI} e^{-j90} \cdot jX_{\Sigma I} = |U_{AI}| e^{j0}.$$

Підставимо в дані рівняння значення величин

$$\dot{U}_{AI} = 70,484e^{j0} - 6,203e^{-j90} \cdot j8,079 = 20,37e^{j0} \text{ (кВ)};$$

$$\dot{U}_{AII} = \dot{U}_{AI} = 20,37e^{j0} \text{ (кВ)};$$

$$\dot{U}_{A0} = \dot{U}_{AI} = 20,37e^{j0} \text{ (кВ)}.$$

Визначимо напруги фаз В та С кожної послідовності в точці короткого замикання:

прямої послідовності:

$$\dot{U}_{VI} = 20,37e^{-j120} \text{ (кВ)};$$

$$\dot{U}_{CI} = 20,37e^{j120} \text{ (кВ)};$$

зворотної послідовності:

$$\dot{U}_{VII} = 20,37e^{j120} \text{ (кВ)};$$

$$\dot{U}_{CII} = 20,37e^{j120} \text{ (кВ)};$$

нульової послідовності:

$$\dot{U}_{B0} = \dot{U}_{A0} = 20,37e^{j0} \text{ (кВ)};$$

$$\dot{U}_{C0} = \dot{U}_{A0} = 20,37e^{j0} \text{ (кВ)}.$$

Визначимо струми в фазах В та С кожної послідовності в точці короткого замикання:

прямої послідовності:

$$\dot{I}_{BI} = \dot{I}_{AI} e^{-j120} = 6,203e^{-j90} e^{-j120} = 6,203e^{j150} \text{ (кА)};$$

$$\dot{I}_{CI} = \dot{I}_{AI} e^{j120} = 6,203e^{-j90} e^{j120} = 6,203e^{j30} \text{ (кА)};$$

зворотної послідовності:

$$\dot{I}_{BII} = \dot{I}_{AII} e^{j120} = 2,521e^{j90} e^{j120} = 2,521e^{-j150} \text{ (кА)};$$

$$\dot{I}_{CII} = \dot{I}_{AII} e^{-j120} = 2,521e^{j90} e^{-j120} = 2,521e^{-j30} \text{ (кА)};$$

нульової послідовності:

$$\dot{I}_{B0} = \dot{I}_{C0} = \dot{I}_{A0} = 3,682e^{j90} \text{ (кА)}.$$

Визначимо величини напруг та струмів кожної фази в точці короткого замикання:

$$\dot{U}_A = \dot{U}_{AI} + \dot{U}_{AII} + \dot{U}_{A0}; \quad \dot{I}_A = \dot{I}_{AI} + \dot{I}_{AII} + \dot{I}_{A0}; \quad (6.13)$$

$$\dot{U}_B = \dot{U}_{BI} + \dot{U}_{BII} + \dot{U}_{B0}; \quad \dot{I}_B = \dot{I}_{BI} + \dot{I}_{BII} + \dot{I}_{B0}; \quad (6.14)$$

$$\dot{U}_C = \dot{U}_{CI} + \dot{U}_{CII} + \dot{U}_{C0}; \quad \dot{I}_C = \dot{I}_{CI} + \dot{I}_{CII} + \dot{I}_{C0}. \quad (6.15)$$

Напруги:

$$\dot{U}_A = \dot{U}_{AI} \cdot 3 = 61,11e^{j0};$$

$$\dot{U}_B = 20,37e^{-j120} + 20,37e^{j120} + 20,37e^{j0} = 20,37(e^{-j120} + e^{j120} + e^{j0}) = 0;$$

$$\dot{U}_C = 20,37(e^{j120} + e^{-j120} + e^{j0}) = 0.$$



Струми:

$$\begin{aligned}\dot{I}_A &= 6,203e^{-j90} + 2,521e^{j90} + 3,682e^{j90} = 0 \text{ (кА)}; \\ \dot{I}_B &= 6,203e^{j150} + 2,521e^{-j150} + 3,682e^{j90} = 9,358e^{j143,836} \text{ (кА)}; \\ \dot{I}_C &= 6,203e^{j30} + 2,521e^{-j30} + 3,682e^{j90} = 9,358e^{j36,164} \text{ (кА)}.\end{aligned}$$

На рис. 6.20 покажемо векторну діаграму напруг в точці двофазного короткого замикання на землю.

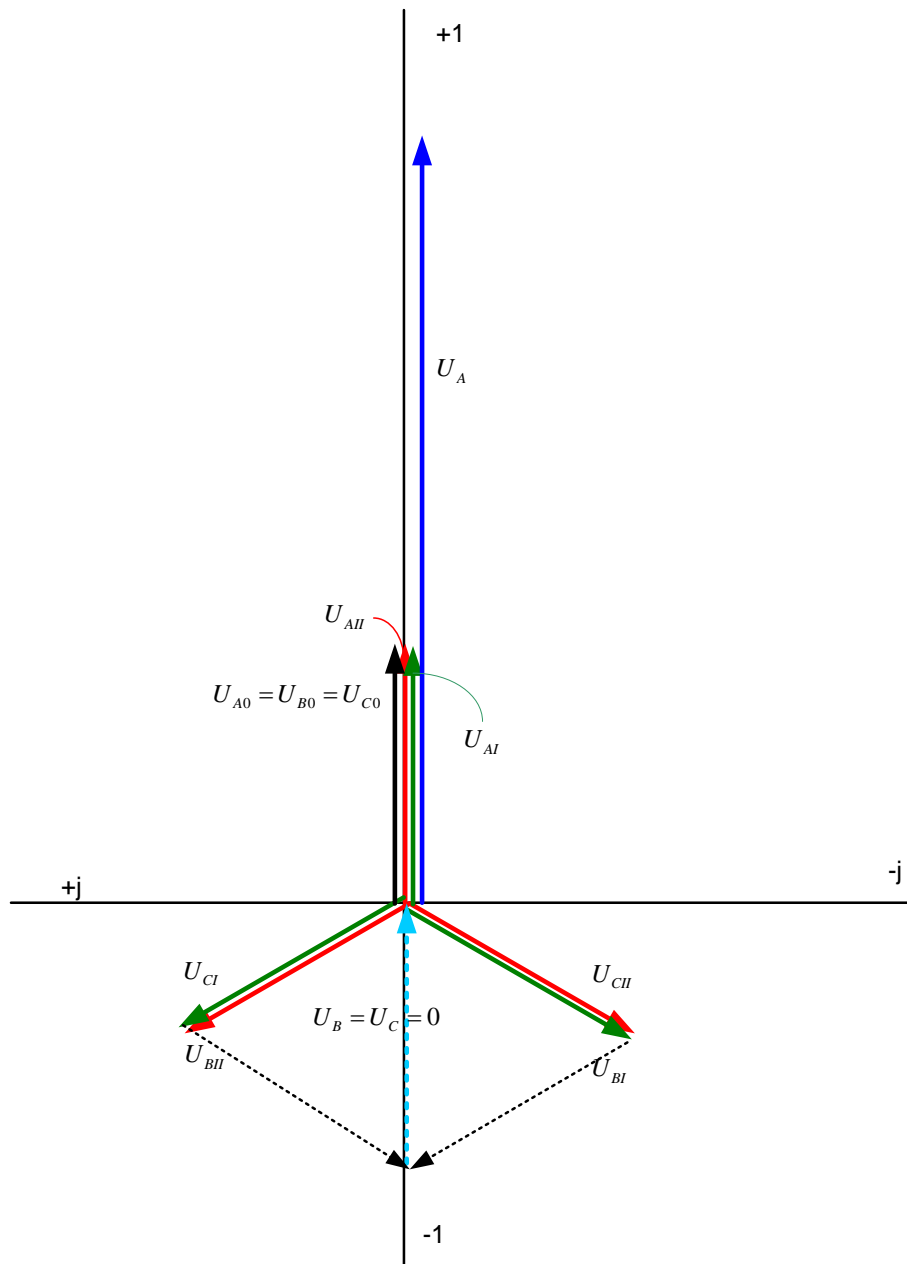


Рисунок 6.20 – Векторна діаграма напруг

## 7 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ НА СТРУМИ ДВОФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ

7.1 Обмеження струму двофазного короткого замикання на землю реактивним опором, включеним в нейтраль трансформаторів

Відповідно до наведеної на рис. 6.1 схеми електричної мережі, зроблені відповідні розрахунки над перехідного струму двофазного короткого замикання на землю в залежності від зміни величини реактивного опору нейтралей трансформаторів Т-1–Т-9.

В таблиці 7.1 наведені результати розрахунків при зміні опорів реактора в нейтралах трансформаторів Т-1–Т-9 від 0 до 300 Ом.

Таблиця 7.1 – Результати розрахунків при зміні опорів реактора в нейтралах трансформаторів Т-1–Т-9 від 0 до 300 Ом

$X_p$ , Ом	Т-1 і Т-2			Т-3 і Т-4			Т-5 і Т-6			Т-9		
	$m^{(1,1)}$	$I''_{\Sigma}$ , кА	$\Delta I''_{\Sigma}$ , %	$m^{(1,1)}$	$I''_{\Sigma}$ , кА	$\Delta I''_{\Sigma}$ , %	$m^{(1,1)}$	$I''_{\Sigma}$ , кА	$\Delta I''_{\Sigma}$ , %	$m^{(1,1)}$	$I''_{\Sigma}$ , кА	$\Delta I''_{\Sigma}$ , %
0	1,509	9,36	–	1,509	9,36	–	1,509	9,36	–	1,509	9,36	–
50	1,508	9,322	-0,401	1,524	8,016	-14,356	1,508	9,321	-0,416	1,509	9,36	0
100	1,508	9,31	-0,546	1,523	7,785	-16,853	1,508	9,299	-0,644	1,509	9,36	0
150	1,507	9,295	-0,692	1,523	7,676	-16,999	1,507	9,292	-0,725	1,509	9,36	0
200	1,507	9,291	-0,741	1,522	7,61	-17,354	1,507	9,288	-0,773	1,509	9,36	0
250	1,507	9,288	-0,773	1,522	7,595	-17,497	1,507	9,285	-0,805	1,509	9,36	0
300	1,507	9,285	-0,808	1,522	7,595	-17,497	1,507	9,282	-0,837	1,509	9,36	0

7.2 Розземлення нейтралей трансформаторів – ефективний засіб обмеження струмів короткого замикання на землю

В п'ятому розділі роботи наведені необхідні умови, при яких можливо здійснити розземлення нейтралей силових трансформаторів.

В подальшому вважаємо, що наведені умови розземлення виконуються і в табл. 7.2 наведені результати розрахунку над перехідного струму

двофазного короткого замикання на землю при розземненні нейтралей в трансформаторах Т-1– Т-9.

Таблиця 7.2 – Результати розрахунку розземлення нейтралей трансформаторів

Розрахунковий параметр	Розземлення нейтралей у трансформаторів				
	Т-1 і Т-2	Т-3 або Т-4	Т-3 і Т-4	Т-5 і Т-6	Т-9
$I_{\Sigma I}''$ , кА	6,152	5,678	4,878	6,149	6,203
$m^{(1,1)}$	1,507	1,501	1,581	1,507	1,509
$I_{\Sigma}''$ , кА	9,271	8,523	7,712	9,266	9,36
$\Delta I_{\Sigma}''$ , %	-0,95	-8,946	-17,606	-0,998	$\approx 0$

Таким чином, найбільш ефективним заходом зменшення над перехідного струму двофазного короткого замикання є розземлення нейтралей у три обмоткових трансформаторах Т-3 і Т-4 (–17,606 %).

7.3 Аналіз впливу напруги короткого замикання трансформатора на величину струму двофазного короткого замикання на землю

Напруга короткого замикання трансформатора або автотрансформатора, яка задається у відсотках, є важливою характеристикою електричних машин. Фізично, напруга короткого замикання  $U_k$ , % є опором даного трансформатора у відносних номінальних одиницях  $U_k$ , %/100 $\approx$  $x_{T*(H)}$ , а тому зміна  $U_k$  призводить до зміни величини не тільки струмів несиметричного короткого замикання, але і струмів трифазного короткого замикання.

В таблиці 7.3 наведені величини надперехідного струму короткого замикання  $I_{\Sigma}^{(1,1)}$  в залежності від зміни  $U_k$  від 10,5% до 22%.

Таблиця 7.3 – Результати розрахунку надперехідного струму короткого замикання  $I_{\Sigma}^{(1,1)}$  при зміні  $U_k$  від 10,5% до 22%

$U_k, \%$	Т-1 і Т-2		Т-3 і Т-4		Т-5 і Т-6		Т-9	
	$I_{\Sigma}''$ , кА	$\Delta I_{\Sigma}''$ , %	$I_{\Sigma}''$ , кА	$\Delta I_{\Sigma}''$ , %	$I_{\Sigma}''$ , кА	$\Delta I_{\Sigma}''$ , %	$I_{\Sigma}''$ , кА	$\Delta I_{\Sigma}''$ , %
10,5	9,36	–	9,36	–	9,36	–	9,36	–
12	9,321	-0,416	9,211	-1,709	9,321	-0,415	9,36	0
14	9,271	-0,948	9,042	9- 3,397	9,273	-0,932	9,36	0
16	9,223	-1,464	8,835	-5,609	9,229	-1,399	9,36	0
18	9,184	-1,882	8,714	-6,901	9,187	-1,85	9,36	0
20	9,138	-2,215	8,661	-7,467	9,152	-2,221	9,36	0
22	9,098	-2,802	8,561	-8,536	9,114	-2,624	9,36	0

Зміна напруги короткого замикання трансформаторів і автотрансформаторів в межах від 10,5 % до 22 % впливає на струми двофазного короткого замикання на землю таким чином:

– зміна  $U_k$  у трансформаторів Т-1 і Т-2 або Т-5 і Т-6 зменшує струм  $I_{\Sigma}''$  на 2,6–2,8%;

– зміна  $U_k$  в автотрансформаторах Т-3 і Т4 призводить до більш суттєвого зниження – до майже 8,5 % від початкового значення.

## 8 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТРУМООБМЕЖУЮЧИХ ПРИБОРІВ

Можлива за сучасними уявленнями область застосування різних методів і засобів обмеження струмів КЗ у мережах вказана в табл. 8.1.

Таблиця 8.1

Метод чи засіб струмообмеження	Номинальна напруга мережі, кВ										
	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750	1150
Схемні рішення	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Ділення мережі	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Вимикачі синхронізовані	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+
Вимикачі тиристорні	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Обмежувачі ударного струму	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-
Плавкі запобіжники	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-
Реактори	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-
Керуючі реактори	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Трансформатори з розщепленою обмоткою	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-
Автотрансформатори з розщепленою обмоткою	-	-	-	-	-	+	+	+	+	-	-
Резонансні струмообмежуючі пристрої	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Трансформаторні струмообмежуючі пристрої	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+
Реакторно-вентельні струмообмежуючі пристрої	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Струмообмежуючі пристрої з сверхпроводками	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-
Вставки постійного струму	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+
Вставки змінного струму непромислової частоти	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	-
Часткове розземлення нейтралей трансформаторів	-	-	-	-	+	+	+	-	-	-	-
Включення в нейтраль	-	-	-	-	+	+	+	-	-	-	-

Метод чи засіб струмообмеження	Номинальна напруга мережі, кВ										
	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750	1150
трансформаторів резисторів											
Включення в нейтраль трансформаторів реакторів	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-
Включення в нейтраль трансформаторів насичених реакторів	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-
Включення в нейтраль трансформаторів комплексних нелінійних опорів	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-
Заміна автотрансформаторів на трансформатори	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
Розмикання третинної обмотки автотрансформаторів	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
Виключення третинної обмотки автотрансформаторів	-	-	-	-	-	+	+	+	+	-	-
Розмикання нейтралей автотрансформаторів	-	-	-	-	-	(+)	(+)	-	-	-	-

Зіставлення різних типів струмообмежуючих пристроїв може проводитися за вартістю (одноразовим капіталовкладенням), розрахункової вартості з урахуванням витрат на транспорт, монтаж і будівельну частину електроустановки, а також за приведеними витратами.

Вибір оптимального ступеня струмообмеження проводиться шляхом мінімізації функції приведених витрат з урахуванням техніко-економічних параметрів не тільки даного струмообмежуючого пристрою, але і інших елементів електроустановки (вимикачів, роз'єднувачів, провідників, трансформаторів струму і т. п.), що змінюють свої технічні параметри при різному рівні струмів КЗ.

При оцінці техніко-економічних розрахунках зручно користуватися питомими вартостями елементів струмообмежуючих пристроїв. Нижче даються розрахункові вирази для визначення цих величин:

у трансформаторів

$$S_{\text{тип}} = S_{\text{прох}} = S_{\text{ном}}; \quad (8.1)$$

у реакторів (трифазний комплект)

$$Q_{\text{тип}} = 3I_{\text{ном}}^2 x_L \quad (8.2)$$

і

$$Q_{\text{прох}} = \sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{\text{ном}}, \quad (8.3)$$

Звідки

$$\frac{Q_{\text{прох}}}{Q_{\text{тип}}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\Delta U_{L\text{ном}}} = \frac{x_{\text{ном}}}{x_L} = \frac{1}{x_L(\text{н})} = \frac{I_{\text{к.пр}}}{I_{\text{ном}}}, \quad (8.4)$$

де  $I_{\text{к.пр}}$  - граничний струм КЗ у ланцюзі реактора

у конденсаторних батареях (трифазний комплект)

$$Q_{\text{тип}} = 3I_{\text{ном}}^2 x_C \quad (8.5)$$

і

$$Q_{\text{прох}} = \sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{\text{ном}}, \quad (8.6)$$

Звідки

$$\frac{Q_{\text{прох}}}{Q_{\text{тип}}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\Delta U_{C\text{ном}}} = \frac{x_{\text{ном}}}{x_C} = \frac{1}{x_C(\text{н})} = \frac{I_{\text{к.пр}}}{I_{\text{ном}}}, \quad (8.7)$$

Вартість резисторів звичайно відносять до номінальної енергії, що одноразово поглинається  $W_{\text{ном}}$ . При цьому в електроустановках повинна виконуватися умова

$$W_{\text{ном}} \geq W = \int_0^{t_k} I^2(t)R_1 dt. \quad (8.8)$$

Вартість реакторів, що насичаються, відносять до розрахункової енергії, визначуваної по виразу, МДж:

$$W = \frac{\psi_{\text{макс}}^2}{L_{\text{ост}}} \left( \frac{B_{\text{нас}}}{B_{\text{макс}}} \right)^2, \quad (8.9)$$

де  $\psi_{\text{макс}}$  - максимальне потокощеплення обмотки, при якому магнітопровід ще не насичений, В·с;  $L_{\text{ост}}$  - залишкова індуктивність обмотки при практично повному насиченні магнітопроводу, Г;  $B_{\text{нас}}$  - індукція повного

насичення магнітопроводу,  $T$ ;  $B_{\max}$  - максимальна індукція до насичення,  $T$ .

Вартість реакторів може бути також віднесена або до типової потужності в ненасиченому стані

$$Q_{\text{тип}} = 3I_{\text{д.ненас}}^2 X_{\text{сд.ненас}} \quad (8.10)$$

або до прохідної потужності в ненасиченому стані

$$Q_{\text{прох}} = \sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{\text{д.ненас}} \quad (8.11)$$

### 8.1. Визначення капіталовкладень

Економічне обґрунтування ефективності практичного використання нових технічних чи технологічних розробок ґрунтується на загальних методичних положеннях теорії економічної ефективності капітальних вкладень. Однак специфіка кожного науково-технічного рішення вимагає і індивідуального підходу при його економічному обґрунтуванні.

Методика економічного обґрунтування реконструкції підстанцій залежить від виду заходів, які передбачають цю реконструкцію.

Найбільш типовими заходами можуть бути:

- заміна комутаційних апаратів (вимикачів, роз'єднувачів);
- заміна трансформаторів;
- установка обмежувачів перенапруги;
- впровадження нових схем захистів;
- впровадження системи АСКУЕ і ін.

У випадках власних не залучених фінансових ресурсів орієнтиром необхідної норми прибутковості є середній банківський відсоток за банківськими вкладками з урахуванням їх оподаткування, який на даний час складає 18%.

Чиста приведена вартість відноситься до показників ефекту капіталовкладень і характеризує чистий абсолютний результат або віддачу від реалізації інвестиційного проекту, і визначається за формулою (8.12). Від'ємне значення приведення вартості свідчить про неефективність інвестиційного проекту при даній нормі дисконту. Прийнятність того чи



іншого варіанту деякого інвестиційного проекту оцінюється за величиною  $NPV > 0$ , чим він більше, тим відповідний варіант кращий.

$$NPV = -K + \sum_t^T \frac{D_t}{(1+E)^t}, \quad [4] \quad (8.12)$$

де  $K$  - капітальні затрати (інвестиційні затрати),  $D_t$  - чистий результат (ефект) від вкладень на  $t$ -му кроці,  $E$  – норма дисконту.

Термін окупності, без врахування фактору часу при однаковому покроковому надходженні прибутку і розмірі інвестицій  $K$  рівний

$$T_{ок} = \frac{K}{D_t}. \quad [4] \quad (8.13)$$

В загальному випадку, під терміном окупності розуміють мінімальну тривалість періоду, протягом якого сума дисконтованих чистих надходжень покриває суму приведених інвестиційних затрат і в подальшому чистий інтегральних ефект залишається не від'ємним.

Економічна ефективність системи технічної діагностики трансформаторів визначається зниженням експлуатаційних витрат на ремонти і зниженням збитку від аварійних відмов обладнання, вартістю заміни чи ремонту пошкодженого обладнання, а також зменшенням збитку від недовідпуску електроенергії.

Розглянемо розрахунок економічної ефективності вдосконалення системи оперативного діагностування на прикладі частини енергосистеми, в якій знаходяться 1 силовий трансформатор типу ТМ – 250/10кВ.

$$NPV = -K_{обл} + \sum_t^T \frac{(\Delta Z_t - Z_{Д})}{(1+E)^t}, \quad [4] \quad (8.14)$$

де  $K_{обл}$  - капітальні затрати на придбання обладнання для діагностики;

$\Delta Z_t$  - зменшення річних затрат на трансформатори (технічне обслуговування і ремонти);

$Z_d$  - річні затрати на проведення діагностування;

$T$  - період часу, що розглядається.

Капітальні затрати на придбання обладнання для діагностування приведено в таблиці 8.2.

Таблиця 8.2 – Капітальні затрати на придбання обладнання для діагностування

Вид обладнання	Вартість обладнання, тис. у.о.
Обладнання для on-line моніторингу розчинених газів у маслі високовольтних вводів за допомогою приладу HYDROCAL1008	120
Обладнання для on-line моніторингу комплексної провідності високовольтних вводів КІН-750	220
Обладнання FRAnalyzer - свіп-аналізатор частотних характеристик для діагностування обмоток силових трансформаторів.	150
Обладнання для проведення тепловізійного обстеження	350
Вартість обладнання для on-line моніторингу tgδ трансформаторного масла в баку трансформатора	90
Обладнання для on-line моніторингу tgδ масла в баку РПН	100
Разом	1030

Затрати на поточні і розширені поточні ремонти 1 трансформатора за попередніх вісім років наведено у таблиці 8.3.

Таблиця 8.3 – Затрати на проведення ремонтів, тис.у.о.

Вид ремонту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Поточні	34	32	38	37	39	34	37	35	36	38
Розширені поточні	340	160	620	3420	340	350	870	200	180	160
Разом	374	192	658	3457	379	384	907	235	216	198
Разом	7000									

Значні затрати на 2 році викликані аварією, що призвела до необхідності заміни РПН на трансформаторі.

Очікується, що запропоноване вдосконалення системи діагностики дозволить зменшити кількість ремонтів а також уникнути раптових тяжких аварій, таких як коротке замикання, вибухи високовольтних вводів, або РПН трансформаторів, які в подальшому вимагають їх повної заміни. Очікувані затрати на ремонти в наступні 10 років подані у таблиці 8.4

Таблиця 8.4 – Затрати на проведення ремонтів, тис.у.о.

Вид ремонту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Поточні	36	35	36	38	37	35	36	34	37	36
Розширені поточні	290	170	310	350	360	330	350	300	190	180
Разом	326	205	346	388	397	365	986	334	227	216
Разом	3790									

Отже, очікуване зменшення затрат на ремонти трансформаторів (в тому числі на обладнання, комплектуючі вироби та матеріали) за 10 років складає

$$\Delta Z = 7000 - 3790 = 3210 \text{ (тис. у.о.)}. \quad [4] \quad (8.14)$$

Тому за рік в середньому зменшення витрат складе

$$\Delta Z_t = \frac{3210}{10} = 321 \text{ (тис.у.о.)}. \quad [4] \quad (8.15)$$

Затрати на проведення діагностування визначаємо із таблиці 8.5

Таблиця 8.5 – Вартість проведення діагностування

Вид робіт	Вартість для одного трансформатора, у.о.	Вартість для 36 трансформаторів, тис.у.о.
Хроматографічний аналіз масла	220	7,1
Свіп-аналіз частотних характеристик	256	8,2
Контроль комплексної провідності високовольтних вводів	278	8,9
Контроль ємності основної ізоляції силового трансформатора	200	6,4
Визначення tgδ масла в баку РПН	210	6,7
Контроль температури верхніх шарів масла баку трансформатора	266	8,5
Разом	1430	45,8

Підставимо відомі значення у формулу (8.15):

$$NPV = -1030000 + \sum_{t=1}^{10} \frac{(321000 - 45800)}{(1 + 0,18)^t} = 206800 \text{ (у.о.)}. \quad [4] \quad (8.16)$$

Термін окупності за формулою (6.4):

$$T_{ок} = \frac{1030000}{321000 - 45800} = \frac{1030000}{275200} \approx 3,7 \text{ (років)}. \quad [4] \quad (8.17)$$

З приведених розрахунків видно, що прибуток від реалізації проекту почне надходити на кінець четвертого року і до кінця 10-го року складе 206800 у.о.

### Висновок

Розрахунки довели економічну ефективність впровадження системи оперативного діагностування трансформаторів. Впровадження методів та засобів оперативного визначення технічного стану силових трансформаторів та автотрансформаторів з РПН в темпі процесу оптимального диспетчерського керування нормальними режимами ЕЕС дає можливість оперативному персоналу враховувати можливості цього обладнання і зменшити його пошкоджуваність.

## 9 ОХОРОНА ПРАЦІ

На електротехнічний персонал служби релейного захисту, який здійснює перевірку працездатності пристроїв захисту трансформаторів, впливають за ГОСТ 12.0.003-74 такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря у робочій зоні;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
  - підвищений рівень шуму на робочому місці;
  - небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
  - підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

### 9.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці у підстанції за ступенем безпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною безпекою, тому що підлога у робочому приміщенні є струмопровідною.

Згідно із ГОСТ 12.1.030-81, в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням

ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимога безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.2.003-74, в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення.

Електропривід насосів, вентиляторів, іншого обладнання повинний бути виконаний відповідно до Правил устрою електричних установок.

Невідключені струмовідні частини, доступні для випадкового доторкання, мають бути на час роботи обгороджені.

Для тимчасового обгороджування струмовідних частин, що залишилися під напругою, можуть застосовуватися щити, ширми, екрани тощо, виготовлені з ізоляційних матеріалів.

В разі встановлення тимчасових огорож відстань від нього до струмовідних частин має бути не меншою ніж зазначена в таблиці 2.3.

Необхідність встановлення тимчасових огорож, їх вид, спосіб встановлення визначаються особою, яка виконує підготовку робочого місця.

На тимчасові огорожі слід написати «Стій! Напруга» або прикріпити відповідні плакати безпеки.

Допускається застосування спеціальних пересувних огорож - кліток, похилих щитів тощо, конструкція яких забезпечує безпечність їх встановлення, забезпечує стійкість і належне закріплення.

В електроустановках напругою до 10 кВ в тих випадках, коли неможливо обгородити струмовідні частини щитами, допускається застосування ізолювальних накладок, розміщених між вимкненими і тими, що перебувають під напругою, струмовідними частинами.

Ці ізолювальні накладки можуть торкатися струмовідних частин, що перебувають під напругою.

Встановлювати і знімати накладки мають два працівники з групою IV і III (один з них зі складу оперативних або оперативно-ремонтних), користуючись діелектричними рукавичками та ізолювальними штангами або кліщами з застосуванням захисних окулярів.

Після вмикання заземлювальних ножів або встановлення переносних заземлень вивіщується плакат «Заземлено». На сітчастих або суцільних огороженнях комірок, сусідніх з місцем робіт і розташованих навпроти, мають бути вивішені плакати «Стій! Напруга».

Сусідні коміртки та коміртки, розташовані навпроти місця роботи, які не мають зазначених огорожень, а також проходи, куди працівникам не слід заходити, мають бути огорожені переносними щитами (ширмами) з такими ж плакатами на них. Переносні щити слід встановлювати з таким розрахунком, щоб вони не перешкоджали виходу працівників з приміщення в разі виникнення небезпеки.

У ВРУ під час робіт, що провадяться з землі, і на устаткуванні, встановленому на фундаментах і окремих конструкціях, робоче місце слід обгородити (з залишенням проходу) канатом, мотузкою чи шнуром з рослинних чи синтетичних волокон з вивішеними на них плакатами «Стій! Напруга», оберненими всередину огороженого простору.

Дозволяється користуватися для підвішування канату конструкціями, не включеними до зони робочого місця, за умови, що вони залишаються поза обгородженим простором.

В разі зняття напруги з усього ВРУ, за винятком лінійних роз'єднувачів, останні мають бути обгороджені канатом з плакатами «Стій! Напруга», оберненими назовні обгородженого простору. У ВРУ під час роботи, що виконується у вторинних колах за розпорядженням, обгороджувати робоче місце не вимагається.

У ВРУ на ділянках конструкцій, по яких можна пройти від робочого місця до сусідніх ділянок, де є напруга, мають бути встановлені добре видимі плакати «Стій! Напруга». Ці плакати може встановлювати працівник з групою III з оперативно-ремонтників чи ремонтників під керівництвом

допускача.

## 9.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

### 9.2.1 Мікроклімат

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99 [16 ].

Мікроклімат цеху характеризується наступними чинниками: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря, інтенсивністю теплового випромінювання.

Робота з обслуговування верстатного обладнання відноситься до категорії Пб по важкості праці.

Допустимі норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень приведені в таблиці 9.1.

Таблиця 9.1- Допустимі норми параметрів повітря на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху, X
Холодний	Пб	13-23	75	не більше 0,4
Теплий		15-29	70 при 25 °С	0,2-0,5

### 9.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично-допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м<sup>3</sup> .

При роботі технологічного обладнання виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні у приміщенні може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при технологічних процесах в цеху і знаходяться повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно до [18] наведено в таблиці 9.2.



Таблиця 9.2 - Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери, в робочій зоні верстатника

Назва речовини	ГДК, мг/м <sup>3</sup>		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ГОСТу 12.1.004-91. ССБТ проектом передбачені наступні рішення:

- застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами , які встановленні безпосередньо на дільницях біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення;

- необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні;

- застосовувати природну вентиляцію: організовану і неорганізовану.

### 9.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення.

Підприємство знаходиться у Вінницькій області, система природного освітлення цеху відноситься до бокової. Характеристика зорових робіт - середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». При боковому суміщеному освітленні КПО( $e_n$ ) = 0,9%.

Нормоване значення КПО для даного виробничого приміщення розраховуємо за формулою:

$$e_N = e_n \cdot m_N,$$

де  $m_N$  - коефіцієнт світлового клімату,  $m_N = 0,9$ .

Суміщене освітлення ( $e_n = 0,9 \%$ ). Отже,  $e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,8\%$ .

Природне освітлення одностороннє і здійснюється через вікна, які орієнтовані на північний схід.

Штучне освітлення.

Правильна експлуатація установок природного і штучного освітлення відіграє важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне освітлення. Норми освітленості при штучному освітленні занесені до таблиці 9.2

Таблиця 9.2 - Норми освітленості при штучному освітленні

Характеристика зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта розрізнення з фоном	Характеристика фона	Освітленість, лк	
						Штучне освітлення	
						Комбіноване	Загальне
Середньої точності	Вище 0,5 до 1	IV	в	Середній, малий	Середній, темний	400	200

Для освітлення миючого відділу вибираємо світильники прямого світла ЛПО-02 з двома люмінесцентними лампами. Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

#### 9.2.4 Виробничий шум

На підприємстві джерелом шуму є обладнання, машини, механізми та верстати - механічний шум.

Шум - це хаотична сукупність різних за силою і частотою звуків, що заважають сприйняттю корисних сигналів і негативно впливають на людину.

Постійна дія сильного шуму може не лише негативно вплинути на слух, але й викликати інші шкідливі наслідки - дзвін у вухах, запаморочення, головний біль, підвищення втоми, зниження працездатності.

Шум має кумулятивний ефект, тобто акустичні подразнення, накопичуючись в організмі людини, все сильніше пригнічують нервову систему. Тому перед втратою слуху від впливу шумів виникає функціональний розлад центральної нервової системи. Особливо шкідливий вплив шуму позначається на нервово-психічній діяльності людини. Процес нервово-психічних захворювань вищий серед осіб, що працюють у гомінких умовах, ніж у людей, що працюють у нормальних звукових умовах.

Відповідно до [11] рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

$$L = 10\lg(I/I_0) = 10\lg(p/p_0) = 10\lg(U/U_0) \quad (9.1)$$

де  $L$  - рівень шуму, дБ;  $p$  - звуковий тиск, Па;  $U_0$  - коливальна швидкість, 5-10 м/с;  $P_0$  - нульове значення звукового тиску, умовно прийняте рівним  $2 \cdot 10^5$  Па.

При санітарно-гігієнічному нормуванні шуму використовують два методи:

- нормування за гранично допустимим спектром шуму;
- нормування рівня звуку за шкалою А шумоміра.

За характером спектру шум - широкосмуговий з безперервний спектром

шириною більше октави; за тональною характеристикою постійний; за походженням - гідродинамічний.

Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях приймаються за вимогами СН 32.23-85 і наведені в таблиці 9.3 .

Таблиця 9.3 - Допустимі рівні звукового тиску

Робоче місце	Рівні звукового тиску в октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	83	125	250	500	1000	2000	4000	8000
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	89

Для зменшення рівня шуму до допустимого в цеху двигуни виконуються в металевому кожусі, а також виконують змащення, застосовують пластмасові деталі, використовують протишумні навушники, які закривають вушну раковину.

#### 9.2.5 Виробничі вібрації

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сідниці).

Таблиця 9.4 - Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація:	$\frac{1,3}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях										

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с  $10^{-2}$ , знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

### 9.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах.

Приміщення підстанції, де встановлені системи релейного захисту, за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д - негорючі речовини і матеріали в холодному стані с зонами П-Ш, де встановлені трансформатори.

Таблиця 9.5 - Мінімальні межі вогнестійкості та мінімальні межі розповсюдження полум'я по будівельних конструкціях.

	Стіни				Колони	Сходові клітини, балки, марші	Плити, настали та інші несучі конструкції, перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі				Плити настали і прогони	Балки, ферми
II	2/0	1/0	0,25/0	0,25/0	2/0	1/0	0,75/0	0,25/0	0,25/0

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В проектуваному приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м<sup>2</sup> наступна: до 1 - 100 м<sup>2</sup>.

Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 9.6.

Таблиця 9.6 - Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів

Об'єм приміщення, тис. м <sup>3</sup>	Категорія приміщення	Ступінь вогнестійкості будівлі	Кількість людей на 1 м ширини Евакуаційного
1740	Д	II	100

На території підстанції встановлено 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3м<sup>3</sup> та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

## ВИСНОВКИ

1. Протікання струмів короткого замикання призводить до:
  - а) втрати термічної стійкості;
  - б) втрати електродинамічної стійкості;
  - в) зниження рівнів напруги коротко замкнутої мережі;
  - г) виникнення струмів нульової послідовності, і як наслідок поява високих рівнів напруги в електричних мережах сигналізації та обліку електричної енергії;
  - д) втрати динамічної стійкості в електричних системах.
2. Відмічені вище негативні наслідки наявності призводить до значних збитків як енергетичної системи, так і в цілому народному господарстві.
3. Для усунення (зменшення) цих збитків потрібно проводити оптимізацію та координацію струмів короткого замикання як на стадії проектування електричних систем, так і на стадії їх експлуатації.
4. Основними методами обмеження рівнів струмів короткого замикання:
  - а) побудова оптимальних головних електричних схем станцій та підстанцій;
  - б) застосування методів поздовжнього та поперечного ділення електричної мережі високої напруги;
  - в) застосування швидкодіючих засобів релейного захисту та вимикачів з відповідним приводом розщеплення їх контактів;
  - г) застосування струмообмежуючих елементів електричної мережі (трансформаторів з розщепленими обмотками, струмообмежуючих реакторів, тощо);
  - д) комплексне застосування вставок постійного струму в електричних мережах на основі техніко-економічного їх обґрунтування;
  - е) застосування методів та заходів оптимізації струмів короткого замикання на землю;
5. В магістерській роботі приведені характеристики основних методів

оптимізації та координації струмів короткого замикання, зроблений аналіз їх можливого застосування в електричних мережах, а також наведені деякі алгоритми розрахунку струмів короткого замикання.

6. Обмеження над перехідного струму двофазного короткого замикання на землю призвело до таких висновків:

Найбільш ефективно обмеження несиметричного струму здійснюється зміною параметрів і режимів роботи нейтралей автотрансформаторів Т-3 і Т-4;

Зміна опору реакторів, включених в нейтралі трансформаторів від 0 до 100 Ом призводить до зменшення струму короткого замикання  $I_{\Sigma}^{(1,1)}$  від 9,36 кА до 7,695 кА ( $\Delta I_{\Sigma}'' = -17,606\%$ );

Зміна напруги короткого замикання обмотки низької напруги автотрансформаторів Т-3 і Т-4 обмежують струм короткого замикання  $I_{\Sigma}^{(1,1)}$  з 9,36 до 8,561 кА ( $\Delta I_{\Sigma}'' = -8,536\%$ ).

7. З приведених розрахунків видно, що прибуток від реалізації проекту почне надходити на кінець четвертого року і до кінця 10-го року складе 206800 у.о.



## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

- 1 Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О. Електропривод виробничих машин і механізмів. Навчальний посібник з виконання курсової роботи для спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». / Вінниця: ВНАУ, 2016.- с.92.,
- 2 Основи Інженерних методів розрахунків на міцність і жорсткість / [Г. М. Калетнік, М. Г. Чусов, В. М. Швайко та ін.], 2010. – 616 с.
- 3 Технічна механіка / [Г. М. Калетнік, В. М. Булгаков, О. М. Черниш та ін.], 2011. – 340 с.
- 4 Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О., Методичні вказівки по оформленню дипломних робіт магістра для студентів ОКР «Магістр» спеціальності 8.10010101 «Енергетика сільськогосподарського виробництва» та студентів ОС «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка».– Вінниця: ВНАУ, 2016. - 64 с.
- 5 Видмиш А. А. Теоретичні основи електротехніки / А. А. Видмиш, А. А. Штуць, М. А. Колісник. – Вінниця: ВНАУ, 2017. – 83 с. – (Методичні вказівки).
- 6 Автоматизація технологічних процесів на теплових електричних станціях. Тези. Стаднік М.І., д.т.н., професор, Рубаненко О.О., к.т.н., доцент Скалецький Д.І., студент групи ЕЕС-13 . Стор.95, Том 3
- 7 Неклепаев Б.Н. Координация и оптимизация токов короткого замыкания в электрических системах. – М. Энергия, 2001. – 152 с., ил.
- 8 Неклепаев Б.Н. Уровень токов короткого замыкания и вопросы устойчивости и надежности работы энергосистем. – В кн. Доклады III Всесоюзного научно-технического совещания по устойчивости и надежности энергосистем СССР. Л., «Энергия», 1973, с. 55-56.
- 9 Леньшин В.Н., Неклепаев Б.Н. Динамика изменения уровней токов короткого замыкания в развивающихся энергосистемах. Труды МЭИ, вып. 162. М., МЭИ, 1973, с. 5-13.

- 10 Каганов И.Л. Курсовое и дипломное проектирование.- М.:Агропромиздат. - 1990.-351 с. (рос.)
- 11 Ершевич В.В., Кинер Г.Р., Кривушкин Л.Ф. Влияние уровней токов короткого замыкания на выбор оптимального развития электрических сетей. – «Электрические станции», 1972, № 7, с. 9-13.
- 12 Неклепаев Б.Н. Методы ограничения токов короткого замыкания в энергосистемах. – «Электрические станции», 1973, № 11, с. 69-72.
- 13 Прима В.М. Токоограничивающий управляемый реактор. «Изв. вузов. Серия Энергетика», 1966, № 11, с. 28-32.
- 14 Кучумов Л.А., Евдокунин Г.А. Ограничение токов несимметрических к. з. с помощью автоматического размыкания третичных обмоток и нейтралей автотрансформаторов. Труды ЛПИ. – «Электроэнергетика», 1973, № 330, с. 30-36.
- 15 Кучумов Л.А. Особенности и перспективы применения бесконтактных коммутирующих и токоограничивающих устройств в сетях переменного тока. Труды ЛПИ. - «Электроэнергетика», 1973, № 330, с. 24-30.
- 16 Неклепаев Б.Н., Некрестов О.В., Ушакова А.Д. Влияние структуры и параметров электрической сети на максимальный уровень токов короткого замыкания, труды МЭИ, вып. 209. М., МЭИ, 1975, с. 121-127.
- 17 Неклепаев Б.Н. Методы ограничения токов короткого замыкания в энергосистемах. – В кн.: Разработка математического обеспечения ОАСУ «Энергия». Кишинев, «Штиинца», 1973, с. 149-152.
- 18 Борисов Р.И., Козырев В.Д. Влияние уровней токов к. з. на надежность и качественные показатели электроснабжения. – «Известия Томского политехнического института», 1972, вып. 244, с. 72-75.
- 19 Черногубовский З.П. Вопросы ограничения токов короткого замыкания в мощных сетях высокого напряжения. – «Энергохозяйство за рубежом», 1975, № 5, с. 1-5.
- 20 Неклепаев Б.Н. Динамика роста и прогнозирование уровней короткого замыкания в электрических системах. – «Труды МЭИ», вып. 307, 1976, с. 27-33.

- 21 Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М., «Высшая школа», 1970. 472 с.
- 22 Журахівський А. В. Надійність електричних систем і мереж : навч. посіб. / А. В. Журахівський, Б. М. Кінаш, О. Р. Пастух. – Львів: Вид-во Львів. політехніки, 2012. – 280 с. – ISBN 978-617-607-293-5.
- 23 Зорин В. В. Надежность систем электроснабжения : учеб. пособ. / В. В. Зорин, В. В. Тисленко, Ф. Клеппель и др. – Киев : Вища школа, 1984. – 192 с.
- 24 Зорін Є. В., Казанський С. В., Олефір Д. О. Забезпечення надійної роботи ОЕС України – нагальна потреба сучасності // Електропанорама. – № 4, 7-8, – 2007. – С. 86–91.
- 25 Казанський С. В. Надійність електроенергетичних систем : навч. посіб. / С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, Б. М. Сердюк. – Київ.: НТУУ «КПІ», 2011. – 216 с. – ISBN 978-966-622-453-1.
- 26 Казанський С. В. Забезпечення надійності електропостачання в умовах енергоринку // Електропанорама. – № 9. – 2009. – С. 52–54.
- 27 Казанский С. В. Расчет надежности структурных схем электрических станций в условиях функционирования рынка электрической энергии / С. В. Казанский, Ю. П. Матеенко, А. С. Лунин // Энергетика: економіка, технології, екологія // Міжфак. наук. вид. – Київ. : НТУУ КПІ, 2015, №3.
- 28 Кириленко О. В. Аналіз надійності функціонування електроенергетичних об'єктів : монографія / О. В. Кириленко, Б. М. Кінаш, В. І. Гудим – Київ., 2008.– 224 с. – ISBN 966-95419-2-1.
- 29 . ГНД 34.09.453-2003 Розрахунок показників надійності для електростанцій, теплових мереж та енергокомпаній. Методика. Затв. Наказом Мінпаливенерго України від 23.12.2003 р. № 782. – Київ : ОЕП «ГРІФРЕ», 2004. – 42 с.
- 30 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 Норми технологічного
- 31 проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і

вище. Затв. Наказом Міністерства енергетики України від 04.08.2014 р. № 543. – Київ : НТЦЕ НЕК «Укренерго», 2014. – 64 с.

32 СОУ-Н МЕВ-40.1-00100227-68:2012 Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. Затв. Наказом Міністерства енергетики України від 23.07.2012 р. № 539. – Київ : НТЦЕ НЕК «Укренерго», 2012. – 38 с.

33 Правила устройства электроустановок. / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986.

34 Правила користування електричною енергією. – НКРЕ України. – Київ. – 1996.

35 Временная инструкция по учёту электроэнергии. / Минэнерго Украины. – Киев. – 1995.

36 Инструктивные материалы Главгосэнергонадзора. – М. : Энергоатомиздат. 1986.

37 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.-К. Госстандарт Украины.1999

38 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М. : Энергоатомиздат, 1989.

39 Кривенков В.В., Новелла В.Н. Релейная защита и автоматика системы электроснабжения. –М: Энергоиздат, 1984.

40 Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. –М: Энергия, 1984.

41 Беркович М.А. Основы техники релейной защиты. - М.: Энергоатомиздат, 1984.

42 Методичні вказівки до виконання контрольної роботи на тему: „Розрахунок захисту ліній напругою 6(10) кВ розподільчих мереж” для студентів спеціальності 6.090600 “Електротехнічні системи електроспоживання” усіх форм навчання. / Гадай А.В.– Луцьк: ЛДТУ, 2003.

43 Основи релейного захисту і автоматики. Конспект лекцій для студентів спеціальності 7.090603 „Електротехнічні системи електроспоживання” усіх форм навчання. / Гадай А.В.– Луцьк: ЛДТУ, 2004.

44 Методичні вказівки до виконання самостійної роботи на тему: „Захист мереж до 1 кВ” для студентів спеціальності 6.090600 “Електротехнічні системи електроспоживання” усіх форм навчання. / Гадай А.В.– Луцьк: ЛДТУ, 2005.

45 Основи релейного захисту та автоматики. Методичні рекомендації до виконання контрольної роботи на тему: „Захист мереж напругою до 1000 В” для студентів факультету перепідготовки фахівців спеціальності (7.090603) “Електротехнічні системи електроспоживання” заочної форми навчання. / Гадай А.В.– Луцьк: ЛДТУ, 2006.

46 ДСТУ 3440-96. Системи енергетичні. Терміни та визначення : Видання офіційне. – Київ : Держстандарт України, 1997. – 46 с.

47 Розен В. П., Соловей О. І., Момот Д. Є., Побігайло В. А. Математична модель роботи струмообмежувальних пристроїв за схемою «реактор–запобіжник» // Вісник Національного технічного університету України «КПІ». Серія «Гірництво». – 2000. – № 4. – С. 82–90.

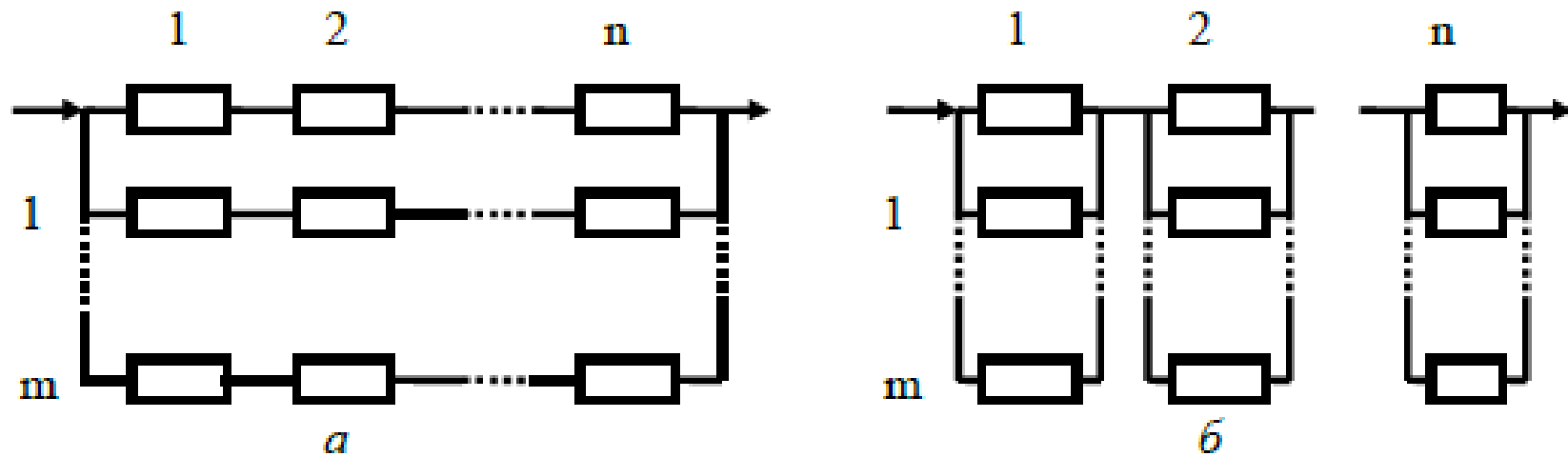
48 Розен В. П., Калинчик В. П., Момот Д. Е., Побігайло В. А. Автоматическое устройство управления ограничением токов короткого замыкания // Вісник Національного технічного університету України «КПІ». Серія «Гірництво». – 2001. – № 7. – С. 120–123.

49 Розен В. П., Побігайло В. А., Залуніна О. М. Алгоритм побудови математичної моделі струмообмежуючої установки «реактор–запобіжник» // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету. – 2001. – № 2. – С. 291–294.

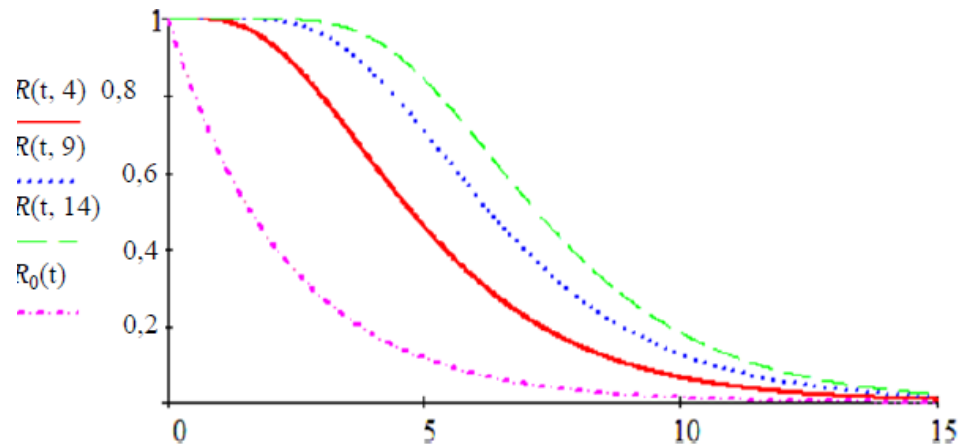
50 Розен В. П., Побігайло В. А. Засіб струмообмеження як один з способів ефективного енерговикористання // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи. – 2001. – № 421. – С. 181–188.

51 Аналіз результатів моніторингу паперово-оливної ізоляції конденсаторного типу енергетичного обладнання О.О. Рубаненко, І. І. Смагло.

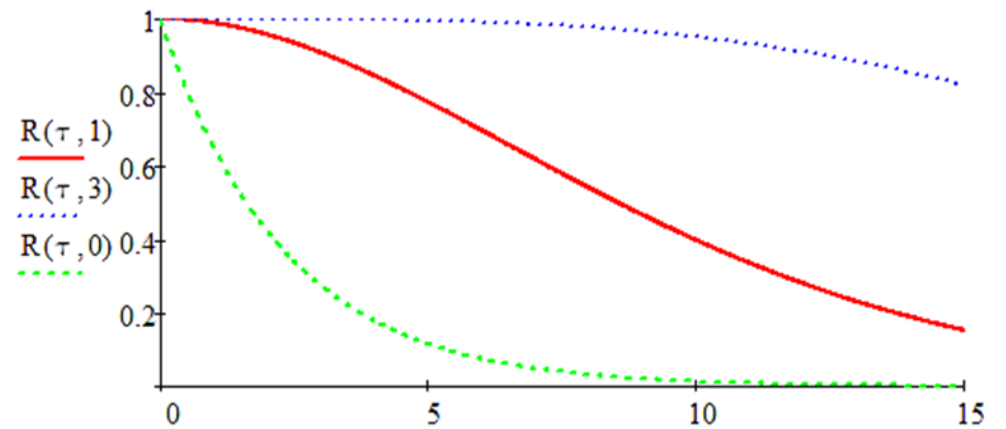
# Додатки



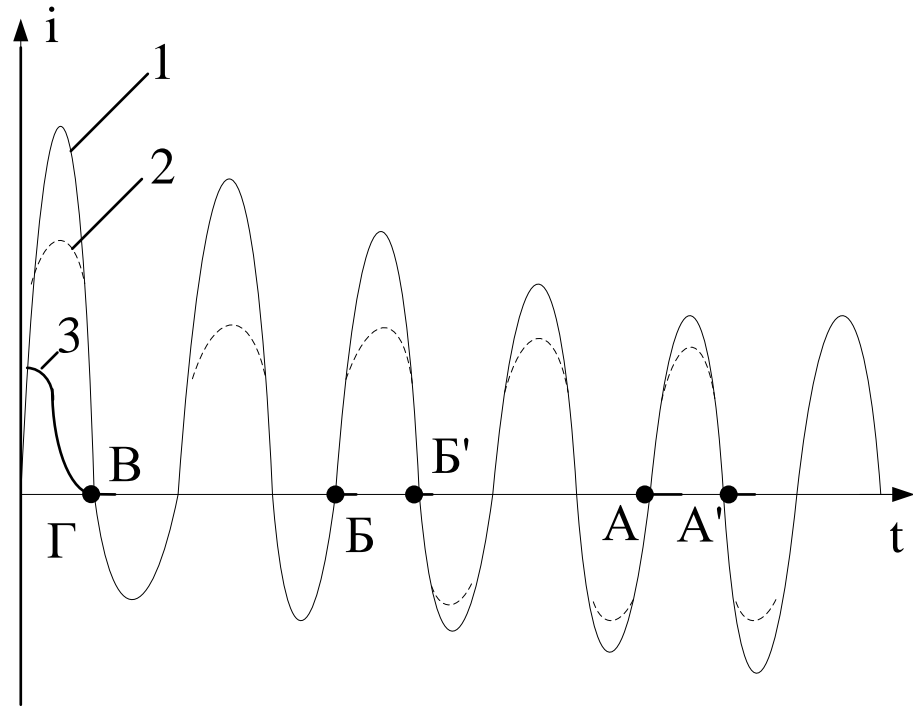
Приклад резервування групи послідовно з'єднаних невідновлюваних елементів: а – загальне; б – роздільне



Графіки функцій  $R(t)$  для загального резервування



Графіки функцій  $R(t)$  для роздільного резервування



Умови обмеження і відключення струму КЗ

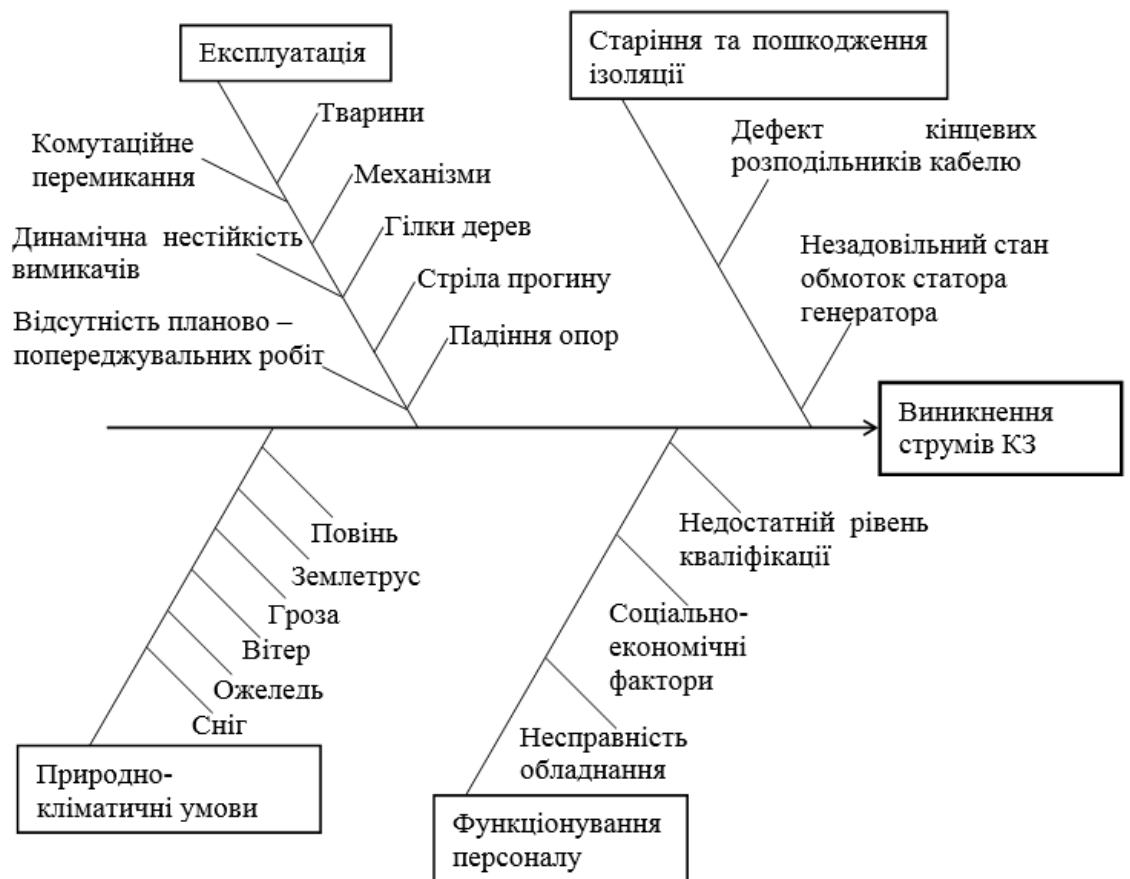
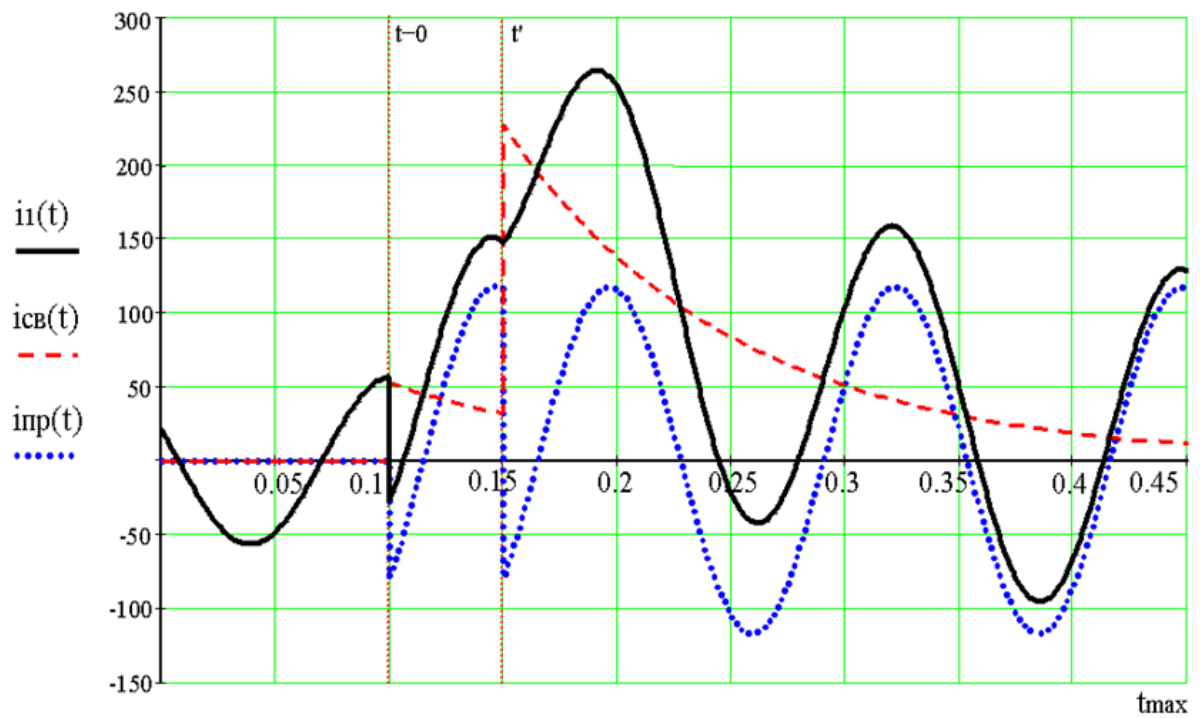
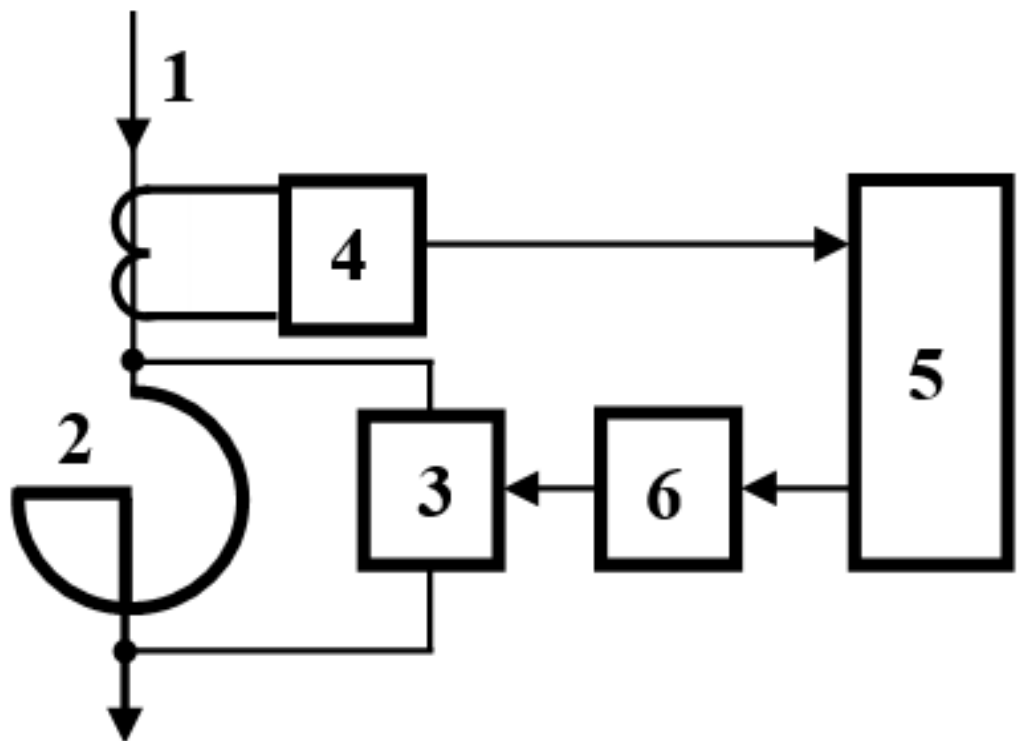


Схема причинно-наслідкових зв'язків виникнення струмів КЗ

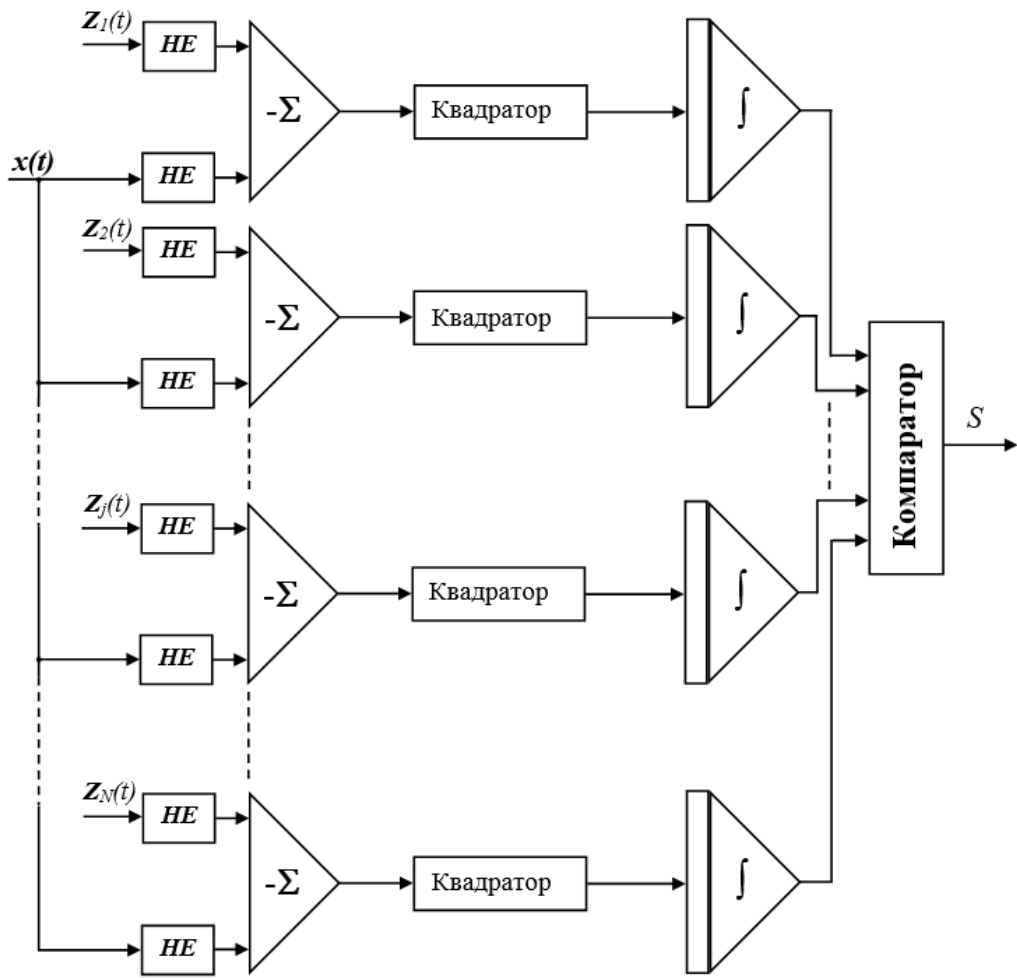




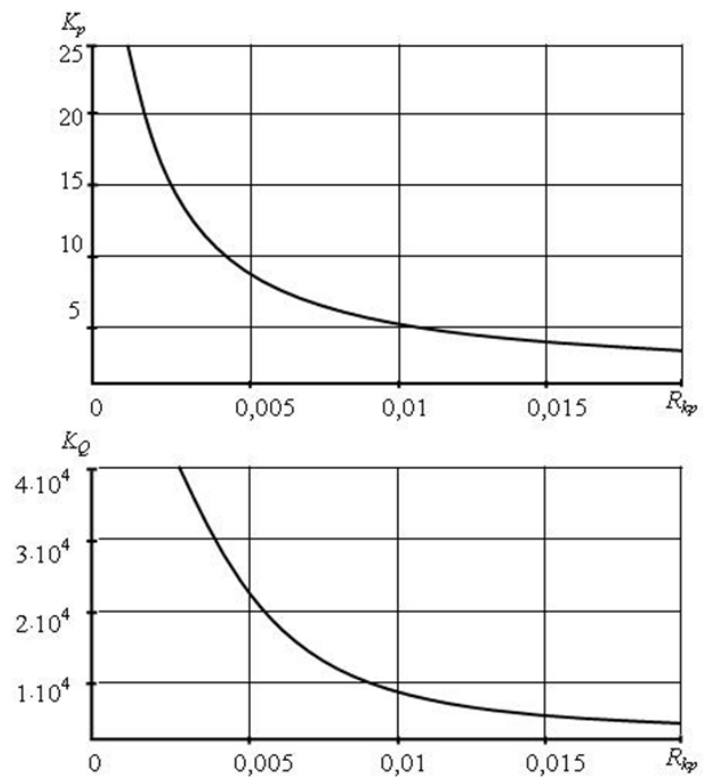
Перехідний процес з використанням реактора РБМ та некерованого шунта ПКТ на 6 кВ



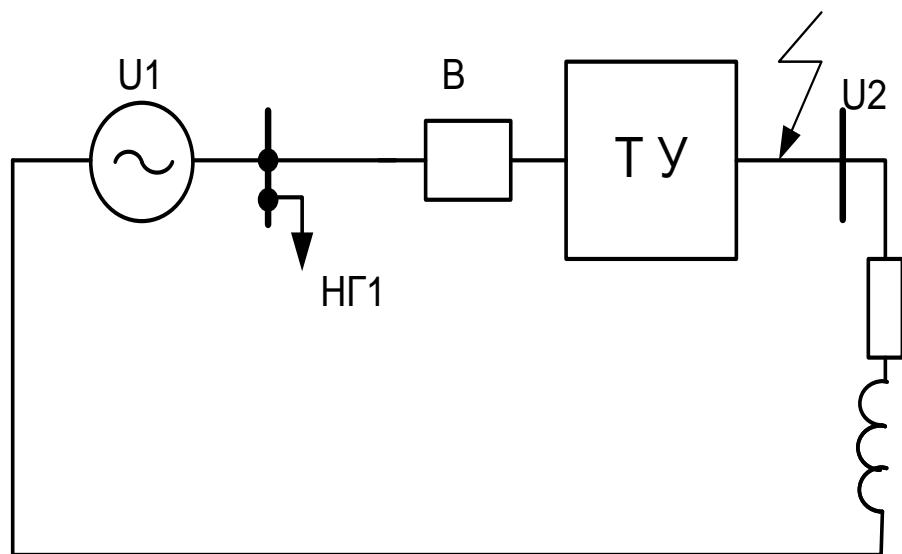
Структурна схема пристрою обмеження струму КЗ



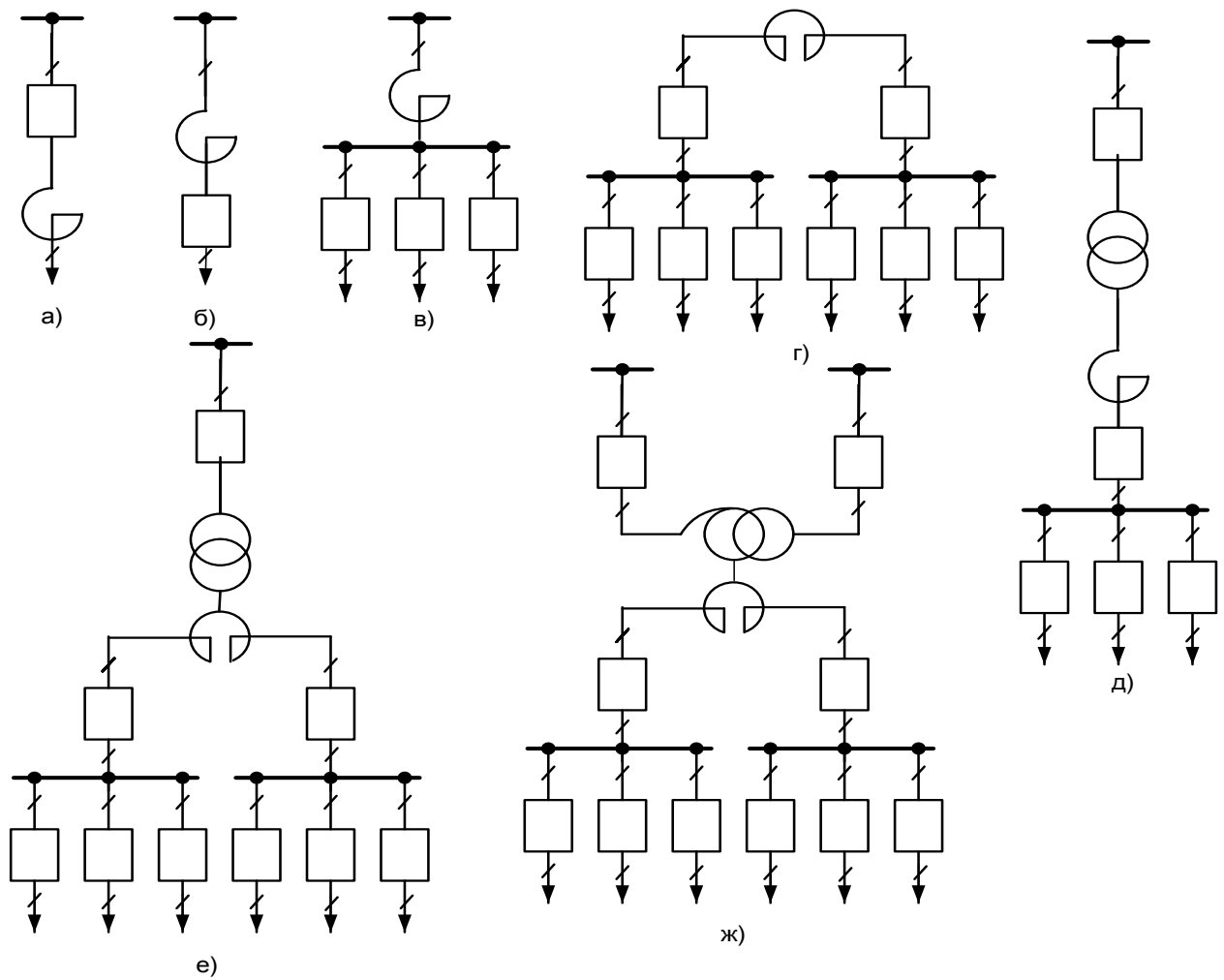
Структурна схема аналізатора



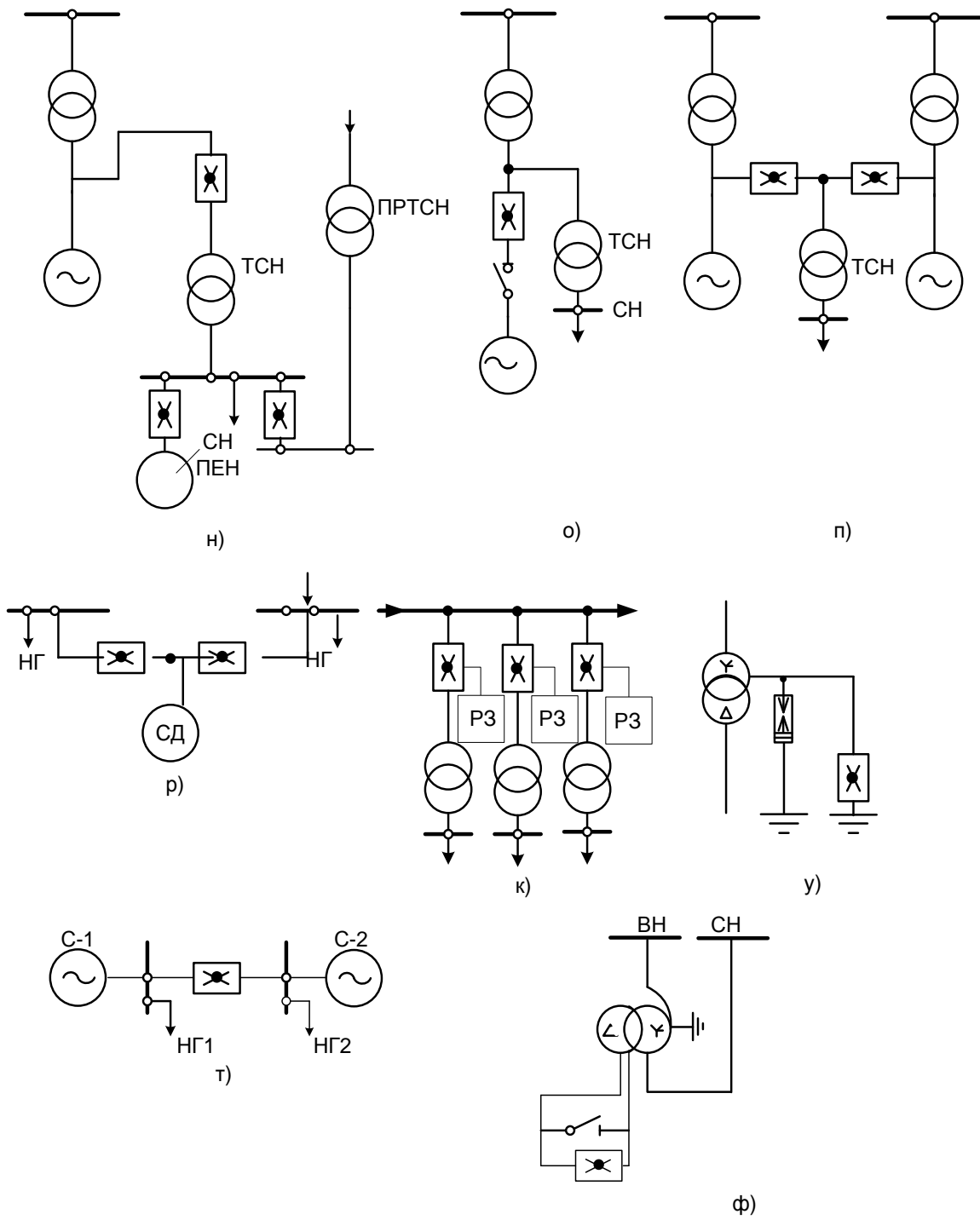
Кратність зниження втрат активної та реактивної потужності



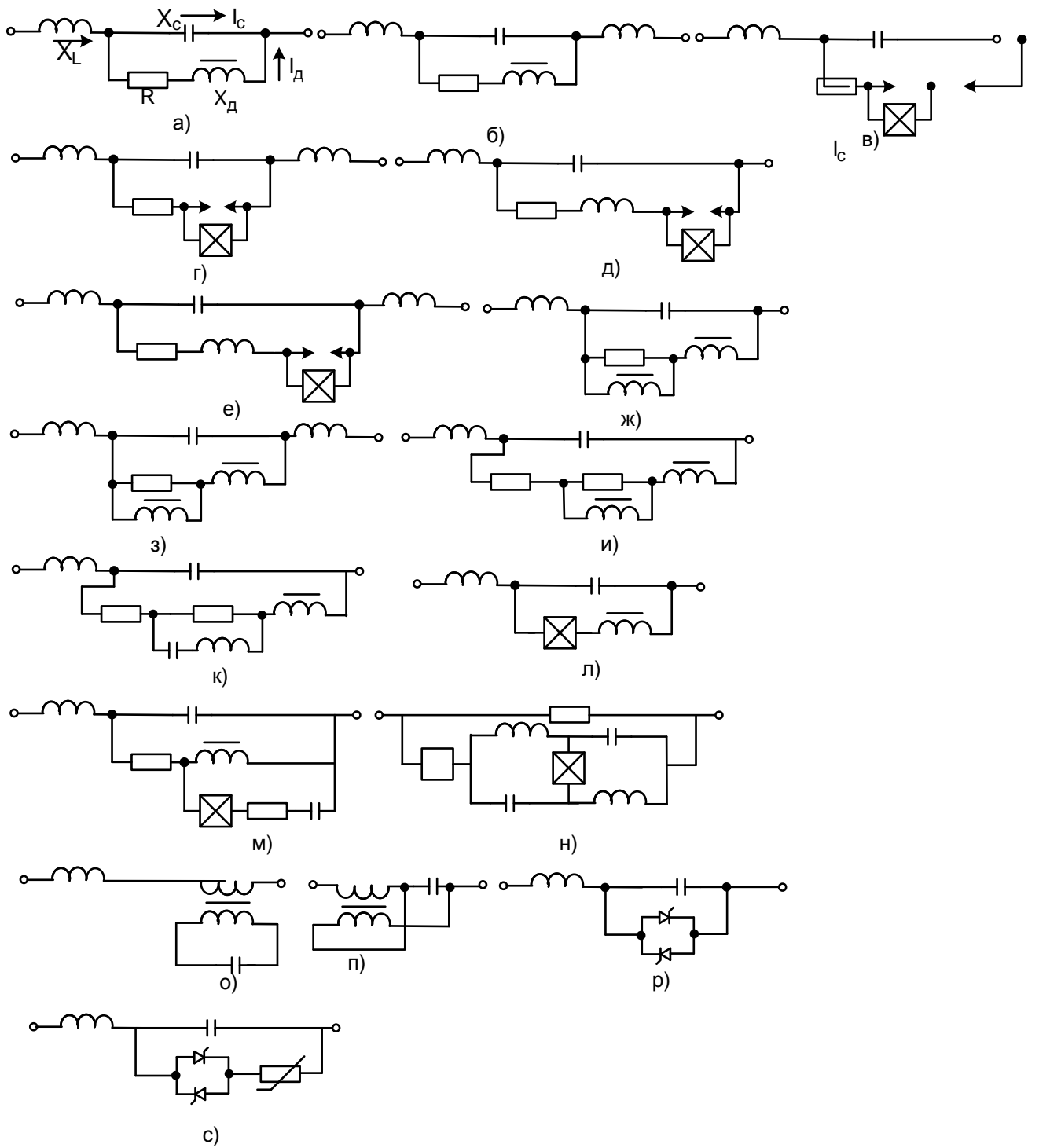
Схема, що пояснює вимоги до струмообмежуючих пристроїв.



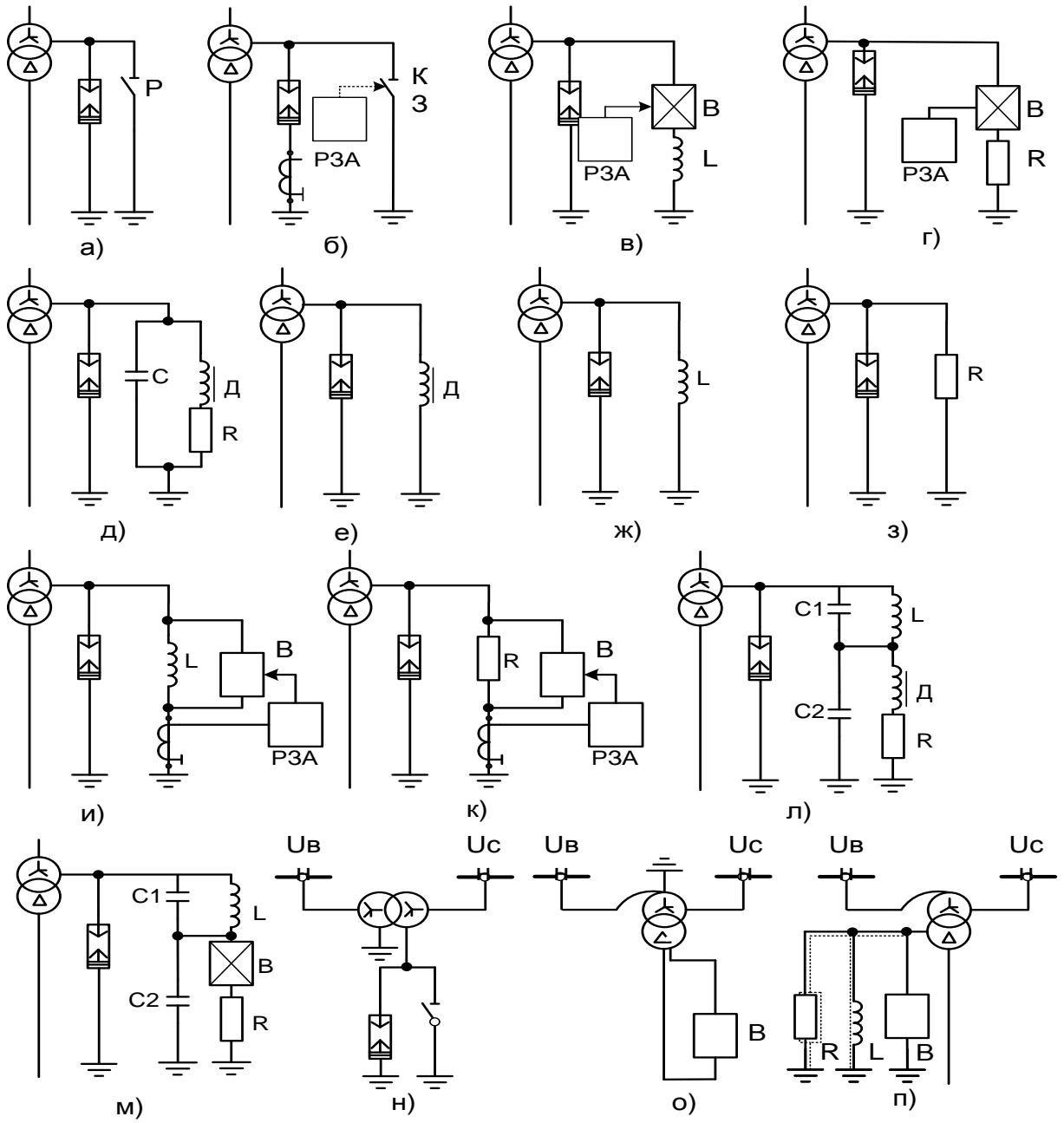
Можливі схеми включення лінійних і секційних реакторів



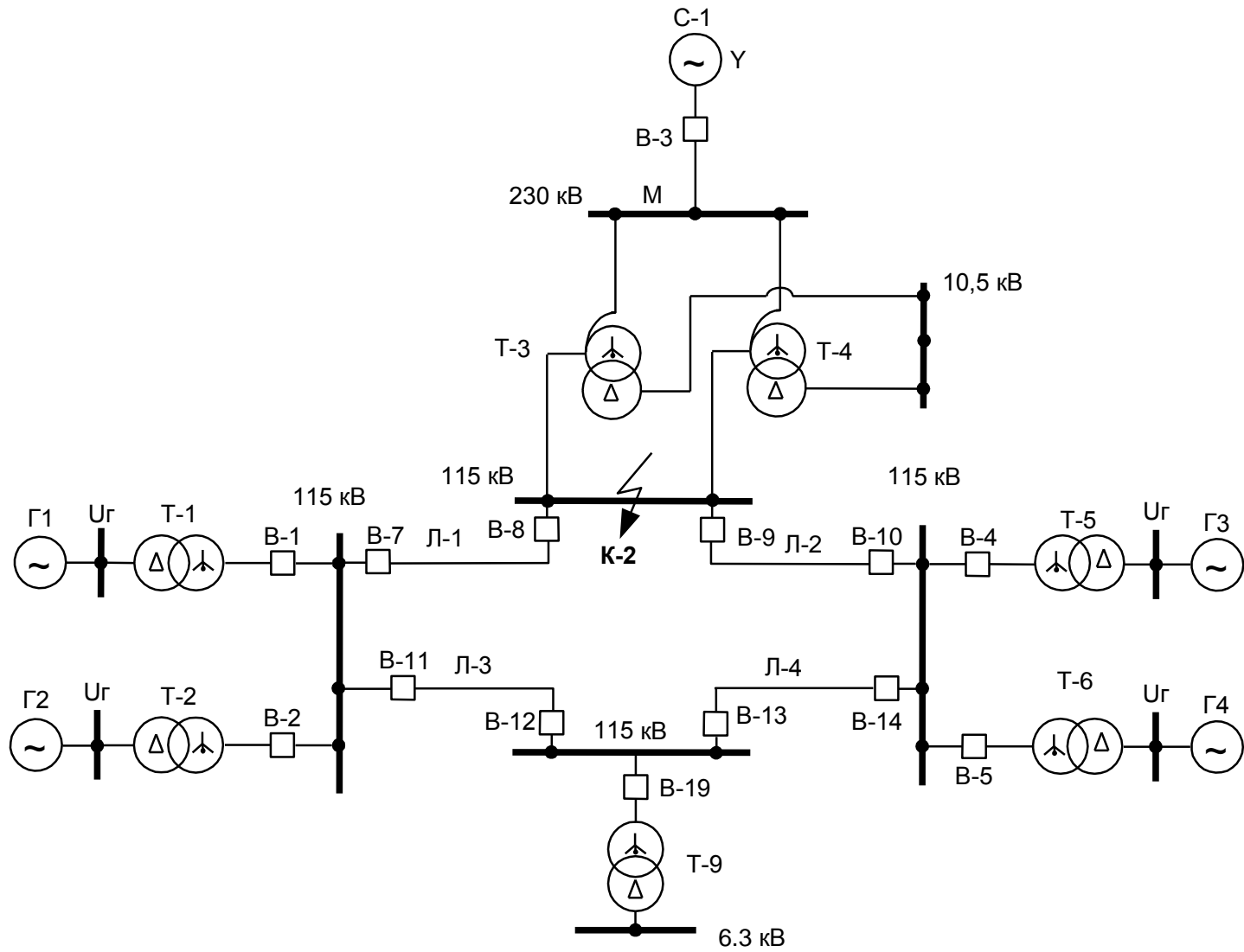
Схеми включення обмежувачів ударного струму



Струмообмежуючі пристрої резонансного типу



Способи обмеження струму КЗ на землю



Початкова схема електричної мережі із врахуванням комутацій



Капітальні затрати на придбання обладнання для діагностування

Вид обладнання	Вартість обладнання, тис. у.о.
Обладнання для on-line моніторингу розчинених газів у маслі високовольтних вводів за допомогою приладу HYDROCAL1008	120
Обладнання для on-line моніторингу комплексної провідності високовольтних вводів КІН-750	220
Обладнання FRAnalyzer - свіп-аналізатор частотних характеристик для діагностування обмоток силових трансформаторів.	150
Обладнання для проведення тепловізійного обстеження	350
Вартість обладнання для on-line моніторингу tgδ трансформаторного масла в баку трансформатора	90
Обладнання для on-line моніторингу tgδ масла в баку РПН	100
Разом	1030

Затрати на проведення ремонтів, тис.у.о.

Вид ремонту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Поточні	34	32	38	37	39	34	37	35	36	38
Розширені поточні	340	160	620	3420	340	350	870	200	180	160
Разом	374	192	658	3457	379	384	907	235	216	198
Разом	7000									