

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Розробка заходів підвищення ефективності електромереж 110 кВ
при застосуванні класу напруги 20 кВ**

Виконав(ла): студент(ка) VI курсу, групи ЕЕМ-61
спеціальності 141

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

	<hr/> <small>(підпис)</small>	Фіголь Р. П. <hr/> <small>(прізвище та ініціали)</small>
Керівник	<hr/> <small>(підпис)</small>	Белякова І. В. <hr/> <small>(прізвище та ініціали)</small>
Нормоконтроль	<hr/> <small>(підпис)</small>	Вакуленко О. О. <hr/> <small>(прізвище та ініціали)</small>
Завідувач кафедри	<hr/> <small>(підпис)</small>	Тарасенко М. Г. <hr/> <small>(прізвище та ініціали)</small>
Рецензент	<hr/> <small>(підпис)</small>	Шелестовський Б. Г. <hr/> <small>(прізвище та ініціали)</small>

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії

(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

« 07 » вересня 2020 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр

(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

студенту Фіголю Роману Петровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка заходів підвищення ефективності електромереж 110 кВ при застосуванні класу напруги 20 кВ

Керівник роботи Белякова Ірина Володимирівна, к.т.н., доцент

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

Затверджені наказом ректора від «01» вересня 2020 року № 4/7-619

2. Термін подання студентом завершеної роботи 14 грудня 2020 року

3. Вихідні дані до роботи Генеральний план району електропостачання ПС 330 кВ «Тернопіль»; характеристика та перелік наявних потужностей ПС 110 кВ «Радіозавод»; номінальна потужність – 2х25 МВА; однолінійна схема внутрішніх й зовнішніх електромереж підстанції; графік роботи – цілодобовий.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Генеральний план району електропостачання ПС 110 кВ 1л. ф – А1

2. Однолінійна схема електричних з'єднань підстанції до модернізації 1л. ф – А1

3. Однолінійна схема електричних з'єднань підстанції після модернізації 1л. ф – А1

4. Математична модель ефективності реконструкції електромереж 110/20 кВ 1л. ф – А1

5. Схема електрична принципова кіл захисту силового трансформатора 1л. ф – А1

6. Схема релейного захисту силового трансформатора 1л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 28 вересня 2020 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	05.10.2020	
2	Аналітичний розділ	19.10.2020	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	02.11.2020	
4	Проектно-конструкторський розділ	16.11.2020	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	23.11.2020	
6	Висновки	30.11.2020	
7	Оформлення пояснювальної записки	07.12.2020	
8	Оформлення графічної частини	11.12.2020	

Студент

_____ (підпис)

Фіголь Р. П.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Белякова І. В.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Фіголь Р. П. Розробка заходів підвищення ефективності електромереж 110 кВ при застосуванні класу напруги 20 кВ. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕм–61. - Тернопіль : ТНТУ, 2020.

Стор. - 79; рис. - 11; табл. - 4; креслень - 6; джерел - 27; додатків -.

У кваліфікаційній роботі розроблені заходи з реконструкції електромережі трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ переведенням її на систему напруг 110/20 кВ з модернізацією підстанції сучасним комутуючим обладнанням для підвищення надійності системи електропостачання.

Досліджена ефективність застосування щоглових комплектних трансформаторних підстанцій 20/0,4 кВ для збільшення площі обслуговування споживачів, зменшення втрат електроенергії, загальної протяжності електромереж 0,4 кВ.

Досліджені моделі отримання економічного ефекту в триступневих електромережах 110/35/10 кВ у вигляді зменшення втрат потужності та втрат напруги при їх реконструкції на двоступеневу напругу 110/20 кВ.

Виконаний розрахунок максимальних струмів кіл електромережі 110 кВ та вибране сучасне захисне комутаційне електрообладнання релейного захисту трансформатора.

Ключові слова: ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ПОНИЖУВАЛЬНА ПІДСТАНЦІЯ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, КОМУТАЦІЙНЕ ОБЛАДНАННЯ.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Загальна характеристика та необхідність модернізації розподільних електромереж	9
1.2 Загальна проблематика зменшення втрат електроенергії в електромережах середньої напруги	13
1.3 Принципи оптимальності рівнів втрат електроенергії в електричних мережах	16
1.4 Динаміка зниження втрат електроенергії в електромережах зарубіжних країн	21
1.5 Висновки до розділу	25
2 РОЗРАХУНКОВО–ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	27
ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕВАГ МОДЕРНІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ СЕРЕДНЬОГО КЛАСУ НАПРУГИ ТА ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ	27
2.1 Особливості схемних рішень сучасних розподільних електромереж середнього класу напруги	27
2.2 Дослідження ефективності модернізації електричних мереж середньої напруги	35
2.3 Дослідження пристроїв релейного захисту для трансформаторної підстанції електромережі 110/20 кВ	38
2.4 Висновки до розділу	49
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	51
3.1 Аналіз електрообладнання трансформаторної підстанції 110 кВ	51
3.2 Обґрунтування конструктивного рішення заміни комутаційного обладнання на ПС 110/35/10 кВ	52
3.3 Розрахунок перевантажувальних струмів трансформатора на	

сторони 110 кВ	53
3.4 Висновки до розділу	66
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	68
4.1 Аналіз небезпечних факторів функціонування електричних мереж	68
4.2 Світовий досвід створення систем оповіщення про загрозу або виникнення надзвичайної ситуації	72
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	75
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	77

ВСТУП

Актуальність теми. Розподільчі електричні мережі знаходяться на межі резерву пропускної здатності, мають малий ступінь автоматизації, на трансформаторних підстанціях домінує застаріле обладнання, яке не допускає дистанційного керування; спостерігається значна розгалуженість і протяжність електромереж, а керування окремими ділянками здійснюється, в основному, лінійними роз'єднувачами [7].

Внаслідок цих вад електричні мережі 10(6) кВ об'єктивно погіршують міжнародно визнані показники-індекси (SAIDI, SAIFI) щодо надійності електропостачання споживачів [3, 25].

З міжнародного досвіду модернізований стандарт 20 кВ має більше переваг, ніж номінал 10 кВ: значну пропускну потужність та щільність навантажень споживачів, що є позитивним моментом в умовах сучасного підвищення споживання електроенергії, а також низькі (в 1,5 рази і 2-3 рази, відповідно) втрати електроенергії і напруги на її передачу [3, 5, 25].

Дослідженнями встановлено [10, 11, 13], що втрати електроенергії в устаткуванні номіналом 10 і 6 кВ в 3 і 8 разів більші, відповідно, ніж в електрообладнанні 20 кВ.

Проблема комплектації електрообладнанням мереж 20 кВ поступово може бути вирішена як внутрішніми виробниками електроенергетичного устаткування, так і закордонними. Це - комплектні щоглові трансформаторні підстанції 20/0,4 кВ зі спрощеною конструкцією трансформатора, але з наявним комплектом обладнання релейного захисту. Такі підстанції розміщуються якнайближче до споживачів і збільшують щільність навантажень, зменшуючи втрати електроенергії на її передачу електромережею [7, 24].

Техніко-економічне порівняння варіантів реконструкції електромереж 10 кВ на 20 кВ найбільш ефективно досліджується за допомогою визначення сумарних дисконтованих витрат. В результаті розрахунку перевагу на 10% має варіант розподільної електромережі з номінальною напругою 20 кВ [2].

Таким чином, актуальною залишається задача зниження рівня втрат електроенергії та покращення енергоефективності розподільних електромереж

реконструкцією системи напруг 110/35/10 кВ до системи 110/20 кВ застосуванням комплексу обладнання, включно з комплектними щоголовими трансформаторними підстанціями 20/0,4 кВ.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є реконструкція схеми електропостачання трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ до схеми електропостачання 110/20 кВ, а також розробка заходів з підвищення надійності та енергоефективності системи електропостачання.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- аналіз методів підвищення надійності електромереж заміною комутаційного устаткування, обладнання релейного захисту з покращеними характеристиками на основі мікропроцесорної техніки;
- аналіз характеристик новітнього комутаційного устаткування трансформаторної підстанції для її модернізації;
- аналіз характеристик електричних мереж 10(6) кВ та 20 кВ для встановлення їх технічних і економічних показників;
- розрахунок максимальних струмів навантаження на шинах підстанції для вибору комутуючого устаткування.

Об'єкт дослідження - процес підвищення ефективності електричної мережі 110 кВ реконструкцією електричної схеми й заміною високовольтного комутаційного устаткування.

Предмет дослідження - характеристики електрообладнання 20 кВ та комутуючого обладнання 110 кВ для реконструкції електромережі 110 кВ.

Наукова новизна отриманих результатів.

- Отримало подальший розвиток використання методів збільшення ефективності електромереж шляхом їх реконструкції зміною системи напруг й впровадженням сучасного комутаційного устаткування.
- Запропонована для подальшого дослідження модель економічної ефективності електромереж 110/10 кВ шляхом зменшення втрат потужності і напруги реконструкцією на рівень напруг 110/20 кВ.

Практичне значення отриманих результатів.

Застосування результатів досліджень методів зменшення втрат електроенергії в електромережах зміною системи напруг матиме результат в їх

енергоефективності.

Апробація. Результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на ІХ Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів ТНТУ «Актуальні задачі сучасних технологій» на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя [3].

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4-х розділів, висновків, переліку посилань (27 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 79 стор., 4 табл., 11 рис.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Загальна характеристика та необхідність модернізації розподільних електромереж

На сьогодні електричні мережі (ЕМ) номіналом 10(6) кВ практично знаходяться на межі резерву пропускної здатності, мають невисокий ступінь автоматизації, на трансформаторних підстанціях (ТП) застаріле обладнання домінує, заважаючи здійсненню дистанційного керування; спостерігається значна розгалуженість електромереж, повсюдною є їх протяжність (15 ... 25) км, іноді до 50 км; керування окремими секціями електромереж забезпечене, в основному, лінійними роз'єднувачами, а використання сучасних реклоузерів обмежене [3].

Розподільні електричні мережі в Україні мають протяжність на сьогодні: 0,4 кВ – більше 430 тис. км; 6-10 кВ – більше 320 тис. км і мають тенденцією до зростання. Незадовільний технічний стан характерний для більше 75 тис. км повітряних ліній напругою 0,4 ... 150 кВ, а також для більше 30 тис. трансформаторних підстанцій і розподільчих пунктів номіналом 6(10) кВ та 35-150 кВ. Тобто, сучасний стан ЕМ, їх схем та устаткування не адаптовані до сучасних вимог щодо сфери енергозабезпечення [12].

Як зазначив автор Б. В. Циганенко в [25]: «Суттєве відставання технічного прогресу в ЕМ 10(6) кВ об'єктивно сприяє погіршенню міжнародно признаних показників щодо надійності електроспоживання: індексу середньої тривалості відключень (SAIDI = $\sum_{i=1}^m n_i \cdot T_i / N_c$, де m - число ділянок електромережі; n_i - число

споживачів на i -тій ділянці; T_i - тривалість перерв в електропостачанні; N_c - загальне число споживачів) та індексу середньої частоти відключень (SAIFI = $\sum_{i=1}^m n_i \cdot \lambda_i / N_c$, де λ_i - частота відмов на i -тій ділянці ЕМ). Внаслідок цього, показник реальної тривалості перерв у електропостачанні для України знаходиться в межах (580 ... 870) хв., а для країн ЄС – до 40 хвилин».

Впровадження електроустановок класу 20/0,4 кВ має кілька причин, основною серед яких є стрімке збільшення кількості енергоємного обладнання

Впровадження електроустановок класу 20/0,4 кВ має кілька причин, основною серед яких є стрімке збільшення кількості енергоємного обладнання

при загальному зростанні числа споживачів. Підвищення навантаження на електромережу призводить до того, що з'являється дефіцит потужності, вимагаючи створення додаткових розподільних і трансформаторних підстанцій. Необхідно відзначити, що подібні тенденції спостерігаються не тільки в районах, що інтенсивно забудовуються, а й у місцях з уже сформованою інфраструктурою. Використання електромереж, які функціонують під напругою 20 кВ, дозволяє уникнути невідповідного збільшення площ, які займає трансформаторне обладнання. З практичних спостережень, типова підстанція, що розрахована на напругу 20/0,4 кВ, займає практично вдвічі меншу площу, ніж подібна підстанція, яка здійснює свою роботу відповідно до стандарту 10 кВ [7].

З досвіду ряду європейських країн, наприклад Франції, модернізований стандарт 20 кВ більш оптимально підходить для того, щоб організувати електропостачання. Розподільні мережі 20/0,4 кВ отримали активний розвиток саме завдяки тому, що з'явилися поліпшені ізоляційні матеріали, які поєднують в собі мінімальну вагу і габарити з урахуванням високої ефективності.

Електричні мережі з класом напруги 20 кВ порівняно з класом напруги 10 кВ мають низку переваг: значну пропускну потужність, що є позитивним моментом в умовах сучасного підвищення споживання електроенергії. До прикладу, кабельною лінією номіналом 20 кВ з січенням 240 мм² можна передати потужність порядку 14 МВ·А, в той же час як лінією 10 кВ - тільки близько 6 МВ·А.

Ще важливішою є перевага ЕМ 20 кВ у зниженні при передачі втрат електроенергії і напруги. Так, січення проводів на напругах 10 і 20 кВ ($F_{10} > F_{20}$) будуть різнитися в 2-3 рази; відносні втрати потужності на напругах 10 кВ і 20 кВ згідно виразу: $\Delta P_{10} / \Delta P_{20} = (R_{10} / R_{20}) / (U_{10} / U_{20})^2$ будуть в (1,3 ... 1,6) разів меншими як і відносні втрати напруги [5].

Модернізація типової триступеневої системи електропостачання (110-35-(6)10 кВ) з переходом на двоступеневу (110 – 20 кВ) подана на рис. 1.1, а). Ефективність ЕМ 20/0,4 кВ завдяки зменшенню загальної протяжності ЕМ 0,4 кВ та втрат у них за допомогою застосування щоглових комплектних ТП 20/0,4 кВ якнайближче до споживачів продемонстрована на рис. 1.1, б) [5].

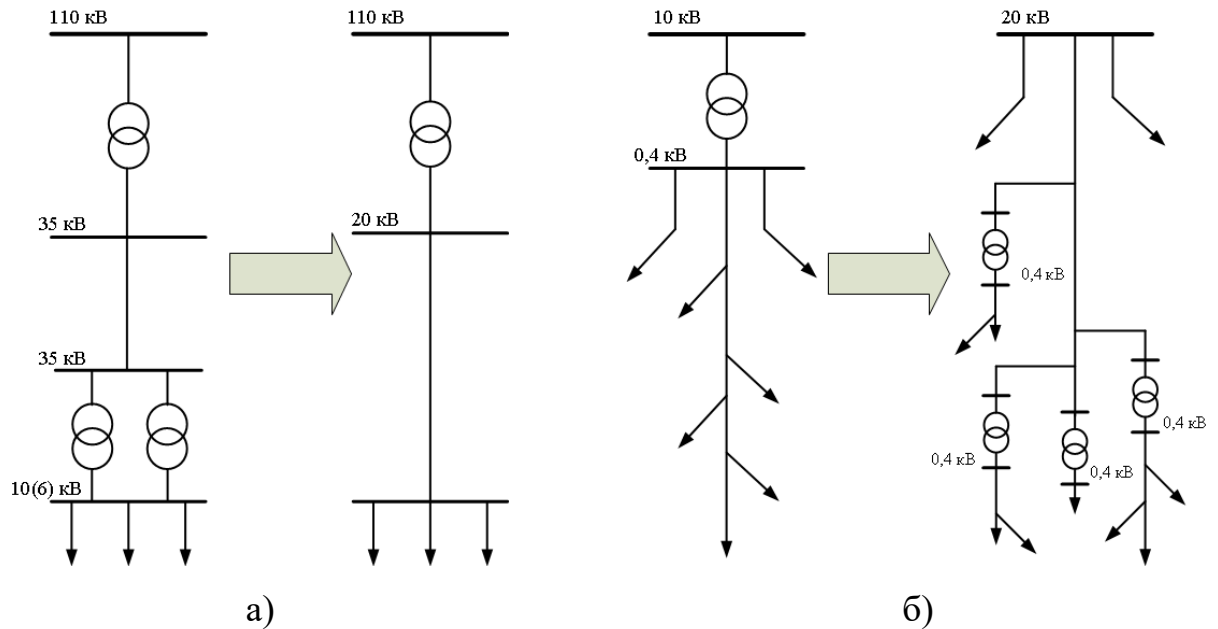


Рисунок 1.1 - Модернізація ЕМ 110–35–10 (6) кВ та ефективність розподілу електроенергії в ЕМ 110–20 кВ за допомогою щоглових КТП

Дослідження мінімальних сумарних дисконтованих витрат для техніко-економічного порівняння шляхів розвитку ЕМ на номінальні напруги 10 чи 20 кВ згідно літературних джерел є найбільш ефективними. Автор З. М. Бахор дослідив у [2], що: «... за умови річних інвестиційних залучень дисконтовані витрати можна оцінити за формулою: $Z_{oc} = \frac{B}{E} + K - L$, де B - витрати експлуатаційні та на обслуговування електромереж, а також на компенсацію втрат електроенергії; K - вкладення капіталів в модернізацію електромереж; L - вартість демонтованого обладнання ліквідного; $E = 0,1$ - дисконтована норма».

З розрахунків досліджуваної автором З. М. Бахором у [2] ЕМ випливає, що «...кращими техніко-економічними показниками характеризується варіант реконструкції розподільної ЕМ з переведенням живлення на номінальну напругу 20 кВ. Різниця у сумарних дисконтованих витратах порівнюваних варіантів становить 136596,6 тис. грн, що складає 9,94 % сумарних дисконтованих витрат менш економічного варіанту, тобто пріоритет треба віддавати варіанту розвитку ЕМ номінальною напругою 20 кВ.

Період повернення капіталу дорівнює року розрахункового періоду, після якого кумулятивна сума чистих грошових потоків переходить з від'ємної зони в

додатну і визначається за виразом:
$$P_{dc} = \sum_{t=1}^{T_n} P_{ct} / (1 + E)^t = 0$$
, де P_{ct} - чистий прибуток в t -й рік розрахункового періоду».

При цьому, розрахунок тривалості повернення капіталів повинен містити зростання у споживанні електроенергії й швидкість зміни накопичувальної суми у грошових потоках.

Згідно досліджень авторів: Денисюка С. П., Горенка Д. С. та ін. в [7]: «Визначено проблеми переведення розподільних мереж з номінальної напруги 6 – 10 кВ на напругу 20 кВ:

- відсутність широкої лінійки електрообладнання на номінал напруги 20 кВ;
- відсутність досконалої нормативноправової бази використання в ОЕС України напруги 20 кВ, як одного з ключових аспектів переходу до моделей ВЕС;
- відсутність партнерської програми з країнами, які вже використовують технологію використання напруги 20 кВ;
- відсутність проекту сценарного типу, який враховував би особливості переведення частин мереж з напруги 6 (10) кВ на напругу 20 кВ з паралельною роботою основної кількості цих мереж».

Модернізація розподільних ЕМ середнього класу напруги дозволяє отримати такий техніко-економічний ефект [2]:

- застосовувати новітнє обладнання 20 кВ в габаритах існуючих трансформаторних підстанцій та розподільних пристроїв, а також земельні ділянки підстанцій без розширення їх площі (50 м^2) й охоронні зони повітряних ЛЕП (10 м);
- зменшити втрати електроенергії та загальну довжину мереж 0,4 кВ за рахунок наближення розподільної мережі 20/0,4 кВ до споживачів;
- розвантажити центри живлення на напрузі 110 кВ як від робочих перевантажень, так і від аварійних встановленням необхідного захисту на щоглових КТП 20/0,4 кВ;
- підвищити навантажувальну здатність електромереж при тих же січеннях провідників та можливість створення резерву потужності для надійного електропостачання споживачів.

При створенні нових розподільних ЕМ у ході будівництва селищ, районів

економічно доцільною є електрифікація на напрузі 20 кВ незалежно від щільності навантажень споживачів. При щільності навантажень споживачів (100 ... 200) кВт/км² застосування номіналу 20 кВ є ефективним для нових районів міських ЕМ, а при щільності навантажень (60 ... 100) кВт/км² - для сільських ЕМ. Для промислових підприємств обмеженої потужності (до 12 МВ·А) при відсутності у них споживачів з напругою 10(6) кВ, система електропостачання (110 - 20 - 0,4) кВ є найбільш прийнятною [24].

Застосування сучасних автоматизованих пристроїв при реконструкції електромереж на напругу 20 кВ (елегазові, вакуумні вимикачі, реклоузери, щоглові комплектні ТП) підвищує надійність систем електропостачання споживачів України, зменшує (обмежує) струми коротких замикань, знижує рівень втрат електроенергії, підвищує безпеку експлуатації ЕМ.

1.2 Загальна проблематика зменшення втрат електроенергії в електромережах середньої напруги

Аналіз проблеми втрат електричної енергії показує, що в ній можна виділити кілька відносно самостійних, але взаємопов'язаних завдань. До них відносяться: визначення чисельної величини і проведення структурного аналізу втрат, розробка організаційно-технічних заходів щодо зниження втрат, прогнозування та нормування втрат електромережевими підприємствами.

За твердженням дослідника Фурсанова М. І. об'єктивна оцінка величини втрат надзвичайно важлива, так як від неї залежить достовірність вирішення перерахованих вище завдань. Наприклад, проведення структурного аналізу втрат можливо тільки після їх розрахунку. В процесі аналізу визначається структура втрат, тобто співвідношення між величинами втрат в електричних мережах різних номінальних напруг, а також навантажувальні і постійні втрати електроенергії (абсолютні і відносні), досліджується тенденція до їх зміни при зростанні навантажень, оцінюється навантаження мережі, виявляються "осередки" втрат. Це дозволяє виконати попередню оцінку доцільності того чи іншого заходу щодо зниження втрат. Остаточний вибір найкращого варіанту здійснюється в процесі оптимізаційних розрахунків. При цьому потрібна підвищена точність оцінки

втрат, так як тут мова йде про конкретні грошові вкладення і реконструкцію електромережі, часто в умовах експлуатації.

Як досліджено авторами: Лежнюком П. Д., Куликом В. В., Буславцем О. А. в [13], значення втрат електричної енергії, розраховані на прогнозований рік з урахуванням організаційно-технічних заходів щодо зниження втрат, дозволяють узаконити прогнозні показники за втратами, тобто здійснити їх обґрунтоване нормування.

Для кожної розглянутої задачі виконуються відповідні аналітичні розрахунки втрат з необхідною точністю. Ці розрахунки і розрахункові методи, можуть бути поелементними і узагальненими.

Поелементні методи оцінки втрат призначені для визначення величини втрат в окремих елементах електричних мереж - лініях, трансформаторах, компенсуючих пристроях та ін. Вони використовують деталізовану мережеву й режимну вихідну інформацію і допускають збір та обробку великих обсягів даних, що пов'язано зі значними трудовитратами і часом розрахунків на ЕОМ. Ці методики базуються, зазвичай, на ряді припущень. Наприклад, поелементні розрахунки втрат в розподільних мережах виконуються виходячи з таких режимних особливостей цих мереж:

1. Не враховуються кути зсуву фаз між векторами напруги. Це дає можливість при оцінці режиму мережі враховувати тільки поздовжню складову падіння напруги.

2. Не враховуються ємнісні провідності повітряних і кабельних ліній.

3. Втрати потужності і напруги визначаються з номінальної напруги.

Поелементні методи розрахунку втрат досить точні, тому вони застосовуються в умовах експлуатації при розробці заходів щодо зниження втрат, так як тут величина втрат набуває самостійного значення і потрібна підвищена точність її розрахунку. При проектуванні також можуть застосовуватися поелементні методи розрахунку втрат. Однак, тут до них не висуваються жорсткі вимоги об'єктивності, бо розрахункові проектні навантаження можуть бути визначені лише приблизно.

Узагальнені методи застосовуються для оперативної оцінки сумарної величини втрат електроенергії в сукупності електричних мереж розглянутого

структурного підрозділу (району електричних мереж, мережевого підприємства і т. ін.).

Ці методи використовують тільки узагальнені характеристики електричних мереж - сумарний відпуск електроенергії в мережу та її протяжність, кількість і сумарну встановлену потужність трансформаторів, загальне число ліній і т. ін. Узагальнені методи менш точні, але мають порівняно з поелементними незаперечні переваги з точки зору простоти і оперативності збору та обробки інформації. Тому дані методи застосовуються в тих випадках, коли не вимагається підвищена точність розрахунку втрат, а саме при проведенні укрупненого аналізу втрат, їх прогнозування та нормування, попередній розробці загальної стратегії щодо зниження втрат.

З точки зору використовуваної інформації всі методи розрахунку втрат діляться на детерміновані (орієнтовані на детерміновану вихідну інформацію) і ймовірнісно-статистичні (що базуються на ймовірнісних та статистичних даних).

До детермінованих методів відносяться різні модифікації методу характерних режимів (графічного інтегрування, часу найбільших втрат, середньоквадратичного струму та ін.). До ймовірнісно-статистичних методів відносяться вибірковий метод оцінки втрат електричної енергії в розподільних мережах і методики, що використовують статистичні зв'язки втрат або інших характеристик електричних мереж з їх узагальненими параметрами.

1.3 Принципи оптимальності рівнів втрат електроенергії в електричних мережах

Основна мета аналізу втрат електроенергії полягає в розробці заходів щодо зниження додаткових і усунення комерційних втрат електроенергії, а його глибина і способи здійснення визначаються цілями і завданнями, які ставить перед собою дослідник.

У процесі аналізу оцінюються різні техніко-економічні характеристики електромереж:

- ◆ чисельна величина, структура і динаміка втрат;
- ◆ фактори, що визначають і впливають на величину втрат в мережах;

- ◆ ступінь завантаження ліній і трансформаторів;
- ◆ вузли зі зниженими рівнями напруг;
- ◆ радіуси дії електричних мереж;
- ◆ узагальнені характеристики мереж та інші показники.

На даний час не існує досить обґрунтованих рекомендацій щодо проведення якісного аналізу режимів і втрат електроенергії. Це пояснюється багатокритеріальністю задачі і відсутністю в даний час розроблених однозначних критеріїв якості функціонування електричних мереж.

У той же час успішне вирішення питань аналізу втрат дозволяє впритул підійти до оцінки фактичного стану мережі, а також до розрахунку оптимальних рівнів втрат електроенергії в мережах. Тому, розробка теоретичних основ і принципів визначення обґрунтованих рівнів втрат в електричних мережах й алгоритмізація їх зниження становить безсумнівний теоретичний і практичний інтерес.

У разі успішного вирішення даної проблеми у дослідників з'являється інструментарій для вироблення стратегії управління режимами електричних мереж в бік руху до оптимуму. З цією метою в [13, 16] розроблено концептуальні засади розрахунку оптимальних рівнів втрат електроенергії в мережах - виконано оцінку чутливості величини втрат електроенергії до зміни основних факторів, що впливають, розроблена методика орієнтовної оцінки ефективності заходів щодо зниження втрат, отримані аналітичні вирази (критеріальні режимні параметри) для оцінки оптимальних рівнів втрат в мережах, запропоновані методики, алгоритми та програми для практичного здійснення.

1.3.1 Економічно обґрунтований рівень технологічних витрат електроенергії як локальний критерій оптимізації

З визначення оптимальних технічних втрат видно, що при деякому поєднанні топологічних параметрів електричних мереж (типи і номінальні потужності трансформаторів, марки і перетину проводів, довжини ЛЕП і т. ін., включаючи характеристики наявних засобів регулювання) і електричних навантажень існує деякий теоретично можливий мінімум технологічних витрат електричної енергії.

Він відповідає ідеальним умовам експлуатації електричних мереж, коли є абсолютно повна і достовірна звітна інформація (топологічна і режимна), вибір керуючих впливів (оптимізація режимів разом з розробкою заходів щодо зниження витрат) здійснюється математично точною оптимізацією рішень, а реалізація управління електричними мережами також не містить будь-яких спотворень.

Здійснити згадані ідеальні умови на практиці неможливо. У міру розвитку технологій, методів і засобів управління мережами ми безперервно і неминуче наближаємося до них, але кожен крок, будь-який захід, зорієнтований на наближення фактичних технологічних витрат електроенергії в мережах до теоретично можливих, вимагає певних затрат. При цьому затрати діляться на дві групи.

Перша група - це початкові витрати. До них відносяться: наукові дослідження і дослідно-конструкторські розробки, розробка спеціалізованого програмного забезпечення ЕОМ, капітальні вкладення, витрати на монтаж і налагодження обладнання тощо. Такі витрати здійснюються до того моменту часу, коли запропонований захід почне давати корисний економічний ефект.

Друга група витрат - це поточні витрати. До них відносяться експлуатаційні витрати (зарплата, відрахування на поточний ремонт і обслуговування, амортизаційні витрати та ін.).

Економічний ефект від впровадження конкретного заходу залежить від умов його здійснення і визначається конкретним розрахунком.

При вирішенні питань зниження технологічних витрат електроенергії в електричних мережах необхідно орієнтуватися на економічно обґрунтований рівень даного показника. Технічно обґрунтоване значення технологічних витрат електроенергії можна розрахувати тільки за минулий період часу.

Розрахувати економічно обґрунтований рівень технологічних витрат електроенергії прямим методом можна тільки для окремих об'єктів (трансформатора, системи електропередачі) або ж з використанням наближених ідеалізованих моделей електричних мереж та їх режимів. Стосовно до реальних електричних мереж в конкретних умовах такі розрахунки практично нездійсненні через:

- ◆ великі обсяги вихідної інформації;
- ◆ необхідність використання складних оптимізаційних моделей;
- ◆ неефективність отриманих оптимальних рішень через неминучі похибки використовуваної інформації і т. ін.

Якщо ж розрахунки витрат, пошук і аналіз можливих заходів щодо зниження технологічних витрат енергії проводити безперервно, а економічно виправдані заходи регулярно впроваджувати, то загальний рівень технологічних витрат електроенергії в мережах також буде безперервно наближатися до економічно обґрунтованого. Може виявитися, що ні один із заходів більш не приводить до економічно обґрунтованого зниження витрат, тоді досягнутий стан електромережі можна вважати оптимальним.

З наведених міркувань випливає щодо даної конкретної електричної мережі: економічно обґрунтований рівень витрат електроенергії буде відповідати мінімуму вартості передачі електричної енергії в даній мережі і може використовуватися в якості локального критерію оптимізації розвитку енергосистеми [13, 16]. Зіставлення економічного рівня витрат з фактичним дозволяє судити про ступінь завантаження мережі, визначати наявні резерви щодо зниження витрат, розробляти стратегію і шляхи наближення фактичних витрат до економічно обґрунтованого рівня.

1.3.2 Економічне обґрунтування оптимального стану електромережі

Відповідно до розроблених в [11, 13, 16] теоретичних положень щодо визначення оптимального стану електричних мереж за критерієм оптимальних рівнів витрат в мережах при попаданні в другу або третю зону повного спектра значень фактичних витрат електричної енергії виникає завдання оптимізації обсягів і термінів робіт щодо зниження витрат. При цьому величина відносних витрат, що отримуються в результаті впровадження ефективних заходів щодо їх зниження, буде відрізнятися для різних мереж в залежності від їх технічного стану, ступеня завантаження і графіків навантаження. Різноманітність видів заходів зумовлює і різноманітність технічних заходів щодо їх використання.

Наприклад, однаковий ступінь зниження витрат в мережах може бути досягнутий різними заходами - заміною проводів або установкою батарей

статичних конденсаторів. Крім того, можливий спільний розгляд і одночасне використання декількох заходів. Таким чином, виникає задача вибору з безлічі рішень оптимального з точки зору прийнятого критерію оптимальності. В загальному випадку задача зводиться до простого перебору всіх можливих варіантів технічного рішення, що практично нездійсненно. Для цієї мети призначені різні методи вирішення оптимізаційних задач [11, 13].

Застосування одного з таких методів і розробка методики відшукування оптимального стану електричних мереж в статичній постановці здійснені нижче. Завдання вирішене на прикладі розімкнутих електричних мереж 6-20 кВ. Для даних мереж основні заходи, які можуть бути включені в план, такі:

- оптимізація місць розмикання мереж 6-20 кВ з двостороннім живленням;
- установка і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності;
- заміна проводів на перевантажених лініях;
- заміна трансформаторів на підстанціях споживачів 6-20/0,38 кВ (реконструкція на трансформатори меншої номінальної потужності і навпаки);
- перехід електромереж з номінальної напруги 6 (10) кВ на напругу 20 кВ.

Перше і останнє з перерахованих завдань є окремими самостійними підсистемами управління розподільними мережами, тому тут розглядається тільки заміна дискретних параметрів розподільних мереж (проводи, споживчі трансформатори і батареї статичних конденсаторів).

Процес вирішення будь-якої оптимізаційної задачі включає в себе три основних етапи:

1. вибір об'єктивного критерію оптимальності;
2. побудова математичної моделі задачі, найважливішим компонентом якої є вид і структура досліджуваної цільової функції;
3. розробка ефективного методу розв'язання задачі, тобто її алгоритмізація.

Прагнення до забезпечення максимальної економічності роботи всіх ланок енергосистеми, включаючи електричні мережі, орієнтує на використання в якості критеріїв оптимальності економічних критеріїв. В якості основного критерію в даний час рекомендується використовувати максимум чистої поточної вартості, а також такі допоміжні показники економічної ефективності як внутрішня форма

рентабельності, період окупності, індекс прибутковості [2, 6]. У розглянутій задачі потрібно вибрати оптимальний варіант технічного рішення з декількох альтернативних варіантів. В [2] показано, що в цьому випадку можна використовувати відомий економічний критерій - приведені витрати.

1.4 Динаміка зниження втрат електроенергії в електромережах зарубіжних країн

Одним із ефективних заходів щодо зниження нетехнічних втрат є впровадження інтелектуального обліку електроенергії (так званого Smart Metering). Один з лідерів у цій галузі - компанія Enel, яка створила систему автоматизованого обліку електроенергії Telegestore в Італії [10]. Система складається з трьох основних частин: дистанційної системи обліку, системи управління абонентами і системи надання додаткових послуг. В якості комунікаційного середовища для передачі інформації була використана розподільна мережа низької напруги (PLC-технологія), а також телекомунікаційна мережа загального користування. До складу системи Telegestore входять лічильники електроенергії, концентратори, модеми, центральна система і операційний зал. В процесі реалізації даного проекту було замінено та встановлено понад 33 млн лічильників; встановлено 350 тис. концентраторів; здійснені інвестиції в сумі 2 млрд євро. У проекті брали участь понад 15000 чоловік на 3 континентах; 650 регіональних фірм по заміні лічильників; 5 підприємств, які виробляють прилади обліку в Європі і Азії; більше 50 постачальників компонентів для лічильників. За оцінкою компанії Enel, щорічна економія завдяки введенню в роботу системи Telegestore склала 500 млн євро, термін окупності інвестицій - приблизно 5 років. Вдалося взяти під контроль понад 3 мільйони неплатників, що призвело до зниження втрат електроенергії. В даний час інших систем подібного масштабу немає, хоча проекти в деяких країнах розглядаються.

Цікава система дистанційного обліку електроенергії впроваджена в другому за величиною шведському місті Гетеборзі з населенням близько півмільйона людей [10]. Компанія Göteborg Energi об'єднала 265 тисяч приладів обліку в

мережу за допомогою 8 тисяч концентраторів. Для об'єднання концентраторів в систему обліку Amir (виробництва корейської компанії Nuri Telecom) використовується зв'язок GPRS або оптичне волокно, а для з'єднання приладів обліку з концентраторами застосований північноамериканський стандарт бездротового зв'язку ZigBee. Мережа ZigBee є самовідновлювальною і самоналаштовуваною. Якщо сигнал не може виявити свій звичайний маршрут, то він надійде на інші модулі ZigBee, щоб знайти інший маршрут для зв'язку.

Кожен лічильник стає ретранслятором і мережа буде тим сильнішою, чим більше модулів ZigBee встановлено. Одна з переваг ZigBee - це мала споживана потужність. Концентратори споживають всього 3-4 Вт, тобто ненабагато більше лічильників. Працюючий від батареї модуль ZigBee має термін служби акумулятора, що перевищує 5 років. При реалізації проекту встановлено однофазні лічильники виробництва General Electric, а також трифазні - Aidon і Kamstrup. Після введення автоматизованої системи обліку в експлуатацію компанія Göteborg Energi створила окрему бізнес-одиницю для надання нових комерційних послуг. Проект реалізований в період 2007-2011 рр., очікуваний термін окупності становить близько 15 років.

У Німеччині системи автоматизованого обліку з широким охопленням абонентів ще не впроваджені, але проведені дослідження можливого ефекту від їх створення. Річна економія в розрахунку на один прилад обліку оцінюється в діапазоні від 2,5 до 75 євро (в залежності від річного споживання електроенергії абонентом), в тому числі за рахунок зниження розкрадань електроенергії- на 20%.

В Іспанії до 2016 р планується замінити 70% приладів обліку на інтелектуальні, до 2018 року - 100%. Влітку 2014 р контракт на поставку 1 млн лічильників щорічно для іспанського концерну Iberdrola виграла компанія Avantha Group.

У Бразилії буде встановлено 27 млн. інтелектуальних приладів обліку, з них 4,5 млн. - за 2014-2017 рр. У США в липні 2014 року кількість інтелектуальних приладів обліку досягла 50 млн. Вони фіксують споживання електроенергії близько 43% населення країни [10]. При цьому, ще декілька років тому таких приладів обліку було близько 7 млн.

Слід зазначити, що масове впровадження сучасних інтелектуальних

приладів обліку вирішує одні проблеми, але призводить до появи інших. Кіберрозвідка ФБР (США) в своєму бюлетені відзначає зростання випадків хакерського злому таких систем обліку з метою спотворення даних про фактичне споживання. Збиток від таких атак оцінюється в \$ 400 млн щорічно. Крім того, за даними ФБР, деякі колишні співробітники заводів-виготовлювачів лічильників, а також працівники комунальних підприємств за плату від \$ 300 до \$ 1000 здійснюють перепрограмування приладів обліку в житлових будинках і за \$ 3000 - в юридичних осіб. В інтернеті також ведеться масова торгівля «оптичними перетворювачами» і сильнодіючими магнітами. Крім застосування систем автоматизованого обліку та інтелектуальних лічильників, для боротьби з нетехнічними втратами електроенергії застосовуються інші способи.

Умовно-постійні втрати відбуваються переважно в силових трансформаторах, заміна і модернізація яких в даний час проводиться в істотних обсягах. З 1992 р в США нормуються рівні ефективності розподільних трансформаторів. У 2007 р Міністерство енергетики США (U.S. Department of Energy, DOE) затвердило нові вимоги до ефективності розподільних трансформаторів, які вступили в силу з 01.01.2010. У США понад 50 млн розподільних трансформаторів (80% в енергокомпаній і 20% в споживачів).

При аналізі роботи мереж регіону Pacific Northwest (північно-західне тихоокеанське узбережжя США) було встановлено, що втрати в розподільних трансформаторах складають більше 30% від сумарних технічних втрат, в той час як частка трансформаторів, що живлять ПС - всього 2%. Тому заміна розподільних трансформаторів - це значний резерв енергозбереження.

Siemens і ABB розвивають технології виробництва трансформаторів з магнітопроводом з аморфного сплаву, що мають найбільш низькі втрати холостого ходу. Фірма ABB використовує для осердя трансформаторів сплав заліза, бору і кремнію (Fe-B-Si). При різкому (на 106 К в секунду) охолодженні розплавленого металу кристалічна решітка не утворюється. І якщо протягом перших 20 років випускалися тільки оливонаповнені трансформатори, то тепер виробляються і сухі. Зниження втрат холостого ходу може досягати 70% в порівнянні з трансформаторами, що виготовляються за традиційною технологією.

Прогрес помітний і в застосуванні нових типів проводів для ліній

електропередачі [10]. Так, в Бразилії понад рік успішно працює перша в світі повітряна лінія (ПЛ), оснащена алюмінієвим проводом з осердям з композитного вуглецю (LoSag conductor виробництва компанії Nexans). ПЛ 138 кВ з'єднує підстанції SE Cascadura і SE SaoJose, має істотно більшу пропускну здатність (до 70%) і менші втрати. У світі зростає застосування спеціальних композитних проводів марок ACCR, AAACZ, AACSZ, AERO-Z. Ці проводи збільшують пропускну спроможність ліній і знижують втрати. У проводах типу Z в якості 1-го і 2-го зовнішніх шарів замість круглих використаний провід Z-подібного профілю, що робить зовнішній шар практично ідеально гладким. При цьому значно зменшується коефіцієнт аеродинамічного опору і досягається більш щільне компонування.

З одного боку, при порівнянні звичайних проводів і проводу типу Z рівного ефективного перетину опори ПЛ відчувають менші механічні напруги, що знижує ризик виходу лінії з ладу при підвищених вітрових і ожеледних навантаженнях. З іншого боку, дана конструкція більш компактна і дозволяє збільшити ефективний перетин проводу, а значить, знизити втрати і підвищити пропускну здатність ПЛ. Застосування мікролегованого мідного проводу (Micro-alloyed copper conductor, SAC) також дозволяє збільшити пропускну спроможність ліній і знизити втрати.

Слід зазначити, що діяльність щодо зниження втрат електроенергії при її передачі і розподілі повинна носити системний характер і охоплювати весь спектр доцільних в конкретних умовах заходів. Тільки комплексний підхід дозволить забезпечити функціонування електричних мереж з максимально можливим рівнем ефективності.

1.5 Висновки до розділу

1. Встановлено, що електричні мережі різних номіналів напруг, а також основне устаткування підстанцій щонайменше у 2 рази перевищили свій технічний ресурс. Розподільчі електромережі відпрацювали 2–3 терміни нормативу експлуатації.

3. Невідповідність вітчизняних електромереж міжнародно визнаним показникам щодо надійності електропостачання споживачів призвело до значного

перевищення (в 10 разів) реальної тривалості перебоїв електропостачання споживачам в Україні у порівнянні з країнами ЄС.

4. Встановлено, що модернізований стандарт 20 кВ оптимально підходить для того, щоб організувати енергоефективне електропостачання: підвищена пропускна потужність (до 2,5 разів), скорочення кількості трансформаторних потужностей, низький рівень втрат напруги і електроенергії.

5. Подана схема модернізації типової триступеневої системи електропостачання (110-35-(6)10 кВ) на двоступеневу (110-20 кВ) та ефективності застосування щоглових комплектних трансформаторних підстанцій 20/0,4 кВ завдяки зменшенню загальної протяжності електромережі 0,4 кВ та втрат у ній.

6. Найбільш ефективним критерієм для техніко-економічного порівняння стратегій розвитку ЕМ на номінальних напругах 10 чи 20 кВ є дослідження мінімуму сумарних дисконтованих витрат на модернізацію електромережі.

7. Виявлено, що значною проблемою оцінювання понаднормативних витрат електроенергії в електромережах є наближені методи їх виявлення.

8. Вирішення проблеми обмеження втрат електроенергії в електромережах можливе всезагальним впровадженням новітніх високоефективних технологій та облікових систем, перебудовою діяльності збутових підрозділів та оптимізацією шляхів зменшення транспортних і розподільчих втрат електроенергії.

9. В електромережах енергопостачальних компаній країни у відповідності з інвестиційними програмами можливе зменшення річних технологічних витрат електроенергії до 10% від її поступлення в розподільчі електромережі.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕВАГ МОДЕРНІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ

СЕРЕДНЬОГО КЛАСУ НАПРУГИ

ТА ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

2.1 Особливості схемних рішень сучасних розподільних електромереж середнього класу напруги

Ефективність і надійність сучасних електротехнічних комплексів, систем електропостачання в умовах зростання густини населення і, як наслідок, електричних навантажень та їх щільності безпосередньо залежить від схемних рішень побудови розподільних електричних мереж. Триваючий розвиток мереж середньої напруги не завжди має системний характер; часто вони будуються «де доведеться», що зумовлює збільшення втрат потужності, труднощі експлуатації.

Проблема збільшення щільності електричних навантажень тягне за собою питання підвищення рівня напруги і, як наслідок, пропускної здатності електромережевого обладнання [3, 5]. Кабельна інфраструктура мереж 6(10) кВ вже працює на межі пропускної здатності [7]. У ряді великих міст та селищ вже реалізовані проекти електропостачання нових забудов на перспективний клас напруги 20 кВ. Однак, науково обґрунтованих рішень від впровадження цього класу напруги, а також пов'язаних з цим класом напруги режимів роботи електромереж (наприклад, робота заземленої нейтралі) дуже мало.

2.1.1 Вибір оптимального класу напруги в електричній мережі.

На даний час мережева інфраструктура 6(10) кВ вже не справляється з потребами споживачів в електроенергії, а тому нагальним є аналіз використання різних класів напруги в однакових соціальних умовах.

Проведені дослідження [7, 10, 12] показали, що перехід розподільних електромереж з напруги 6(10) на напругу 20 кВ дозволить перейти на більш високий рівень електропостачання споживачів. Аналітичним шляхом була визначена максимальна довжина передачі одиниці потужності за умовами 10% - их втрат напруги для мереж 6, 10 і 20кВ. Дослідження показало, що 1 МВт

потужності кабелем з ізоляцією із зшитого поліетилену та січенням / екраном - 95/16 з втратами, меншими за 10% в мережі 6 кВ можна передати на максимальну відстань 4 км, в мережі 10 кВ - 9 км, а в мережі 20 кВ - 34 км. Таким чином, мережі 20 кВ дозволяють в 3-8 разів збільшити площу абонентського обслуговування і знизити кількість осередків на центрах живлення. Результати аналізу показують, що втрати електроенергії в електроустаткуванні 10 кВ в 2,7 разів більші за втрати в обладнанні 20 кВ. При цьому, пропускна спроможність ліній 20 кВ в 3 рази перевищує таку для ліній 6 кВ і в 1,9 разів - для ліній 10 кВ при збереженні трансформаторної потужності.

Електрообладнання на 20 кВ мало відрізняється від звичного для нас на 10 кВ. Габарити електрообладнання порівнянні, підстанції закритого виконання, кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену фактично мають ізоляцію, наближену до такої для 20 кВ.

На противагу цьому для класу напруги 35 кВ електрообладнання - це переважно повітряні лінії, підстанції відкритого виконання. Вартість обладнання закритого виконання на клас напруги 35 кВ дорожча на 30% в порівнянні з класом напруги 20 кВ. Також для напруги 35 кВ виставляються більш жорсткі вимоги щодо умов експлуатації.

Таким чином, перехід електричних мереж на напругу 20 кВ при будівництві нових міських, селищних районів і забудов з високою щільністю електричних навантажень є більш ефективним в порівнянні з класом напруги 10 і 35 кВ.

2.1.2 Аналіз режимів заземлення нейтралі в мережах 20 кВ

Спосіб заземлення нейтралі через дугозагасний резистор знайшов найбільш широке застосування в розгалужених кабельних мережах з великою ємністю фаз.

В роботах [12, 25] для електромереж 20 кВ моделювалися режими три-, дво- і однофазних коротких замикань для ізольованої, заземленої нейтралі й нейтралі, заземленої через низькоомний резистор 12 Ом. З отриманих результатів видно, що однофазний струм короткого замикання в мережі із заземленою нейтраллю та мережі з нейтраллю, що заземлена через низькоомний резистор, має більшу величину в порівнянні з цим же струмом, що в мережі з ізольованою нейтраллю, в (2,5 ... 3,6) разів, що забезпечує високу чутливість захистів від однофазних

коротких замикань.

Тому можна зробити висновки на користь переваги мережі з нейтраллю, що заземлена через низькоомний резистор, для електромереж 20 кВ:

- швидке відключення при однофазному заземленні на землю (ОЗЗ) пошкодженого елемента, за виключенням розвитку пошкодження;
- відсутність ферорезонансним явищ, що зумовлюються короткочасними ОЗЗ внаслідок широкого діапазону настроювання дугозагасного реактора, необхідного для розгалужених електромереж, в яких часто змінюється конфігурація по відношенню до живлячого центру;
- виключення можливості переходу однофазного замикання в багатофазне;
- зменшення ймовірності ураження персоналу і сторонніх осіб внаслідок швидкого відключення пошкодженої лінії;
- перенапруги, що виникають при дугових замиканнях на землю, можуть досягати значень $(1,9 \dots 2,2) \cdot U_{\phi}$, а їх тривалість обмежена тривалістю роботи захисту (менше 1с.);
- відсутність тривалого впливу на ізоляцію дугових перенапруг, що призводить до накопичення дефектів, зниження терміну служби.

2.1.3 Дослідження моделювання нормальних і аварійних режимів в електричній мережі середньої напруги.

Згідно досліджень авторів [8], для аналізу нормальних і аварійних режимів в середовищі графічного програмування Simulink Matlab розроблена імітаційна модель електромережі 20 кВ з використанням розроблених методик визначення оптимальної відстані між вузлами навантаження мережі і вибору перетину гілок. Як джерела живлення були обрані існуючі розподільні підстанції. Було прийнято, що в кожному вузлі навантаження $S_{var i}$ змінюється в діапазоні від 3 до 5 МВА згідно рівномірного закону:

$$S_{var i} = \frac{S_{ном i}}{\left(\Delta_{\min} + (\Delta_{\max} - \Delta_{\min}) \cdot r_i\right)^{-1}},$$

де i - номер вузла ($i = 1 \dots m$);

$S_{ном i}$ - номінальна потужність i -того вузла напруги;

r_i - випадкове число від 0 до 1;

$\Delta_{\min} \dots \Delta_{\max}$ - діапазон зміни навантажень від 0 до 1.

Аналіз результатів моделювання струмів к. з. показав, що величини струмів к. з. при числі живлячих джерел більше двох і умові, що вони працюють паралельно, перевищують комутаційну здатність наявних на ринку вимикачів 20 кВ, т. я. сучасні вимикачі мають межу по комутаційній здатності близько 40 кА. Розраховане математичне очікування величини струму к. з. виходить за цей поріг і наближається до 50 кА.

2.1.4 Дослідження адаптивного релейного захисту високої селективності

У зв'язку з динамічністю роботи перспективної електромережі 20 кВ з високою щільністю щоглових підстанцій 20/0,4 кВ біля споживачів, можливістю зміни напрямку потужності в мережі, застосування традиційних спрямованих захистів є неможливим. Необхідний захист з конфігурацією абсолютної селективності, що працює за адаптивним алгоритмом. Застосування цифрових технологій, стандарту МЕК 61850, використання єдиного інформаційного простору дозволяє використовувати в якості основного і резервного захисту ліній диференціальний захист.

Авторами запропонований алгоритм централізованого релейного захисту на основі так званих диференціальних кілець і їх балансу. Основний захист складається з традиційних диференціальних реле, встановлених у кожному вузлі навантаження. Диференціальні реле, при цьому, не мають власного резервування, так як запропонована централізована система захисту передбачає новий підхід до організації резервного захисту за рахунок диференціальних кілець. Диференціальне кільце формується його граничними трансформаторами струму. Воно визначає частину електромережі, в рамках якої може бути застосований диференційний принцип. За допомогою даного принципу зона диференціального порівняння була розширена від одиничного елемента системи електропостачання до широкої області.

Принцип дії поздовжнього диференціального захисту ліній заснований на порівнянні значення і фази струмів на початку і в кінці лінії електропередачі, що захищається. Для відлаштування від струмів небалансу при зовнішніх коротких

замиканнях застосовується гальмування порівнюваними струмами. В алгоритмі, використаному в даній моделі, формується диференційний струм, рівний сумі вторинних струмів фаз на початку і в кінці лінії електропередачі, і струм гальмування, пропорційний сумі модулів відповідних струмів фаз. За допомогою розробленої моделі ділянки електромережі із значною щільністю споживачів 20 кВ були проведені модельні експерименти всіх видів пошкоджень кабельних ліній, а також здійснена перевірка правильності спрацьовування основного диференціального захисту в умовах внутрішніх і зовнішніх коротких замикань.

Таким же чином можуть бути розроблені типові електротехнічні рішення універсального вузла навантаження - дві системи шин, що взаємно резервуються.

2.1.5 Улаштування трансформаторних підстанцій номінальної напруги 110/20 кВ.

На рис. 2.1 представлена схема ступеневого пониження напруги і конфігурація заземлення нейтралі для понижувальних трансформаторів у живильних центрах в напрямку до споживача.

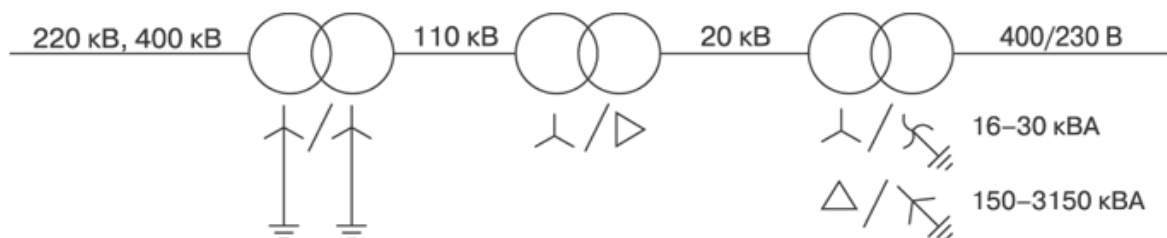


Рисунок 2.1 - Схема електромережі понижувальних трансформаторів та виконання нейтралі

На стандартизованих підстанціях 110/20 кВ встановлюються до двох трансформаторів потужністю 6 чи 25 МВ·А. Висока сторона 110 кВ на однострансформаторній підстанції (див. рис. 2.2) облаштовується комбінацією типу: «роз'єднувач – заземлювач – силовий вимикач».

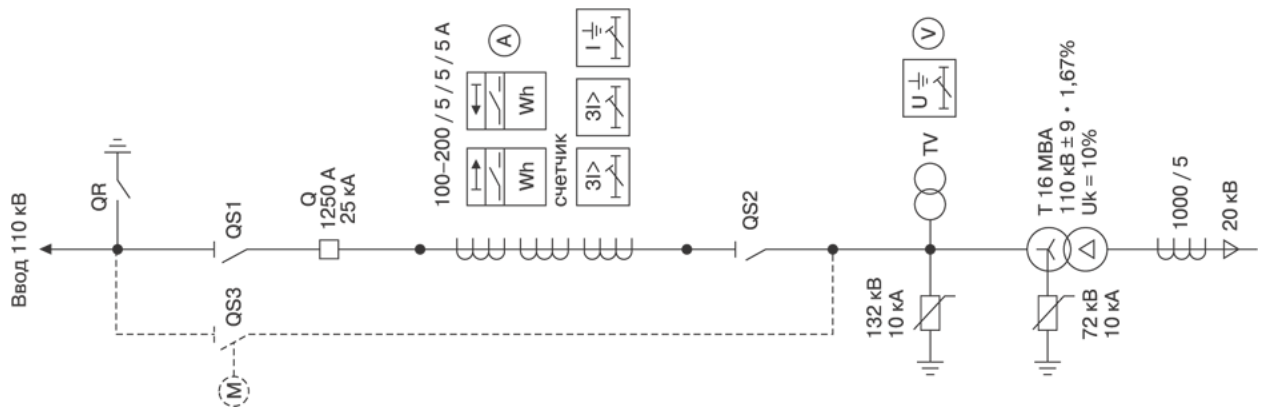


Рисунок 2.2 - Схема однолінійна улаштування підстанції 110/20 кВ

Модернізація такої схеми за допомогою обхідного роз'єднувача, дає можливість для виконання ремонту і обслуговування силових вимикачів 110 кВ, не від'єднуючи підстанцію. На стороні 20 кВ підстанції, зазвичай, облаштовуються одинарною системою шин або одинарною з обхідною системою шин [24, 27].

2.1.6 Улаштування захистів силового трансформатора

Типовий перелік електрообладнання на трансформаторі 110/20 кВ такий: реле Бухгольца, теплове реле для заміру температури обвитки, теплове реле оливи, реле рівневе оливи, реле потокове оливи в перемикачі РПН.

Релейними захистами на стороні 110 кВ трансформатор улаштований так:

- трифазним макс.-струмовим захистом при незалежній витримці часу;
- резервним чутливим макс.-струмовим захистом нульової послідовності;
- диференційним захистом (для трансформаторів 25 МВА і вище).

Крім цих захистів, трансформатори на шинах 20 кВ улаштовані груповими захистами від зниження частоти (АЧР), від пониження і підвищення напруги. Трансформатори комплектуються пристроями автоматичного регулювання напруги [27].

2.1.7 Захист релейний на відвідних лініях 20 кВ.

Відвідні повітряні або кабельні лінії 20 кВ обладнуються цифровими пристроями релейного захисту від струмів к. з. незалежно від витримки часу і

напрямленим захистом від струмів однофазн. замикань на землю незалежно від витримки часу, діючи на відключення вимикача. Часова витримка - 0,5 с для координації із захистом, що встановлений на підстанціях споживачів [27]. Ввідні вимикачі 20 кВ мають часову витримку (1,0 ... 1,5) с для забезпечення селективності. На повітряних лініях (ПЛ) 20 кВ однофазні замикання на землю з перехідним опором до 500 Ом відключаються автоматично за мінімально можливий час [18].

Трансформатори струму нульової послідовності і чутливі спрямовані захисти від замикань на землю дозволяють реагувати на пошкодження з первинним струмом к. з. 0,5 А і більше.

Для малих струмів використовують захист, що містить чутливе реле напруги, увімкнене на розімкнутий трикутник з вторинних обвиток трансформаторів на шинах 20 кВ. Цей захист діє лише на сигнал або відключення ввідного вимикача з витримкою 5 с.

Надійність електропостачання на електромережах 20 кВ забезпечується дворазовим АПВ з такими часовими витримками: перша - (0,3 ... 0,5) с; друга - (30 ... 180) с [27].

2.1.8 Розподільні щоглові підстанції 20/0,4 кВ

Розподільні підстанції 20/0,4 кВ дуже прості у виконанні: однощоглові або трищоглові (див. рис. 2.3). Плавких запобіжників на стороні 20 кВ немає, бо вони замінені на більш чутливий і швидкодіючий захист на стороні 0,4 кВ трифазного трансформатора. Іскрові проміжки, які забезпечують захист трансформаторів 20/0,4 кВ, мають захист від перекриття птахами (див. рис. 2.4).



Рисунок 2.3 - Одномачтова
ТП20/0,4 кВ

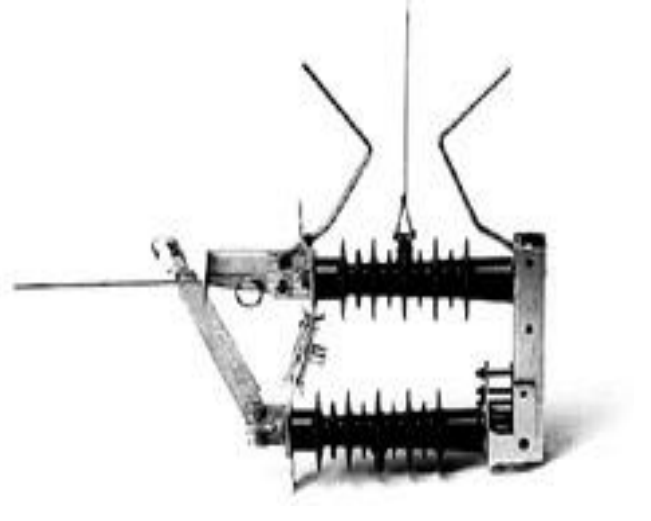


Рисунок 2.4 - Роз'єднувач з іскровим
проміжком і захистом від птахів

Роз'єднувачі на стороні 20 кВ мають пристрої для гасіння дуги, завдяки якому їх роз'єднувальна здатність по потужності - до 500 кВА.

Завдяки простоті і надійності щоглової підстанції 20/0,4 кВ малої потужності (до 16 кВ·А) наближають безпосередньо до споживача. Це різко скорочує протяжність мереж 0,4 кВ та істотно знижує втрати.

Перевантаження трансформаторів 20/0,4 кВ запобігається шляхом вибору трансформаторів достатньої потужності та завдяки дистанційному виміру спожитої електроенергії кожною ТП [24].

2.2 Дослідження ефективності модернізації електричних мереж середньої напруги

Економічною характеристикою ефективності електричних мереж є втрати в них електроенергії, які визначаються, в основному, їх станом та якістю системи обліку. В передових європейських державах втрати електричної енергії перебувають в межах (3,5 ... 6,5)%.

Як зазначив С. П. Денисюк у [7]: «Визначено проблеми переведення розподільних мереж з номінальної напруги 6 – 10 кВ на напругу 20 кВ:

– відсутність широкої лінійки електрообладнання на номінал напруги 20 кВ;

- відсутність досконалої нормативно-правової бази використання в ОЕС України напруги 20 кВ, як одного з ключових аспектів переходу до моделей ВЕС;
- відсутність партнерської програми з країнами, які вже використовують технологію використання напруги 20 кВ;
- відсутність проекту сценарного типу, який враховував би особливості переведення частин мереж з напруги 6 (10) кВ на напругу 20 кВ з паралельною роботою основної кількості цих мереж».

До прикладу, площа обслуговування споживачів електричної мережі 20 кВ збільшується до 8 разів, а кількість передавальних підстанцій, відповідно, зменшується. На устаткуванні 20 кВ рівень втрат електроенергії в 3 рази менший, ніж на установках номіналом 10 кВ, і у 8 разів менший, ніж на установках 6 кВ. До того ж, при однаковій трансформаторній потужності пропускна спроможність систем електропостачання номіналом 20 кВ в 1,9 разів більша за пропускну спроможність ліній 10 кВ, та в 3 рази - для ліній 6 кВ [12].

Як зазначив З. М. Бахор в [2] до основних технічних показників, якими характеризують ефективність передачі мережами електроенергії, відносяться її річні в електромережі:

$$\Delta W = \Delta P_{\Sigma \max} \cdot \tau_{\max} + \Delta P_{\Sigma XX} \cdot 8760, \quad (2.1)$$

де $\Delta P_{\Sigma \max}$ – втрати максимальні активної потужності навантажувальні в трансформаторах і ЛЕП;

$\Delta P_{\Sigma XX}$ – те ж холост. ходу в розподільних тр-рах;

τ_{\max} – макс. тривалість втрат за рік.

Підставляючи у формулу (2.1) для ліній електропередачі та трансформаторів складові потужності втрат, отримаємо вираз з врахуванням повної потужності S_{\max} навантаження i -ї підстанції, питомого опору ρ матеріалу жили кабелю, перерізу кабелю F , відстані l між ТП та їх кількістю n в електромережі, втратами ΔP_{K3} , ΔP_{XX} в трансформаторах актив. потужн. к. з. та х. х., коефіцієнта β трансформаторної завантаженості:

$$\Delta W = \left(\frac{S_{\max}^2}{U^2} \cdot \frac{\rho}{F} \cdot l \cdot \frac{\sum_{m=0}^{n-1} (n-m)^2}{1000} + n \cdot \Delta P_{K3} \cdot \beta^2 \right) \cdot \tau_{\max} + n \cdot \Delta P_{XX} \cdot 8760, \quad (2.2)$$

Як видно з вищезгаданого, втрати електричної енергії при модернізації електромереж з класу напруги 10 кВ на клас 20 кВ будуть меншими на величину:

$$\delta w = \Delta W_{10} - \Delta W_{20}, \quad (2.3)$$

де ΔW_{10} , ΔW_{20} – втрати електричної енергії в річному підсумку в електромережах 10 кВ та 20 кВ, відповідно.

Згідно досліджень О. Р. Буйного в [6] паспортні дані тр-рів 10/0,4 кВ та 20/0,4 кВ вказують на регресійну залежність від їх номінальних потужностей S_{TH} втрат потужності ΔP_{K3} та ΔP_{XX} такого виду:

$$\begin{cases} \Delta P_{K310} = 0,86 + 0,011 \cdot S_{TH}; & \Delta P_{XX10} = 0,18 + 0,002 \cdot S_{TH}; \\ \Delta P_{K320} = 1,14 + 0,01 \cdot S_{TH}; & \Delta P_{XX10} = 0,24 + 0,0009 \cdot S_{TH}, \end{cases} \quad (2.4)$$

що дозволяє вираз (2.3) подати у спрощеному вигляді:

$$\delta w = \left[3,68 \cdot 10^6 \cdot S_{TH}^2 \cdot \frac{\rho}{F} \cdot l \cdot \sum_{m=0}^{n-1} (n-m)^2 + n \cdot (0,72 \cdot S_{TH} - 141) \right] \cdot \tau_{\max} + n \cdot (11,51 \cdot S_{TH} - 480). \quad (2.5)$$

Слід зазначити, що у виразі (2.5) трансформатори завантажені тільки на 70% ($\beta = 0,7$), а також:

– втрати напруги в ЛЕП обчислюємо згідно виразу:

$$\Delta U_{\Sigma} = \frac{\beta \cdot S_{TH} \cdot \cos \varphi}{10 \cdot U^2} \cdot (r_0 + x_0 \cdot \operatorname{tg} \varphi) \cdot l \cdot \frac{1}{2} \cdot n \cdot (n-1) \leq 0,08; \quad (2.6)$$

– к-сть трансформаторних підстанцій, доєднаних до електромережі у післяаварійному режимі, визначаємо за допустимим струмом $I_{\text{дон}}$ нагріву кабелю головної ділянки ЕМ:

$$n \leq U \cdot I_{\text{дон}} / S_{TH}. \quad (2.7)$$

Техніко-економічний розрахунок від модернізації ЕМ полягає у визначенні інтегрального ефекту IE_t за t років згідно виразу (2.8) з такими величинами: економічного ефекту E_k у k -му році, капіталовкладеннями K , нормою дисконту D :

$$IE_t = \sum_{k=1}^t \frac{E_k}{(1+D)^k} - K, \quad (2.8)$$

Тоді при будівництві ЕМ з n ТП і КЛ капітальні вкладення визначаються з виразу для вартості основних об'єктів:

$$K = n \cdot (C_T + C_{РП} + C_{КЛ} \cdot l), \quad (2.9)$$

де C_T – трансформатори;

$C_{РП}$ – розподільні пристрої;

$C_{КЛ}$ – кабельна лінія довжиною 1 км.

Нижче подані регресійні залежності у відповідності з [6] вартості трансформаторів у функції від їх ном. потужн. $S_{ТН}$ та вартості кабелів у функції від їх сичення F та екранів $F_{екр}$ для електромереж класу напруг 10 кВ та 20 кВ, відповідно:

$$\begin{cases} C_{Т10} = 1,48 + 0,004 \cdot S_{ТН}; & C_{КЛ10} = 7,344 + 0,053 \cdot F + 0,317 \cdot F_{екр}; \\ C_{Т20} = 1,85 + 0,005 \cdot S_{ТН}; & C_{КЛ20} = 9,68 + 0,058 \cdot F + 0,31 \cdot F_{екр}. \end{cases} \quad (2.10)$$

Ефект економ. річний від модернізації ЕМ з номіналу 10 кВ на номінал 20 кВ обчислюється виразом з врахуванням вартості C_0 втрат 1 кВт·год електроенергії й амортизаційних відрахувань p_a :

$$\delta E_k = E_{k20} - E_{k10} = C_0 \cdot \delta w - p_a \cdot (K_{20} - K_{10}), \quad (2.11)$$

Тоді, у відповідності з (2.8), відносний інтегральн. ефект за t років від модернізації ЕМ з напруги 10 кВ на напругу 20 кВ буде такий:

$$\Delta IE_t = \sum_{k=1}^t \frac{\delta E_k}{(1+D)^k} - (K_{20} - K_{10}), \quad (2.12)$$

Мінімальна щільність електричних навантажень p_{min} в ЕМ з класом напруги 20 при потужн. тр-рів $S_{ТН}$ та відстані l і коеф. потужн. навантажень $\cos \varphi_{cp} = 0,85$ визначиться за допомогою виразу:

$$p_{min} = \frac{5,6 \cdot S_{ТН} \cdot \cos \varphi_{cp}}{\pi \cdot l^2} = 1,5 \cdot \frac{S_{ТН}}{l^2}. \quad (2.13)$$

Таким чином, в районах новобудов з ЕМ номіналом 20 кВ економічно доцільним є встановлення трансформаторів з од. потужн. 630 та 1000 кВ·А та кабельних ліній з сиченням більше 240 мм².

2.3 Дослідження пристроїв релейного захисту для трансформаторної підстанції електромережі 110/20 кВ

Інтенсивний розвиток цифрової техніки зумовило широке проникнення її в усі рівні автоматизації енергооб'єктів як в енергетиці, так і в усіх інших галузях промисловості. Так, наприклад, пристрої релейного захисту автоматики (РЗА), виконані на традиційній елементній базі, вже не здатні забезпечити вирішення низки актуальних експлуатаційних і технічних проблем [26].

Мікропроцесорні пристрої релейного захисту автоматики (МПУ РЗА) почали застосовуватися в світовій практиці більше двох десятиліть тому, поступово витісняючи не тільки електромеханічні пристрої, але і електронну аналогову техніку. Перехід на цифрові принципи обробки інформації в РЗА не привів до появи нових принципів побудови захистів, але визначив оптимальну структуру побудови апаратної частини сучасних цифрових пристроїв і істотно поліпшив експлуатаційні якості пристроїв РЗА (див. рис. 2.5).



Рисунок 2.5 - Мікропроцесорний пристрій релейного захисту і автоматики

На даний час МПУ РЗА є основним напрямком розвитку релейного захисту. Крім основної функції, аварійного відключення енергетичних систем, МПУ РЗА мають додаткові функції в порівнянні з пристроями релейного захисту інших типів (наприклад, електромеханічними реле) по реєстрації аварійних ситуацій. У деяких типах пристроїв введені додаткові режими захисту, наприклад, функція випереджаючого відключення синхронних електродвигунів при втраті стійкості, функція далекого резервування відмов захистів і вимикачів. Дані функції не

можуть бути реалізовані на пристроях релейного захисту на електромеханічній або аналоговій базі.

2.3.1 Мікропроцесорний захисту трансформаторів і автотрансформаторів продукцією фірми «АББ»

Продукція фірми АББ для мікропроцесорного захисту трансформаторів і автотрансформаторів представлена диференціальним реле з гальмуванням типу SPAD 346 C і блоком RET 316. Характеристики та особливості диференціального реле типу SPAD 346 C такі (див. рис. 2.6):

- призначене для захисту двообмоткових трансформаторів;
- триступеневий максимальний струмовий захист (МТЗ) для трансформаторів, а також двоступеневий резервний захист від замикань на землю;
- короткий час спрацьовування, також і у випадку часткового насичення трансформаторів струму;
- характеристику спрацьовування блоку диференціального реле можна встановлювати індивідуально для об'єкту;
- широкий діапазон підстроювання коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму за допомогою точного цифрового регулювання;
- система безперервного самоконтролю електроніки і програмного забезпечення підвищує надійність реле в експлуатації.

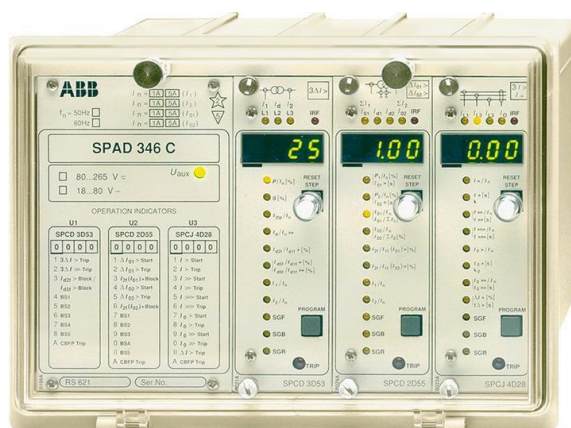


Рисунок 2.6 - Диференціальне реле з гальмуванням типу SPAD 346 C

Пристрій цифрового захисту трансформаторів типу RET 316 призначений для швидкодіючого селективного захисту двообмоткових або триобмоткових трансформаторів. Крім цього можливе його використання для захисту

автотрансформатора. Захист діє при таких видах пошкоджень:

- міжфазні замикання;
- замикання на землю при металевому або низькоомному опорі заземлення нейтралі з точки з'єднання зіркою обвиток силового трансформатора;
- міжвиткові замикання.

Пристрій RET 316 може поставлятися з такими функціями захисту:

- диференційного захисту (одна з найбільш важливих функцій для швидкодіючого і селективного захисту всіх трансформаторів з потужністю більше декількох МВ·А);
 - захисту від максимального струму, яку рекомендується використовувати для резервного захисту;
 - захисту від перевищення напруги.

Пристрої мікропроцесорного релейного захисту типу Seram (див. рис. 2.7) торгової марки *MerlinGerin* використовуються для захисту електрообладнання 6 - 35 кВ і трансформаторів 6-220 кВ від коротких замикань і ненормальних режимів роботи. Крім функції захисту, вони виконують ряд додаткових функцій: вимірювання параметрів мережі; функції автоматики; управління електроустаткуванням; діагностика мережі і комутаційного апарату; технічний облік електроенергії.

Пристрої Seram серії 20 застосовуються в тих випадках, якщо для захисту досить струмових захистів або захистів по напрузі і не потрібно складної автоматики. Основні типи застосування пристроїв серії 20 для захисту трансформаторів - захист силових трансформаторів 6, 10, 20 кВ малої потужності.



Рисунок 2.7 - Пристрої мікропроцесорного захисту серії Seram 20,40,80
Застосування новітньої елементної бази і сучасних цифрових технологій

дозволило отримати нову якість функціонування диференційного захисту: досконалі алгоритми вирівнювання струмів плеч, автоматичний облік поточного стану РПН трансформатора, високу швидкодію, стійкість і адаптивність роботи в перехідних режимах коротких замикань, що супроводжуються глибоким насиченням вимірювальних трансформаторів струму і кидком струму намагнічування, зручність налаштування і високу стабільність параметрів.

2.3.2 Надійність мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Одним з основних вимог, що застосовуються до пристроїв релейного захисту та автоматики, є надійність [26]. Надійність - це властивість релейного захисту, що характеризує її здатність діяти правильно і безвідмовно при всіх видах ушкоджень і ненормальних режимів дія, при яких даний захист призначений, і не діяти в нормальних умовах, а також при таких пошкодженнях і порушеннях нормального режиму, при яких дія даного захисту не передбачена. Іншими словами, надійність - це властивість релейного захисту, що характеризує його здатність виконувати свої функції в умовах експлуатації, ремонту, зберігання і транспортування.

Основними показниками надійності є час безвідмовної роботи і інтенсивність відмов - кількість відмов за одиницю часу. До роботи релейного захисту ставляться такі вимоги:

- не спрацьовувати при відсутності аварії в системі;
- не спрацьовувати при пошкодженнях поза зоною дії захисту;
- спрацьовувати при пошкодженнях на об'єкті захисту.

В окремих випадках перераховані вимоги порушуються, тобто проявляється фактор випадковості і невизначеності в роботі захисту.

Можливі такі основні види відмов у функціонуванні захисту:

- помилкові спрацьовування (при відсутності аварії в системі);
- зайві спрацьовування (при пошкодженнях поза зоною дії захисту);
- відмови в спрацьовуванні (при пошкодженнях на об'єкті, що підлягає захисту).

Елементи випадковості і невизначеності в роботі захисту можуть проявлятися в результаті різних факторів, які прийнято ділити на дві групи:

проявляються у справному і діючому захисті; виникаючі при появі несправностей або неправильному налаштуванні.

Зазвичай, при неправильних діях релейного захисту необхідно визначити причину таких дій. Найчастіше відмови функціонування пристроїв РЗА виникають з таких причин:

- через технічну недосконалість (в тих випадках, коли відбулося таке несприятливе поєднання подій, на яке захист, в принципі, не розрахований);
- через помилки проєктантів або обслуговуючого персоналу;
- через виникнення несправностей у схемі захисту.

Особливістю функціональної надійності є те, що з часом вона тільки збільшується, завдяки системі виправлення помилок [26]. Тому, значення інтенсивності відмов зменшується з плином часу роботи пристрою.

Стосовно до відмов з причин недостатньої програмної надійності можна відзначити, що помилки, які виникають в програмній частині мікропроцесорного пристрою, можуть бути зумовлені певним набором вхідних даних, не передбачених на етапі проєктування. Такі помилки можна назвати неявними. У такому випадку ймовірність помилки характеризується ймовірністю виникнення непередбаченого набору вхідних даних.

Не слід також виключати з уваги помилки кодування - явні помилки. У цьому випадку помилка виникатиме щоразу при запуску програмного модуля. Ймовірність неправильної роботи через явні помилки визначається числом явних помилок і частотою запуску модуля, що несе в собі помилку такого типу.

В системі програмної надійності також слід виділити людський фактор. В структурі розробки програмного забезпечення цей компонент надійності можна зіставити з етапом документування. У зв'язку з цим можуть виникати помилки через людський фактор. Звичайно, вони зумовлені не тільки недоліками документації, проявляються також чинники складності інтерфейсів, недостатнього рівня навчання персоналу і т. ін.

2.3.3 Диференційний захист трансформаторів.

Застосування диференційного захисту трансформатора (ДЗТ) в структурі релейного захисту - основний швидкодіючий захист трансформаторів і

автотрансформаторів.

Відносний початковий струм спрацювання ДЗТ при відсутньому гальмуванні.

Згідно замірів базисних струмів відповідних трансформаторів вибираємо кількість витків первин. обвиток вх. тр-рів струму для грубого урівнювання струмів.

Відносне значення початкового струму спрацювання ДЗТ при відсутньому гальмуванні визначиться з виразу:

$$I_{\text{д0*роз.}} = k_{\text{нас.}} \cdot (k_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{сн}} \cdot k_{\text{струм.сн}} + \Delta U_{\text{нн}} \cdot k_{\text{струм.нн}} + I_{\text{нб.вим.*}}), \quad (2.14)$$

де $k_{\text{нас.}} = 1,5$ – коеф. настроювання (для врахування похибок реле, розрахунку і необхідного запасу;

$k_{\text{одн.}}$ – коеф. однотипн. ВВ тр-рів струму ($k_{\text{одн.}} = 2,0$ – для тр-рів струму з ном. струмом 5 А);

$\varepsilon = 0,05$ – відн. знач. повн. похибки тр-рів струму в режимі: «початок гальмув.»;

$\Delta U_{\text{сн(нн)}}$ – відн. зн. половини сумарн. діапазону регулюв. напруги на стороні СН (НН). (тут $\Delta U_{\text{сн}} = 0,05$, а $\Delta U_{\text{нн}} = 0$, оскільки на НН регулюв. відсутнє);

$k_{\text{струм.сн(нн)}}$ – коеф. струморозподілу для СН (НН) в розрах. режимі навантаж. (Тут $k_{\text{струм.сн}} = k_{\text{струм.нн}} = 0,5$, тому що живлення тільки зі сторони ВН);

$I_{\text{нб.вим.*}} = 0,03$ – відн. зн. струму небалансу, внаслідок неточності вирівнення.

Типова величина уставки $0,3 \cdot I_{\text{ном.стор}}$.

У (2.14) $k_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon$ – множник похибки ТС, а $\Delta U_{\text{сн(нн)}} \cdot k_{\text{струм.сн(нн)}}$ – множник від регулюв. напруги тр-ра, що під захистом.

З (2.14) маємо:

$$I_{\text{д0*роз.}} = 1,5 \cdot (2,0 \cdot 0,05 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 0,199.$$

Ця величина ($I_{\text{д0*роз.}} = 0,199$) менша за типове знач. уст-ки, рівної 0,3. Тому, згідно [20] розрах. знач. мін. струму спрацювання захисту - типове знач. уставки:

$$I_{\text{д0}} = 0,3 \cdot I_{\text{ном.стор.110}} = 0,3 \cdot 200,817 = 60,245 \text{ А.}$$

Коефіцієнт гальмування.

Коеф. гальмування k_z - це тангенс кута нахилу гальмівн. хар-ки реле.

Коеф. гальмування:

$$k_{z.роз.} = 1,2 \cdot (k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot k_{струм.сн} + \Delta U_{нн} \cdot k_{струм.нн} + I_{нб.вим.*}), \quad (2.15)$$

де $k_{пер} = 1,5 \dots 2,0$ – коеф. перехідного режиму;

$\varepsilon = 0,10$ – відн. знач. повної похибки ТС в режимі к. з.

Типове знач. уст-ки $k_z = 0,5$.

Згідно з випазом (2.15):

$$k_{z.роз.} = 1,2 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 0,246.$$

За розрах. знач. уст-ки приймаємо $k_z = 0,5$.

Струм початку гальмування.

Згідно з п. 5.1.5 [20], гальмування здійснюють від струмів на всіх сторонах тр-ра. Оскільки живлення - тільки з ВН, то струм початку гальмування $I_{z,0*} = 1,0$.

Струм гальмування блокування ДЗТ.

Типове знач. уст-ки $I_{z.бл.*} = 1,5$.

Струм спрацювання диференційної відсічки.

Умови спрацювання струму диф. відсічки (враховуються: кидок струму намагніч., макс. струм небалансу зовн. к. з.):

$$I_{нас.*} \geq 6,5 \cdot I_{ном.стор.}; \quad (2.16)$$

$$I_{нас.} = 1,5 \cdot I_{кз.відн.} \cdot (k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot k_{струм.сн} + \Delta U_{нн} \cdot k_{струм.нн} + I_{нб.вим.*}), \quad (2.17)$$

Тоді:

$$I_{кз.відн.35} = I_{н0max35} \cdot \frac{U_{сп35}}{U_{сп110}} = 10473 \cdot \frac{37}{115} = 1483,861 \text{ А};$$

$$I_{кз.відн.10} = I_{н0max10} \cdot \frac{U_{сп10}}{U_{сп110}} = 8490 \cdot \frac{10,5}{115} = 989,830 \text{ А},$$

де $I_{н0max10}$ і $I_{н0max35}$ – струми к. з.

Таким чином, макс. знач. струму зовн. металевого к. з., приведенного до базисн. струму сторони зовн. к. з. рівне :

$$I_{кз.відн.} = 1483,861 \text{ А}.$$

Згідно з виразами (2.16) і (2.17) струм спрацювання диф. відсічки:

$$I_{відс.} = 6,5 \cdot I_{ном.стор.} = 6,5 \cdot 200,817 = 1305,311 \text{ А};$$

$$I_{відс.} = 1,5 \cdot 1483,861 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 456,287 \text{ А}.$$

Тоді, уставка струму спрацювання диф. відсічки: $6,5 \cdot I_{ном.стор.}$.

Коефіцієнт чутливості захисту

Цей коеф. визначається з виразу:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.відн.мін}}^{(2)}}{I_{\text{д0}}}; \quad (2.18)$$

$$I_{\text{кз.відн.мін}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.відн.мін}}^{(3)}, \quad (2.19)$$

де $I_{\text{кз.відн.мін}}^{(2)}$, $I_{\text{кз.відн.мін}}^{(3)}$ – мін. двофазн. і трифазн. струми к. з., приведені до ВН.

Згідно (2.17), (2.18) і (2.19) маємо:

$$I_{\text{кз.відн.мін}}^{(3)} = I_{\text{н0мін10}} \cdot \frac{U_{\text{сп10}}}{U_{\text{сп110}}} = 7352 \cdot \frac{10,5}{115} = 879,148 \text{ А};$$

$$I_{\text{кз.відн.мін}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 879,148 = 847,967 \text{ А},$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{847,967}{60,245} = 14,075.$$

Таким чином, мінімальний режим захисту має чутливість, що у 7 разів вища за нормативне мін. знач. (згідно з пунктом 3.2.21 [20], рівне 2).

2.3.4 Максимальний струмовий захист з блокуванням по напрузі.

Первинний струм спрацювання захисту.

Первин. струм спрацювання захисту (за п. 10.2 [20]):

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{нас.}}}{k_{\text{н}}} \cdot k_{\text{з}} \cdot I_{\text{ном.стор}}, \quad (2.20)$$

де $k_{\text{нас}}$ – коеф. налаштув. для врахування помилки реле і необхідн. запасу, рівний 1,2;

$k_{\text{н}}$ – коеф. поверн. реле, рівний 0,95;

$k_{\text{з}}$ – коеф. запуску, рівний 1,4.

Первинна напруга спрацювання.

Для первинної напруги спрацюв. захисту умови:

- для мін. реле напруги:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{\min}}{k_{нас} \cdot k_n}, \quad (2.21)$$

де $U_{\min} = (0,9 - 0,85) \cdot U_{ном.стор}$ – мін. міжфазна напруга;

$k_{нас} = 1,2$ – коеф. налаштув.;

$k_n = 1,1$ – коеф. поверн. реле.

Налаштув. від напруги самозапуску при включ. АПВ або АВР:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{зан}}{k_{нас}}, \quad (2.22)$$

Для фільтра-реле напруги зворотн. послідовн. комбін. пуску напруги :

$$U_{2.c.з} = 0,06 \cdot U_{ном.стор}. \quad (2.23)$$

Вторинний струм і напруга спрацювання реле.

Визн. з виразів:

$$I_{c.p} = I_{c.з} \cdot \frac{k_{cx}}{n_{mc}}; \quad (2.24)$$

$$U_{c.p} = \frac{U_{c.з}}{k_v}; \quad (2.25)$$

$$U_{2.c.p} = \frac{U_{2.c.з}}{k_v}, \quad (2.26)$$

де k_v – коеф. трансформ. тр-ра напруги.

Чутливість захисту.

Визнач. з виразів:

- для реле струму :

$$k_u = \frac{I_{кз.min}^{(2)}}{I_{c.з}}, \quad (2.27)$$

де $I_{кз.min}^{(2)}$ – первин. знач. струму в мін. режимі при двофазн. к. з.;

- для мін. реле напруги :

$$k_{u,U} = \frac{U_{c.з} \cdot k_n}{U_{з.мах}}, \quad (2.28)$$

де $U_{з.мах}$ – первин. знач. міжфазн. напруги при метал. к. з.;

- для фільтр-реле напруги зворотн. послідовн.:

$$k_{u.U_2} = \frac{U_{2.з.мин}}{U_{2.с.з}}, \quad (2.29)$$

Згідно п. 3.2.21 [20] найменш. коеф. чутлив.:

- $k_u \geq 1,5$ – при к. з. на шинах (основний захист);

- $k_u \geq 1,2$ – при к. з. у кінці зони резерву.

Витримки часу.

За умовами селективності тривалість спрацювання (уст-ка за часом) захисту наступн. елементу вибираємо в сек., згідно виразу:

$$t_{с.з.нас.} = t_{с.з.попер.} + \Delta t, \quad (2.30)$$

де $t_{с.з.попер.}$ – час спрацювання макс.струм. захисту попередн. елем., тобто більш віддаленого від джерела живл., с;

Δt – ступінь селективн., с.

Згідно (2.30), тривалості витримок такі:

$$t_{с.з.МЗ-10} = 2,5 \text{ с}; \quad t_{с.з.МЗ-35} = 3,0 \text{ с}; \quad t_{с.з.МЗ-110} = 3,5 \text{ с}.$$

2.3.5 Газовий захист

Реле газового захисту, напр. типу ВФ-80, встановлюють в розріз сполучної труби від бака тр-ра до розширювача і спрацьовує на швидкість протікання оливи.

Уставка реле - (0,5-1,5 мс) і може змінюватися.

Пристрій РПН має свій бак, з'єднаний з розширювачем трубою, в якій встановлене спец. реле, напр. URF-25.

Після спрацювання струминного реле воно перебуває в цьому стані і потребує натиснення кнопки на реле для повернення в робочий стан.

2.4 Висновки до розділу

1. Досвід експлуатації електромереж 20 кВ свідчить, що динаміка втрат електроенергії в них суттєво знижується у порівнянні з електромережами 6(10) кВ - до величини (3,5 ... 6,5)%. Площа обслуговування споживачів в рази більша, а

кількість осередків на центрах живлення - менша.

2. Пропускна здатність електромереж напругою 20 кВ більша як мінімум в 2-2,5 рази до мереж 6-10 кВ для однакових територій.

3. Реконструкція електромереж до напруги 20 кВ, укомплектованих малогабаритними типовими розподільчими пристроями та щоголовими трансформаторами, зменшить їх вартість.

4. Для реконструйованих електромереж до напруги 20 кВ досліджені моделі отримання економічного ефекту внаслідок зменшення втрат потужності та напруги.

5. Здійснено розрахунок: захист диференційний трансформатора, у якому визначені струми спрацювання, струми гальмування блокування, струми спрацювання диференційного відсікання, коефіцієнт чутливості захистів.

6. Здійснено розрахунок: захист струмовий максимальний з функцією блокування напруги, у якому визначені первинні й вторинні струми і напруги спрацьовування захисту, чутливість захисту, тривалість витримки.

7. Здійснено розрахунок: захист трансформатора від перенавантаження, заблокування пристрою РПН, захист трансформаторних обвиток і магнітопроводу від перегріву.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Аналіз електрообладнання трансформаторної підстанції 110 кВ

Електроживлення номінальною напругою 110 кВ трансформаторна підстанція «Радіозавод» отримує двома підвідними повітряними лініями ПЛ110 кВ від трансформаторних підстанцій «Промислова» та «Лозова». ПС 50000/110/35/10 кВ «Радіозавод» обладнана двома силовими трансформаторами типу ТДТН 25000/110/35/10 кВ у виконанні У1. Розподільчі пристрої ПС «Радіозавод» такі: ВРП-110 кВ, ВРП-35 кВ, ЗРП-10 кВ та РПВП-0,23 кВ.

Електрична схема ВРП-110 кВ включає одну робочу систему шин, секціоновану вимикачем, і обвідну систему шин, а також віддільники в колах трансформаторів та суміщені секційні й обвідні вимикачі.

Обладнана ВРП-110 кВ силовими трансформаторами типу ТДТН 25000/110/35/10 У1; комутаційною апаратурою у складі роз'єднувачів типу РЛНД-110 та РПНД-110, віддільниками в колах трансформаторів типу ВД-110, короткозамикачами типу КЗ-110У1; розрядниками типу РВС-110 й підвісними гірляндами ізоляторів.

Пристрої регулюванням напруги під навантаженням (РПН) на стороні 110 кВ у двох силових трансформаторів типу ТДТН-25000/110 У1 зовнішньої установки в межах $\pm(9 \times 1,78\%)$ від номінальної напруги, а на стороні 35 кВ - в межах $\pm(2 \times 2,5\%)$.

Електрична схема ЗРП-10 кВ виконана у вигляді двох робочих систем шин, причому в якості ошиновки застосовані алюмінієві смуги типу А (100×8) мм. Силові трансформатори з'єднані з РП-10 кВ за допомогою гнучких струмопроводів у вигляді шинних мостів.

Обладнана ЗРП-10 кВ вимикачами типу ВМПП-10, ВК-10, ВР-1, ВМП-10Э; трансформаторами власних потреб типу ТМ-100/10; вимірювальними трансформаторами струму і напруги типу ТПЛ-10, ТВЛМ-10, ТПШЛ-10, ТПОЛ-10, НТМІ-10; НАМІ-10; трансформаторами до дугозагасних котушок типу ТМ-400/10; дугозагасними котушками типу РЗДСОМ-400/10; розрядниками типу

РВП-10; обмежувачами перенапруг типу ОПН-10; запобіжниками типу ПК-10, ПКТ-10.

Електрична схема розподільчого пристрою власних - двосекційна з напругою 0,23 кВ та з живленням від двох трансформаторів типу ТВП-1 і ТВП-2 із задіяним пристроєм типу АВР-0,23 кВ від трансформатора типу ТВП-1.

3.2 Обґрунтування конструктивного рішення заміни комутаційного обладнання на ПС 110/35/10 кВ

Електрична схема трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ укомплектована на стороні 110 кВ лінійними роз'єднувачами, а на стороні 35 кВ - оливними вимикачами типу МВ-35 та роз'єднувачами. Відвідні лінії на стороні 35 кВ виконані двома секціями шин, що з'єднані секційним вимикачем для запобігання к. з. на одному з силових трансформаторів.

На даний час технічні характеристики оливних вимикачів на стороні 35 кВ не відповідають сучасним вимогам до комутаційного обладнання і підлягають заміні, наприклад, на вакуумні чи елегазові.

Лінійні роз'єднувачі на сторонах 110 кВ та 35 кВ також мають тривалий строк експлуатації і в процесі модернізації ПС 110 кВ підлягають заміні.

Слід відзначити, що використання вакуумних дугогасильних камер у вимикачах сприяє:

- при незначному розходженні контактів швидкому відновленню (не більше 0,5 періоду) ізоляційних властивостей проміжку після вимкнення струму;
- вимкненню струму після розходження контактів, відсутності повторних з'єднань контактів;
- надійній роботі вимикача без додаткового підігріву при низьких температурах.

Використання елегазових дугогасильних камер у вимикачах підвищує їх надійність в експлуатації за допомогою: можливості синхронного розмикання контактів; придатності для зовнішньої та внутрішньої установки; швидкодії; високій роз'єднувальній здатності.

3.3 Розрахунок перевантажувальних струмів трансформатора на стороні 110 кВ

Експлуатація електричних мереж досить часто супроводжується короткими замиканнями в них. Користуючись розрахунками струмів коротких замикань можливо вибирати уставки релейного захисту і визначати їх чутливості.

Методика розрахунку струмів к. з. включає визначення:

- I_K'' - початкового діючого значення періодичної складової струму к. з. (термічна стійкість обладнання);
- i_{y0} - ударного струму к. з. (електродинамічна стійкість обладнання);
- i_{at} - аперіодичної складової струму к. з. у момент відключення кола (відмикаюча здатність вимикача);
- I_{nr} - періодичної складової струму к. з. у момент відключення кола (відмикаюча здатність вимикача).

3.3.1 Вихідні дані для розрахунку струмів к. з.

На рис. 3.1 подана розрахункова схема електромережі живлення ПС 110 кВ «Радіозавод» від двох ПС: ПС «Лозова» та ПС «Промислова-2».

Підстанція 110 кВ «Лозова»:

- нормальний режим: $U_{cp} = 115$ кВ, $I_{max}^{(3)} = 16,875$ кА;

Підстанція 110 кВ «Промислова-2»:

- нормальний режим: $U_{cp} = 115$ кВ, $I_{max}^{(3)} = 14,1$ кА;

Потужності струмів к. з. системи електропостачання:

$$S_{кз}^{Пром-2} = \sqrt{3} \cdot U_{max} \cdot I_{max}^{(3)} ; \quad S_{кз}^{Пром-2} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 14,1 = 2808,52 \text{ МВА};$$
$$S_{кз}^{Лозова} = \sqrt{3} \cdot U_{max} \cdot I_{max}^{(3)} ; \quad S_{кз}^{Лозова} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 16,875 = 3361,261 \text{ МВА}.$$

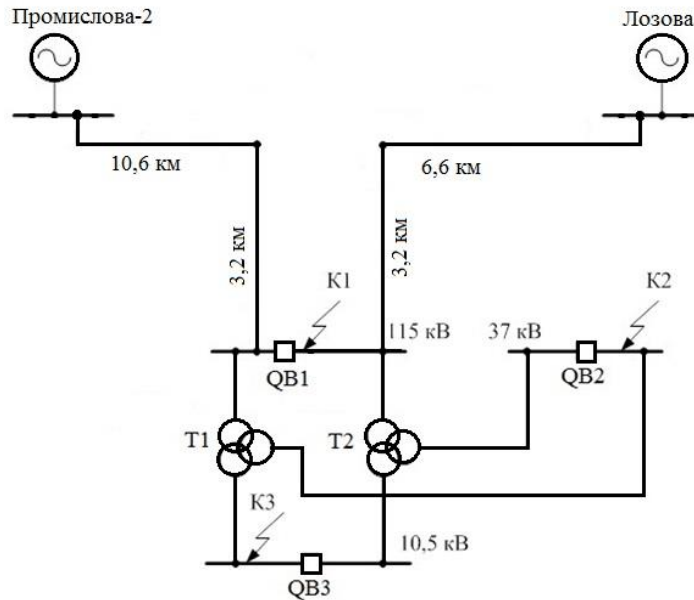


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема електромережі ПС 110 кВ «Радіозавод»

На рис. 3.2 подана еквівалентна схема заміщення, де введені позначення, що ПС 110 кВ «Промислова-2» це система електропостачання С1, а ПС 110 кВ «Лозова» – С2.

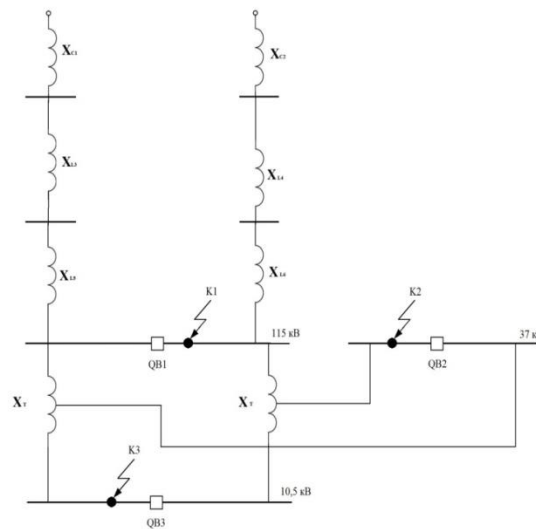


Рисунок 3.2 –Схема заміщення еквівалентна

Такі розрахунки проводять, використовуючи відносні та іменовані одиниці. Базова потужність $S_B = 400 \text{ MVA}$. Рівень базових напруг 115, 37 кВ та 10,5 кВ.

3.3.2 Розрахунок струмів к. з. в точці К-3

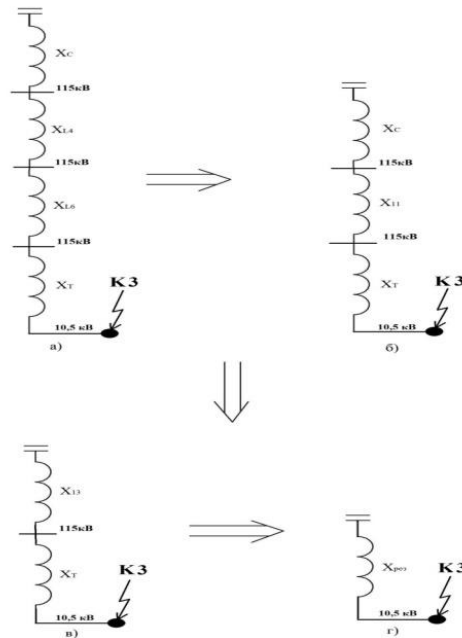


Рисунок 3.3 – Схема заміщення еквівалентна. Розрахунок трифазного к. з. в точці К-3 та перетворення схем:

а) – схема вихідна; б) – схема перетворення; в) – схема кінцева

На рис. 3.3 для розрахунку трифазного та двофазного струму к. з. в точці К-3 подана еквівалентна схема заміщення.

Розрахунок струму к. з. в точці К-3 у відносних одиницях:

Визначаємо потужності струмів к. з. системи електропостачання ПС 110 кВ «Радіозавод»:

- нормальний режим: $U_{\text{cp}} = 115 \text{ кВ}$, $I_{\text{max}}^{(3)} = 11,6 \text{ кА}$;

$$S_{\text{кз}}^{3БК} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{max}} \cdot I_{\text{max}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7,2 = 210,964 \text{ МВА.}$$

Опори системи електропостачання:

$$X_1 = \frac{400}{210,964} = 1,896.$$

Опори ліній:

$$X_4 = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,283; \quad X_6 = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,143.$$

Опори послідовні утворених гілок:

$$X_{11} = X_4 + X_6 = 0,283 + 0,143 = 0,426;$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{c1} = 0,426 + 1,896 = 2,322$$

Опори трансформатора у відсотках:

$$X_{m_{BH}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{K.3 \text{ BH-НН}} \% + U_{K.3 \text{ BH-СН}} \% - U_{K.3 \text{ СН-НН}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,3 + 10,6 - 8,06) = 9,92 \%;$$

$$X_{m_{CH}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{K.3 \text{ BH-СН}} \% + U_{K.3 \text{ СН-НН}} \% - U_{K.3 \text{ BH-НН}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (10,6 + 8,06 - 17,3) = 0,68 \%;$$

$$X_{m_{HH}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{K.3 \text{ BH-НН}} \% + U_{K.3 \text{ СН-НН}} \% - U_{K.3 \text{ BH-СН}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,3 + 8,06 - 10,6) = 7,38\%.$$

Опори трансформатора у відносних од.:

$$X_{ТВН} = X_{11} = \frac{9,92}{100} \cdot \frac{400}{10} = 3,968; \quad X_{ТСН} = \frac{0,68}{100} \cdot \frac{400}{10} = 0,272;$$

$$X_{ТНН} = X_{15} = \frac{7,38}{100} \cdot \frac{400}{10} = 2,952.$$

Опір результуючий:

$$X_{\text{рез}} = 2,322 + 2,952 = 5,274;$$

Розраховуємо періодичну складову струму трифазного к. з.:

$$I_{\sigma} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 21,994 \text{ кА}; \quad I_K'' = \frac{21,994}{5,274} = 4,17 \text{ кА}.$$

Струм ударн. к. з.:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 4,17 \cdot 1,608 = 9,483 \text{ кА}.$$

Розраховуємо аперіодичну складову струму трифазного к. з.:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,17 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,882 \text{ кА}.$$

Струму к. з. період. складова при $t = \tau$:

$$I_{n\tau} = I_K'' = 4,17 \text{ кА}$$

Розраховуємо періодичну складову струму двофазного к. з.:

$$I_K'' = \frac{\sqrt{3} \cdot 21,994}{2 \cdot 5,274} = 3,612 \text{ кА}.$$

Струм ударн. к. з.:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,612 \cdot 1,608 = 8,214 \text{ кА}.$$

Розраховуємо аперіодичну складову струму двофазного к. з. при $t = \tau$:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,612 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,764 \text{ кА}.$$

Струму к. з. період. складова у момент часу $t = \tau$:

$$I_{n\tau} = I_K'' = 3,612 \text{ кА}$$

Розрахунок струму к. з. в точці К-3 в іменованих одиницях:

Опори системи електропостачання:

$$X_1 = \frac{10,5^2}{210,964} = 0,523;$$

Опори ліній:

$$X_4 = 0,4 \cdot 23,4 = 9,36 (\text{Ом}); \quad X_6 = 0,4 \cdot 11,8 = 4,72 (\text{Ом});$$

Опори ліній, приведені до базової напруги:

$$X_{4\delta} = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,078 (\text{Ом}); \quad X_{6\delta} = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,039 (\text{Ом}).$$

Опори послідовні утворених гілок :

$$X_{11} = X_{4\delta} + X_{6\delta} = 0,078 + 0,039 = 0,117 (\text{Ом});$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{C1} = 0,117 + 0,523 = 0,64 (\text{Ом});$$

Опори трансформатора:

$$X_{m \text{ нн}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{\text{к.з. вн-нн}} \% + U_{\text{к.з. сн-нн}} \% - U_{\text{к.з. вн-сн}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,3 + 8,06 - 10,6) = 7,38\%.$$

$$X_{TCH} = \frac{7,38}{100} \cdot \frac{10,5^2}{10} = 0,814;$$

Результуючий опір:

$$X_{\text{рез}} = X_{TCH} + X_{13} = 0,814 + 0,64 = 1,454;$$

Струму трифазного к. з. період. складова

$$I_K'' = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,454} = 4,169 \text{ кА.}$$

Струм к. з. ударн.:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 4,169 \cdot 1,608 = 9,481 \text{ кА.}$$

Струму трифазного к. з. аперіод. складова при $t = \tau$:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,169 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,882 \text{ кА.}$$

Струму трифазного к. з. період. складова при $t = \tau$:

$$I_{nr} = I_K'' = 4,169 \text{ кА.}$$

Струму двофазного к. з. період. складова при $t = \tau$:

$$I_K'' = \frac{10,5}{2 \cdot 1,454} = 3,611 \text{ кА.}$$

Струм ударн.:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 3,611 \cdot 1,608 = 8,212 \text{ кА.}$$

Струму двофазного к. з. аперіод. складова при $t = \tau$:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,611 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,764 \text{ кА.}$$

Струму двофазного к. з. період. складова при $t = \tau$ $I_{nr} = I_K'' = 3,611 \text{ кА}$

Оскільки розрахунок струмів к. з. I_K'' в іменованих і відносних одиницях дав співпадіння, то струми знайдено вірно.

3.3.3 Розрахунок струмів к. з. в точці К-2

Розраховуємо трифазний та двофазний струми к. з. в точці К-2 з використанням еквівалентної схеми заміщення (див. рис. 3.4).

Розрахунок струмів к. з. в точці К-2 у відносних одиницях:

Потужності короткого замикання енергосистеми такі:

- нормальний режим: $U_{cp} = 115 \text{ кВ}$, $I_{max}^{(3)} = 7,2 \text{ кА}$;

$$S_{кз}^{3БК} = \sqrt{3} \cdot U_{max} \cdot I_{max}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,2 = 461,418 \text{ МВА.}$$

Опори енергосистеми:

$$X_1 = \frac{400}{461,418} = 0,916.$$

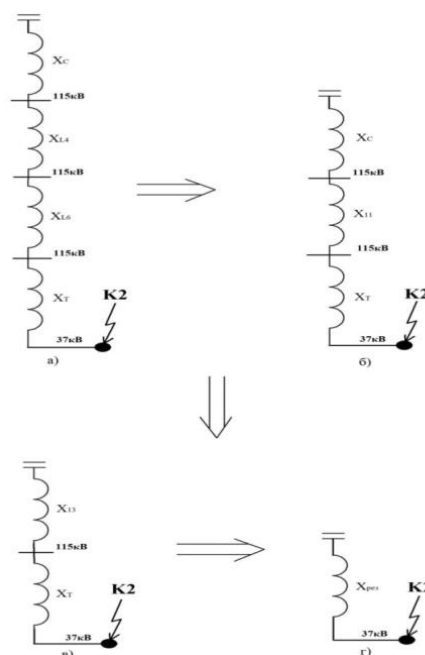


Рисунок 3.4 – Схема заміщення еквівалентна для розрахунку трифазного к. з. в точці К-2 та перетворення схеми

а) – схема вихідна; б), в) – схема перетворення; г) – схема кінцева

Опори ліній:

$$X_4 = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,283; \quad X_6 = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,143.$$

Опори послідовні гілок :

$$X_{11} = X_4 + X_6 = 0,283 + 0,143 = 0,426 ;.$$

$$X_{13} = X_{11} + X_C = 0,426 + 0,916 = 1,342.$$

Опори трансформатора:

$$X_{m \text{ вн}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{\text{к.з. вн-нн}} \% + U_{\text{к.з. вн-сн}} \% - U_{\text{к.з. сн-нн}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,3 + 10,6 - 8,06) = 9,92 \%;$$

$$X_{m \text{ сн}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{\text{к.з. вн-сн}} \% + U_{\text{к.з. сн-нн}} \% - U_{\text{к.з. вн-нн}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (10,6 + 8,06 - 17,3) = 0,68 \%;$$

$$X_{m \text{ нн}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{\text{к.з. вн-нн}} \% + U_{\text{к.з. сн-нн}} \% - U_{\text{к.з. вн-сн}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,3 + 8,06 - 10,6) = 7,38\%.$$

$$X_{ТВН} = X_{11} = \frac{9,92}{100} \cdot \frac{400}{10} = 3,968; \quad X_{ТСН} = \frac{0,68}{100} \cdot \frac{400}{10} = 0,272;$$

$$X_{ТНН} = X_{15} = \frac{7,38}{100} \cdot \frac{400}{10} = 2,952.$$

Опір результуючий:

$$X_{\text{рез}} = 1,342 + 0,272 = 1,614.$$

Періодична складова струму трифазного к. з. діюче значення початкове:

$$I_{\sigma} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 37} = 6,242 \text{ кА}; \quad I_K'' = \frac{6,242}{1,614} = 3,867 \text{ кА}.$$

Струм ударн. к. з.:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,867 \cdot 1,608 = 8,794 \text{ кА}.$$

Струму к. з аперіодична складова при $t = \tau$:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,867 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,818 \text{ кА}.$$

Струму к. з періодична складова при $t = \tau$:

$$I_{\text{пр}} = I_K'' = 3,867 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму двофазного к. з. діюче значення початкове:

$$I_K'' = \frac{\sqrt{3} \cdot 6,242}{2 \cdot 1,614} = 3,349 \text{ кА}.$$

Струм ударн.:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,349 \cdot 1,608 = 7,616 \text{ кА.}$$

Струму к. з аперіодична складова при $t = \tau$:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,349 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,708 \text{ кА.}$$

Струму к. з періодична складова при $t = \tau$:

$$I_{nr} = I_K'' = 3,349 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів к. з. в точці К-2 в іменованих одиницях:

Опори системи:

$$X_1 = \frac{37^2}{461,418} = 2,97.$$

Опори ліній:

$$X_4 = 0,4 \cdot 23,4 = 9,36 \text{ (Ом); } X_6 = 0,4 \cdot 11,8 = 4,72 \text{ (Ом).}$$

Опори ліній, приведені до базової напруги:

$$X_{4\delta} = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{37^2}{115^2} = 0,969 \text{ (Ом); } X_{6\delta} = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{37^2}{115^2} = 0,489 \text{ (Ом).}$$

Опори послідовні утворених гілок :

$$X_{11} = X_{4\delta} + X_{6\delta} = 0,969 + 0,489 = 1,458 \text{ (Ом);}$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{C1} = 1,458 + 2,97 = 4,428 \text{ (Ом).}$$

Опори трансформатора:

$$X_{m \text{ сн}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{к.з \text{ вн-сн}} \% + U_{к.з \text{ сн-нн}} \% - U_{к.з \text{ вн-нн}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (10,6 + 8,06 - 17,3) = 0,68 \%;$$

$$X_{TCH} = \frac{0,68}{100} \cdot \frac{37^2}{10} = 0,93.$$

Результуючий опір:

$$X_{\text{рез}} = X_{TCH} + X_{13} = 0,93 + 4,428 = 5,358$$

Струму трифазного к. з. періодичної складової початкове діюче значення:

$$I_K'' = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 5,358} = 3,987 \text{ кА.}$$

Струм к. з. ударн.:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,987 \cdot 1,608 = 9,067 \text{ кА.}$$

Струму к. з. аперіодична складова при $t = \tau$:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,987 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,843 \text{ кА.}$$

Струму к. з. періодична складова при $t = \tau$:

$$I_{nr} = I_K'' = 3,987 \text{ кА.}$$

Струму двофазного к. з. періодичної складової початкове діюче значення:

$$I_K'' = \frac{37}{2 \cdot 5,358} = 3,753 \text{ кА.}$$

Струм ударн. к. з.:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 3,753 \cdot 1,608 = 8,535 \text{ кА.}$$

Струму к. з. аперіодична складова при $t = \tau$:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,753 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,786 \text{ кА.}$$

Струму к. з. періодична складова при $t = \tau$

$$I_{nr} = I_K'' = 3,753 \text{ кА.}$$

В результаті розрахунку струми к. з. I_K'' в іменованих і відносних одиницях співпали; струми знайдено вірно.

3.3.4 Розрахунок струмів к. з. в точці К-1

Розрахунок струмів к. з. в точці К-1 з використанням рис. 3.5 аналогічний попереднім для розрахунку трифазного та двофазного струмів к. з. в точках К-2 і К-3.

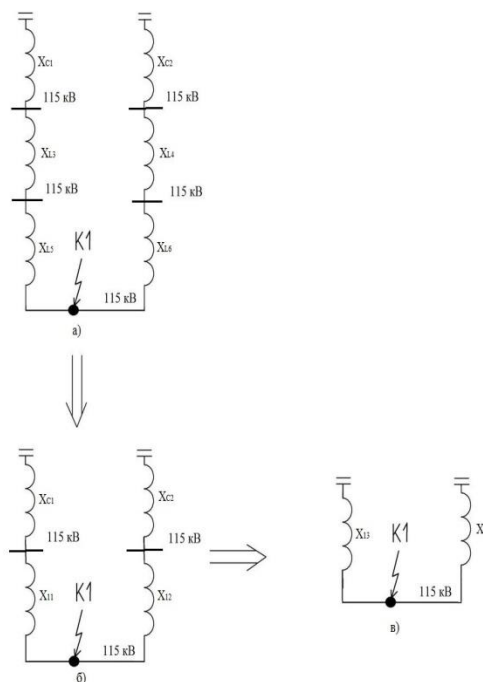


Рисунок 3.5 – Схема заміщення еквівалентна для розрахунку трифазного та двофазного к. з. в точці К1 та перетворення:

а) – схема вихідна; б) – схема перетворення; в) – схема кінцева

Розрахунок струмів к. з. в точці К-1 у відносних одиницях:

Опори системи:

$$X_c = \frac{S_B}{S_{кз}}, \quad (3.1)$$

Згідно (3.1) отримуємо:

$$X_1 = \frac{400}{1872,347} = 0,214; \quad X_2 = \frac{400}{2240,841} = 0,178.$$

Опори ліній:

$$X_{лен} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{cp}^2}, \quad (3.2)$$

Згідно (3.2) отримуємо:

$$X_3 = 0,4 \cdot 37,7 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,456; \quad X_4 = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,283;$$

$$X_5 = X_6 = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,143.$$

Опори послідовні гілок :

$$X_{12} = X_3 + X_5 = 0,456 + 0,143 = 0,599;$$

$$X_{11} = X_4 + X_6 = 0,283 + 0,143 = 0,426;$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{C1} = 0,426 + 0,214 = 0,64;$$

$$X_{14} = X_{12} + X_{C2} = 0,599 + 0,178 = 0,777.$$

Результуючий опір:

$$X_{pez} = X_{13} \parallel X_{14} = \frac{0,64 \cdot 0,777}{0,64 + 0,777} = 0,351;$$

Струму трифазного к. з. періодичної складової початкове діюче значення:

$$I_{\sigma} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (3.3)$$

$$I_K'' = \frac{I_B}{X_{pez}}, \quad (3.4)$$

Таким чином, згідно (3.3) та (3.4) маємо:

$$I_{\sigma} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,008 \text{ кА}; \quad I_K'' = \frac{2,008}{0,351} = 5,721 \text{ кА}.$$

Струм ударн. к. з.:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot k_{y\delta}, \quad (3.5)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 5,721 \cdot 1,608 = 13,009 \text{ кА}.$$

Струму к. з аперіодична складова при $t = \tau$:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad \tau = t_{3\min} + t_{c.e.}, \quad (3.6)$$

Маємо:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,721 \cdot e^{-0,04/0,02} = 1,21 \text{ кА}.$$

Струму к. з періодична складова при $t = \tau$:

$$I_{n\tau} = I_K'' = 5,721 \text{ кА}$$

Струму двофазного к. з. періодичної складової початкове діюче значення:

$$I_K'' = \frac{\sqrt{3} I_B}{2 X_{\text{рез}}}, \quad (3.7)$$

Маємо:

$$I_K'' = \frac{\sqrt{3} \cdot 2,008}{2 \cdot 0,351} = 4,954 \text{ кА}.$$

Струм ударн. к. з.:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 4,954 \cdot 1,608 = 11,266 \text{ кА}.$$

Струму к. з аперіодична складова при $t = \tau$:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,954 \cdot e^{-0,04/0,02} = 1,05 \text{ кА}.$$

Струму к. з періодична складова при $t = \tau$

$$I_{n\tau} = I_K'' = 4,954 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів к. з. в точці К-1 у іменованих одиницях:

Опори системи:

$$X_c = \frac{U_{\sigma}^2}{S_{\text{кз}}}, \quad (3.8)$$

Опори системи:

$$X_1 = \frac{115^2}{1872,347} = 7,063; \quad X_2 = \frac{115^2}{2240,841} = 5,092.$$

Опори ліній:

$$X_{лен} = X_0 \cdot l, \quad (3.9)$$

Опори ліній:

$$X_3 = 0,4 \cdot 37,7 = 15,08 \text{ (Ом)}; \quad X_4 = 0,4 \cdot 23,4 = 9,36 \text{ (Ом)};$$

$$X_5 = X_6 = 0,4 \cdot 11,8 = 4,72 \text{ (Ом)};$$

Приведені до базової напруги опори ліній:

$$X_{лб} = X_{л} \cdot \frac{U_{б}^2}{U_{сп}^2}, \quad (3.10)$$

$$X_{3б} = 0,4 \cdot 37,7 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 15,08 \text{ (Ом)}; \quad X_{4б} = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 9,36 \text{ (Ом)};$$

$$X_{5б} = X_{6б} = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 4,72 \text{ (Ом)};$$

Опори гілок :

$$X_{11} = X_{3б} + X_{5б} = 15,08 + 4,72 = 19,8 \text{ (Ом)};$$

$$X_{12} = X_{4б} + X_{6б} = 9,36 + 4,72 = 14,08 \text{ (Ом)};$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{C1} = 19,8 + 7,063 = 26,863 \text{ (Ом)};$$

$$X_{14} = X_{12} + X_{C2} = 14,08 + 5,902 = 19,982 \text{ (Ом)}.$$

Опір результуючий:

$$X_{рез} = X_{13} \parallel X_{14} = \frac{26,863 \cdot 19,982}{26,863 + 19,982} = 11,6.$$

Струму трифазного к. з. періодичної складової початкове діюче значення:

$$I_K'' = \frac{U_B}{\sqrt{3} X_{рез}}, \quad (3.11)$$

Тоді:

$$I_K'' = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 11,6} = 5,723 \text{ кА}.$$

Струм ударн. к. з.:

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot k_{yд},$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 5,723 \cdot 1,608 = 13,014 \text{ кА.}$$

Струму к. з аперіодична складова при $t = \tau$:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad \tau = t_{3\text{min}} + t_{c.в.}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,723 \cdot e^{-0,04/0,02} = 1,21 \text{ кА.}$$

Струму к. з періодична складова при $t = \tau$:

$$I_{n\tau} = I_K'' = 5,723 \text{ кА}$$

Струму двофазного к. з. періодичної складової початкове діюче значення:

$$I_K'' = \frac{U_B}{2X_{рез}}, \quad (3.12)$$

$$I_K'' = \frac{115}{2 \cdot 11,6} = 4,957 \text{ кА.}$$

Струм ударний к. з.:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 4,957 \cdot 1,608 = 11,272 \text{ кА.}$$

Струму к. з аперіодична складова при $t = \tau$:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,957 \cdot e^{-0,04/0,02} = 1,048 \text{ кА.}$$

Струму к. з періодична складова при $t = \tau$:

$$I_{n\tau} = I_K'' = 4,957 \text{ кА}$$

В результаті розрахунку струми к. з. I_K'' в іменованих і відносних одиницях співпали; струми знайдено вірно.

3.4 Висновки до розділу

1. Проведений аналіз стану електрообладнання ТП 110 кВ, а для наявного комутаційного обладнання визначена необхідність модернізації високовольтних вимикачів заміною оливонаповнених на вакуумні та елегазові.

2. Проведений розрахунок максимальних навантажувальних струмів коротких замикань у трьох точках найбільшої ймовірності їх виникнення на трансформаторній підстанції з визначенням таких параметрів:

– струму к. з. періодичної складової початкове діюче значення (вплив на термічну стійкість);

– струм ударний к. з. (вплив на електродинамічну стійкість);

– струму к. з. аперіодична та періодична складові (перевірка від'єднувальної здатності).

3. Електричні апарати та провідники підстанції, а також уставки релейного захисту та їх чутливість вибрані як результат розрахунку струмів к.з.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Аналіз небезпечних факторів функціонування електричних мереж

Однією з характерних особливостей систем електропостачання міст є поєднання в електричних мережах 10(6) кВ повітряних (ПЛ) і кабельних (КЛ) ліній електропередачі.

Якщо для кабелів на перший план виходить надійність самих КЛ, пов'язана зі старінням ізоляції і, в деяких випадках, з корозією алюмінієвих оболонок, то для ПЛ найбільш істотним фактором є забезпечення електробезпеки [8].

Великі струми однофазного замикання на землю (ОЗЗ) в мережах без компенсації ємнісного струму, зумовлені наявністю КЛ, створюють при будь-якому замиканні в повітряній мережі небезпечні і смертельні напруги дотику. Компенсація ємнісного струму в таких мережах, як показує практика, дуже серйозна проблема, викликана постійною мінливістю параметрів мережі і труднощами автоматичного підстроювання дугозагасних реакторів (ДЗР) у великому діапазоні струмів. Крім того, наявність помітної несиметрії мережі повністю виключає точну настройку ДЗР. Іншою проблемою є ненадійна робота різноманітних селективних захистів від ОЗЗ, що дають збої при перехідних процесах, дугових замиканнях з мінливою дугою, замиканні фази на землю через великий перехідний опір і т. ін.

4.1.1 Однофазні замикання на землю та їх вплив на електромережі

Існування режиму ОЗЗ, що тривалий час не відключається, в мережі електропостачання міста чи селища зумовлює цілий ряд явищ і процесів, що істотно знижують надійність і електробезпеку електромережі. До них відносяться [8]:

- старіння кабельної ізоляції і зниження терміну служби кабельних ліній;
- дугові перенапруження і ферорезонансні явища, що призводять, в результаті, до серйозних пошкоджень обладнання;
- неможливість істотно знизити зовнішні перенапруги сучасними засобами (обмежувачі перенапруг (ОПН)), що підбираються по лінійній напрузі, а не по

фазній;

- існування тривалих електробезпечних ситуацій біля опор ПЛ 6-35 кВ, в районі обірваних проводів і тих, що впали на землю, а також біля відкритих провідних частин мереж 0,4 кВ, що живляться по системі TN від підстанцій 10(6)/0,4 кВ. Це підтверджується статистикою важких і смертельних нещасних випадків.

Однією з найбільш стійких традицій експлуатації є думка про допустимість роботи мережі з ОЗЗ. Трохи перебільшуючи, цю традицію слід назвати «ідеологією бідності», а в деяких випадках і «ідеологією лінії». В даний час всі міські мережі мають можливості резервування, тому реалізувати селективне відключення і автоматичне включення резерву принципово завжди можливо. Однак цій традиції сприяє не завжди надійна робота захистів від ОЗЗ.

Статистика ОЗЗ показує, що в багатьох випадках вони досить швидко переходять в двофазні або подвійні замикання на землю і відключаються відповідними захистами. Цьому сприяють процеси, які супроводжують однофазні замикання в мережах 6-35 кВ, - дугові перенапруження і ферорезонансні явища. При цьому, диспетчерським персоналом реєструється тільки 3% з них, у яких час самоліквідації доходить до декількох хвилин, а іноді і до десятків хвилин. Решта замикань, як показали осцилограми, самоліквідуються за час менший 0,5 с. З решти ОЗЗ 44% носять стійкий («металічний») характер, а 27% супроводжуються мінливою дугою [16].

4.1.2 Заходи забезпечення електробезпеки при однофазному замиканні на землю

Відповідно до вимоги ПУЕ [18] опір заземлювального пристрою (ЗП) не повинен перевищувати $\frac{250}{I}$, де I - струм замикання на землю або збільшений на 25% - номінальний струм дугозагасного реактора. Ця вимога означає, що при замиканнях на землю напруга на ЗП допускається рівною 250 В! Якби мова йшла тільки про підстанції 35/10 (6) кВ, які не мають споживачів напругою до 1 кВ, то така цифра була б прийнятною (за умови, що огорожа підстанції не під'єднана до ЗП).

Однак більшість міських підстанцій - це ТП 10 / 0,4 кВ, а мережа 0,4 кВ відповідно до ПУЕ організована за системою TN, коли нульовий захисний і робочий провідники приєднані до ЗП ТП. Це означає, що при замиканні на землю на ТП зазначена напруга з'являється на нульових проводах і на всіх приєднаних до них корпусах (відкритих провідних частинах) електроприймачів мережі 0,4 кВ. Напруга на ЗП (а не опір ЗП) - це головний критерій безпеки, що визначає вплив на людину при дотику останньої до ушкодженого обладнання.

Крім того, при збільшенні питомого опору ґрунту нормативом ПУЕ [18] допускається збільшувати опір заземлення незалежно від значення струму замикання і напруги, що виникають при ОЗЗ на заземлювачі підстанції. Підсумовуючи всі можливості збільшення опору заземлення згідно ПУЕ, можна отримати залежність допустимих опорів від питомого опору ґрунту. З цієї залежності видно, що опір заземлювача може досягати величини 40 Ом, що при допустимому не скомпенсованому струмі замикання на землю в 10 А (згідно вимоги ПУЕ) означає можливість появи на відкритих провідних частинах обладнання та побутових приладів, що працюють в мережі 0,4 кВ, напруги в 400 В.

Якщо замикання сталося на опорі ПЛ, то біля опори ПЛ виникає напруга дотику 100 В і вище, т.я. опори в населеній місцевості повинні мати опір заземлення 10 Ом і менше (вимога ПУЕ). Слід зазначити, що це в першу чергу відноситься до мережі з ПЛ.

У мережі, що складається тільки з КЛ, проблеми заземлення з позицій ОЗЗ практично не існує. Струм замикання на землю по землі не розтікається, а протікає в основному металевими оболонками і екранами кабелів, замикаючись через ємності «оболонка - здорові фази». Несуттєві частки струму через землю створюють незначні напруги дотику, що не перевищують, як правило, декількох вольт. Відповідно до [19] напруга струму промислової частоти величиною 2 В не відчувається людиною і є допустимою при тривалому дотику, а напруга нижче 20 В не викликає судом і є допустимою при короткочасному дотику.

В електричній мережі, що складається як з ПЛ, так і з КЛ, ситуації можуть бути самими різними, і навіть при суворому виконанні норм ступінь електронезбезпеки може відповідати в деяких випадках чисто повітряним

мережам. Збільшенню електронезбезпеки сприяють некомпенсовані струми ОЗЗ, що досягають іноді десятків ампер.

На практиці з тих чи інших причин виконані і експлуатовані заземлювальні пристрої можуть не відповідати нормам ПУЕ. В літературі [8] описані проведені численні вимірювання опору ЗП в міській електромережі. За допомогою цифрового осцилографа, подільників і шунтів проводилися вимірювання ємнісного струму ОЗЗ, напруги на ЗП при ОЗЗ і напруги дотику. Виявлено, що опір заземлення в більшості випадків мав значення значно менші від нормованого і лише в 3-х випадках мав опір вище 4 Ом, допустимих для заземлення нейтралі мережі 0,4 кВ. У той же час напруги дотику в 30% випадків перевищували нормовану ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008 «Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. Гранично допустимі значення напруг дотику і струмів» величину 20 В. Особливо небезпечне становище у опір з роз'єднувачами, де напруга дотику може перевищити 1000 В.

Основними заходами щодо підвищення надійності і електробезпеки міських мереж повинні стати:

- повсюдний перехід на заземлення нейтралі електромережі через резистор з більшим опором;
- установка надійних селективних захистів від замикань на землю з дією на відключення;
- вибір і установка обмежувачів перенапруг на фазну напругу, що стає можливим при реалізації перших двох заходів.

4.2 Світовий досвід створення систем оповіщення про загрозу або виникнення надзвичайної ситуації

Одним із основних завдань Цивільного захисту України, як державної системи органів управління, сил і засобів, які створені для організації і забезпечення захисту населення від наслідків надзвичайних ситуацій (НС) техногенного, екологічного, природного та воєнного характеру є оповіщення населення про загрозу і виникнення НС у мирний і воєнний часи та постійне інформування його про наявну обстановку. Існуюча в Україні система оповіщення створена в 70–80-х роках минулого століття та на даний час не відповідає

сучасним вимогам [9].

Найбільш розвинуті системи оповіщення на сьогоднішній день розроблені в Японії, США, Великобританії, Канаді, Франції, Нідерландах, Австрії, Ізраїлі. Тож розглянемо саме ці країни, а також деякі країни ближнього зарубіжжя.

J-Alert – національна система попередження населення про НС в Японії, котра працює через супутники, що дозволяє владі оперативно транслювати оповіщення в місцевих ЗМІ та через гучномовці. Оповіщення місцевих чиновників відбувається за 1 с, передача повідомлення жителям регіону – за (4–20) с. Попередження про погані погодні умови транслюють лише японською мовою. А всі інші оповіщення повинні передаватися п'ятьма мовами: японською, англійською, китайською, корейською та португальською [4].

У США система оповіщення спрацьовує кількома способами: безкоштовна бездротова система попередження про НС (Wireless Emergency Alerts, WEA); аварійна система оповіщення (Emergency Alert System, EAS); мережа радіостанцій NOAA Weather Radio All Hazards [4].

До прикладу, аварійна система оповіщення (Emergency Alert System, EAS) – національна система попередження населення країни, котра працює з 1997 року, й керується Федеральним агентством зв'язку, Федеральним агентством з управління в надзвичайних ситуаціях та Національною метеорологічною службою. Після активації системи упродовж не більш, ніж 10 хв., президент США чи уряд могли звернутися до нації. Система приводиться в дію у випадку надзвичайної ситуації природного характеру, викрадення людей, терористичного акту, початку війни. Для роботи системи застосовується радіо та телебачення.

У Великобританії, крім оповіщення населення про виникнення чи загрозу виникнення НС із застосуванням сирен, застосовується також метод мобільного оповіщення, застосовуючи Cell Broadcast service. При цьому, немає потреби здійснювати підписку на цю послугу та надавати свої особисті дані.

У Канаді національною системою оповіщення населення про загрозу виникнення або загрозу виникнення НС є Alert Ready. Медіа компанії розповсюджують оповіщення про НС природного та техногенного характеру, AMBER-повідомлення тощо. Оповіщення починається з сигналу, потім на екрані з'являється повідомлення з описом потенційної небезпеки. В перспективі

передбачається, що кожен канадець зможе підписатися на отримання сповіщення громадської безпеки безпосередньо на мобільний девайс, підписавшись на The Weather Network, чи завантаживши додаток про стан погоди на смартфон чи планшет [4].

Le réseau national d'alerte (RNA) – національна система оповіщення у Франції. Попередження населення про виникнення або загрозу виникнення НС відбувається за допомогою сирен. Якщо сирена запрацювала, необхідно негайно увімкнути радіо France Inter чи France Info, де дадуть інформацію про характер НС та інструкцію з дій. Також у Франції працює ще один проект – Система попередження та інформування населення (Système d'Alerte et d'histoire Information des Populations [4]): крім сигналу сирен, в разі загрози, задіяні національні та регіональні ЗМІ, автоматичний виклик аварійно-рятувальних служб тощо. На всі телефони, що перебувають у зоні ризику, надсилаються SMS-повідомлення з попереджувальною інформацією.

NL-Alert – національна система оповіщення в Нідерландах, базована на Cell Broadcast технології, й співпрацює з існуючою системою оповіщення із застосуванням сирен. Завдяки NL-Alert, уряд може автоматично оповістити та проінформувати населення про небезпеку SMS-повідомленням, незалежно від територіального перебування людей. Також всю інформацію про можливі небезпеки можна отримати з сайту the crisis.nl [4].

Новою системою оповіщення на випадок надзвичайної ситуації в Австралії є Emergency Information Network-Australia – це єдина платформа, що в режимі реального часу позначає райони можливого виникнення екстреної ситуації, застосовуючи при цьому Google Maps. Завдяки ньому можна дізнатися про райони НС, пожеж, потопів, штормів, відімкнення електроенергії, ДТП тощо.

У 2012 році в Ізраїлі було розпочато тестування нової системи оповіщення – Цева адом, яка призначена для попередження населення про ракетні удари. Повідомлення про небезпеку розсилаються на чотирьох мовах: іврит, російська, арабська, англійська. Система влаштована таким чином, що попередження можна розсилати жителям різних регіонів залежно від траєкторії польоту ракети.

Провівши аналіз існуючих систем оповіщення про загрозу або виникнення НС в деяких країнах світу, бачимо, що поряд з традиційними засобами

оповіщення, за кордоном активно застосовують інфокомунікаційні технології, що дозволяє системі працювати набагато ефективніше [21].

Такий досвід доцільно впроваджувати в нашій країні з метою поліпшення існуючої системи оповіщення шляхом застосування новітніх інформаційно-телекомунікаційних технологій.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі досліджено підвищення ефективності роботи розподільних електромереж шляхом реконструкції трансформаторних підстанцій 110/10 кВ на напругу 20 кВ для зменшення втрат електроенергії.

Отримані такі результати:

1. Проведений аналіз електромережі 110/10 кВ з трансформаторною підстанцією 110/35/10 кВ «Радіозавод», а також характеристик електрообладнання та комутаційних апаратів підстанції.

2. Встановлено, що стан розподільних електричних мереж напругою 10(6) кВ практично відповідає закінченню резерву пропускної здатності, інфраструктура електромереж характеризується низьким рівнем автоматизації, практичною відсутністю дистанційного управління, значною розгалуженістю, протяжністю, для керування ділянками електромереж повсюдно застосовуються лінійні роз'єднувачі.

3. Встановлено, що модернізований стандарт 20 кВ оптимально підходить для того, щоб організувати енергоефективне електропостачання шляхом підвищення пропускної потужності (до 2,5 разів), скорочення кількості трансформаторних потужностей проміжного класу напруги; зменшуються також втрати електроенергії і напруги при її передачі.

4. Встановлено, що площа обслуговування споживачів в електромережах 20 кВ збільшується в 3-8 разів. Рівень втрат електроенергії в установках 10 кВ в 2,7 разів більший, ніж в електрообладнанні 20 кВ, а в установках 6 кВ - більший в 7,5 разів.

5. Досліджені моделі отримання економічного ефекту в триступневих електромережах 110/35/10 кВ у вигляді зменшення втрат потужності та втрат напруги при їх реконструкції на двоступеневу напругу 110/20 кВ.

6. Подана схема модернізації типової триступеневої системи електропостачання 110/35/(6)10 кВ на двоступеневу 110/20 кВ та ефективності застосування щоглових комплектних трансформаторних підстанцій 20/0,4 кВ завдяки зменшенню протяжності електромереж 0,4 кВ й втрат у них.

7. Встановлено, що мінімальні сумарні дисконтовані витрати на

реконструкцію електромереж 20 чи 10 кВ є найбільш ефективними техніко-економічними критеріями порівняння стратегій розвитку цих електромереж.

8 Проведений розрахунок максимальних струмів навантаження на трансформатор підстанції на високій стороні напруги, значення яких необхідне при виборі і перевірці електричних апаратів та провідників, а також при виборі уставок і чутливості релейного захисту.

9. Проведений розрахунок силового трансформатора 110 кВ в схемі диференційного захисту, для чого визначені струми спрацювання, гальмування блокування, диференційної відсічки й коефіцієнт чутливості захисту.

10. Розрахований максимальний струмовий захист з блокуванням по напрузі та визначені первинні і вторинні струми і напруги спрацювання захисту, його чутливість, витримка часу.

11. Вибрані уставки вимикачів в пристрої резервування відмови. Розраховані: перевантажувальний захист трансформатора, блокувальний режим регулювального пристрою під напругою, захист трансформатора від перегріву обвиток і магнітопроводу.

Реконструкція електромережі 110/10 кВ методом переходу на дворівневий клас напруги 110/20 кВ підвищить енергоефективність функціонування системи електропостачання, а також сприятиме безпечній роботі персоналу.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Батлук В. А. Охорона праці. Підручник / В. А. Батлук, М. П. Кулик, Р. А. Яцюк. – Львів : Вид-цтво НУ «Львівська політехніка», 2009, 360 с.
2. Бахор З. М. Техніко-економічні аспекти впровадження електричних мереж напругою 20 кВ / З. М. Бахор, А. Б. Козовий та ін. // Вісник Він. політехн. ін-ту. – 2018. - №1. – С. 53–58.
3. Белякова І. В. Перспективи розвитку розподільних електромереж середнього класу напруги / І. В. Белякова, О. О. Вакуленко, Р. П. Фіголь // Матеріали ІХ МНТК молодих учених та студентів ТНТУ «Актуальні задачі сучасних технологій» (25–26 листопада 2020 р., Тернопіль) : Зб. тез доп. Т. 2. – Тернопіль, 2020. – С. 94–95.
4. Борисов А. В. Світовий досвід створення систем оповіщення про загрозу або виникнення надзвичайної ситуації / А. В. Борисов, Т. О. Мукшинова // Матеріали 20-ї ВНК «Сучасний стан цивільного захисту України та перспективи розвитку» (9–10 жовтня 2018 р., м. Київ) : Зб. тез доп. – К., 2018. – С. 55–57.
5. Буйний Р. О. Обґрунтування області використання класу напруги 20 кВ у міських електричних мережах України / Р. О. Буйний, А. В. Красножон та ін. // Технічна електродинаміка. – 2019. - №1. – С. 68–71.
6. Буйний Р. О. Регресійні залежності вартісних показників елементів електричних мереж напругою 10–35 кВ / Р. О. Буйний, В. О. Перепечений, В. В. Зорін // Вісник НТУ ХП. Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – 2017. - №7. – С. 18–23.
7. Денисюк С. П. Перспективи використання технологій передачі електричної енергії на номінальній напрузі 20 кВ у розподільних електричних мережах України / С. П. Денисюк, Д. С. Горенко та ін. // Електрифікація транспорту. Електропостачання. – 2016. - №12. – С. 12–19.
8. Дмитриев С. Н. Городские электрические сети. Обеспечение надежности и безопасности электроснабжения / С. Н. Дмитриев, Ю. В. Целебровский, С. В. Нестеров // Новости электротехники. – 2010. - №5 (65). – С. 21–26.
9. Євдін О. М. Захист населення і територій від надзвичайних ситуацій. Т. 1.

Техногенна та природна небезпека. Посібник / За заг. ред. В. В. Могильниченка. – К. : КІМ, 2007. – 636 с.

10. Зарубіжний досвід підвищення ефективності передавання та розподілу електроенергії, оптимізації втрат електроенергії в електромережах всіх рівнів напруги / ВП НТЦЕ ДП «НЕК «Укренерго». - К. : Вид-во «Укренерго», 2015. - 85 с.
11. Красовський Ю. Л. Керування втратами електроенергії в розподільних мережах з використанням засобів АСКОВЕ / Ю. Л. Красовський, В. В. Кулик, П. Д. Лежнюк // Вісник Харківського держ. техн. ун-ту сільск. госп-ва. – 2003. – Вип. 19, т. 1. – С. 99–107.
12. Кузьміна І. А. Оценка целесообразности перехода городских распределительных электросетей к уровню напряжения 20 кВ // Машиностроение и компьютерные технологии. – 2017. - №12. – С. 57–65.
13. Лежнюк П. Д. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах. Навч. посібн. – Вінниця : ВНТУ, 2006. – 89 с.
14. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навч. посібн. / Ю. В. Лук'яненко, Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик. – Вінниця : ВДТУ, 2002.– 116 с.
15. Охрана труда в электроустановках: Учеб. для вузов / Под ред. Б. А. Князевского. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
16. Пашенко А. В. Формування бази даних в АСКОВЕ для визначення втрат електроенергії в розподільних мережах // Вісник ВНТУ. – 2005. – № 6. – С. 160–165.
17. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : ДНАОП 0.00-1.21-1998 / Вид. офіційне. Мінпраці України. – К. : Офіційний вісник України, 12.03.1998. - №8. – С. 394.
18. Правила улаштування електроустановок / Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Вид-во «Форт», 2017. – 760 с.
19. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Изд. центр «Академия», 2004. – 448с.

20. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Расчеты. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.
21. Ситник Г. П. Державне управління у сфері національної безпеки (концептуальні та організаційно–правові засади) : підручник. - К. : НАДУ, 2012. - 544 с.
22. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под. ред. С. С. Рокотьяна и И. М. Шапиро. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
23. Сулейманов В. М. Моделі та методи оптимізації розвитку основних мереж енергосистем в умовах ринкових відносин / В. М. Сулейманов, В. А. Баженов, Т. Л. Кацадзе // Енергетика : економіка, технології, екологія. – 2014. – №4. – С.58–65.
24. Циганенко Б. В. Особливості функціонування розподільних мереж середнього класу напруги та їх переведення на напругу 20 кВ / Б. В. Циганенко, В. В. Кирик // Гідроенергетика України. – 2016. - №3–4. – С. 7–13.
25. Циганенко Б. В. Перспективи переведення розподільних мереж України на номінальну напругу 20 кВ // Наук. праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка. – 2016. - №1. – С. 1–4.
26. Шабад М. А. Максимальная токовая защита. – Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1991. – 96 с.: ил.
27. Шаманов Д. А. Распределительные сети Финляндии. Особенности схемных решений // Новости электротехники. – 2005. - №6 (36). – С. 5–9.