

## ВСТУП

Енергетика — основа розвитку господарства. Вона забезпечує технологічні процеси в промисловості, дає тепло і світло людям. Це система галузей, що охоплює паливну промисловість та електроенергетику з їх підприємствами, комунікаціями, системами керування, науково-дослідною базою. Підприємства енергетики ведуть розвідку, освоєння, переробку та транспортування енергоносіїв, виробництво та передавання електроенергії і тепла. Більшість виробничих об'єктів системи знаходяться під контролем одних і тих самих угруповань капіталу. У світовому господарстві — це великі транснаціональні корпорації.

Робота енергетики оцінюється за показниками рівня забезпеченості країн носіями, рівня енергоспоживання в окремих країнах, пропорціями паливно-енергетичного балансу країн і світу в цілому. Як енергоносії людство використовувало мускульну силу, деревину, теплову енергію Сонця тощо. У наш час основними енергоносіями стали вуглеводи і їх сполуки (нафта, газ, вугілля) та ядерне паливо. Як альтернативні джерела майбутнього, розглядається енергія Сонця, геотермічна енергія Землі, водень, термоядерна енергія.

**Актуальність дослідження.** Розподільні, що існують в Україні, можна характеризувати як морально, так фізично зношені. Через застаріле обладнання маємо негативну ситуацію в електромережевому комплексі, пов'язану з великими втратами електроенергії (сягають 12...15 % від загального обсягу виробленої електроенергії), недостатньою якістю та низькою надійністю електропостачання. Попри це, розвиток країни призводить до збільшення числа енергоємного обладнання та кількості споживачів, що призводить до зростання навантаження на електричні мережі.

На даний час, для забезпечення електропостачанням нових споживачів, прокладаються паралельно до існуючих нові мережі, будуються нові розподільні підстанції. Але це лише часткове вирішення проблеми, яке ще й потребує додаткових споруджень, що є не прийнятним в сучасних умовах щільної забудови. Отже, необхідні обґрунтовані рішення, які забезпечать існуючих і нових споживачів електричною енергією, яка буде відповідати європейським стандартам. Тобто, підвищення енергоефективності розподільних мереж 6 (10) кВ шляхом переведення їх на вищий клас напруги 20 кВ є необхідним і актуальним рішенням.

Робота присвячена можливості та перевазі переходу розподільних мереж середньої напруги (6) 10 кВ на напругу 20 кВ. Даний напрямок вважається перспективним та необхідним рішенням для нашої країни, через те, що існуючі мережі відпрацювали свій нормативний термін та потребують заміни.

Переваги мережі 20 кВ обумовлені основними законами електротехніки. Перехід на клас напруги 20 кВ забезпечить зменшення технологічних витрат енергії на передачу її на великі відстані, збільшить пропускну здатність електричних мереж, підвищить надійність передачі електричної енергії, а також, забезпечить можливість створення додаткової потужності для нових споживачів у майбутньому.

До того ж, переваги використання напруги 20 кВ вже давно оцінені європейськими країнами, в яких такий клас напруги розподільних мереж з'явився ще в першій половині двадцятого століття. Як приклад, у даній роботі представлено досвід Фінляндії, в якій напруга 20 кВ є звичайним розповсюдженим явищем.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є підвищення надійності та якості електропостачання шляхом переведення розподільних електричних мереж з класу напруги 6 (10) кВ на напругу 20 кВ та розвиток

методики вибору способу зменшення втрат потужності в кабелі при його екрануванні

**Основні задачі роботи:**

- аналіз стану та особливостей функціонування розподільних мереж напругою 20 кВ в енергетичній галузі України;
- дослідження та узагальнення переваг передачі електроенергії використовуючи розподільні мережі напругою 20 кВ;
- описання світового досвіду розвитку електричних розподільних мереж напругою 20 кВ;
- вибір коректного способу заземлення екранів кабелів для зменшення втрат активної потужності в кабелі із зшитого поліетилену 20 кВ.

**Об'єктом дослідження** є процес передачі електричної енергії кабельними лініями номінальною напругою 20 кВ.

**Предмет дослідження:** методика вибору параметрів розподільної мережі напругою 20 кВ для забезпечення надійності, безперебійності та якості електропостачання.

Методи дослідження: метод порівняльного аналізу використання напруги 20 кВ в системах розподілу електричної енергії та метод комплексного підходу до обґрунтування техніко-економічної доцільності використання напруги 20 кВ в системах розподілу електричної об'єднаної енергосистеми.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ СВІТОВОГО ДОСВІДУ ВИКОРИСТАННЯ НАПРУГИ 20 КВ В СИСТЕМАХ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

#### 1.1 Особливості побудови систем електропостачання України на сьогоднішній день

Останні декілька років Україна перебуває у стані глибокої економічної кризи, що негативно впливає на всі галузі промисловості, у тому числі електроенергетичний комплекс. Система постачання електричної енергії є основною для функціонування інших систем [7].

Енергосистема включає в себе електростанції, електричні та теплові мережі, а також з'єднання між ними - все це пов'язано між собою загальним режимом просто в силу безперервності процесу виробництва, перетворення і розподілу електроенергії та тепла. Електрична або електрична і тепла енергія виробляються на електричних станціях, які можуть складатися як з однієї єдиної установки, так і з групи установок для виробництва електричної енергії.

Електричні мережі являють собою сукупність електроустановок, призначення яких - передача і розподіл електричної енергії, що поставляється електростанціями. Мережа включає в себе підстанції, лінії електропередач, струмоводів, приєднувальну апаратуру, а також засоби управління і захисту.

Розвиток СЕП України має відповідати основним цілям та положенням запропонованого міжнародними організаціями International Energy Agency (IEA), International Renewable Energy Agency (IRENA), World Energy Council (WEC), енергетичного переходу (energy transition). Енергетичний перехід – це перехід держав до сталої економіки шляхом відновлюваної енергетики, енергоефективності та сталого розвитку, де остаточною метою є відмова від використання вугілля та інших невідновлюваних ресурсів. Безумовною умовою енергетичного переходу, що ставить цілі розвитку світової енергетики до 2050 року, на думку фахівців, є декарбонізація електроенергетики шляхом збільшення кількості НВДЕ, потенціал яких дозволяє зменшити викиди парникових газів на 60% від сьогоденного рівня. Лібералізація ринків електроенергії, формування конкурентного оптового ринку електроенергії, а потім і розвиток конкуренції на роздрібному ринку ставить завдання по формуванню кривої попиту і в підсумку економічно обґрунтованої ціни електроенергії шляхом підвищення активності споживачів.

Слід зазначити, що в даний час споживач на ринку електричної енергії вкрай обмежений у своїх діях в частині вибору умов споживання електричної енергії: якщо споживач підключений до єдиної енергосистеми - він зобов'язаний оплачувати утримання резервних потужностей, інвестиційні проекти, як традиційної генерації, так і відновлюваних джерел енергії, мережевих компаній і т.д. Зазначена особливість обмеженості вибору споживача на ринку пояснюється специфічними рисами ринку електричної енергії:

1. Технологічна цілісність і узгодженість у часі процесів генерації, передачі, розподілу та споживання енергії.
2. Незмога у великих кількостях економічно акумулювати електроенергію.

3. Одночасна дія процесів виробництва, передачі та споживання енергії і немає можливості складування електроенергії викликає сильну залежність режиму і обсягу виробництва енергії від режиму та обсягу її споживання.

4. Одночасна робота всіх електростанцій енергосистеми.

5. Забезпечення надійності електропостачання споживачів при неможливості складування енергії і необхідності суворого відповідності режиму виробництва режиму споживання енергії.

6. Інтенсивність енергетичних процесів, що являє собою протікання у великій швидкості та в зміні навантаження і потужності генерації в часі, з'являється термінова потреба автоматизованого керування технологічними процесами в електроенергетиці і одночасне керування всіма об'єктами енергосистеми.

Перераховані вище вимоги з боку генерації, мережевих компаній і країн за змістом резервних потужностей, оплаті дорогих і не завжди аргументованих інвестиційних програм призводить до щорічних зростань цінових навантажень на споживача, що сильно загострює невдоволення споживачів відсутністю вибору умов споживання електричної енергії. Вже зараз великі промислові споживачі (в першу чергу - нафтові компанії, алюмінієві заводи) шукають можливості відмовитися або знизити споживання від єдиної енергосистеми.

У свою чергу догляд великих споживачів з енергосистеми сприятиме прискореній ескалації цін на електричну енергію для інших споживачів.

Останні десятиліття характеризуються бурхливим розвитком технологій, економіки і суспільства, в яких відбуваються кардинальні зміни, що впливають, в тому числі, і на діяльність енергетичної галузі [1]:

1) Розвиток технологій:

- поява нових пристроїв таких як, накопичувачі електроенергії, вимірювальні пристрої та прилади, електромобілі, технології передачі електроенергії, надпровідники;

- розвиток технологій і підвищення доступності малої генерації (в тому числі нетрадиційної енергетики), розвиток власної генерації у споживачів;

- розвиток інформаційних технологій: поява інтелектуальних систем управління (спостерігають стан елементів системи в режимі реального часу і приймають рішення на основі зібраних параметрах про конфігурацію роботи системи);

2) Зміна вимог і можливостей споживачів: розвиток технологій накопичення електроенергії, бажання самостійно визначати умови та порядок взаємодії з енергосистемою;

3) Зниження надійності енергопостачання в силу високого ступеня зносу обладнання, як генеруючих об'єктів, так і в мережевому комплексі.

Існують два можливих шляхи подальшого розвитку і вирішення перерахованих проблем:

- екстенсивний шлях розвитку, який передбачає вирішення проблем традиційним способом: нарощування нових потужностей і об'єктів, модернізація обладнання з використанням існуючих технологій. Даний варіант розвитку призведе до подальшого зростання цін на електроенергію, технічного відставання від інших країн (оскільки не ставиться завдання розвиток та інтеграція нових технологій), і, як наслідок, до зниження конкурентоспроможності країни.

- інтенсивний шлях розвитку, який передбачає розвиток і інтеграцію перерахованих технологій в електроенергетику, розвиток інтелектуального управління, мотивацію активної поведінки споживача, реалізацію можливості інтеграції розподіленої генерації [2].

## 1.2 Світовий досвід використання мереж напругою 20 кВ

Найрозвиненіші країни Європи виконали переведення електричної мережі 6 – 10 кВ на клас напруги 20 кВ у другій половині ХХ століття. Так, наприклад, у Франції переведення розподільних електричних мереж на напругу 20 кВ було здійснено ще в 1962 році. На сьогодні електричні мережі 20 кВ активно експлуатують в Австрії, Німеччині, Італії, США, Фінляндії, Франції та інших країнах [2]. У СРСР електричні мережі 20 кВ активно розвивалися лише на території Балтії.

В Україні досі продовжують розвивати міські розподільні мережі на класі напруги 10 кВ, для яких основні технологічні та схемні рішення були сформовані в середині минулого століття. До початку ХХІ століття вони стали неефективними, морально застарілими та неконкурентоспроможними. Зважаючи на досвід розвинутих країн Європи, а також з урахуванням історично сформованих підходів побудови розподільних мереж нашої країни, пропонуємо переведення розподільних мереж з номінальної напруги 6 – 10 кВ на напругу 20 кВ. А в перспективі – перехід від триступеневої системи передачі та розподілу електричної енергії (110-35-(6)10 кВ) на двоступеневу (110 – 20 кВ).

Наприклад для побудови своїх розподільних мереж Фінляндія дотримується принципів МЕК (Міжнародна електротехнічна комісія) [27]. В країні застосовуються напруги 400, 220, 110, 20, 10, 400/230 кВ [2]. При цьому напруга 10 кВ застосовується лише в великих містах. На рис. 1.1 представлена схема приєднання до мережі, яка використовується в Фінляндії.

В містах, зазвичай, використовуються дво- або трифазні трансформаторні підстанції 110/20 кВ з трансформаторами 25, 40 або 63 МВА. На стороні 110 кВ такі підстанції мають подвійну систему шин або



одинарну систему з обхідною системою шин. На стороні 20 кВ використовується подвійна система шин. В сільській місцевості використовується спрощені, стандартизовані підстанції 110/20 кВ. На них встановлені один або два трансформатори, потужністю 16 або 25 МВА [5]. На стороні 110 кВ однострансформаторної підстанції використовується схема «роз'єднувач, заземлювач, силовий вимикач» (рис. 1.2). В деяких випадках така схема доповнюється обхідним роз'єднувачем, який дозволяє виконати ремонт і обслуговування силового вимикача 110 кВ без вимкнення підстанції. На стороні 20 кВ сільські підстанції, зазвичай, мають одинарну систему шин або одинарну з обхідною системою шин.

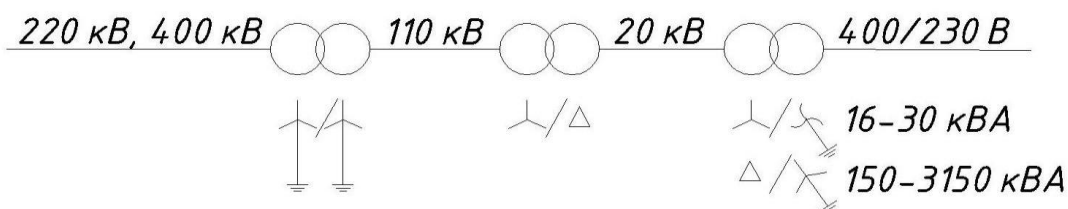


Рисунок 1.1 – Схема передачі енергії і режими заземлення нейтралі силових трансформаторів, використана в Фінляндії

Що стосується захисту ліній 20 кВ, то, для полегшення обслуговування, функції захисту цих мереж сконцентровані на підстанції 110/20 кВ. Кожна лінія електропередачі 20 кВ, незалежно повітряна (ПЛ) або кабельна (КЛ), обладнана захистом від багатозначних коротких замикань (КЗ) з незалежною витримкою часу. Витримка часу приймається 0,5 с, для забезпечення координації захисту з іншими захистами, встановленими на понижуючих підстанціях споживачів.

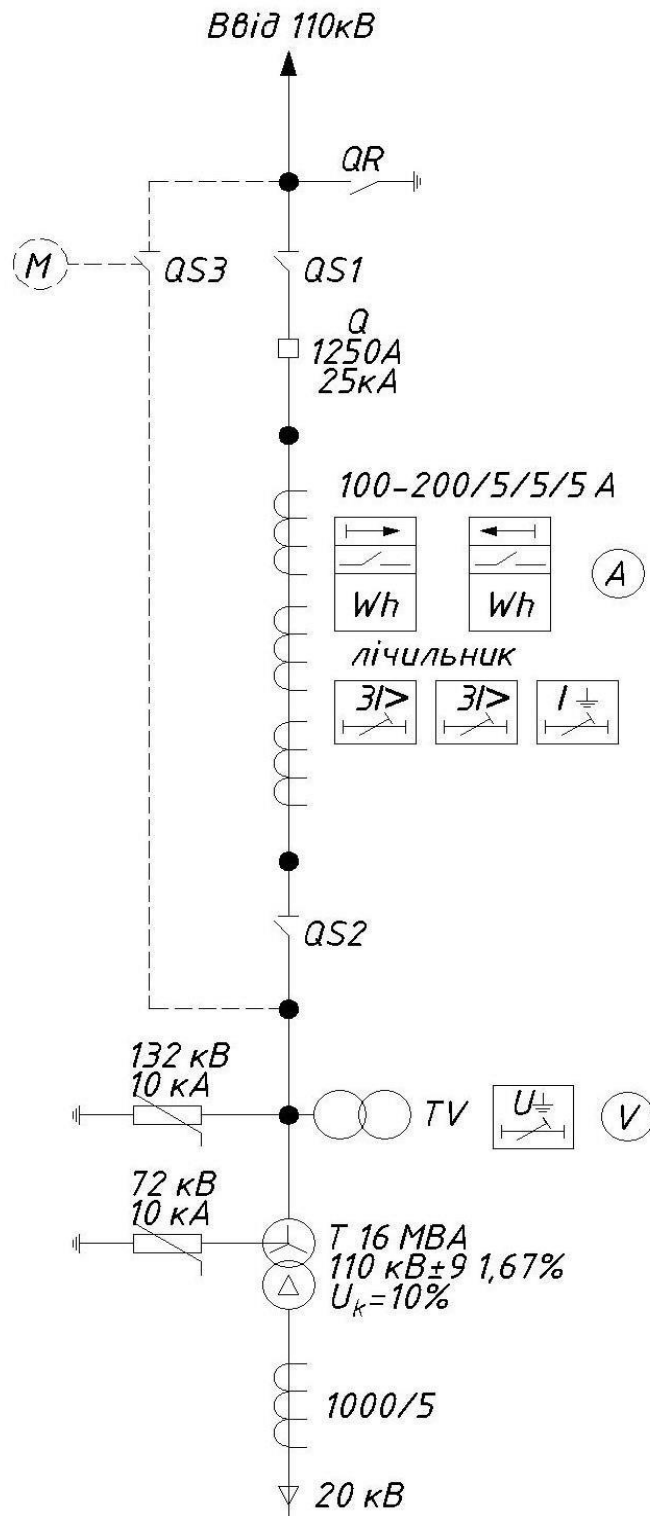


Рисунок 1.2 – Однолінійна схема однотрансформаторної підстанції 110/20 кВ

У більшості фінських мереж 20 кВ використовуються режим ізольованої нейтралі і режим заземлення нейтралі через дугогасний реактор.

Що стосується понижуючих підстанцій 20/0,4 кВ, вони мають дуже просту конструкцію: одностійкового або тристійкового типу. Для електропостачання споживачів використовуються тільки трифазні трансформатори. Плавкі запобіжники 20 кВ показали низьку надійність в експлуатації, так як часто помилково перегорали і викликали необґрунтовані відключення. Тому вони були виключені зі схем за рахунок використання більш чутливих і швидкодіючих захистів на стороні 0,4 кВ трансформатора.

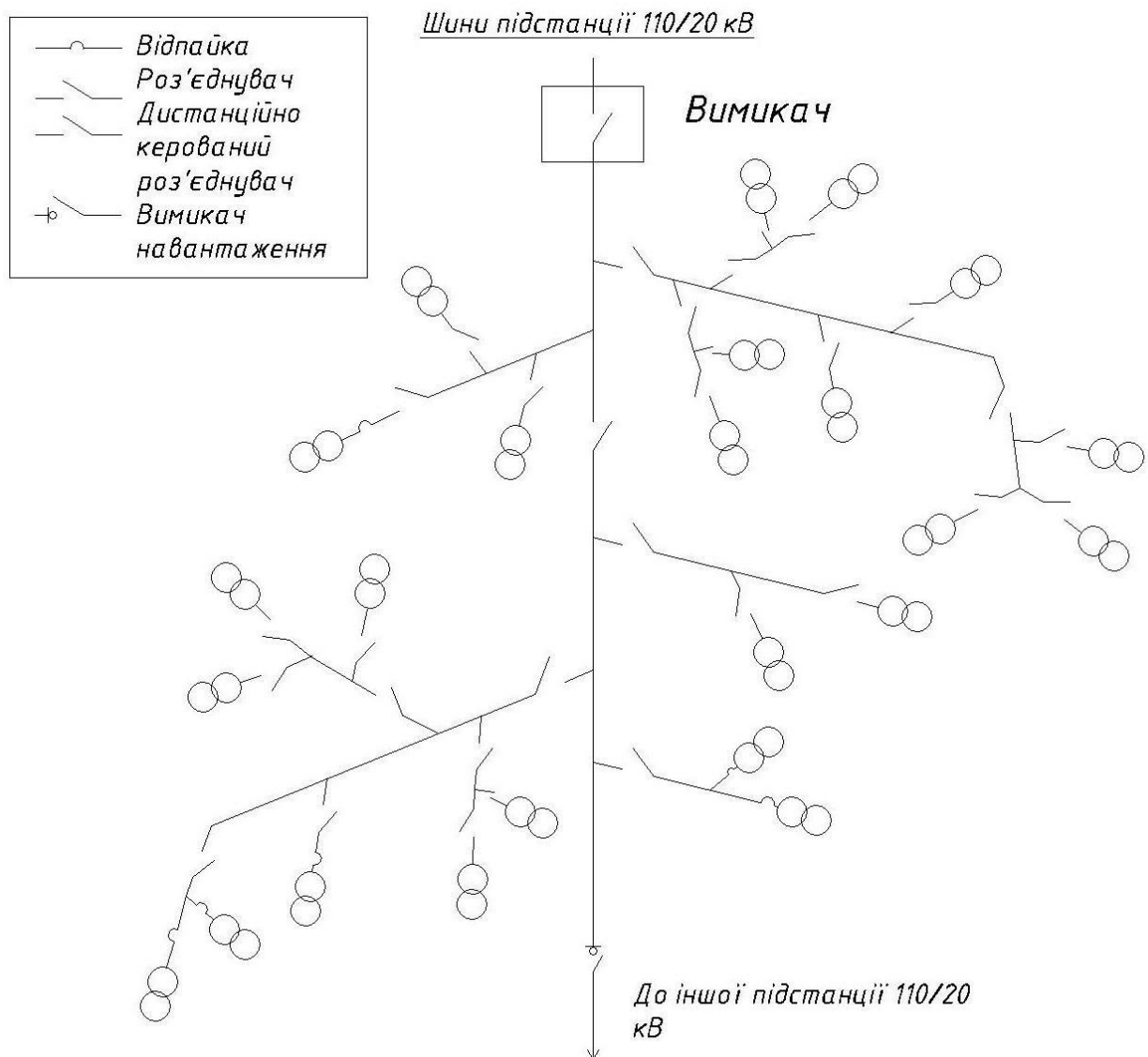


Рисунок 1.3 – Схема електропостачання споживачів сільської місцевості в Фінляндії

Дійсно, проведення звичайної комплексної реконструкції сучасних розподільних мереж 6 – 10 кВ із заміною обладнання на обладнання більшої потужності не дозволить підвищити їхню пропускну здатність і не дасть об'єктивного економічного ефекту, окрім відновлення функціонування, тому оптимальний варіант пропонуємо заміщення розподільних мереж 6 кВ, що відпрацювали свій нормативний термін, новими мережами 20 кВ, а наступним етапом реалізації – поетапне заміщення мереж 10 кВ.

Світовий досвід використання технологій передачі електричної енергії на номінальній напрузі 20 кВ визначає такі основні переваги порівняно з електропередачами 6 – 10 кВ [1, 3, 7]:

- більшу пропускну спроможність електропередач за тих самих перерізів проводів;
- зниження технологічних витрат електричної енергії на її передавання;
- використання нового обладнання (трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів) у габаритах старого;
- зменшення загальної довжини мереж 0,4 кВ та втрат у них шляхом використання щоглових КТП 20/0,4 кВ;
- збереження охоронних зон повітряних ліній електропередавання;
- підвищення надійності електропостачання споживачів електричної енергії;
- розвантаження розподільних пристроїв 6 – 10 кВ сучасних підстанцій та усунення дефіциту потужності в центрах живлення;
- створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;
- покращення показників якості електропостачання (SAIDI та SAIFI).

### 1.3 Доцільність переведення розподільних мереж на напругу 20 кВ

Для переходу на побудову міських мереж класом напруги 20 кВ необхідно виконання низки обов'язкових умов:

1) актуалізація нормативної бази з розробленням нових національних стандартів і технічних регламентів;

2) наявність у центрах живлення 110 кВ резервів потужності на рівні напруги 20 кВ; 3) розроблення концепції розвитку мереж 20 кВ на території конкретного міста, виконання техніко-економічного обґрунтування побудови відповідних електричних мереж;

4) наявність на ринку обладнання та кабельної продукції напругою 20 кВ.

Завдання переведення електричних мереж на номінальну напругу 20 кВ можна розділити на дві частини, кожна з яких має самостійні підходи для розв'язання: переведення сучасних мереж 6 (10) кВ на номінальну напругу 20 кВ та застосування напруги 20 кВ під час будівництва нових мереж.

Загалом такі завдання потребують техніко-економічного обґрунтування обраного варіанту реконструкції сучасної мережі 6 (10) кВ із переведенням її на напругу 20 кВ або обраного варіанта будівництва нових ліній електропередавання 20 кВ. Традиційно таку задачу розглядають як оптимізаційну, що полягає у визначенні такого варіанта реконструкції (спорудження) електричної мережі, якому властиве найменше можливе значення цільової функції, яка відбиває витрати ресурсів на будівництво та експлуатацію електричної мережі, наприклад, зведеними дисконтованими витратами.

З іншого боку, таку задачу можна розглядати як пошук варіанта реконструкції (будівництва) електричної мережі у просторі станів [8], де кожному стану простору пошуку відповідає можливий варіант реконструкції (будівництва) із відповідними характеристиками. Прийнята в Україні

проектна практика полягає в попередньому генеруванні певної кількості можливих варіантів із подальшим їх порівнянням за визначеними економічними критеріями та вибором найефективнішого варіанта. Тут слід зважати на те, що через недостатній досвід проектувальника ще на попередньому етапі найефективніший варіант реконструкції (спорудження) електричної мережі може не потрапити до порівнюваних варіантів. Особливо висока ймовірність виникнення такої ситуації під час розроблення унікальних проектів, пов'язаних із застосуванням нових технологій у галузі передавання та розподілу електричної енергії. З іншого боку, розгляд та порівняння всіх можливих варіантів проектних рішень можуть бути пов'язані з проблемою комбінаторного вибуху, коли занадто висока розмірність простору пошуку не дозволяє в прийнятні терміни визначити найефективніше проектне рішення.

За таких умов ефективним може виявитися залучення еволюційних алгоритмів, побудованих на принципах використання та моделювання природного відбору. Оптимізаційну задачу визначення економічно ефективного варіанту розвитку електричної мережі тут замінюють на моделювання природного відбору щодо пристосованості до умов навколишнього середовища. Застосування генетичних операцій до поточної популяції породжуватиме нові проектні рішення з новими властивостями. Ефективне налаштування алгоритму пошуку дозволить спрямувати еволюційний процес розвитку можливих проектних рішень у напрямок економічно найефективнішого.

Застосування напруги 20 кВ у сучасних розподільних мережах 6 – 10 кВ дозволить перейти на вищий рівень електропостачання споживачів України, збільшити пропускну здатність порівняно із сучасними мережами в межах чинного землевідведення, зменшити технологічні втрати, підвищити якість електроенергії, енергобезпеку й надійність функціонування систем електропостачання, істотно знизити енергозалежність країни. До того ж,

завдяки використанню щоглових КТП 20/0,4 кВ можна значно зменшити протяжність електричних мереж 0,4 кВ шляхом наближення до споживачів напруги 20 кВ і відповідно зменшити співвідношення протяжності ЛЕП 6-20 кВ до 0,4 кВ і, як наслідок, значення втрат у мережах 0,4 кВ, які на сьогодні складають 70 % сумарних втрат у розподільних електричних мережах ОЕС України.

Для розв'язання оптимізаційної задачі пошуку у просторі станів проектного рішення, яке характеризується найкращим економічним ефектом, необхідне техніко-економічне обґрунтування варіанту розвитку електричної мережі з реконструкцією наявних або спорудження нових електропередач на напрузі 20 кВ. Оскільки перегляд усіх можливих проектних варіантів обмежений проблемою комбінаторного вибуху, а прийняте в проектній практиці штучне обмеження простору пошуку може призвести до того, що найефективніше рішення не потрапить до порівнюваних варіантів, то ефективним може виявитися інтелектуальний пошук у повному просторі станів, який ґрунтується на еволюційних алгоритмах.

#### **1.4 Шляхи та перспективи розвитку розподільних електричних мереж напругою 20 кВ в Україні**

Зі збільшенням енергоспоживання, напруга 20 кВ замість напруги 10 кВ стане основним напрямком майбутнього розвитку розподільної мережі. Застосування саме цього класу напруги дозволить перейти на більш високий рівень якості електропостачання міських споживачів, збільшити пропускну здатність як мінімум в 2-2,5 рази в порівнянні з мережами 6-10 кВ в межах тієї ж території, скоротити кількість трансформаторних підстанцій, підвищити якість електроенергії і надійність функціонування систем електропостачання [10]. Застосуванню мереж 20 кВ з використанням

інноваційних технологій дозволять помітно зменшити об'єми прокладки кабельних ліній. Використання малогабаритних типових РП і ТП високої заводської готовності приведе до зменшення їх вартості [43].

Але, великий обсяг розподільних електричних мереж в Україні та значний обсяг необхідних капіталовкладень не дозволяє говорити про одночасний перехід на новий рівень напруги. Можна говорити про перехідний період, протягом якого існуючі розподільні мережі 6 (10) кВ будуть поступово доповнюватися і замінюватися мережами 20 кВ [3].

Впровадження напруги 20 кВ в міські мережі (заміна старих електромереж або будівництво нових) економічно вигідно завдяки постійному збільшенню щільності навантаження в містах, посилення вимог до якості електроенергії. Застосовувати електричні мережі з напругою 20 кВ вигідно не тільки в масштабі міст. Моделювання сільських мереж на напругу 10, 20 і 35 кВ показало, що електричні мережі 10 кВ доцільні при щільності навантаження менше 60 кВт/км<sup>2</sup>. Мережі з напругою 35 кВ раціонально реалізовувати, якщо зона обслуговування перевищує 25 км. Впроваджувати електричні мережі з напругою 20 кВ доцільно в наступних випадках: при щільності навантаження більше 60 кВт/км<sup>2</sup>, при заміні ліній живлення 6 кВ, при будівництві нових селищ [4].

Для виконання переходу на побудову міських мереж класом напруги 20 кВ необхідно виконання ряду обов'язкових умов:

1. Розробка нормативно-технічної бази. Зазначимо, що наявна нормативна база є достатньо для проектування мереж рівня 20 кВ, водночас вона має бути актуалізована з впровадженням нових стандартів та технічних регламентів. Але, існує потреба в доопрацюванні питань, що стосуються: ремонту та обслуговування таких мереж, також, в чинній базі України відсутні типові схеми побудови систем електропостачання 20 кВ [44].
2. Наявність в центрах живлення 220-110 кВ резервів потужності на рівні напруги 20 кВ. Можна говорити про значне зростання навантаження в



великих містах, яке передбачає збільшення потужності, що забирається з підстанції 220 кВ, і, відповідно, реконструкція підстанцій зі збільшенням трансформаторної потужності і будівництва нових центрів живлення. Ураховуючи те, що всі нові центри живлення мають бути запроектовані з закладеними технічними рішеннями по видачі потужності в розподільну мережу напругою 20 кВ

3. Розробка концепції розвитку мереж 20 кВ на території конкретного міста, яка має базуватися на створенні надійної міської системи транспортування електроенергії шляхом будівництва опорної мережі 20 кВ, впровадженні сучасних розподільних та силових пунктів потужністю до 20 МВА, що дасть можливість транспортування необхідної потужності безпосередньо до споживача [44].

4. Наявність на ринку обладнання та кабельної продукції 20 кВ. Наразі в Україні все більше розвивається ринок в сфері електричного обладнання, що дасть можливість у майбутньому самостійно виробляти власну продукцію. Що стосується кабельної продукції, то харківський завод «Південкабель» виготовляє сучасні та надійні кабелі на напругу 20 кВ.

На даний час, АТ «Одесаобленерго» обговорюється проект по переведенню мереж 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ в місті Одеса, в Південно-західному районі. Критеріями, по яких було запропоноване дане рішення є: перспектива зростання потужності в районі та в околиці, необхідність будівництва нових підстанцій, з можливістю подальшого резервування розподільних мереж на напрузі 20 кВ між джерелами живлення, технічна можливість поетапної реалізації даного проекту, можливість часткового перепідключення від мереж 110/10 кВ на мережі 110/20 кВ [14]. Зокрема, було запропоновано перехід від існуючої (рис.1.4) до перспективної схеми електропостачання (рис.1.5).

ПАТ «Вінницяобленерго» пропонує перехід на напругу 20 кВ поділити на дві частини: застосування напруги 20 кВ при новому будівництві мереж, та, перехід вже існуючих мереж 6 (10) кВ [13].

Перший варіант є доцільним при побудові нового житлового комплексу «Східний», за якого передбачається розбудова промислової зони в Південно-західному напрямку. За планом розвитку міста передбачається суттєве збільшення (від 30 до 50 МВт) споживання потужності саме у цьому районі, що вимагає розташування поблизу нової підстанції з вищим класом напруги 110 кВ «Тяжилівська» [6]. При цьому будівництво даної підстанції запроектовано на клас напруги 110/20 кВ.

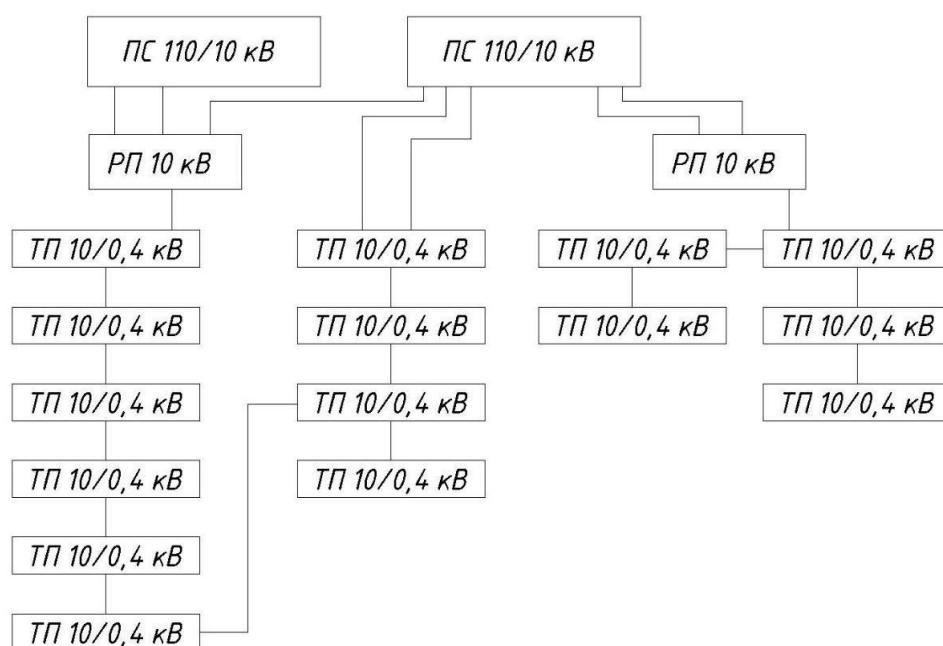


Рисунок 1.4 – Схема електропостачання, що існує, в південно-західному районі Одеси

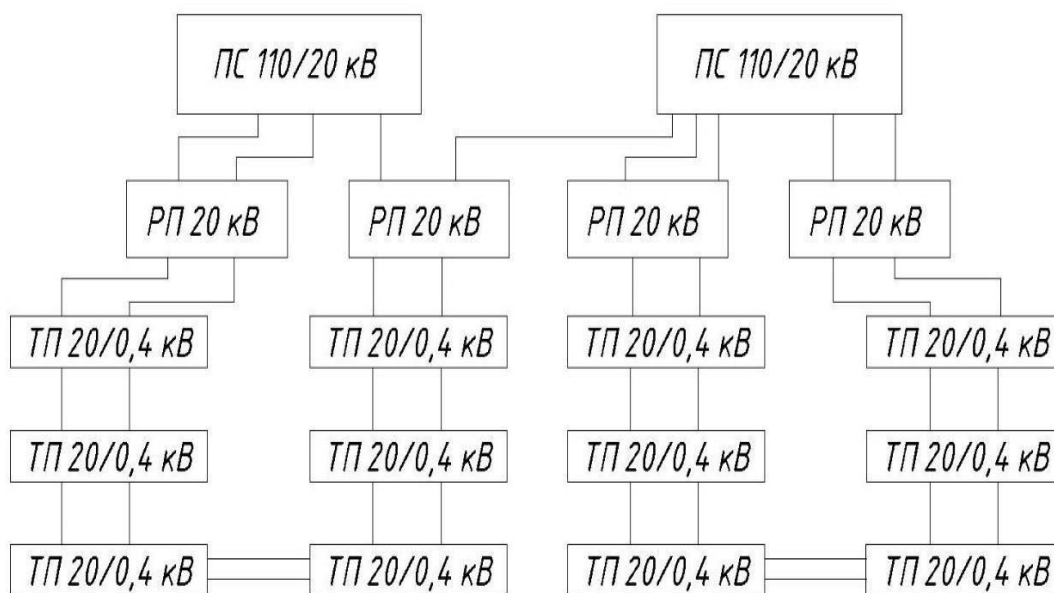


Рисунок 1.5 – Перспективна схема електропостачання Південно-західного району Одеси

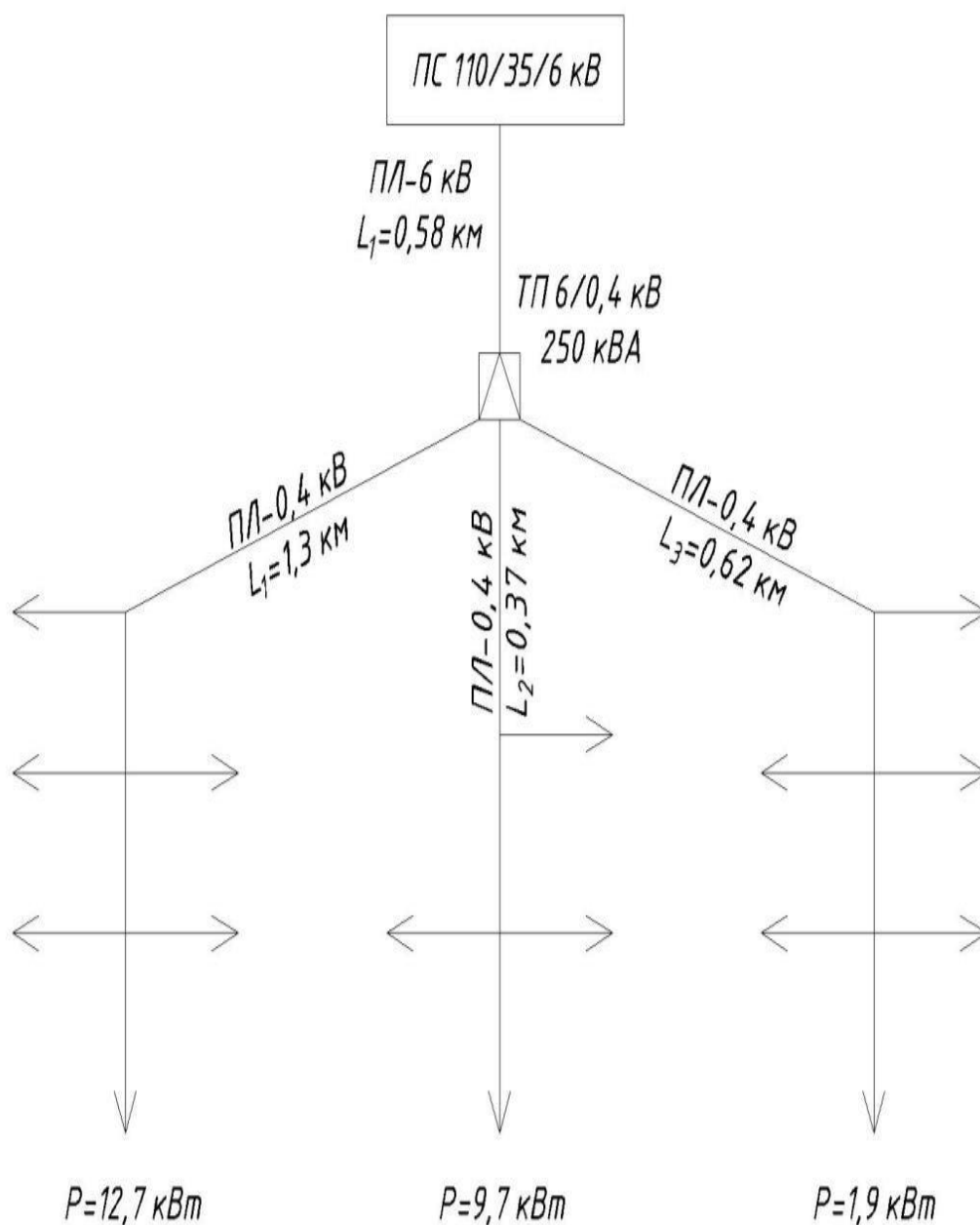


Рисунок 1.6 – Схема електропостачання, що існує в Гніванському вузлі

У другому варіанті – перехід існуючих мереж на напругу 20 кВ. Наразі розробляється техніко-економічне обґрунтування ефективності та доцільності реконструкції електричних мереж ПАТ «Вінницяобленерго» з

переведенням класу напруги 6 кВ на клас напруги 20 кВ, в Гніванському вузлі Тиврівського району. На рис.1.6 і рис.1.7 наведено вигляд розподільних мереж до і після реконструкції та подано порівняльну таблицю (табл.1.1).

Таблиця 1.1 – Порівняння кількості обладнання та ліній до і після реконструкції

	До реконструкції	Після реконструкції
ПЛ-6 кВ, км	0,58	0
ПЛ-20 кВ, км	0	2,87
ПЛ-0,4 кВ, км	2,29	0
Вводи 0,4 кВ, шт.	167	167
ТП, шт.	1	10
Загальна потужність ТП, кВА	250	3310



## РОЗДІЛ 2

### КОНСТРУКТИВНІ ОСОБЛИВОСТІ КАБЕЛІВ З ІЗОЛЯЦІЄЮ ІЗ ЗШИТОГО ПОЛІЕТИЛЕНУ ТА СХЕМИ ПОБУДОВИ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ НА НАПРУГУ 20 КВ

#### 2.1 Конструкція та алгоритм вибору параметрів кабелів 20 кВ із зшитого поліетилену

При переведенні розподільних мереж (б) 10 кВ на напругу 20 кВ потрібно звернути увагу на заміну існуючих ліній електропередачі на нові, які забезпечать надійність і якість електропостачання. Для експлуатації електричних мереж середньої напруги використовуються силові кабелі. Кабельні лінії мають багато переваг у порівнянні з повітряними лініями: вони займають менше простору, зручні при експлуатації, є більш надійними і безпечними [9].

Необхідно зауважити, що лінії електропередачі є тими елементами розподільної мережі, за рахунок яких можна окупити додаткові капіталовкладення в системі електропостачання з середньою напругою 20 кВ завдяки зменшенню втрат електричної енергії та, відповідно, зменшенню експлуатаційних витрат. Розрахунки показують, що капіталовкладення для повітряних ліній 20 кВ у порівнянні з 10 кВ є в два рази меншими, за рахунок використання меншого перерізу провідників.

З досвіду розвинених країн Європи та Америки, у цьому випадку доцільне використання кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену. В даний час в США і Канаді частка кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену складає 85 %, в Німеччині і Данії – 95 %, а в Японії, Франції, Фінляндії і Швеції в розподільних мережах середньої напруги використовується лише кабель з ізоляцією із ЗПЕ [18], адже вони мають ряд переваг перед кабелями з паперово просоченою ізоляцією [19]:

- підвищена температура, при якій кабель може експлуатуватися, що дозволяє збільшувати пропускну здатність;
- зниження діелектричних втрат;
- підвищена стійкість при роботі в умовах перевантажень і коротких замикань завдяки більшій граничній температурі, питома пошкоджуваність ЗПЕ-кабелів в 10-15 разів нижче, ніж у кабелів з паперовою просоченою ізоляцією;
- можливість прокладки на трасах, де існує ситуація нерівномірності траси прокладання, тобто багато рівнів з великою різницею між ними;
- екологічна безпека та безпека експлуатації, так як кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену не містять масла, бітуму, свинця;
- зменшення витрат на утримання та реконструкцію кабельних ліній, що робить ЗПЕ-кабелі надійніші в експлуатації;
- мають меншу вагу та допустимий радіус вигину, що значно полегшує монтажні роботи;
- ЗПЕ-кабелі можна прокладати при негативних температурах (до - 20 ° С) без попереднього підігріву завдяки використанню полімерних матеріалів для ізоляції і оболонки;
- можливість вготовляти кабелі великої будівельної довжини;
- великий термін служби ЗПЕ-кабелю (за даними заводів-виготовлювачів більше 50 років).



В табл.2.1 наведено основні показники кабелів середньої напруги у порівнянні між кабелями із зшитого поліетилену і паперовою просоченою ізоляцією.

Таблиця 2.1 – Порівняльна таблиця кабелів з різною ізоляцією.

Основні критерії	Вид ізоляції	
	просочена паперова	зшитий поліетилен
1	2	2
1. Довготривала допустима робоча температура, °С	70	90
2. Температура перевантаження, °С	75	130
3. Навантажувальна здатність, % (при прокладці в землі)	100	117
4. Стійкість до струмів КЗ, °С	200	250
5. Різниця рівнів при прокладці, м	не менше 15	без обмежень
6. Трудність при монтажі та ремонті	висока	низька
7. Відносна пошкоджуваність (в алюмінієвій оболонці), шт./100 км год	близько 17	в 1-15 разів нижче

Поліетилен на сьогоднішній день є одним з найбільш застосовуваних ізоляційних матеріалів для виробництва кабелів [45]. Але від початку термопластичному поліетилену притаманні серйозні недоліки, головним з яких є різке погіршення механічних властивостей при температурах, близьких до температури плавлення. Рішенням цієї проблеми стало застосування зшитого поліетилену.

Поперечні зв'язки, що утворюються в процесі зшивання між макромолекулами поліетилену [19], створюють тривимірну структуру, яка і визначає високі електричні і механічні характеристики матеріалу, меншу гігроскопічність, більший діапазон робочих температур.

Існує три основні способи зшивки поліетилену: пероксидна, силанова і радіаційна. В світовій кабельній промисловості при виробництві силових кабелів використовуються перші два [20].

Пероксидна зшивка поліетилену виконується в середовищі нейтрального газу за температури 300-400 °С і тиску 20 атм. Вона використовується для виробництва кабелів середньої і високої напруги. Силанова зшивка виконується за більш низької температури. Сектор застосування цієї технології охоплює кабелі низької та середньої напруги.

В Україні кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену випускає харківський завод «Південкабель», який розробив унікальну технологію хімічної зшивки ізоляції, яка дозволяє отримати ізоляцію високої якості, відповідно до вимог сучасних стандартів.

Існують два варіанти виконання ЗПЕ-кабелів - трижильний і одножильний. Відмінною особливістю трижильного виконання ЗПЕ-кабеля є наявність екструдованого міжфазного наповнювача з поліетилену або полівінілхлоридного (ПВХ) пластикату. На рис. 2.1 показано конструкцію трижильного та одножильного виконання кабелів та відмінності між ними.

Марки кабелів середньої та високої напруги з ізоляцією із зшитого поліетилену, які випускаються ПАТ Завод «Південкабель», містять позначення, наведені в табл. 2.2.

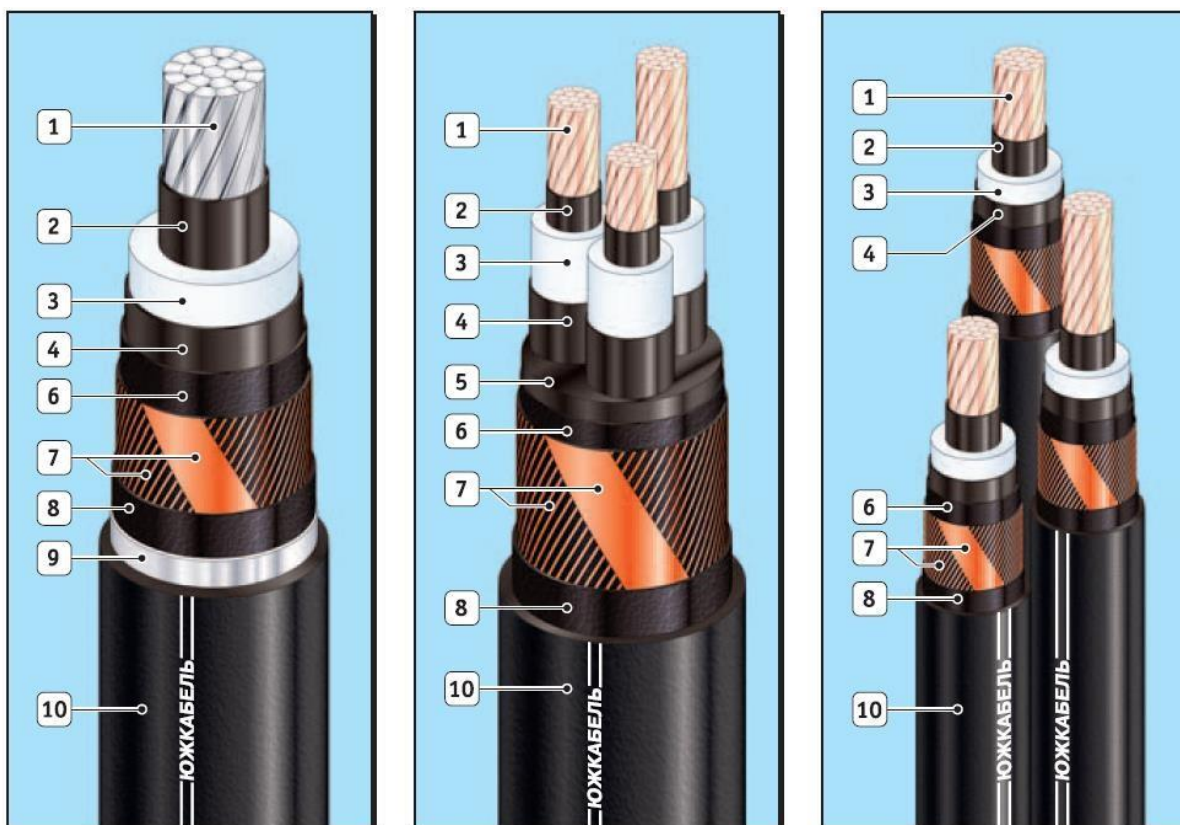


Рисунок 2.1 – Кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену, виготовлені заводом «Південкабель»:

- 1 - багатодротяна ущільнена струмопровідна жила: алюмінієва або мідна;
- 2 - внутрішній екструдований напівпровідний шар; 3 - ізоляція із зшитого поліетилену;
- 4 - зовнішній екструдований напівпровідний шар;
- 5 - екструдоване напівпровідникове заповнення;
- 6 - шар обмотки водонабухаючою стрічкою;
- 7 - мідний екран;
- 8 - шар обмотки нетканним полотном (водонабухаючою стрічкою для кабелів з маркуванням «Г», «га»);
- 9 - алюмінієва стрічка з лаковим покриттям (кабелі з маркуванням «га»);
- 10 - зовнішня оболонка з полівінілхлоридного пластикату, ПВХ пластикату зниженої горючості (кабелі з індексом «нг») або ПВХ пластикату зниженої пожежонебезпекою (кабелі з індексом «нгд»).

Таблиця 2.2 – Позначення кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену, які виготовляються заводом «Південкабель»

	3х	Три одножильних кабелі, скручених разом
Теплопровідна жила	А	алюмінієва жила
	-	мідна жила (без позначення)
Ізоляція	Пв	Ізоляція зі зшитого поліетилену
Екранування	Е	Мідний екран по ізольованій жилі
	Ео	Загальний мідний екран сердечника трижильних кабелів
	Еоа	Герметизація загального екрана алюмополіетиленовою стрічкою
	г	Поздовжня герметизація екрана водонабухаючими стрічками
	га	Поздовжня і поперечна герметизація екрану водонабухаючими стрічками і алюмополімерною стрічкою
Броня	Б	Броня із сталевих стрічок
	К	Броня із круглих сталевих дротів
	Ак	Броня з круглих алюмінієвих дротів
Зовнішня оболонка	П	Зовнішня оболонка із поліетилену або солімера поліетилену
	Пнг(А)*	Зовнішня оболонка з полімерної композиції, що не розповсюджує горіння (категорія А по нерозповсюдженню горіння в пучках по ІЕС 60332-3)
	Пнг-НФ(А)*	Зовнішня оболонка з полімерної композиції, що не містить галогенів (категорія А по нерозповсюдженню горіння в пучках)
	Пу	Посилена поліетиленова оболонка
	В	Зовнішня оболонка з ПВХ пластикату
	Внг	Зовнішня оболонка з ПВХ пластикату, що не розповсюджує горіння
	Внгд	Зовнішня оболонка з ПВХ пластикату, що не розповсюджує горіння і з низьким виділенням диму і корозійноактивних газів
Кліматичне виконання	-	Виконання У (УХЛ) (без позначення)
	Т	Виконання Т
	пхS/	Кількість жил номінального перерізу в мм <sup>2</sup>

У трифазних мережах використовують трифазні групи однофазних кабелів. На рисунках 2.2 та 2.3 показані найбільш часто використовувані схеми розташування фаз одного ланцюга один до одного - в ряд («flatformation») або в вершинах рівностороннього трикутника («trefoilformation»), відповідно.

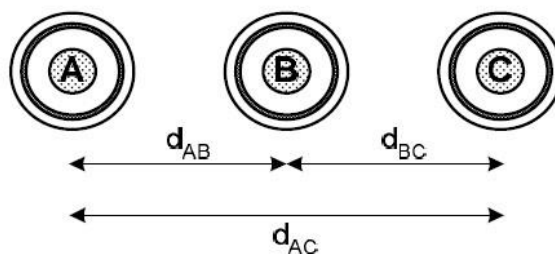


Рисунок 2.2 – Розташування однофазних кабелів в ряд.

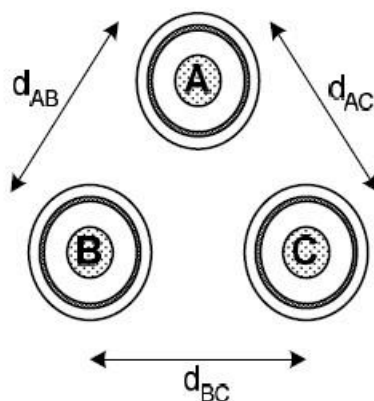




Рисунок 2.3 – Розташування однофазних кабелів в вершинах трикутника

При прокладанні трикутником відстань між осями кабелю прийнята рівною зовнішньому діаметру кабелю. Якщо прокладаються три кабелі в одній площині, то відстань між осями кабелю прийнята рівною двом діаметрам кабелю.

Таблиця 2.3 – Допустимі струмові навантаження кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з алюмінієвою жилою.





Кількість і номінальний переріз жил, мм	Товщина ізоляції, мм	Мінімальний переріз екрана, мм	Зовнішній діаметр кабелю, мм	Маса кабелю, кг/км (орієнтовна)		Допустимі струмові навантаження кабелів, А			
				АПвЭВ	ПвЭВ	з алюмінієвою жилою		в повітрі	в землі
									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
АПвЭВ-20, АПвЭВнг-20, АПвЭВнгд-20, АПзЭгВнг-20, АП ЭгаВнг-20, АПвЭгаВнгд-20, ПвЭВ-20, ПвЭВнг-20, ПзЭВнгд-20, гВнг- , ПвЭ 20 ПвЭгаВнг-20, ПвЭгаВнгд-20									
Номінальна лінійна напруга – 20 кВ Максимально допустима робоча напруга – 24 к В									
1x35	5,5	16	29	900	1120	154	157	129	134
1x 50			30	960	1280	184	189	152	157
1x 70			32	1070	1520	230	236	186	192
21x 95			33	1200	1800	280	287	221	229
1x 120			35	1310	2080	324	332	252	260
1x 150			36	1510	2450	368	376	281	288
1x 185		25	38	1670	2850	424	432	317	324
1x 240			40	1900	3430	502	511	367	373
1x 300			43	2150	4270	577	586	414	419
1x 400			45	2480	5270	673	676	470	466
1x 500		35	48	2880	6230	786	785	526	522
1x 630			52	3410	7660	907	899	593	584
1x800			57	4170	9610	1041	1024	664	647
3x35	5,5	16	53	3220	3730	132		119	
3x 50			55	3510	4250	158		140	
3x 70			58	4010	5110	196		171	
3x 95			62	4640	6310	236		203	
3x 120			66	5180	7350	273		232	
3x 150		69	5750	8460	309		260		

При виборі необхідного кабелю використовуються такі його характеристики, як допустимі струмові навантаження кабелів, жили і екрану кабелю, номінальний переріз струмопровідних жил, переріз екрана кабелю.

Допустимі струмові навантаження кабелів (наведено в табл. 2.3 та 2.4) в робочому режимі за різного способу прокладання та розташування в залежності від кількості та номінального перерізу жил. розраховані для наступних умов:

- максимальна температура жили 90 °С;
- температура оточуючого середовища 20 °С для прокладки в землі і 30°С для прокладки в повітрі;
- глибина прокладки в землі – 0,8 м для кабелів напругою до 35 кВ і 1,5 м для кабелів напругою 110 кВ;

Таблиця 2.4 – Допустимі струмові навантаження кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з мідною жилою.

Кількість і номінальний переріз жил, мм	Товщина ізоляції, мм	Мінімальний переріз екрана, мм	Зовнішній діаметр кабелю, мм	Маса кабелю, кг/км (орієнтовна)		Допустимі струмові навантаження кабелів, А			
						з мідною жилою			
						в повітрі		в землі	
1	2	3	4	АПвЭВ	ПвЭВ				
АПвЭВ-20, АПвЭВнг-20, АПвЭВнгд-20, АПвЭгВнг-20, АПвЭгаВнг-20, АПвЭгаВнгд-20, ПвЭВ-20, ПвЭВнг-20, ПвЭВнгд-20, ПвЭгВнг-20, ПвЭгаВнг-20, ПвЭгаВнгд-20									
Номинальна лінійна напруга – 20 кВ Максимально допустима робоча напруга – 24 к В									
1x35	5,5	16	29	900	1120	198	203	166	172
1x 50			30	960	1280	238	243	196	203
1x 70			32	1070	1520	296	303	239	246
21x 95			33	1200	1800	361	369	285	293
1x 120			35	1310	2080	417	426	323	332
1x 150		25	36	1510	2450	473	481	361	366
1x 185			38	1670	2850	543	550	406	410
1x 240			40	1900	3430	641	647	469	470
1x 300			43	2150	4270	735	739	526	524
1x 400		35	45	2480	5270	845	837	590	572
1x 500			48	2880	6230	980	957	651	630
1x 630 (625)			52	3410	7660	1113	1077	724	694
1x800			57	4170	9610	1255	1203	795	756
3x35	5,5	16	53	3220	3730	170		153	
3x 50			55	3510	4250	204		181	
3x 70			58	4010	5110	253		221	
3x 95	5,5	16	62	4640	6310	304		262	
3x 120			66	5180	7350	351		298	
3x 150			69	5750	8460	398		334	



За інших розрахункових температур оточуючого середовища допустимі струмові навантаження для кабелів напругою від 6 до 35 кВ мають бути помножені на поправочний коефіцієнт, наведений в табл.2.5.

Таблиця 2.5 – Поправочний коефіцієнт для розрахунку допустимого струму навантаження кабелю.

Поправочний коефіцієнт за температури оточуючого середовища, °С							
20	25	35	40	45	50	55	60
1,08	1,04	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

Залежність допустимого струмового навантаження жили і екрана за тривалості короткого замикання 1 с наведена в табл. 2.6 і табл. 2.7.

Таблиця 2.6 – Величина допустимого струму односекундного КЗ.

Номінальний переріз жили, мм <sup>2</sup>	Допустимий струм односекундного короткого замикання, кА	
	з алюмінієвими жилами	з мідними жилами
35	3,3	5,0
50	4,7	7,2
70	6,6	10,0
95	8,9	13,6
120	11,3	17,2
150	14,2	21,5
185	17,5	26,5
240	22,7	34,3
300	28,2	42,9
400	37,6	57,2
500	47,0	71,5
625 (630)	59,0	90,1
800	75,2	114,4

Для тривалості короткого замикання, відмінної від 1 с, вказані значення струму короткого замикання необхідно помножити на поправочний коефіцієнт:

$$K = 1/\sqrt{t}.$$

Таблиця 2.7 – Залежність допустимого односекундного струму КЗ екрана від перерізу екрана кабелю.

Переріз мідного екрана, мм <sup>2</sup>	16	25	35	50	70	95	120
Допустимий односекундний струм короткого замикання екрана, кА	3,3	5,1	7,1	10,2	14,2	19,3	24,4

Номінальний переріз струмопровідних жил вибирається з стандартного ряду в залежності від:

- струмового навантаження кабелю в робочому;
- можливих струмів короткого замикання; -умов прокладання.

Номінальний переріз струмопровідних жил обирається залежно від тривалості і величини допустимого струму короткого замикання. Нижче приведений стандартний ряд струмопровідних жил і рекомендований переріз екранів та опір жил (табл.2.8 і табл.2.9).

Таблиця 2.8 – Залежність перерізу струмопровідної жили від перерізу екрана кабелю

Переріз СПЖ, мм <sup>2</sup>	Переріз екрана, мм <sup>2</sup>		
35	16		
50	16	25	35
70	16	25	35
95	16	25	35
120	16	25	35
150	25	35	50
185	25	35	50
240	25	35	50
300	25	35	50
400	35	50	70
500	35	50	70
630 (625)	35	50	70
800	35	50	70

Опір жил і екранів за температури, відмінної від 20 °С, розраховується:

для мідної жили (екрана):

$$R_t = R_{20} \cdot \frac{242.5 + t}{262.5}, \quad \text{Ом/км}$$

для алюмінієвої жили:

$$R_t = R_{20} \cdot \frac{228 + t}{248}, \quad \text{Ом/км}$$

де  $t$  – температура жили (екрана), °С;

$R_{20}$  – опір жили (екрана) при 20 °С, Ом/км.

Таблиця 2.9 – Опір жил і екранів кабелів постійному струму при 20 °С.

Номінальний переріз жили, мм <sup>2</sup>	Опір, Ом/км, не більше	
	мідної жили (екрана)	алюмінієвої жили
16	(1,15)	-
25	(0,272)	-
35	0,524	0,868
50	0,387	0,641
70	0,268	0,443
95	0,193	0,320
120	0,153	0,253
150	0,124	0,206
185	0,0991	0,164
240	0,0754	0,125
300	0,0601	0,100
350	0,0543	0,0890
400	0,0470	0,0778
500	0,0366	0,0605
625 (630)	0,0283	0,0469
800	0,0221	0,0367

Нижче наведена індуктивність одножильних неброньованих кабелів (табл.2.10), розрахована для наступних умов прокладки:

- прокладка трикутником: кабелі прокладені впритул;
- прокладка в площині: на відстані одного діаметра кабелю.

Таблиця 2.10 – Індуктивність одножильних неброньованих кабелів номінальною напругою 6-20 кВ

Номінальний переріз жили, мм	Індуктивність, мГн/км							
	Номінальна напруга, кВ							
	6		10		15		20	
	площ.	трик.	площ.	трик.	площ.	трик.	площ.	трик.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
35	0,604	0,448	0,620	0,465	0,637	0,485	0,652	0,501
50	0,578	0,421	0,594	0,437	0,611	0,456	0,625	0,472
70	0,552	0,391	0,567	0,407	0,583	0,426	0,597	0,441
95	0,533	0,370	0,547	0,386	0,563	0,430	0,576	0,418
120	0,508	0,342	0,521	0,357	0,536	0,373	0,549	0,387
150	0,497	0,329	0,509	0,343	0,524	0,359	0,536	0,373
185	0,482	0,312	0,494	0,325	0,508	0,341	0,519	0,354
240	0,469	0,296	0,479	0,308	0,492	0,323	0,503	0,336
300	0,461	0,286	0,468	0,294	0,480	0,309	0,490	0,321
350	-	-	-	-	-	-	-	-
400	0,451	0,275	0,455	0,280	0,467	0,294	0,477	0,305
500	0,440	0,261	0,442	0,264	0,453	0,277	0,462	0,288
625 (630)	0,427	0,245	0,429	0,247	0,439	0,260	0,447	0,270
800	0,418	0,234	0,420	0,236	0,429	0,248	0,437	0,258

За інших умов прокладки індуктивність розраховується за формулою:

$$L = 0,1 + 0,2 \ln \frac{h \cdot r}{r}, \text{ мГн/км,}$$

де  $h$  – відстань між центрами жил, мм;  $r$

– радіус жили, мм.

## 2.2 Режими роботи нейтралі розподільних ліній напругою 20 кВ

Відповідно ПУЕ [48] розподільні мережі 6-20 кВ працюють з ізольованою нейтраллю. Даний режим може допускати роботу заданої мережі з однофазним замиканням на землю, завдяки цьому факту цей режим є широко розповсюдженим [47].

Проте, досвід інших країн свідчить, що робота нейтралі, яка заземлена через резистор, - є найбільш розповсюдженим режимом роботи мереж напругою 20 кВ. Існують два варіанти застосування резистивного заземлення – високоомний та низькоомний. При реалізації високоомного варіанту заземлення нейтралі резистор обирається так, щоб ємнісний струм мережі був меншим або рівним за струм, створюваний резистором в місці однофазного пошкодження. Ця умова є гарантією того, що при однофазному замиканні дугові перенапруги будуть відсутні. Відповідно, високоомне заземлення нейтралі може застосовуватись лише в мережах з малими власними ємнісними струмами (до 5-7 А).

Маючи на увазі, що характерним для міських розподільних мережах є великі ємнісні струми, тому в них припустимий тільки варіант низькоомного заземлення нейтралі [46].

Однофазний струм короткого замикання в мережі із заземленою нейтраллю і в мережі з нейтраллю, заземленою через низькоомний резистор, має в 2,5-3,6 рази більшу величину у порівнянні з таким же струмом в мережі з ізольованою нейтраллю, що забезпечує високу чутливість захисту від однофазного короткого замикання.

Додатковою перевагою щодо низькоомного заземлення нейтралі є активне використання у міських розподільних мережах двопроменевої

схеми, за якої відсутня необхідність продовжувати роботу кабельної лінії за однофазного короткого замикання [46].

Однак, при цьому виникає ряд проблем, які необхідно вирішувати, а саме: узгодження вимог ефективності зниження перенапруги і забезпечення роботи пристроїв релейного захисту і автоматики (РЗА) з однієї сторони й забезпечення електричної безпеки та термічної стійкості з іншої [47].

Резистори у цьому випадку необхідно підключати до нейтралей трансформаторів центрів живлення. Опір резисторів повинен бути узгоджений з вимогами до заземлюючих пристроїв електричної установки за умови дотримання вимог забезпечення селективності роботи пристроїв РЗА. Переважно використовується схема з ввімкненням резистора в нейтраль ланки 20 кВ силового трансформатора 220(110)/20 кВ  $Y_0/Y_0$  ЦЖ (рис. 2.4). Недоліком даного рішення вважається втрата резистивного заземлення секції шин при відключення живлячого трансформатора.

Альтернативним варіантом є підключення резистора до нейтралі спеціального трансформатора заземлення нейтралі (рис. 2.5).

При підключенні резистора в міських центрах живлення 220(110)/0,4 кВ, що представляє собою підстанцію закритого типу, по вимогам пожежної безпеки в якості трансформатора заземлення нейтралі застосовують трансформатор з сухою ізоляцією. Розрахунок потужності ТЗН виконується виходячи із умов стійкості сухих трансформаторів струмам короткого замикання.





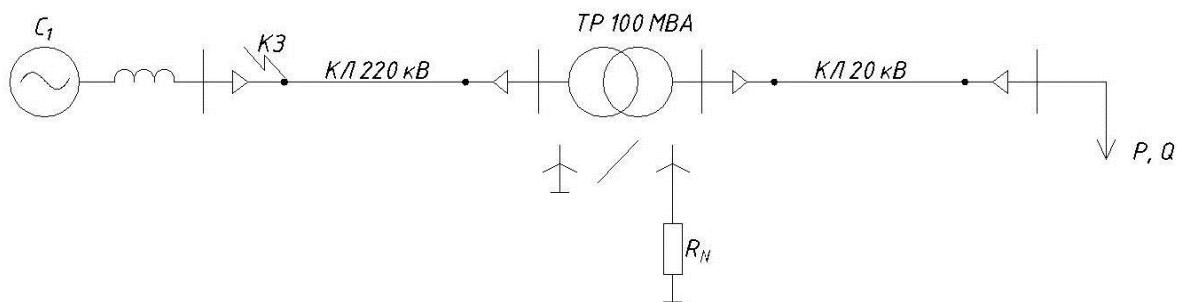


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема підключення резистора до нейтралі трансформатора 220/20 кВ

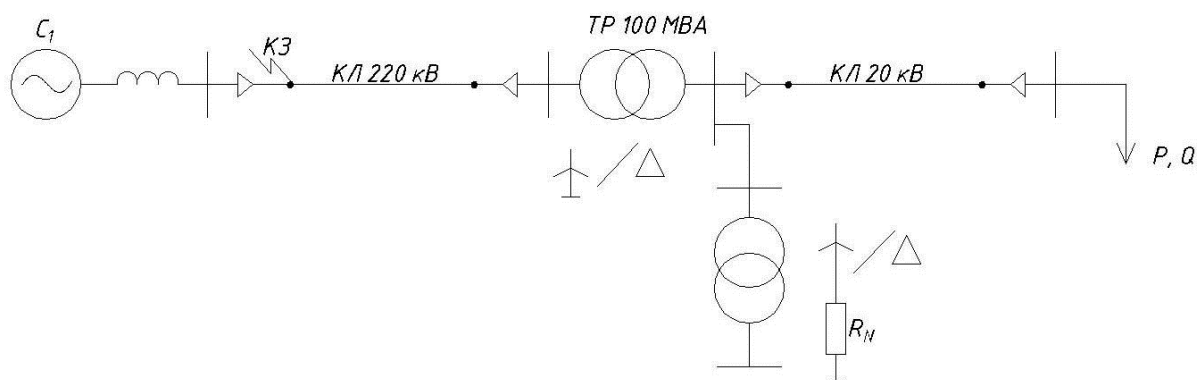


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема підключення резистора до нейтралі трансформатора 220/0,4 кВ

### 2.3 Схеми побудови розподільних мереж 20 кВ

В живильних мережах 6 (10) кВ застосовуються схеми з паралельною, розділеною роботою ліній та комбіновані [29]. Розглядаючи схеми з паралельною роботою, де РП живиться від одного джерела, то вони відносяться до схем рекомендованих для споживачів другої та третьої категорії надійності. Але в великих містах потужність одного РП досягає 515 МВт і від неї живляться ще й споживачі першої категорії. Тому

прийнято застосовувати схеми з розділеною роботою ліній та комбіновані схеми з двосекційними РП, що отримують живлення від двох віддалених один від одного центрів живлення [30].

В деяких країнах [31] застосовується схема, в якій широко використовуються з'єднувальні підстанції (ЗП) (рис.2.6). Вимикачі встановлені в такій схемі лише на центрах живлення і на приєднаннях трансформаторів. При цьому, необхідно відмітити, що будь-яке коротке замикання буде відключатися вимикачами центра живлення, що знизить надійність схеми, що є небажаним. До того ж, задля швидкого пошуку місця виникнення можливого пошкодження необхідною буде потужна система телемеханіки трансформаторної підстанції (ТП), що пов'язане з значними затратами.

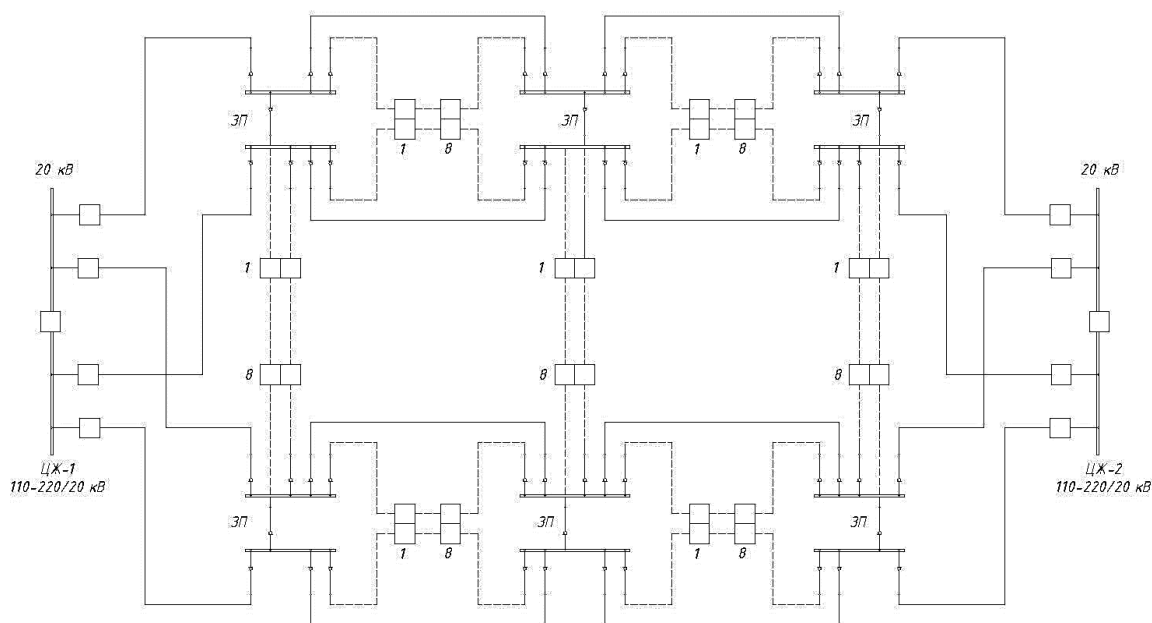


Рисунок 2.6 – Схема мережі 20 кВ

З неведеного вище, можна зробити висновок, що схема (рис.2.6), сформована на з'єднувальних підстанціях (без РП), вимагає детального техніко-економічного обґрунтування. При цьому треба досконало розглянути питання надійності електропостачання споживачів.

Розвиток і побудова електричних розподільних мереж на напругу 20 кВ, як правило, здійснюється на основі схем розвитку районів, що вже затверджені. Розподільна мережа будується таким чином, щоб була забезпечена можливість якісного передавання електроенергії споживачам з необхідною категорією надійності.

Для прийняття рішення щодо топології побудови мережі 20 кВ в Україні потрібно розглянути рішення, використовувані в різних електроенергетичних системах світу.

При проектуванні розподільних мереж, у багатьох випадках, перевага надається комбінованим схемам [32], де є і РП, і з'єднувальні пункти (ЗП), які ще називають «дволанковими», тобто присутні дві ланки [33] – розподільні та живильні мережі. З'єднувальні пункти розташовані після РП на великих об'єктах потужністю 10-15 МВт і більше, коли ТП розташовані в межах одного технічного поверху або на різних поверхах одного й того ж будинку.

При побудові розподільних мереж міст використовується петльова або двопроменева схема [29]. Для мереж напругою 20 кВ найбільше

використовується двопроменева схема з АВР на стороні 0,4 кВ, типовою є з двома джерелами живлення (рис.2.7). У великих містах використовується схема з чотирма джерелами живлення, яка називається зустрічна двопроменева схема (рис.2.8).

На рис.2.8 кабельна лінія замкнена на другий ЦЖ, яким у багатьох випадках є інший розподільний пункт. Кожна секція РП є незалежним джерелом живлення. З точки зору надійності кожен КЛ бажано розмістити в

індивідуальній траншеї на відстані 1 м одна від одної. Але щільність забудови в великих містах не дає можливість виконати цю умову частіш за все, тому обидві КЛ вкладаються в одну й ту саму траншею з установкою між ними перегородки, що не піддається горінню.

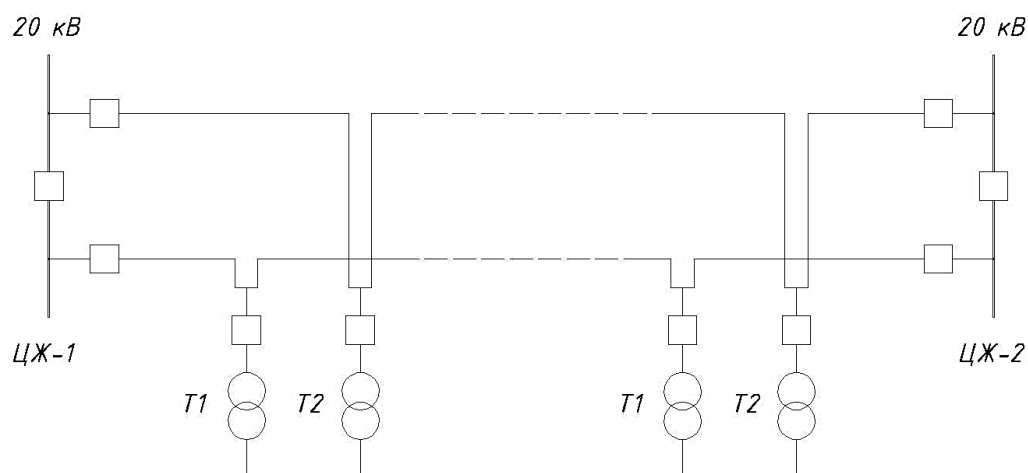


Рисунок 2.7 – Типова двопробенева схема

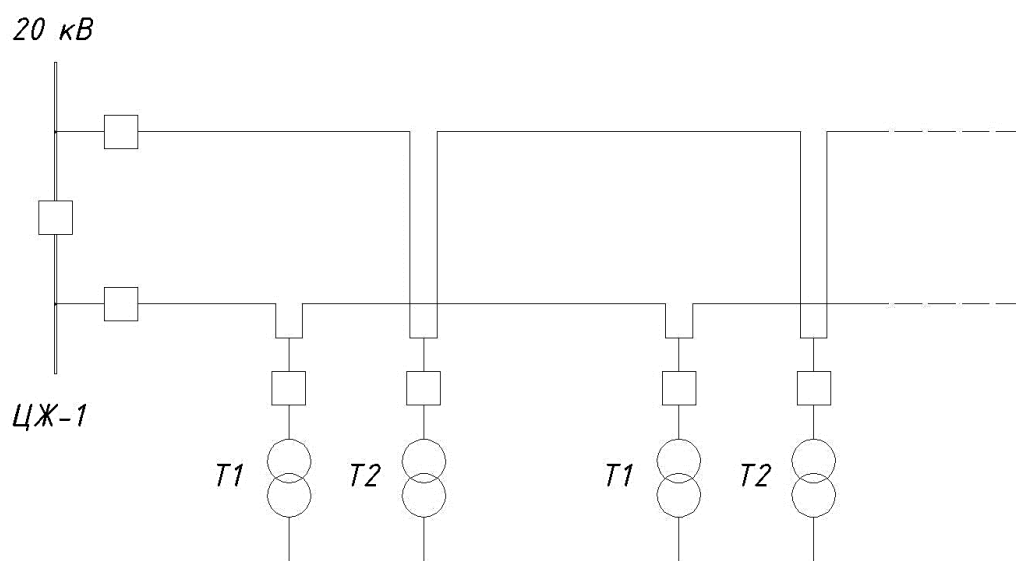


Рисунок 2.8 – Вдосконалена двопробенева схема

Розглянемо схему (рис.2.9) типову для побудови розподільних ліній систем електроспоживання в Парижі. Кожен ЦЖ – одно трансформаторний [34]. Між цими ЦЖ прокладається вісім магістральних КЛ 20 кВ, кожна з них складається із шести кабелів, зведених на один вимикач. Резервування навантаження ЦЖ здійснюється від суміжних підстанцій. Це рішення є дуже економічним з позиції затрат на будівництво підстанції 225/20.

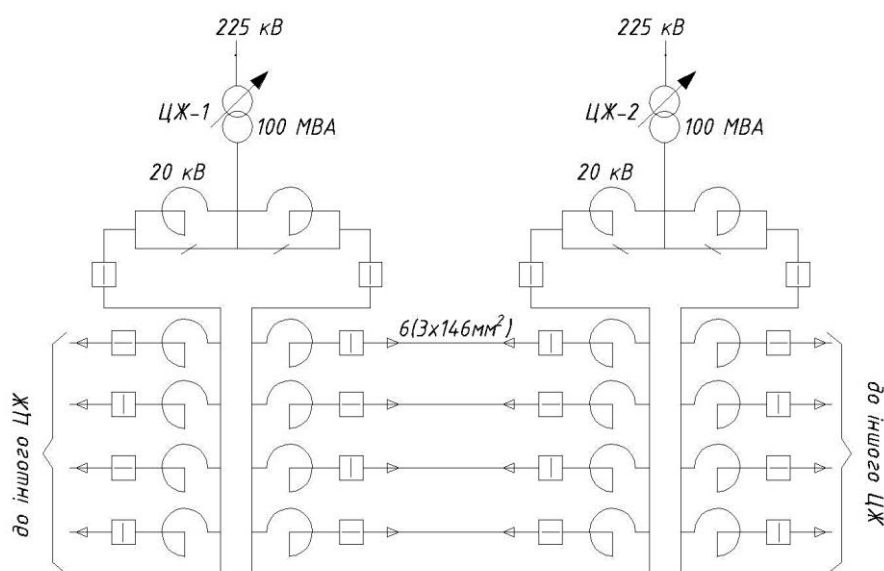


Рисунок 2.9 – Схема електричних мереж Парижа

На рис.2.11 представлена схема електропостачання на напрузі 20 кВ. Дана схема складається з 10 двотрансформаторних ТП 20/0,4 кВ, двох силових пунктів (СП1, СП2), одного розподільного пункту (РП1). Підключення РП1 виконано до двох центрів живлення (ЦЖ1, ЦЖ2). Для підвищення надійності СП1 і СП2 мають резервні зв'язки відповідно з РП і СП сусідніх будівель. Кабельні лінії, показані суцільною лінією і пунктиром, йдуть від незалежних секцій, систем збірних шин, позначених с1 та с2. Автоматичний ввід резерву передбачений на РП 20 кВ й на стороні 0,4 кВ ТП 20/0,4 кВ [32].

На ЦЖ і РП використовується КРУ з вимикачами, на СП – з вимикачем навантаження. Розподільні кабельні лінії 20 кВ, тобто лінії від РП до ТП 20/0,4 кВ, мають типову петльову схему: 20 секцій одного ТП 20/0,4 кВ включені по чотирьох петлях з секціонуванням променів А на ТП5 і ТП6 та променів Б на ТП1 і ТП10. Таким чином, на кожен петлю рівномірно підключено п'ять секцій ТП 20/0,4 кВ.

Найбільше зниження надійності електропостачання привносить розподільна мережа 20 кВ. Тому при її формування слід заздалегідь звернути увагу на заходи щодо відновлення мережі при її аварії.

На рис.2.10 представлена схема розподільної мережі напругою 20 кВ Фінляндії. В ній на стороні 110 кВ підстанції мають подвійну систему шин або одинарну систему з обхідною системою шин. На стороні 20 кВ використовується подвійна система шин.

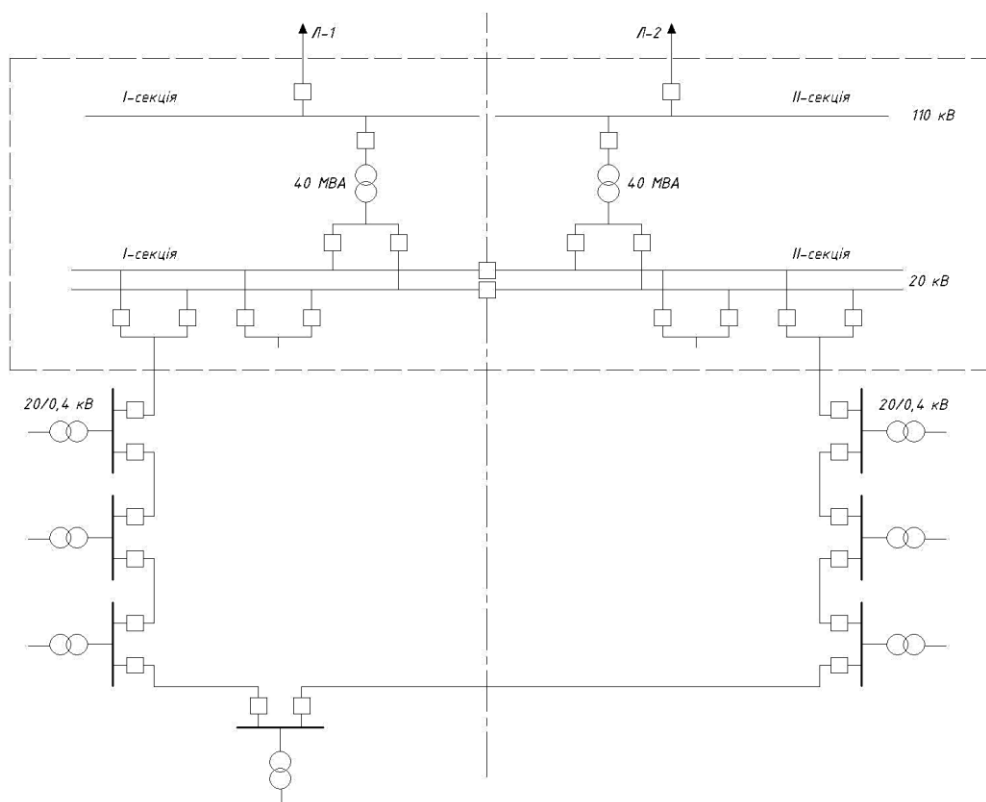


Рисунок 2.10 –Схема трансформаторної підстанції 110/20 кВ та мережі 20 кВ

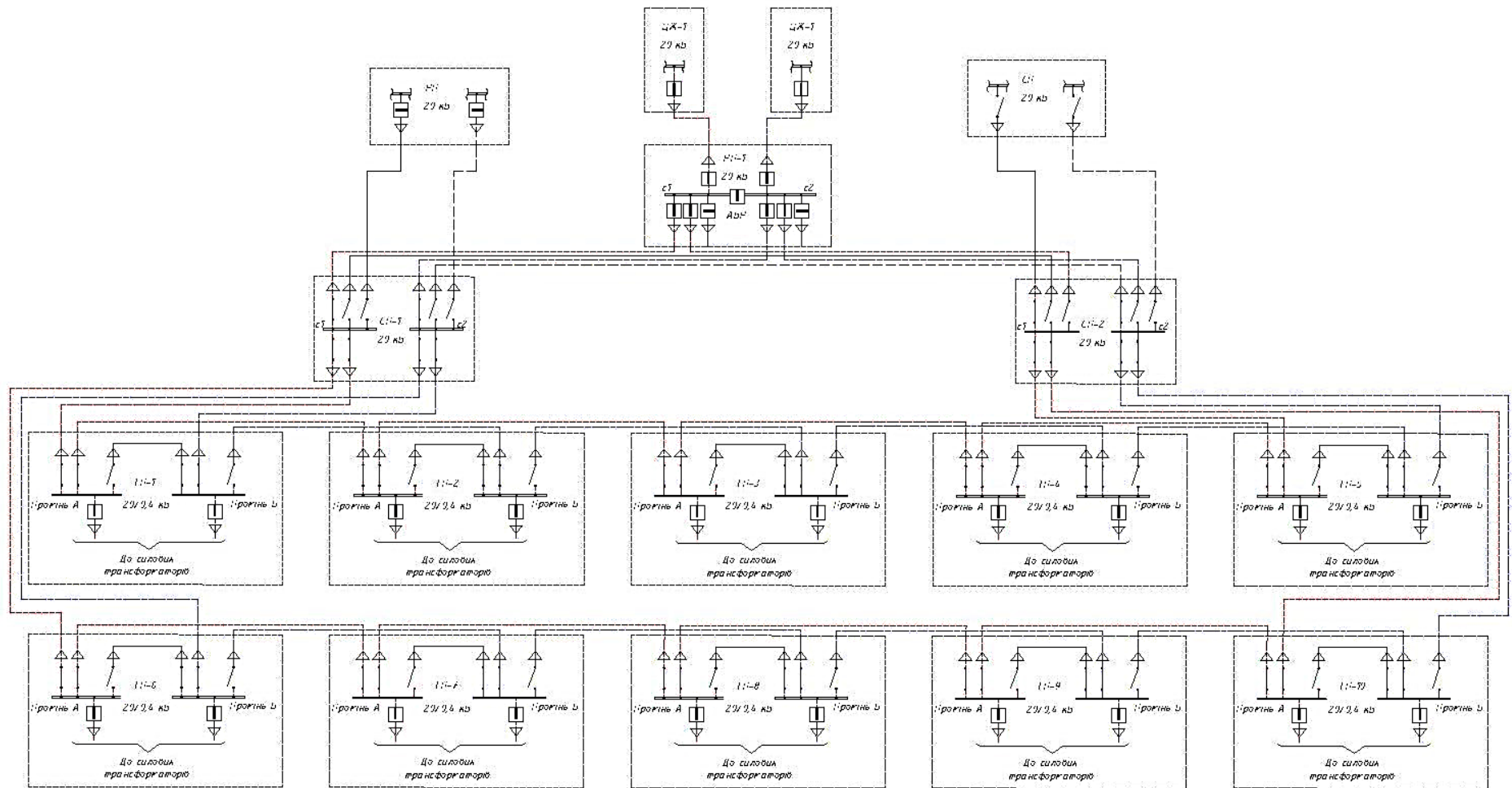


Рисунок 2.11 – Схема електропостачання об'єкта на напрузі 20 кВ

При побудові мереж в містах, з характерно великою щільністю забудови, необхідно максимально близько розміщати джерела живлення до споживача, задля скорочення довжини мереж низької напруги.

Топологію мереж низької напруги необхідно організовувати так, щоб можна було легко відновити живлення від другого джерела, тобто реалізувати кільцеві схеми електропостачання. Вибрана схема має відповідати вимогам щодо втрат напруги та рівнів потужності короткого замикання на шинах підстанції.



## РОЗДІЛ 3

### РОЗРАХУНОК ЕКРАНІВ КАБЕЛІВ З ШИТОГО ПОЛІЕТИЛЕНУ НАПРУГОЮ 20 КВ

#### **3.1 Екранування кабелів напругою 20 кВ та обґрунтування схем їх заземлення.**

Екранування елементів кабелю необхідно для електромагнітної сумісності кабелю з різними зовнішніми ланцюгами і для забезпечення симетрії електричного поля навколо жили кабелю, отже, для створення більш сприятливих умов роботи ізоляції. Також, окрім основної задачі, екран може підвищувати міцність і стійкість ізоляції, захищати від агресивного зовнішнього середовища, заземлювати кабель, а при експлуатації в муфті зводить до мінімуму можливість появи електричних потенціалів на поверхні кабелю [20]. Для екранування використовуються різні матеріали, наприклад: напівпровідниковий папір, металізований папір, напівпровідникова пластмаса, металева стрічка, графітовий шар, мідна і алюмінієва фольга, напівпровідниковий поліетилен, алюмофлекс (композиційний матеріал, який складається з полімерної плівки, яка обклеєна алюмінієвою фольгою), напівпровідникова гума, алюмінієвий або мідний дріт) [20]. Екрани силових кабелів, частіш за все, виконують: внутрішні - з напівпровідникової пластмаси, зовнішній екран - з мідних дротів та стрічок.

Екран може бути встановлено зверху поясної ізоляції або ізоляції жил, в залежності від того, який використовується матеріал і від типу ізоляції. Температурні коефіцієнти матеріалу, з якого виготовляється екран, та ізоляції мають бути близькими за своїм значенням. Ця необхідність обумовлена намаганням мінімізувати вірогідність утворення пустот при нагріві кабелю між ізоляцією і екраном.

Доцільність застосування екранування кабелю, а також тип використовуваного екрану визначається виходячи з міркувань щодо майбутніх експлуатаційних умов та технічних характеристик кабелю [21].

Оболонка екрану покращує міцність і надійність ізоляції, захищає від проявів середовища, в якому прокладено кабель, а якщо використовується муфта мінімізує вірогідність утворення електричних розрядів на кабельній оболонці.

Зазвичай, переріз кабелів із зшитого поліетилену вибирається або за тепловим умовам, або по дисконтованих витратах, але без урахування втрат електроенергії в екранах КЛ і при терміні їх експлуатації до 10 років (реально не менше 30). Однак втрати в екранах можуть бути порівнянні із втратами в струмоведучих жилах [49]. Одним з питань, яке доводиться вирішувати при проектуванні КЛ 20 кВ з ізоляцією із зшитого поліетилену, є обґрунтований вибір перерізу екрана.

Серед суттєвих чинників, що впливають на вибір величини перерізу екрана, можна назвати необхідність зниження втрат потужності в нормальному режимі роботи кабелю і вимога забезпечення термічної стійкості екрану в аварійних режимах, що супроводжуються протіканням в екрані струмів короткого замикання. На жаль, зазначені фактори висувають суперечливі вимоги до перерізу екрана: з точки зору нормального режиму слід використовувати кабелі з мінімальним перерізом екрану, а з точки зору аварійних режимів короткого замикання - підвищений переріз екранів [21]. Основним призначенням екрану є забезпечення рівномірності електричного

поля, що впливає на головну ізоляцію кабелю (ізоляцію «жилаекран»), що досягається тільки в разі заземлення екрана. Заземлення екрана необхідно з метою збереження структури електричного поля в його ізоляції в умовах експлуатації. Екран кабелю повинен бути заземлений, хоча б, в одній точці, адже, експлуатація кабелю з незаземленим екраном не допускається.

Можливі три варіанти виконання заземлення екрана:

1. з одного кінця (одностороннє заземлення);
2. з двох кінців (двостороннє заземлення);
3. з двох кінців з використанням повного циклу транспозиції.

При цьому необхідно дотримуватись забезпечення виконання умови, що схема заземлення екранів повинна бути такою, щоб діюче значення напруги промислової частоти на ізоляції екрану не перевищувала 5 кВ.

Допускається застосування різних способів заземлення екранів по трасі КЛ, включаючи багаторазове повторення одного й того самого способу заземлення. Рекомендується виконувати поділ на секції в місцях встановлення кабельних муфт, але, при цьому враховувати, що заземлення екранів двох або більше кабелів в кожній фазі повинно бути виконано одним й тим самим способом для кожної фази.

Заземлення екрана кабелю з одного кінця (рис.3.1), як правило, використовується для кабелів довжиною не більше 1 км, за такої довжини дозволяється використовувати багаторазове заземлення екрана з одного кінця.

У випадку заземлення екрана з одного кінця на екрані кабелю наводиться напруга промислової частоти відносно землі в нормальному режимі роботи мережі при КЗ. Заземлення екранів хоча б на одному кінці кабелю вже призводить до того, що при пошкодженні ізоляції «жила-екран» самого кабелю в його екранах можуть протікати струми промислової частоти, рівні струму короткого замикання мережі. Тому переріз екрану

завжди має бути погоджено з величиною і тривалістю перебігу струму короткого замикання.

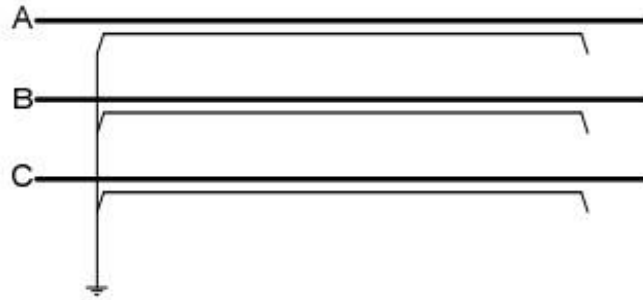


Рисунок 3.1 – Схема заземлення екранів одного кінця

В симетричному режимі при односторонньому заземненні найбільша напруга на екрані кабелю відносно землі визначається по формулі:

$$U_e = \frac{X^* \cdot I_{\text{ж}} \cdot I_{\text{к}}}{K},$$

де  $X^*$  - індуктивний опір, що визначається по формулі,

$$X^* = \omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left( \frac{2s}{d_e} \right).$$

Для розрахунку індуктивного опору при прокладанні кабелів трикутником слід приймати  $s=d$ , а при прокладанні «в площині» -  $s$  буде дорівнювати відстані між осями сусідніх фаз, помноженій на 1,26.

В несиметричному режимі найбільша напруга на екрані кабелю відносно землі визначається по формулі:

$$U_e = \frac{X_{\text{же}}^* \cdot I_{\text{ж}} \cdot I_{\text{к}}}{K},$$

де  $X_{\text{же}}^*$  - індуктивний опір, що визначається по формулі,

$$X_{\text{же}}^* = \omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left( \frac{2D_e}{d_e} \right).$$

У разі прокладання кабелів в колекторі або лотках на території підстанції або з'єднувального пункту слід приймати  $D_e = 1$  м.

Заземлення екранів одночасно з обох кінців кабелю (рис.3.2) призводить до прояву специфічної особливості однофазних кабелів: наведення в екранах значних поздовжніх струмів промислової частоти, пов'язаних із взаємною індуктивністю між жилою і екраном. Втрати потужності, створювані струмами в екранах, знижують пропускну здатність кабелю, залежать від перерізу екрана і тому повинні враховуватися при проектуванні.

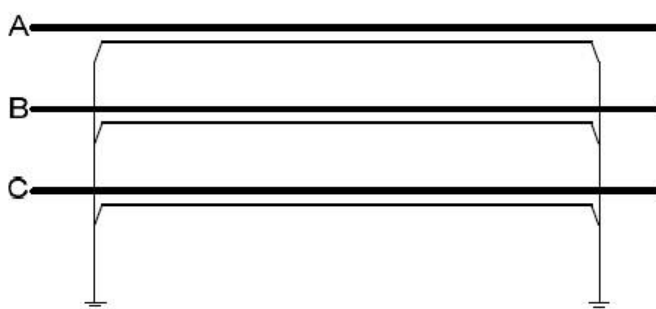


Рисунок 3.2 – Двостороннє заземлення екрана кабелю

Рішення щодо застосування заземлення екранів з двох кінців повинно бути обґрунтоване техніко-економічними розрахунками, враховуючи коефіцієнт використання пропускну здатності кабелю, який розраховується по формулі:

$$K_B = 1 / \sqrt{1 + \frac{P_e}{P_{ж}}}$$

Коефіцієнт зменшення допустимого струму в екрані при наявності його двостороннього заземлення залежить від перерізу екрана і жили, способу прокладки кабелю (в трикутник, «в площині»).

Зв'язок тривало допустимого струму в жилі кабелю при наявності втрат ( $I_{\text{дон}}$ ) в екрані і при їх відсутності (ідеальний випадок) ( $I_{\text{доп.ід}}$ ) може бути оцінена як:

$$\frac{I_{\text{доп}}}{I_{\text{доп.ід}}} = K_{\text{в}},$$

Крім індуктивного механізму появи струмів в екранах є ще і ємнісний механізм, який пов'язаний з наявністю фазної напруги мережі, прикладеного до ізоляції «жила-екран». Ця напруга призводить до протікання між жилою і екраном струму, величина якої обмежена опором ємності ізоляції «жилаекран» і, як правило, становить одиниці ампер навіть для кабелів великої довжини. Такий струм, потрапивши з жили в екран, стікає з екрану в його заземлюючий пристрій, незалежно від того, навантажений кабель або працює без навантаження. Ємнісні струми, що протікають по екрану, внаслідок своєї малості не становлять небезпеки для кабелю і практично не збільшують його температури.

Величини струмів, індукованих в екранах кабелю, можуть становити десятки і сотні ампер. Індуковані струми в екранах, заземлених по кінцях кабелю, виникають тільки при наявності струмів в жилах, тобто: в нормальному режимі роботи мережі; в аварійному режимі роботи мережі: однофазне, трифазне і інші види пошкодження ізоляції мережі поза кабелю.

Активні опори жили  $R_{\text{ж}}$  і екрана  $R_{\text{е}}$  визначаються наступним чином:

$$R_{\text{ж}} = L_{\text{к}} \cdot \frac{\rho_{\text{ж}}}{F_{\text{ж}}},$$

$$R_{\text{е}} = L_{\text{к}} \cdot \frac{\rho_{\text{е}}}{F_{\text{е}}},$$

де  $L_{\text{к}}$  – довжина кабеля;

$\rho_{\text{ж}}$  і  $\rho_{\text{е}}$  – питомий опір матеріалу жили і екрану;

$F_{\text{ж}}$  и  $F_{\text{е}}$  – перерізи жили і екрану.

Сумарні втрати потужності в однофазному кабелі можуть бути оцінені з виразу:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{ж}} + \Delta P_{\text{е}} + \Delta P_{\text{д}},$$

де  $\Delta P_{\text{ж}} = I_{\text{ж}}^2 R_{\text{ж}}$ ,  $\Delta P_{\text{е}} = I_{\text{е}}^2 R_{\text{е}}$  – втрати потужності від струму в жилі і екрані відповідно;

$\Delta P_{\text{д}} = (U_{\text{н}}/\sqrt{3})^2 \omega C \cdot \text{tg} \delta$  – втрати в діелектрику (ємності  $C$ ) від фазної робочої напруги  $U_{\text{н}}/\sqrt{3}$ , якими для сучасних кабелів з твердою ізоляцією можна знехтувати внаслідок малості тангенса кута діелектричних втрат  $\text{tg} \delta$ .

Величина  $(\Delta P_{\text{е}}/\Delta P_{\text{ж}})$  дозволяє оцінити внесок паразитних втрат екранів в нагрів кабелю і є важливим критерієм при проектуванні КЛ. При розрахунку цього критерію слід враховувати матеріал, з якого виконується екран кабелю.

Ефективного зниження паразитних втрат в екранах можна домогтися, прокладаючи фази кабелю зімкнутим трикутником (рис.3.3), так як в цьому випадку досягається мінімальне значення співвідношення  $s/d_{\text{е}}$ , а значить і величини  $X$ .

При заданому струмі в жилі та, відповідно, відомій напрузі, що наводяться на екран, зростання перерізу екрана  $F_{\text{е}}$  (зниження його опору  $R_{\text{е}}$ ) призводить до зростання струму в екрані  $I_{\text{е}}$ . Оскільки втрати в екрані  $\Delta P_{\text{е}} = I_{\text{е}}^2 R_{\text{е}}$  залежать більшою мірою від струму  $I_{\text{е}}$ , ніж від опору  $R_{\text{е}}$ , то зростання перерізу екрана призводить до збільшення втрат  $\Delta P_{\text{е}}/\Delta P_{\text{ж}}$  і зниження пропускної здатності кабелю. Крім того, втрати в екранах необхідно оплачувати протягом всього терміну служби кабелю [52].

У нормальному режимі, якщо не вжито радикальних заходів по боротьбі зі струмами в екранах, підвищення перерізу екрана призводить до зниження пропускної здатності кабелю внаслідок збільшення нагріву екрану і ізоляції кабелю паразитними втратами потужності. Однак застосовувати кабелі з екранами малого перерізу заважає необхідність забезпечувати термічну

стійкість при протіканні в екранах великих струмів, що виникають в різних аварійних режимах:

- при коротких замиканнях безпосередньо в кабелі (в такому випадку струм в екрані виявляється рівним току в жилі);
- при коротких замиканнях в мережі за кабелем (в такому випадку струм в заземленому з обох кінців екрані наводиться через струм жили, тобто виявляється за величиною меншим ніж струм жили).

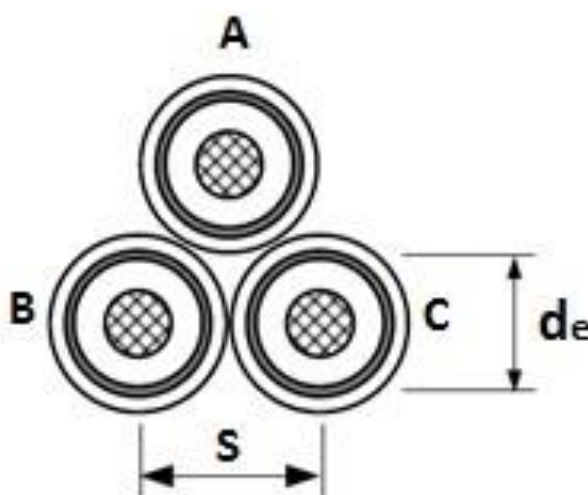


Рисунок 3.3 – Прокладка трифазної групи однофазних кабелів у вигляді зімкненого трикутника

Зрозуміло, в аварійних режимах найбільші струми в екранах з'являються саме при коротких замиканнях в самому кабелі. При внутрішньому пошкодженні ізоляції «фаза-екран» кабелю незалежно від способу з'єднання екранів струм короткого замикання  $I_{кз}$  з жили потрапляє в екран і далі в заземлюючий пристрій екрану, тобто протікає по екрану. Якщо переріз екрану  $F_e$  не відповідає величині струму  $I_{кз}$  і тривалості його протікання, то можливо термічне руйнування екрану на значному за довжиною  $L$  відрізьку кабелю. Короткі замикання на початку або в кінці кабелю можуть супроводжуватися протіканням в екранах різних струмів.



Наприклад, якщо мережа радіальна, то коротке замикання поблизу від навантаження супроводжується протіканням в екранах менших за величиною струмів, ніж при короткому замиканні поблизу від центру живлення. При виборі перерізу екрана кабелю і перевірці його термічної стійкості необхідно орієнтуватися на більшу з двох значень струмів короткого замикання. Традиційно в мережах розглядаються різні види коротких замикань: одно-, дво-, трифазне КЗ та подвійне замикання на землю. Розглянемо кожен вид КЗ окремо, по-перше, так як екран заземлений, двофазне без землі коротке замикання всередині кабелю принципово неможливо. Вкрай малоімовірним є трифазне пошкодження ізоляції кабелю, і його також слід виключити з розгляду [51].

З двох залишених видів пошкодження ізоляції кабелю однофазне є розрахунковим при виборі перерізу екрана в мережах з заземленою нейтраллю, оскільки в мережах з ізолюваною нейтраллю (6-35 кВ) воно супроводжується протіканням лише ємнісних струмів.

У мережах з ізолюваною нейтраллю розрахунковим при виборі перерізу екрана є подвійне пошкодження ізоляції, причому найвірогіднішим є пошкодження ізоляції двох фаз різних приєднань. Воно розвивається поступово, починаючи з однофазного замикання однієї з фаз в одній точці і під впливом перенапруги на «здорових» фазах в іншому місці відбувається пошкодження однієї з «здорових» фаз вже в іншій точці [49].

Найбільші струми подвійного замикання на землю виникають, коли обидва пошкодження в мережі знаходяться поблизу один від одного і поблизу від центру живлення (збірних шин). У такій ситуації величини струмів такого замикання можна порівняти з струмами трифазного короткого замикання. Саме тому в мережах 6-35 кВ іноді, вибираючи переріз екрану, оперують струмами трифазного короткого замикання, хоча насправді пошкодження трьох фаз кабелю малоімовірне.

Розглядаючи останній спосіб заземлення екранів, тобто транспозицію, необхідно зауважити, що у мережах 6-35 кВ широке застосування «транспозиції екранів» утруднене по економічних причинах, а «розземлення екранів» може бути використано лише для відносно коротких кабелів [52].

При використанні транспозиції найбільша напруга на ізоляції екранів досягається в вузлах транспозиції і визначається:

- в симетричному режимі (при протіканні робочого струму або струму трифазного КЗ) за формулою:

$$U_e = \frac{X^* I_{ж} L_k}{3N},$$

- в несиметричному режимі (при протіканні струму однофазного КЗ) за формулою:

$$U_e = \frac{2X^* I_{ж} L_k}{9N},$$

Формули показують, що застосування транспозиції як мінімум втричі зменшує напругу на ізоляції екранів у порівнянні з випадком одностороннього заземлення ( $K_B = 1$ ).

### 3.2 Алгоритм розрахунку екранів кабелів 20 кВ

Вибір схеми заземлення екранів проводиться на підставі результатів розрахунку виникаючих в них напруг і струмів. Нижче наводяться розрахункові формули, що дозволяють провести всі необхідні розрахунки в сталих режимах для всіх вище наведених способів заземлення екранів кабелю [52].

Введемо наступні позначення:

- $I_{ж}$  і  $I_e$  – поздовжні струми в жилі і екрані однофазного кабелю;
- $Z_{ж}$  – власний поздовжній погонний опір жили кабелю Ом/м;
- $Z_e$  – власний поздовжній погонний опір екрана кабелю Ом/м.

-  $Z_{\text{же}}$  – взаємний поздовжній погонний опір між жилою і екраном кабелю Ом/м.

Для обчислення погонних опорів використовуються формули:

$$Z_{\text{ж}} = R_e + R_{\text{ж}} + j\omega L_{\text{ж}}$$

$$Z_e = R_e + R_e + j\omega L_e'$$

$$Z_{\text{же}} = R_e + j\omega M_{\text{же}}$$

$$Z_k = R_e + j\omega M_k,$$

де  $L_{\text{ж}}$  – власна індуктивність жили (Гн/м) кабелю;

$L_e$  – власна індуктивність екрана (Гн/м) кабелю;

$M_{\text{же}}$  – взаємна власна індуктивність (Гн/м) між жилою и екраном кабелю;

$$R_e = \frac{\pi}{4} \mu_0 f,$$

$$L_{\text{ж}} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left( \frac{D_e}{r_1} \right),$$

$$L_e = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left( \frac{2D_e}{d_e} \right),$$

$$M_{\text{же}} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left( \frac{2D_e}{d_e} \right)$$

$M_{\text{же}}$  – взаємна індуктивність між фазами;

$$D_e = 2,24 \sqrt{\rho_e / \omega \mu_0},$$

$$M_k = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_e}{s}.$$

Відстань між осями жил трифазного кабелю  $s$  дорівнює зовнішньому діаметру кабелю при прокладці «трикутником» або середньоквадратичного значенням відстаней між осями фаз кабелю при прокладці «в площині»:

$$s = \sqrt[3]{d_{12} d_{23} d_{13}}.$$

У разі прокладання кабелів в колекторі, на території підприємства або розподільного пункту вважають  $D_3 = 1$  м [52].

Якщо екрани заземлені з двох сторін, то для нормального режим або при трифазному коротке замикання поза кабелю маємо:

$$I_{eA} = \frac{Z_{же}^* - Z_K^*}{Z_e^* - Z_K^*} I_{ЖА},$$

$$I_{eB} = \frac{Z_{же}^* - Z_K^*}{Z_e^* - Z_K^*} I_{ЖВ},$$

$$I_{eC} = \frac{Z_{же}^* - Z_K^*}{Z_e^* - Z_K^*} I_{ЖС},$$

$$U_{eA} \approx 0,$$

$$U_{eB} \approx 0,$$

$$U_{eC} \approx 0.$$

У разі однофазного короткого замикання поза кабелю (наприклад, в фазі «А») маємо:

$$I_{eA} = \frac{Z_{же}^* - Z_K^* \cdot \frac{Z_{же}^* + 2Z_K^*}{Z_e^* + 2Z_K^*}}{Z_e^* - Z_K^*} I_{ЖА},$$

$$I_{eB} = \frac{Z_K^* \cdot (Z_e^* - Z_{же}^*)}{(Z_e^* - Z_K^*)(Z_e^* + 2Z_K^*)} I_{ЖА},$$

$$I_{eC} = \frac{Z_K^* \cdot (Z_e^* - Z_{же}^*)}{(Z_e^* - Z_K^*)(Z_e^* + 2Z_K^*)} I_{ЖА},$$

$$U_{eA} \approx 0,$$

$$U_{eB} \approx 0,$$

$$U_{eC} \approx 0.$$

Якщо екрани заземлені з одного боку, то при нормальному режимі або при трифазному короткому замиканні поза кабелю маємо:

$$I_{eA} \approx 0,$$

$$I_{eB} \approx 0,$$

$$I_{eC} \approx 0,$$

$$U_{eA} = (Z_{же}^* - Z_K^*) \cdot I_{ЖА} \cdot L_k,$$

$$U_{eB} = (Z_{же}^* - Z_K^*) \cdot I_{ЖВ} \cdot L_k,$$

$$U_{eC} = (Z_{же}^* - Z_K^*) \cdot I_{ЖС} \cdot L_k.$$

При однофазному короткому замиканні поза кабелю (наприклад, в фазі «А») маємо:

$$\begin{aligned}
 I_{eA} &\approx 0, \\
 I_{eB} &\approx 0, \\
 I_{eC} &\approx 0, \quad \cdot L_k, \\
 U_{eA} &= Z_{же}^* \cdot I_{ЖА} \\
 U_{eB} &\approx 0, \quad \cdot \\
 U_{eC} &\approx 0
 \end{aligned}$$

Якщо екрани заземлені з двох сторін і транспоновані, то при нормальному режимі або трифазному короткому замиканні поза кабелю маємо:

$$\begin{aligned}
 U_{eB} &= (Z_{же}^* - Z_{к}^*) \cdot I_{ЖВ} \cdot L_k / 3N, \\
 U_{eC} &= (Z_{же}^* - Z_{к}^*) \cdot I_{ЖС} \cdot L_k / 3N.
 \end{aligned}$$

При однофазному короткому замиканні поза кабелю (наприклад, в фазі «А») маємо:

$$\begin{aligned}
 I_{eA} &= \frac{Z_{же}^* + 2Z_{к}^*}{Z_e^* + 2Z_{к}^*} \cdot \frac{I_{ЖА}}{3}, \\
 I_{eB} &= \frac{Z_{же}^* + 2Z_{к}^*}{Z_e^* + 2Z_{к}^*} \cdot \frac{I_{ЖА}}{3}, \\
 I_{eC} &= \frac{Z_{же}^* + 2Z_{к}^*}{Z_e^* + 2Z_{к}^*} \cdot \frac{I_{ЖА}}{3}, \\
 U_{eA} &= (Z_{же}^* - Z_{к}^*) \cdot I_{ЖА} \cdot 2L_k / 9N, \\
 U_{eB} &= (Z_{же}^* - Z_{к}^*) \cdot I_{ЖВ} \cdot 2L_k / 9N, \\
 U_{eC} &= (Z_{же}^* - Z_{к}^*) \cdot I_{ЖС} \cdot 2L_k / 9N.
 \end{aligned}$$

Для визначення струмів і втрат потужності в екранах крім відповідних розрахункових формул також можуть використовуватися так звані узагальнені графічні залежності, які наводяться нижче (рис.3.4-3.12) [52].

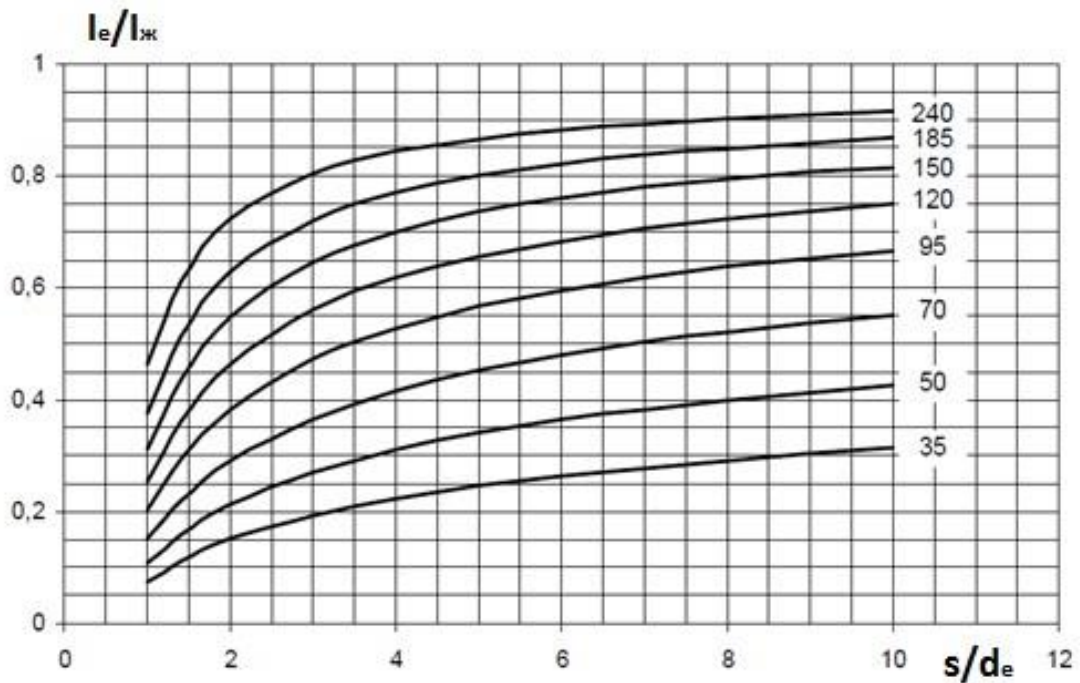


Рисунок 3.4 - Струми в заземлених на кінцях екранів кабелів з мідною або алюмінієвою жилою в залежності від перерізу екранів  $F_e$  ( $\text{мм}^2$ ) і взаємного розташування фаз  $s/d_e$ .

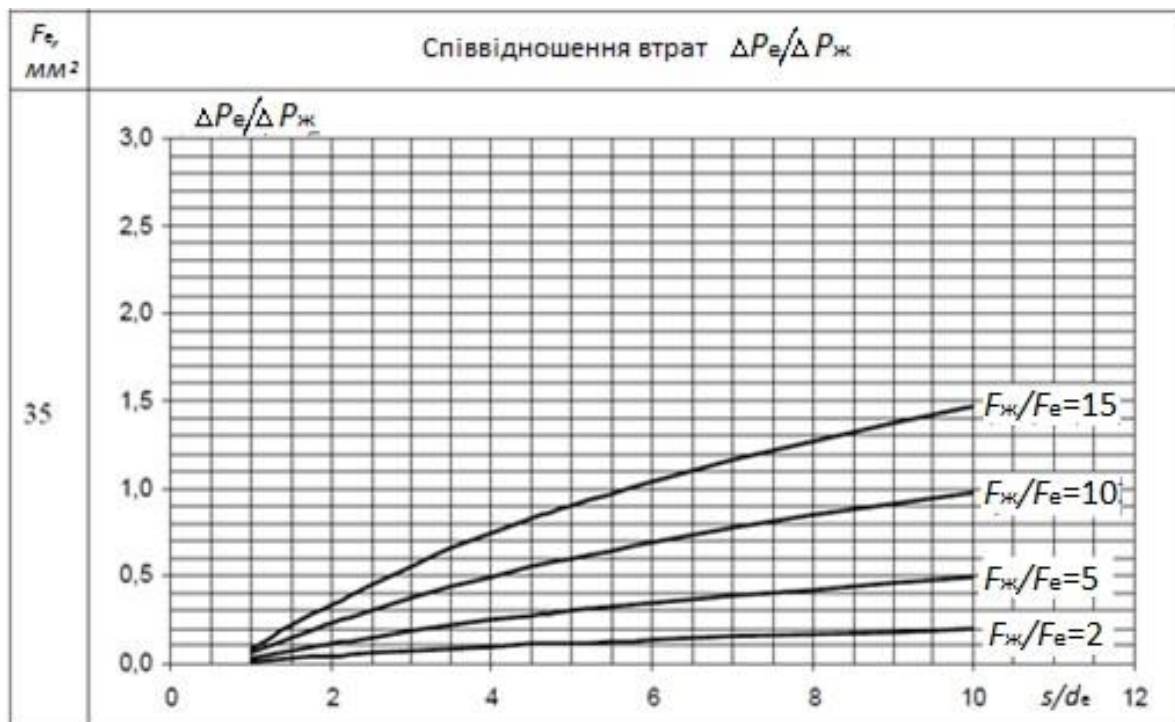


Рисунок 3.5 - Втрати в екранах кабелів з мідною жилою в залежності від співвідношення перерізу екрана від перерізу жили і відстані між осями фаз  $s/d_e$ .

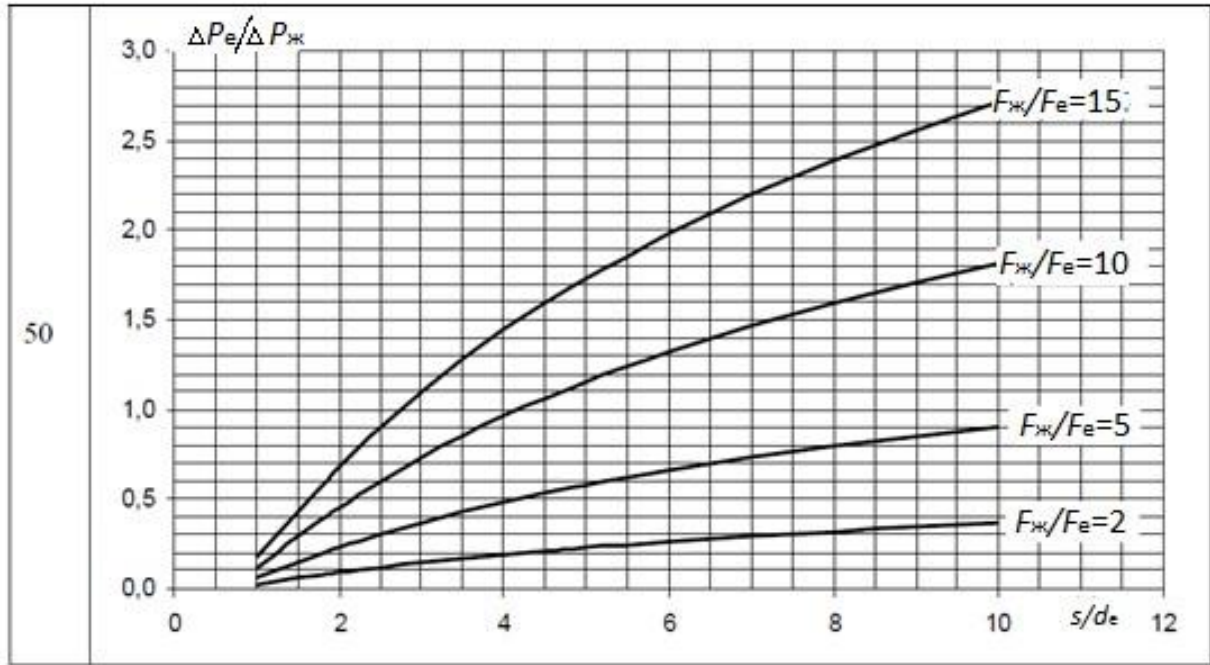


Рисунок 3.6 - Втрати в екранах кабелів в залежності від перерізу екрана  $50 \text{ mm}^2$

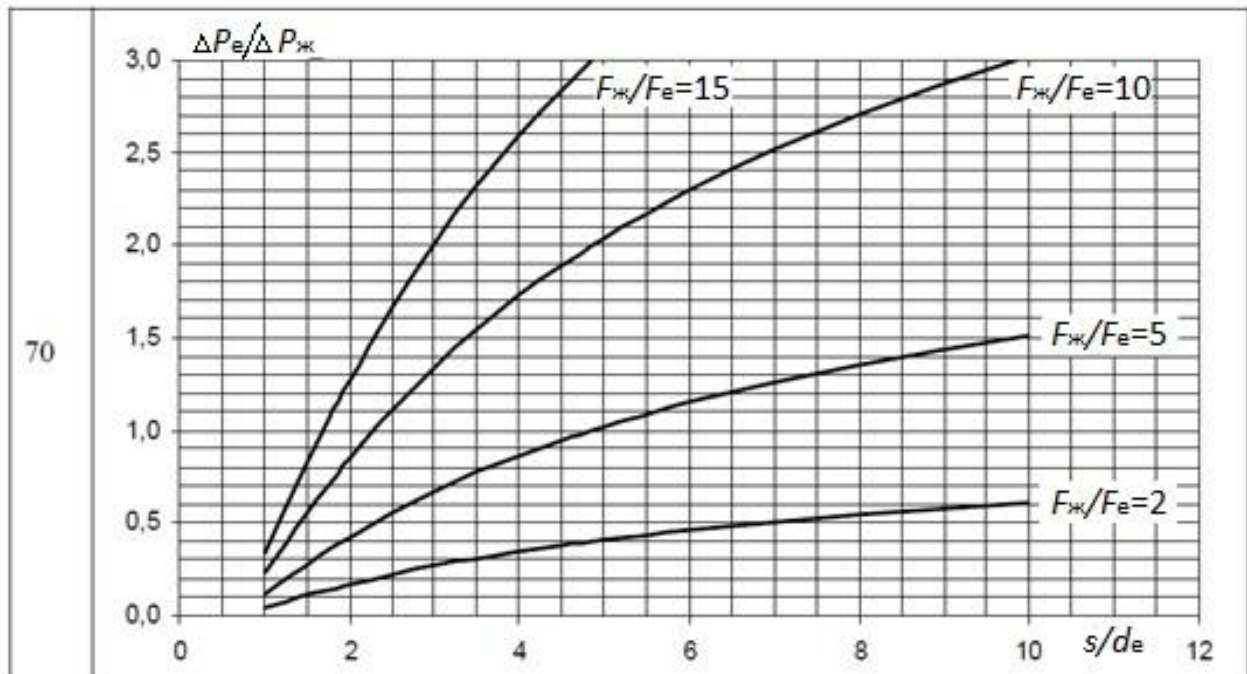


Рисунок 3.7 - Втрати в екранах кабелів в залежності від перерізу екрана  $70 \text{ mm}^2$

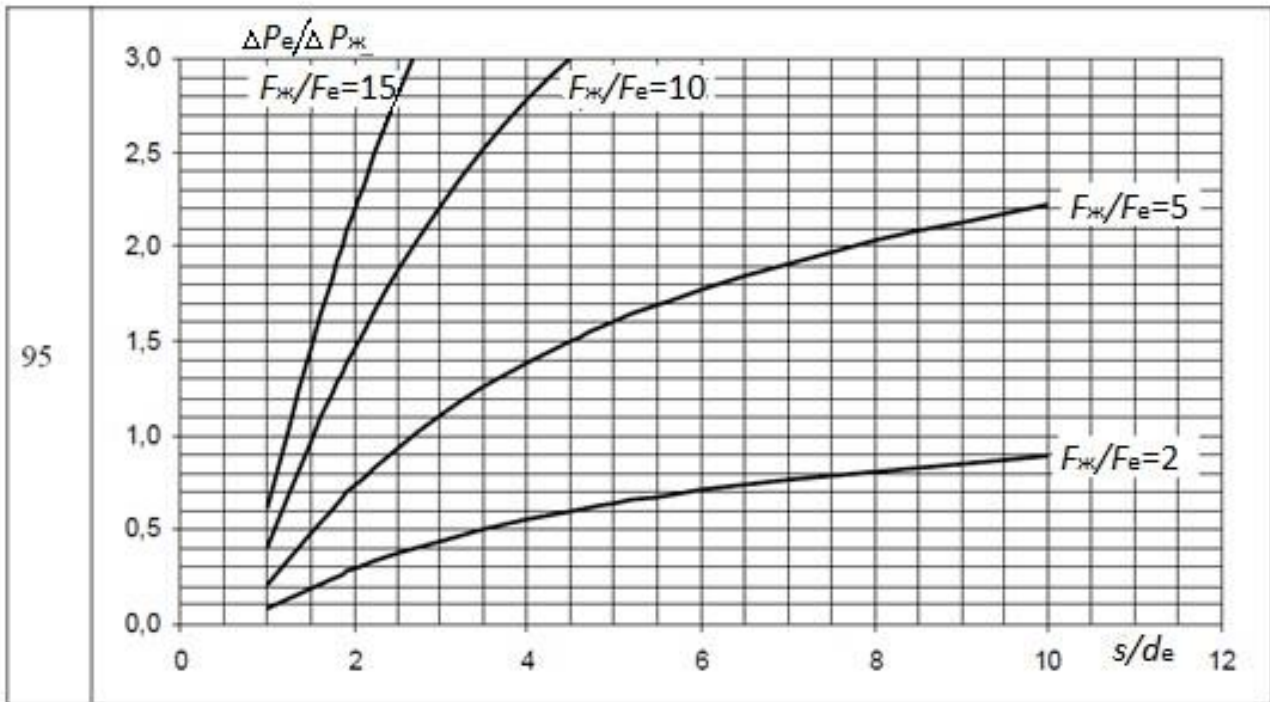


Рисунок 3.8 - Втрати в екранах кабелів в залежності від перерізу екрана  $95 \text{ mm}^2$

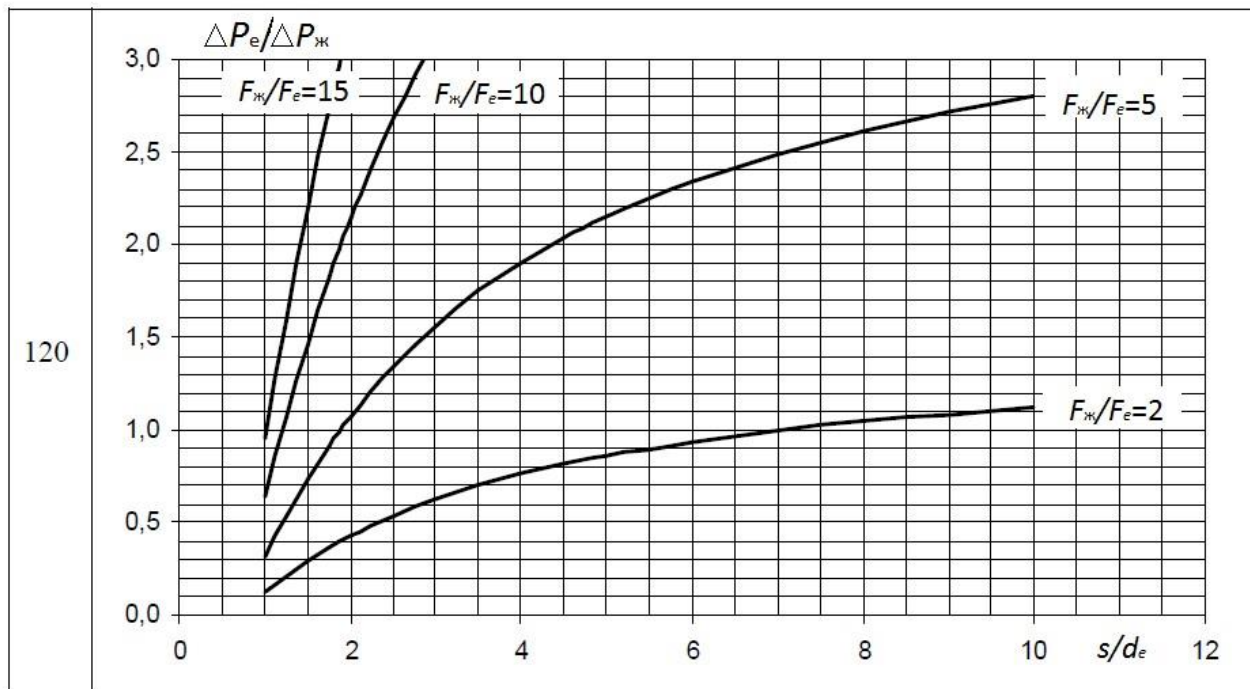


Рисунок 3.9- Втрати в екранах кабелів в залежності від перерізу екрана  $120 \text{ mm}^2$



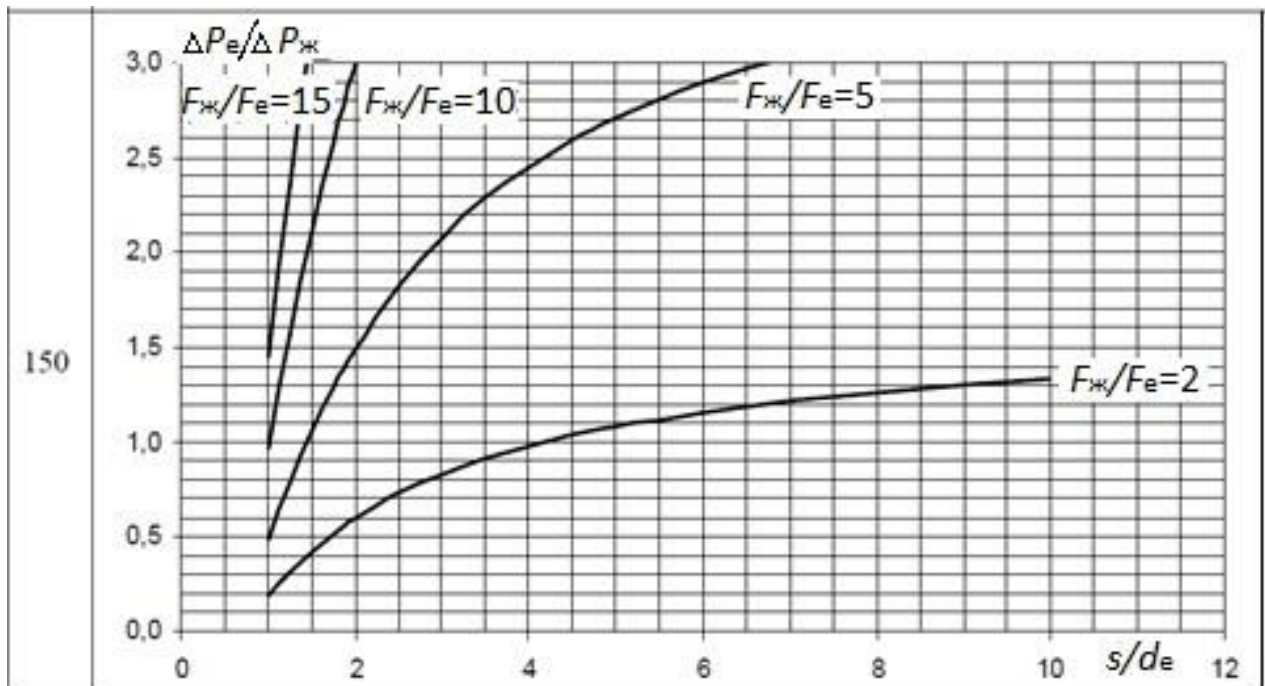


Рисунок 3.10 - Втрати в екранах кабелів в залежності від перерізу екрана  $150 \text{ mm}^2$

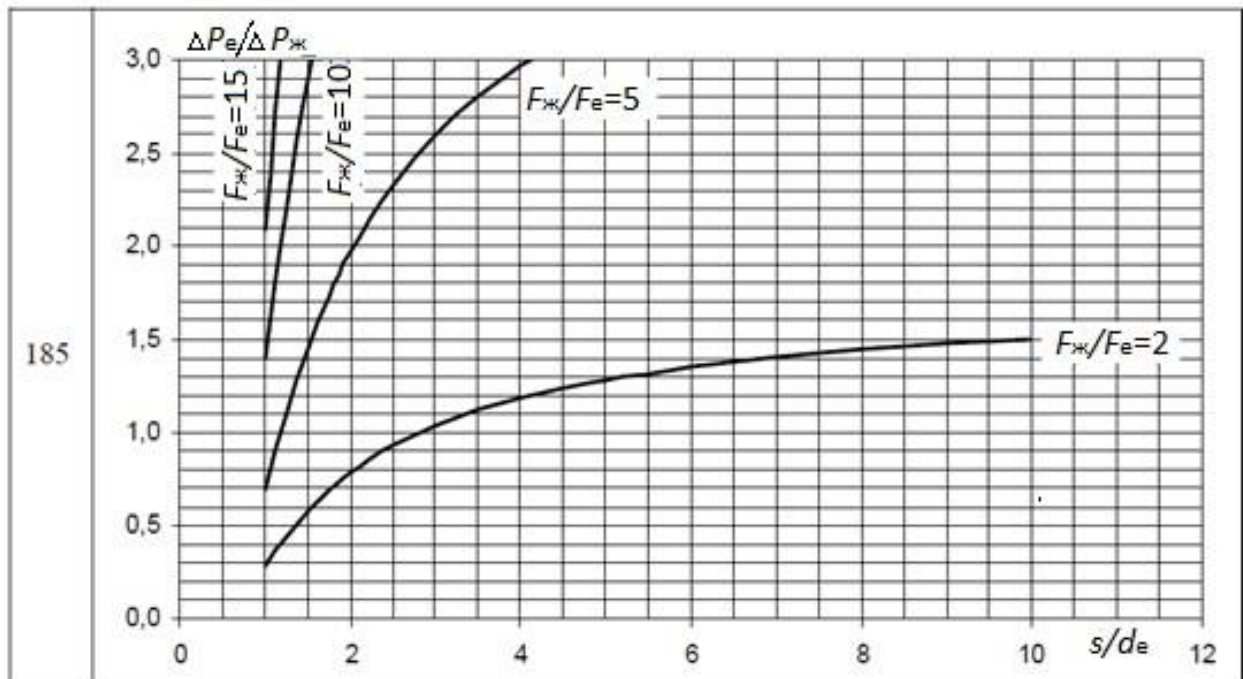


Рисунок 3.11 - Втрати в екранах кабелів в залежності від перерізу екрана  $185 \text{ mm}^2$

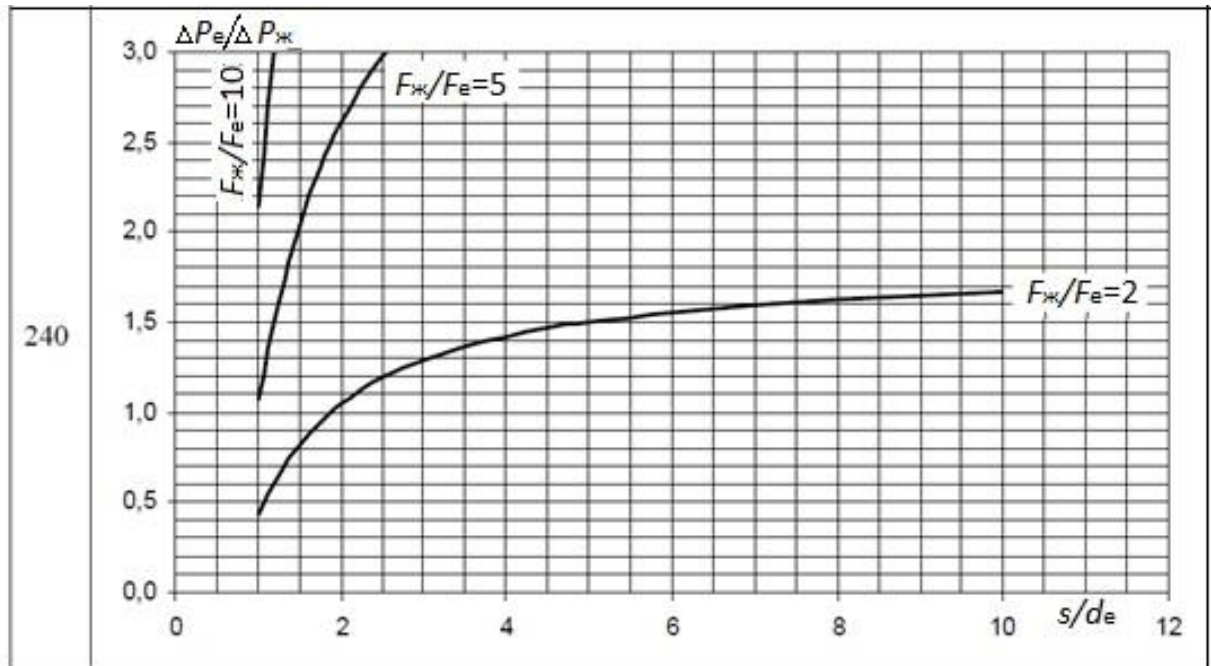


Рисунок 3.12 – Втрати в екранах кабелів в залежності від перерізу екрана  $240 \text{ мм}^2$

У випадку алюмінієвої жили співвідношення  $P_{ж} / P_e$  буде в 1,6 разів меншим.

У разі, коли екрани кабелю заземлені з одного боку, визначення підлягає найбільша напруга на екрані відносно землі, для знаходження якого крім відповідних розрахункових [52] формул також можуть застосовуватися і узагальнені графічні залежності (рис. 3.13).

У разі, якщо довжина кабелю відрізняється від 1000 м, а струм в жилі від 1000 А, отриману за допомогою рис. напругу на екрані необхідно помножити на величину.

У разі, коли екрани кабелю заземлені по кінцях і транспоновані, розрахунку підлягає найбільша напруга на екрані відносно землі. У симетричному і несиметричному режимі вона визначається величиною  $X^*$ , для визначення якої використовують або розрахункові вирази або узагальнені графічні залежності рис. 3.13. У разі, якщо довжина кабелю

відрізняється від 1000 м, а струм в жилі від 1000 А, отриману за допомогою рис. 3.14 напругу корегують згідно формули, наведеної вище.

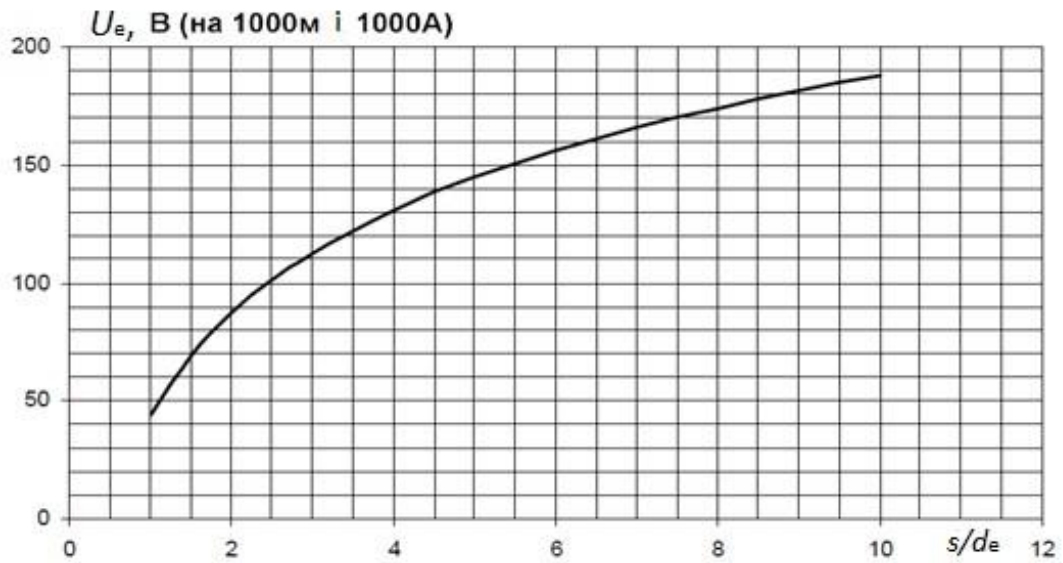


Рисунок 3.13 – Напруга на екрані кабелю відносно землі для розрахунку по (1), (6), (7) в залежності від співвідношення  $s/d_e$  для кабелю довжиною 1000 м при струмі 1000 А

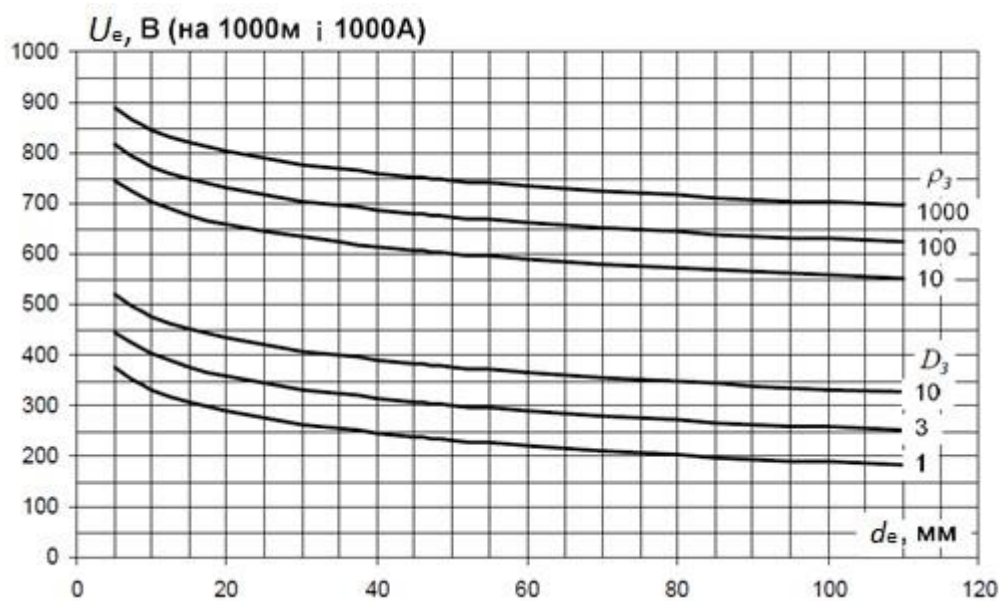


Рисунок 3.14 – Напруга на екрані кабелю

Напруга на екрані кабелю відносно землі для розрахунку по (2) в залежності від діаметра екрана  $d_e$  або опору ґрунту  $\rho_z$  (10, 100, 1000 Ом·м) або глибини (1, 3, 10 м) для кабелю довжиною 1000 м при струмі жили 1000 А

### 3.3 Розрахунок заземлення екрану кабельної лінії 20 кВ

Вибір способу заземлення екранів кабелю із зшитого поліетилену (КЗПЕ) при проектуванні енергооб'єктів проводиться після визначення його параметрів. Основними параметрами КЗПЕ є номінальна напруга і переріз жили. Після розробки головної електричної схеми об'єкта проводиться визначення схеми заземлення екранів КЗПЕ [51].

Розрахунки для вибору схеми заземлення екранів було проведено для кабелю АПвЭВнг (виробленого заводом «Південкабель»), з наступними параметрами, занесеними в табл. 3.1, який використовується для живлення трансформаторної підстанції (рис 3.15), фази кабелю розташовані в площині, з відстанню між сусідніми фазами, рівним зовнішньому діаметру кабелю [50]:

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики кабелів

Назва параметру	Тип кабелю	
	АПвЭВнг-10	АПвЭВнг-20
Переріз жили, мм <sup>2</sup>	240	240
Переріз екрану, мм <sup>2</sup>	25	25
Зовнішній діаметр кабелю, мм	38	42
Зовнішній діаметр екрану, мм	30	35
Довжина кабелю, м	500	500
Допустимий струм короткого замикання, кА	5.1	5.1

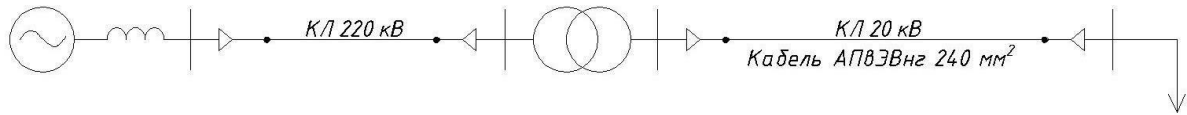


Рисунок 3.15 – Розрахункова схема

Виконуємо розрахунок параметрів, необхідних для визначення способу заземлення:

$$Z_{же} - Z_{к} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{s}{r_e},$$

де відстань між осями фаз розраховується так, як:

$$s = 2 \cdot 42 \cdot 10^{-3} = 0,084 \text{ м},$$

тоді:

$$Z_{же} - Z_{к} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{0,084}{0,0175} = j0,955 \cdot 10^{-4},$$

$$Z_{же} = R_e + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_e}{r_e},$$

де погонний опір землі визначається згідно виразу:

$$R_e = \frac{\pi}{4} \mu_0 f,$$

$$Z_{же} = 5 \cdot 10^{-5} + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{1}{0,0175} = 5 \cdot 10^{-5} + j2,543 \cdot 10^{-4} \text{ Ом/м}.$$

За умови заземлення екранів з двох сторін співвідношення втрат в екрані і жилі є великими (табл.3.2), з того виходить, що коефіцієнт використання пропускної здатності кабелю є занадто малим. Зрозуміло, що за наявності втрат в екранах пропускна здатність кабелю використовується менше ніж на 50 %, що недопустимо. Необхідні заходи в боротьбі з втратами в екранах [52].

Зважаючи на те, що довжина кабелю менша ніж 1 км, то слід в першу чергу розглянути варіант одностороннього заземлення екрана. Для цього розраховується напруга на незаземленому кінці екрана. Розрахунок проводимо для випадку однофазного замикання, так як за трифазного короткого замикання, напруга на екрані буде меншою. Напруга на екрані дорівнює:

$$U_e = |Z_{же}| \cdot I_{кз} \cdot l_K,$$

-для кабелю, розрахованого на напругу 20 кВ:

$$U_e = |2,592 \cdot 10^{-4}| \cdot (5,1 \cdot 10^3) \cdot 500 = 0,66 \text{ кВ.}$$

Отримане значення напруги 0,66 кВ менше за рекомендовану гранично припустиму напругу 5 кВ. Отже, варіант з одностороннім заземленням екрана є прийнятним.

В таблиці 3.2 наведено розрахунок напруги на екрані для напруги 10 і 20 кВ, за умови прокладання при якому фази кабелю розташовані в площині з відстанню між сусідніми фазами, та довжиною кабелю становить 500 м. Як свідчать результати здійснених розрахунків, при будь-якому перерізі кабелю 20 кВ за зазначених умов напруга на його екрані не перевищить припустимого рівня.

Для порівняння проведено розрахунок для тих самих кабелів [50], але довжина прокладання кабельної траси 10 км

Для кабелю більшої довжини (10 км) було також розраховано і обрано схему заземлення екрану. Кабель прокладено в траншеї, жили розташовано «трикутником». Результати розрахунків зведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.2 – Розрахункові параметри для кабелю довжиною 500 м

Розрахований параметр	Тип кабелю	
	АПВЭВнг-10	АПВЭВнг-20
$Z_{же}-Z_{к}$	$j1,02 \cdot 10^{-4}$	$j 0,986 \cdot 10^{-4}$
$Z_{же}$	$5 \cdot 10^{-5} + j2,64 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-5} + j2,54 \cdot 10^{-4}$
$ Z_{же} $	$2,69 \cdot 10^{-4}$	2,59
Співвідношення струмів в екрані і в жилі кабелю $I_e/I_{ж}$	0,78	0,74
Співвідношення втрат в екрані і в жилі кабелю $P_e/P_{ж}$	5	4,3
$K_B$	0,408	0,434
$U_e$ , кВ	0,686	0,660

Зрозуміло, що за наявності втрат в екранах пропускна здатність кабелю використовується менше ніж на 50 %, що недопустимо, враховуючи високу вартість кабелю. Необхідні заходи в боротьбі з втратами в екранах.

Для кабельних ліній такої довжини в якості заходів в боротьбі з втратами одностороннє заземлення не припустиме, оскільки напруга на екрані у цьому випадку перевищить припустиме значення.. Таким чином, потрібно застосувати транспозицію екранів [52].

При трифазному короткому замиканні напруга в екрані розраховується наступним чином:

$$U_e = \frac{|Z_{же} - Z_{к}| \cdot I_{кз} \cdot l_{к}}{3N},$$

Отже, зі зроблених розрахунків зрозуміло, що навіть при одному повному циклі транспозиції  $N=1$  напруга у вузлі транспозиції буде меншою ніж допустиме значення 5 кВ. Для кабелю, який розглядався в даному прикладі достатньо одного повного циклу транспозиції.

Таблиця 3.3 – Розрахункові параметри для кабелю довжиною 10000 м

Розрахований параметр	Тип кабелю	
	10	20
$Z_{ж\epsilon}-Z_k$	$j1,02 \cdot 10^{-4}$	$j 0,986 \cdot 10^{-4}$
$Z_{ж\epsilon}$	$5 \cdot 10^{-5} + j2,64 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-5} + j2,54 \cdot 10^{-4}$
$ Z_{ж\epsilon} $	$2,69 \cdot 10^{-4}$	$2,59 \cdot 10^{-4}$
Співвідношення струмів в екрані і в жилі кабелю $I_\epsilon/I_{ж}$	0,78	0,74
Співвідношення втрат в екрані і в жилі кабелю $P_\epsilon/P_{ж}$	5	4,3
$K_B$	0,408	0,434
$U_\epsilon$ , кВ	1,734	1,676



## ВИСНОВКИ

В ході виконання кваліфікаційної магістерської роботи було вирішено такі задачі:

1. Проведено аналіз стану та особливостей функціонування розподільних мереж напругою 20 кВ в енергетичній галузі України;
2. Досліджено та узагальнено переваги передачі електроенергії використовуючи розподільні мережі напругою 20 кВ;
3. Описано світовий досвід розвитку електричних розподільних мереж напругою 20 кВ;
4. Зроблено вибір коректного способу заземлення екранів кабелів для зменшення втрат активної потужності в кабелі із зшитого поліетилену 20 кВ.

В ході вирішення задач, поставлених в роботі, можливо зробити висновок про те, що найбільш використання каталожних даних по навантаженнях можливе лише для кабелів з перерізом жили до 500 мм<sup>2</sup> і перерізом жили до 70 мм<sup>2</sup>. Коли переріз жили та/або екрана перевищує вказані значення, незалежно від довжини кабелю його пропускна спроможність виявляється меншою, ніж по каталогах.

Транспозиція є універсальним і ефективним засобом радикального зниження втрат в екранах однофазних кабелів. Довжина кабелів ніяк не впливає на необхідність транспозиції, але впливає на кількість циклів транспозиції, яке рекомендується.

Для коротких кабелів можливе застосування неповного циклу транспозиції, що вже дозволяє частково знизити втрати в екранах за економії з'єднувальних муфт.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ

1. Бабушкин В. М. Электрические сети: развитие, новые решения. Пособие для энергетиков / В.М. Бабушкин, В. А. Нейман, В. А. Чевычелов. – Киев: Энергетика и электрификация, 2002. – 168 с.
2. Ершевич В.В. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В. В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов и др.; под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – Москва: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
3. Гончар М.І. Деякі аспекти вибору напруги 20 кВ для сільських розподільних мереж / М.І. Гончар, С.А. Попадченко // Харківський національний технічний університет сільського господарства ім. П. Василенка. Вип. 130. "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України" /ХНТУСГ. – Х., 2012. – С. 6 – 8.
4. Містобудівні умови і обмеження забудови земельної ділянки №141 // Затверджено наказом департаменту архітектури та містобудування Вінницької міської ради. – 2017. - №55\2
5. Тодирка С. В большом мегаполисе за сетями 20 кВ – будущее / С. Тодирка // Энергоэксперт. – 2010. – №5. – С. 56–58.
6. Козлов В.А. Справочник по проектированию электроснабжения городов. В.А. Козлов, Н.И. Билик, Д.Л. Файбисович. – Л.: Энергоатомиздат, 1986. – 256 с.
7. Маслов А.Н., Свистунов А.С. Проблемы и особенности построения распределительных сетей крупных городов и мегаполисов // Доклады Всемирного электротехнического конгресса, 2011.
8. Козлов В.А. Электроснабжение городов. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 263с.

9. Пелисье Р. Энергетические системы. – М.: Высшая школа, 1982. – 568с.
10. Забезпечення безпеки експлуатації електричних мереж в рамках енергетичної стратегії України шляхом впровадження пілотних проектів з переходу системи передачі та розподілу електричної енергії з триступеневої на двоступеневу [Електронний ресурс]: презентація. – НКРЕКП. – Київ, 2016. – Режим доступу: <http://www.slideshare.net/NKREKP/18072016-64339669> – URL.
11. Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Федоров, В.В. Каменева. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
12. Разумний Ю.Т. Енергозбереження: навч. посіб. / Ю.Т. Разумний, В.Т. Заїка., Ю.В. Степаненко. – Д.: НГУ 2005.
13. Пивняк Г.Г. Несимметричные повреждения в электрических сетях карьеров: справ. пособ./ Г.Г. Пивняк, Ф.П. Шкрабец. – М.: Недра, 1993.
14. Зорін В.В. Електричні мережі та системи: навч. посіб / В.В. Зорін, Є.А. Штогрин, Р.О. Буйний. – Ніжин: ТОВ «Вид. «Аспект-Поліграф», 2011.
15. Иванов В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
16. Шидловский А.К. Повышение качества энергии в электрических сетях / А.К. Шидловский, В.Г. Кузнецов.– К.: Наук. думка, 1985.

**SUMMERY**