

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії  
Кафедра електричної інженерії

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

до кваліфікаційної магістерської роботи

галузі знань 14 Електрична інженерія

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

спеціалізації Електротехнічні системи електроспоживання

освітнього ступеня - магістр

на тему

**Аналіз сучасного стану  
розподільних мереж України**

Виконав: здобувач вищої освіти групи ЕЕ-22дм

Конько Едуард Геннадійович

(прізвище, та ініціали)

(підпис) 

Керівник

доц. Мелконова І.В.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Завідувача кафедри

доц. Руднев Є.С.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Рецензент

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Київ-2023

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет \_\_\_\_\_ інженерії \_\_\_\_\_  
Кафедра \_\_\_\_\_ електричної інженерії \_\_\_\_\_  
Освітній ступень \_\_\_\_\_ магістр \_\_\_\_\_  
Галузь знань \_\_\_\_\_ 14 \_\_\_\_\_ Електрична інженерія \_\_\_\_\_  
(шифр і назва)  
Спеціальність \_\_\_\_\_ 141 \_\_\_\_\_ Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка \_\_\_\_\_  
(шифр і назва)  
Спеціалізація \_\_\_\_\_ Електротехнічні системи електроспоживання \_\_\_\_\_  
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувача кафедри  
доц. Руднев Є.С.

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2023 року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**

\_\_\_\_\_ Конько Едуард Геннадійович \_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Аналіз сучасного стану розподільних мереж України

**Керівник роботи** \_\_\_\_\_ к.т.н., доц. Мелконова І.В. \_\_\_\_\_,

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від “23” жовтня 2023 року №  
564/15.23-С

2. Строк подання студентом роботи \_\_\_\_\_ 06.12.2023 \_\_\_\_\_

3. Вихідні дані до роботи: Провести дослідження трансформаторів, асинхронних машин, синхронних машин та машин постійного струму.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): Вступ. Аналіз світового досвіду використання напруги 20 кВ в системах розподілу електричної енергії; Конструктивні особливості кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену та схеми побудови розподільної мережі на напругу 20 кВ; Розрахунок екранів кабелів з шитого поліетилену напругою 20 кВ.

5. Перелік графічного матеріалу: Плакати, що пояснюють суть магістерської роботи в кількості 5 шт

6. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 05.09.2023р. \_\_\_\_\_



## ЗМІСТ

ВСТУП.....	13
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СВІТОВОГО ДОСВІДУ ВИКОРИСТАННЯ НАПРУГИ 20 КВ В СИСТЕМАХ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	16
1.1 Особливості побудови систем електропостачання України на сьогоднішній день .....	16
1.2 Світовий досвід використання мереж напругою 20 кВ.....	18
1.3 Доцільність переведення розподільних мереж на напругу 20 кВ .....	24
1.4 Шляхи та перспективи розвитку розподільних електричних мереж напругою 20 кВ в Україні .....	29
Висновки до розділу 1 .....	35
РОЗДІЛ 2 КОНСТРУКТИВНІ ОСОБЛИВОСТІ КАБЕЛІВ З ІЗОЛЯЦІЄЮ ІЗ ЗШИТОГО ПОЛІЕТИЛЕНУ ТА СХЕМИ ПОБУДОВИ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ НА НАПРУГУ 20 КВ .....	36
2.1 Конструкція та алгоритм вибору параметрів кабелів 20 кВ із зшитого поліетилену.....	36
2.2 Режими роботи нейтралі розподільних ліній напругою 20 кВ .....	47
2.3 Схеми побудови розподільних мереж 20 кВ .....	49
Висновки до розділу 2 .....	56
РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК ЕКРАНІВ КАБЕЛІВ З ШИТОГО ПОЛІЕТИЛЕНУ НАПРУГОЮ 20 КВ.....	57
3.1 Екранування кабелів напругою 20 кВ та обґрунтування схем їх заземлення. ....	57
3.2 Алгоритм розрахунку екранів кабелів 20 кВ .....	65
3.3 Розрахунок заземлення екрану кабельної лінії 20 кВ .....	76
Висновки до розділу 3 .....	80

## ВСТУП

Енергетична галузь є тим фундаментом, на який опирається економіка будь-якої країни. Саме вона є запорукою успіху господарчої діяльності, ознакою, яка характеризує рівень життя населення. Нажаль, результати досліджень останніх років свідчать про велику кількість проблем у вітчизняній енергетиці, які потребують якомога найшвидшого розв'язання. Серед них першочерговими є проблеми надійного та якісного енергозабезпечення, підвищення енергетичної безпеки країни, розробка та впровадження енергоощадних технологій, ефективного та сталого функціонування всієї енергосистеми, вдосконалення структури енергетики, реконструкція та оновлення матеріальної бази галузі, інтеграція енергетики України з Європейською енергетичною системою.

**Актуальність дослідження.** Наразі, існуючі розподільні мережі України можна характеризувати як морально та 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.

В роботі описано можливості та переваги переходу розподільних мереж середньої напруги (6) 10 кВ на напругу 20 кВ. Даний напрямок вважається перспективним та необхідним рішенням для нашої країни, так як 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 дисертаційної 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.

**Наукова цінність** полягає у вирішенні науково-технічної задачі, яка має суттєве значення для електроенергетичної галузі та полягає в розробці науково обґрунтованих рекомендацій стосовно впровадження ліній напругою 20 кВ в системи електропостачання.

**Практична значимість пов'язана з** застосованим комплексного підходу до обґрунтування техніко-економічної доцільності використання напруги 20 кВ в системах розподілу електричної об'єднаної енергосистеми України.

# 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]. Якщо припиниться електропостачання, то не буде подачі води, тепла, відключиться система кондиціонування та вентиляції, зупиниться передача інформації, що може призвести до надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру, створити загрози енергетичній безпеці держави та зростанню соціальної напруги серед населення [8]. Крім того, Україна має свої специфічні проблеми, зокрема, дефіцит паливних ресурсів, практична відсутність диверсифікації їхнього імпорту, зношеність матеріальної бази енергетики, низька енергоефективність, значні втрати енергії в енергосистемі та багато інших [12].

Зокрема, втрати обумовлені дисбалансом навантаження й реактивної потужності, зношеністю трансформаторів та ліній [15]. Оптимальне розміщення конденсатора в мережі покращує коефіцієнт потужності та зменшує реактивну потужність. Заміна перевантажених і технічно застарілих трансформаторів зменшує втрати в міді та залізі. Старі кабелі та провідники повинні бути замінені, оскільки їх підвищений опір призводить до додаткових втрати енергії.

Отже, існує низка нагальних проблем, які потребують економічно доцільного, обґрунтованого та ефективного вирішення. Однією з перших вад, яка постає – це застаріле обладнання, яке все частіше виходить з ладу і



потребує докорінної заміни, натомість ремонтується лише мала частина ділянки, щоб відновити роботи електроенергетичної мережі, і не робиться нічого для покращення мережевого комплексу в цілому. На даний момент маємо ситуацію, що більше 50% усього обладнання, яке використовується сьогодні перебуває в експлуатації понад 40 років, що зумовлює величезні витрати на ремонти та технічне обслуговування обладнання [1]. Особливо гостро така проблема постає у зимовий період, коли через шквальні вітри та низьку температуру виникають аварійні ситуації (завалення старих опор, зриви проводів та інше), і споживачі залишаються без постачання електричної енергії на значний період часу.

Інша проблема, яка впливає з попередньої, - це неможливість передавання необхідної потужності у мережу існуючими шляхами, через недостатню пропускну спроможність існуючих ліній електропередачі. На сьогоднішній день маємо ситуацію, що електричні мережі напругою 6(10) кВ майже вичерпали резерв пропускну спроможності, мають надзвичайно низький рівень автоматизації та застаріле обладнання, що обмежує можливість дистанційного управління. Існує шлях вирішення, при якому потрібне спорудження нових центрів живлення та додаткових розподільних підстанцій. Проте, в великих містах (мегаполісах), для яких характерне збільшення електроспоживання, дуже велика щільність забудови та кількість комунікацій, що ускладнює, а, іноді, унеможлиблює додаткові побудови.

Необхідно звернути увагу на те, що все частіше виникає питання підвищення енергоефективності роботи електричних мереж, що включає в себе зменшення втрат електричної енергії, збільшення відстані, на яку вона передається, забезпечення надійності, якості та економічності енергопостачання. Ці показники регламентуються відповідними нормативними документами та правилами, і їх відхилення від заданих значень погіршують умови експлуатації електроустаткування енергопостачальних організацій і споживачів електроенергії та можуть призвести до значних збитків. У середньому, частка недовідпуску

електроенергії кінцевому споживачу складає близько 70%, що відбувається через технологічні порушення у мережі 6 (10) кВ. Враховуючі такі обставини, підтримання показників якості електричної енергії в допустимих межах є досить важливим завданням [1].

Погіршення технічного стану електромереж у разі відсутності достатнього рівня інвестиції у їх відновлення та розвиток до 2021 року досягне критичного рівня, що призведе до значного підвищення ризику аварій, відключень, знеструмлення споживачів, обмеження робочої потужності електричних станції та виникнення дефіциту потужності, що призведе до зростання імпорту електроенергії, і, як наслідок, - до зниження енергетичної безпеки країни [23].

Для нормальної роботи системи електропостачання України необхідно підвищити надійність та безпеку електропередавальної мережі, оптимізувати витрати на обслуговування, оновити зношені основні фонди та усунути прогалини в системі передачі електроенергії [23].

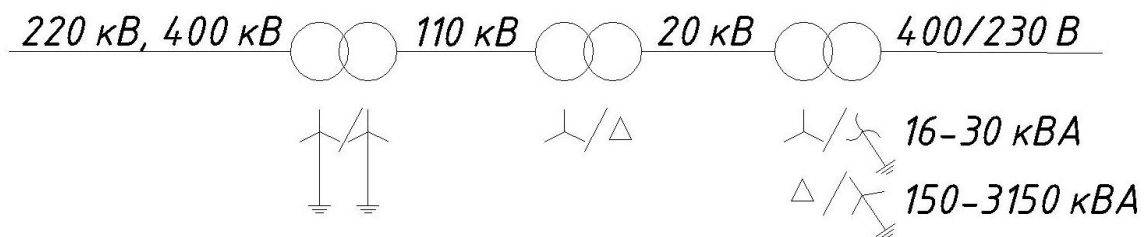
## **1.2 Світовий досвід використання мереж напругою 20 кВ**

У сучасному світі, одним зі способів вирішення питання підвищення ефективності функціонування розподільних мереж вважається підвищення класу напруги, зокрема, використання напруги 20 кВ. Таке рішення використовує багато країн як на заході, так і на сході: Франція, Німеччина, Австрія, Швеція, Фінляндія, Латвія, Корея, Китай, Росія та багато інших [26]. Використання класу напруги 20 кВ в розподільних мережах є доцільним у зв'язку зі збільшенням щільності навантаження.

Треба звернути увагу, що в кожній країні історично сформувалися свої особливі визначені технічні рішення для розподілу електроенергії. В результаті чого розподільні мережі кожної окремо розглядуваної країни мають свої відмінні особливості.

Відмінністю мереж Фінляндії є те, що вони були сформовані в результаті співробітництва виробників обладнання і мережевих компаній. Такі відносини виникли внаслідок вимог до електропередавальних компаній від виробників участі в тестуванні їхнього обладнання. Для оптимізації роботи розподільних мереж бралися такі фактори, як: надійність, безпека, витрати на обслуговування та ремонт. Таким чином була створена стратегія розвитку енергосистеми, яка існує на сьогоднішній день.

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

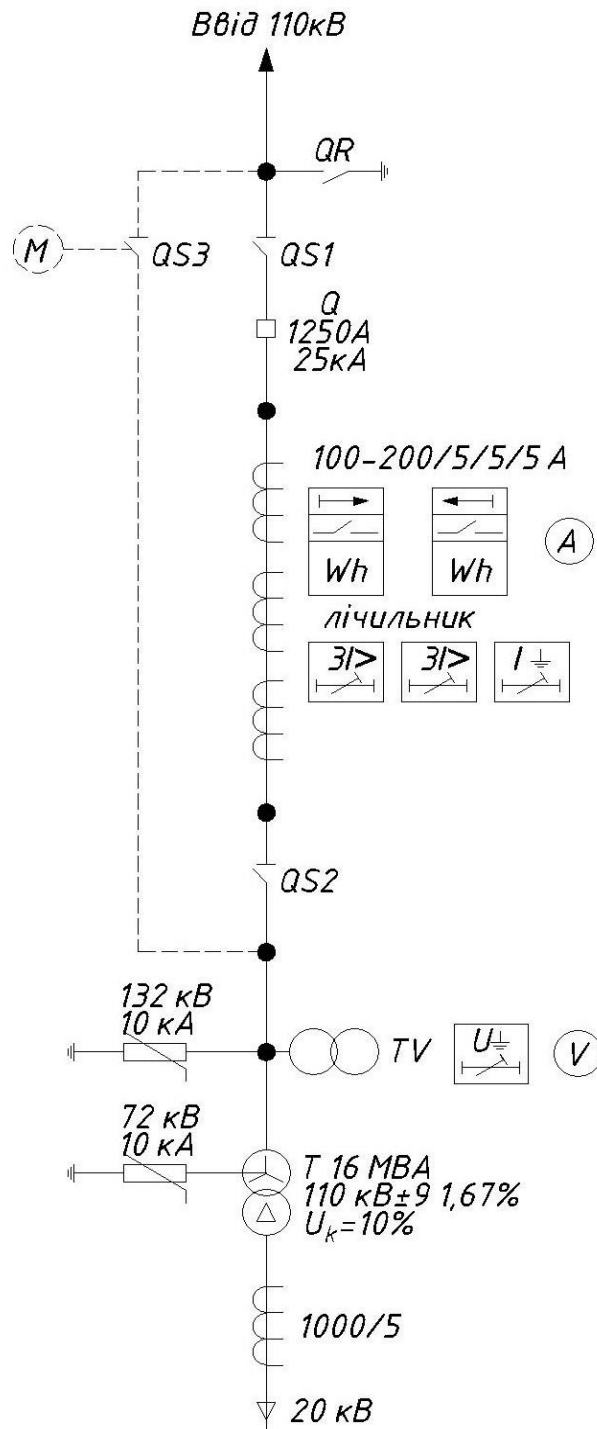


[5].

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

В містах, зазвичай, використовуються двох- 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 1.2 – Однолінійна схема  
однотрансформаторної підстанції 110/20 кВ

На стороні 110 кВ використовуються трифазний максимальний релейний захист з незалежною витримкою часу, резервний чутливий максимально-струмовий захист нульової послідовності, диференційний захист. Окрім цих видів захисту, на шинах 20 кВ використовується груповий захист від зниження частоти, від підвищення та зниження напруги.

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 багатофазних 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.

У більшості фінських мереж 20 кВ використовуються режим ізольованої нейтралі і режим заземлення нейтралі через дугогасний реактор. Це обумовлено високим опором ґрунту, що є характерним для Фінляндії (середнє значення опору ґрунту в Фінляндії складає 2300 Ом·м). Застосування режимів ізольованої і заземленої через дугогасний реактор нейтралі забезпечує кращу чутливість релейного захисту до пошкодження через значні перехідні опори.

У сільській місцевості щільність навантаження невелика і ступінь надійності електропостачання, що забезпечується радіальною мережею деревовидної структури (рис. 1.3), досить висока.

Головні живлять радіальний ділянку фідери («стовбур» дерева) зазвичай мають двостороннє живлення з розподілом в деякій точці, як показано на схемі. У точці розділення фідера встановлений дистанційно керований вимикач навантаження - роз'єднувач. На початку кожної «гілки» деревовидної мережі і через кілька кілометрів по довжині «стовбура» встановлені роз'єднувачі. Така побудова полегшує локалізацію пошкодження і забезпечує секціонування мережі. Роз'єднувачі можуть бути обладнані пристроями дугогасіння, що дозволяє комутувати струми навантаження, і

дистанційним керуванням, яке є одним з головних напрямків автоматизації фінських мереж 20 кВ.

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.

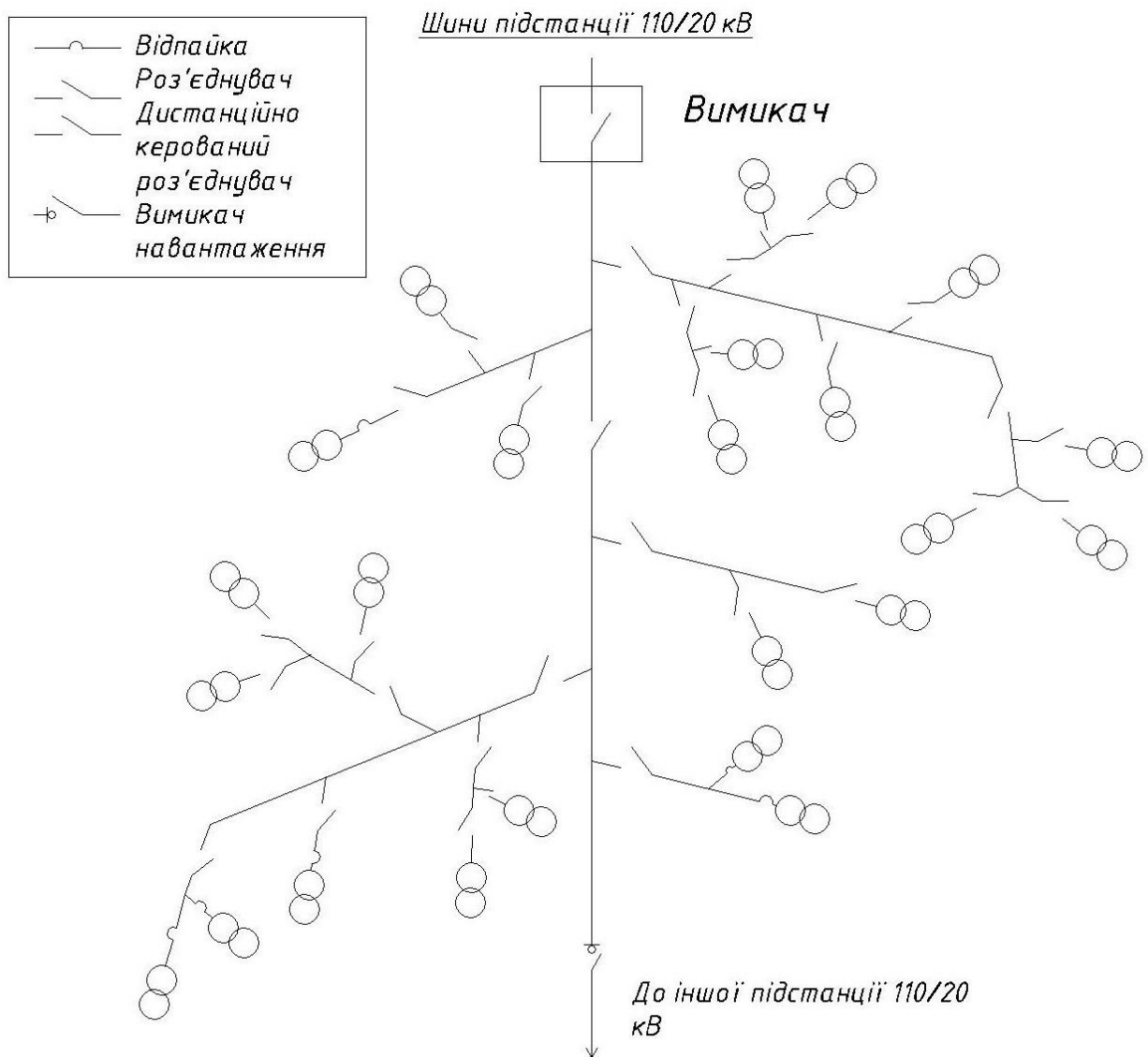


Рисунок 1.3 – Схема електропостачання споживачів сільської місцевості в Фінляндії

На стороні 20 кВ понижувальних підстанцій 20/0,4 кВ використовуються прості і дешеві роз'єднувачі. Роз'єднувачі за рахунок наявності пристроїв гасіння дуги можуть відключати повністю навантажений трансформатор потужністю до 500 кВА.

Також, в процесі експлуатації підстанцій 20/0,4 кВ була змінена конструкція трансформаторів. Зокрема, був виключений розширювальний бачок, що зменшило число пошкоджень і полегшило транспортування. Крім того, з конструкції трансформаторів був вилучений перемикач ПБЗ, що підвищило надійність трансформаторів і знизило їх вартість.

Фінські мережеві компанії справедливо вважають, що чим простішою є конструкція понижуючих ТП 20/0,4 кВ, тим більш економічно їх використання і вище надійність. Проста і надійна понижуюча підстанція малої потужності може бути наближена безпосередньо до споживача. При цьому різко скорочується протяжність мережі 0,4 кВ та істотно знижуються втрати [5].

У кабельних мережах 20 кВ використовуються малогабаритні ТП 20/0,4 кВ кіоскового типу [28]. Такі ТП надходять споживачеві від одного виробника як закінчене рішення, що забезпечує швидкий монтаж і підключення.

Ще одним прикладом досвіду впровадження напруги 20 кВ [11] є розподільна мережа м. Москви. В даний час в місті запроектовано, побудовано та експлуатується близько 1000 км кабельної мережі 20 кВ для технологічного приєднання споживачів. Запроваджені мережі вже зараз охоплюють всю територію міста і створює можливості для розвитку його ділової, транспортної, житлової та комунальної інфраструктури [17].

Електрична мережа 20 кВ з'явилася в м. Москві на початку 2000-х р Це було пов'язано з будівництвом Московського міжнародного ділового центру «Москва - Сіті». Споживана потужність інженерних систем будівель в ньому оцінювалася на рівні 15-30 і більше МВт. Внаслідок чого фахівці схилилися

до введення більш високого, ніж 10 кВ, ступеня напруги розподільної мережі [17].

Реконструкція та переведення розподільної мережі на клас напруги 20 кВ у Москві проводилося в три етапи, що може бути взято як приклад при розробленні проекту по провадженню 20 кВ в Україні. На першому етапі збиралися та аналізувалися дані, оцінювалися втрати енергії в мережі, аналізувалися недоліки існуючої на той момент ситуації. На другому етапі розглядалися способи розвитку електричних мереж з урахуванням навантаження до 2020 року, проводився техніко-економічний розрахунок пропозицій по формуванню схем побудови електричних мереж [16].

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

Передбачувано, що в довгостроковій перспективі в електромережевому комплексі країни на перший план мають виходити проблеми функціонування, розвитку і якісної модернізації розподільних мереж. Такий погляд на розвиток обумовлений традиційними проблемами розподільного комплексу і останніх тенденцій змін структури генеруючих потужностей та розподілу енергії. В результаті постає необхідність не лише розвитку за рахунок введення нових і покращення існуючих мереж, але і зміни загальних принципів роботи розподільного комплексу зі значним підвищенням його надійності, якості електричної енергії і управління режимами, що обумовлене постійним зростання вимог споживачів.

Для того, щоб рухатись у напрямку покращення електромережевого комплексу потрібно удосконалювати розподільні електричні мережі, що не можливо при існуючих: фізичному та моральному зношенні електрообладнання, великих втратах електричної енергії, низькому рівні автоматизації [22]. Наразі, зростання електричного навантаження часто призводить до технічної межі використання існуючих мереж. Як альтернативу, можна розглядати розбудову лінії, встановлення додаткових



генеруючи потужностей для того, щоб забезпечити нових споживачів електропостачанням. Проте згадані підходи не вирішують проблеми забезпечення промислових підприємств та міст електричною енергією нормованої якості та у необхідній кількості.

В повній мірі це відноситься і до кабельних та повітряних ліній електропередачі напругою 6 (10) кВ. За умови зростання навантаження, бажання передати по ним велику або хоча б близьку до номінальної потужність нерідко пов'язано зі збільшенням числа пошкоджень та аварій і, як наслідок, частими перебоями в електропостачанні споживачів. При цьому значне зростання вартості землі в великих містах надзвичайно ускладнює збільшення пропускної здатності мережі за рахунок введення нових ліній.

Спорудження додаткових центрів живлення і розподільних підстанцій з необхідним лініями електропостачання могло б вирішити проблему, проте в більшості великих міст, в яких і спостерігається активне зростання електроспоживання, щільна забудова і наявні комунікації вкрай ускладнюють вирішення даних завдань [26].

Сучасні тенденції розвитку електричних мереж свідчить про необхідність застосування більш високого класу напруги. Перехід електричних мереж на середню напругу 20 кВ дозволить, щонайменше, забезпечити більш високий рівень надійності енергопостачання споживачів [37].

Серед критеріїв, які враховуються при проектуванні нового будівництва та реконструкції електричних мереж для переведення їх на напругу 20 кВ, вважається наявність щільності електричних навантажень понад 10 МВт/км<sup>2</sup> або необхідність передачі електричної потужності від 3 до 10 МВт на відстань 25-50 км. Також застосування напруги 20 кВ може бути економічно виправдане при вартості основного електрообладнання (включаючи кабелі) не більше 130% вартості електрообладнання при 10 кВ; поверхневої густини електричних навантажень не менше 30 МВт/км<sup>2</sup>; при використанні кабелів з ізоляцією з прошитого поліетилену, а в малих містах і

СЕП сільськогосподарських районів при використанні повітряних ліній з ізолюваними або самонесучими проводами [38].

Переваги більш високих класів напруги для розподільчих мереж великих міст очевидні. Так, зокрема, при зміні перерізу лінії від 50 до 150 мм<sup>2</sup> зменшення питомих витрат (\$/кВА км) становить для кабелів 6 кВ - 1,63; для кабелів 10 кВ - 1,55; для кабелів 20 кВ - 2,06 і для кабелів 35 кВ - 2,35 рази [40]. Таким чином, зі збільшенням напруги лінії передачі, ефективність застосування кабелів великого перерізу збільшується. Аналогічним чином можна продемонструвати і підвищення ефективності використання провідникового матеріалу кабелів зі збільшенням напруги. Так питома витрата металу в кабельних лініях, кг/(кВА·км) складе: при використанні алюмінієвих жил для 6 кВ - 0,56; для 10 кВ - 0,34; для 20 кВ - 0,17; для 35 кВ - 0,1; при використанні мідних жил для 6 кВ - 1,1; для 10 кВ - 0,62; для 20 кВ - 0,32; для 35 кВ - 0,18 [36].

Аналіз питомих витрат потужності та електроенергії в кабелях і обладнанні 6, 10 і 20 кВ показують втрати електроенергії в устаткуванні 20 кВ в 2,7 рази менше, ніж в обладнанні 10 кВ, і в 7,5 разу менше, ніж в обладнанні 6 кВ.

Може скластися враження, що в разі прийняття рішення про доцільність підвищення номінальної напруги на рівні розподілу електричної енергії, раціонально буде відмовитися від напруги 20 кВ, а орієнтуватися відразу на напругу 35 кВ. Але при цьому слід взяти до уваги наступні міркування.

Напруга 35 кВ безумовно має незаперечні переваги в ефективності передачі електроенергії. Однак є ряд недоліків, що стримують її розвиток в містах з високою щільністю забудови:

- РУ 35 кВ, найчастіше, виконують відкритими, а ЛЕП повітряними. Це вимагає відчуження значної території, що унеможлиблює використання цієї напруги в міських умовах з високою щільністю забудови і високу вартість земельних ділянок під ПС, РП, ТП;

- допустима відстань до струмоведучих частин в 2,46 раз більше, ніж в мережах 10 кВ, і в 1,6 разу більше, ніж в мережах 20 кВ, що збільшує габарити обладнання в 2-2,5 рази і, як наслідок труднощі його використання у внутрішньоцехових мережах і висотних будівлях;
- підвищені вимоги до обслуговуючого персоналу і трудність експлуатації в порівнянні з 10-20 кВ.

У той же час обладнання 20 кВ фактично мало відрізняються від використовуваного в мережах 10 кВ при схожості схем і компоновання РУ. Устаткування на 20 кВ (трансформатори, вимикачі, шафи КРУ) є комплектним, компактним і за розмірами можна порівняти з обладнанням на 10 кВ. Відмінність полягає лише в рівні ізоляції [39].

Разом з тим необхідно розуміти, що переведення міських розподільчих мереж на підвищену напругу 20 кВ вимагає вирішення складних економічних і технічних завдань.

В першу чергу проблема пов'язана необхідністю заміни практично всього трансформаторного господарства в системі електропостачання міста. Розподільна мережа в основному живиться від ліній 110 і 220 кВ. Таким чином, перш за все, необхідно змінити напругу вторинних обмоток живлячих трансформаторів 110 і 220 кВ, тобто в живильних мережах необхідно встановити трансформатори 110/20 кВ або 220/20 кВ. Альтернативним варіантом такого дорогого варіанту є установка на живильній підстанції додаткового трансформатора 10/20 кВ. Вибір того чи іншого варіанту може бути зроблений тільки після проведення техніко-економічних розрахунків.

Можливість використання існуючих будівель підстанцій для установки обладнання 20 кВ насамперед визначається можливістю установки основного обладнання підстанції - силового трансформатора [41].

Як показав аналіз номенклатури силових трансформаторів, основні габарити трансформаторів на (6) 10 і 20 кВ відрізняються незначно. Таким чином, габарити існуючих підстанцій дозволяють встановити в них трансформаторне обладнання на напругу 20 кВ без додаткових витрат.

Аналогічна ситуація має місце і з шафами КРП. У загальному випадку комплектний розподільний пристрій являє собою конструкцію, що складається з окремих металевих шаф, пов'язаних між собою за допомогою болтових з'єднань. Металева шафа виготовляється, як правило, методом штампування. Для цілей уніфікації шафи виготовляються однакових розмірів для класів напруги 6, 10, 20 кВ.

Наприклад, компанія «Шнайдер Електрик» випускає універсальні однакові шафи з елегазовим вимикачем на 10 і 20 кВ. Для забезпечення необхідної електричної міцності струмопровідних елементів класу 20 кВ відносно корпусу всередині шафи вжито додаткових заходів (застосування шин з ізоляційним покриттям, вирівнювання електричного поля і ін.).

Таким чином, аналіз конструкцій сучасних блокових КТП, аналіз конструкцій основного електротехнічного обладнання показує, що існуючі компонування будівель підстанцій і їх габарити дозволяють встановити в них високовольтне обладнання на напругу 20 кВ.

Розподіл електроенергії між розподільними трансформаторними підстанціями здійснюється кабельними лініями. Використання розподільної мережі 20 кВ вимагає заміни всього кабельного господарства. З урахуванням зношеності існуючих кабельних мереж напругою 6-10 кВ заміна кабельних ліній поза сумнівом сприятиме підвищенню надійності електропостачання [42].

Додатково до сказаного необхідно зазначити наступне:

1. Силкові трансформатори для центрів живлення (підстанцій 110/20 кВ і 220/20 кВ) і цехових і розподільних (20/0,4 кВ) ТП частково є в номенклатурі трансформаторів, що випускаються в даний час.

2. При наявності високовольтного електродвигунного навантаження (6 або 10 кВ) на промислових підприємстві представляється можливим установка на головних знижувальних підстанціях (ГПП) триобмоткових трансформаторів (110/20 / 10-6 кВ).

3. Що стосується комутаційного обладнання (високовольтні вимикачі, роз'єднувачі, вимикачі навантаження, запобіжники) розподільних пристроїв низької напруги РУ НН 20 кВ, то, наприклад, номенклатура плавких запобіжників на 20 кВ аналогічна номенклатурі їх на 10 кВ, а ціни відрізняються не більше ніж в 2 рази. З високовольтних вимикачів на сьогоднішній день найбільш перспективними є вакуумні та елегазові. Виробництво їх на 10, 20 і 35 кВ промисловістю налагоджено. Що стосується ціни, то вимикач на 20 кВ, звичайно, буде дорожче, ніж вимикач на 10 кВ. І різниця у вартості комутаційних апаратів на 20 і 10 кВ, як показує зарубіжний досвід, становить 20-30%.

#### **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  $60 \text{ кВт/км}^2$ . 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  $60 \text{ кВт/км}^2$ , 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. Значимо, 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.

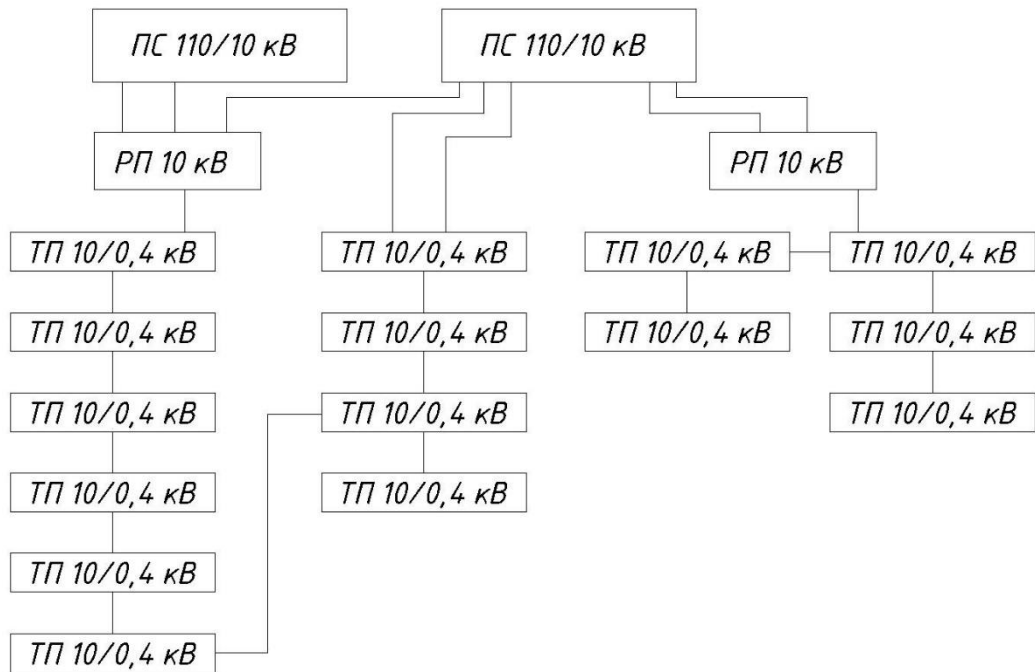


Рисунок 1.4 – Існуюча схема електропостачання  
Південно-західного району Одеси

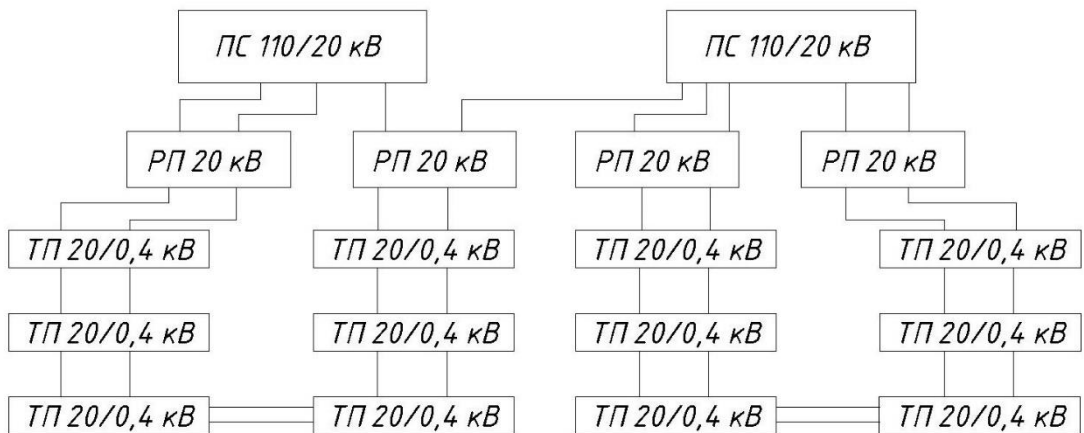
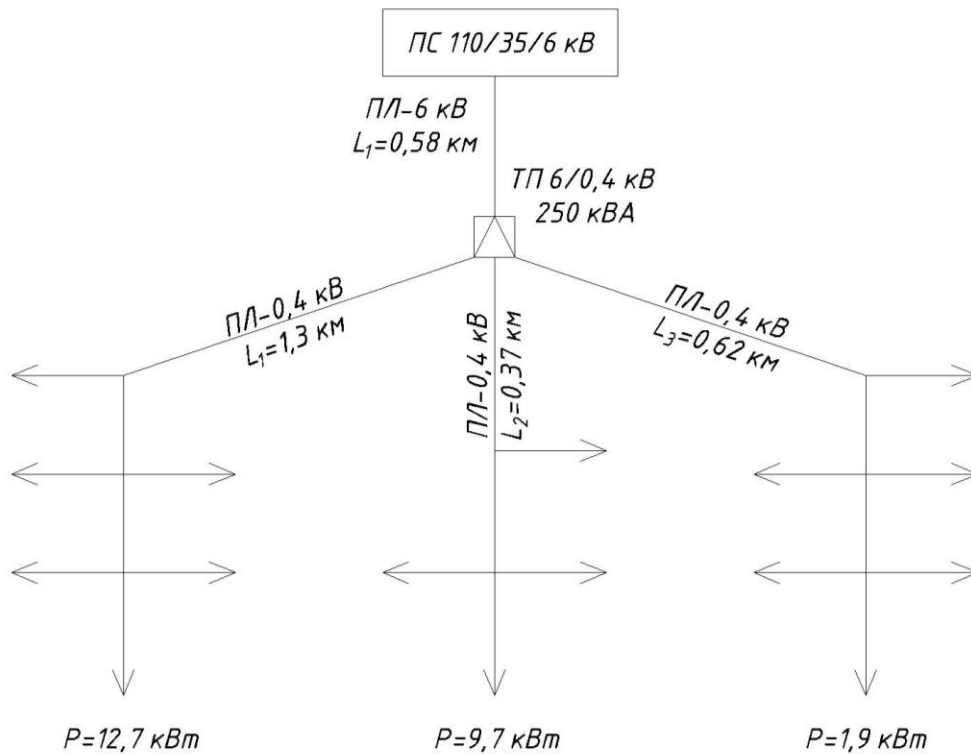


Рисунок 1.5 – Перспективна схема електропостачання  
Південно-західного району Одеси



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



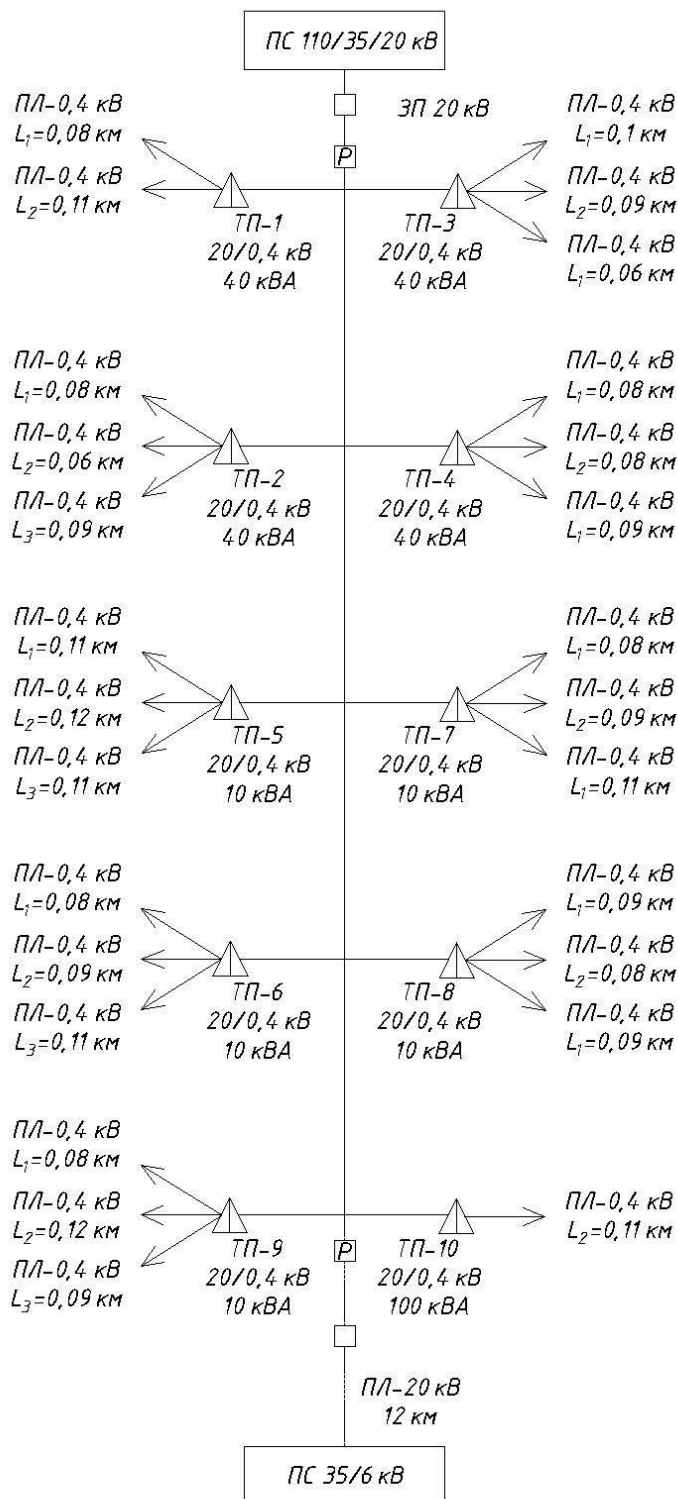
мереж до і після реконструкції та подано порівняльну таблицю (табл. 1.1).

Рисунок 1.6 – Існуюча схема електропостачання в Гніванському вузлі

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
-----------------------------	-----	------



## **Висновки до розділу 1**

На території України будується багато нових міських районів, поселень, реконструюються та прокладаються нові лінії електропередачі, так як, існуючі в більшості міст кабельні і повітряні лінії напругою 6 (10) кВ не справляються зі зростаючим з кожним роком навантаженням і в багатьох випадках фізично зношені. Світові тенденції характеризуються прагненням розвинених країн до впровадження та переходу на більш високий клас напруги (20 кВ) існуючих розподільних електричних мереж.

Застосування напруги 20 кВ в розподільних мережах дозволить перейти на більш високий рівень електропостачання споживачів, збільшити пропускну здатність як мінімум в 2-2,5 рази в порівнянні з мережами напругою 6 (10) кВ в межах тієї ж території, підвищити якість електроенергії та надійність функціонування систем електропостачання. Використання малогабаритних типових РП і ТП високої заводської готовності призведе до зменшення їх вартості. Внесення необхідних коректив в нормативну базу, усунення протиріч і врегулювання питань в законодавстві, а також впровадження нових національних стандартів і технічних регламентів у частині мереж середнього та низького напруги сприятимуть більш динамічному розвитку розподільних мереж.

## **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 (6) 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 прокласти при негативних температурах (до  $-20^{\circ}\text{C}$ ) 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, $^{\circ}\text{C}$	70	90
2. Температура перевантаження, $^{\circ}\text{C}$	75	130
3. Навантажувальна здатність, % (при прокладці в землі)	100	117
4. Стійкість до струмів КЗ, $^{\circ}\text{C}$	200	250
5. Різниця рівнів при прокладці, м	не менше 15	без обмежень

продовження табл. 2.1		
1	2	3
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.

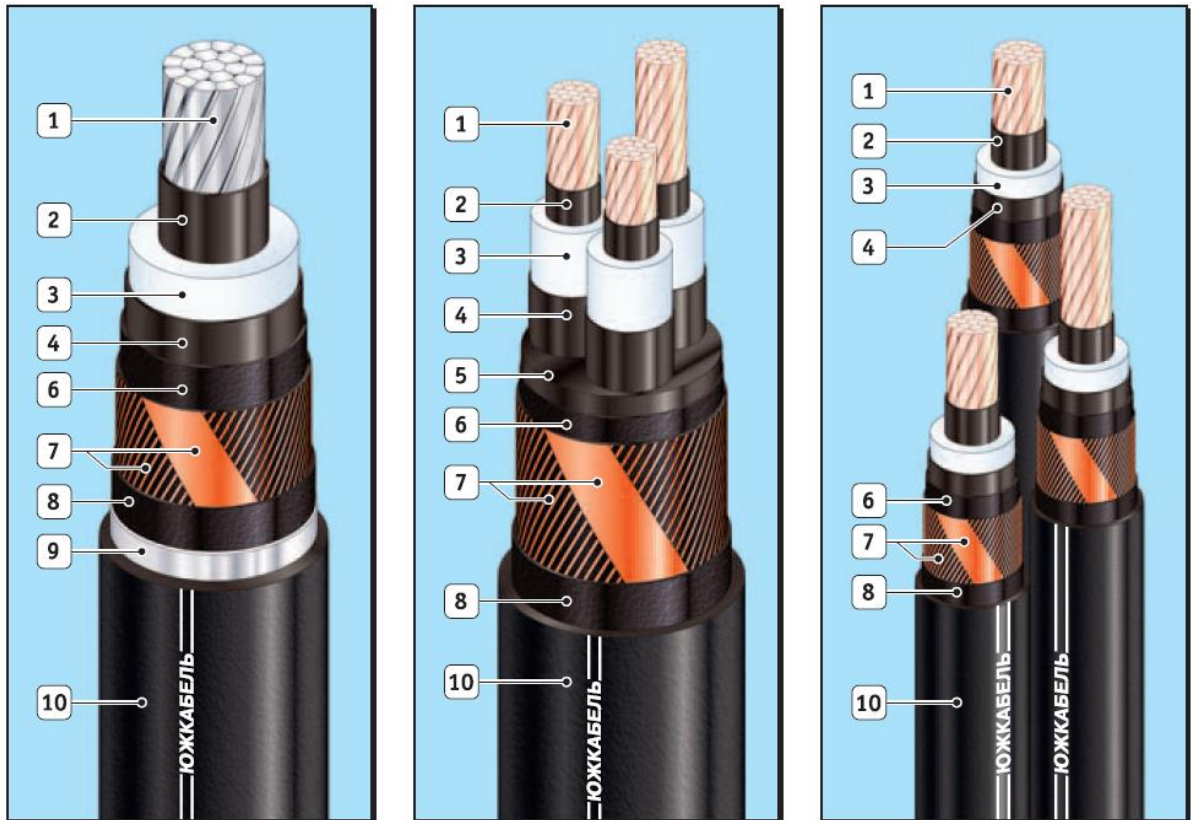


Рисунок 2.1 – Кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену, виготовлені заводом «Південкабель» (1 - багатодротяна ущільнена струмопровідна жила: алюмінієва або мідна; 2 - внутрішній екструдований напівпровідний шар; 3 - ізоляція із зшитого поліетилену; 4 - зовнішній екструдований напівпровідний шар; 5 - екструдоване напівпровідникове заповнення (для трижильних кабелів); 6 - шар обмотки водонабухаючою стрічкою; 7 - мідний екран; 8 - шар обмотки нетканим 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»).

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

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 із 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
	nxS/	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 («flat-formation») або в вершинах рівностороннього трикутника («trefoil-formation»), відповідно.

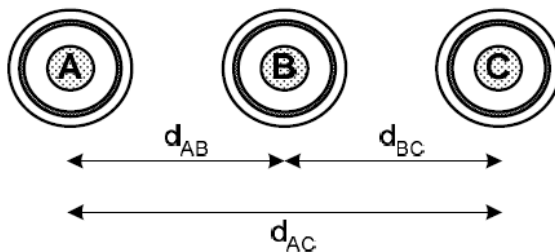


Рисунок 2.2 - Розташування однофазних кабелів в ряд.

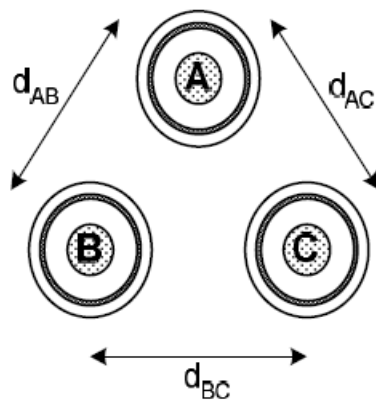


Рисунок 2.3 - Розташування однофазних кабелів в вершинах трикутника





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.

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

Кількість і номінальний переріз жил, мм <sup>2</sup>	Товщина ізоляції, мм	Мінімальний переріз екрана, мм <sup>2</sup>	Зовнішній діаметр кабелю, мм	Маса кабелю, кг/км (орієнтовна)		Допустимі струмові навантаження кабелів, А			
						з алюмінієвою жилою			
						в повітрі		в землі	
АПвЭВ	ПвЭВ								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
АПвЭВ-20, АПвЭВнг-20, АПвЭВнгд-20, АПвЭгВнг-20, АПвЭгаВнг-20, АПвЭгаВнгд-20, ПвЭВ-20, ПвЭВнг-20, ПвЭВнгд-20, ПвЭгВнг-20, ПвЭгаВнг-20, ПвЭгаВнгд-20									
Номінальна лінійна напруга – 20 кВ Максимально допустима робоча напруга – 24 кВ									
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		25	36	1510	2450	368	376	281	288
1x 185			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		35	45	2480	5270	673	676	470	466
1x 500			48	2880	6230	786	785	526	522
1x 630			52	3410	7660	907	899	593	584
1x800			57	4170	9610	1041	1024	664	647

продовження табл. 2.3									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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		25	69	5750	8460	309		260	

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

Кількість і номінальний переріз жил, мм <sup>2</sup>	Товщина ізоляції, мм	Мінімальний переріз екрана, мм <sup>2</sup>	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	5	6	7	8	9	10
АПвЭВ-20, АПвЭВнг-20, АПвЭВнгд-20, АПвЭгВнг-20, АПвЭгаВнг-20, АПвЭгаВнгд-20, ПвЭВ-20, ПвЭВнг-20, ПвЭВнгд-20, ПвЭгВнг-20, ПвЭгаВнг-20, ПвЭгаВнгд-20 Номінальна лінійна напруга – 20 кВ Максимально допустима робоча напруга – 24 кВ									
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	

продовження табл. 2.4									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3x 95	5,5	16	62	4640	6310	304		262	
3x 120			66	5180	7350	351		298	
3x 150		25	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

Номіналь- ний переріз жили, мм <sup>2</sup>	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

продовження табл. 2.10								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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 ізолюваною 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, високоміне 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 двопроектної 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].

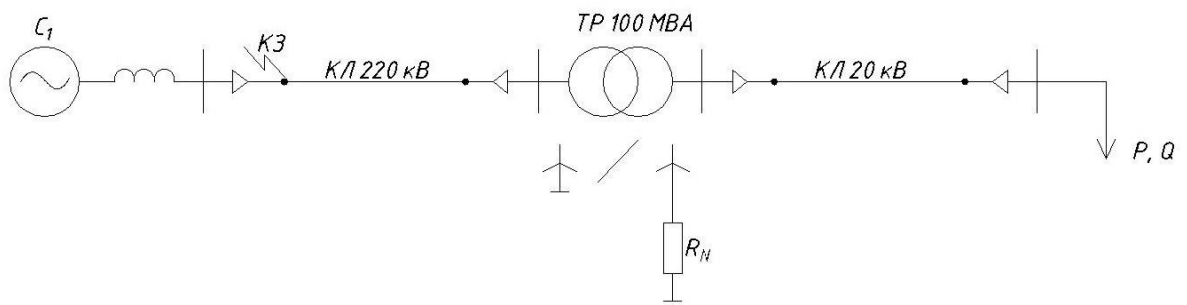
Резистори у цьому випадку необхідно підключати до нейтралей трансформаторів центрів живлення. Опір резисторів повинен бути узгоджений з вимогами до заземлюючих пристроїв електричної установки за умови дотримання вимог забезпечення селективності роботи пристроїв РЗА.

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 (ТЗН) 20/0,4 кВ  $Y_0/\Delta$ - 11 (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.

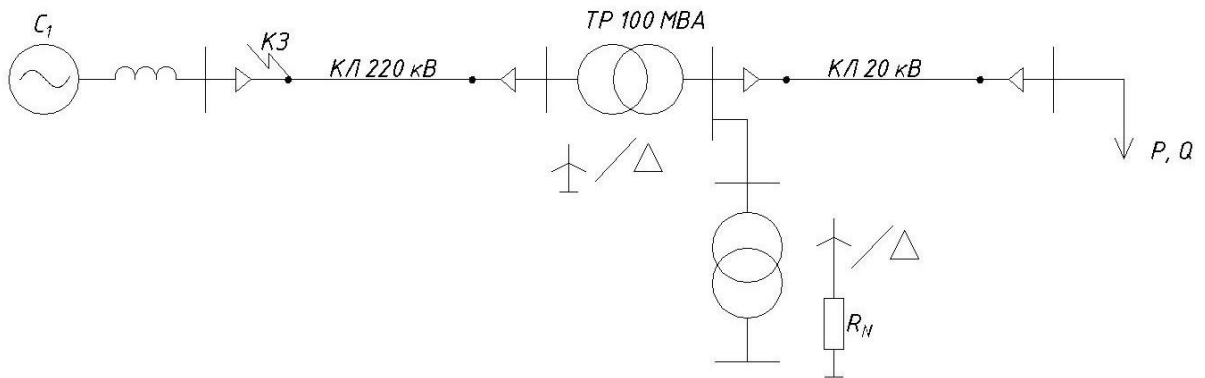


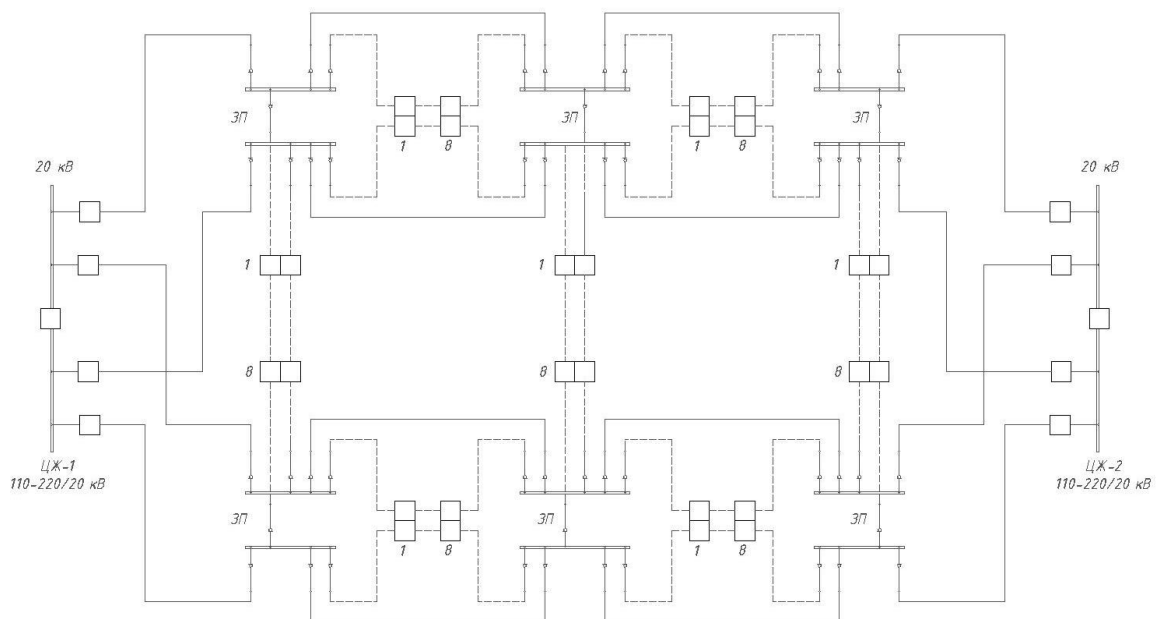
Рисунок 2.4 – Розрахункова схема підключення резистора до нейтралі трансформатора 220/20 кВ

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 5-15 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.

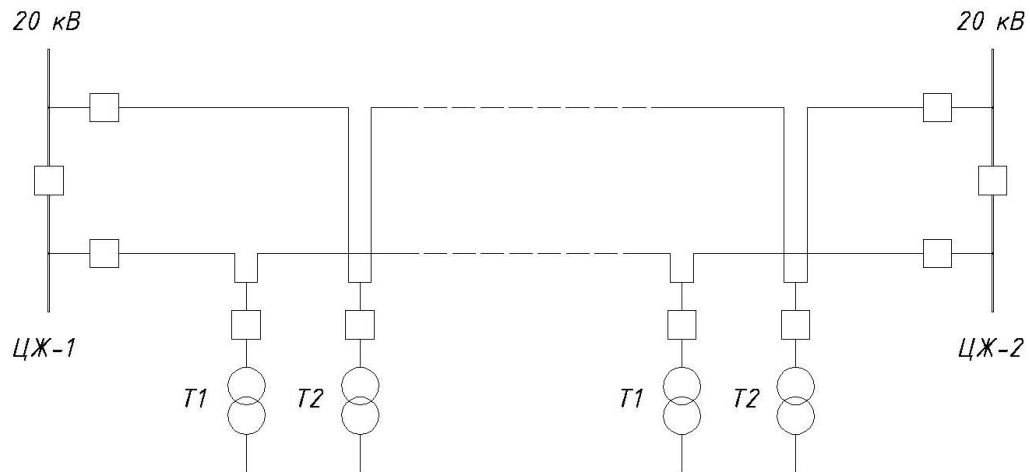
Для прийняття рішення щодо топології побудови мережі 20 кВ в Україні потрібно розглянути рішення, використовувані в різних електроенергетичних системах світу.

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 КЛІ вкладаються в одну й ту саму траншею з установкою



між ними перегородки, що не піддається горінню.

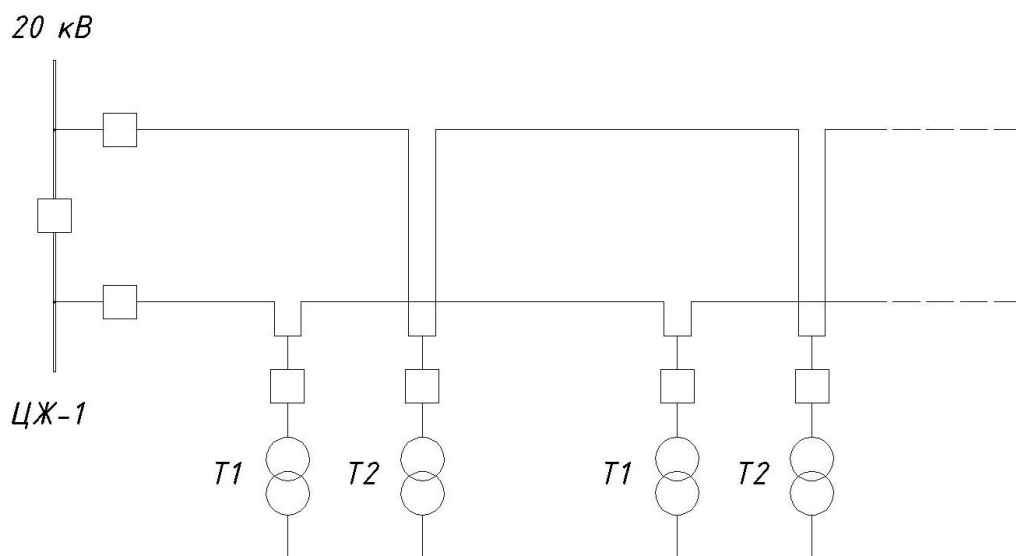


Рисунок 2.7 – Типова двопрорева схема

Рисунок 2.8 – Вдосконалена двопрорева 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 КЛІ 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.

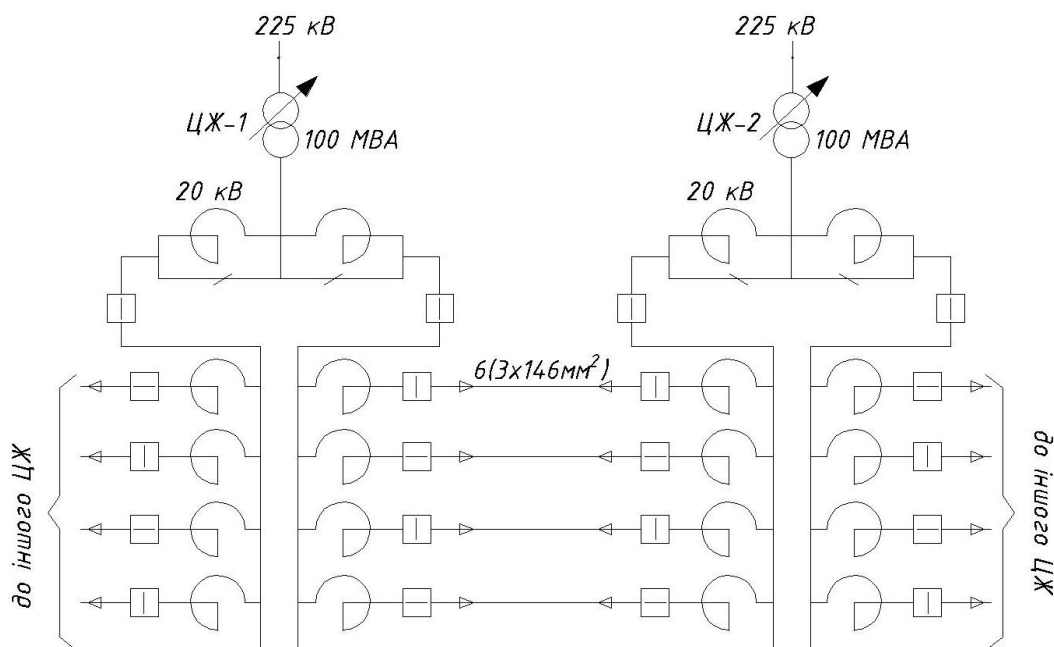


Рисунок 2.9 – Схема електричних мереж Парижа

На рис.2.11 представлена схема електропостачання на напрузі 20 кВ в м. Москві. 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 формуванні 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.

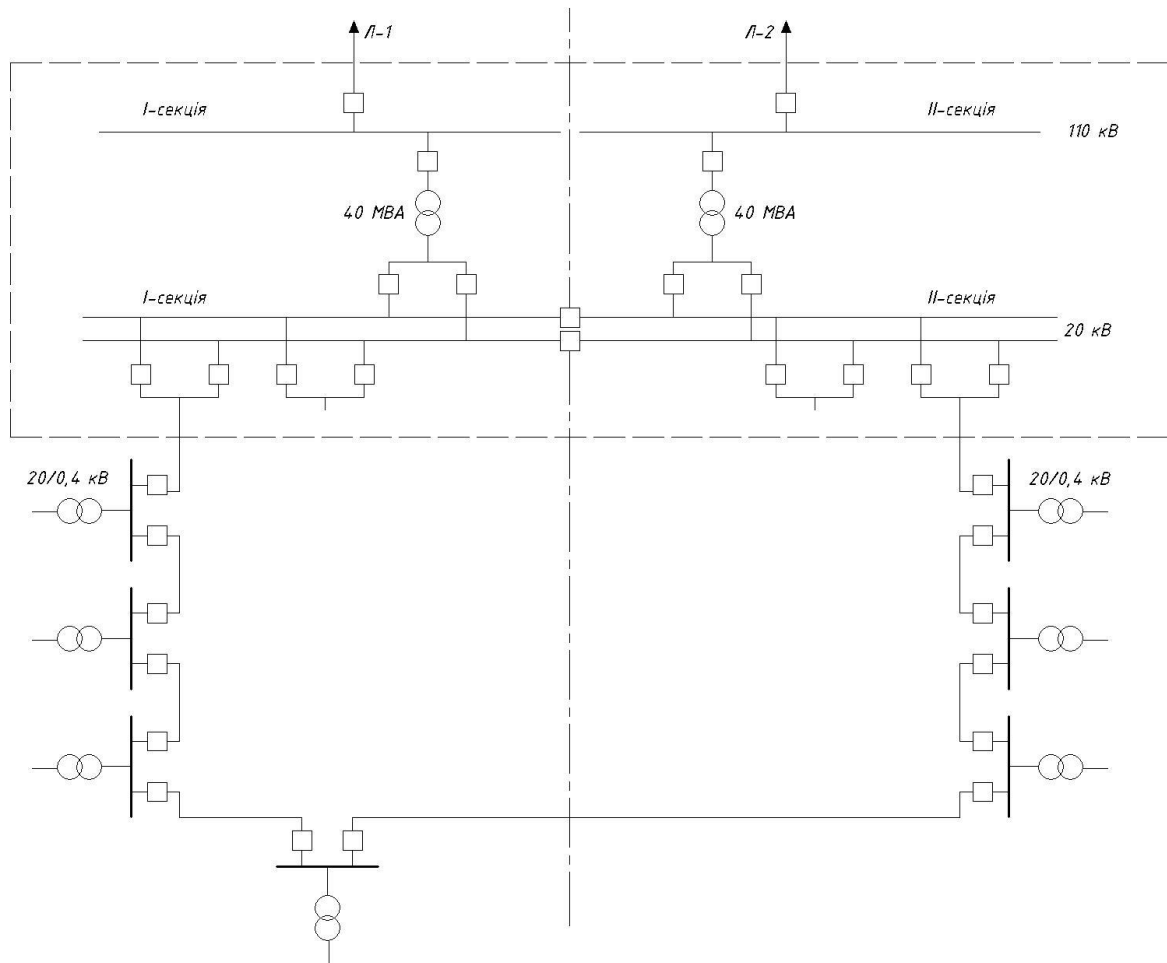


Рисунок 2.10 –Схема трансформаторної підстанції  
110/20 кВ та мережі 20 кВ

Розглянувши сучасні підходи до побудови схем розподільних мереж середньої напруги видно, що вони мають в основному радіальну топологію з можливістю формування кільця [35].

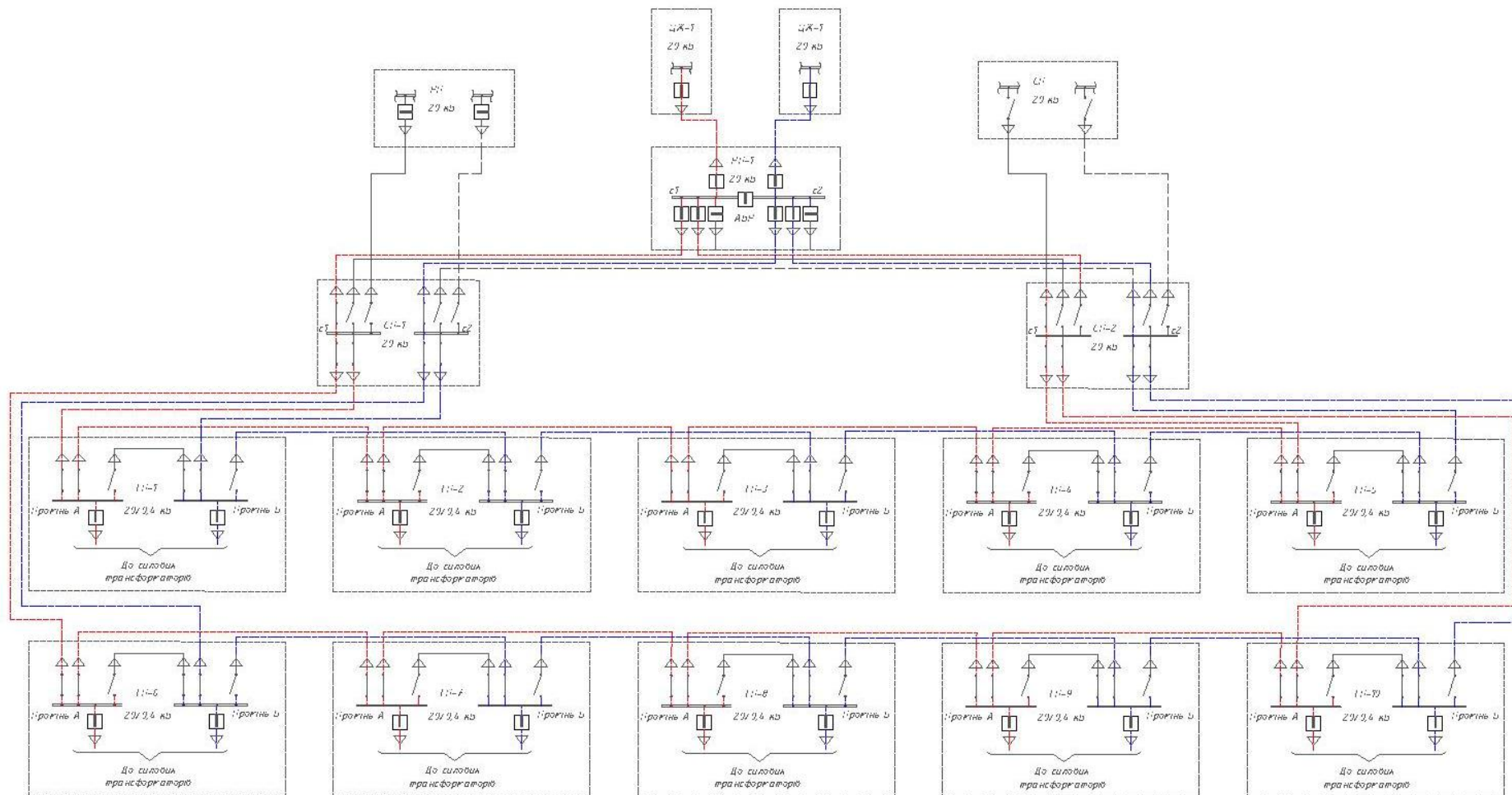


Рисунок 2.11 – Схема електропостачання об'єкта в м. Москві

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.

## **Висновки до розділу 2**

1. Розподільні лінії напругою 20 кВ доцільно прокладати кабелем з ізоляцією із зшитого поліетилену. Саме цей кабель відповідає всім необхідним умовам по якості і надійності електропостачання, і є простим в експлуатації.

2. Вибираючи кабель необхідно звертати увагу на його характеристики та спосіб прокладання, адже від цього залежить величина втрат в мережі.

3. Обґрунтовано, що заземлення через резистор є найбільш розповсюдженим режимом роботи мереж напругою 20 кВ, при цьому в міських мережах доцільно застосовувати низькоомне заземлення нейтралі.

4. Як свідчить закордонний досвід схеми міських розподільних мереж мають свої характерні особливості та для кожного випадку необхідне окреме техніко-економічне обґрунтування.



## **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 «жила-екран»), 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.

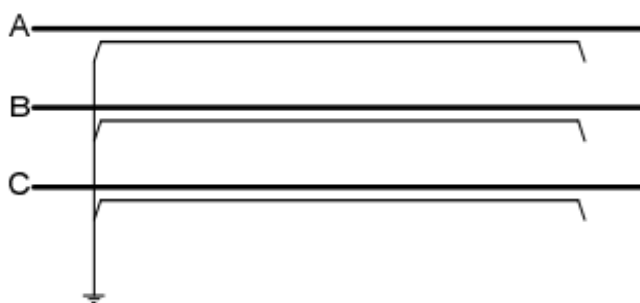


Рисунок 3.1 – Схема заземлення екранів з одного кінця

У випадку заземлення екрана з одного кінця на екрані кабелю наводиться напруга промислової частоти відносно землі в нормальному режимі роботи мережі ы 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.

В симетричному режимі при односторонньому заземленні 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,

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

$$D_e = 2,24 \sqrt{\rho_e / \omega \mu_0} \cdot D_s = 2,24 \sqrt{\rho_s / \omega \mu_0}.$$

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.

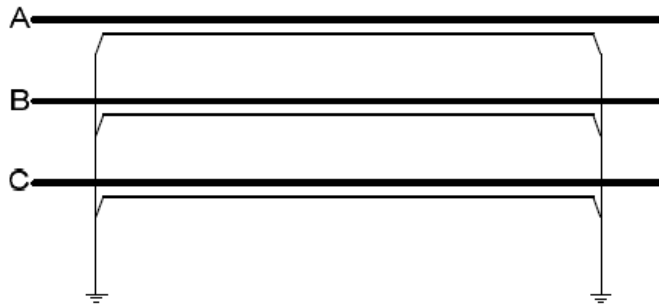


Рисунок 3.2 - Двостороннє заземлення екрана кабелю

Рішення щодо застосування заземлення екранів з двох кінців повинно бути обґрунтоване техніко-економічними розрахунками, враховуючи коефіцієнт використання пропускної 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 ( $I_{дон}$ ) в екрані і при їх відсутності (ідеальний випадок) ( $I_{доп.ід}$ ) може бути оцінена як:

$$\frac{I_{доп}}{I_{доп.ід}} = K_B ,$$

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 «жила-екран» 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  $R_{ж}$  і екрана  $R_e$  визначаються наступним чином:

$$R_{ж} = L_K \cdot \frac{\rho_{ж}}{F_{ж}},$$

$$R_e = L_K \cdot \frac{\rho_e}{F_e},$$

де  $L_K$  – довжина кабеля;

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

$F_{ж}$  и  $F_e$  – перерізи жили і екрану.

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

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{ж} + \Delta P_e + \Delta P_d,$$

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

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

Величина  $(\Delta P_e/\Delta P_{ж})$  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  $s/d_e$ , а значить і величини  $X$ .

При заданому струмі в жилі та, відповідно, відомій напрузі, що наводяться на екран, зростання перерізу екрана  $F_e$  (зниження його опору  $R_e$ ) призводить до зростання струму в екрані  $I_e$ . Оскільки втрати в екрані  $\Delta P_e = I_e^2 R_e$  залежать більшою мірою від струму  $I_e$ , ніж від опору  $R_e$ , то зростання перерізу екрана призводить до збільшення втрат  $\Delta P_e / \Delta P_{ж}$  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).

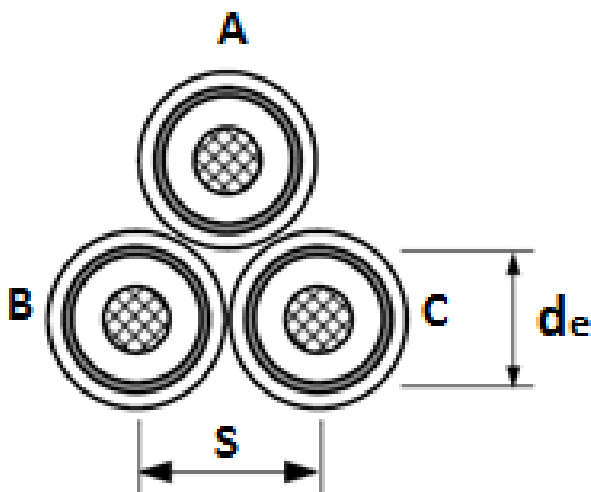


Рисунок 3.3 - Прокладка трифазної  
групи однофазних кабелів у  
вигляді зімкненого трикутника

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 заземлюючій 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 екрану 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 малоймовірним 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 екрану в мережах з заземленою нейтраллю, оскільки в мережах з ізольованою нейтраллю (6-35 кВ) воно супроводжується протіканням лише ємнісних струмів.

У мережах з ізольованою нейтраллю розрахунковим при виборі перерізу екрану 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:

- $I_{\text{ж}}$  і  $I_{\text{е}}$  – поздовжні струми в жилі і екрані однофазного кабелю;
- $Z_{\text{ж}}$  – власний поздовжній погонний опір жили кабелю Ом/м;
- $Z_{\text{е}}$  – 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:

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

$$Z_{\text{е}} = R_{\text{е}} + R_{\text{е}} + j\omega L_{\text{е}},$$

$$Z_{\text{же}} = R_{\text{е}} + j\omega M_{\text{же}},$$

$$Z_{\text{к}} = R_{\text{е}} + j\omega M_{\text{к}},$$

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

$L_{\text{е}}$  – власна індуктивність екрана (Гн/м) кабелю;

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

$$R_{\text{е}} = \frac{\pi}{4} \mu_0 f,$$

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

$$L_{\text{е}} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left( \frac{2D_{\text{е}}}{d_{\text{е}}} \right),$$

$$M_{\text{же}} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left( \frac{2D_{\text{е}}}{d_{\text{е}}} \right)$$

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

$$D_{\text{е}} = 2,24 \sqrt{\rho_{\text{е}} / \omega \mu_0},$$

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

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:

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

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

$$I_{eC} = \frac{Z_{же}^* - Z_{к}^*}{Z_e^* - Z_{к}^*} I_{ЖСВ},$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\begin{aligned}
 I_{eA} &\approx 0, \\
 I_{eB} &\approx 0, \\
 I_{eC} &\approx 0, \\
 U_{eA} &= (Z_{же}^* - Z_{к}^*) \cdot I_{ЖА} \cdot L_k, \\
 U_{eB} &= (Z_{же}^* - Z_{к}^*) \cdot I_{ЖВ} \cdot L_k, \\
 U_{eC} &= (Z_{же}^* - Z_{к}^*) \cdot I_{ЖС} \cdot L_k.
 \end{aligned}$$

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

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

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

$$\begin{aligned}
 I_{eA} &\approx 0, \\
 I_{eB} &\approx 0, \\
 I_{eC} &\approx 0, \\
 U_{eA} &= (Z_{же}^* - Z_{к}^*) \cdot I_{ЖА} \cdot L_k / 3N, \\
 U_{eB} &= (Z_{же}^* - Z_{к}^*) \cdot I_{ЖВ} \cdot L_k / 3N, \\
 U_{eC} &= (Z_{же}^* - Z_{к}^*) \cdot I_{ЖС} \cdot L_k / 3N.
 \end{aligned}$$

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

$$I_{eA} = \frac{Z_{же}^* + 2Z_{к}^*}{Z_e^* + 2Z_{к}^*} \cdot \frac{I_{ЖА}}{3},$$

$$I_{eB} = \frac{Z_{же}^* + 2Z_{к}^*}{Z_e^* + 2Z_{к}^*} \cdot \frac{I_{ЖА}}{3},$$

$$I_{eC} = \frac{Z_{же}^* + 2Z_{к}^*}{Z_e^* + 2Z_{к}^*} \cdot \frac{I_{ЖА}}{3},$$

$$U_{eA} = (Z_{же}^* - Z_{к}^*) \cdot I_{ЖА} \cdot 2L_k/9N,$$

$$U_{eB} = (Z_{же}^* - Z_{к}^*) \cdot I_{ЖВ} \cdot 2L_k/9N,$$

$$U_{eC} = (Z_{же}^* - Z_{к}^*) \cdot I_{ЖС} \cdot 2L_k/9N.$$

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].

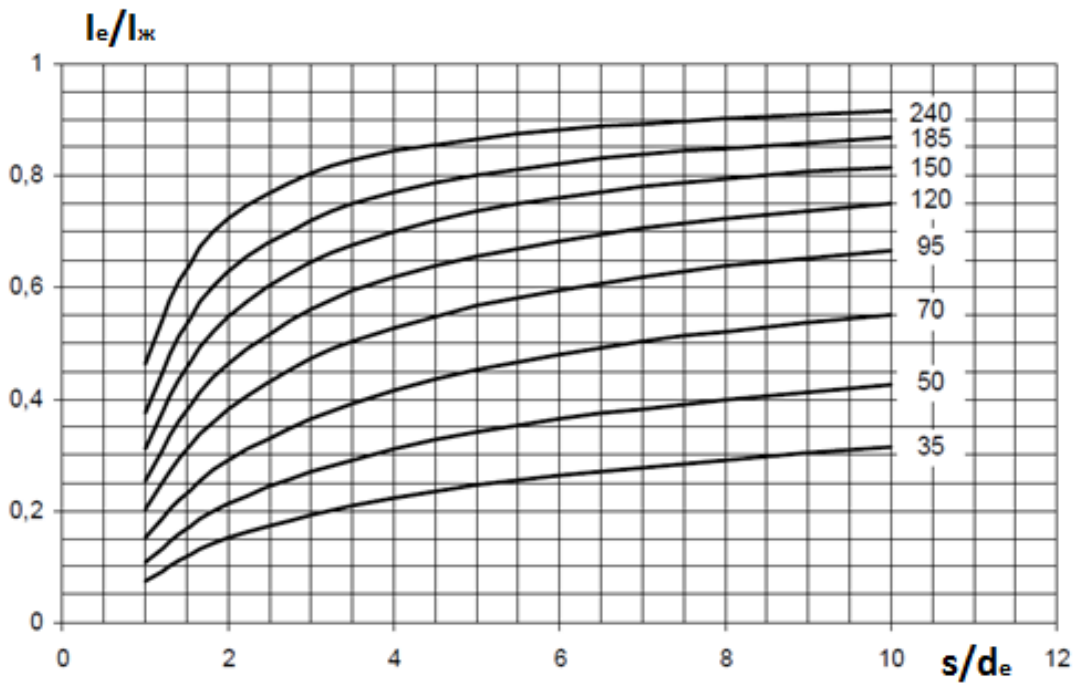


Рисунок 3.4 - Струми в заземлених на кінцях екранів кабелів з мідною або алюмінієвою жилою в залежності від перерізу екранів  $F_e$  ( $\text{мм}^2$ ) і взаємного розташування фаз  $s/d_e$ .

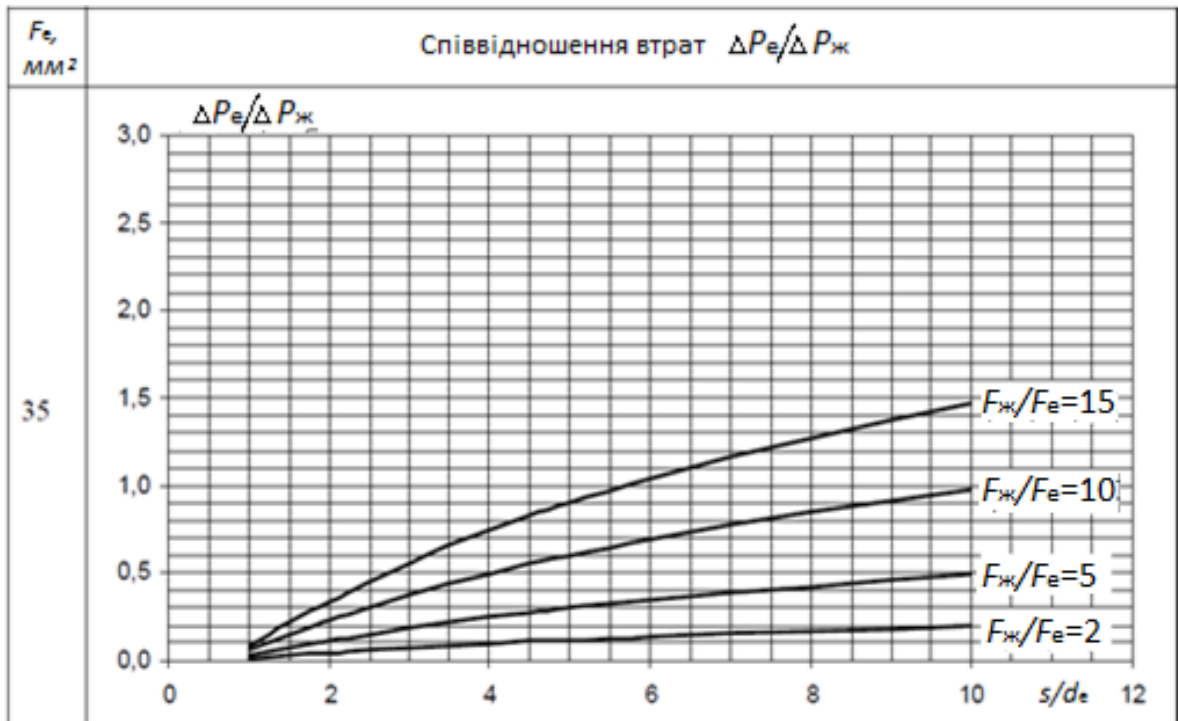
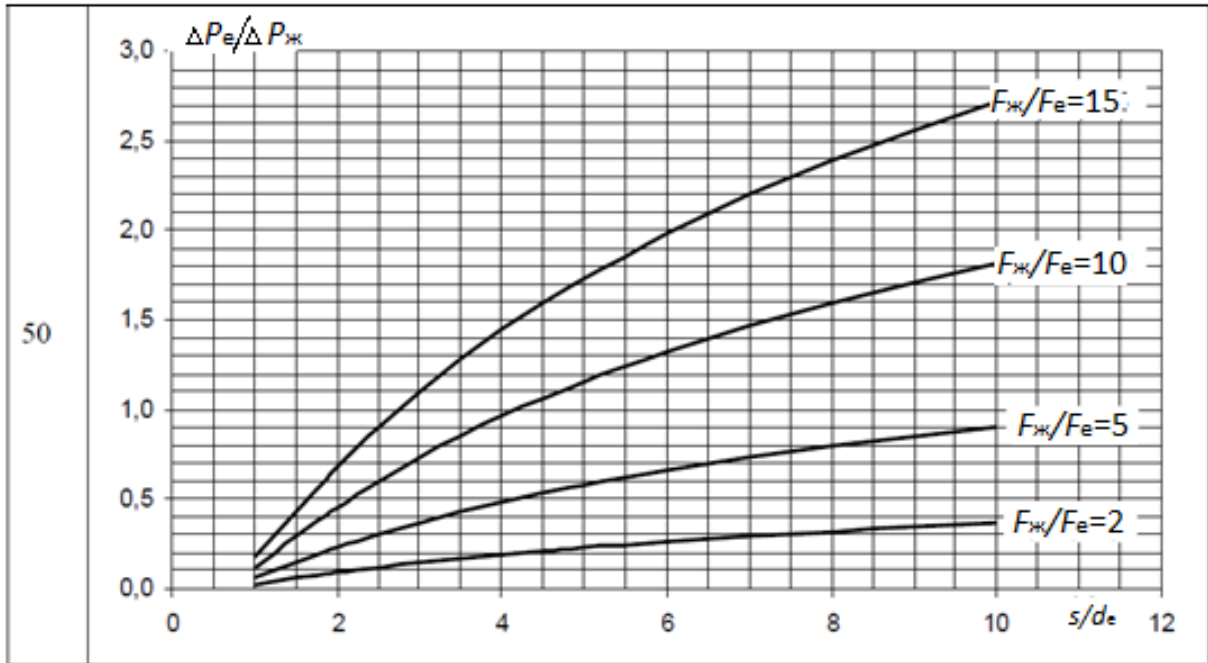


Рисунок 3.5 - Втрати в екранах кабелів з мідною жилою в залежності від співвідношення перерізу екрана від перерізу жили і відстані між осями фаз  $s/d_e$ .



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

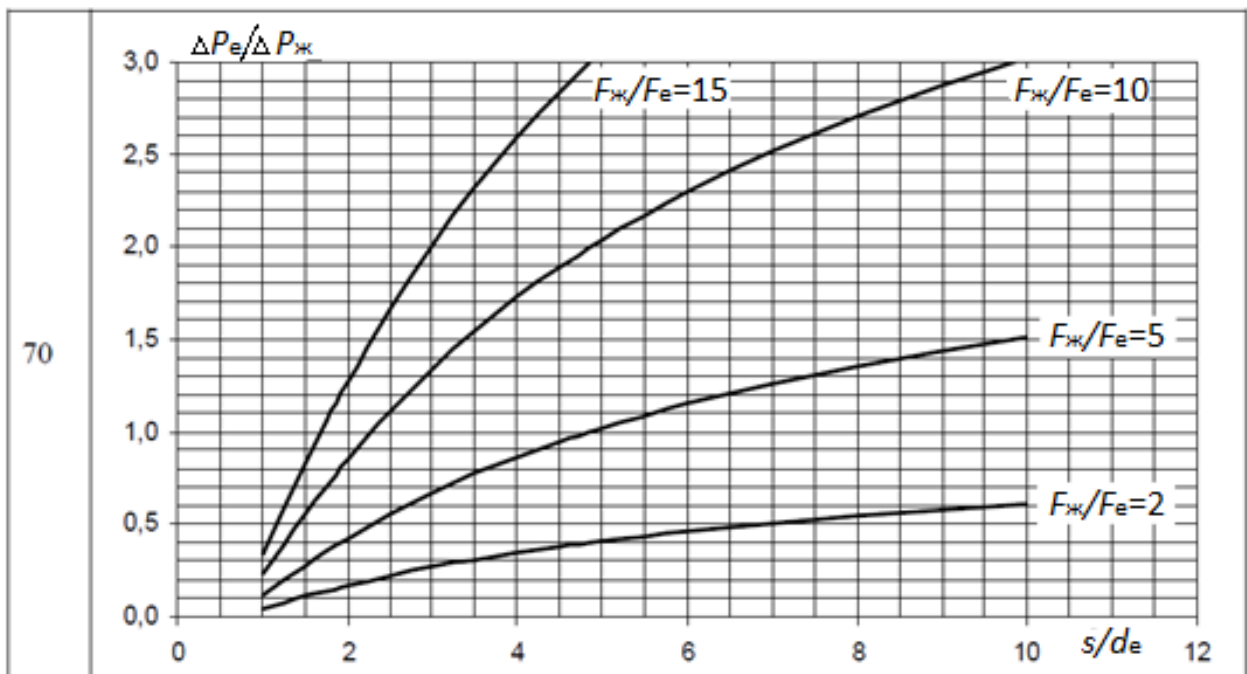
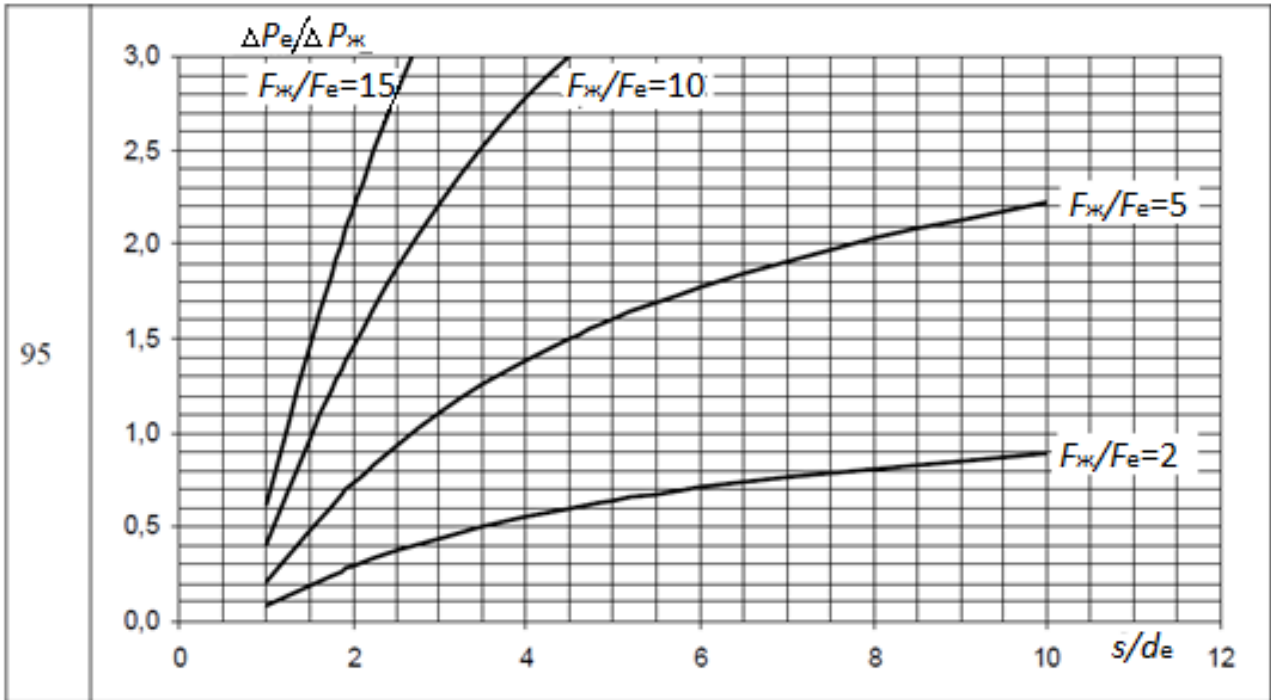


Рисунок 3.6 - Втрати в екранах кабелів в залежності від перерізу екрана 50 мм<sup>2</sup>

Рисунок 3.7 - Втрати в екранах кабелів в залежності від



перерізу екрана 70 мм<sup>2</sup>

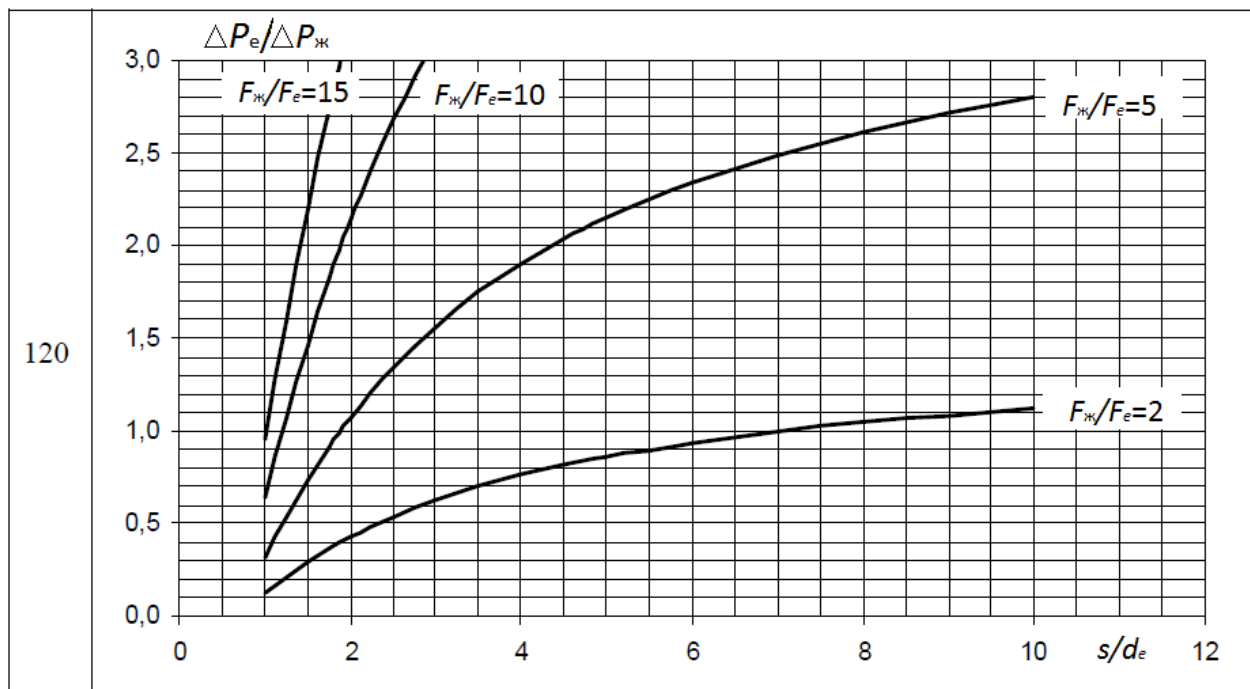


Рисунок 3.8 - Втрати в екранах кабелів в залежності від перерізу екрана 95 мм<sup>2</sup>



Рисунок 3.9- Втрати в екранах кабелів в залежності від перерізу екрана 120 мм<sup>2</sup>

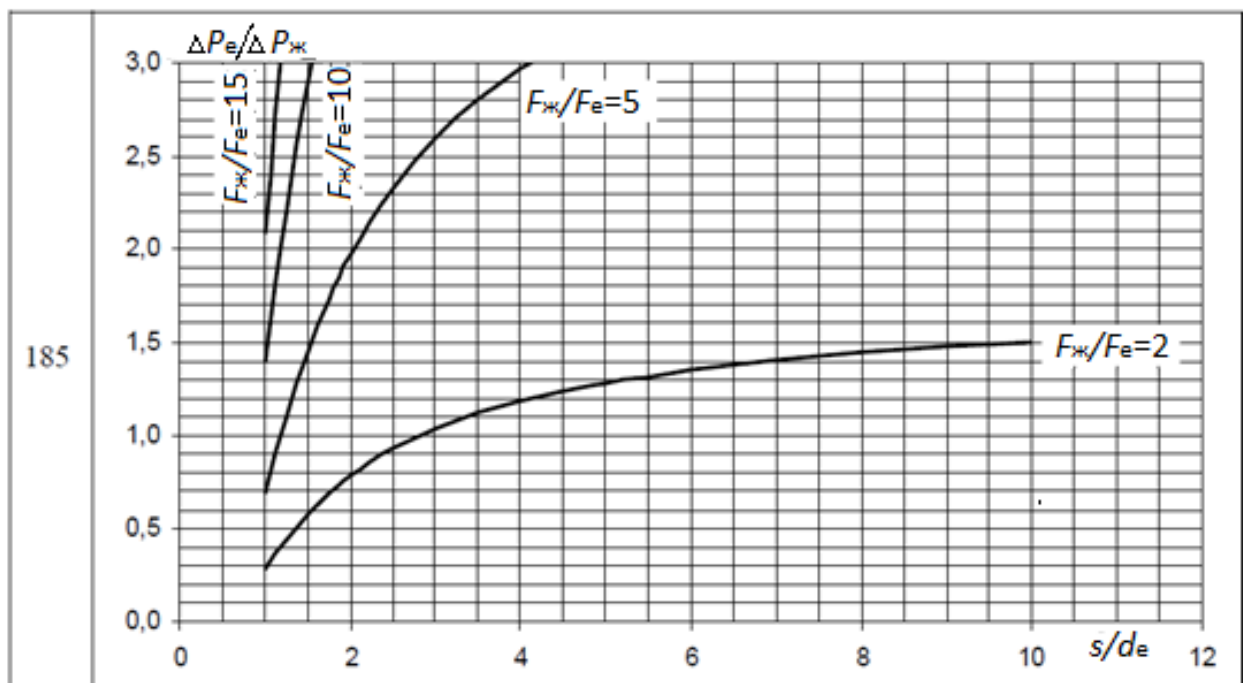
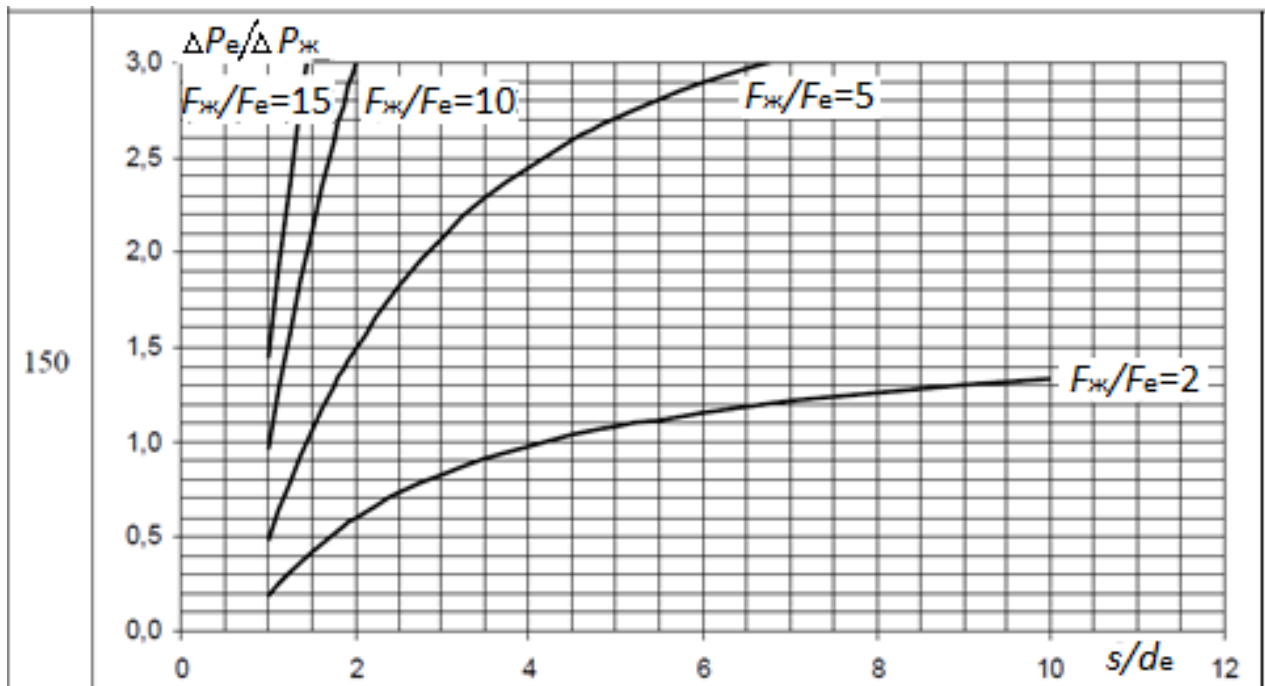
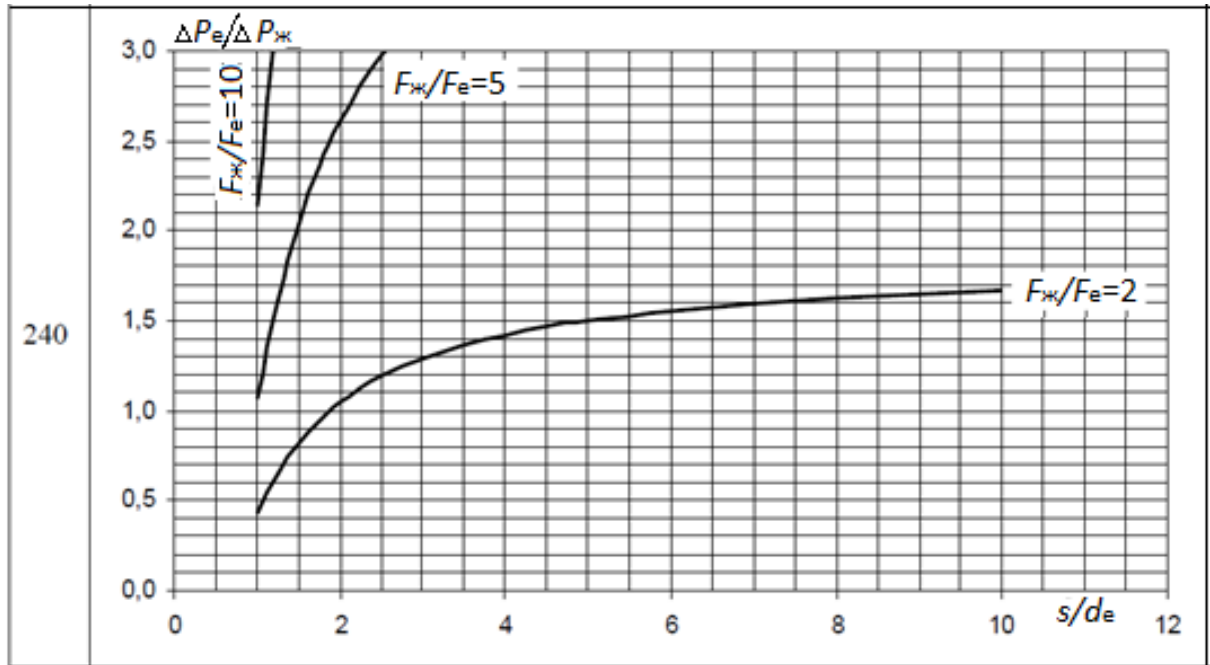


Рисунок 3.10 - Втрати в екранах кабелів в залежності від перерізу екрана 150 мм<sup>2</sup>

Рисунок 3.11 - Втрати в екранах кабелів в залежності



від перерізу екрана 185 мм<sup>2</sup>

Рисунок 3.12 - Втрати в екранах кабелів в залежності від перерізу екрана 240 мм<sup>2</sup>

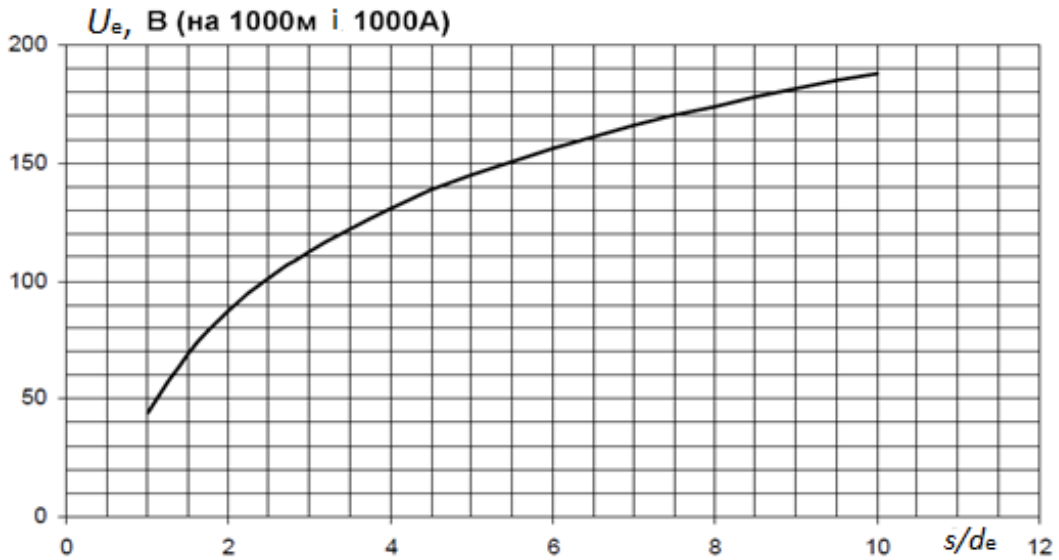
У разі, коли екрани кабелю заземлені з одного боку, визначення підлягає найбільша напруга на екрані відносно землі, для знаходження якого крім відповідних розрахункових [52] формул також можуть застосовуватися і узагальнені графічні залежності (рис. 3.13).

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:

$$\frac{L_k}{1000} \times \frac{I_{жс}}{1000}$$

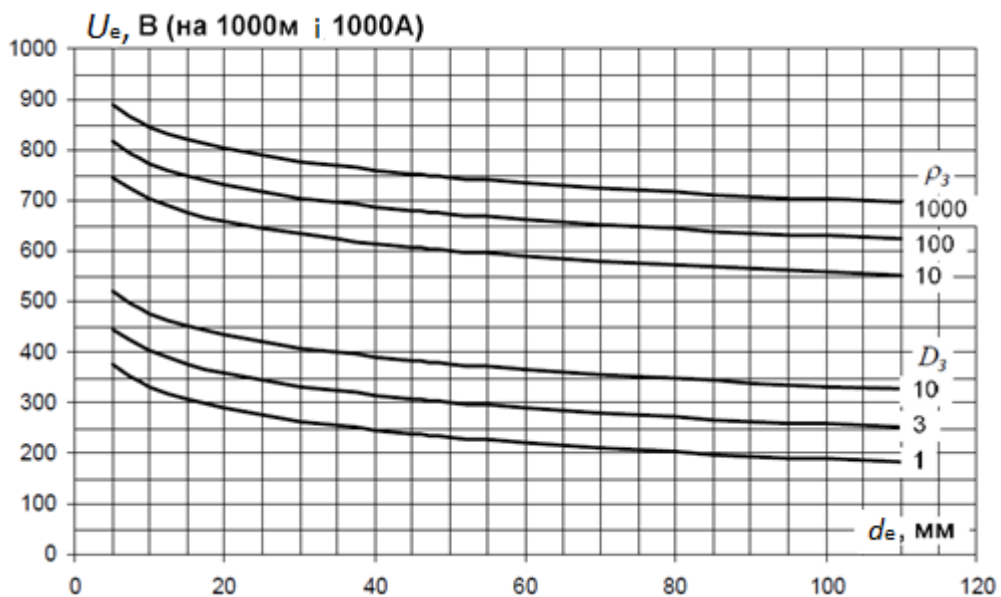
де  $L_k$  – в метрах,  $I_{жс}$  – в Амперах.

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.

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



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 3.14 – Напряга на екрані кабелю

Напряга на екрані кабелю відносно землі для розрахунку по (2) в залежності від діаметра екрана  $d_e$  або опору ґрунту  $\rho_3$  (10, 100, 1000 Ом·м) або глибини (1, 3, 10 м) для кабелю довжиною 1000 м при струмі жили 1000 А

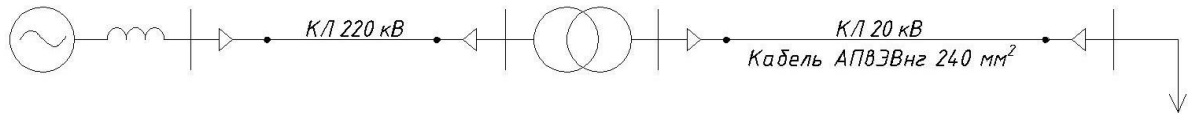
### 3.3 Розрахунок заземлення екрану кабельної лінії 20 кВ

Вибір способу заземлення екранів кабелю із зшитого поліетилену (КЗПЕ) при проектуванні енергооб'єктів проводиться після визначення його параметрів. Основними параметрами КЗПЕ є номінальна напряга 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 АПвЕВнг (виробленого заводом «Південкабель»), з наступними параметрами, занесеними в табд. 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	
	АПвЕВнг-10	АПвЕВнг-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



Виконуємо розрахунок параметрів, необхідних для визначення способу заземлення:

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

Рисунок 3.15 – Розрахункова схема де відстань між осями фаз розраховується так, як:

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

тоді:

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

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

де погонний опір землі визначається згідно виразу:

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

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

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:

$$U_e = |Z_{\text{же}}| \cdot I_{\text{кз}} \cdot l_{\text{к}},$$

- 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.

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
$U_e, \text{кВ}$	0,686	0,660

Таблиця 3.2 – Розрахункові параметри для кабелю довжиною 500 м

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:

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

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
$Z_{же}-Z_k$	$j1,02 \cdot 10^{-4}$	$j 0,986 \cdot 10^{-4}$
$Z_{же}$	$5 \cdot 10^{-5} + j2,64 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-5} + j2,54 \cdot 10^{-4}$
$ z_{же} $	$2,69 \cdot 10^{-4}$	$2,59 \cdot 10^{-4}$
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	1,734	1,676

### **Висновки до розділу 3**

1. В заземлених по кінцях екранах однофазних силових кабелів 20 кВ існують помітні паразитні втрати потужності.

2. Співвідношення паразитних втрат потужності в екранах і немінучих втрат потужності в жилах кабелю легко визначити аналітичним шляхом.

3. Тривало допустимі навантаження на однофазні кабелі 20 кВ в каталогах багатьох виробників виявляються збільшеними, так як вказані біз врахування паразитних втрат потужності в екранах.

4. Ефективність транспозиції екранів та інших способів зниження втрат пов'язана з підвищенням реальної пропускної спроможності кабелів до тих значень, які наводяться в каталогах виробників.



## РОЗДІЛ 4 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТТАП-ПРОЕКТУ

### 4.1 Опис ідеї проекту

Ідея запропонованого проекту полягає в обґрунтованому та якісному технічному та економічному аналізі проєктованого об'єкта, електропостачання якого планується виконувати від розподільної мережі напругою 20 кВ. Метою аналізу буде розроблення рішення щодо доцільності застосування запропонованого класу напруги, а також розрахунок економічної вигоди від прийняття того чи іншого рішення.

В межах даної послуги буде: проводитись збір та аналіз вихідних даних, оцінка фінансових витрат, аналіз окупності проєкту, відображення інженерних та технічних рішень, розрахунок нормальних, ремонтно-аварійних режимів роботи, опис економічних ризиків.

Опис ідеї стартап-проєкту, що розкриє цілісне уявлення про зміст ідеї та можливі базові потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати групи потенційних клієнтів, вказаний у таблиці 4.1 [53].

Таблиця 1 – Опис ідеї стартап-проєкту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Розроблення техніко-економічного обґрунтування щодо доцільності застосування напруги 20 кВ для конкретного проєктованого об'єкта	1. правильний розрахунок електропостачальних систем	- досконалий підбір обладнання та матеріалів; - забезпечення надійності та безперебійності електропостачання.
	2. прорахунок економічно вигідного рішення	- прийняття обґрунтованого рішення.
	3. вимоги до існуючої системи електропостачання	- обстеження стану розподільної мережі; - прийняття управлінських рішень.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Переведення розподільних мереж на напругу 20 кВ може вирішити багато проблем в електромережевому комплексі, в тому числі проблему зменшення втрат.

2. Найбільш оптимальним є прокладання кабельних ліній електропередачі кабелем із зшитого поліетилену, зокрема, можна використовувати продукцію вітчизняного виробника - харківського заводу «Південкабель».

3. Невирішеним питанням залишається недостатня наповненість нормативно-технічним забезпеченням.

4. Існує необхідність у побудові схем електропостачання для розподільних мереж на напругу 20 кВ, яка буде відповідати вимогам та умовам нашої країни з уточненням розрахункових умов, керуючись закордонним досвідом.

5. Співвідношення втрат в екранах і жилах кабелю ніяк не залежить від довжини кабелю і знижується при прокладанні фаз зімкнутим трикутником і збільшується зі зростанням перерізу жили і перерізу екрану.

6. 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 каталогам.

7. 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.

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

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Мірошник О. О. Науково-технічні проблеми підвищення якості електроенергії та зменшення її втрат в сільських мережах 0,38/0,22 кВ: реферат – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут». - 2013.
2. 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.
3. Тиравский В. Электросети планируют перевести на новый класс напряжения [Електронний ресурс] // Вести – 2016. - Режим доступу до журналу: <https://ubr.ua/market/industrial/elektroseti-planiruut-perevesti-na-novyi-klass-napriajeniia-420268>
4. Переход распределительных сетей 6-10 кВ на напряжение 20 кВ [Електронний ресурс] // ЭДС-ИНЖИНИРИНГ – 2017. - Режим доступу: <http://eds-ltd.com.ua/perehod-raspredelitelnyih-setey-6-10-kv-na-napryazhenie-20-kv/>
5. Шаманов Д., Соколов С. Распределительные сети Финляндии. Особенности схемных решений [Електронний ресурс] // Новости электротехники. - 2005. - №6(36). - Режим доступу до журналу: <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/36/03.php>
6. Містобудівні умови і обмеження забудови земельної ділянки №141 // Затверджено наказом департаменту архітектури та містобудування Вінницької міської ради. – 2017. - №55\2
7. Дробот О. А. Комплексна система гарантованого електропостачання для інфокомунікаційного обладнання з використанням нетрадиційних і відновлювальних джерел електроенергії //Системи обробки інформації. – 2011. – №. 8. – С. 63-66.

8. Бурикін О. Б., Кулик В. В. Перспективи впровадження розподільних мереж напругою 20 кВ в Україні : дис. – ВНТУ, 2017.
9. Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена СПЭ [Електронний ресурс] // Кабель-Инвест - Режим доступу: <https://www.ci.kiev.ua/node/48>
10. Асташев Д. С. и др. Применение напряжения 20 кВ для распределительных электрических сетей России //Вестник НГИЭИ. – 2015. – №. 4 (47).
11. Московские подстанции переводят на напряжение 20 кВ [Електронний ресурс] // ЭлектроВести. – 2016. - Режим доступу до журналу: [https://elektrovesti.net/48101\\_moskovskie-podstantsii-perevodyat-na-20-kv](https://elektrovesti.net/48101_moskovskie-podstantsii-perevodyat-na-20-kv)
12. Проблеми розвитку енергетики України [Електронний ресурс]// Наукова сесія загальних зборів. - ISSN 0372-6436. Вісн. НАН України. – 2006. - № 2 – Режим доступу: [irbis-nbuv.gov.ua](http://irbis-nbuv.gov.ua),
13. Перехід розподільних мереж ПАТ "Вінницяобленерго" на напругу 20 Кв [Електронний ресурс]: презентація. – НКПЕКП. – 2016. - Режим доступу: <https://www.slideshare.net/NKREKP/20-18072016-64339776>
14. Переведення мереж 6(10) кВ на клас напруги 20 кВ в м.Одеса (Південно-західний район) [Електронний ресурс]: презентація. – НКПЕКП. – 2016. - Режим доступу: <https://www.slideshare.net/NKREKP/610-20-18072016-64339815>
15. Izadi M., Razavi F. Energy Loss Reduction in a 20-kV Distribution Network Considering Available Budget //Journal of Applied Science and Engineering. – 2017. – Т. 20. – №. 1. – С. 21-30.
16. Андреев В.А., Горбунов И.Н., Захаренко С.Г., Малахова Т.Ф. Применение класса напряжения 20 кВ [Електронний ресурс] // Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева. – 2016. - Режим доступу: <http://science.kuzstu.ru/wp-content/Events/Conference/RM/2016/RM16/pages/Articles/Energetika/11/2.pdf>
17. Распределительные сети 20 кВ. Оборудование для объектов нового поколения [Електронний ресурс] // Новости электротехники. – 2015.

- №6(96). - Режим доступа до журнала:  
<http://www.news.elteh.ru/arh/2015/96/19.php>
18. Овчинников О. Преимущества кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена [Электронный ресурс]: Электротехнический интернет-портал. – 2008. - Режим доступа: <https://www.slideshare.net/NKREKP/610-20-18072016-64339815>
19. Хакимуллин Б. Р., Багаутдинов И. З. Преимущества силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена //Иновационная наука. – 2016. – №. 4-3 (16).
20. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена [Электронный ресурс]: Энергетика Оборудование Документация. - Режим доступа: <http://forca.ru/stati/kabeli/kabeli-s-izolyaciy-iz-sshitogo-polietilena.html>
21. Прокладка кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена [Электронный ресурс]: Ценообразование и сметное нормирование в строительстве. – 2010. - №11. - Режим доступа: <http://forca.ru/stati/kabeli/kabeli-s-izolyaciy-iz-sshitogo-polietilena.html>
22. Схема электроснабжения города Москвы (распределительные сети напряжением 6-10-20 кВ) на период до 2030 года с учётом присоединённых территорий (Приложение 1) [Электронный ресурс] // Интер РАО – Инжиниринг – 2015. - Режим доступа: [https://smedvedkovo.mos.ru/Приложение%201.%20ТЗ%206-20%20кВ%20Москва%20с%-20ДепТЭХ\\_final%20180%20дней%20-%20копия%20\(1\).pdf](https://smedvedkovo.mos.ru/Приложение%201.%20ТЗ%206-20%20кВ%20Москва%20с%-20ДепТЭХ_final%20180%20дней%20-%20копия%20(1).pdf)
23. Стратегічний план розвитку ДП «НЕК «Укренерго» (2017-2021pp.) [Электронный ресурс]//Укренерго. – Режим доступа: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2016/12/Strategiya.pdf>
24. Назначение экранирования кабелей и используемые для этого материалы [Электронный ресурс]: Кабель.РФ. – Режим доступа: <https://cable.ru/articles/id-1230.php>

25. Экранированный кабель [Электронный ресурс]: ЮГТЕЛЕКАБЕЛЬ. – Режим доступа: <http://www.yugtelekabel.ru/ekranirovanie-kabelej-vidy-osobennosti-primeneniya.html>
26. О концепции городской целевой программы по повышению надежности электроснабжения объектов городского хозяйства Москвы на 2010-2012 гг. [Электронный ресурс]: постановление правительства Москвы от 21.04.2009 г. № 344- 2009. – Режим доступа: [http://mosopen.ru/document/344\\_pp\\_2009-04-21](http://mosopen.ru/document/344_pp_2009-04-21). – URL.
27. Буре И.Г. Повышение напряжения до 20–25 кВ и качество электроэнергии в распределительных сетях / И.Г. Буре, А.В. Гусев // Электро.– Москва, Роспечать, 2005. – Выпуск 5. – С.30–32
28. Standard voltages : IEC 60038 – 2002-07, (Edition 6.2). – International Electrotechnical Commission, 2002. – 18 p. – (International Standard).
29. Тодирка С. В большом мегаполисе за сетями 20 кВ – будущее / С. Тодирка // Энергоэксперт. – 2010. – №5. – С. 56–58.
30. Козлов В.А., Билик Н.И., Файбисович Д.Л., Справочник по проектированию электроснабжения городов. – Л.: Энергоатомиздат, 1986. – 256 с.
31. Постановление правительства Москвы №1067-ПП от 14.12.2010 г. «О схеме электроснабжения города Москвы на период до 2020 года (распределительные сети напряжением 6-10-20 кВ».
32. Плетнев Л. Электросеть для мегаполиса // Новости электротехники. = 2004.-№3(27)/ [Электронный ресурс]. URL:<http://www.news.elteh.ru/arh/2004/27/09.php>.
33. Маслов А.Н., Свистунов А.С. Проблемы и особенности построения распределительных сетей крупных городов и мегаполисов // Доклады Всемирного электротехнического конгресса, 2011/ [Электронный