

Міністерство освіти і науки України  
**Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»**

Навчально-науковий інститут  
енергетики, електроніки та електромеханіки

Кафедра «Передача електричної енергії»

**Володимир БОНДАРЕНКО**

**Вероніка ЧЕРКАШИНА**

## **КОНСТРУКЦІЇ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ**

**Навчальний посібник  
з грифом Вченої ради Національного технічного університету  
«Харківський політехнічний інститут»**

Харків «Факт»  
2020

УДК 621.3.051.025+621.315.1+621.315.2  
Б 81

*Рекомендовано Вченою радою Національного технічного університету  
«Харківський політехнічний інститут» (протокол № 5 від 13 жовтня 2020 р.)*

**Рецензенти:**

**Комар Вячеслав Олександрович** – доктор технічних наук, доцент, доцент кафедри електричних станцій і систем Вінницького національного технічного університету, м. Вінниця;

**Ганус Олексій Іванович** – кандидат технічних наук, доцент, директор технічний АТ «Харківобленерго», м. Харків.

**Бондаренко В.О., Черкашина В.В.**

Б 81 Конструкції ліній електропередачі: [для студентів усіх форм навчання електроенергетичних спеціальностей ЗВО України] / В.О. Бондаренко, В.В. Черкашина. Харків: «Факт», 2020. 174 с.

ISBN 978-966-637-961-3

В навчальному посібнику розглянуто конструктивне виконання повітряних та кабельних ліній електропередачі. Обґрунтовано, що впровадження інноваційних технічних рішень дозволить покращити якість передачі електроенергії за рахунок підвищення надійності та збільшення пропускної здатності електричних систем та мереж шляхом впровадження нових і вдосконалення існуючих конструкцій ліній електропередачі.

Навчальний посібник рекомендовано для студентів усіх форм навчання електроенергетичних спеціальностей ЗВО України.

ISBN 978-966-637-961-3

© Бондаренко В.О.,  
Черкашина В.В., 2020  
© НТУ «ХПІ», 2020  
© Видавництво «Факт», 2020

## ПЕРЕДМОВА

В Україні створено інформаційну та законодавчу базу для ведення ефективної внутрішньої політики щодо покращення роботи об'єктів електричних систем та мереж. Цьому сприяло прийняття Верховною Радою Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» (ЕСУ-2035); Закону України «Про ринок електричної енергії України»; Закону України «Про пріоритетні напрямки розвитку науки і техніки»; Закону України «Про енергозбереження»; Закону України «Про електроенергетику».

Впровадження технічних та організаційних заходів щодо розроблення нових та вдосконалення існуючих конструкцій ліній електропередачі на державному рівні дозволяє покращити техніко-економічний стан електричних систем та мереж, а також в цілому підвищити енергетичну безпеку країни.

Електричні системи і мережі функціонують за межею експлуатаційного ресурсу. Для їх технологічного переоснащення і модернізації об'єктів та технічного обладнання необхідно використовувати нові технологічні розробки, які підвищують надійність ліній електропередач, впроваджувати енергозберігаючі та екологічно чисті технології, до яких відносяться й інноваційні пропозиції щодо конструкцій ліній електропередачі.

**Мета навчального посібника** – створення комплексного уявлення про можливі шляхи підвищення надійності та збільшення пропускної здатності електричних систем та мереж за рахунок конструкцій ліній електропередачі.

Викладений в навчальному посібнику матеріал відповідає окремим розділам робочих програм навчальних дисциплін: «Електричні системи та мережі»; «Основи експлуатації об'єктів електроенергетичних систем і мереж»; «Технології, проблеми та перспективи розвитку галузі» Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» (НТУ «ХПІ», м. Харків).

Автори висловлюють подяку рецензентам за коректні зауваження і цінні поради, а також за допомогу у підготовці навчального видання до друку.

## РОЗДІЛ 1

### СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

#### 1.1 Аналіз стану електричних мереж України

Розвиток електроенергетичної галузі відбувається відповідно Закону України «Про ринок електричної енергії» і сприяє тому, що необхідно підвищити ефективність електропередачі [1].

На сьогодні електричні мережі є основною сполучною ланкою для передачі електричної енергії від джерел генеруючих потужності до споживачів. На території України сформовані магістральні електричні мережі з використанням системи напруг 110-330-400 (500) -750 кВ і розподільні електричні мережі з використанням системи напруг 110-35-10 (6) кВ [2, 3].

До початку 2001 року в експлуатації знаходилося 132 підстанції напругою 110-750 кВ загальною потужністю 71334 МВА і близько 22400 км (по ланцюгах) магістральних і міждержавних ліній електропередачі. Розподілення об'єктів за напругами наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Розподілення об'єктів електричних мереж за напругою

Клас напруги, кВ	Протяжність ПЛ, (в одноланцюговому виконанні), км	Кількість знижувальних підстанцій	Потужність силових трансформаторів, МВА
750	4334,8	7	15489
500	610	1	1252
400	338	1	532
330	12774,2	84	42233
220	4335,1	39	11828

Будівництво мереж напругою 110 кВ в Україні почалося в 60-і роки минулого століття, в основному, для видачі потужності теплових електростанцій (Луганської, Старобешівської, Добротвірської) і формування системоутворюючих зв'язків в Донбаському, Західному і Кримському регіонах Енергетичної системи (ЕС) України. Найбільш інтенсивно спорудження мереж 220 кВ здійснювалося в 1960-1970 рр. У цей період введено близько 6660 МВА трансформаторної потужності (понад 50% від загальної потужності ПС 220 кВ) і 3130 км ПЛ (понад 70% від сумарної довжини ліній даного класу напруги).

В даний час мережі 110 кВ виконують розподільні функції і зони їх дії локалізовано районами Східної і Західної України.

Основними системоутворюючими мережами в енергосистемі є мережі 330 кВ, формування яких почалося в 70-і роки в районах Східної та Південної України, де в той період вводилися енергоблоки на потужних і надпотужних електростанціях (Слов'янської, Вуглегірської, Запорізької, Криворізької ТЕС). Найбільший обсяг споруджування мереж напругою 330 кВ припадає на період 1970-1980 рр., коли було побудовано близько 6200 км ПЛ (50% сумарної протяжності ліній 330 кВ) і введено 29780 МВА (70%) трансформаторної потужності. Більшість підстанцій 330 кВ пов'язані з системою не менше ніж трьома лініями цієї напруги і, в цілому, мережа 330 кВ має складно-замкнуту конфігурацію.

У той же період здійснювалося спорудження мереж 400-500 кВ, які отримали в ЕС України обмежене поширення в Західному регіоні – на зв'язках з енергосистемами країн Східної Європи (400 кВ) і в прикордонних з ЕС Північного Кавказу (Росія) в районах Донбаського регіону (500 кВ).

В середині 70-х років почалося будівництво ліній електропередачі і підстанцій напругою 750 кВ. До 1990 р. кожні п'ять років в енергосистемі

вводилося близько 1000 км ПЛ і до 5-ти автотрансформаторів цього класу напруги. В даний час на території України сформована центральна широтна магістраль 750 кВ (ПС з'єднує 750/330 кВ Донбаська, Запорізька, Дніпровська, Вінницька та Західноукраїнська) з поперечними зв'язками, що забезпечують приєднання до даної магістралі потужних джерел генерації – Запорізької, Південноукраїнської та Хмельницької АЕС, а також Чорнобильського вузла 750 кВ.

Мережі 750 кВ, поряд з мережами 330 кВ, є системоутворюючими мережами.

Як було зазначено вище, на більшій території ЕС України широкого поширення набули мережі напругою 110 кВ. А у Південному та Дніпровському регіонах та в прикордонних з Дніпровським регіоном районах Полтавської області – мережі 150 кВ. На напруги 110-150 кВ сформована складно-замкнута мережа, що складається з численних кілець, пов'язаних між собою окремими перемичками. Ця мережа є основною розподільною мережею енергосистем України.

До початку 2001 р. сумарна протяжність ліній електропередачі напругою 110 і 150 кВ склала понад 50000 км, а потужність підстанцій більш 57000 МВ•А (всього близько 1400 підстанцій).

Виходячи з нормативних термінів експлуатації (25 років), на 01.01.2001 р. кількість підстанцій, які використали свій ресурс (без урахування окремих елементів модернізації), склала 60% (79 одиниць), а до 2025 року їх чисельність може збільшитися до 90%.

Обсяги фізично зношеного та того, що підлягає заміні, основного обладнання ПС 110кВ і вище наведено в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Обсяги електрообладнання ПС 110-750 кВ, яке підлягає заміні

Види обладнання	Кількість 3-х фазних комплекті	% від загальної кількості комплектів
Автотрансформатори і трансформатори силові	129	39
Вимикачі	343	47
Вимірювальні трансформатори, в т.ч.:	1199	42
Трансформатори струму	742	42
Трансформатори напруги	457	43
роз'єднувачі	1408	51
відокремлювачі	30	60

Найбільших масштабів обсяги «застарілого» обладнання досягли в мережах 220 і 330 кВ, де потрібно замінити 334 одиниці обладнання на 24 підстанціях 220 кВ і більше ніж 2000 одиниць обладнання на 51 підстанції 330 кВ. У мережах 750 кВ наближається до нормативного термін експлуатації основного обладнання підстанції Вінницька і Дніпровська.

Наведена ситуація ускладнюється тим, що на ряді підстанцій, які не вичерпали ресурс, є свої "вузькі" місця, які визначаються, перш за все, наявністю дефектного обладнання (тобто такого обладнання, яке характеризується станом підвищеної аварійності). За даними експлуатують близько 60 одиниць обладнання 750 кВ, які знаходяться в передаварійному стані, в тому числі 12 шунтуючих реакторів і 41 вимикач.

В останні роки збільшилася кількість технологічних аварій через вироблення ресурсу вимикачів. На підстанціях експлуатується близько 300 вимикачів 110-750 кВ, які відпрацювали понад 25 років, в тому числі близько 180 вимикачів 220-400 кВ, які відпрацювали більше 30 років.

Дана проблема ускладнюється як наявністю на об'єктах комутаційного обладнання з параметрами, такими, що не відповідають рівню струмів короткого замкнення (КЗ) (102 одиниці), так і збільшенням кількості операцій "включення-відключення". Останнє пов'язане із здійсненням примусового обмеження споживачів шляхом введення графіків аварійного відключення, що застосовуються для збереження стійкості функціонування енергосистем.

Основними недоліками і невідповідностями, які мають місце в підстанційному господарстві, як правило, є:

- відсутність резервного джерела живлення власних потреб підстанцій;
- застарілі системи живлення щитів постійного струму;
- відсутність охоронної сигналізації;
- невідповідність систем пожежогасіння чинним нормам;
- підтоплення майданчиків підстанцій або окремих споруд ґрунтовими водами.

На багатьох підстанціях (ПС) конструктивні рішення не відповідають вимогам нині діючих норм і правил щодо пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики, апаратури зв'язку та телемеханіки, і, як правило, застарілі в фізичному (більше 50%) і моральному (більше 30%) відносінах. Деякі опорні підстанції тривалий час експлуатуються з одним встановленим АТ (15 підстанцій), що не забезпечує необхідну надійність живлення споживачів.

Більша частина повітряних магістральних ліній електропередачі була побудована до середини 60-х років минулого століття, і термін служби їх конструктивних елементів (метал, залізобетон, лінійна арматура, ізоляція і т.д.) вичерпаний. Значні обсяги ПЛ вимагають

термінової реконструкції: ПЛ 330 кВ – 2353 км (18% від сумарної довжини ліній цього класу); ПЛ 220 кВ – 2300 км (53%).

Масове старіння електромережних об'єктів та обладнання призвело до значного збільшення витрат на підтримку працездатності ліній електропередачі (ЛЕП) і підстанцій (ПС), підвищених витрат техніки, конструкцій та матеріалів при обслуговуванні, збільшення чисельності обслуговуючого персоналу для проведення планових та позапланових оглядів, поточних і аварійних ремонтів.

Аналізуючи технічний стан електромережевого господарства, не можна не відзначити і той факт, що в останні роки через відсутність фінансування, запасних частин, матеріалів знизився рівень профілактичних і планових ремонтів, а тому реальна кількість джерел можливих аварійних ситуацій значно більше, ніж це визначається тільки старінням мереж.

Загальна економічна криза кінця 90-х років минулого століття вплинула на погіршення розвитку електричних мереж. Починаючи з 2000 р. відзначається стійка тенденція скорочення обсягів введення нових ліній і трансформаторної потужності. Скорочення мережевого будівництва також пов'язано з рядом об'єктивних причин, в тому числі:

- значним спадом електроспоживання;
- відмовою від спорудження нових енергоємних підприємств, електропостачання яких було намічено в мережах 220-330 кВ;
- обмеженням введів нових генеруючих потужностей.

Хронічна затримка споруди вкрай відповідальних електромережних об'єктів, що забезпечують видачу потужності діючих блоків АЕС, поряд з ненадійною роботою обладнання ПС, привела до зниження надійності електропостачання споживачів і, як наслідок, до загального зниження енергетичної безпеки енергосистеми.

Основні напрямки розвитку електричних мереж 110-750 кВ в період до 2025 р. враховують необхідність:

- забезпечення технічного переоснащення і реконструкції магістральних електромереж 110 кВ і вище як системного, так і регіонального значення;

- підвищення надійності електропостачання споживачів електроенергії при зниженні технологічних втрат в мережах;

- забезпечення гнучкого та сталого функціонуванні енергосистеми з метою підвищення економічності і надійності роботи електростанцій і системоутворюючих мереж.

На перспективу до 2025 р. в ЕС України стратегія розвитку основних мереж передбачає, що функції системоутворюючих мереж зберігаються за мережами 330 і 750 кВ з послідовним зростанням ролі мережі 750 кВ.

Розвиток мереж 330 кВ буде здійснюватися за рахунок спорудження і розширення електростанцій; ліній, що забезпечують посилення системоутворюючих зв'язків як усередині окремих енергорайонів, так і між регіонами; ліній живлення великих вузлів електроспоживання.

Подальше спорудження мереж 750 кВ направлено на продовження в Україні двох широтних магістралей – Південної і Північної.

З огляду на нестабільну економічну ситуацію в Україні, у розглянутий період намічається мінімальний обсяг введення нових електромережевих об'єктів. При цьому враховується необхідність дотримання ряду обов'язкових вимог:

- забезпечення нормативних умов видачі потужності електростанцій;
- забезпечення надійного транзиту потужності з надлишкових районів енергосистеми в дефіцитні;

- забезпечення надійного енергопостачання споживачів;

- забезпечення планованих поставок експорту електроенергії.

Електромережеві об'єкти, введення яких рекомендується в розглянутій перспективі, можна віднести до таких категорій:

- магістральні мережі загальносистемного призначення (об'єкти, які забезпечують видачу потужності електростанцій або збільшення пропускної здатності основних перетинів об'єднання);

- магістральні мережі регіонального значення (об'єкти, що забезпечують надійну роботу мереж регіонів і електропостачання великих вузлів споживання).

До першочергових об'єктів належать ПЛ і ПС системного значення наведені нижче.

Лінії видачі потужності діючих енергоблоків атомних електростанцій (Запорізької, Рівненської та Хмельницької):

- ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська з ПС 750/330 кВ Каховська та мережами 330 кВ;

- ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС – Хмельницький;

- ПЛ 330 кВ Рівненська АЕС – Луцьк Північна – Львів Західна з реконструкцією ПС Луцьк Північна.

Електромережеві об'єкти, введення яких забезпечить гарантовану видачу потужності споруджуваних атомних енергоблоків:

- для Рівненської АЕС (блок № 4) – ПЛ 750 кВ РАЕС – Західноукраїнська (переведення на номінальну напругу) і ПЛ 750 кВ РАЕС – ЧАЕС;

- для Дністровської ГАЕС (блоки №№ 1-3) – заходи на ВРП 330 кВ ГАЕС ПЛ Ладизинська ТЕС – Дністровська ГЕС та Дністровська ГЕС – К. Подольск, ПЛ на ПС Барська;

- для Дністровської ГАЕС (блоки №№ 4-7) – заходи на ВРП 750 кВ ГАЕС ПЛ Західноукраїнська – Вінницька;

- для Хмельницької АЕС (блоки №№ 3,4) – ПЛ 750 кВ ХАЕС – ДГАЕС.

У перспективі до 2025 р. намічається введення більше 5000 км повітряних ліній.

## **1.2 Аналіз стану електричних мереж зарубіжних країн**

Вищою напругою основної електричної мережі змінного струму в країнах Європи є напруга 750 кВ. Ця напруга притаманна й Україні, а також енергосистемам Угорщини та Польщі [3, 4].

Для розподільчих мереж в країнах Європи прийняті напруги 110(115)-132-150 кВ. На практиці проміжні напруги 33-35, 66 кВ перестають бути актуальними. На підстанціях виконується трансформація з 110 кВ на 20 кВ.

Системоутворюючі мережі енергосистем країн Європи базуються на дволанцюгових, а іноді на чотирьохланцюгових ПЛ. На вузлових підстанціях встановлюють два – чотири трансформатора. Таке резервування елементів електричної мережі підвищує надійність електропостачання споживачів.

У електричних мережах країн Європи часто використовується елегазове обладнання, комплектні розподільчі пристрої (КРП), маслонаповнені кабелі, а останнім часом – кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену. Провідними виробниками кабельної продукції розроблені та виготовлені кабелі рекордної пропускної здатності на напруги:

- до 1000 кВ (маслонаповнений, з перерізом струмопровідної жили 2500 мм<sup>2</sup>, пропускною здатністю 3 млн. кВт);

- до 500 кВ (з ізоляцією із зшитого поліетилену, з перерізом струмопровідної жили 2500 мм<sup>2</sup>, пропускною здатністю 1,9 млн. кВт).

Серед енергосистем Азії можна виділити енергосистеми Південної Кореї та Токіо.

На енергосистему Токіо (TEPCO) припадає третя частина від усієї електроенергії країни. Опорна мережа Токіо сформована на напругах 275-500-1000 кВ змінного струму (50 Гц). Уже в 1970-х роках в TEPCO прийшли до висновку, що доцільно перевести кільцеву мережу міста на напругу 1000 кВ. Кожна фаза ПЛ складається з восьми сталевалюмінієвих проводів з загальним перерізом 810 мм<sup>2</sup>. ПЛ 500 кВ в більшості випадків дволанцюгові.

На напругу 500 кВ використовуються кабельні лінії (КЛ) з ізоляцією із зшитого поліетилену. Передумовою для спорудження закритих та підземних підстанцій стала необхідність економії землі, відведеної для повітряних ліній та підстанцій. Наприклад, підстанція 500 кВ Shin-Toyosu в Токіо має 5 поверхів, лише один з яких розташований над поверхнею землі.

Лідуючі позиції з розвитку електроенергетики в Азії займає енергокомпанія Південної Кореї (KEPCO). Швидкі темпи зростання споживання електроенергії та складнощі із прокладенням нових ліній електропередачі зумовили перехід з напруги 345 кВ на напругу 765 кВ. Вперше у світі даною енергокомпанією були побудовані ПЛ напругою 765 кВ у дволанцюговому виконанні. Дані ПЛ прокладено у передгірських районах та на інших територіях, що не використовуються в господарській діяльності країни.

У Північній Америці виведені на паралельну роботу три найбільші енергосистеми США, Канади та Мексики. У США прийнято дві системи

напруг змінного струму: 115-230-500 кВ та 156-345-750 кВ. Окрім ПЛ змінного струму побудовано більше 7 тис. км ПЛ постійного струму.

У Південній Америці найбільшою є енергосистема Аргентини з вищою напругою 500 кВ. Об'єднано енергосистеми Аргентини з частотою 50 Гц та Бразилії з частотою 60 Гц. Перетворювальна підстанція 50/60 Гц розміщена на території Бразилії.

До числа найбільших у світі виробників та споживачів електроенергії належать США, Китай, Японія, Росія, Канада, Німеччина та Франція.

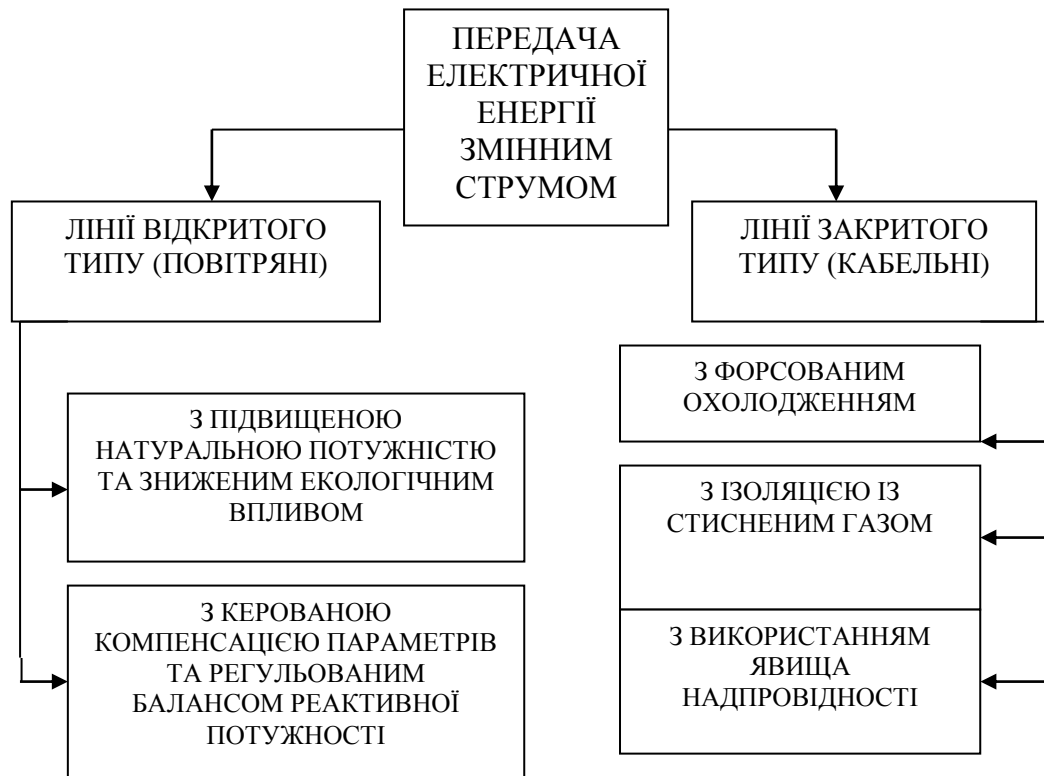
### **1.3 Інноваційні напрямки технічних рішень передачі електроенергії**

Напрямки технічних рішень передачі електроенергії можливо умовно розділити на дві групи [3]:

- **перша група** – «традиційні» («старі») рішення передачі електроенергії;
- **друга група** – інноваційні («нові») рішення передачі електроенергії.

Цей розподіл умовний тому, що у розвинених країнах деякі технічні рішення, які належать до «нових» застосовуються уже багато років в той час, як в інших країнах вони відносно нові.

Класифікація інноваційних технічних рішень передачі електроенергії змінним струмом надано на рис. 1.1.



*Рис.1.1. Інноваційні рішення передачі електроенергії змінним струмом*

Лінії «відкритого типу» розділяють на дві категорії.

**До першої категорії** належать ПЛ, у яких реактивні параметри змінюються за рахунок зміни геометричного розташування фаз та їх складових. У цьому випадку мова йде про статичну оптимізацію режимних властивостей лінії. У результаті збільшується передана натуральна потужність та зменшується напруженість електричного поля під лінією. Характерним прикладом цієї категорії є ПЛ зі зближеними розщепленими фазами, їх ще називають «компактними». Дані ПЛ виконуються на опорах охоплюючого типу, де суміщені відповідні фази двох ланцюгів і не розділені стійками опор.

Покращення технічних рішень для передачі електроенергії можливо й за рахунок застосування спеціальних проводів. Така постановка завдання приваблива як з технічної, так і з економічної точки зору.

На сьогодні, висуваються наступні вимоги до інноваційних проводів:

- максимально висока електропровідність;
- максимально висока механічна міцність;
- невелика погонна маса;
- стійкість до високих температур;
- малі температурні подовження;
- стійкість до старіння і вітрових впливів.

Умови виконання вищеописаних вимог є конкуруючими. Наприклад, найкраща міцність забезпечується сталлю, а найкраща електропровідність і мала маса алюмінієм. Для отримання необхідної температурної стійкості розглядалося застосування дисперсійно-твердіючих матеріалів, цирконієвих сплавів, композитних та інших матеріалів, а також отриманням і впровадженням волокон оксиду алюмінію.

На світовому ринку у сфері виробництва класичних і спеціальних марок проводів виступають кілька десятків компаній. На сьогоднішній день актуальні постачальники вже визначилися: Nexans, Бельгія; Lumph-Berndorf, Австрія; J-Power Systems, Японія; ЗМ, США.

**До другої категорії** належать ПЛ, у яких змінюються режимні параметри за допомогою керування балансом реактивної потужності в лінії, тобто співвідношенням між генерацією лінією реактивної потужності та втратами реактивної потужності. Останнім часом з'явився термін «керовані самокомпенсуючі повітряні лінії» (КСПЛ). В якості компенсуючих пристроїв використовуються керовані шунтуючі реактори (КШР), які споживають реактивну потужність в залежності від рівня напруги. Тиристорні компенсатори (СТК), які працюють як у режимі споживання, так і в режимі генерації реактивної потужності. Використання названих пристроїв надає ПЛ можливість динамічної оптимізації режимних властивостей лінії.

Кабельні ліній електропередачі (КЛ) умовно розділяють на дві категорії. У зарубіжній практиці частіше використовують короткі кабельні лінії таких категорій:

- з форсованим (примусовим) охолодженням;
- газоізолюючі лінії, де в якості ізолюючого матеріалу використовують чистий елегаз під тиском.

#### **1.4 Контрольні питання**

1. Які умови в Україні сприяють необхідності підвищити ефективність електропередачі?
2. Який розподіл об'єктів електричних мереж за напругою в Україні?
3. Які обсяги електрообладнання ПС 110-750 кВ підлягають заміні?
4. Перелічте основні напрямки розвитку системо утворюючих та розподільних електричних мереж в Україні та світі.
5. Яка вища напруга основної електричної мережі змінного струму в Україні?
6. Перелічте інноваційні рішення передачі електроенергії змінним струмом в Україні та світі.
7. Які вимоги висуваються до інноваційних проводів?
8. Сформулюйте перспективні напрямки технічних рішень передачі електроенергії змінним струмом.
9. Назвіть передові технології енергокомпаній Японії.
10. Яка система напруг у Європі та США?

## РОЗДІЛ 2

### ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

#### 2.1 Загальні відомості

**Повітряною лінією електропередачі (ПЛ)** називається пристрій для передачі електроенергії по проводах, які розташовані на відкритому повітрі і прикріплені до опор за допомогою ізоляторів та арматури або кронштейнами і стійками на інженерних спорудах (мостах, шляхопроводах і т.і.).

**Нормальним режимом ПЛ** називається стан ПЛ при непошкоджених проводах і тросах.

**Аварійним режимом ПЛ** називається стан ПЛ з пошкодженням одним або декількома проводами і тросами.

**Монтажним режимом ПЛ** називається стан в умовах монтажу опор, проводів і тросів.

**Габаритним прольотом** називається прольот, довжина якого визначається нормованим вертикальним габаритом від проводів до землі при облаштуванні опор на ідеально рівній поверхні.

**Габаритною стрілою** провису проводу називається найбільша стріла провисання в габаритному прольоті.

**Населеною місцевістю** називається територія міст в межах їх перспективного розвитку на 10 років, приміські і зелені зони, курорти, землі селищ міського типу і сільських населених пунктів.

**Ненаселеною місцевістю** називається територія єдиного державного земельного фонду, за винятком населеної та важкодоступної місцевості.

**Важкодоступною місцевістю** називається місцевість, недоступна для транспорту і сільськогосподарських машин.

На ПЛ 110-500 кВ довжиною більше 100 км для обмеження несиметрії струмів і напруг повинен виконуватися один повний цикл **транспозиції**. На дволанцюгових ПЛ схеми транспозиції повинні бути однаковими.

Обслуговування ПЛ повинно бути передбачене згідно з ремонтно-виробничими базами і ремонтно-експлуатаційними пунктами.

До ПЛ 110 кВ і вище має бути забезпечений, у будь яку пору року, під'їзд на максимально наближену відстань, але не далі, ніж на 0,5 км від траси ПЛ. Для проїзду вздовж траси ПЛ і для під'їзду до неї повинна бути розчищена ділянка землі не менше 2,5 м від насаджень, каміння і т.п.

Опори ПЛ рекомендовано встановлювати поза зоною розмиття берегів з урахуванням можливих переміщень русел і затоплюваності району, а також уникати місць, де можуть бути потоки дощових та інших вод, шляхи сходження льоду (яри, заплави рік та ін.). На опорах ПЛ на висоті 2,5-3,0 м повинні бути нанесені наступні знаки:

- порядковий номер – на всіх опорах;
- номер ПЛ або її умовне позначення повинно бути нанесено на: кінцевих опорах; перших опорах відгалуджень від ліній; у місцях перетину ліній однієї напруги;
- попереджувальні плакати – на всіх опорах ПЛ у населеній місцевості;
- плакати, на яких указані відстані від опори ПЛ до кабельної лінії зв'язку.

Металеві опори, виступаючі металеві частини залізобетонних опор і всі металеві деталі дерев'яних та залізобетонних опор ПЛ повинні бути захищені від корозії шляхом оцинковки або фарбування стійким

покриттям. Очищення, ґрунтування і фарбування повинні виконуватися тільки в заводських умовах.

Для визначення місця пошкодження на ПЛ 110 кВ і вище мають бути спеціальні пристрої, що встановлюються на підстанціях. При проходженні даних ПЛ в районах, де може бути намерзання з товщиною 15 мм та більше, рекомендується встановлювати пристрої, що сигналізують появу намерзання.

Для ПЛ, що проходять в регіонах з товщиною стінки 20 мм і більше, а також у місцях з можливим утворенням намерзання та паморозі у сукупності з сильними вітрами рекомендовано використовувати плавку льоду на проводах.

На ПЛ для плавки льоду повинні бути пристрої, що сигналізують появу ожеледних відкладень.

Траса ПЛ за можливості обирається найкоротшою. У районах з більшими відкладеннями льоду, сильними вітрами, лавинами, зсувами, болотами і т.п. необхідно при проектуванні за можливості передбачати обходи особливо несприятливих місць, що має бути обґрунтовано порівняльними техніко-економічними розрахунками.

## **2.2 Традиційні повітряні лінії електропередачі**

*Традиційні повітряні лінії* – це ПЛ змінного струму, які спроектовано згідно з нормативними документами за умови дотримання відповідних регламентованих вимог [5 – 21].

За конструктивним виконанням ПЛ традиційної конструкції (традиційні ПЛ) можуть бути одно-і дволанцюговими. Габарити традиційних ПЛ встановлюються нормами щодо умов безпечного

пересування людей і транспорту під лініями і залежать від номінального класу напруги ПЛ, характеристики місцевості (населена, ненаселена, важкодоступна) і типу пересічних споруд [12-14].

ПЛ традиційної конструкції виконують неізолюваними проводами на одноколових або двоколових опорах. Конструкція фази ПЛ даного типу в основному визначається маркою і перерізом проводів, їх кількістю в фазі, розташуванням і відстанями між ними. ПЛ з розщепленими фазами, де в одній фазі використовують два і більше проводи застосовується на напруги 330 – 750 кВ. У таблиці 2.1 наведено конструктивні розміри і мінімальні габарити традиційних ПЛ у відповідному класі напруги.

Таблиця 2.1 – Конструктивні розміри і мінімальні габарити традиційних ПЛ

Номінальна напруга, кВ	Відстань між проводами, м	Довжина прольоту $l$ , м	Висота опори $H$ , м	Мінімальний габарит лінії $h$ , м
110	4-6	170-250	13-14	6-7
220	7-8	250-350	25-30	7-8
330	8-9	300-400	25-30	7,5-8
750	13,5-19,5	450-750	30-41	10-12

Конструктивне виконання ПЛ істотно залежить від таких кліматичних умов, як: температура, вітер, ожеледі, а також від наявності в навколишньому середовищі газів, відкладень солей і т.п. [7, 8].

Для ПЛ традиційної конструкції вартісні показники визначаються згідно з методикою, яка відображає залежність вартості ПЛ від конструкції [18].

Згідно з цією методикою, вартість ПЛ змінного струму можна оцінити за виразом:

$$K_{\text{ПЛ}}^{\text{град}} = K'_{\text{ПЛ}} + K''_{\text{ПЛ}}, \quad (1.1)$$

де  $K'_{\text{ПЛ}}$  – складова вартості ПЛ, яка не залежить від конструкції;

$K''_{\text{ПЛ}}$  – складова вартості ПЛ, яка залежить від конструкції.

### 2.2.1 Конструктивні елементи повітряних ліній

Повітряні лінії електропередачі призначені для передачі електроенергії на великі відстані по проводам, у тому числі для розподілення електроенергії на території промислового підприємства, де можуть використовуватися повітряні лінії низької напруги (НН) і високої напруги (ВН).

Основними конструктивними елементами ПЛ є: **проводи, троси, опори, ізолятори й лінійна арматура.**

**Проводи** призначені для передачі електроенергії. У верхній частині опор над проводами для захисту ПЛ від грозових перенапруг монтують **грозозахисні троси.**

**Опори** підтримують проводи та троси на необхідній відстані над рівнем землі чи води.

**Ізолятори** ізолюють проводи від опори.

За допомогою **лінійної арматури** проводи закріплюють на ізоляторах, а ізолятори на опорах.

Найбільш поширені **одно- та дволанцюгові ПЛ.** Два ланцюги ПЛ можуть розташовуватися на одній опорі.

## 2.2.2 Проводи та грозозахисні троси

Проводи на одноколових опорах ПЛ традиційних конструкцій розміщують на вершинах трикутника або в горизонтальній площині (рис. 2.1, а-в); на двоколових – у вигляді прямої чи зворотної "ялинки" або у вигляді "бочки" (рис. 2.1, г-е). Пряма "ялинка" застосовується рідко через незручності монтажу, зворотня "ялинка" зручно монтується, але вимагає двох захисних тросів, тому найбільш широке застосування на ПЛ традиційних конструкцій отримало розміщення проводів у вигляді "бочки" (рис. 2.1, е).

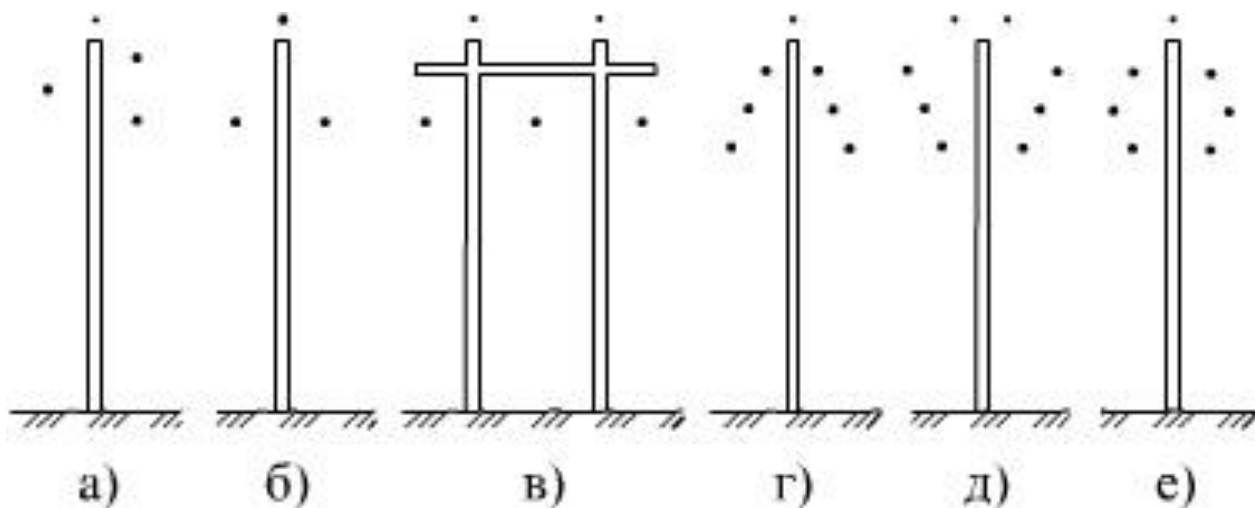


Рис 2.1 Розміщення проводів і тросів на одно- двоколових опорах ПЛ

На ПЛ традиційної конструкції використовуються неізольовані проводи, тобто без ізолюючого покриття.

Даня ПЛ можуть виконуватися з одним або декількома проводами у фазі; у цьому випадку фаза називається розщепленою.

Діаметр проводу, їх переріз та кількість у фазі, а також відстань між проводами розщепленої фази визначається за допомогою розрахунків.

За конструктивним виконанням бувають одно- і багато дротяні, а також порожнисті проводи.

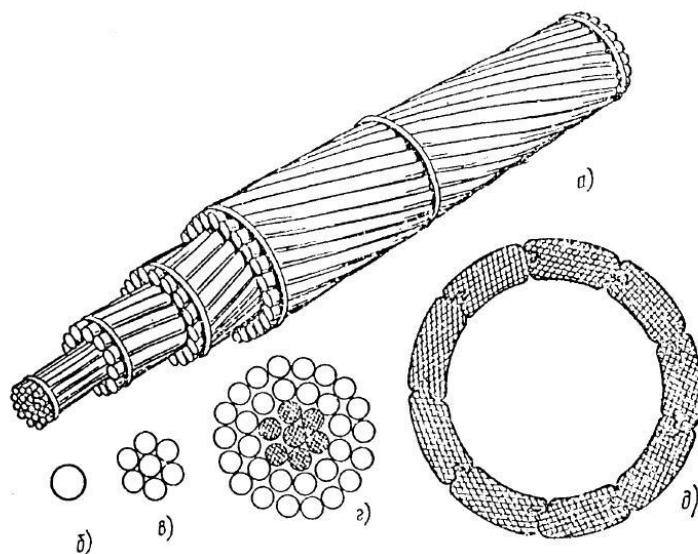
**Однодротяні** проводи складаються з одного круглого дроту. Вони дешевші, ніж багатодротяні, але мають меншу механічну міцність. **Сталеві однодротяні проводи** використовують рідко через високий питомий електричний опір сталі. Зазвичай вони використовуються при невеликих навантаженнях у сільськогосподарських мережах. **Алюмінієві однодротяні проводи** взагалі не випускаються через низьку механічну міцність.

**Багатодротяні алюмінієві проводи** зазвичай використовуються в мережах на 0,38 кВ. На більш високих напругах використовуються **сталеалюмінієві** проводи марок **АС, АСКС, АСК** та інших в залежності від способу їх виконання. Наприклад, **АСК** складається з алюмінієвих дротів і сталевого сердечника з сталевих оцинкованих дротів, ізольованих двома стрічками з поліетилентерефталатною плівкою, пропитаною мастилом. Конструкції та загальний вигляд проводів наведені рис. 2.2, а. Однодротяний провід (рис. 2.2, б) складається з одного круглого дроту. Багатодротяні проводи з одного металу (рис. 2.2, в) складаються з декількох звитих між собою дротів. При збільшенні перерізу збільшується число дротів. У багато дротяних проводах з двох металів – сталеалюмінієвих проводів (рис. 2.2, г) – внутрішній дріт (сердечник провoda) виконується з сталі, а верхній – з алюмінію.

Сталевий сердечник збільшує механічну міцність, а алюміній є струмопровідною частиною провoda тому, що поверхневий ефект на змінному струмі витісняє струм лінії на поверхню провідника.

Порожнисті проводи (рис.2.2, д) виготовляють з плоских дротів, з'єднаних між собою в паз, що забезпечує конструкційну міцність провoda. У таких провodaх більший порівняно з цільним діаметр. Завдяки цьому напруга виникнення коронного розряду збільшується на провodaх і значно знижуються втрати енергії на корону. Порожнисті проводи

застосовуються на ПЛ не часто. Вони використовуються для ошиновки підстанцій 330 кВ та вище. Для зниження втрат електроенергії на корону на напругах більше 330 кВ кожна фаза ПЛ **розщеплюється** на декілька проводів.



*Рис. 2.2 Конструкція проводів повітряних ліній:*

- а – загальний вигляд багатодрогового проводу;
- б – переріз однодротового проводу;
- в, г – переріз багатодрогового проводу з одного і двох металів;
- д – переріз порожнистого проводу.

Матеріал проводів (рис. 2.2) повинен мати високу електропровідність. На першому місці за провідністю є мідь, потім алюміній, а сталь має значно нижчу провідність. За механічною міцністю на першому місці є сталь. Матеріал проводів має бути стійким до корозії та хімічних впливів.

**Мідь** має такі переваги – гарна провідність, висока механічна міцність і корозійна стійкість, але вона досить дорога і дефіцитна. Тому зараз мідні проводи для ПЛ не використовуються. Їх використання

допускається в контактних мережах та в мережах спеціальних виробництв (шахт, родовищ та ін.).

**Алюміній** – найбільш розповсюджений в природі метал. Його питома провідність складає 65,5% провідності міді. Велика провідність, легкість та розповсюдженість у природі привели до його ефективного використання у якості струмопровідного металу для проводів і кабелів. Основний недолік алюмінію – відносно низька механічна міцність.

**Алюмінієві проводи** марок **А** і **АКП** через недостатньо високі фізико-механічні властивості використовуються, як правило, для підвісу на ПЛ напругою до 35 кВ з невеликими прольотами і в умовах слабого намерзання.

**Провод марки А** складається з алюмінієвих дротів одного діаметра (число дротів від 7 до 61), скручених концентричними повивами; **АКП** – це провід марки **А**, але його міждротовий простір заповнений нейтральним мастилом підвищеної термостійкості, який перешкоджає появі корозії. Корозійно-стійкий провід **АКП** застосовується на ПЛ поблизу морського узбережжя, солоних озер та хімічних підприємств.

**Проводи зі сплавів алюмінія** (**АН** – не термооброблений сплав, **АЖ** – термооброблений сплав) мають велику механічну міцність і приблизно таку ж провідність, як і проводи марки **А**. Ці успішно можуть використовуватися як на ПЛ 6-35 кВ (проводи марки **АН**), так і на ПЛ до 110 кВ (проводи марки **АЖ**).

**Сталеалюмінієві проводи** найбільш популярні на ПЛ. Провідність сталевого сердечника не враховується, а за електричний опір приймається лише опір алюмінієвої частини. Випускаються сталеалюмінієві проводи марок **АС**, **АСО**, **АСУ** (нормальної, полегшеної та посиленої конструкції). Провід марки **АС** складається з сталевого сердечника та алюмінієвих дротів. Він призначений для ПЛ при прокладенні їх на суші, окрім районів

з забрудненим шкідливими хімічними з'єднаннями повітрям. Корозійно-стійкі проводи **АСКС**, **АСКП**, **АСК** призначені для ПЛ, що проходять на узбережжях морів, солоних озерах і в промислових районах з забрудненим повітрям; **АСКС** і **АСКП** – це проводи марки **АС**, але між дротовий простір сталевого сердечника (С) або всього проводу (П) заповнено мастилом підвищеної термостійкості.

В позначеннях марки проводу вказується переріз алюмінієвої і сталеві частини. Наприклад, **АС 120/19** або **АСКС 150/34**.

**У якості грозозахисних тросів** на ПЛ 35 кВ застосовуються, як правило, сталеві багатожильні оцинковані канати перерізом 35-50 мм<sup>2</sup>, а на ПЛ 110-220 кВ сталеві багатожильні оцинковані канати перерізом 50-70 мм<sup>2</sup>. На особливо відповідальних переходах і в зонах хімічного впливу, а також при використанні грозозахисного тросу для високочастотного зв'язку і у випадках, коли це необхідно за умов термічної стійкості, у якості грозозахисного тросу використовують спеціальний або загального використання сталеалюмінієвий провід.

**Грозозахисні троси нового зразку з азотовмісної нержавіючої сталі.** Щорічно при проведенні ревізії та після аварійних оглядів в багатьох енергосистемах виявляють та замінюють велику кількість грозозахисних тросів, непридатних для подальшої експлуатації. Як показує аналіз пошкоджень ПЛ, приблизно 3–5 % загальної кількості відмов ПЛ складають обриви грозозахисних тросів. Тому, для підвищення надійності ПЛ доцільно використовувати грозозахисні троси з нової високоміцної азотовмісної сталі.

Наразі освоєно серійний випуск таких тросів для роботи в морських умовах і агресивних середовищах, а також для потреб риболовної та нафтодобувної промисловості і електроенергетики та оптоволоконних ліній зв'язку.

Провід з азотовмісної нержавіючої сталі має виключну корозійну стійкість, тому антикорозійне покриття (оцинковка або алюмініювання) для нього не потрібне.

### **2.2.3 Конструкції опор**

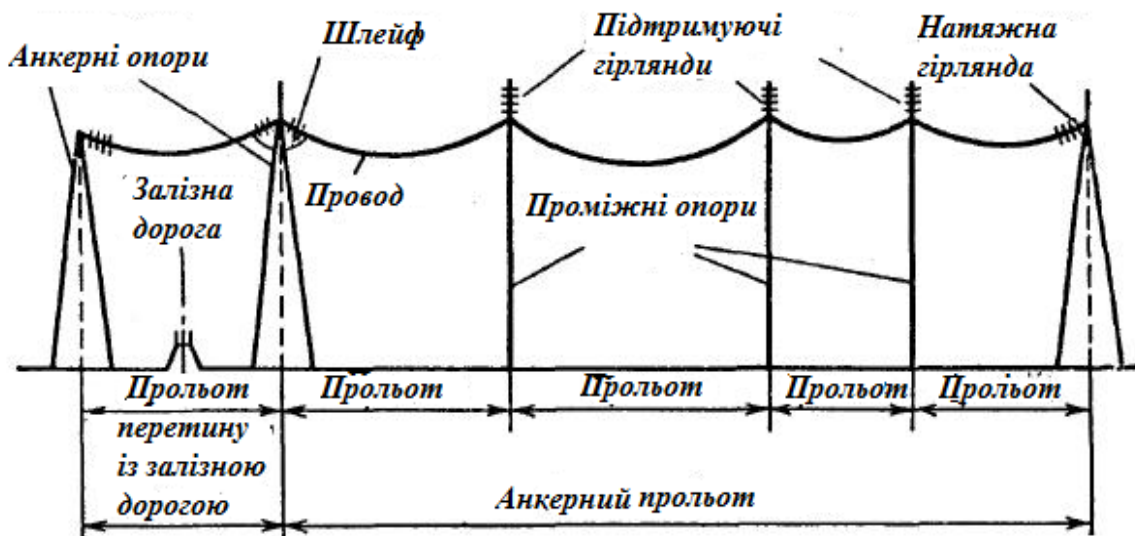
**Опори та фундамент** на ПЛ напругою 35 – 110 кВ є досить матеріаломісткими та мають високу вартість. Вартість змонтованих опорних конструкцій на ПЛ складає, як правило, 60-70 % повної вартості спорудження ПЛ. Для ліній, розташованих на промислових підприємствах і безпосередньо прилеглих до них територіях, цей відсоток може бути ще вищим.

Опори ПЛ призначені для підтримування проводів лінії на відповідній відстані від землі, що забезпечить безпеку людей та надійну роботу лінії.

Опори ПЛ поділяються на анкерні та проміжні. Опори цих груп відрізняються способом підвісу проводів.

**Анкерні опори** повністю приймають тяжіння проводів і тросів в суміжних з опорою прольотах і використовуються для натягу проводів. На цих опорах проводи підвішуються за допомогою підвісних гірлянд. Опори анкерного типу можуть бути нормальної та полегшеної конструкції. Анкерні опори значно складніші та дорожчі, ніж проміжні, тому їх число на кожній лінії повинно бути мінімальним.

**Проміжні опори** не приймають тяжіння проводів або приймають його частково. На проміжних опорах проводи підвішуються за допомогою підтримуючих гірлянд ізоляторів, рис. 2.3.



*Рис. 2.3.. Схема анкерного прольоту ПЛ і прольоту перетину із залізною дорогою*

На базі анкерних опор можуть виконуватися **кінцеві та транспозиційні опори**. Проміжні та анкерні опори можуть бути **прямими і кутовими**.

**Кінцеві анкерні опори** встановлені на виході лінії з електростанції чи на підходах до підстанції і знаходяться в найгірших умовах. Ці опори відчують одностороннє тяжіння всіх проводів із сторони лінії, так як тяжіння із сторони порталу підстанції незначне.

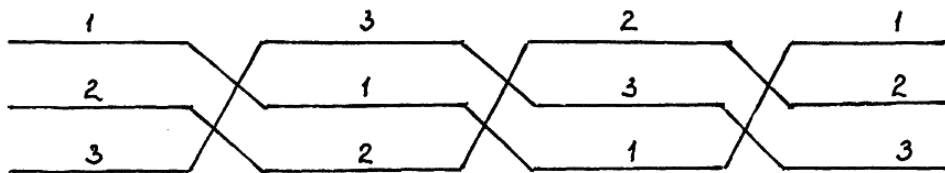
**Проміжні прямі опори** встановлюють на прямих ділянках ПЛ для підтримування проводів. Проміжна опора дешевша та легша у виготовленні ніж анкерна, так як в нормальному режимі не відчуває зусиль вздовж лінії. Проміжні опори складають не менше 80-90 % від загальної кількості опор ПЛ.

**Кутові опори** встановлюють в точках повороту лінії. При кутах повороту лінії до  $20^\circ$  використовуються кутові опори анкерного типу. При кутах повороту лінії електропередачі більше  $20^\circ$  – проміжні кутові опори.

По трасах ПЛ використовуються також **спеціальні опори** наступних типів:

- **транспозиційні** – для зміни порядку розташування проводів на опорах;
- **відгалуджуючі** – для виконання відгалуджень від основної лінії;
- **перехідні** – для переходу через ріки, урвища і т.п.

**Транспозицію** використовують на лініях напругою 110 кВ та вище довжиною більше 100 км для того, щоб зробити ємність та індуктивність всіх трьох фаз ланцюга ПЛ однаковими. При цьому послідовно змінюють на опорах взаємне розташування проводів відносно один одного. Таке потрійне переміщення проводів називають циклом транспозиції. Лінія ділиться на три ділянки (кроки), на яких кожен з трьох проводів займає всі три можливі положення, рис. 2.4.



*Рис. 2.4 Цикл транспозиції проводів одноланцюгової лінії*

В залежності від кількості ланцюгів, опори можуть бути **одноланцюгові та дволанцюгові**. Проводи розташовуються на одноланцюгових лініях горизонтально або трикутником, на дволанцюгових опорах – «**зворотною ялинкою**» або **шестикутником**. Найбільш розповсюджені розташування проводів на опорах схематично зображені на рис. 2.5.

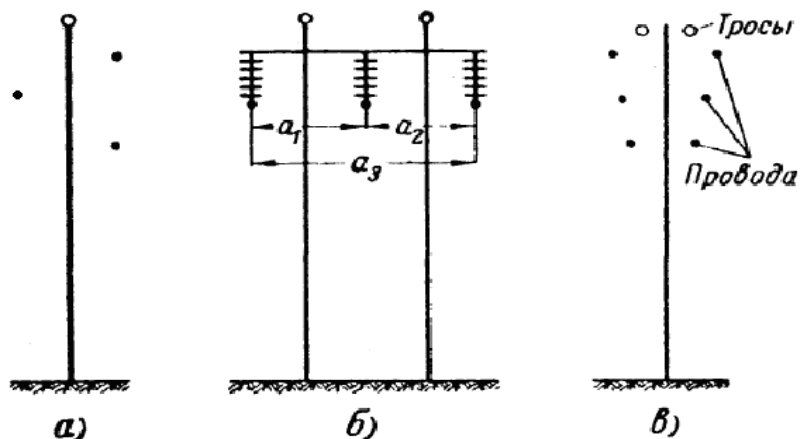


Рис. 2.5 Розташування проводів і тросів на опорах:

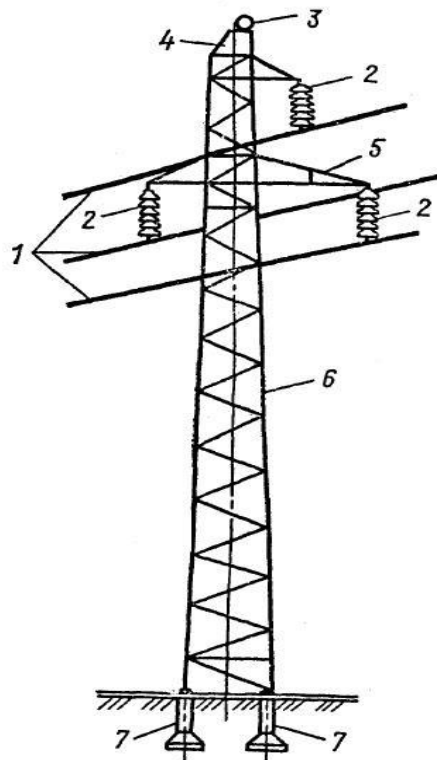
- а – розташування на вершинах трикутника;
- б – горизонтальне розташування;
- в – розташування зворотною ялинкою.

На рис. 2.5 також вказані і можливі розташування грозозахисних тросів. Розташування проводів на вершинах трикутника (рис. 2.5, а) розповсюджене на лініях до 20-35 кВ та на лініях з металевими або залізобетонними опорами напругою 35-330 кВ.

Горизонтальне розташування проводів виконується на лініях 35 кВ та 110 кВ на дерев'яних опорах і на лініях більш високої напруги на інших опорах. Для дволанцюгових опор найбільш зручним, з огляду монтажу, є розташування проводів «зворотна ялинка», але це збільшує масу опор та вимагає підвісу двох захисних тросів.

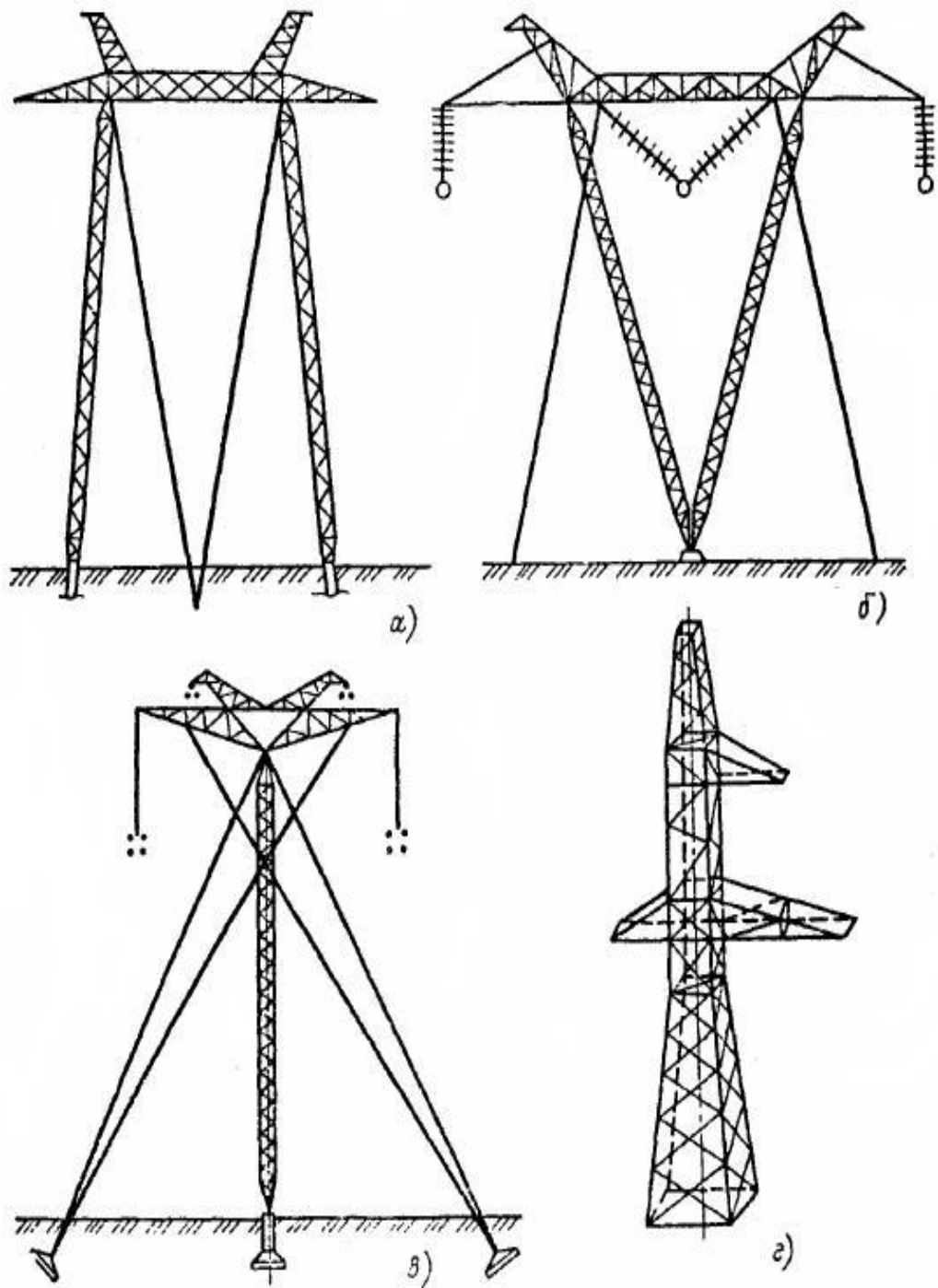
**Дерев'яні опори часто використовувались** на ПЛ до 110 кВ включно. Найбільш розповсюджені соснові опори, дещо менше розповсюджені опори з модрини. **Переваги цих опор** – невелика вартість (за наявності місцевої деревини) та простота виготовлення. **Основний недолік** – гниття деревини, особливо інтенсивне в місцях сполучення опори з землею.

**Металеві опори** виконуються із сталі спеціальних марок для ПЛ 35 кВ та вище, але вони потребують великої кількості металу. Окремі елементи металевих опор з'єднуються зваркою чи болтами. Для запобігання окислення та корозії поверхню металевих опор оцинковують чи періодично фарбують спеціальними фарбами. Вони мають високу механічну міцність та довгий термін служби. Встановлюють металеві опори на залізобетонних фундаментах. Ці опори за конструкцією можуть бути – **баштовими** чи **одностієчними** (рис. 2.6) і **портальними** (рис. 2.7.а), за способом закріплення у фундаменті – **вільно стоячими опорами** (рис. 2.6 та 2.8), і **опорами на відтягненнях** (рис. 2.7.а, б, в).



*Рис. 2.6. Проміжна металева опора одноланцюгової лінії:*

- 1 – проводи;
- 2 – ізолятори;
- 3 – грозозахисний трос;
- 4 – тросостійка;
- 5 – траверси опори;
- 6 – стійка опори;
- 7 – фундамент опори.



*Рис. 2.7. Металеві опори:*

- а) – проміжна одноланцюгова на відтягненнях 500 кВ;
- б) – проміжна V-подібна 1150 кВ;
- в) – проміжна опора ПЛ постійного струму 500 – 1150 кВ;
- г) – елементи просторових конструкцій.

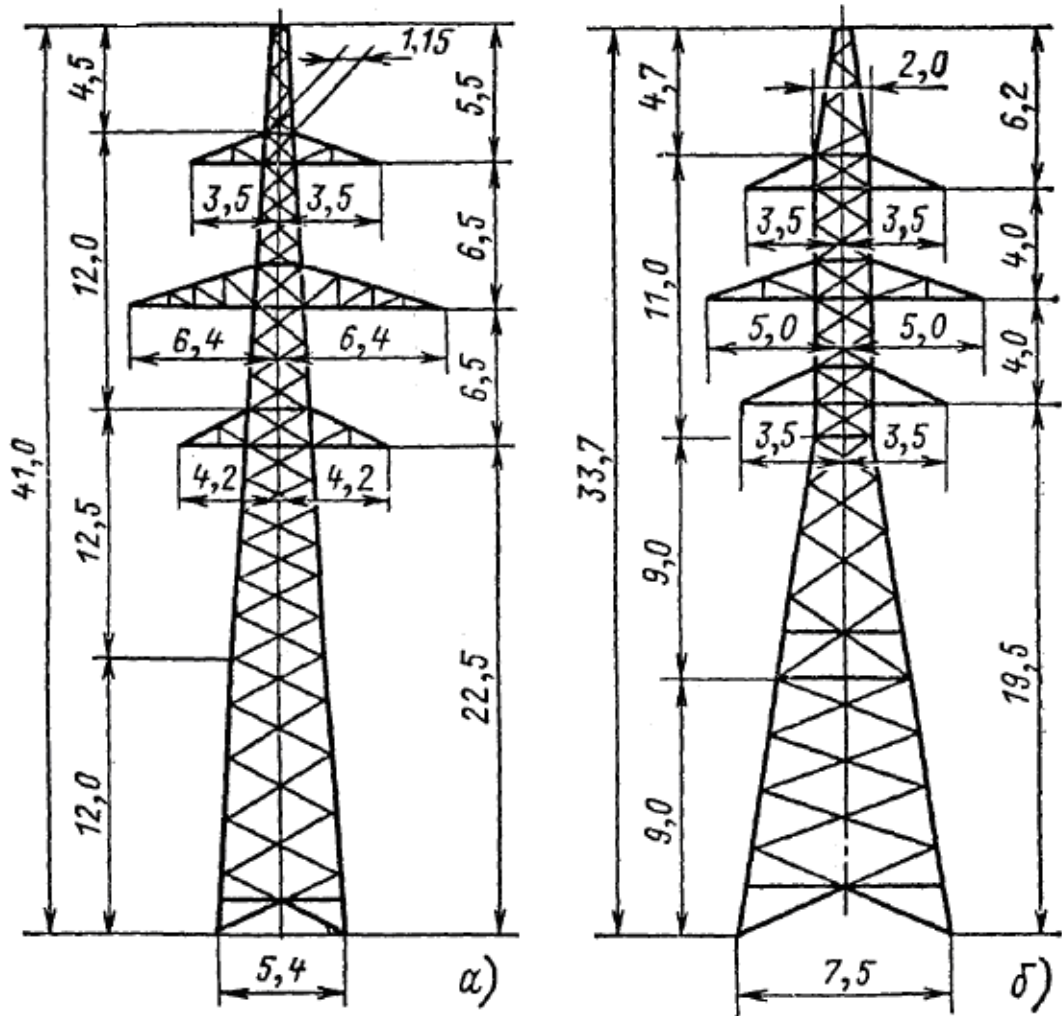


Рис.2.8. Металеві вільностоячі дволанцюгові опори:

- а) – проміжна 220 кВ;
- б) – анкерно-кутова 110 кВ.

На металевих опорах висотою 50 м і більше повинні бути встановлені сходи з огороженням, що доходять до вершини опори. При цьому на кожній секції опор повинен бути майданчик з огорожею.

**Залізобетонні опори** застосовуються на лініях всіх напруг до 500 кВ. Для забезпечення необхідної щільності бетону використовується віброущільнення та центрифугування. Віброущільнення виконується різними вібраторами. Центрифугування забезпечує дуже гарне

уцільнення бетону і потребує спеціальних машин – центрифуг. На ПЛ 110 кВ та вище стійки опор і траверси порталних опор – центрифуговані труби, конічні або циліндричні. Залізобетонні опори довговічніші ніж дерев'яні, у них відсутня корозія деталей, а також вони прості в експлуатації, тому отримали широке розповсюдження. Дані опори мають меншу вартість, але мають більшу масу і відносно крихку поверхню бетону (рис. 2.9).

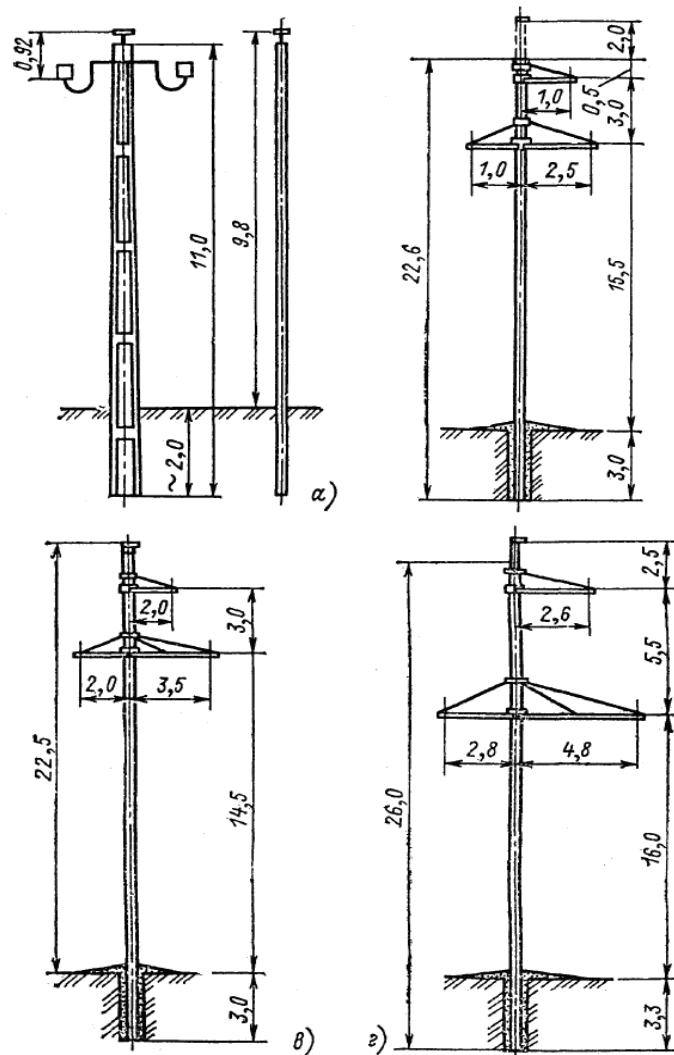


Рис. 2.9. Проміжні залізобетонні вільностоячі одноланцюгові опори:

- а) – з штирьовими ізоляторами 6-10 кВ;
- б) – 35 кВ;
- в) – 110 кВ;
- г) – 220 кВ.

Траверси одностієчних залізобетонних опор – металеві оцинковані.

Термін служби залізобетонних та металевих оцинкованих або періодично пофарбованих опор досягає 50 і більше років.

#### 2.2.4 Ізоляція проводів і опор

Для ізоляції проводів від опор можуть використовуватися наступні елементи:

- **опорні** ізолятори, працюючі на стиснення, розтяг чи згин та розділені на штирьові (насаджуються на опорні штирі чи гачки);
- **стержньові** ізолятори (прикріплюються болтами або гвинтами);
- **підвісні ізолятори**, приймаючі зусилля лише на розтяг і поділяються на **гірляндні** (створені зі з'єднаних послідовно стандартних ізоляторів) та **стержньові** (цільні);
- комбінації опорних і підвісних ізоляторів. В даному випадку обидва ізолятори є цільними);
- ізоляційні траверси.

На ПЛ 110 кВ та вище повинні застосовуватися лише підвісні ізолятори. На ПЛ 35 кВ та нижче можуть застосовуватися підвісні і штирьові (у тому числі опорно-стержньові) ізолятори (рис. 2.10).

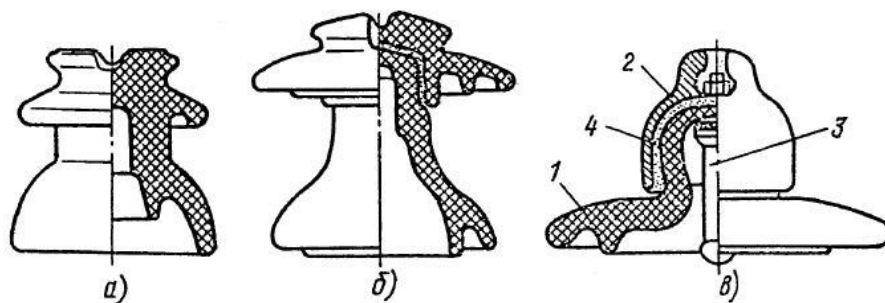


Рис. 2.10. Штирьові і підвісні ізолятори:

- а) – штирьовий 6-10 кВ;
- б) – штирьовий 20-35 кВ;
- в) – підвісний тарілчастого типу.

Підвісний ізолятор тарілчастого типу найбільше розповсюджений на ПЛ напругою 35 кВ ті вище. Підвісні ізолятори (рис. 2.10. в) складаються з порцелянової або скляної ізолюючої частини 1 і металевих деталей – шапки 2 та стержня 3, з'єднаних з ізолюючою частиною цементною зв'язкою 4.

Також використовуються ізолятори з порцеляну та загартованого скла. **В умовних позначеннях штирьового ізолятора** літери та цифри позначають: **Ш** – штирьовий; **П(С)** – порцеляновий (скляний); **цифра** – на номінальну напругу, кВ; **А, Б, В** – виконання ізолятора.

**В умовних позначеннях підвісного ізолятора** літери та цифри позначають: **П** – підвісний; **П(С)** – порцеляновий (скляний); **Г** – для забруднених районів; **цифра** – клас ізолятора (відповідає електромеханічному руйнівному навантаженню, кН; **А, Б, В** – виконання ізолятора.

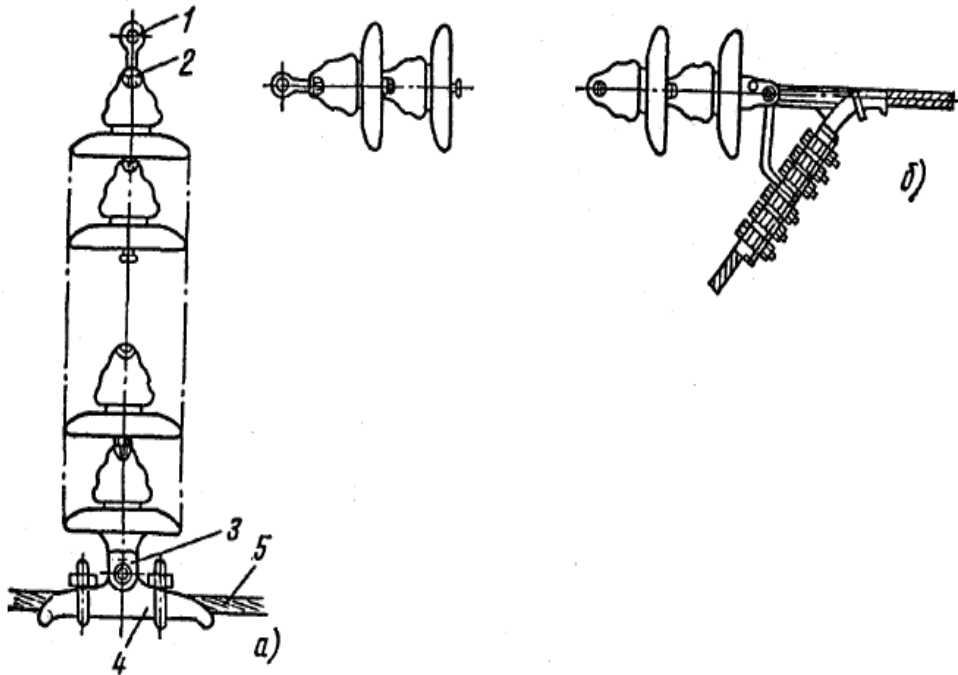
Число ізоляторів у гірлянді залежить від напруги лінії, ступеню забруднення атмосфери, матеріалу опор та типу ізолятора, табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Кількість ізоляторів в підтримуючих гірляндах ПЛ 110-500 кВ з металевими і залізобетонними опорами

Тип ізолятора	Кількість ізоляторів, шт, при номінальній напрузі ПЛ, кВ		
	110	220	500
ПП6-А	7	13	-
ПП6-Б	7	14	27
ПП6-В	7	13	26
ПС6-А	8	14	29
ПС6-Б	8	14	29

Підвісні ізолятори складають:

- **підтримуючі** гірлянди на проміжних опорах, рис. 2.11, а;
- **натяжні** гірлянди, рис. 2.11, б – на анкерних.



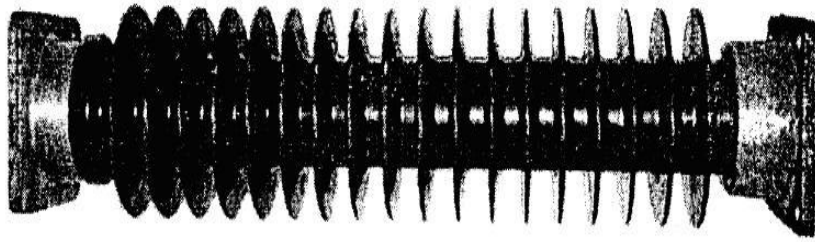
*Рис. 2.11. Підтримуючі і натяжні гірлянди ізоляторів:*

- а) – підтримуюча гірлянда ізоляторів з глухим зажимом;
- б) – натяжна гірлянда ізоляторів з болтовим зажимом.

У підвісних гірляндах провід підтримується лише за допомогою зажимів, у натяжних – закріплюється наглухо.

Підтримуючі і натяжні гірлянди ізоляторів (рис.2.11) закріплюються на проміжній опорі за допомогою сержки. Сержка (1) з одного боку з'єднується зі скобою або з деталлю на траверсі, а з іншого боку вставляється в шапку верхнього ізолятора (2). До нижнього ізолятора гірлянди за вушко (3) прикріплений підтримуючий зажим (4), у якому розміщено провід (5).

**Ізолятори опорні стержньові полімерні.** Вони призначені для ізоляції та кріплення струмопровідних частин в електричних апаратах змінної напруги 110 кВ. Наприклад, в роз'єднувачах у якості шинних опор, рис. 2.12.



*Рис. 2.12 Ізолятор опорний стержньовий полімерний*

Ізолятори (рис. 2.12) призначені для роботи в будь-яких кліматичних умовах і відповідають вимогам МЕК 273/1979.

Ізолятори мають наступні переваги перед порцеляновими:

- мінімальна руйнуюча здатність на згин більша в 4-5 разів;
- термін служби більший в 7-10 разів через високоміцне армування фланців з ізолятором;
- непередбачувана аварійність менша завдяки відсутності крихкого згину ізолятора;
- маса ізолятора менша в 2-2,5 рази.

**Введення з литою трекінгостійкою полімерною ізоляцією** для високовольтних вимикачів на напругу 35 кВ (С-35, ВВС-35, МКП-35 та інші.), рис. 2.13.



*Рис. 2.13 – Введення з литою полімерною ізоляцією  
для високовольтних вимикачів*

Ці введення мають переваги над традиційними введеннями з порцеляновою покриткою на всіх етапах експлуатаційного циклу:

- **транспортування** – підвищена стійкість полімерної ізоляції до механічних впливів спрощує транспортування та знижує затрати на нього (допускається транспортування в вантажній машині навалом чи у контейнері);

- **монтаж** – низька маса введення (16 кг) дозволяє виконувати монтаж та демонтаж одній людині без застосування вантажопідйомних пристроїв.

Термін експлуатації введення значно вищий, ніж у порцелянового, так як в їхній конструкції відсутня паперово-бакелітова ізоляція і порцелянова покритка. Завдяки цьому термін служби введення може перевищувати термін служби вимикача.

Надійність введення підвищена завдяки відсутності дефектів ізоляції, характерних для традиційних введень.

### **2.2.5 Лінійна арматура**

Лінійна арматура застосовується для кріплення проводів до ізоляторів і ізоляторів до опор. За своїм призначенням умовно може бути підрозділена на:

- зчіпну (вушка, серезки, скоби тощо);
- підвідну (підтримуючі і натяжні затискачі);
- сполучну (овальні з'єднувачі, петльові, відгалужувальні і інші стискачі);
- захисну (захисні кільця, роги розрядні, гасителі вібрації).

Перераховані вище види лінійної арматури вибираються в залежності від марки проводу або троса. Термін служби арматури в складних умовах експлуатації багато в чому залежить від стійкості її до корозії. З цією

метою вся застосовувана на ПЛ арматура має цинкове покриття, стійкість якого в залежності від ступеня забруднення атмосфери визначається терміном від 2 до 5 років. Для збільшення терміну служби арматури в даний час практикується застосування спеціального антикорозійного мастила. Термін ефективної дії мастила коливається в межах від 8 до 10 років. Кріплення проводів до підвісних ізоляторів і кріплення тросів виконані за допомогою підтримуючих або натяжних затискачів. Серед натяжних затискачів слід віддавати перевагу затискачам, які не вимагають розрізування проводу. Кріплення проводів до штирьових ізоляторів проводиться дротовими зв'язками або спеціальними затискачами.

Підтримуючі затискачі для підвіски проводів можуть бути глухими або з закладенням обмеженої міцності. За умовою надійності рекомендується застосування глухих затискачів. Підвіску грозозахисних тросів на опорах слід здійснювати тільки в глухих затискачах.

З'єднання проводів і тросів виконують за допомогою з'єднувальних затискачів або зварювання. В одному прольоті допускається не більше одного з'єднання на кожен провід або трос.

**Глухий затиск** представлено на рис. 2.14, в. Натискні болти 1 через плашку 2 притискають провід до корпусу затиску («човнику») 3 і утримують його на місці при односторонньому тяжінні. Провід й трос в разі обриву в одному з прольотів, як правило, не витягується з затиску, і тяжіння проводу або троса, що залишився необірваним передається на проміжну опору.

Глухі затискачі – це основний тип затискачів, що застосовуються в даний час на ВЛ 35-500 кВ.

На анкерних опорах провода закріплюють наглухо за допомогою натяжних затискачів.

Існує кілька типів натяжних затискачів:

- болтові;
- зпресовані;
- клинові.

**Болтові затискачі**, рис. 2.14, г, складаються з корпусу 1, плашок 2, натяжних болтів з гайками 3 і прокладок з алюмінію 4.

**Пресовані затискачі**, рис. 2.14, д складаються з сталевго анкера 1, в якому на довжині L1 опресовується сталевий сердечник проводу, і алюмінієвого корпусу 2, в якому по довжині L2 опресовується алюмінієва частина проводу з боку прольоту, а на довжині L – шлейф.

Промисловість випускає провoда певної довжини. На ПЛ ці провoда з'єднують один з одним за допомогою з'єднувачів, що поділяються на:

- овальні і пресовані.

**Овальні з'єднувачі** (рис. 2.14 е, ж) застосовуються для проводів перерізом до 185 мм<sup>2</sup> включно. У них провoда укладаються внапуск, після чого проводиться обтиснення з'єднувачем за допомогою спеціальних кліщів (рис. 2.14, е). Сталеалюмінієві провoда перерізом до 95 мм<sup>2</sup> включно закріплюють в з'єднувачах методом скручування (рис. 2.14, ж).

**Пресовані з'єднувачі** використовуються для з'єднання проводів перерізом 240 мм<sup>2</sup> і більше, а сталевих тросів усіх перерізів (рис. 2.14, з).

**До проводів ПЛ поблизу від затискачів підвішуються гасителі вібрації з вантажами або демпфуючі петлі**, застосування яких зменшує вібрацію і дозволяє запобігти злам проводу. **Гаситель вібрації** складається з двох чавунних вантажів 1 з'єднаних сталевим тросом 2 (рис. 2.14, і). Частота власних коливань гасителів у багато разів менше ніж проводів. Для алюмінієвих і сталеалюмінієвих проводів малих пререрізів захист від вібрацій здійснюється за допомогою **демпфуючої петлі 1** з проводу тієї ж марки. Петля прикріплюється до проводу болтовими

затискачами 2 по обидві сторони підтримує затиск 3 у підвісній гірлянді ізоляторів 4 (рис. 2.14, к).

На проводах ПЛ напругою 330-750 кВ застосовуються розпірки 1 (рис. 2.14, л) для фіксації проводів розщепленої фази 2 відносно один одного. Ці розпірки забезпечують необхідну відстань між окремими проводами фази і запобігають зіткненню і закручуванню.

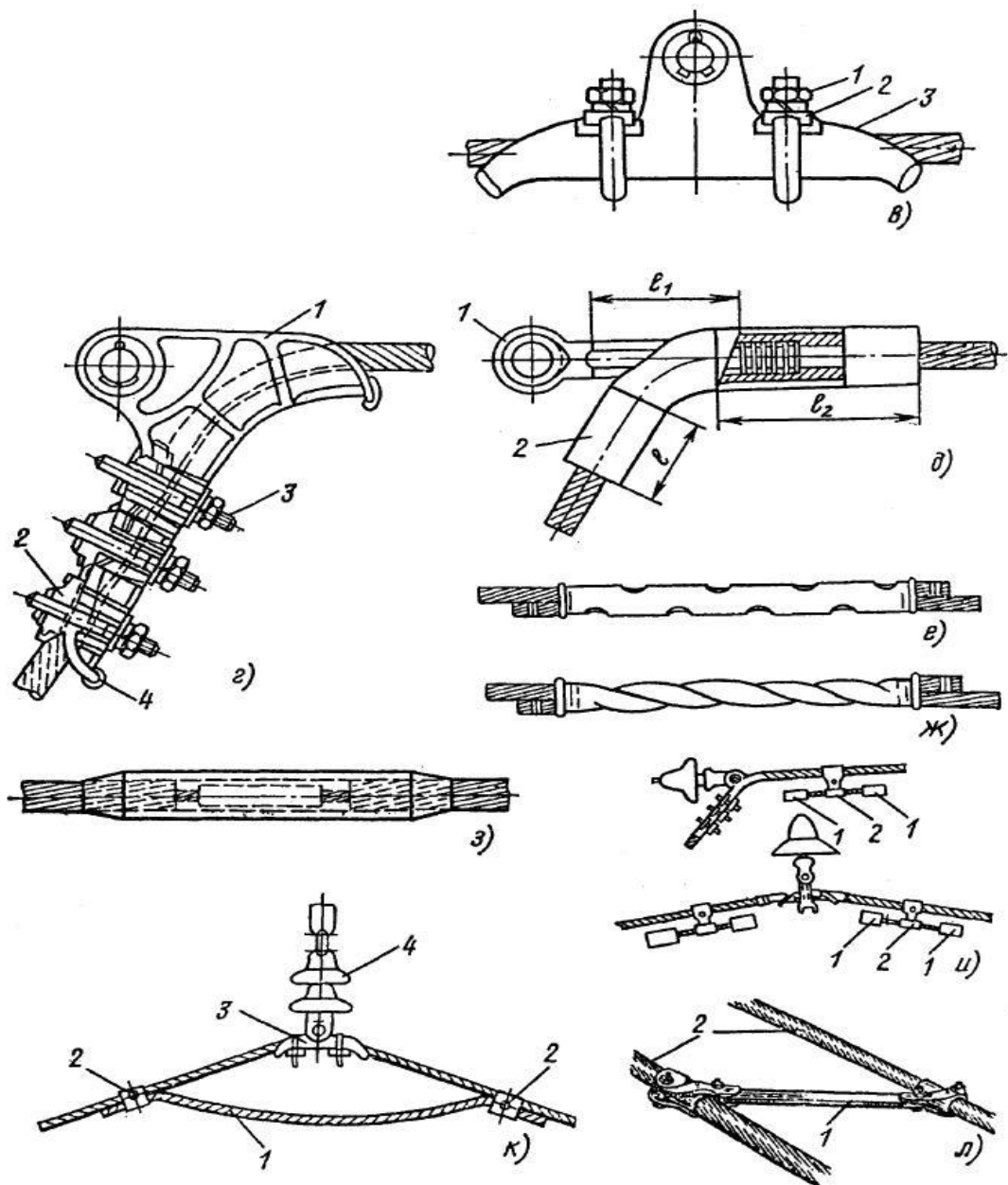


Рис. 2.14. Лінійна арматура.

## **2.2.6 Захист від перенапруг, заземлення**

Повітряні лінії напругою 110-500 кВ з металевими та залізо-бетонними опорами повинні бути захищені від прямих ударів блискавки тросами по всій довжині лінії.

Для ПЛ напругою до 35 кВ застосування грозозахисних тросів не потрібно крім ділянок, що відходять від підстанції. ПЛ 110 кВ на дерев'яних опорах, як правило, не повина захищатися тросами.

Кріплення тросів на всіх опорах ПЛ 110-500 кВ повинно бути виконано за допомогою ізолятора, шунтуваного іскровим проміжком.

На кожній анкерній ділянці довжиною 10 км троси повинні бути заземлені в одній точці шляхом влаштування спеціальних перемичок на анкерній опорі.

Ізольоване кріплення троса рекомендується виконувати скляними ізоляторами.

На підходах ПЛ 110-330 кВ до підстанцій на довжині 2-3 км і на підході ПЛ 500 кВ на довжині не менше 5 км, якщо троси не використовуються для ємнісного відбору, плавки ожеледі або зв'язку, їх слід заземлювати на кожній опорі.

На ПЛ 150 кВ і нижче, якщо не передбачене плавлення ожеледі на тросі, ізольоване кріплення троса слід виконувати тільки на металевих і залізобетонних анкерних опорах.

На переходах ПЛ через річки, ущелини і т.п. при висоті опор понад 40 м і відсутності на опорах троса повинні встановлюватися трубчасті розрядники.

На ПЛ повинні бути заземлені:

- опори, які мають грозозахисний трос або інші пристрої грозозахисту;
- залізобетонні та металеві опори ПЛ 35 кВ і нижче;

- опори, на яких встановлені силові або вимірювальні трансформатора, роз'єднувачі або інші апарати;

- металеві та залізобетонні опори ПЛ 110-500 кВ без тросів і інших пристроїв грозозахисту, якщо це необхідно за умовами забезпечення надійної роботи релейного захисту та автоматики.

Залізобетонні фундаменти опор ПЛ можуть бути використані в якості природних заземлювачів при здійсненні металевої зв'язки між анкерними болтами і арматурою фундаменту.

Для заземлення залізобетонних опор в якості заземлюючих провідників слід використовувати ті ж елементи поздовжньої арматури стійок, які металево з'єднані між собою і можуть бути приєднані до заземлювача.

Відтягнення залізобетонних опор повинні використовуватися в якості заземлюючих провідників додатково до арматури.

Троси і деталі кріплення ізоляторів до траверси залізобетонних опор повинні бути металево з'єднані із заземлювальним спуском або заземленою арматурою. Перетин кожного з заземлюючих спусків на опорі ПЛ має бути не менше 35 мм<sup>2</sup>.

Заземлювачі ПЛ, як правило, повинні знаходитися на глибині не менше 0,5м, а на орній землі – 1 м.

## 2.3 Нетрадиційні повітряні лінії електропередачі

### 2.3.1 Компактні повітряні лінії

*Компактними повітряними лініями* (КПЛ) називаються ПЛ змінного струму, в яких провода зближені на мінімально допустимі відстані з урахуванням технічних обмежень до яких відносяться [22 – 24]:

- зближення проводів в прольоті при можливих переміщеннях під дією вітру;
- відстань від проводів до заземлених частин опор;
- відстані між проводами в фазі з урахуванням можливих перенапруг і умов обмеження коронного розряду.

Питаннями транспортування потужності КПЛ займається група вчених Санкт-Петербурзького державного політехнічного університету. Згідно з даними їх досліджень зменшення міжфазових відстаней на ПЛ дозволяє розширити діапазон зміни числа проводів у фазі у більшу сторону, що позитивно відображається на пропускній здатності ПЛ.

КПЛ, в порівнянні з ПЛ традиційної конструкції, припускає окрім зближення проводів у фазах і спеціальне розташування один відносно одного проводів розщеплених фаз.

Принцип створення КПЛ заснований на оптимізації конструкції фаз ПЛ з метою забезпечення найбільш ефективного використання поверхні проводів для транспортування електричної енергії за рахунок нетрадиційної конфігурації, тобто зміни числа складових у фазі при зменшенні відстані між фазами. Не традиційність конфігурації фази характеризується тим, що відстані між фазами зменшені до мінімально допустимих значень, а між проводами у середині фази – збільшені. При цьому конструктивно, по розташуванню проводів в просторі, ПЛ даного типу не відрізняється від ПЛ традиційної конструкції. Вони також

виконуються одно- дволанцюговими відповідно на одно- або двоколових опорах [22-24]. Розщеплення проводів призводить до значної зміни погонних параметрів ліній електропередачі – зменшення погонної індуктивності і збільшення погонної ємності лінії. Внаслідок чого знижується хвильовий опір і підвищується натуральна потужність лінії, що дозволяє підвищити пропускну здатність за інших рівних умов на 25-35%.

Натуральна потужність КПЛ, яка характеризує пропускну здатність лінії, пропорційна числу складових у фазі та коефіцієнту використання визначається за виразом [24]:

$$P_n = 0,05 \cdot n \cdot r_0 E_{\text{доп}} \cdot k_{\text{вик}} , \quad (2.2)$$

де  $n$  і  $r_0$  – число і радіус складових проводів у фазі;

$E_{\text{доп}}$  – допустима напруженість на поверхні проводів, кВ/м;

$k_{\text{вик}}$  – коефіцієнт використання поверхні проводів.

Збільшення складових в фазі еквівалентно збільшенню діаметра провoda. Тому, в разі застосування більшої кількості складових в фазі ємність ПЛ збільшується, а індуктивність зменшується, відповідно хвильовий опір знижується, а натуральна потужність збільшується, що і підвищує пропускну здатність КПЛ в порівнянні з традиційною ПЛ [24]. В результаті цього, для передавання потрібної потужності може бути знайдена така оптимальна конструкція фази, яка забезпечить її передавання при умовах відповідних передаванню натуральної потужності лінії.

Зменшення відстані між фазами (зближення фаз) призводить до корегування необхідних розмірів фаз, тому для скорочення габаритів ПЛ найбільш доцільно при збільшенні числа складових у фазі зменшити відстань між фазами до мінімально допустимих за електричною

прочністю. Це призведе до скорочення габаритів ПЛ і спричинить зменшення площі відводу земельної ділянки під ПЛ, а отже крім того, що знизить негативний вплив на навколишнє середовище має ще і позитивний економічний ефект.

У разі застосування КПЛ замість традиційних ПЛ скорочується число паралельних ланцюгів, що забезпечує значний економічний ефект. Наприклад, при заміні дволанцюгової традиційної ПЛ одноланцюговою КПЛ напругою 110-750 кВ вартість електропередачі знижується на 30-35%. Також при інших рівних умовах підвищується їх пропускна здатність на 25 – 35% [22].

Значна протяжність повітряних ліній електропередач (ЛЕП) та велика кількість розподільних пристроїв на території країни приводить до збільшення площі відчуження під ПЛ та підстанції. Особливо це відчувається для електричних мереж напругою 35 кВ та вище.

Проблема неефективного використання відчужених під ЛЕП земель стає особливо актуальною для територій мегаполісів, що розвиваються, де вартість землі значно виростає. З ростом міст виникає необхідність «глибокого» вводу електропередачі високої напруги ближче до споживача.

В світовій практиці уже існують варіанти нових технологій **компактних ліній електропередачі.**

При використанні традиційної основної ізоляції для ПЛ – повітря, скорочення ізоляційних відстаней між проводами та землею, тобто підвищення компактності ЛЕП досягається за рахунок нових технологій:

- використання екранованих проводів та проводів зі збільшеним діаметром;
- використання високоміцних полімерних лінійних ізоляторів нового покоління;

- встановлення стовпових обмежувачів перенапруг;
- використання багатограних та конічних металевих опор;
- використання ізольованих проводів.

Використання екранованих проводів та проводів зі збільшеним діаметром знижує робочі напруженості електричного поля. В результаті зменшуються основні ізоляційні проміжки.

Високоміцні полімерні ізолятори дають можливість відмовитися від традиційних траверс і цим зменшити габарити опор.

Відмова від грозозахисних тросів в районах з малою грозовою активністю та встановлення в певних точках стовпових обмежувачів перенапруг знижує габарити повітряних ліній електропередач.

Багатогранні та конічні опори мають значно менший діапазон а ніж традиційні гратчасті, що так само знижує габарити повітряних ліній електропередач.

Сукупність використання перерахованих нових технологій дозволяє майже вдвічі зменшити габарити опори, що зменшує площу полоси відчуження землі.

На рис. 2.15 представлено типове рішення для компактної лінії електропередачі.

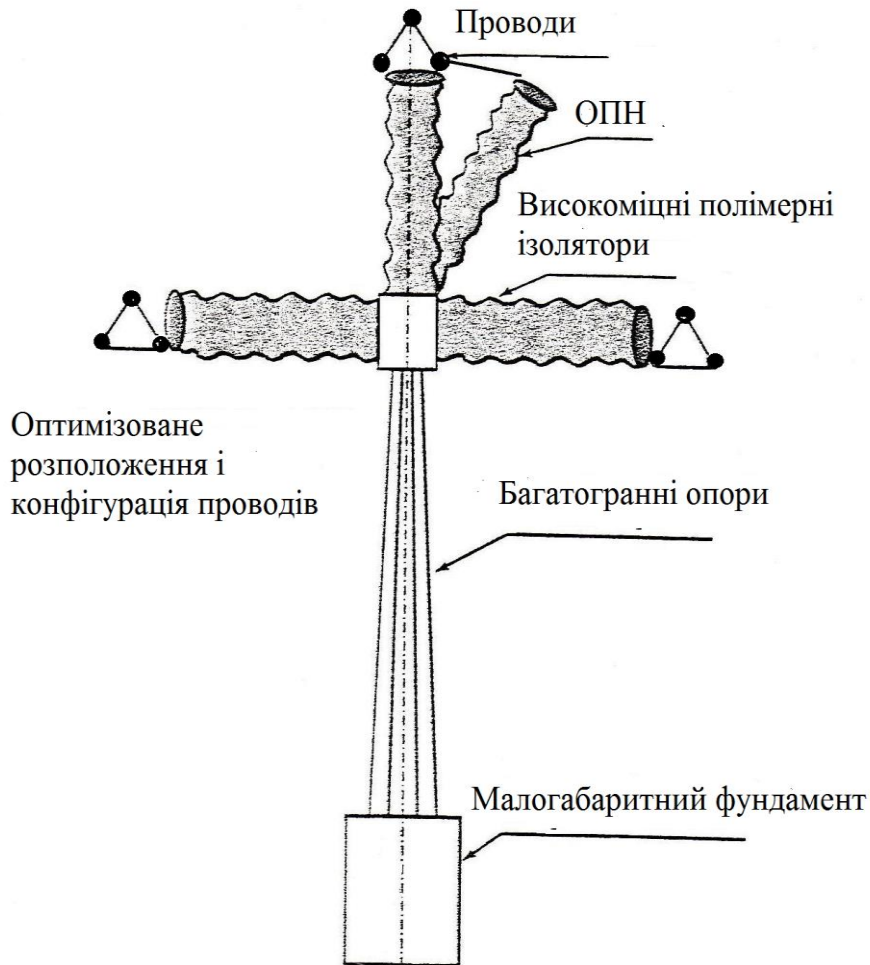


Рис. 2.15. Типове рішення компактної повітряної лінії

### 2.3.2 Самокомпенсуючі повітряні лінії

Керовані самокомпенсуючі повітряні лінії (КСПЛ) – представляють собою передачу потужності, що складається з декількох однофазних електропередач, зближених між собою на мінімально допустимі відстані [23]. КСПЛ конструктивно завжди виконують дволанцюговими або багатоланцюговими [25 – 27].

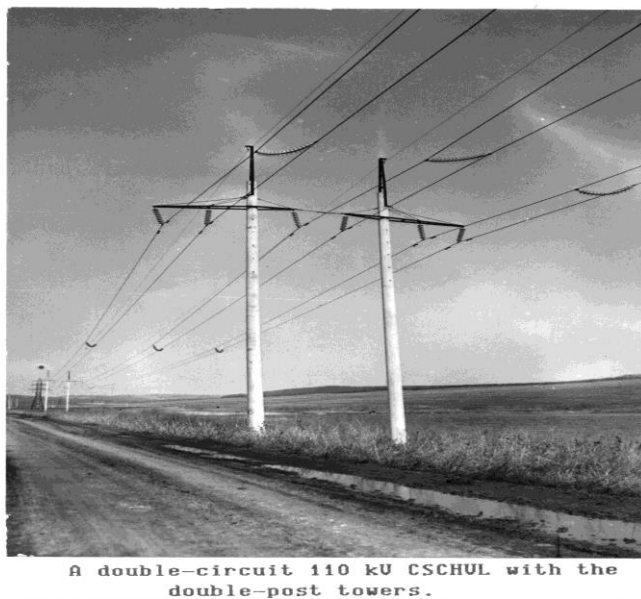
На шляху практичного використання КСПЛ до 1990 року виникали труднощі із-за відсутності на той період ефективних і прийнятних за

технічними та економічними показниками регулюючих засобів поперечної та повздовжньої компенсації.

КСПЛ включає до свого складу фазорегулятори (ФР), які забезпечують регулювання кута зсуву трифазних систем ланцюгів напруги один відносно одного, і компенсуючі пристрої (КП) необхідні для додаткового регулювання нормальними і аварійними режимами транспортування потужності в енергосистемах. Завдяки таким технічним рішенням створені умови для виникнення посиленого електромагнітного впливу ланцюгів електропередачі один на одного, що збільшує пропускну здатність лінії на 20 – 40% [24]. За допомогою ФР або спеціальних схем перемикання здійснюється регулювання кута зсуву між системами ланцюгів векторів напруг, а отже еквівалентних параметрів, що спільно з КП забезпечують управління діапазоном характеристик електропередачі і параметрами режиму транспортування потужності.

Порівнюючи КСПЛ з іншими ПЛ, необхідно відзначити, що при регулюванні кута фазового зсуву між векторами напруг ланцюгів в КСПЛ відбувається перенесення потужності між її ланцюгами. Це пояснюється наявністю ємнісних і індуктивних зв'язків між ланцюгами ПЛ завдяки яким взаємні струми і наведенні електричні рушійні сили від одного ланцюга змінюють величину фазного струму і напруги сусіднього ланцюга, що відповідає "передачі – прийому" відповідної потужності і створює принцип самокомпенсації.

На сьогоднішній день самокомпенсуюча ПЛ успішно функціонує в енергосистемі Молдови [25] (рис. 2.16).



*Рис.2.16. Дволанцюгова СПЛ-110 кВ (Бельці- Нові Бризени, Молдова)*

При визначенні втрат електричної енергії при її транспортуванні КСПЛ у разі, коли кут зсуву між ланцюгами систем векторів напруги  $\theta = 180^0$ , тобто в режимі максимальної пропускнуої здатності, виходять з того, що зарядна потужність КСПЛ дорівнює сумі зарядних потужностей двох окремо працюючих її ланцюгів. У випадку ж коли  $\theta = 0^0$ , а цього можна досягти за допомогою ФР в режимах передачі малих потужностей і холостого ходу, при яких необхідне підключення шунтуючого реактора (ШР), зарядна потужність КСПЛ значно менше і визначається за виразом:

$$Q_{КСПЛ}^{зар0^0} = 0,55Q_{КСПЛ}^{зар180^0} = 0,55(2Q_{нл}), \quad (2.4)$$

де  $Q_{КСПЛ}^{зар0^0}$  – зарядна потужність КСПЛ при  $\theta = 0^0$ ;

$Q_{КСПЛ}^{зар180^0}$  - зарядна потужність КСПЛ при  $\theta = 180^0$ ;

$Q_{ПЛ}^{зар}$  – зарядна потужність ПЛ традиційної конструкції [28].

При визначенні витрат на компенсацію втрат електроенергії в КСПЛ враховується можливість зниження втрат на корону за рахунок

регулювання параметрів електропередачі за допомогою ФР. Сумарні втрати електричної енергії в КСПЛ визначаються за виразом:

$$\Delta E_{\Sigma} = (\Delta E_{кор}^{180^{\circ}} + \Delta E_{нагр}) \left( \frac{100 - K_{рез}}{100} \right), \quad (2.5)$$

де  $\Delta E_{кор}^{180^{\circ}}$  - втрати електроенергії на корону в КСПЛ при  $\theta = 180^{\circ}$  (максимальні);

$\Delta E_{нагр}$  - навантажувальні втрати електроенергії в КСПЛ;

$K_{рез}$  – коефіцієнт зниження сумарних втрат електроенергії в КСПЛ за рахунок регулювання кута зсуву між системами векторів ланцюгів напруг при зміні величини потужності, яка передається та зменшення складової втрат на корону у порівнянні з традиційною ПЛ ( $K_{рез} = 6-10\%$ ). [26].

Таким чином, економія втрат електроенергії досягається за рахунок регулювання фазового зсуву між ланцюгами КСПЛ і знижує тим самим втрати на корону.

Вартість КСПЛ приймається рівною 70-80% від вартості дволанцюгової традиційної ПЛ. Так, для КСПЛ вартість 1 км. визначається як

$$K_{КСПЛ} = 2 \cdot K_{ПЛ}^{трад} \cdot (0,7 - 0,8), \quad (2.6)$$

де  $K_{ПЛ}^{трад}$  – вартість 1 км традиційної ПЛ змінного струму.

Збільшення інвестиційних вкладень у КСПЛ порівняно з традиційними ПЛ за рахунок встановлення ФР істотно не позначається на загальній ефективності транспортування електричної енергії [27].

Отже, електропередача на базі КСПЛ є досить ефективною в порівнянні з електропередачею традиційними ПЛ. Тому ПЛ такої

конструкції можуть розглядатися як один з перспективних напрямків для транспортування електричної енергії в ЕС України.

Необхідність передачі великих потоків потужності на значні відстані призвела до створення **повітряних ліній надвисокої напруги**.

До недоліків даних ліній відносяться:

- значні втрати електроенергії на корону;
- негативний вплив на людину та навколишнє середовище;
- велика металоємність;
- висока вартість.

Новий тип компактних ПЛ змінного струму – **дволанцюгові коаксіальні максимально скомпенсовані високовольтні повітряні лінії передачі (ДКПЛ)** – вільні від перерахованих недоліків. В основу цих ліній покладений принцип максимальної компенсації як електричних так і магнітних полів. Максимально компенсувати електричні та магнітні поля, тобто досягти різкого зменшення напруженості електричного і магнітного полів під ПЛ, дозволяє коаксіальне розташування однойменних фаз різних ланцюгів ПЛ [28, 29].

В табл. 2.3 дано порівняння параметрів традиційних та дволанцюгових коаксіальних ПЛ (ДКПЛ) електропередач.

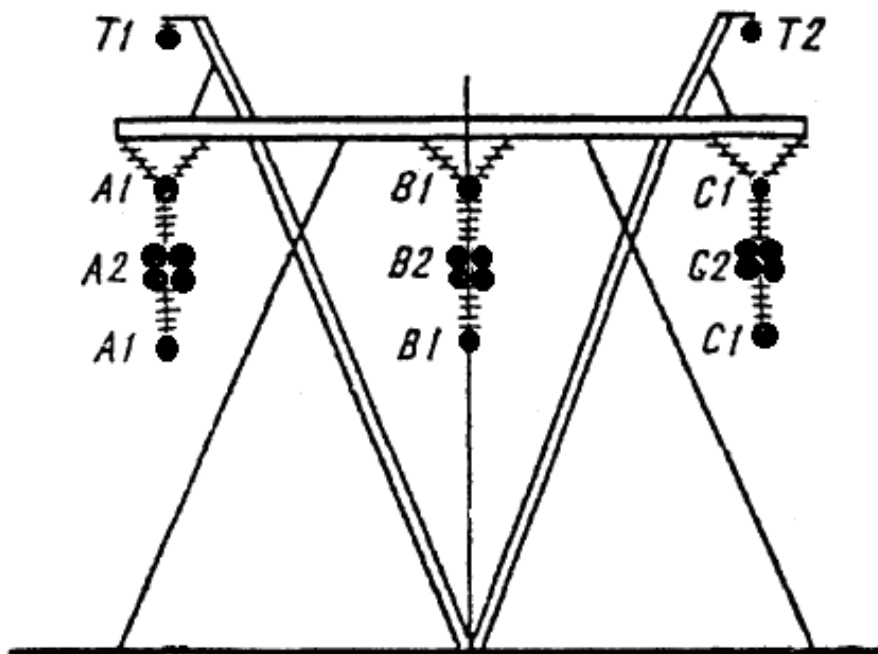
Таблиця 2.3 – Параметри традиційних ПЛ и ДКПЛ

Параметр	Традиційна повітряна лінія напругою, кВ			Дволанцюгова коаксіальна повітряна лінія напругою, кВ		
	110	220	500	110	220	500
Хвильовий опір лінії, Ом	400	240	278	80	90	100
Натуральна потужність, МВт	50	200	900	150x2=300	540x2=1080	2500x2=5000

В результаті компенсації електромагнітних полів на ДКПЛ досягається:

- збільшення пропускних здібностей в 3-6 разів;
- повна симетрія параметрів фаз;
- зменшення на 60-90% рівня екологічного впливу.

На рис. 2.17 і 2.18 показані принципові конструкції двох ДКПЛ напругою 500 кВ (відповідно з двома та трьома дротами у фазі зовнішнього ланцюга), а на рис. 2.19 – геометричне розположення проводів дволанцюгової однорадіусної ПЛ 500 кВ (ДОРПЛ 500).



*Рис.2.17. Геометричне ро положення проводів коаксіальної ПЛ 500 кВ з двома проводами у фазі,  $P_H = 3,5$  ГВт*

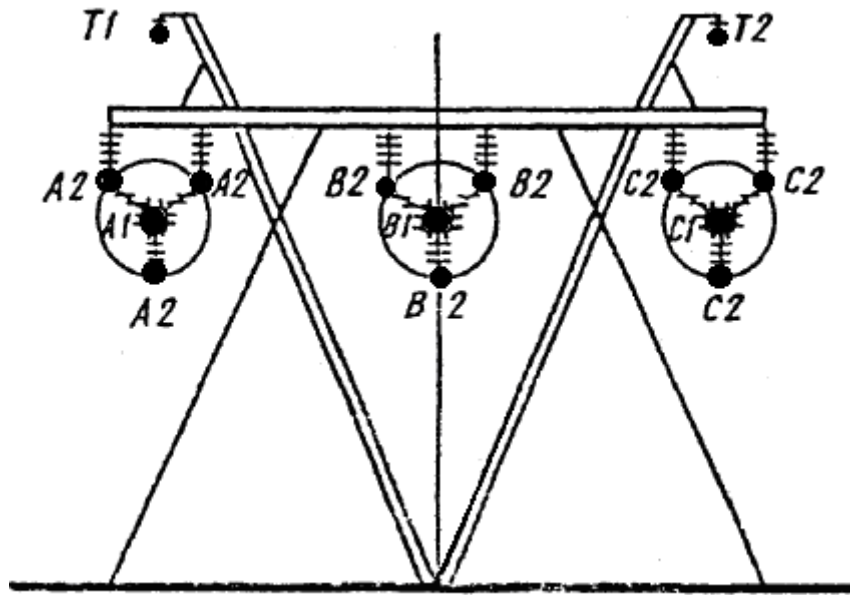


Рис. 2.18. Геометричне розташування проводів ПЛ 500 кВ з трьома проводами у фазі,  $P_H = 5,2$  ГВт

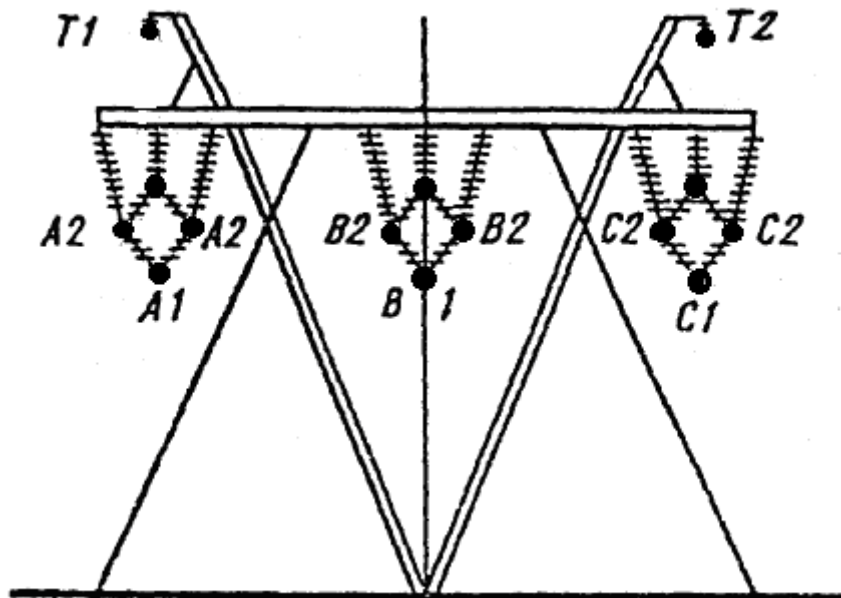


Рис. 2.19. Геометричне розташування проводів дволанцюгової однорадіусної коаксіальної ПЛ (ДОРПЛ) 500 кВ,  $P_H = 3,2$  ГВт

Розташування ДКПЛ та ДОРПЛ на опорах нетрадиційного типу показано на рис. 2.20-2.21.

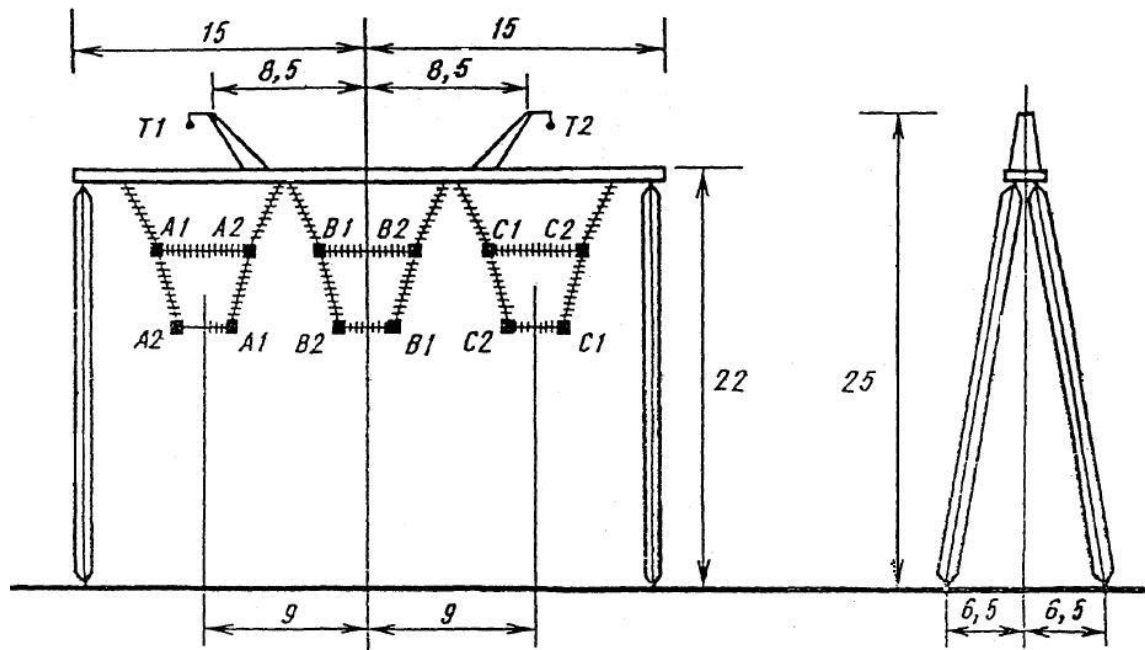


Рис.2.20. ДОРПЛ 330 кВ на вільн стоячій опорі порталного типу,

$$P_H=1,98 \text{ ГВт}$$

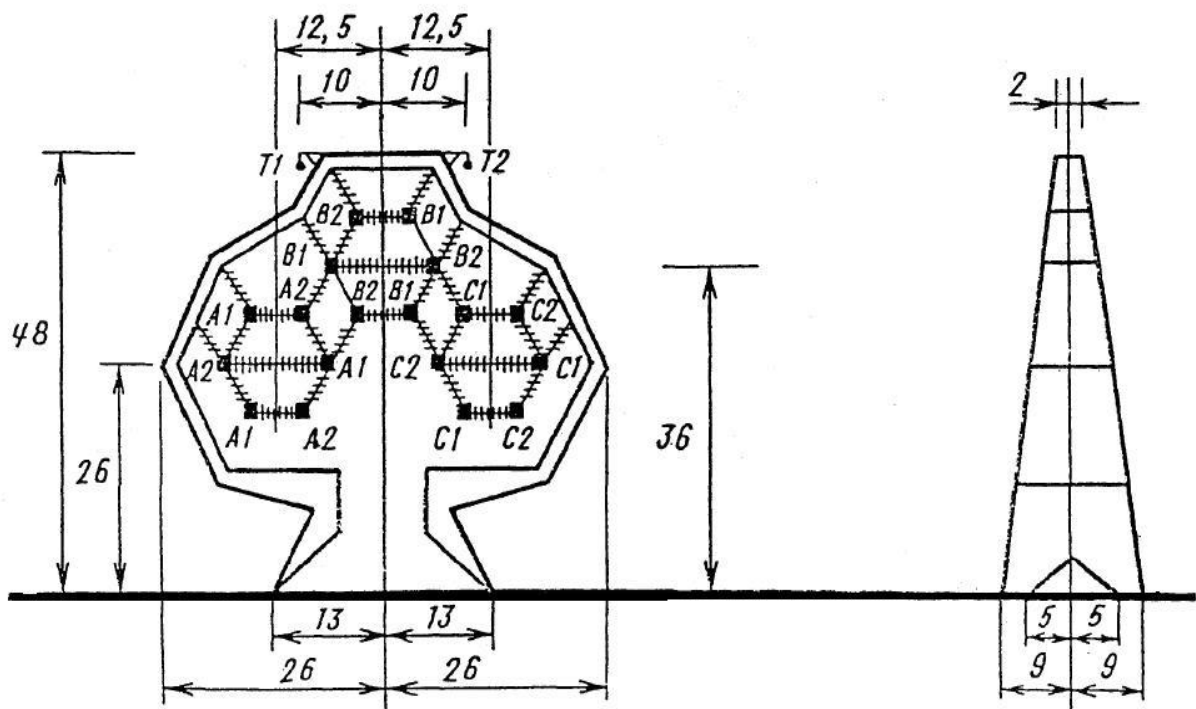


Рис. 2.21. ДОРПЛ 500 кВ на вільно стоячій опорі охоплюючого типу,

$$P_H= 4,85 \text{ ГВт}$$

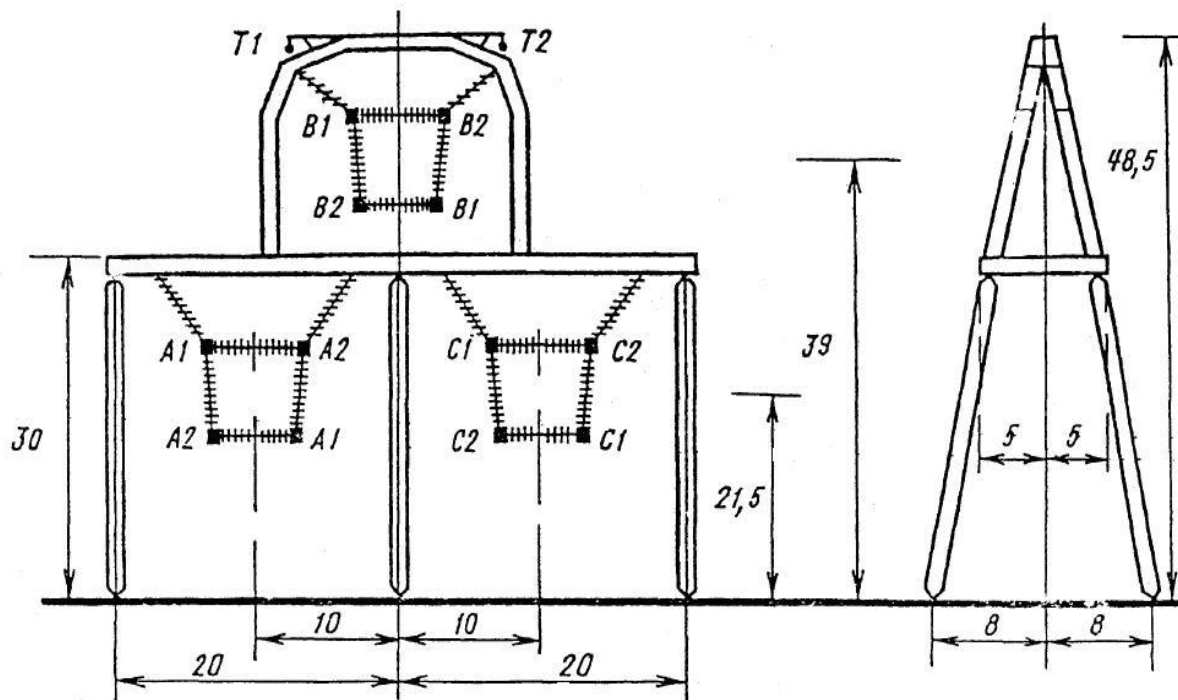


Рис. 2.22. ДОРПЛ 500 кВ на вільностоячій проміжковій опорі,  
 $P_H = 3,2 \text{ ГВт}$

Дволанцюгові коаксіальні та однорадіусні ПЛ (ДКПЛ та ДОРПЛ) дають можливість оптимізувати їх геометричні параметри по мінімуму напруженості електричного та магнітного полів поза коаксіальною парою, що дозволяє знизити інтенсивність електричного та магнітного полів під лінією, тобто зробити її майже екологічно безпечно.

### 2.3.3 Повітряні лінії з ланцюгами різних класів напруги

Повітряні лінії з ланцюгами різних класів напруги, тобто комбіновані ПЛ – це ПЛ виконані на двоколових або багатоколових опорах з ланцюгами різних класів напруги [30, 31].

Застосування комбінованих ПЛ дозволяє вирішити такі питання, як збільшення пропускної здатності, зниження електромагнітного впливу на навколишнє середовище за рахунок зменшення напруженості

електромагнітного поля (ЕМП) ПЛ, використовуючи ефект взаємного впливу ланцюгів один на одного. Максимальна пропускна здатність комбінованої ПЛ досягається при певній величині взаємної індуктивності між ланцюгами. Вибір такої величини – це оптимізаційна задача, критерієм якої є підвищення пропускної здатності з урахуванням економічних критеріїв і зниження електромагнітного впливу на навколишнє середовище.

Конструктивно комбіновані ПЛ це ПЛ на декілька класів напруги. Так, наприклад, під проводами високої напруги підвішують провoda нижчого класу напруги, що дозволяє не тільки підвищити пропускну здатність лінії, а і значно знизити електромагнітний вплив. Але така конструкція комбінованої ПЛ має ряд недоліків:

- відношення натуральної потужності вищого і нижчого класу напруги складає  $3,0 \div 3,5$ . Така передача електричної енергії не економічна, тому що ланцюг нижчого класу напруги завантажений більше за ланцюг вищого класу напруги за умови їх паралельної роботи з одним джерелом живлення;

- для компенсації електричного поля проводів ланцюга вищого класу напруги потрібно створення достатньо великого заряду на провodaх ланцюга нижчого класу напруги;

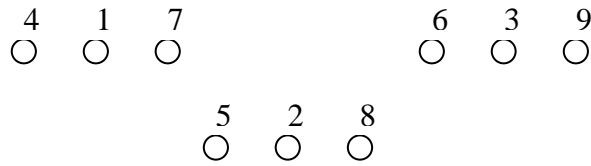
- оптимальним режимом роботи такої електропередачі являється режим «проти фази», а для цього потрібно встановити фазорегулятори у всіх місцях підключення лінії до системи, а це призводить до збільшення інвестиційних вкладень в ПЛ, що суттєво відображається на економічності електричної передачі, а відповідно і на ефективності транспортування електричної енергії.

В енергосистемах закордонних країн уже давно експлуатуються комбіновані ПЛ. На рис.2.23 представлена багатоколова опора на 4 класи напруги, що експлуатується в енергосистемі Японії.



*Рис.2.23. Комбінована повітряна лінія (Токіо. Японія)*

Застосовують також комбіновані ПЛ, які виконані з двох ланцюгів одного класу напруги і одного ланцюга більш нижчого класу напруги. Така комбінована ПЛ в цілому складається з трьох груп зближених проводів, а кожна така група створена проводами всіх трьох ланцюгів. В кожній зближеній трійці проводів провід нижчого класу напруги розташований між проводами вижчого класу напруги (рис. 2.24).



*Рис.2.24. Розташування проводів комбінованої ПЛ в просторі:*

1-3 – ланцюг низького класу напруги;  
4-9 – ланцюг високого класу напруги.

Слід замітити, що для підключення ланцюга нижчої напруги можливе використання обмотки середньої напруги автотрансформатора вищого класу напруги. Посилаючись на розрахунки [30], які показують, що оптимальний режим передачі енергії по такій лінії можливий, якщо вектори напруги проводів всіх ланцюгів здвинуті друг відносно друга на кут зсуву  $120^{\circ}$ , тобто не порушується симетричність фаз, а це, в свою чергу, не потребується застосування фазорегуляторів і, відповідно, не призводить до збільшення інвестиційних вкладень в ПЛ.

Стосовно впливу комбінованої ПЛ такої конструкції на навколишнє середовище, слід відмітити, що зниження електромагнітного поля по трасі лінії не потребує створення великого заряду на проводах ланцюга нижчого класу напруги, що являється раціональним режимом розподілу електричної енергії, а відповідно робить більш ефективним її транспортування [30].

### **2.3.4 Інноваційні неізольовані провода**

Погонний активний опір проводу істотно залежить від параметрів скрутки повивів. Основним фактором, що визначає коефіцієнт додаткових втрат енергії в проводі, є обумовлений скручуванням поздовжній

магнітний потік в сталевому осерді. З ним пов'язані втрати енергії від гистерезиса і вихрових струмів у сталевих проводах, а також від нерівномірного розподілення струму по окремих повивам.

Внаслідок протилежного напрямку скрутки суміжних повивів в проводах загальноприйнятої конструкції магніторушійні сили, які діють в сердечнику і створюються струмами повивів частково взаємо компенсуються. При парному числі алюмінієвих повивів результуючий поздовжній магнітний потік являється малим і не впливає на активний опір проводу.

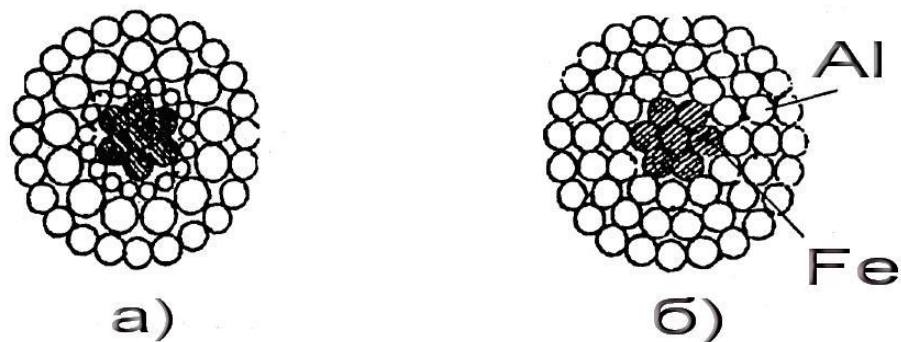
Проте, провода з одним і трьома алюмінієвими повивами та сталевим осердям намагнічуються значним магнітним потоком і додатковими втратами енергії в діапазоні нормальних навантажень і складають: для проводу з одним алюмінієвим повивом – 20-50 %%, а з трьома алюмінієвими повивами – 3-15 %%. Необхідність використання проводів з непарним числом алюмінієвих повивів – це наслідок обмежень, що накладаються на значення діаметра алюмінієвих проводів. При діаметрі понад 4,5 мм знижується питома міцність і гнучкість алюмінієвого проводу, а при діаметрі 1,5 мм ускладнюється технологія виготовлення проводів в цілому.

Активний опір сталеалюмінієвих проводів з непарним числом повивів можна знизити компенсацією поздовжнього магнітного потоку в сердечнику або використанням сердечника з нової немагнітної сталі. Для компенсації магнітного потоку необхідно зменшити різницю між сумарними поперечними перерізами різноспрямованих алюмінієвих повивів, наприклад, за рахунок застосування в них проволок різного діаметра.

У трьохповивних проводах найкращий ефект досягається при відносному збільшенні діаметра проволок другого повиву і зменшення

діаметра проволоч першого (внутрішнього) повиву. Компенсація магнітного потоку в сталевому осерді шляхом зниження відносної частки струму в першому повиві призводить до зменшення опору проводу в цілому [6, 8, 12, 14].

На рис. 2.2 показано поперечні перерізи енергозберігаючих трьохповивних модифікованих і стандартних проводів [6].



*Рис. 2.25 Конструкція трьохповивних проводів:*

- a) – модифіцірованного АСМ 400/51;
- б) – серійного АС 400/51.

За рахунок застосування модифікованих трьохповивних проводів можна знизити втрати електроенергії в ПЛ на 2 – 13%.

Іншим ефективним засобом зниження активного опору сталеалюмінієвого проводу може бути застосування сердечника з немагнітної або маломанітної азотоміської сталі. У цьому випадку (незалежно від числа повивів алюмінію і параметрів скручування) додатковими втратами енергії в проводі, зумовленими сердечником, нехтують. В результаті можна зберегти більш технологічну конструкцію сталеалюмінієвих проводів.

Найбільший ефект досягається для проводів з одним повивом алюмінію. Їх активний опір знижується на промислових частотах на 20 –

50 %%. Для задоволення зростаючих потреб електромережеві компанії змушені постійно модернізувати існуючі мережі, застосовуючи наступні класичні напрямки:

1. будівництво додаткових ПЛ;
2. заміна проводів на великі поперечні перерізи;
3. підвищення напруги;
4. розщеплення фази.

Зазначені напрямки хоча і застосовуються в даний час, однак мають ряд істотних недоліків. Так, наприклад: будівництво додаткових ПЛ (напрямок 1) потребує значних інвестицій, тимчасових витрат і отримання дозволів на будівництво. Другий напрямок виявляється не завжди можливим, оскільки сталевалюмінієвий провід більшого перерізу має і більшу масу, що при заданих стрілах провисання, вітрових і ожеледних впливах створює підвищені навантаження на елементи опор, на які старі опори часто не розраховані і виникає необхідність в установці додаткових опор ЛЕП. Однак, установка нових опор може обернутися серйозними проблемами в густонаселених районах та районах приватних земель, у національних парках, заповідниках та інших зонах із заборонаю на будівництво. Третій і четвертий напрямки майже завжди приводять до тих же проблем, що і другий – виникає необхідність перебудовувати всю лінію.

Звідси з'являється актуальна необхідність підвищення величини потужності, що передається лініями, по можливості, уникаючи будівництва нових ліній, повної перебудови існуючих ліній, підвіски нових ланцюгів і т.п.

В вирішенні даного питання доцільно застосування **інноваційних проводів** [32 – 40].

## Провід AERO-Z компанії Nexans, Бельгія

### Конструктивні особливості

Одним із шляхів вирішення проблеми підвищення пропускної здатності є застосування компактних проводів типу AERO-Z.

У табл. 2.4 наведено порівняльні характеристики сталюалюмінієвого проводу АС 240/56, AERO-Z 346-2Z та AERO-Z 366-2Z.

Таблиця 2.4 – Характеристики сталюалюмінієвого проводу АС240/56, AERO-Z 346-2Z та AERO-Z 366-2Z

Марка	Діаметр, мм	Переріз, мм <sup>2</sup>	Опір, Ом/км	Розривне зусилля, кг	Маса, кг/км	Аеро опір
АС 240/56	22,4	241/56,3 (100%)	0,12182	9778	1106	0,95
AERO-Z 346-2Z	22,4	345,65 (143%)	0,0974	11132	958	0,8
AERO-Z 366-2Z	23,1	366,13 (151%)	0,0919	11617	1014	0,8

Основна особливість проводу AERO-Z – це укладання струмопровідних шарів, переріз яких нагадує букву «Z» (рис. 2.26).

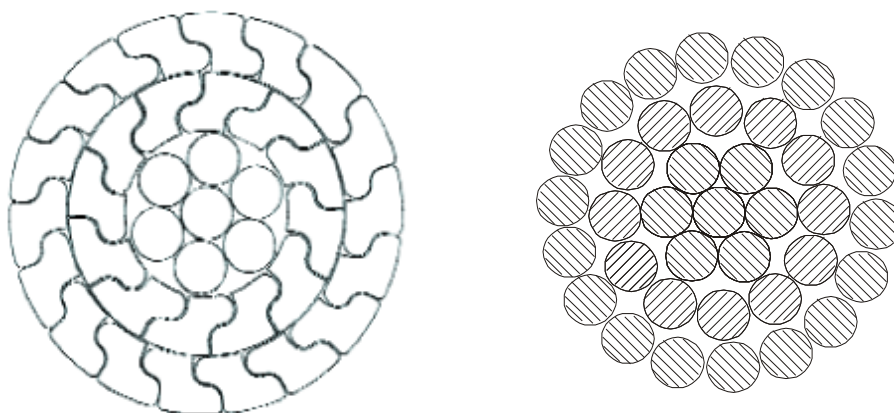


Рис. 2.26. Поперечний переріз проводу AERO-Z (ліворуч) і провід АС (праворуч)

## Принципи та ефективність

Поверхня верхнього повиву проводу AERO-Z практично гладка (рис. 2.26), має незначні гвинтові канавки, що виникають між верхніми межами Z-подібних проводів. За рахунок цього конструкція проводу AERO-Z виходить більш компактною порівняно з проводом АС і при тому ж діаметрі має більший переріз за алюмінієм. За рахунок того, що замість сталевого сердечника використовуються алюмінієві дроти, провід має меншу масу (табл. 2.4). Такі особливості тягнуть за собою менші механічні напруги в опорах у випадках застосування проводів рівного діаметра або дозволяють збільшити корисний електропровідний розтин при рівних механічних напругах на опорах (табл. 2.4).

Відносно велика контактна поверхня між двома Z-подібними проводами одного шару забезпечує ефективний захист від просочування консистентними мастилами з середини проводу. У цьому зв'язку внутрішній захист виявляється кращим ніж у традиційних проводів АС, в яких з часом спостерігається витіснення захисної маси мастила назовні під дією циклів навантаження. При обриві зовнішнього повива проводу AERO-Z залишаються на місці під дією механічних робочих напруг. Дана властивість зберігається до тих пір, поки не відбувається обрив п'яти суміжних повивів. Збільшене самогасання трохи зменшує проблеми пляски. Імовірність появи пляски значно нижче, і, якщо вона виникає, її амплітуда буде значно менше. Хоча з цього питання достовірних експериментальних даних не має.

Провід AERO-Z має підвищену крутильну жорсткість, а тому теоретично краще протистоїть снігу і обмерзанню. Обледеніння відбувається одностороннє і тому зростає швидше, а збільшення маси ожеледі з одного боку призводить до його якнайшвидшого відриву.

## **Недоліки**

Конструкція поверхні проводу призводить до того, що при вітрових коливаннях аеродинамічне демпфування проводу AERO-Z істотно менше, ніж у класичних проводів.

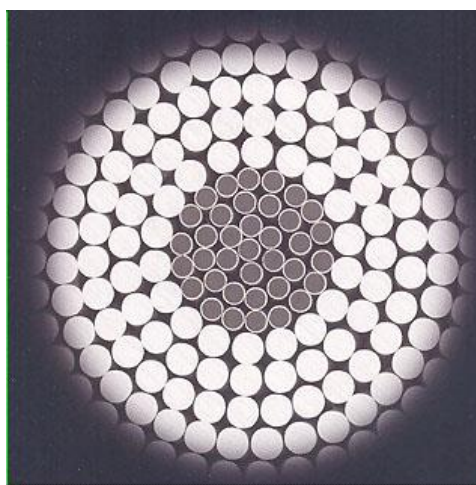
Вартість за кілометр проводу AERO-Z приблизно в шість разів вища в порівнянні з проводом АС. У проводі AERO-Z не допускається тривалого підвищення температур понад 80 °С.

## **Провода TACSR/ACS та (Z)TACSR/HACIN компанії Lumpi-Berndorf, Австрія**

Збільшення пропускної здатності проводів TACSR / ACS та (Z) TACSR / HACIN забезпечується їх більшою робочою температурою. Ці проводи стійкі до високої температури, можуть в нормальних умовах тривалий час нести більш високе струмове навантаження, ніж традиційні сталевалюмінієві провoda.

### **Конструктивні особливості.**

Провода по конструкції нагадують класичні провoda АС: сталевий сердечник і струмопровідні повиви (рис 2.27).



*Рис. 2.27. Структура проводу TACSR/ACS  
“Lumpi-Berndorf”, Австрія*

Відмінності в конструкції складаються у використаних матеріалах. Струмopовідні повиви високотемпературних проводів зроблені із спеціального термостійкого алюмінію TAL, або надтермостійкого сплаву ZTAL. Сердечник проводу виконано із сталевого дроту плакованого алюмінієм.

### Принципи та ефективність

Обидва сплави TAL і ZTAL складаються з чистого алюмінію з добавкою цирконію, з тією різницею, що сплав ZTAL має більшу кількість цирконію.

Добавка цирконію підвищує температуру рекристалізації основного компонента – алюмінію, і, крім того, зменшує розмір зерен при рекристалізації. В результаті, струмopовідні проводів зберігають всі механічні та електричні характеристики при досить високих температурах (табл. 2.5).

Таблиця 2.5 – Механічні та електричні характеристики проводів

Режим	Матеріал струмopовідного шару		
	Al	TAL	ZTAL
Робоча температура, °C	80	150	210
Короткостроковий (до 30 мін) нагрів, °C	110	180	240
Температура при КЗ < 1 сик, °C	120	220	280
Розривне зусилля, кгс/мм <sup>2</sup>	16-18	16-18	16-18
Модуль пружності, кгс/мм <sup>2</sup>	6000	6000	6000
Коеф. лінійного розширення, 1/°C	$2.3 \times 10^{-5}$	$2.3 \times 10^{-5}$	$2.3 \times 10^{-5}$

У проводах Lumpi-Berndorf в якості матеріалу для сердечника застосовується сталь з покриттям з алюмінію. Для підвищення міцнісних властивостей і зменшення стріл провисання в проводах (Z) TACSR / HICIN замість простої стали застосовується спеціальний сплав «Інвар».

Провода із цього сплаву також захищаються нанесенням на його поверхню алюмінієвого покриття (табл. 2.6).

Таблиця 2.6 – Механічні та електричні характеристики проводів

Характеристика	Матеріал сердечника		
	Оцинкована сталь	Сталь плакірована алюмінієм	Інвар
Модуль пружності, кгс/мм <sup>2</sup>	20700	16200	15500
Коеф. лінійного розширення, 1/°C	11×10 <sup>-6</sup>	13×10 <sup>-6</sup>	3,7×10 <sup>-6</sup> (<230°C) 10,8×10 <sup>-6</sup> (>230°C)
Напруга при 1% деформації	1100-1170	1100-1200	990-1070
Розривне зусилля, кгс/мм <sup>2</sup>	1300-1400	1070-1340	1125-1225
Подовження, %	3-4	-	1.5
Щільність, г/см <sup>3</sup>	7.78	6.59	7.1

Використання термостійкого алюмінію, як струмонесучої частини проводу, дає можливість значно збільшити пропускну здатність, а застосування супертермостійкого сплаву підсилює цей ефект. У табл. 2.7 наведено порівняння технічних характеристик різних проводів.

Таблиця 2.7 – Механічні та електричні характеристики проводів

Характеристика	Провід		
	АС 240/39	TACSR/HACIN	ZTACSR/HACIN
Маса, кг	959	939	939
Розривне зусилля, кН	80,9	87,26	87,26
Токонесуща здатність, А	610	861	1180
Зростання струму, %	100	141	193
Зростання вартості, %	100	450	550

Лінії, які працюють в штатному режимі при температурі проводів 150<sup>0</sup>С або 210<sup>0</sup>С, не схильні до відкладення ожеледі, що означає як різке зниження ймовірності виникнення пляски, так і зменшення ожеледних і вітрових навантажень на опори. Навіть при збільшенні пропускної здатності в півтора рази по відношенню до проводу АС, високотемпературні провона мають менший діаметр, що також дозволяє знизити навантаження на опори або збільшити прольоти лінії.

Провід ТАСR / АС і (Z) ТАСR / НАСIN по конструкції не відрізняються від класичних проводів. Це дозволяє використовувати всі відомі типи арматури: спіральну арматуру, клинові затискачі і пресовані затиски. Звичайно, арматура повинна бути розрахована для роботи з високотемпературними провонами.

Методики роботи та монтажу даних проводів ідентичні методиками для класичного проводу АС. Тобто, не потрібно нових технологій, пристроїв і навчання персоналу.

### **Недоліки**

Недоліком проводів ТАСR / НАСIN і (Z) ТАСR / НАСIN Lumpi-Berndorf є їх висока вартість.

### **Провід G (Z) ТАСR компанії Power Systems, Японія**

Збільшення пропускної здатності проводу GTАСR забезпечується, також, як і проводу «Lumpi Berndorf» більшою робочою температурою. Ці провона стійкі до високої температури і можуть в умовах тривалого часу нести високе струмове навантаження.

### **Конструктивні особливості**

Особливість проводу GTАСR полягає в тому, що між струмопровідними шарами проводу і сталевим сердечником є зазор (рис. 2.28), звідси й назва— «провід з зазором».

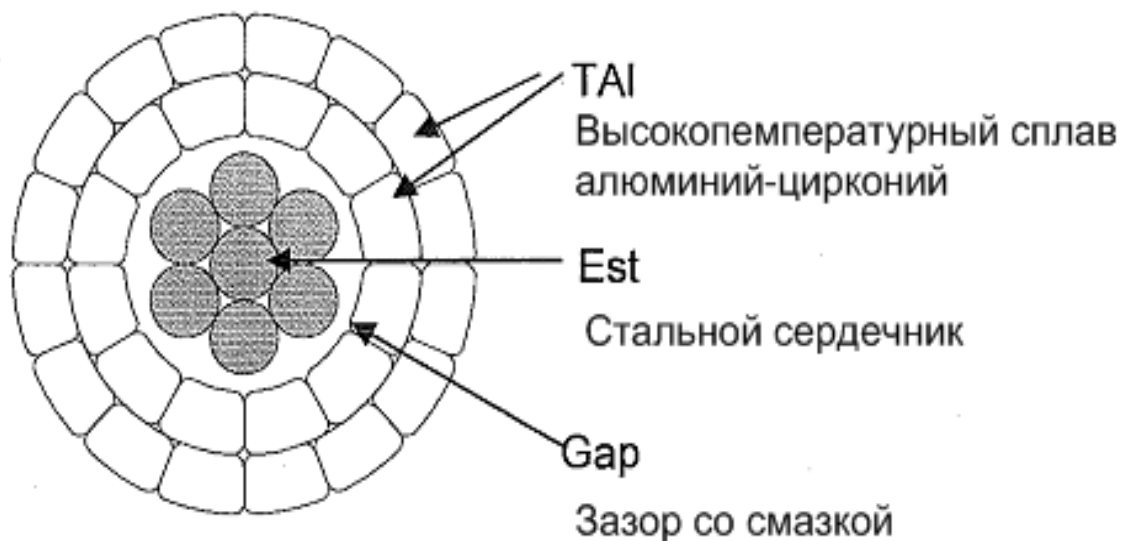


Рис. 2.28. Структура дроту GTACSR компанії «J-Power», Японія

### Принципи та ефективність

Переваги конструкції проводу з зазором полягають у тому, що при монтажі і нагріві після нього, все тяжіння припадає на сталевий сердечник, і, відповідно, коефіцієнт розширення і модуль пружності, проводу як цілого, збігаються з характеристиками сталі. Тому провід значно менше схильний до подовження за рахунок зростання температури.

При робочих температурах стріла провисання проводу відчутно менше, ніж для проводів АС (табл. 2.8 і рис. 2.29, а).

Механічні характеристики, спільно з високою пропускною здатністю (рис. 2.29, б), роблять цей провід серйозним претендентом для вирішення проблеми підвищення пропускної здатності ліній.

Таблиця 2.8 – Механічні та електричні характеристики

Розрахункові режими	Марка проводу			
	AC-240/32		GTACSR 287/53SQ	
	Натяг, кг	Стріла, м	Натяг, кг	Стріла, м
Средньорічна температура $t = 11,1^{\circ}\text{C}$	2514 (24,7%)	11,0	2459 (19,2%)	11,07
Вітер 162,5 Па, ожедь 10 мм, $t = -5^{\circ}\text{C}$	4280 (42%)	11,9	4244 (33,1%)	11,81
Режим грозозахисту, $t = +15^{\circ}\text{C}$	2460 (24,1%)	11,3	2423 (18,9%)	11,24
Температура проводу $t = -30^{\circ}\text{C}$	3067 (31%)	9,0	2939 (23%)	9,26
Температура проводу $t = 80^{\circ}\text{C}$	1949 (19,1%)	14,3	2154 (16,8%)	12,64
Температура проводу $t = 150^{\circ}\text{C}$			1927 (15,1%)	14,13

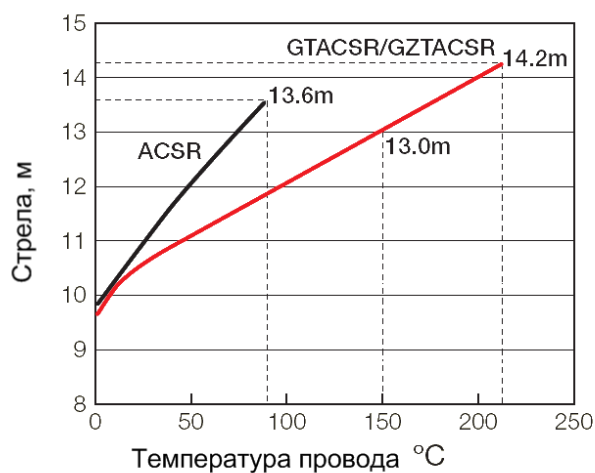


Рис.2.29а Залежність стріли провисання від температури для проводу з зазором та проводу АС

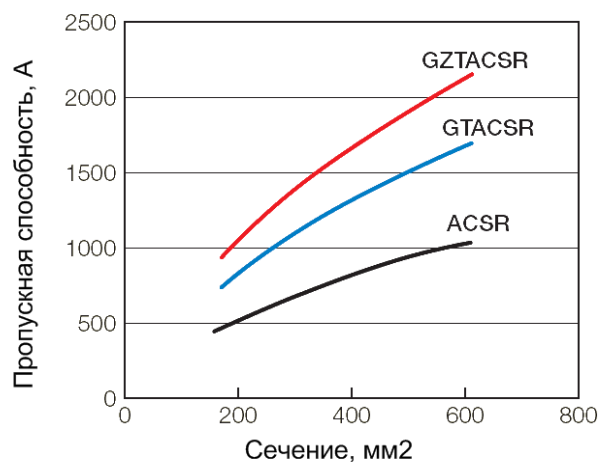


Рис. 2.29б Залежність пропускної здатності від перерізу для проводу з зазором та проводу АС

Провід GZTACSR відрізняється від проводу GTACSR тим, що в струмопровідній частині використано надтермостійкий сплав ZTAL.

## **Недоліки**

Зазор між повивами проводу якраз і визначає його недоліки: складна конструкція проводу; складна технологія монтажу проводу; необхідність спеціального устаткування; навчання персоналу; складний ремонт проводу; висока вартість в порівнянні з проводом АС.

Згідно інструкції по обслуговуванню, ремонт проводів з зазором складний – при пошкодженні більше 10% алюмінієвих повивів або при пошкодженні сердечника проводу необхідно провести його заміну на всій анкерній ділянці.

## **Провід АССР компанії ЗМ, США**

Висока робоча температура проводу АССР дозволяє пропускати високі струми, аналогічно проводам Lumpi-Berndorf і J-Power Systems. Застосування сердечника, виготовленого з композитного матеріалу з малим коефіцієнтом температурного розширення і високою міцністю дозволяє отримати хороші механічні характеристики проводу навіть при високих температурах (рис. 2.30).

## **Конструктивні особливості**

Склад сердечника проводу – композитний матеріал. Сердечник АССР виготовляється з ниток оксиду алюмінію, розподілених у високочистому алюмінію. Звідси походить загальноживаним назва – «композитний провід».

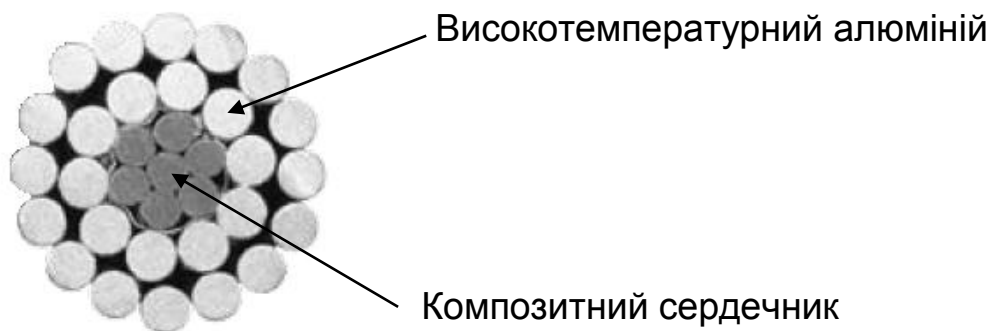


Рис.2.30. Структура проводу ACCR компанії «3М», США

### Принципи та ефективність

Застосування алюмінієво – цирконієвого сплаву в якості струмопровідної частини проводу дає можливість використовувати провід ACCR при підвищених температурах. Сердечник, виконаний з композитних сплавів, практично не поступається по механічним характеристикам сердечникам зі сталі (табл. 2.9).

Таблиця 2.9 – Механічні та електричні характеристики проводу

Характеристика	Матеріал сердечника			
	Оцинкована сталь	Сталь алюмінієм	Композитний провід	Інвар
Модуль пружності, кгс/мм <sup>2</sup>	20700	16200		15500
Коеф. лінійного розширення, 1/°C	11×10 <sup>-6</sup>	13×10 <sup>-6</sup>	6,3×10 <sup>-6</sup>	3,7×10 <sup>-6</sup> (<230°C) 10,8×10 <sup>-6</sup> (>230°C)
Розривне зусилля, кгс/мм <sup>2</sup>	1300-1400	1070-1340	1200-1300	1125-1225
Щільність, г/см <sup>3</sup>	7.78	6.59	3,4	7.1

У табл. 2.10 наведено порівняння параметрів проводів ACCR 405-T16 і аналогічного по діаметру проводу АС 240/39.

Таблиця 2.10 – Порівняння параметрів проводів ACCR 405-T16 і аналогічного по діаметру проводу АС 240/39

Характеристика	АС 240/39	ACCR 270-T16
Діаметр, мм	21,6	21,6
Переріз проводу, мм <sup>2</sup>	274,6	277
Переріз сердечника, мм <sup>2</sup>	38,6	39
Переріз струмопровідних повивів, мм <sup>2</sup>	236	238
Маса, кг/км	952	793
Розривне зусилля, кН	80895	87090
Струмонесача здатність, А	610	1213
Коеф. лінійного розширення, 1/°С		$6.3 \times 10^{-6}$
Модуль пружності, ГПа		78

Очевидно, що при подібних механічних параметрах, струмова пропускна здатність ACCR приблизно удвічі вище в порівнянні з АС.

### **Недоліки**

Перший недолік проводів з композитним сердечником впливає з властивостей самого композиту. Провода з оксиду алюмінію досить крихкі, тобто не можуть витримувати значних напружень, що виникають при перегибах. Це призводить до того, що з проводом ACCR необхідно працювати більш акуратно як при транспортуванні так і при монтажі. Крім того, існують обмеження на сукупність факторів при підвісці проводу – тяжіння, кут і радіус вигину.

Другий недолік провода АССР це його вкрай висока вартість. Провід АССР більш ніж у десять разів дорожче за провід АС. Цей фактор обмежує сферу застосування проводу до прольотів з надзвичайно високими вимогами по характеристикам.

### **Порівняння проводів**

Порівняння проводів, як таке, є складним завданням по тій простій причині, що істотних параметрів у цих проводів кілька. Якщо одне порівняння показує незаперечну перевагу одного проводу, то порівняння інших характеристик може показати результат аж до діаметрально протилежного. Необхідно вибрати найбільш критичні параметри і за ними оцінювати доцільність застосування того чи іншого типу проводу в конкретній ситуації.

У табл. 2.11 наведено техніко-економічне порівняння різних проводів для ПЛ 110 кВ. Порівняння виконано для прольоту довжиною 360 м за умови досягнення максимально припустимого за ПУЕ натягування проводу – 45% від розривного, але не перевищуючи рівень 42,5 кН.

Найжорсткіші вимоги пред'являлися:

- по стрілі провисання;
- масі проводу;
- максимальній струмовій пропускній здатності;
- мінімальній вартості.

В даному випадку (табл. 2.11), проводи Lumpi-Berndorf типу TACSR/ NACIN мають незаперечну перевагу по стрілі провисання, а TACSR / ACS дають істотне збільшення струмової пропускної здатності при низькій вазі і відносно невисокій ціні.

Таблиця 2.11 – Порівняння параметрів проводів

	Компанія виробник	Провід	Діаметр, мм	Маса, кг/км	МТ ПС, А	Вартість, грн/км*	Стріла при T=max, м
1		АС 240/32	21,6	952	480	1735 (76%)	10,1
2		АС 300/56	24,2	1257	600	2291 (100%)	11,05
3		АС 400/22	26,6	1261	830	2300 (100%)	12,3
4	Lumpi-Berndorf	TACSR/НАСІ N 212/49	21	939	861	10500 (450%)	10,5
5	Lumpi-Berndorf	TACSR/ACS 212/49	21	914	871	6200 (270%)	11,6
6	J-Power Systems	GTACSR 217/49	20,3	1015	840	10500 (450%)	9,1
7	Nexans	366-2Z	23,1	1014	732	13700 (600%)	9,9
8	3M	ACCR 470-T16	21,6	793	1213	22900 (1000%)	9,9

### Вартість реконструкції ПЛ

Для розрахунків прийнята одноланцюгова ПЛ 110 кВ.

На 1 км лінії:

- анкерно-кутова опора – 1 шт.;
- проміжна опора – 4 шт.

Технологічний запас проводів не враховувався.

Вартість проводів вказана оціночно, тому не прив'язана до конкретного обсягу, умов і періоду поставки, залежить так само від світових цін на алюміній і зміни курсу валют.

Результати розрахунку наведено в табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Розрахунок одноланцюгової ПЛ 110 кВ

№	Найменування витрат	АС 240/32	Nexans AERO-Z 366-2Z	JPS GTACS R 217/49	Lumpi TACSR/ ACS 212/49	3M ACCR 270-T16
1	Трив. допуст. струм, А ( макс. темп. проводу)	605 (70°C)	771 (70°C)	840 (150°C)	871 (150°C)	1331 (210°C)
2	Маса проводу, кг/км	1313	1014	1015	914	967
3	Вартість 1 км проводу, тис. грн. з ПДВ	111,2	431,08	421,2	170,17	1433,98
4	Вартість натяжних і підтримуючих затис- качів *, тис. грн. з ПДВ	3,3 *	12,9 *	21,5 *	12,9 *	51,4 *
5	Вартість робіт по мон- тажу 1-й ланцюга про- водів на ПЛ (1 км)**, тис. грн. з ПДВ	85,8 **	85,8 **	156 **	85,8 **	85,8 **
6	Разом для однолан- цюгової ПЛ 110 кВ без урахування витрат **, тис. грн., з ПДВ	212 **	529,9**	598,7 **	268,9 **	1571,2 **
7	Відносна вартість **, %	100%	На 25%	На 28%	На 27%	На 74%

\* Тільки безпосередньо вартість натяжних і підтримуючих затискачів (без урахування зчіпної лінійної арматури, ізоляторів, захисної арматури). Для проводу АС – традиційні затискачі старих типів, для решти проводів із застосуванням арматури спірального типу, що забезпечує максимальну довговічність проводу. Вартість дана оціночно, тому залежить від конкретних вихідних даних по лінії електропередачі і постачальника.

\*\* Без урахування витрат на підготовчі роботи, узгодження, відключення, перевезення матеріалів на об'єкт, аварійного запасу та інших додаткових витрат, які уточнюються на стадії проектно-кошторисної документації. Технологія виконання робіт з монтажу проводу – механізована протяжка методом «під тяженням» для виключення ушкоджень зовнішньої поверхні і проводу в цілому.

### 2.3.5 Повітряні лінії з ізолюваними проводами

Перші повітряні лінії з ізолюваними проводами (ПЛІ) з'явилися у Франції в 1955 році. Через обмеженість вибору матеріалів в той час жили були мідними, а ізоляція – зі штучної гуми з неопреновою оболонкою для захисту від атмосферних впливів [6, 15, 40].

Нова технологія виявилася привабливою і енергосистема Франції спільно з виробниками кабелю і арматури продовжила її розвиток і поліпшення.

На сьогоднішній день проектується і будуються лінії електропередач напругою 0,38 – 35 кВ. Застосування самоутримних ізолюваних і захисних проводів (СПП) є найбільш прогресивним і перспективним шляхом розвитку електричних розподільних мереж.

Основними **конструктивними особливостями ПЛІ** в порівнянні з традиційними ПЛІ із застосуванням неізолюваних проводів є:

- наявність ізоляції на струмоведучих жилах;
- відсутність траверс та ізоляторів;
- мінімальна відстань між струмоведучими жилами, яка обмежувалась тільки товщиною ізоляції і обумовлюється малим реактивним опором ПЛІ.

**Основними перевагами ПЛІ** є значне підвищення надійності розподільних електричних мереж і, як наслідок, зниження експлуатаційних витрат. Всі переваги ПЛІ можна об'єднати в три групи.

**Перша група** – переваги, які існують під час проектування і монтажу ПЛІ:

- простота конструктивного виконання опор (відсутність траверс і ізоляторів);
- простота виконання декількох відгалужень від однієї опори;
- простота виконання багатоланцюгових ліній електропередачі;

- можливість виконання чотирьох і більше ланцюгових ліній;
- можливість спільної підвіски декількох ланцюгів ПЛІ з ПЛ 6-10 кВ і лініями зв'язку;
- зменшення безпечних відстаней від будівель та інженерних споруд;
- можливість застосування для опор ПЛІ менш високих стійок;
- збільшення довжини прольотів (ця перевага не поширюється на систему СП з ізольованим нульовим несучим проводом);
- можливість прокладки СП по стінах будівель і споруд;
- естетичність конструктивного виконання ПЛІ в умовах житлової забудови при відмові від опор на тротуарах і монтажі ліній по фасадах будівель;
- естетичність виконання повітряних ліній вуличного освітлення;
- відсутність необхідності у вирубці просіки перед монтажем;
- простота монтажних робіт і, відповідно, зменшення термінів будівництва.

**Друга група – переваги експлуатації та безпеки:**

- висока надійність в забезпеченні електричною енергією в зв'язку з низькою питомою пошкоджуваністю;
- відсутність численних замін пошкоджених ізоляторів, дефектного проводу, виправки або заміни дефектних траверс;
- скорочення обсягів і часу аварійно-відновлювальних робіт;
- різке зниження (більш 80%) експлуатаційних витрат в порівнянні з традиційними ПЛ. Це обумовлюється високою надійністю і безперебійністю електропостачання споживачів, а також відсутністю необхідності в розчищенні просік в процесі експлуатації лінії;
- практичне виключення коротких міжфазних замикань і замикань на землю;

- практична відсутність ожеледі та налипання мокрого снігу.

Поліетилен ізоляційної оболонки провідників є неполярним діелектриком і не утворює ні електричних, ні хімічних зв'язків з контактуючою речовиною;

- висока механічна міцність проводів і, відповідно, менша ймовірність їх обриву;

- пожежна безпека, обумовлена винятком коротких замикань при зіткненні проводів або перекритті їх сторонніми предметами;

- адаптація до зміни режиму і розвитку мережі;

- можливість виконання робіт на ПЛІ під напругою без відключення споживачів (підключення абонентів, приєднання нових відгалужень);

- значне зменшення випадків електротравматизму при експлуатації;

- забезпечення безпеки робіт поблизу ПЛІ.

**Третя група** – переваги, які впливають на якість електричної енергії, зниження технічних і комерційних втрат в розподільних мережах напругою до 1 кВ:

- зниження втрат напруги як основного показника якості електричної енергії внаслідок малого реактивного опору СПІ в порівнянні з традиційними ПЛІ;

- зниження технічних втрат електричної енергії внаслідок малого реактивного опору СПІ;

- зниження комерційних втрат електричної енергії. Істотно обмежений несанкціонований відбір електроенергії, скручення між собою жил виключають самовільне підключення до ПЛІ шляхом накидів на проводи;

- значне зниження випадків вандалізму та крадіжки.

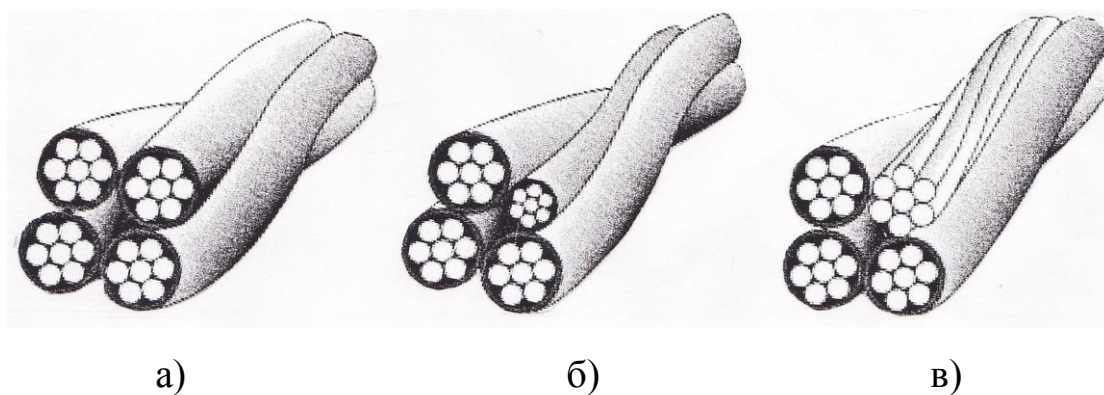
Температура плавлення ізоляції жил близька до температури плавлення алюмінію. СІПи не придатні для вторинної переробки з метою отримання кольорового металу.

За кордоном лінії із застосуванням СІПу називають необслуговуваними.

СІПи представляють собою провід з алюмінієвими струмопровідними жилами з ізоляцією з світлостабілізованого зшитого або термопластичного поліетилену, скрученими з нульовим несучим проводом з алюмінієвого сплаву, причому провід може бути ізольований або не ізольований.

Новий європейський стандарт HD626 описує всі типи **самонесучих ізольованих проводів (СІП)**.

У світі поширені три основні системи СІП ( рис.2. 31).



*Рис. 2.31. Основні типи СІП до 1 кВ відповідно до Європейського стандарту HD 626:*

- а) – самонесуча система проводів СІП;
- б) – СІП з ізольованою несучою нейтраллю;
- в) – СІП з голою несучою нейтраллю.

Самонесуча система СІП являє собою 4 ізольовані алюмінієвих жили. Механічна міцність і переріз всіх жил однакові. При натязі лінії всі

жили, мають однакові навантаження (рис. 2.2.2, а). Система СП з ізолюваною несучою нейтраллю, звана також «Французькою системою», складається з 3-х ізолюваних алюмінієвих жил і однієї ізолюваної несучої нейтралі з алюмінієвого сплаву «Альмелек». Механічна міцність і переріз трьох фаз однакові. Провідник нейтралі призначений для підвішування СП і має високу механічну міцність. При натязі лінії тільки нейтраль несе все розтягувальне навантаження (рис. 2.2.2, б).

Система СП з голою несучою нейтраллю, звана також «Фінською системою», складається з 3-х ізолюваних алюмінієвих жил і однієї несучої нейтралі з алюмінієвого сплаву без ізоляції. Провідник нейтралі призначений для підвішування СП і має високу механічну міцність. При натязі лінії тільки нейтраль несе все розтягувальне навантаження (рис. 2.2.2, в).

У кожній з трьох систем можуть бути включені 1 або 2 додаткових ізолюваних алюмінієвих провідника перерізом 16 або 25 мм<sup>2</sup> в якості додаткових жил або жил для вуличного освітлення.

**Провід марок СП-1, СП-1А, СП-2, СП-2А** призначено для мереж напругою до 1 кВ частотою 50 Гц. Переріз проводів від 16 до 120 мм<sup>2</sup>. Райони по ожеледі і вітрових навантажень с I по УІ і особливий.

ПЛІ напругою до 1 кВ – це повітряні лінії електропередачі, виконані на опорах із застосуванням залізобетонних, дерев'яних або металевих стійок. До опор за допомогою спеціальної арматури підвішені самонесучі ізолювані проводи. Кріплення СП до опор здійснюється в основному за допомогою металоконструкцій (гаків, бандажних стрічок та ін.), підтримуючих і натягуючих затискачів. З'єднання і відгалуження проводів здійснюються за допомогою сполучних і відгалужувальних затискачів. Крім лінійної арматури на ПЛІ можуть встановлюватися супутні елементи: пристрої для підключення переносних заземлень, щоглові

рубильники із запобіжниками, обмежувачі перенапруги, патрони для плавких запобіжників та ін.

Розроблено і випробувано для застосування на СІП **системи з'єднань з проколюванням ізоляції**. Технологія проколу є підвищена безпека роботи під напругою, виключивши зняття ізоляції з проводу, при цьому спростивши і прискоривши монтаж з'єднувача. Одним з головних переваг технології проколу є те, що алюміній не піддається окисленню перед монтажем. Сполучна з з'єднувачем поверхня не потребує попередньої зачистки. Завдяки великому контактному тиску і відмінному впровадженню в контактній точці технологія проколу виявилася інноваційним рішенням.

Герметичні з'єднувачі проходять випробування для перевірки надійної працездатності в найважчих умовах навколишнього середовища:

- монтаж і експлуатація при низьких температурах;
- гарантована герметичність при випробуванні напругою 6 кВ при зануренні у воду на глибину 30 см протягом 30 хв.;
- корозійна стійкість металевих деталей; незмінна температура і опір контакту при циклічних навантаженнях і перевантаженнях.

ПЛ з СІП отримують все більше поширення в електричних системах та мережах. Порівняння деяких техніко-економічних показників використання ізолюваного і неізолюваного проводів представлено табл. 2.13.

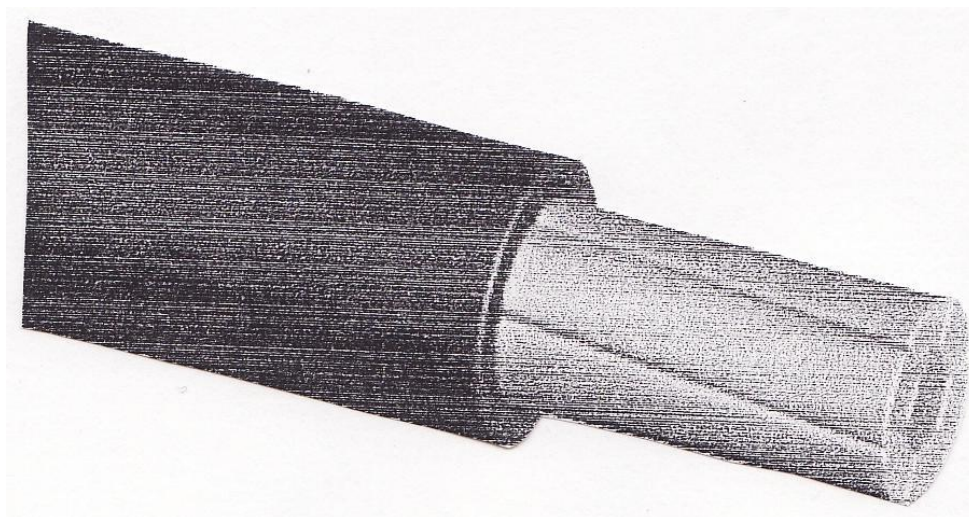
Таблиця 21.3 – Техніко-економічне порівняння показників використання ПЛ і ПЛЗ.

Показник	Неізолювані провoda	СПП	Результат
Інвестування на 1 км ПЛ (в цінах 2007 р.), в тис. грн ПЛ-0,4 кВ ПЛ-10 кВ	144 132	169,8 160,2	Вартість ліній з використанням СПП збільшується на 30%
Експлуатаційні витрати на 1 км ПЛ ( в цінах 2007 р.), в тис. грн. ПЛ- 0,4 кВ ПЛ-10 кВ	99 59,4	14,58 8,91	Скорочуються на 80-85% при використанні СПП
Виникнення механічних пошкоджень,%: - в разі обриву проводів - в разі схльостування проводів - в разі обриву в'язки проводів	24,4 17 9,8	0 0 0	Практично усуваються
Реактивний опір провідів, Ом/км	0,35	0,1	Енергозбереження становить 6,5%
Відключення абонентів,%: - через аварії на лініях -при проведенні ремонтних робіт	40-90 100	0 0	Усувається
Термін служби ліній при частому впливі викидів шкідливих виробництв	4 роки	25-30 років	Збільшується термін експлуатації в 6-8 разів
Необхідність підрізування зелених насаджень при проходженні поблизу них ліній	1 раз в рік	1 раз в 5 років	Скорочуються витрати на утримання трас ліній
Можливість спільної підвіски ліній зв'язку, електропостачання, електроосвітлення	Ні	Е	Скорочується кількість опор ліній. Кожна опора – 0,17 м <sup>3</sup> залізобетону і 13 кг металоконструкцій

**Провід марки СІП-3** – високовольтні самонесучі ізолювані проводи, розраховані на робочу напругу до 20 кВ частотою 50 Гц, і призначені для повітряних ліній електропередачі.

Приводом для розробки цих проводів послужила можливість зменшити ширину просіки при проходженні лісовими масивами. Конструкція СІП-3 дозволяє забезпечити безперебійну роботу лінії навіть в разі падіння дерев на проводи або їх зіткнення, що абсолютно неможливо для аналогічних ліній з неізолюваними проводами А і АС.

СІП-3 – це одножильний провід, в якому ущільнена сталевалюмінієва жила, яка має ізоляційний покрив із зшитого світостабілізованого поліетилену (XLPE), рис. 2.32. Переріз проводів від 50 до 120 мм<sup>2</sup>.



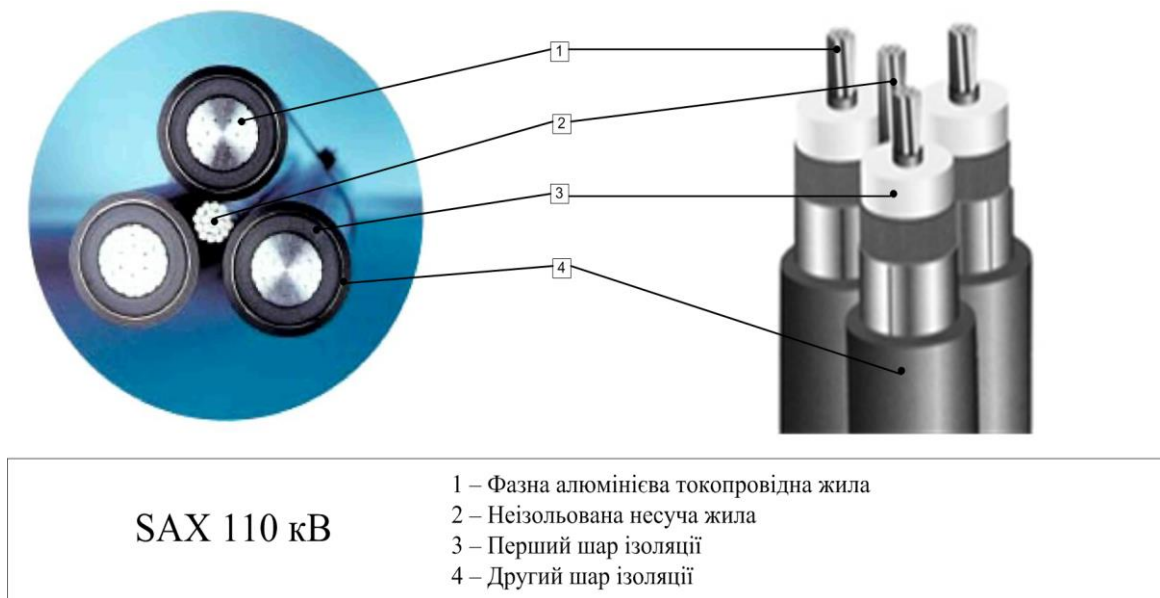
*Рис.2.32. Конструкція СІП-3*

Існує модифікований провід СІП-3 для ЛЕП напругою до 35 кВ частотою 50 Гц марок ЗАЛП і ЗАЛП-В. Унікальність цих проводів полягає в забезпеченні підвищеної гнучкості проводу при його монтажі. Наявність водоблокуючих елементів в конструкції проводу ЗАЛП-В перешкоджає подовжньому поширенню вологи по струмопровідній жилі, що дозволяє продовжити роботи по монтажу лінії в разі виникнення підвищеної вологості (дощ).

Провід ЗАЛП є багатодротовими і має ущільнену струмопровідну жилу з алюмінієвого сплаву із захисною оболонкою із зшитого світостабілізованого поліетилену. Конструкція ЗАЛП-В оснащена додатковими водоблокуючими елементами у вигляді ниток і стрічок.

Логічним продовженням удосконалення конструкції ПЛ є повітряні лінії з ізолюваними проводами (ПЛІ) на високі класи напруги. У відмінності від ПЛ традиційної конструкції фазні провoda ПЛІ високої напруги покриті шаром ізоляції. При цьому товщина ізоляції цілком забезпечує необхідні ізоляційні характеристики при передачі тої або іншої потужності [40].

У Фінляндії, наприклад, була споруджена ПЛ напругою 110 кВ з ізолюваними проводами. На рис. 2.33 представлена конструкція ізолюваного проводу SAX 110 кВ, що застосовується для ПЛІ напругою 110кВ.



*Рис. 2.33. Конструкція ізолюваного проводу ПЛІ напругою 110 кВ*

Така система (рис. 2.33) має три алюмінієвих фазні жили з двома шарами ізоляції та неізольовану несучу жилу.

Даний провід має наступні характеристики:

- діаметр токоведучої жили 22,5 мм;
- зовнішній діаметр проводу 37,5 мм;
- вага одного кілометра 1650 кг.

Зазвичай ширина коридору ПЛ 110 кВ традиційної конструкції складає 26 м., а у ПЛП ширина коридору зменшена більш ніж на 50% і становить 12 метрів. Це скорочує габарити ПЛ і таким чином зменшує вартість відведення земельної ділянки під об'єкт, що має позитивне значення не тільки в економічному та технічному аспекті, але і відносно впливу ПЛП на навколишнє середовище.

Беручи до уваги вітчизняний і зарубіжний позитивний досвід в галузі створення ПЛП напругою 0,4 – 110 кВ і їх істотні переваги у порівнянні з ПЛ традиційних конструкцій, а також розробки КСПЛ доцільно розглянути створення ПЛП на більш високі класи напруги і в Україні.

Завдяки своїй характерній ознаці (наявність зближених фаз, що належать різним ланцюгам і встановлення фіксованого регульованого кута зсуву між системами векторів ланцюгів напруг, в залежності від режимів роботи) КСПЛ володіють істотними перевагами, про які згадувалося вище, у порівнянні з традиційними ПЛ [29].

Мінімальна допустима відстань між фазами, виконаними неізольованими одиночними або розщепленими проводами, визначається діелектричними властивостями повітряного проміжку «фаза – фаза», виходячи з обліку дії різниці робочої напруги між цими фазами, а також внутрішніх і грозових перенапружень, вимагає встановлення між фазами в прольотах спеціальних ізолюючих елементів (ізоляційних розпірок і ін.).

Застосування ж ізолюваних проводів дозволяє виконати лінії із зближеними фазами без ізоляційних розпірок, і до того ж зменшити відстань між фазами, що забезпечить збільшення пропускної здатності лінії та подальше поліпшення її характеристик.

Як приклад можна розглянути виконані наукові розробки з ПЛЛ-110 кВ в Молдавській енергосистемі. В основу вибору конструкції ПЛЛ – 110 кВ покладені принципи описані вище. Відстань між проводами різних ланцюгів ПЛЛ – 110 кВ прийняті від 0,4 до 0,7 м. Аналіз та зіставлення параметрів і характеристик виконаний між ПЛЛ – 110 кВ і традиційної ПЛ – 110 кВ з конфігурацією розташування фаз по типу «бочка» (рис. 2.34). Конфігурація розташування фаз та геометричні відстані для дволанцюгової ПЛЛ – 110 кВ наведено на рис. 2.35 [29].

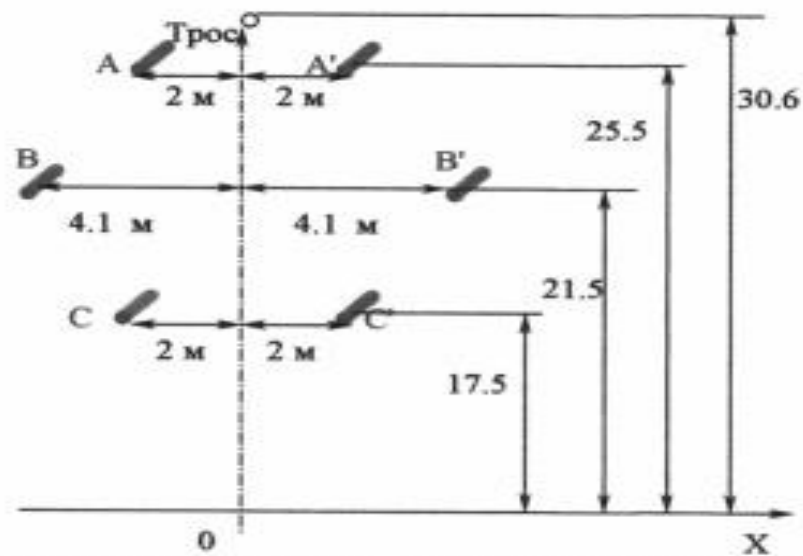


Рис. 2.34 Координати фаз на опорі ПЛ 110 кВ традиційної конструкції

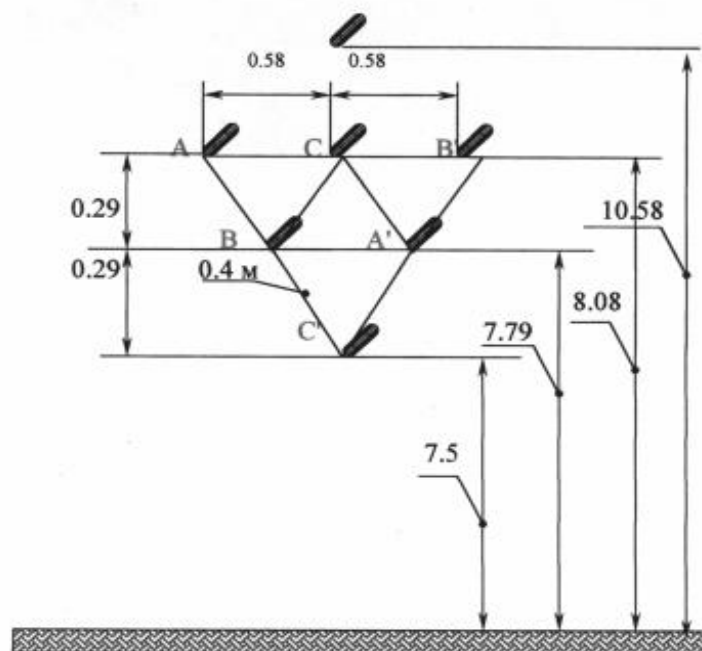


Рис.2.35 Конфігурація розташування фаз і основні геометричні розміри в середині прольоту дволанцюгової ПЛІ – 110 кВ.

Для розрахунків основних параметрів ПЛЛ – 110 кВ зі зближеними фазами використовуються вирази, виведені на основі рівнянь для КСПЛ [29]. Так еквівалентний хвильовий опір зближених фаз різних ланцюгів дволанцюгової ПЛЛ в системі фаз цих ланцюгів при симетричних значеннях струмів кожного ланцюга окремо визначаються за виразами:

$$\dot{Z}_{\text{Э1}} = (r_1 + j\omega L_1) + j\omega M \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1}; \quad (2.7)$$

$$\dot{Z}_{\text{Э2}} = (r_2 + j\omega L_2) + j\omega M \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1}, \quad (2.8)$$

де  $r_1, r_2$  – активні опори фаз;

$j\omega L_1, j\omega L_2$  – власні значення індуктивних опорів зближених фаз у системі фаз своїх ланцюгів;

$j\omega M$  – взаємний індуктивний опір між зближеними фазами в системі всіх фаз ланцюгів;

$\dot{I}_1, \dot{I}_2$  – вектори струмів, що протікають по зближеним фазами першого і другого кіл.

Відповідно еквівалентні поперечні провідності визначаються за виразами:

$$\dot{Y}_{\text{Э1}} = g_1 + j\omega C_1 + \frac{\dot{U}}{\dot{U}_1} (-g_\epsilon - j\omega C_\epsilon); \quad (2.9)$$

$$\dot{Y}_{\text{Э2}} = g_2 + j\omega C_2 + \frac{\dot{U}}{\dot{U}_2} (-g_\epsilon - j\omega C_\epsilon), \quad (2.10)$$

де  $g_1, g_2$  – власні значення активної поперечної провідності фаз;

$j\omega C_1, j\omega C_2$  – власні значення ємнісної провідності фаз;

$g_6, j\omega C_6$  – значення взаємних величин активної і ємнісної провідності між зближеними фазами в системі всіх фаз ланцюгів

Для традиційної ПЛ – 110 кВ, з відстанями вказаними на рис. 2.34, величина натуральної потужності на обидві ланцюга складає 55,43 МВт, а робоча питома ємність фаз – 10,8 Ф/км.

Розрахунки величин натуральної потужності та робочої питомої ємності фаз для ПЛІ – 110кВ (рис. 2.35) представлено в табл.. 2.14 [29].

Таблиця 2.14 – Результати розрахунків ПЛІ – 110 кВ

Розрахункові параметри	Одиниці виміру	Відстань між фазами ланцюгів ПЛІ – 110 кВ, м			
		0,4	0,5	0,6	0,7
Натуральна потужність	МВт	88,88	85,79	82,99	80,55
Робоча ємність фаз	Ф/км	$2,94 \cdot 10^{-8}$	$2,8 \cdot 10^{-8}$	$2,7 \cdot 10^{-8}$	$2,6 \cdot 10^{-8}$

Аналіз отриманих результатів (табл.. 2.14) показує, що величина натуральної потужності в ПЛІ -110 кВ вище ніж у ПЛ – 110 кВ традиційної конструкції, а відповідно вище пропускна здатність, що дозволяє підвищити ефективність транспортування електричної енергії.

## 2.4 Світовий досвід у лінійному будівництві

У числі базових документів, покладених в основу сукупності рішень з розвитку електроенергетики, відносяться: прийнята Верховною Радою України Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» (ЕСУ-2035), Закон України “Про ринок електричної енергії України”, Закон України “Про пріоритетні напрямки розвитку науки і техніки”, Закон України “Про енергозбереження”, Закон України “Про електроенергетику”. У цих документах йде мова про збільшення електроспоживання, що потребує спорудження потужних джерел електроенергії і спричиняє зміну перетоків потужностей по електричним системам і мережам, що обумовлює будівництво нових і реконструкцію існуючих ліній електропередачі.

«Інтенсивний» шлях розвитку передбачає спорудження нових об'єктів, які мають більш високі якісні характеристики.

Досвід багатьох зарубіжних країн в будівництві повітряних ліній електропередачі дає можливість відзначити, що:

1. Не застосовуються сталевалюмінієві провони. Їх замінили провони з сталевалюмінієвих сплавів, які по механічній міцності не поступаються сталевалюмінієвим.

2. Легкі полімерні стрижневі ізолятори замінили підвісні гірлянди зі скляних і фарфорових ізоляторів.

3. Самонесучі ізольовані провони на ПЛ 0,4 і 10 кВ використовуються вже кілька десятиліть.

4. З метою економії відчужуваної території застосовують «комбіновані ПЛ». На одній опорі розташовують ланцюги з різними номінальними напругами.

Наприклад, в Німеччині використовується ПЛ на шестиколових опорах. На двох верхніх траверсах такої опори розташовані два ланцюги 380 кВ, а на двох нижніх – по два ланцюги 220 і 110 кВ відповідно. За нашими мірками це досить громіздка опора висотою 63,4 м. Вона має горизонтальний габарит 33,8 м. Але смуга відчуження, з урахуванням охоронної зони, для таких ліній виявляється на порядок меншою в порівнянні з розміщенням ланцюгів кожного номінальної напруги на окремих двоколових опорах (рис. 2.36).

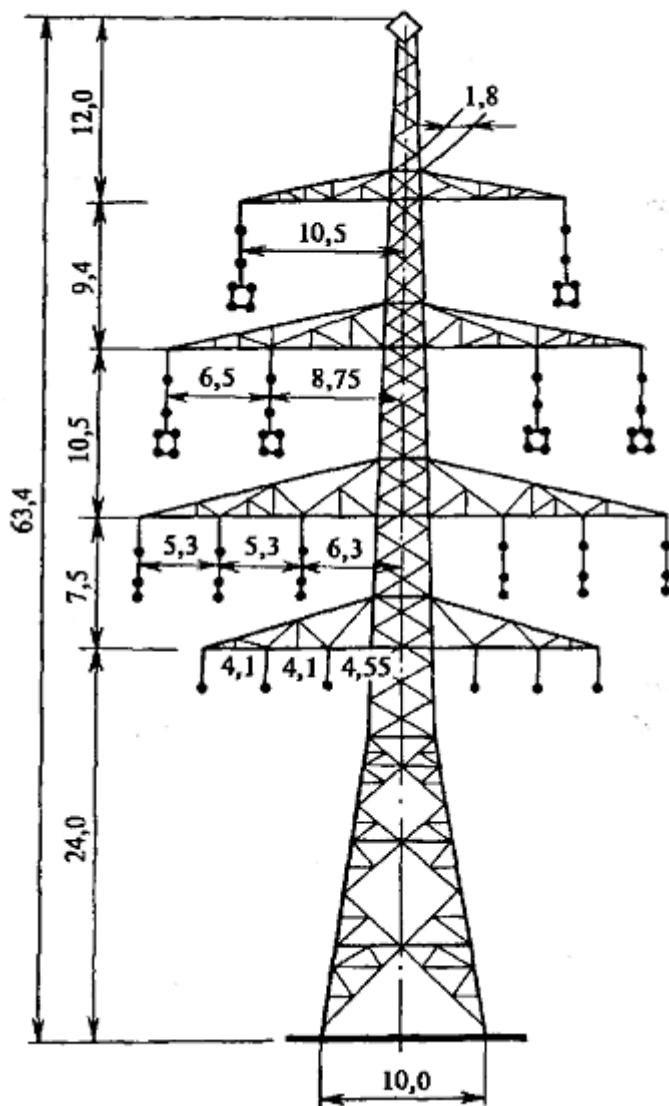


Рис.2.36. Конструкція опори, на якій розташовуються ланцюги з різними номінальними напругами (Нічеччина).

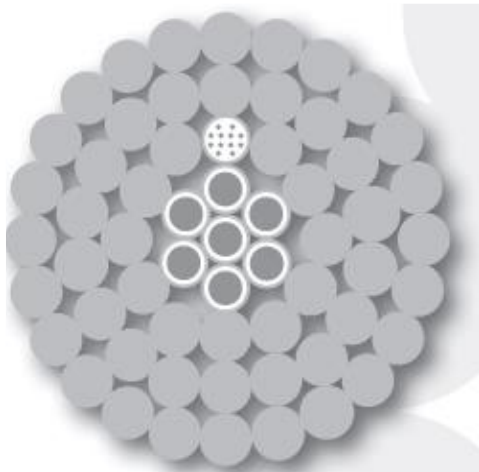
5. Проводиться розщеплення фази на кілька проводів починаючи з 220 кВ. Доречно за такого підходу обговорення оптимальної кількості проводів в розщепленій фазі ПЛ.

6. Розроблено нові водорозчинні антисептики для просочення дерев'яних опор, які дозволяють збільшити термін служби опори з 30 до 40 років.

7. Впровадження систем моніторингу параметрів ПЛ дозволяє контролювати параметри ліній в реальному часі з метою покращення керування режимами роботи електричних систем та мереж для зменшення втрат активної потужності й більш якісного і економічного електропостачання.

Контрольно-вимірювальним елементом такої системи може бути **сталеалюмінієвий провід з вмонтованим оптоволоконним кабелем (ОКФП)** [41, 42, 43]. Кількість волокон у ОКФП залежить від класу напруги ПЛ. Одне з них представляє собою розподілений датчик для контролю і виміру параметрів ПЛ в реальному часі. Вимоги щодо вибору ОКФП пов'язані зі специфікою будівництва і експлуатації об'єкта, терміном його служби.

Розташування ОК всередині одного з алюмінієвих повітів проводу ПЛ дозволяє проводити безперервний температурний моніторинг і контроль конструктивних параметрів лінії (рис. 2.37, а)). На опорах цей провід монтується за допомогою з'єднувальних муфт (рис. 2.37, б)).



а)



б)

*Рис.2.37. Контрольно-вимірювальний елемент волокно-оптичної системи моніторингу для контролю габаритів та температурного режиму повітряної лінії (DITEST STA-R) [43]:*

- а) конструкція фазного проводу з оптоволоконним кабелем (ОКФП);
- б) монтаж ОКФП.

Оптичне волокно розподіленого датчика ОКФП (рис. 2.36) приєднується до вимірювального блоку. Крива фіксується і обробляється спеціалізованим програмним забезпеченням, яке контролює рівні потужності оптичних сигналів, автоматично підлаштовуючи їх під поточні умови вимірювання, і оптимізує, ґрунтуючись на необхідних характеристиках, заданих користувачем.

Застосування ОКФП дає можливість контролювати протяжний об'єкт, яким являється ПЛ, в кожній точці, де інстальований сенсор в сукупності з високою точністю і автономною роботою в режимі реального часу роблять систему DITEST STA-R прийнятною для контролю конструктивних та режимних параметрів ліній.

#### 2.4.1 Досвід застосування інноваційних проводів

Компанії виробники інноваційних проводів, тобто відмінних від сталевалюмінієвих проводів, поставляють провода по всьому світу. Обсяги поставок обчислюються сотнями тонн на рік [32 -39].

У табл. 2.15 наведено країни, в які поставляла провода Компанія Lumphr-Berndorf і обсяги поставок за 20 років.

Таблиця 2.15 – Країни, в які поставлялися провода та їх обсяги

№	Страна	Кількість поставленого, тонн			
		ТААС	TACSR/ACS	TACSR/HACIN	Z-TAL
1	Австрія	290	952	47	
2	Франція	201			
3	Германія	165	4342		
4	Італія		268	40	
5	Нідерланди	4	394		
6	Фінляндія	12			
7	Норвегія		49		
8	Швеція	1	235		
9	Швейцарія		32	128	
10	Хорватія		297		
11	Словенія		15	16	
12	Чехія		258		
13	Боснія		52		
14	США	5			
15	Філіппіни	68			
16	Сінгапур	5			
17	Індонезія		600		
18	Південна Корея				190
	Всього	751	7494	231	190

Компанія 3М продає композитний провід ACCR с 2001 року. У табл. 2.16 наведено зведені дані по продажах в різних країнах.

Таблиця 2.16 – Країни, в які поставлялися провода

№	Країна	Кількість поставленого провода, тонн
		ACCR
1	Китай	177
2	Канада	14
3	США	501
4	Бразилія	24
5	Індія	97
6	Росія	78
	Всього	891

Компанія Nexans виробляє і продає провода з 1990 року. У табл. 2.17 наведені дані по поставкам провідів AERO-Z.

Таблиця 2.17- Країни, в які поставлялися провода

№	Країна	Кількість поставленого провода, км
1	Бельгія	3778
2	Чехія	1
3	Ісландія	2
4	Еквадор	83,5
5	Словаччина	10,5
6	Франція	1949
8	Перу	2767
9	Китай	20
10	Україна	34
11	Нігер	820
12	Росія	735
	Всього	10200

Компанія J-Power Systems виробляє і продає провода з 1971 року. У таблиці 2.18 наведені дані по поставкам проводу GTACSR за 40 років.

Таблиця 2.18 – Країни, в які поставлялися провода

№	Країна	Кількість поставленого провода AERO-Z, км	
		<b>GTACSR</b>	<b>GZTACSR</b>
1	Японія	509.2	272.4
2	Лівія		4629.6
3	Китай	1342.6	783
4	В'єтнам		3.6
5	Кувейт		2449.0
6	С.Аравія	1114.8	254.4
7	Великобританія	265.3	1695.9
8	ОАЕ	1446.9	
9	Тайланд	5	829
10	Оман	623	305
11	Індонезія	497.7	
12	Росія	217	
13	Індія	148	
14	Катар	140	
15	Італія	61	
16	Іран		131
17	Іспанія	0.5	23.3
18	Малайзія	13.7	7.4
	Всього, км	6384.8	11408.2

Досвід застосування проводів підвищеної пропускної здатності в Європі, Японії та Америці вже налічує більше двох десятків років. Обсяги поставок у всіх перерахованих вище компаній обчислюються сотнями тонн в рік і зростають щороку. У кожному разі застосування проводів підвищеної пропускної здатності виправдано економічно – це єдиний критерій, який показує необхідність застосування цих проводів.

В даний час на ринку електроенергетики представлений широкий спектр проводів нового покоління, які дозволять більш ефективно вирішувати завдання вдосконалення конструкції ліній в Україні.

Однак, у зв'язку з тим, що конструкція і робота проводів відрізняються від класичних (сталеалюмінієвих), буде потрібно зміна розрахункових програм для проектування ліній, а також зміна підходу до оптимізації.

Підвищення пропускної здатності ПЛ вимагає додаткових витрат.

Однак, часові та фінансові витрати на переобладнання ПЛ із застосуванням проводів підвищеної пропускної здатності значно нижче, ніж витрати на побудову нової ПЛ.

Вартість переобладнання ПЛ для деяких інноваційних проводів незначно перевищує вартість переобладнання на проводи АС, але ефективність підвищення пропускної здатності перекриває додаткові витрати та дозволяє досягти підвищення надійності як самої ПЛ, так і системи електропередачі в цілому.

## 2.5 Контрольні питання

1. Які є елементи повітряної лінії?
2. Яке призначення грозозахисного троса?
3. Яка відмінність анкерної опори від проміжної?
4. Що таке цикл транспозиції?
5. Яке призначення транспозиційної опори?
6. Яке призначення гірлянди ізоляторів?
7. По яким елементам можна визначити напругу повітряної лінії?
8. Із якого матеріалу виготовляють опори?
9. Поясніть конструкцію проводу марки АС.
10. Для чого на повітряній лінії використовуються віброгасники?
  1. За яким технічним параметрам відрізняється одноланцюгова повітряна лінія від дволанцюгової?
  12. Для чого необхідно розщеплювати фази проводів на напругу 220 кВ і вище?
  13. Яким чином виконується заземлення опор повітряної лінії?
  14. Які переваги ДКПЛ в порівнянні з традиційною ПЛ?
  15. Які нові технології відомі в області будівництва ПЛ?
  16. Які переваги і недоліки повітряних ліній в порівнянні з кабельними лініями?
  17. Які елементи входять до складу арматури ПЛ?
  18. Які існують способи зменшення втрат потужності в проводах марки АС?
    19. Які існують марки інноваційних проводів ПЛ?
    20. Конструкція самоутримних ізольованих проводів (СШів).
    21. Переваги і недоліки самоутримних ізольованих проводів (СШів).

## РОЗДІЛ 3

### КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

#### 3.1 Основні визначення

**Кабель** – це провід, укладений в герметичну оболонку, який можна прокладати під водою, в землі і у повітрі. Він зазвичай складається з одного або декількох ізольованих один від одного провідників, укладених у герметичну оболонку з гуми, пластмаси, алюмінію або свинцю. Кабель, що має поверх захисної оболонки покриття (броню) із сталевих стрічок плоского або круглого дроту для захисту від механічних пошкоджень, називається броньованим [44 -46].

**Кабельною лінією** називається лінія для передачі електроенергії або окремих її імпульсів, що складається з одного або декількох паралельних кабелів із сполучними, стопорними і кінцевими муфтами (закладення) і кріпильними деталями, а для маслонаповнених ліній, крім того, з підживлюючими апаратами і системою сигналізації тиску масла.

**Кабельною спорудою** називається спорудження, спеціально призначене для розміщення в ньому кабелів, кабельних муфт, а також маслопідживлюючих апаратів та іншого обладнання, призначеного для забезпечення нормальної роботи маслонаповнених кабельних ліній. До кабельних споруд відносяться: кабельні тунелі, канали, короби, блоки, шахти, поверхи, подвійні підлоги, кабельні естакади, галереї, камери, підживлюють пункти.

**Кабельним тунелем** називається закрита споруда (коридор) з розташованими в ньому опорними конструкціями для розміщення на них кабелів і кабельних муфт і з вільним проходом по всій довжині,

дозволяючи проводити прокладку кабелів, ремонти та огляди кабельних ліній.

**Кабельним каналом** називається закрита і заглиблена (частково або повністю) в ґрунт, підлогу, перекриття і т.п. непрохідна споруда, призначена для розміщення в ній кабелів, прокладання, огляд і ремонт яких можливо проводити лише при знятому перекритті.

**Кабельної шахтою** називається вертикальна кабельна споруда (як правило, прямокутного перетину), у якій висота в кілька разів більше боку перетину, забезпечена скобами або драбиною для пересування уздовж неї людей (прохідні шахти) або знімною повністю чи частково стінкою (непрохідні шахти).

**Кабельним поверхом** називається частина будівлі, обмежена підлогою та перекриттям або покриттям з відстанню між підлогою і виступаючими частинами перекриття не менше 1,8 м.

**Подвійною підлогою** називається порожнина, обмежена стінами приміщення, міжповерховим перекриттям і підлогою приміщення зі знімними плитами (на всій або частині площі).

**Кабельним блоком** називається спорудження з трубами (каналами) для прокладки в них кабелів з відносящимися до нього колодязями.

**Кабельної камерою** називається підземна кабельна споруда, що закривається глухою знімною бетонною плитою, призначена для укладання кабельних муфт або для протягання кабелів в блоки. Камера, яка має люк для входу в неї і називається **кабельним колодязем**.

**Кабельною естакадою** називається надземна або наземна відкрита горизонтальна або похила протяжна кабельна споруда. Кабельна естакада може бути прохідною або непрохідною.

**Кабельною галереєю** називається надземна або наземна закрита повністю або частково (наприклад, без бічних стін) горизонтальна або похила протяжна прохідна кабельна споруда.

**Лотком** називається відкрита конструкція, призначена для прокладки в ній проводів і кабелів.

**Коробом** називається закрита порожниста конструкція прямокутного або іншого перетину призначена для прокладки в ній кабелів [44 -46].

### 3.2 Загальні відомості

Для електричних кабельних ліній (КЛ) характерні наступні переваги в порівнянні з повітряними лініями (ПЛ) [44 – 52]:

- більш тривалий термін служби, відсутність потреби в матеріалах для опор;
- велика надійність при експлуатації через відсутність зовнішніх атмосферних впливів, таких, як вітер, ожеледь, грозові перенапруги;
- відсутність опор і проводів, що захарашують територію підприємств і великих міст;
- значне зниження небезпеки для людей і тварин в разі аварії кабельної лінії;
- можливість передачі практично всіх потоків потужності, що зустрічаються в сучасній практиці;
- можливість прокладки в будь-яких природних і атмосферних умовах (на повітрі, в землі, під водою і т.і.);
- можливість експлуатації в будь-яких кліматичних умовах (сильні вітри, інтенсивна ожеледь і т.д.).

Однак, кабельні лінії мають також і недоліки, до яких відносяться наступні:

- висока вартість кабельної мережі в порівнянні з повітряною;
- потреба в більш кваліфікованому персоналі при спорудженні та експлуатації кабельної лінії;
- труднощі знаходження і виправлення пошкоджень;
- схильність ґрунтової корозії і впливу блукаючих струмів.

Традиційні силові кабелі для передачі і розподілення електричної енергії виконуються [50, 52]:

- з просоченою паперовою ізоляцією;
- для вертикальних і крутопохилих трас;
- кабелі тиску (маслонаповнені і газонаповнені);
- з поліетиленовою ізоляцією;
- з гумовою ізоляцією.

Удосконалення конструкції і технології виготовлення дозволило створити досконаліші кабелі традиційного типу і активно вести нові розробки.

В даний час європейськими виробниками кабельної продукції створені промислові зразки кабелю надвисокої напруги (СВН) рекордної пропускної здатності напругою:

- до 1000 кВ **маслонаповнені** з поперечним перерізом струмоведучих частини 2500 мм<sup>2</sup> пропускною здатністю до 3 млн кВт;
- до 500 кВ з **ізоляцією із зшитого поліетилену** з поперечним перерізом струмоведучих частини 2500 мм<sup>2</sup> пропускною здатністю до 1,9 млн кВт.

Проектування і спорудження кабельних ліній повинно проводитися на основі техніко-економічних розрахунків з урахуванням розвитку

мережі, відповідальності та призначення лінії, характеру траси, способу прокладки, конструкції кабелю і т.п. [53 – 55].

При виборі траси кабельної лінії слід по можливості уникати ділянок з ґрунтами, агресивними по відношенню до металевих оболонок кабелів.

Над підземними кабельними лініями відповідно до чинних правил охорони електричних мереж повинні встановлюватися охоронні зони в розмірі майданчика над кабелями:

- для кабельних ліній вище 1 кВ по 1 м з кожного боку від крайніх кабелів;

- для кабельних ліній до 1 кВ по 1 м з кожного боку від крайніх кабелів, а при проходженні кабельних ліній в містах під тротуарами – на 0,6 м в сторону будівель, споруд і на 1 м в сторону проїжджої частини вулиці.

Для підводних кабельних ліній до і вище 1 кВ відповідно до зазначених правил повинна бути встановлена охоронна зона, що визначається паралельними прямими на відстані 100 м від крайніх кабелів.

Охоронні зони кабельних ліній використовуються з дотриманням вимог правил охорони електричних мереж.

Траса кабельної лінії повинна вибиратися з урахуванням найменшої витрати кабелю, забезпечення його безпеки при механічних впливах, забезпечення захисту від корозії, вібрації, перегріву і від пошкодження сусідніх кабелів електричною дугою при виникненні короткого замикання (КЗ) на одному з кабелів. При розміщенні кабелів слід уникати перехрещень їх між собою, а також з трубопроводами та ін.

При виборі траси кабелів маслонаповнених ліній низького тиску приймається до уваги рельєф місцевості для найбільш раціонального розміщення і використання на лінії підживлюючих баків.

Кабельні лінії повинні бути встановлені таким чином, щоб в процесі монтажу і експлуатації було виключено виникнення в них небезпечних механічних напружень і пошкоджень. Для реалізації даного завдання:

- кабелі повинні бути укладені з запасом по довжині, достатній для компенсації можливих зсувів ґрунту і температурних деформацій самих кабелів і конструкцій, за якими вони прокладені; укласти запас кабелю у вигляді кілець (витків) забороняється;

- кабелі, прокладені горизонтально по конструкціях, стінах, перекриттях і т.п., повинні бути жорстко закріплені в кінцевих точках, безпосередньо у кінцевих заправлень, по обидва боки вигинів і у з'єднувальних і стопорних муфтах;

- кабелі, прокладені вертикально по конструкціях і стінах, повинні бути закріплені так, щоб була відвернена деформація оболонок і не порушувалось з'єднання жил в муфтах під дією власної ваги кабелів;

- конструкції, на які укладаються неброньовані кабелі, повинні бути виконані таким чином, щоб була виключена можливість механічного пошкодження оболонок кабелів;

- кабелі (в тому числі броньовані), розташовані в місцях, де можливі механічні пошкодження (пересування автотранспорту, механізмів і вантажів, доступність для сторонніх осіб), повинні бути захищені по висоті на 2 м від рівня підлоги або землі і на 0, 3 м в землі.

Захист кабельних ліній від блукаючих струмів та ґрунтової корозії повинно задовольняти вимогам правил щодо експлуатації електричних мереж.

Конструкції підземних кабельних споруд повинні бути розраховані з урахуванням маси кабелів, ґрунту, дорожнього покриття і навантаження від транспорту, що проходить.

Кабельні споруди і конструкції, на яких укладаються кабелі, повинні виконуватися з негорючих матеріалів.

Відкрита прокладка кабельних ліній повинна проводитися з урахуванням безпосередньої дії сонячного випромінювання, а також тепловипромінювання від різного роду джерел тепла. У разі прокладання кабелів на географічній широті більш 65° захист від сонячного випромінювання не потрібна.

Радіуси внутрішньої кривої вигину кабелів повинні мати по відношенню до їх зовнішнього діаметру кратності не менше зазначених у стандартах або технічних умовах на відповідні марки кабелів.

Кожна кабельна лінія повинна мати свій номер або найменування. Відкрито прокладені кабелі, а також усі кабельні муфти повинні бути забезпечені бірками з позначенням на них марки, напруги, перерізу, номера або найменування лінії.

На трасі кабельної лінії, прокладеної в незабудованій місцевості, повинні бути встановлені розпізнавальні знаки. Траса кабельної лінії, прокладеної по орних землях, повинна бути позначена знаками, встановленими не рідше ніж через 500 м, а також в місцях зміни напрямку траси [46 – 55].

### **3.3 Основні типи и марки кабелів**

Силові кабелі складаються з однієї або декількох струмопровідних жил відокремлених одна від одної і від землі ізоляцією. Поверх ізоляції для її захисту від вологи, кислот і механічних пошкоджень накладають захисну оболонку і сталеву стрічкову броню з захисними покриттями та іноді сталевий провід круглого або прямокутного перерізу [46 -52].

Струмopровiднi жили виготовляються з алюмiнiю до 16 мм<sup>2</sup>. Застосування кабелiв з мiдними жилами передбачено в спеціальних випадках. Наприклад, у вибухонебезпечних примiщеннях, в шахтах, небезпечних за газом та пилом. На змiнному струмi до 1 кВ застосовують чотирьохжильнi кабелi. В мережах змiнного струму до 35 кВ – трижильний кабелi, а в 110 кВ i вище – одножильнi. На постійному струмi застосовують одножильнi i двошильнi кабелi.

Основнi типи кабелiв наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1. Основнi типи кабелiв

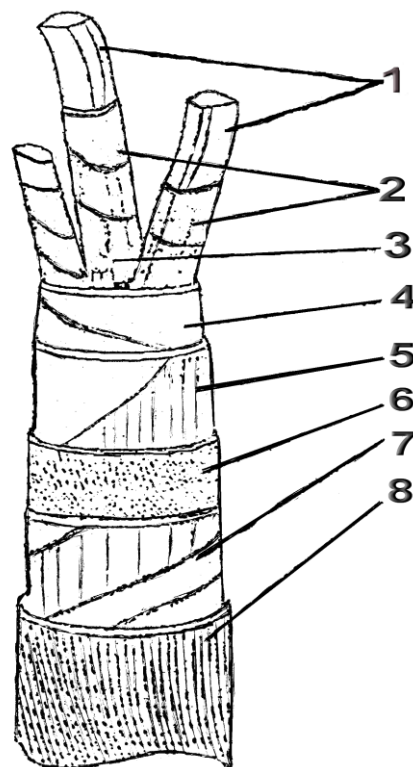
Ізоляція	Виконання
Гумова та пластмасова	Чотирьохжильнi з пластмасовою iзоляцією, полегшенi для електрифікації сiльського господарства 10 кВ Трижильнi i одножильнi 6-35 кВ
Паперова	Одножильнi 110-220 кВ З в'язкою просоченням:
Паперова	З поясною iзоляцією трижильнi 6-10 кВ Трижильнi з окремо освинцьованими жилами 20-35 кВ маслонаповненi: Одножильнi з центральним маслопроводящим каналом низького i високого тиску 110-220 кВ Трижильнi високого тиску в сталевiй трубi з маслом під тиском 110-220 кВ

### 3.4 Конструкції силових кабелiв

#### 3.4.1 Кабелi з поясною iзоляцією на напругу 6(10) кВ

Основна маса силових кабелiв на напруги до 10 кВ випускається трижильними з секторними жилами (рис. 3.1). Це так званi кабелi з **поясною iзоляцією** [46 – 52].

На рис.3.1 показано, що кожна жила ізолювана від іншої спеціальним кабельним папером – 2, просоченим масою, до складу якої входять масло і каніфоль, а всі жили – від землі мають поясну ізоляцію – 4, також з просоченого паперу. Для забезпечення герметичності кабелю на поясну ізоляцію накладають оболонку – 5 без швів. Від механічних ушкоджень кабель захищають бронєю – 7 із сталеві стрічки, а від хімічних впливів покривають асфальтовим джгутом – 8.



*Рис. 3.1 Трижильний кабель з поясною ізоляцією із просоченого паперу:*

- 1 – жили;
- 2 – ізоляція жил;
- 3 – заповнювач;
- 4 – поясна ізоляція;
- 5 – захисна оболонка;
- 6 – папір, просочений компаундом;
- 7 – семистрічкова броня;
- 8 – просочена кабельна пряжа.

Такі кабелі також випускаються з **мідними і алюмінієвими жилами** перерізом від 6 до 240 мм<sup>2</sup>. Алюмінієві жили можуть бути однодротяними по усьому діапазоні, крім того, для діапазону 70-240 мм<sup>2</sup> випускаються кабелі з багатодротовими ущільненими жилами. Мідні жили випускаються в основному багатодротяними, проте в діапазоні від 6 до 50 мм<sup>2</sup> застосовуються також однодротяні жили. Використовують мідні жили в тих випадках, коли це передбачено вимогами ПУЕ, наприклад, у вибухонебезпечних зонах класів В-1 та В-1а.

Для **ізоляції жил** застосовують **кабельний папір**, просочений в'язким складом, а також **гуму і пластмасу** (полівінілхлорид і поліетилен).

Для крутонахилених і вертикальних трас, де можливе стікання просочувального складу і, як наслідок, ослаблення ізоляції жил кабелю у верхній частині траси і випирання оболонки на нижньому рівні, застосовують кабелі з збідненої просоченням паперової ізоляції або кабелі з ізоляцією, просоченою нестікаючою склоподібною масою на основі **цезину**. Для кабелів з гумовою або пластмасовою ізоляцією жил перепади рівнів траси не обмежують.

Проміжки між ізольованими жилами заповнюються джгутами з сульфатного паперу. Електричне поле в кабелях з поясною ізоляцією має складний вид. Силкові лінії поля в деяких областях перерізу кабелю не перпендикулярні верствам паперу, тому з'являється тангенціальна складова електричного поля в ізоляції, що суттєво послаблює ізоляцію в цих місцях.

Випускаються кабелі призначені для роботи в мережах з ізольованою нейтраллю. При цьому в аварійному режимі напруга між сусідніми пошкодженими фазами буде дорівнювати напрузі між цими фазами і оболонкою та однолінійній напрузі мережі. Дійсно, при замиканні однієї з фаз на оболонку в разі ізольованої нейтралі остання

набуває потенціала пошкодженої фази. Отже, щоб в аварійному режимі забезпечити зразкову рівність середніх напруженостей електричного поля в фазній і поясній ізоляції необхідно вибрати їх однакової товщини. Однак, з урахуванням того, що аварійні режими роботи кабелів носять короткочасний характер, допускається деяке збільшення напруженості поля в ізоляції кабелів при короткочасних підвищеннях напруги. У вітчизняних кабелях товщина ізоляції між фазами приблизно на 36% більше товщини ізоляції між жилами і оболонкою. Для робочих же режимів середні напруженості електричного поля в фазній і поясній ізоляції будуть приблизно однаковими, якщо товщина ізоляції між жилами буде приблизно на 70% більше, ніж між жилою і оболонкою.

Для кабелів напруга яких становить 6 кВ товщина фазної ізоляції становить 2 мм, а товщина поясної – 0,95 мм, для кабелів напруга яких становить 10 кВ – відповідно 2,75 і 1,25 мм [46 – 52].

**Оболонки кабелів** виготовляють зі свинцю, алюмінію, гуми та пластмаси. Алюмінієві оболонки досить герметичні і механічно більш міцні в порівнянні зі свинцевими. Алюміній має підвищену стійкість до вібраційних навантажень. Висока електропровідність алюмінію дає можливість використовувати алюмінієві оболонки в якості четвертої жили, що забезпечує значну економію алюмінію, ізоляційних і захисних покривів. Однак, кабелі з алюмінієвими оболонками не можна застосовувати в умовах впливу на них агресивних середовищ.

Для попередження корозії металевих кабельних оболонок і для їх механічного захисту, а також для механічного захисту пластмасових оболонок кабелі мають зовнішні **антикорозійні покриви**, що представляють собою чергування шарів бітумного складу, паперових або пластмасових стрічок, металевої броні. Елементами захисних покривів

можуть також бути випресований поліетиленовий або полівінілхлоридний шланги.

У конструкції захисних покривів можна виділити наступні елементи: подушка; броня; зовнішній покров.

**Подушка** захищає металеву оболонку від корозії, а також відіграє роль захисту оболонки від механічних пошкоджень при накладенні на кабель броні. Якщо в конструкції захисних покривів подушка не передбачається, то в марці кабелю є літера «**О**».

Для захисту кабелів від механічних пошкоджень використовується сталевая **броня**. Якщо на кабель накладається броня зі сталевих стрічок, то в марці кабелю є позначення з літерою «**Б**». Броня із сталевих оцинкованих круглих дротів позначається літерою «**К**», а з сталевих оцинкованих плоских дротів – літерою «**П**».

**Зовнішній покров** призначений для захисту від корозії сталевій броні кабелю. Найпростіша конструкція зовнішнього покриву, що не має літерного позначення, являє собою чергування шарів бітумного складу або бітуму, просоченої кабельної пряжі або скляної пряжі з штабельованого волокна. Якщо зовнішній покров накладається на кабелі, призначені для експлуатації в приміщеннях або місцях з підвищеною пожежонебезпекою, то бітумні шари замінюються спеціальним негорючим складом. Такі зовнішні покриви позначаються літерою «**Н**».

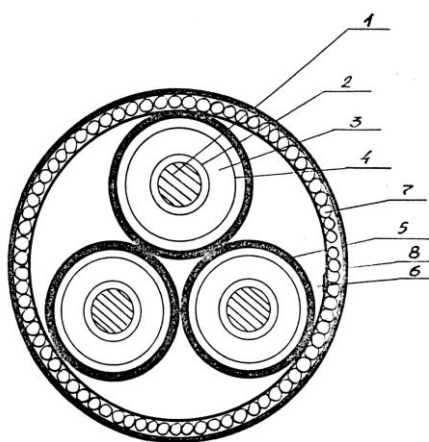
Найбільш надійними є зовнішні покриви поліетиленового (**Шп**) типу або полівінілхлоридного (**Шв**) шлангу.

Захисні покриви, що не мають протикорозійних шарів, позначаються літерою «**Г**».

Наприклад, кабель марки **ААШв** має алюмінієву жилу, паперову ізоляцію, алюмінієву оболонку, захисний покрив у вигляді полівінілхлоридного шлангу і зовнішнього захисного покриву.

### 3.4.2 Кабелі з радіальним електричним полем напругою 35 кВ

Зі збільшенням робочої напруги зростають напруженості електричного поля в ізоляції кабелю, і при напрузі більше 20 кВ значення тангенціальної складової напруженості поля в кабелях з поясною ізоляцією близькі до значень, при яких можливі пробій ізоляції. У зв'язку з цим кабелі при напрузі 20 і 35 кВ виготовляються або в одножильному виконанні з круглими алюмінієвими і мідними жилами в свинцевій і алюмінієвій оболонці, або в трижильному виконанні. При цьому кабель скручується з трьох круглих ізольованих жил, кожна з яких має свинцеву оболонку, рис.3.2. В ізоляції цих кабелів електричне поле радіальне, при цьому повздовжня складова напруженості поля практично відсутня, що дозволяє виготовляти кабелі з паперовою ізоляцією, просоченою в'язким маслосланціфольним складом (компаундом).



*Рис. 3.2. Трижильний кабель з окремо освинцьованими жилами для підводного прокладання в трубі:*

- 1 – струмопровідна жила;
- 2 – екран з напівпровідним папером;
- 3 – паперова ізоляція;
- 4 – екран з напівпровідним папером;
- 5 – свинцева оболонка;
- 6 – джгутове заповнення;
- 7 – дротова броня;
- 8 – зовнішній захисний покрив.

Випускаються трижильні кабелі з радіальним електричним полем (так звані кабелі з окремо освинцьованими жилами) марок **ОСБ**, **АОСБ** і т.п. Кабель марки **ОСБ** має мідну струмопровідну жилу, паперову просочену ізоляцію, окремі свинцеві оболонки, броню зі сталевих стрічок і зовнішній захисний покрив.

Кабелі з окремо освинцьованими жилами випускаються тільки з круглими мідними і алюмінієвими жилами, які мають переріз 25-185 мм<sup>2</sup> для напруги 20 кВ і переріз 120-150 мм<sup>2</sup> для напруги 35 кВ. Для кабелів типу **ОСБ** застосовують в основному багатодротяні жили, причому кращі характеристики мають кабелі з ущільненими жилами. При ущільненні жил зменшується їх діаметр і згладжується поверхня жили. Для вирівнювання електричного поля на поверхні жили розміщуються екрани з напівпровідникового паперу. Поверх ізоляції також накладається екран з напівпровідникового паперу, який може бути металізованим або поверх нього розміщується алюмінієва (мідна) фольга. Товщина свинцевої оболонки в залежності від перерізу жили знаходиться в межах 1,-2,8 мм. Окремо освинцьовані жили скручуються із заповненням проміжків між ними просоченою кабельною пряжею або склопряжею. Зовні скорочення жили з заповненням обмотують тканинною стрічкою або кабельною пряжею, а потім на них накладають захисні покриття [46, 50, 53].

### **3.4.3 Кабелі для вертикальних прокладок**

У разі прокладання кабелів з паперовою просоченою ізоляцією (**ПШ**) на трасах з великим перепадом рівнів існує небезпека стікання просочувального складу в нижню частину траси. Відтік складу відбувається в основному по проміжкам між дротами в скручених багатодротяних жилах, а також в зазорі між металевою оболонкою та ізоляцією і в меншій мірі в самій паперовій ізоляції. У верхніх ділянках

траси таким чином зменшується електрична міцність кабелю внаслідок виникнення повітряних зазорів в ізоляції. У нижніх ділянках траси за рахунок підвищеного тиску просочувального складу можлива розгерметизація кабелю. Тому кабелі із ППІ звичайної конструкції можуть прокладатися на трасах з різницею рівнів між вищою і нижчою точками розташування кабелів не більше 15-25 м.

Зменшення ефекту стікання просочувального складу можна домогтися наступними заходами:

- застосуванням стопорних муфт при з'єднанні будівельних довжин кабелю;
- зменшенням обсягу просочувального складу в кабелі;
- збільшенням в'язкості просочувального складу.

Стопорні муфти обмежують переміщення просочувального складу з однієї секції кабельної лінії в іншу.

Значно збільшується допустиме значення різниці рівнів прокладки кабелів при використанні кабелів з збідненою просоченою ізоляцією. У таких кабелях після просочення проводиться технологічна операція «збідніння ізоляції», при якій з кабелю видаляється просочувальний склад, що знаходиться в жилі та в зазорах між паперовими стрічками.

Ці кабелі можуть прокладатися на трасах з різницею рівнів 100 м, якщо кабель має свинцеву оболонку. Обмеження на різницю прокладки знімаються повністю, якщо кабель має алюмінієву оболонку. Кабелі описаної конструкції випускаються на напругу не більше ніж 6 кВ. У маркуванні таких кабелів присутня літера «В», що вказує на можливість їх застосування для вертикальних прокладок, наприклад, **АСБ-В 3х120-1** – це трижильний кабель з алюмінієвими жилами перерізом 120 мм<sup>2</sup> в свинцевій оболонці, броньований, з збіднено просоченою ізоляцією, на напругу 1 кВ.

Для прокладки на вертикальних і крутонахилених трасах без обмеження різниці рівнів призначена спеціальна група кабелів з паперовою ізоляцією, просоченої нестікаючим складом – церезином. Такі кабелі випускаються для напруги 6, 10 та 35 кВ в одножильному і трижильному виконанні.

Марки кабелів з ізоляцією, просоченої нестікаючим складом, починаються з літери «Ц». Наприклад, **ЦОСБ 3х120-35** – це трижильний кабель з окремо освинцьованими мідними жилами, переріз жил 120 мм<sup>2</sup>, напруга 35 кВ, паперова ізоляція просочена нестікаючим складом, броньований, з захисним покривом [46 – 52].

#### **3.4.4 Кабелі напругою 110 кВ і вище**

Кабельні лінії 110 і 220 кВ у вітчизняній практиці знайшли застосування при побудові мережі великих міст, в схемах електропостачання хімічних, нафтопереробних, металургійних, автомобільних та інших промислових підприємств, видачі потужності електростанцій, подолання водних перешкод і в інших випадках. У світовій практиці в 1970-1980 роки минулого століття використання кабелів 220 кВ і вище змінного і постійного струму було пов'язано переважно з подоланням водних перешкод (ріки, протоки). В останні роки поряд з цим все більш широке застосування отримують кабельні прокладки надвисокої напруги (СВН) при організації глибоких введів в центральні райони великих міст [48 – 54].

Кабелі з паперовою ізоляцією, просоченою маслоканіфольним складом, мають порівняно невисоку електричну міцність, що обмежує їх застосування в мережах напругою вище 35 кВ. Це пояснюється наявністю в ізоляції повітряних включень, які з'являються в процесі експлуатації кабельних ліній. В процесі експлуатації кабель піддається періодичному

нагріванню і охолодженню (включення і відключення навантаження). При нагріванні всі елементи кабелю (в тому числі і просочуючий склад) збільшуються в обсязі. Після охолодження оболонка кабелю внаслідок залишкових деформацій не в змозі чинити тиск на просочуючий склад, необхідний для повернення його в попереднє положення. В результаті після декількох циклів нагріву та охолодження в кабелі з'являються порожнечі, починається іонізація пустот, що супроводжується підвищенням температури ізоляції в даному місці. Іонізація викликає прискорене старіння ізоляції.

Для збільшення електричної міцності паперово просоченої ізоляції необхідно або створити умови, що виключають появу в ній газових включень, або підвищити електричну міцність наявних порожнеч. Наприклад, шляхом збільшення в них тиску або шляхом заповнення цих пустот газом, що має підвищену електричну міцність.

Перша можливість реалізована при створенні так званих маслонаповнених кабелів, друга – при створенні газонаповнених кабелів.

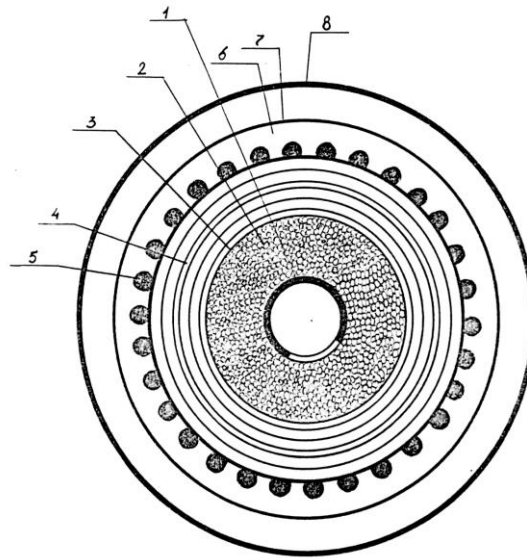
**Маслонаповнені кабелі низького тиску.** Перші кабелі на напругу 110 кВ, що з'явилися в 1923-1931 рр., були одножильними кабелями маслonaполненого типу [46].

У маслонаповнених кабелях можливість утворення газових включень при виготовленні і при експлуатації виключається тим, що для просочення їх ізоляції застосовується малов'язке дегазоване масло, а сама технологія просочення виключає появу пустот в ізоляції.

Тиск масла в кабелі для забезпечення надійності його роботи має підтримуватися в певних межах. Для цього в конструкції кабелю передбачаються маслопроводні канали, а вздовж кабельної лінії встановлюються спеціальні компенсатори (баки живлення і тиску), які

беруть надлишок масла при нагріванні кабелю і віддають при його охолодженні.

Струмopрoвіднa жила маслoнaпoлнeннoгo кабeлю зaзвичaй мae в цeнтpі кaнaл, пo якoмy вiдбувaeтьcя пeрeмiщeння мacлa пpи змiнi тeмпepaтуpи кабeлю (pиc. 3.3).



*Рис. 3.3. Одножильний маслoнaпoлнeнний кабeль:*

- 1 – oпopнa мeтaлeвa cпiрaль;
- 2 – cтpумoвiднa жилa;
- 3 – eкpaн з нaпiвпpовiдникoвoгo пaпepу;
- 4 – пpocочeнa пaпepoвa iзoляцiя;
- 5 – eкpaн з мeтaлiзoвaнoгo пaпepу;
- 6 – cвинцeвa oбoлoнкa;
- 7 – дpyгa cвинцeвa oбoлoнкa.

Дiaмeтp кaнaлy для кабeлiв нa нaпpуги 110-220 кВ дopiвнює 12-14 мм; для кабeлiв нa нaпpуги пoнaд 220 кВ – 18-20 мм. Кaнaл вcepeдинi жили утвopюєтьcя зa дoпoмoгoю пiдтpимуючoї мeтaлeвoї плockoї cпiрaлi 1, пoвepx якoї нaклaдaютьcя пoвиви кpуглиx дpoтiв.

Струмopрoвіднa жилa 2, a тaкoж iзoляцiя кабeлiв 4 eкpaнуютьcя нaпiвпpовiдникoвим пaпepoм. Для eкpaнувaння мoжнa викopиcтoвувaти мeтaлiзoвaний пaпiр, мiдну aбo aлюмiнiєву фoльгy.

Ізоляція маслонаповнених кабелів складається зі стрічок кабельного паперу, просочених дегазованим мінеральним або синтетичним маслом. Така ізоляція має цілу низку цінних властивостей:

- висока електрична міцність;
- малі діелектричні втрати;
- високі механічні параметри.

Наявність у жили і оболонці кабелю 6 екранів з напівпровідниковим папером, що має адсорбційні властивості, сприяє стабілізації електричних властивостей ізоляції.

Практика експлуатації показала, що найбільш економічними є кабелі з тиском масла, що знаходиться в межах 0,024-0,29 МПа для кабелів у свинцевій оболонці і 0,024-0,5 МПа для кабелів в алюмінієвій оболонці.

Випускаються маслонаповнені кабелі низького тиску таких марок:

**МНТ** – кабель маслонаповнений, низького тиску в свинцевій оболонці з захисним покривом.

**МНСК** – теж саме, але захисні покриття включають шар оцинкованих круглих сталевих дротів;

**МНСШВ** – теж саме, але захисні покриття виконані у вигляді шланга з полівінілхлоридного пластикату.

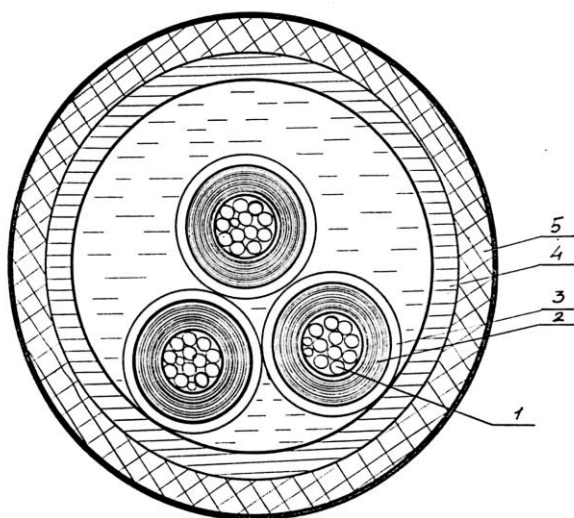
**Маслонаповнені кабелі високого тиску (в сталевих трубопроводах)** випускаються на змінні напруги 110, 220, 330 і 500 кВ [46, 52].

Дані кабелі (рис. 3.4) мають ряд переваг в порівнянні з кабелями низького тиску.

По-перше, електрична міцність таких кабелів вище, так як ізоляція кабелю знаходиться під більш високим тиском. Крім того, для просочення ізоляції і для заповнення трубопроводу застосовується більш в'язке масло, яке забезпечує більшу імпульсну міцність кабелів.

По-друге, сталевий трубопровід є надійним захистом кабелю від механічних пошкоджень, завдяки чому кабельні лінії високого тиску є виключно надійними.

Однак, монтаж зазначених ліній трохи складніше, а вартість вище ніж монтаж і вартість ліній з одножильними маслонаповненими кабелями низького тиску.



*Рис. 3.4. Маслонаповнений кабель високого тиску:*

- 1 – струмопровідна жила;
- 2 – ізоляція;
- 3 – оболонка кабелю;
- 4 – сталева труба;
- 5 – захисні покрови труби.

Струмопровідні жили кабелів 1 в сталевому трубопроводі 4 з маслом під тиском мають круглу форму і скручуються з мідних луджених дротів.

Ізоляція кабелю 2 складається з паперових стрічок, просочених ізоляційним маслом підвищеної в'язкості. Заповнення трубопроводу проводиться цим же маслом. Застосування вязкого пропиточного масла полегшує монтаж кабельний лінії, так як зменшується витікання його з ізоляції напівпровідникового паперу. На ізоляцію кабелю накладається

екран з стрічок напівпровідникового паперу, поверх якого розміщуються мідні перфоровані стрічки металевого екрану.

На місце монтажу окремі жили кабелю доставляються в спеціальних герметичних контейнерах, заповнених маслом або в тимчасовій свинцевій оболонці.

Внутрішня поверхня трубопроводу може ретельно очищатися до металевого блиску і покриватися лаком, що сприяє збереженню стабільності електричних параметрів масла.

Випускаються кабелі в сталевих трубах наступних марок:

**МВДТ** – маслонаповнений кабель високого тиску з свинцевою оболонкою, що знімається на місці прокладки при протягуванні кабелю в трубопровід;

**МВДТ<sub>к</sub>** – маслонаповнений кабель високого тиску в контейнері.

Такі кабелі можуть прокладатися в тунелях, в землі і під водою.

Затягування кабелів в трубопровід відбувається після прокладки трубопроводу по трасі лінії.

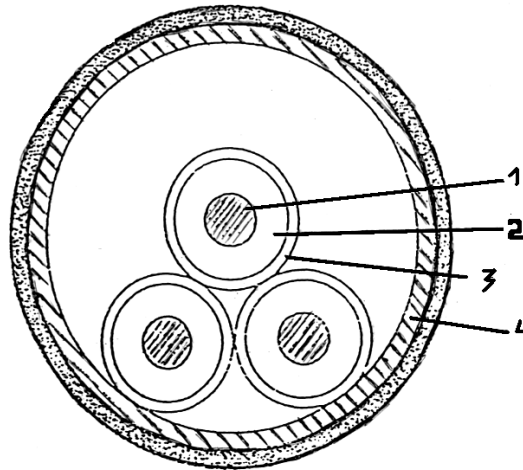
**Газонаповнені кабелі.** Як представлено вище, електрична міцність кабелю може бути значно збільшена, якщо підвищити тиск в газових включеннях, що знаходяться в ізоляції [46 – 52].

Газонаповнені кабелі влаштовані таким чином, що безпосередньо в кабель підводиться чистий сухий газ під тиском. Значення тиску визначається особливостями конструкції кабелю і умовами прокладки та знаходиться в межах 0,7-3,0 МПа.

Залежно від конструкції кабелю стиснений газ може надходити безпосередньо в ізоляцію кабелю (зазори між стрічками, простір між дротами усередині жили) або не мати безпосереднього зіткнення з ізоляцією і передавати тиск на ізоляцію через спеціальну мембрану.

Для заповнення газонаповнених кабелів застосовується осушений, очищений від домішок азоту або його суміші – елегазу.

На рис. 3.5 наводиться конструкція кабелю в трубопроводі з газом під тиском. Ці кабелі поряд з кабелями в трубопроводі з маслом під тиском досить поширені в США, Франції, Японії.



*Рис. 3.5. Газонаповнений кабель в сталевому трубопроводі з газом під тиском:*

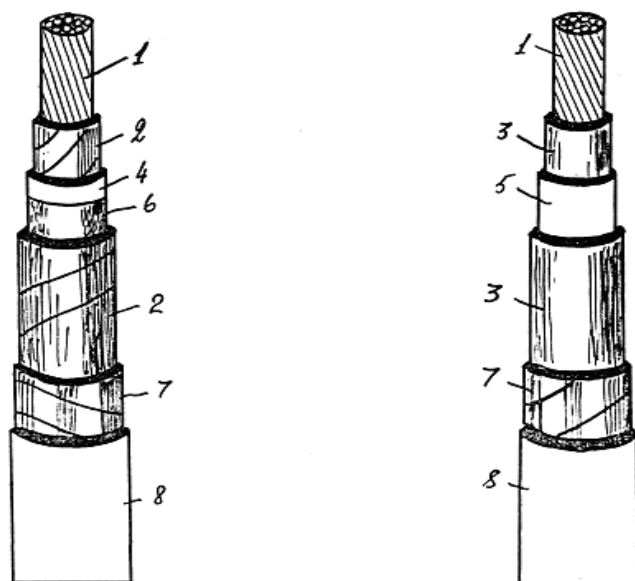
- 1 – струмопровідна жила;
- 2 – паперова ізоляція;
- 3 – пластмасова оболонка;
- 4 – трубопровід.

Окремі фази кабелю 1 ізолювані папером 2, просочені маслоканіфольним складом і покриті зверху пластмасовою оболонкою 3. Трубопровід 4 заповнений газом під тиском. Тиск на ізоляцію передається через пластмасову оболонку, яка грає роль мембрани (рис. 3.5).

Існують розробки кабельних ліній з газовою ізоляцією, кріорезистивні кабельні лінії з алюмінієвими жилами, охолоджуваними рідким азотом, надпровідні кабельні лінії [44, 52].

### 3.4.5 Кабелі з пластмасовою та гумовою ізоляцією

Кабелі з пластмасовою ізоляцією [44 – 52]. Типова конструкція кабелю представлена на рис. 3.6.



*Рис. 3.6. Конструкція фази кабелю з пластмасовою ізоляцією  
на напруги 10-35 кВ:*

- 1 – жила;
- 2 – напівпровідний поліетилен;
- 3 – напівпровідний поліхлорвініловий пластикат;
- 4 – поліетиленова ізоляція;
- 5 – поліхлорвінілова ізоляція;
- 6 – колоїдальний графіт;
- 7 – екран з мідної або алюмінієвої стрічки;
- 8 – поліхлорвініловий шланг.

Силві кабелі з просоченою маслом паперовою ізоляцією мають високі електричні параметри і велику надійність в експлуатації проте, не позбавлені ряду істотних недоліків, а саме:

- технологічний процес їх виготовлення складний і малопродуктивний;

- кабелі виготовляються тільки в металевій оболонці, так як просочений папір гігроскопічний, що значно здорожує і ускладнює їх конструкцію;

- через стікання просочувального складу в кабелях можуть бути встановлені обмеження при вертикальних прокладках.

Застосування пластмас для ізоляції силових кабелів дозволяє значно спростити технологію їх виготовлення. Пластмасова ізоляція може бути накладена на струмопровідні жили методом видавлювання (екструзії) на черв'ячних пресах. Цей процес значно більш продуктивний ніж ізолювання методом обмотки стрічками. Крім того, при цьому відпадає необхідність сушіння і просочення ізоляції. Застосування пластмас дозволяє також полегшити конструкцію кабелів, спростити прокладку і монтаж, а також виробляти прокладку на трасах з великою різницею рівнів. Переваги кабелів з пластмасовою ізоляцією особливо помітні при використанні їх на високі напруги (110 кВ і вище) замість кабелів маслонаполненого типу.

Основними матеріалами, застосовуваними для заміни просоченої маслом паперової ізоляції, є поліетилен, полівінілхлорид і етиленпропілен.

Найбільш придатним матеріалом для ізоляції кабелів є зшитий поліетилен, тобто поліетилен, що має просторову структуру молекул [44, 55, 56].

Електричні характеристики його перебувають на рівні властивостей термопластичного поліетилену, а нагревостійкість вище.

Кабелі випускаються з мідними і алюмінієвими струмопровідними жилами різних перерізів від 1,5 до 240 мм<sup>2</sup>.

Кабелі на напругу 1 – 6 кВ випускаються з двома, трьома і чотирма жилами круглої, секторної форми, на напруги 10 і 35 кВ – тільки з круглими жилами в одножильному виконанні 1 (рис. 3.6).

Кабелі на напругу 6 кВ мають екран тільки по ізоляції, а кабелі на напруги 10 і 35 кВ мають екран як по жилі 2, так і по ізоляції 3. Екрани по жилі виконуються у вигляді шару напівпровідникової композиції на основі поліетилену або полівінілхлориду.

Для захисту від вологи і механічних пошкоджень кабелі мають шланг з полівінілхлориду або поліетилену 8, або алюмінієву оболонку.

Кабелі, призначені для прокладки в землі, мають поверх пластмасову або алюмінієву оболонку, броню з сталевих стрічок або круглих дротів і зовнішній антикорозійний покрив.

Найбільш поширені марки кабелів з пластмасовою ізоляцією: **АВВБ, АВВГ, ВВБ, АПВБГ** і т.п.

**Силові кабелі з гумовою ізоляцією.** Силові кабелі з гумовою ізоляцією призначені для нерухомої прокладки в мережах постійної напруги 1000 В або змінної напруги 1, 3, 6 і 10 кВ [44 – 52].

Кабелі мають мідні або алюмінієві струмопровідні жили круглої форми перерізом від 1 до 500 мм<sup>2</sup>. Ізоляція виконується з ізоляційної резини; поверх ізольованих жил накладається оболонка зі свинцю, полівінілхлориду або шлангової гуми. У разі необхідності кабелі мають покрови, що складаються з двох сталевих стрічок і захисні покрови звичайної конструкції.

Кабелі на 1000 В постійної напруги можуть бути одно-, дво- або трижильні. Кабелі на напругу 3, 6, 10 кВ виготовляються тільки одножильними.

Силові кабелі з гумовою ізоляцією маркуються за тим же принципом і тими ж буквами, що й силові кабелі з паперовою ізоляцією, але з

доповненням до марки літери **Г** – гумова ізоляція і букви **Н** – оболонка кабелю виконана з маслостойкої найритової гуми.

**Наприклад:**

- кабель марки **СРГ** має мідну жилу, гумову ізоляцію і свинцеву оболонку;

- кабель марки **АВРБ** має алюмінієву жилу, гумову ізоляцію і полівінілхлоридну оболонку, броньовану двома сталевими стрічками з захисним зовнішнім покровом.

Основною перевагою кабелів з гумовою ізоляцією є їх гнучкість, що дозволяє при прокладці допускати менші радіуси вигинів. Однак, по електричним параметрам такі кабелі значно поступаються силовим кабелям з просоченою паперовою або пластмасовою ізоляцією. Крім того, ізоляційні гуми кабелів з плином часу втрачають свої еластичні властивості; фізико-механічні та електричні параметри їх знижуються через старіння гуми. Старіння гуми може відбуватися під впливом різних факторів: висока температура, наявність озону і т.п.

Як показують дослідження, причиною пробою кабелів з гумовою ізоляцією є руйнування гуми озоном, що виникають в кабелі при іонізації повітряних включень. Тому, для створення кабелів високої напруги необхідно застосовувати напівпровідникові екрани на жилі та ізоляції, а також озоностойкі гуми [44, 52].

### 3.4.6 Кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену

Статистика свідчить, що найбільш ушкоджуваними є силові кабелі з просоченою паперовомасяною ізоляцією (ПМІ) на напругу до 10 кВ. У багатьох країнах йшов інтенсивний пошук ізоляційного матеріалу на основі полімерних композицій, який мав би значні переваги і міг би замінити ПМІ. Такий матеріал був отриманий на основі поліетилену і дістав назву зшитий поліетилен (ЗПЕ) [44, 52, 55, 56].

Кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену мають замінити морально застарілі кабелі з ізоляцією просоченою маслосланіфольним складом.

У більшості промислово розвинених країн світу на напругу від 10 до 500 кВ використовуються кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену. Особливо широко такі кабелі використовуються на напругу 10 кВ. В Японії їх почали прокладати вже в п'ятдесятих роках минулого століття.

У 90-і роки в роботу були введені перші кабельні лінії напругою 500 кВ. З 1996 р. міжнародний концерн АББ (Asea Brown Boveri) освоїв виробництво кабелів із ЗПЕ-ізоляцією, де нині випускаються кабелі напругою до 220 кВ включно.

На сьогодні кабелі середньої напруги з ізоляцією із зшитого поліетилену займають 80-85 % ринку в США і Канаді, 95 % – в Німеччині і Данії, 100 % – в Японії, Фінляндії, Швеції і Франції.

Перехід від кабелів з БПІ до кабелів з ізоляцією із ЗПЕ, пов'язаний зі все зростаючими вимогами експлуатуючих організацій до технічних параметрів кабелів. В цьому відношенні переваги кабелів із ЗПЕ очевидні:

- більш висока надійність в експлуатації (питома пошкоджуваність на 2-3 порядки нижче ніж у кабелів з паперовою ізоляцією);
- низькі діелектричні втрати (коефіцієнт діелектричних втрат 0,001 замість 0,008);

- велика пропускна здатність за рахунок збільшення допустимої температури нагріву жил: 90° С замість 70° С при перевантаженні – 130° С замість 90° С;

- менші витрати на реконструкцію кабельних ліній;

-більш високий струм термічної стійкості при короткому замиканні (250°С замість 200°С);

- висока стійкість до ушкоджень;

-низька допустима температура при прокладенні без попереднього підігрівання (-20° С замість 0° С);

- низьке вологопоглинання;

-менша вага, діаметр і радіус вигину, що полегшує прокладення на складних трасах;

- можливість прокладення на трасах з необмеженою різницею рівнів;

- більше екологічний монтаж і експлуатація (відсутність свинцю, олії, бітуму)

- більш високий термін служби (не менше 30 років);

-велика будівельна довжина (до 2000-4000 м) при використанні однофазного кабелю.

Своїми унікальними властивостями кабелі з ізоляцією із ЗПЕ зобов'язані використовувемому ізоляційному матеріалу. Поліетилен нині є одним з найбільш використовувемих ізоляційних матеріалів під час виробництва кабелів. Але спочатку термопластичні поліетиленові властиві мали серйозні недоліки, головним з яких було різке погіршення механічних властивостей при температурах близьких до температури плавлення. Вирішенням цієї проблеми стало застосування зшитого поліетилену.

Термін "зшивання" має на увазі обробку поліетилену на молекулярном рівні. Поперечні зв'язки, що утворюються в процесі зшивання між макромолекулами поліетилену створюють тривимірну структуру, яка і визначає високі електричні і механічні характеристики матеріалу, меншу гігроскопічність, більший діапазон робочих температур.

Конструкція кабелів з ізоляцією із ЗПЕ значно відрізняється від традиційних кабелів з БПІ. Кабелі випускаються з багатодротною круглою мідною або алюмінієвою жилою, а можливість різних типів оболонки і можливість герметизації дозволяє використати кабель як для прокладення в землі (траншеї), так і для кабельних споруд (тунелі, галереї, естакади), у блоках (трубах), у виробничих приміщеннях (у кабельних каналах, по стінах) у тому числі при груповому прокладенні.

При прокладенні в землі застосовується оболонка з поліетилену високої щільності, що забезпечує необхідний захист кабелю від механічних ушкоджень. Якщо потрібна герметизація екрану, використовуються два розділові шари водоблокуючих стрічок під і поверх мідного екрану.

Випускаються кабелі, призначені для прокладення на об'єктах з вимогами до зниженого димогазовиділення (АЕС, метрополітени, великі промислові об'єкти, висотні будівлі і так далі).

Конструкція кабелю напругою 10 кВ з круглою багатопроволочною ущільненою струмопровідною жилою наведено на рис. 3.7.

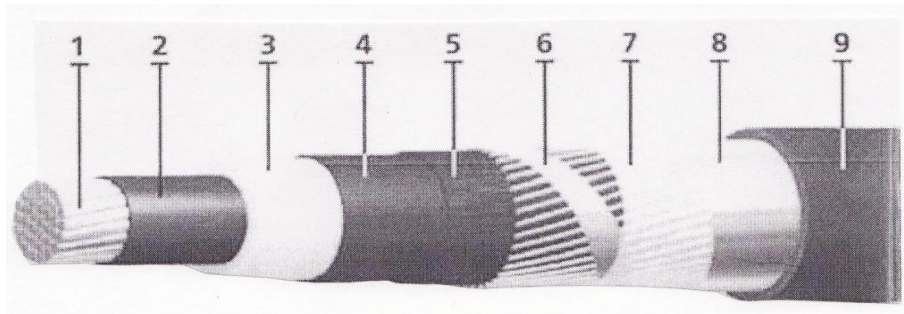


Рис.3.7. Конструкція одножильного кабелю з ізоляцією із ЗПЕ

Цифри на рис. 3.7 означають:

1. Кругла багатодротяна ущільнена струмопровідна жила, матеріал:  
- алюміній (А); мідь.

2. Екран по жилі з екструдованого напівпровідникового зшитого поліетилену.

3. Ізоляція із зшитого поліетилену (Пв).

4. Екран по ізоляції з екструдованого напівпровідникового зшитого поліетилену.

5. Шар з водоблокуючої напівпровідникової стрічки – для кабелів з індексом "г", "2г".

6. Екран з мідних дротів, скріплених мідною стрічкою. Переріз екрану вибирається залежно від струмів короткого замикання.

7. Розділовий шар:

- для кабелів з індексом "2г" з водоблокуючої стрічки.

8. Розділовий шар:

- для кабелів з індексом "2г" з алюмополімерної стрічки;

- для кабелів з індексом "г" із слюдонаявної стрічки

9. Оболонка:

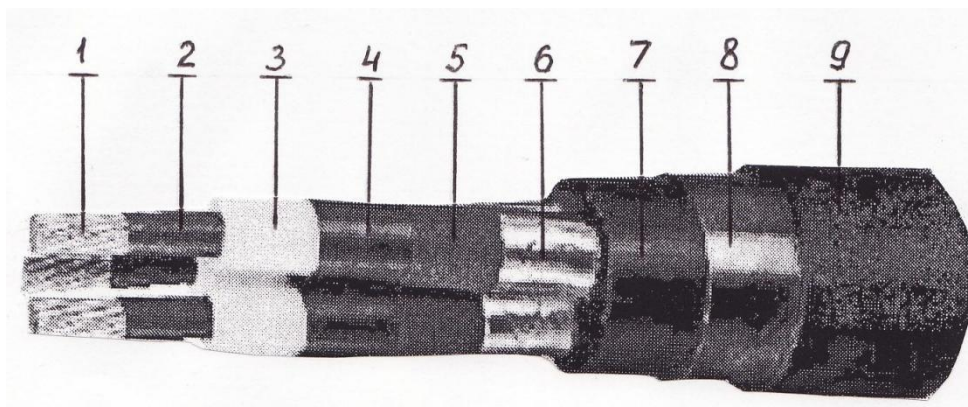
- з поліетилену (П);

- з поліетилену збільшеної товщини (Пу);

- з ПВХ пластикату (В);

- з ПВХ пластикату зниженої пожежонебезпеки.

Конструкція трижильного кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену наведено на рис. 3.8.



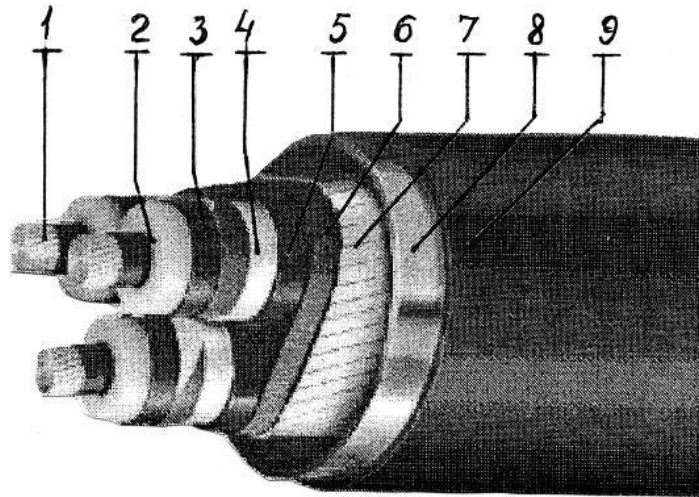
*Рис. 3.8. Конструкція трижильного кабелю з ізоляцією із ЗПЕ*

Цифри на рис. 3.8 означають:

1. Багатодротяна ущільнена струмопровідна алюмієва або мідна жила.
2. Внутрішній напівпровідниковий екструдований шар.
3. Ізоляція із зшитого поліетилену.
4. Зовнішній напівпровідниковий екструдований шар.
5. Шар обмотки напівпровідниковим полотном.
6. Мідний екран.
7. Екструдована подушка.
8. Броня з двох сталевих оцинкованих стрічок.
9. Зовнішня оболонка.

Випускаються силові кабелі з ізоляцією із ЗПЕ на напругу 6, 10, 20, 35 кВ в оболонці з поліетилену і ПВХ-пластикату перерізом від 35 до 800 мм<sup>2</sup> (алюмінієва жила), від 25 до 630 мм<sup>2</sup> (мідна жила).

Трижильний кабель з ізоляцією із зшитого поліетилену в сталевій трубі наведено на рис. 3.9.



*Рис.3.9. Трижильний кабель з ізоляцією із ЗПЕ в сталевій трубі  
напругою 132 кВ*

Цифри на рис. 3.9 означають:

1. Мідна жила.
2. Ізоляція із ЗПЕ.
3. Водоблокуючий шар.
4. Водозахисний шар з алюмополімерної стрічки.
5. Поліетиленова оболонка
6. Оболонка, що скручує три жили разом.
7. Броня з плоского сталевого дроту.
8. Сталеві труби.
9. Поліетиленове покриття.

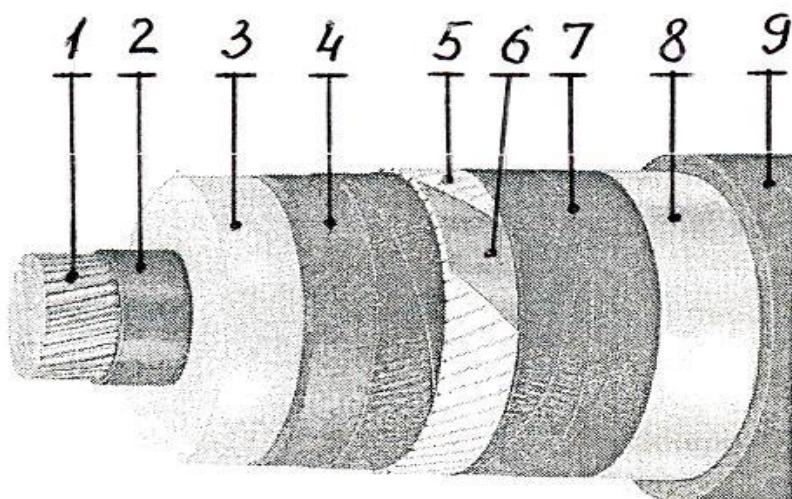
Такий кабель спеціально розроблений для застосування в міських кабельних мережах для повторного і нового прокладення. Основні конструкції були розроблені з урахуванням можливості використання вже існуючих старих труб. Концепція даного кабеля дозволяє проводити

дешеву заміну старих кабельних контурів і економічний та безпечний монтаж кабельних мереж у багатолюдних зонах.

Використання даного кабелю забезпечує:

- швидко і дешево заміну кабелів за рахунок протягання кабелів у вже існуючі труби;
- компактну і міцну трижильну конструкцію;
- експлуатацію без додаткового обслуговування;
- відсутність забруднення довкілля.

**Кабелі напругою 110 і 220 кВ.** В Німеччині випускаються одножильні кабелі з ізоляцією із ЗПЕ і мідним дротяним екраном, герметизовані з багатодротяною ущільненою жилою. При перерізі мідних або алюмінієвих жил від 240 до 1000 мм<sup>2</sup> пропускна здатність кабелів з мідними жилами від 161 до 287 МВА, а алюмінієвих – від 127 до 245 МВА. При перерізі мідних або алюмінієвих жил від 1000 до 2500 мм<sup>2</sup> їх пропускна здатність складає від 377 до 536 МВА і від 298 до 458 МВА. На рис. 3.10 представлений кабель із ЗПЕ-ізоляцією на напругу 110, 220 кВ.



*Рис. 3.10. Конструкція кабелю напругою 110 і 220 кВ з ізоляцією із ЗПЕ-*

Кабель на рис. 3.10 складається з:

- 1 – круглої багатодротяної мідної або алюмінієвої жили,
- 2 – напівпровідникового шару по жилі;
- 3 – ізоляції із зшитого поліетилену;
- 4 – напівпровідникового шару по ізоляції;
- 5 – напівпровідникової стрічки;
- 6 – екрану з мідних дротів;
- 7 – мідної стрічки;
- 8 – напівпровідникової стрічки;
- 9 – оболонки з поліетилену або ПВХ пластикату.

Металевий екран складається з мідних дротів і спіралью накладеної поверх них мідної стрічки. Площа перерізу екрану вибирається по умові протікання струмів короткого замикання. Для забезпечення подовжньої герметизації в кабелях з індексом "r" використовується шар матеріалу, що водонабрякає. При контакті з водою цей шар розбухає і формує подовжній бар'єр, запобігаючи, таким чином, поширенню вологи при ушкодженні зовнішньої оболонки. Кабелі з індексом "2r" окрім подовжньої герметизації екрану, мають оболонку з алюмополімерної стрічки, звареної з поліетиленовою оболонкою.

Така конструкція (3.10) створює ефективний бар'єр, що перешкоджає проникненню пари води, а зовнішня оболонка з чорного поліетилену служить як механічний захист.

Нині у всьому світі спостерігається істотне зростання використання кабельних ліній напругою 110 кВ і вище. В основному вони застосовуються при організації глибоких введень в центральні райони великих міст. У таблиці 3.2 приведені дані про найбільші кабельні об'єкти останніх років із ЗПЕ-кабелями.

Таблиця 3.2 – Найбільші кабельні об'єкти

Країна, найменування проекту	Число ліній, напруга, прокладення, кількість жил x переріз	Протяжність, км (у однофазном численні)	Роки здійснення
Китай, ГЭС Дачаошан пров. Юнань	2, 525 кВ, частково вертикально в шахті глибиною 145 м	2,5	2006
РФ, Бурейская ГЭС	2, 500 кВ, тунель з різницею висот 155 і 293 м		2004
Данія, Afrhus-Aaibord	2, 400 кВ, в ґрунті, 1 x 2000 мм <sup>2</sup>	84	2003-2004
США, Сан Хосе	2, 230 кВ, в ґрунті, 1 x 1267 мм <sup>2</sup>	57	2003
Великобританія, Лондон	2,420 кВ, в тунелі, 1 x 2500 мм <sup>2</sup>	60	2002-2005
Іспанія, Мадрид	2, 400 кВ, в тунелі, 1 x 2500 мм <sup>2</sup>	72	2001-2003
Німеччина, Берлін	2, 400 кВ, в глибокому тунелі	32	1997-1998
Данія, Копенгаген, Метрополітен	1, 420 кВ, 1 x 1600 мм <sup>2</sup>	66	1996-1997

Конструкція кабелів (табл. 3.2) на високу і надвисоку напругу відрізняється в основному товщиною ізоляції і захисної оболонки. Кабельна жила виготовляється ущільненою і герметизованою, а при перерізі більше 1000мм<sup>2</sup> – сегментованою для зменшення поверхневого ефекту. Максимальна площа жили може складати 2500 мм<sup>2</sup>.

### 3.5 Арматура для кабельних ліній

З'єднання окремих будівельних довжин кабелю при прокладанні кабельних ліній, а також окінцювання кабелів в місцях приєднання до джерела енергії або споживача проводиться за допомогою муфт (кабельної арматури) [44, 46, 57].

Кабельні муфти поділяють:

- за напругою (до 1, 6, 10, 35 кВ);
- за призначенням (з'єднувальна, стопорна, кінцева);
- за габаритами (нормального габариту або малогабаритні);
- за типом матеріалу (чавунні, свинцеві, епоксидні);
- за формою виконання (У -образна, Т-подібна і хрестоподібна);
- за місцем встановлення (внутрішня або зовнішня установка);
- за кількістю фаз (кінцева трифазна або чотирьохфазна).

Для ізоляції муфт кабелів з паперовою ізоляцією застосовуються просочені рулони кабельного паперу. Така ізоляція накладається вручну на місці монтажу, при цьому не виключено її зволоження і потрапляння пилу.

В якості литої ізоляції для арматури кабелів з пластмасовою ізоляцією з успіхом використовуються компаунди на основі поліетилену, етіленпропілену.

Крім литої пластмасової ізоляції великого поширення набула ізоляція, що накладається у вигляді підмотки з пластмасових стрічок. У ряді випадків така ізоляція виявляється більш економічною ніж ізоляція з литих пластмасових деталей.

### 3.5.1 З'єднувальні муфти

З'єднувальні муфти призначені для з'єднання окремих будівельних довжин кабелю при спорудженні лінії. Різновидом з'єднувальних муфт можна вважати відгалужувальні муфти [57].

При монтажі з'єднувальної муфти на певній довжині кабелю знімаються захисні покриття, металева оболонка і екран по ізоляції. Заводська ізоляція частково видаляється.

Після підготовки кінців з'єднувальних кабелів здійснюється з'єднання струмопровідних жил. Ця операція є дуже відповідальною.

Далі відновлюється частково віддалена ізоляція кабелю.

Електрична міцність відновленої ізоляції зазвичай нижче, ніж електрична міцність заводської ізоляції кабелю, тому товщина підмотки повинна бути трохи більше, ніж товщина ізоляції кабелю.

Після монтажу підмотки по її поверхні відновлюється екран.

Якщо сполучна муфта має паперову підмотку, то вона розміщується в металевому корпусі. Для кабелів на напругу 1 кВ корпус з'єднувальної муфти відливається з чавуну, рис.3.11.

З'єднувальні муфти кабелів на напругу 6 і 10 кВ виготовляються в свинцевому корпусі, який при прокладанні в землі в свою чергу поміщається в чавунний кожух або кожух з склопластиків для захисту від корозії і механічних пошкоджень, рис.3.12.

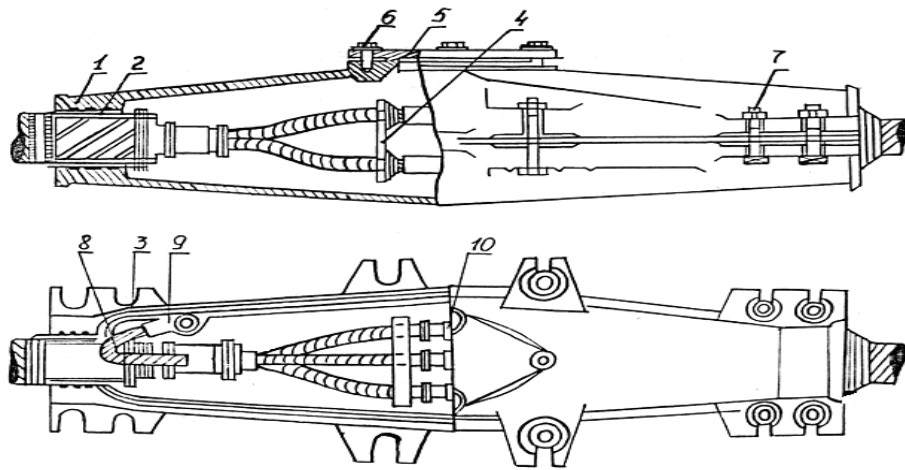


Рис.3.11 . Чавунна з'єднувальна муфта кабелів напругою до 1 кВ:

- 1 верхня частина;
- 2 підмотка для смоляної стрічки;
- 3 – нижня частина муфти; 4 – порцелянова розпірка;
- 5 – кришка;
- 6 – болт кришки;
- 7 – стягуючий болт;
- 8 – провід заземлення;
- 9 – наконечник;
- 10 – з'єднувальна гільза.

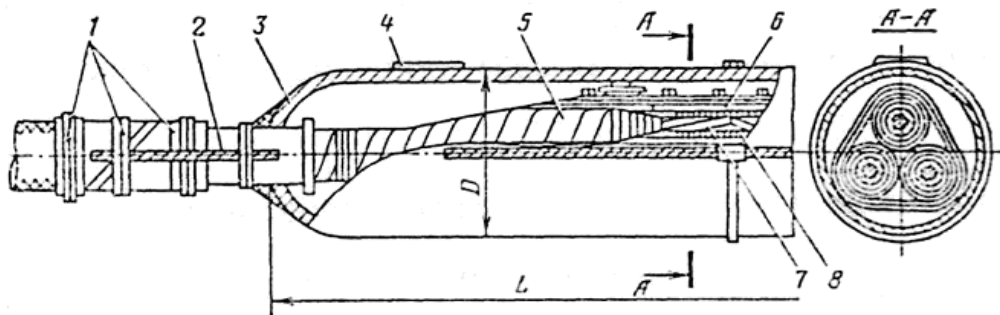
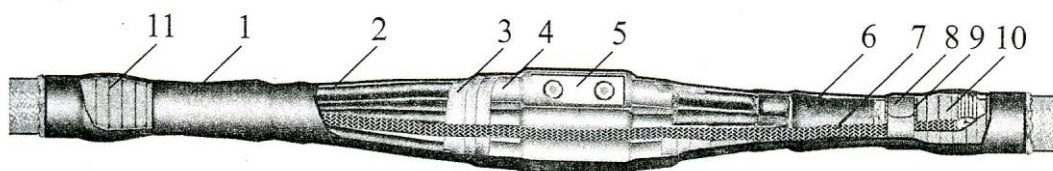


Рис.3.12. З'єднувальна муфта в свинцевому корпусі для кабелів на напругу 6, 10 кВ:

- 1 – бандаж;
- 2 – заземлення;
- 3 – корпус муфти;
- 4 – заливний отвір;
- 5 – ізоляція кабелю;
- 6 – підмотка з паперових стрічок;
- 7 – струмопровідна жила;
- 8 – з'єднувальна гільза.

Термоусаджувані з'єднувальні муфти для з'єднання трьохжильних силових кабелів з паперовою просоченою ізоляцією напругою до 1 кВ наведено на рис.3.13.

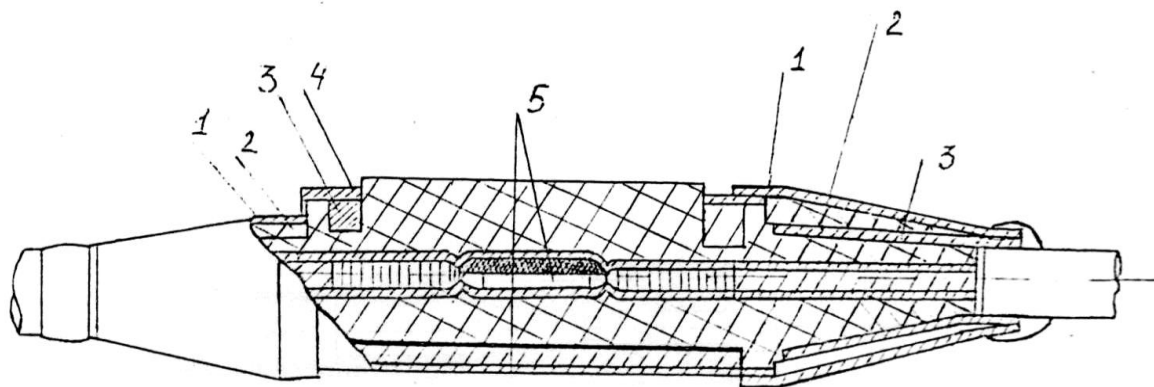


*Рис. 3.13. Термоусаджувальна з'єднувальна муфта  
на напругу 6 і 10 кВ*

Муфти (рис. 3.13) встановлюються в ґрунті, в тунелях, каналах і на відкритому повітрі – на естакадах, кабельних полицях та ін. Монтаж муфт базується на прогріванні (термоусаджуванні) деталей з модифікованого полімеру. Прогрівання виконується за допомогою газової горілки (переважно пропанбутанової), паяльної лампи або високотемпературного фену. При досягненні температури 120-140<sup>0</sup> С деталь стискається по діаметру до контакту з ізолюваною поверхнею. При охолодженні до температури навколишнього повітря нова форма деталі зберігається.

Гранично допустима різниця рівнів кабелів до 25 м. Допустимі температури навколишнього повітря при експлуатації муфти від -50 до +60<sup>0</sup> С.

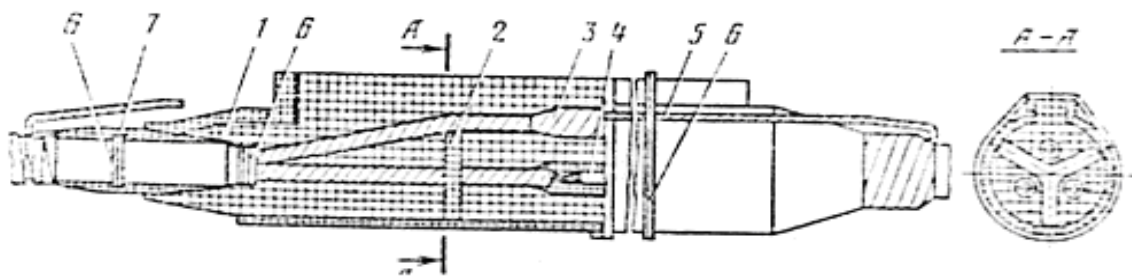
З'єднувальні муфти кабелів на напругу 35 кВ мають латунний корпус, який при прокладанні в землі поміщається в загальний чавунний, сталевий кожух або кожух зі склопластику. Металевий корпус заливається бітумною масою або маслоканіфольним компаундом , рис.3.14.



*Рис.3.14. З'єднувальна муфта для кабелів напругою 35 кВ:*

- 1 – екран конуса;
- 2 – конус;
- 3 – корпус;
- 4 – екран корпусу;
- 5 – місце з'єднання.

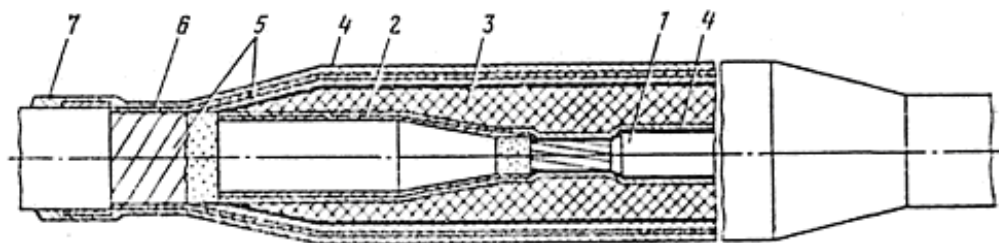
На рис. 3.15 зображена з'єднувальна муфта в епоксидному корпусі для кабелів на напругу 6, 10 кВ. Епоксидний корпус муфти відливається на заводі. На місці монтажу в ньому на розпірках розміщуються кабелі з з'єднаними жилами, і простір між ними і корпусом заливається епоксидним компаундом.



*Рис. 3.15. З'єднувальна муфта в епоксидному корпусі на напругу 6 і 10 кВ:*

- 1 – корпус;
- 2 – розпірка;
- 3 – підмотка;
- 4 – з'єднання жил;
- 5 – провід заземлення;
- 6 – дротяний бандаж;
- 7 – герметизуюча підмотка.

Для з'єднання кабелів з пластмасовою ізоляцією найбільш добре себе зарекомендували муфти з ізоляцією з самосклеючими стрічками, рис. 3.16.



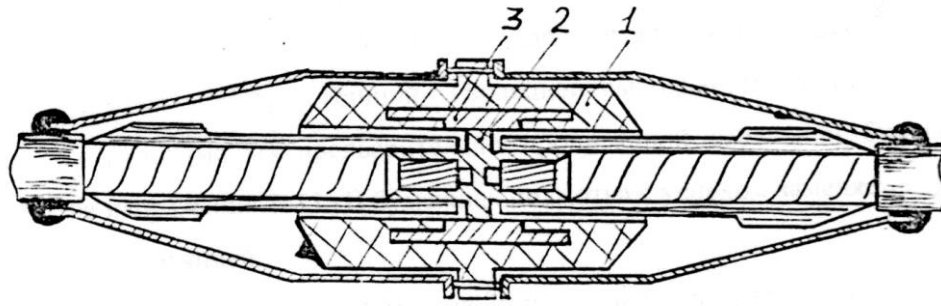
*Рис.к 3.16. З'єднувальна муфта для кабелів з пластмасовою ізоляцією на напругу 10 кВ:*

- 1 – з'єднувальна гільза ;
- 2 – адгезійний шар;
- 3 – ізоляція з самосклеючих стрічок;
- 4 – напівпровідний екран;
- 5 – металевий екран;
- 6 – підмотка стрічкою з ПВХ-пластикату;
- 7 – зовнішній покрив.

### **3.5.2 Стопорні муфти**

Сторпорні муфти встановлюються на кабелях з паперовою просоченою ізоляцією (1-35 кВ) для запобігання стікання просочувальної маси при прокладанні кабелів похилими трасами. Відстані між муфтами вибираються так, щоб тиск від вертикального стовпа просочувальної маси не порушував герметичності муфт або оболонки кабелю [57].

Для кабелів на напруги 1-10 кВ в якості сторпорних муфт можуть використовуватися епоксидні з'єднувальні муфти, для кабелів на напругу 35 кВ застосовуються спеціальні металеві сторпорні муфти. На рис.3.17 наведено сторпорну муфту із застосуванням епоксидної ізоляції.



*Рис.3. 17. Стопорна муфта із застосуванням епоксидної ізоляції:*

- 1 – стопор у вигляді епоксидної заливки;
- 2 – з'єднувальна гільза;
- 3 – екран.

Стопори (рис. 3.17) представляють собою мідні або алюмінієві стрижні, чи епоксидні виливки, які приєднані до жил кабелю за допомогою з'єднувальних гільз. На стрижні намотується шар бакелітизованого паперу. Стопори вклеюються в текстолітову перегородку, що розділяє просочувальну масу правої і лівої частини муфти. Монолітні стрижні, за допомогою яких з'єднуються багатодротяні жили кабелю, не допускають переміщення просочувального складу вздовж жили, а перегородка із текстоліту разом з намотуванням бакелітизованого паперу перешкоджає його руху в просторі між ізоляцією і її корпусом

Місця з'єднання жил зі стопором ізолюються паперовою підмоткою. Муфта поміщається в металевий кожух і заливається компаундом, як і в сполучних муфтах.

### **3.5.3 Кінцеві муфти и закладення**

На початку і наприкінці кабельної лінії необхідно з'єднати жилу кабелю з відповідними пристроями лінії електропередачі. Для окінцювання кабелів поза приміщеннями застосовують кабельні муфти, а всередині приміщень – кінцеві закладення [57].

**Кінцеві муфти.** Перед монтажем кінцевої муфти з кінця кабелю на певній довжині знімаються захисні покриви і металева оболонка. Далі на жили кабелю монтується вивідний пристрій.

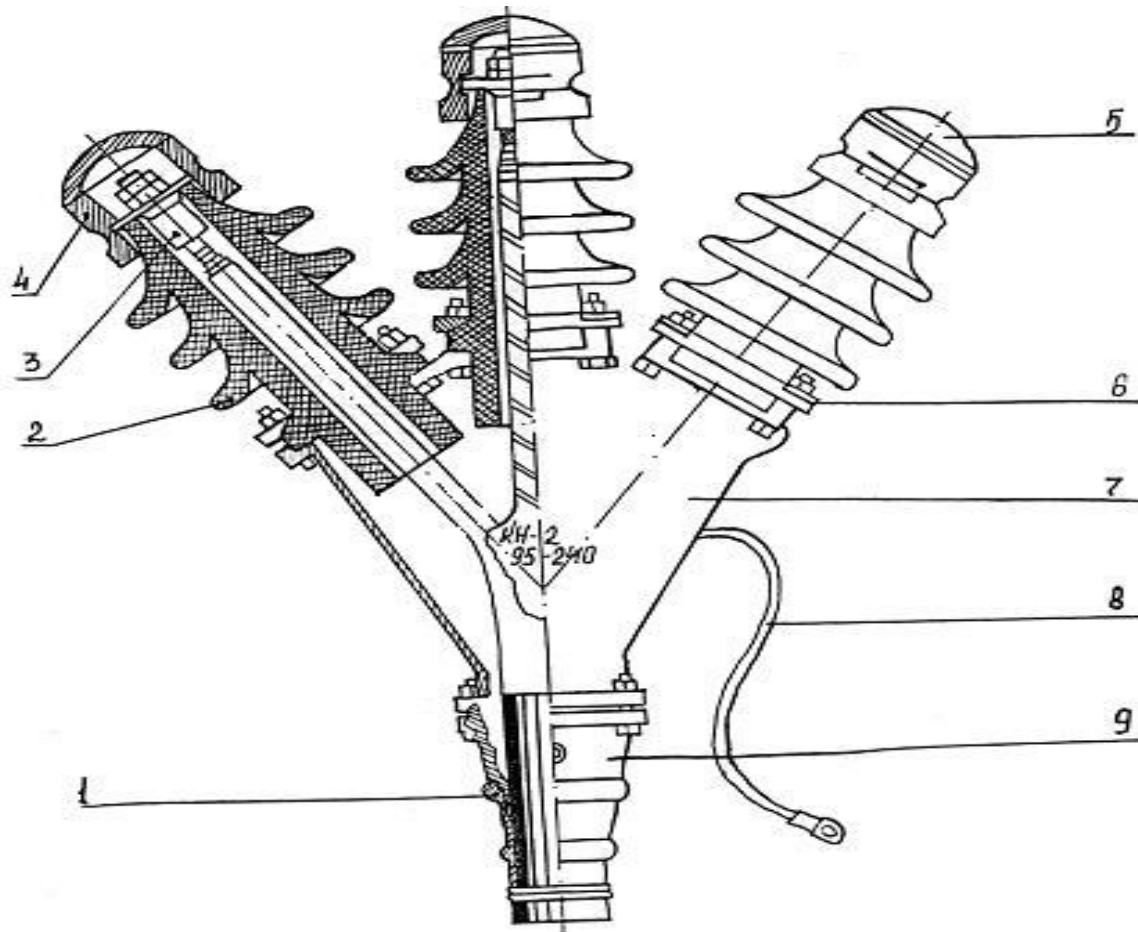
У місцях обриву екрану по ізоляції кабелю в кінцевих муфтах розміщують додаткову ізоляцію. Додаткова ізоляція в муфтах кабелей з паперовою просоченою ізоляцією виконується вручну у вигляді підмотки рулонами з попередньо просоченого кабельного паперу. У муфтах на напругу 1-35 кВ паперова підмотка може бути замінена литою епоксидною ізоляцією.

У муфтах кабелів з пластмасовою ізоляцією на напругу 1-10 кВ додаткова ізоляція накладається на кабель у вигляді підмотки з самосклеючих стрічок; в муфтах на напругу 35 кВ і вище використовуються деталі з пластмаси або додаткова ізоляція з поліетилену або етіленпропілена, яка накладається на кабель методом екструзії.

Для захисту ізоляції кабелю і додаткової ізоляції муфти від вологи і забруднень кінець кабелю з підмоткою поміщається в порцеляновий ізолятор.

Простір між підмоткою і порцеляновим ізолятором заповнюється спеціальними ізоляційними компаундами: бітумними або маслоканіфольними (для муфт на напругу до 35 кВ) та кабельними маслами (для маслонаповнених кабелів). Кінцеві муфти кабелів з пластмасовою ізоляцією можуть заповнюватися кремнійорганічними рідинами і т.і.

На рис.3. 18 пердставлена трифазна кінцева муфта для кабелів на напругу 6 і 10 кВ, а на рис.3. 19 – кінцева епоксидна муфта для кабелів на напругу 35 кВ.



*Рис. 3.18 . Трифазна кінцева муфта зовнішньої установки для кабелів на напругу 6 і 10 кВ:*

- 1 – свинцева манжета;
- 2 – ізолятор;
- 3 – наконечник;
- 4 – головка контакту;
- 5 – мідний ковпачок;
- 6 – латунне півкільце;
- 7 – корпус;
- 8 – заземлення;
- 9 – конус.

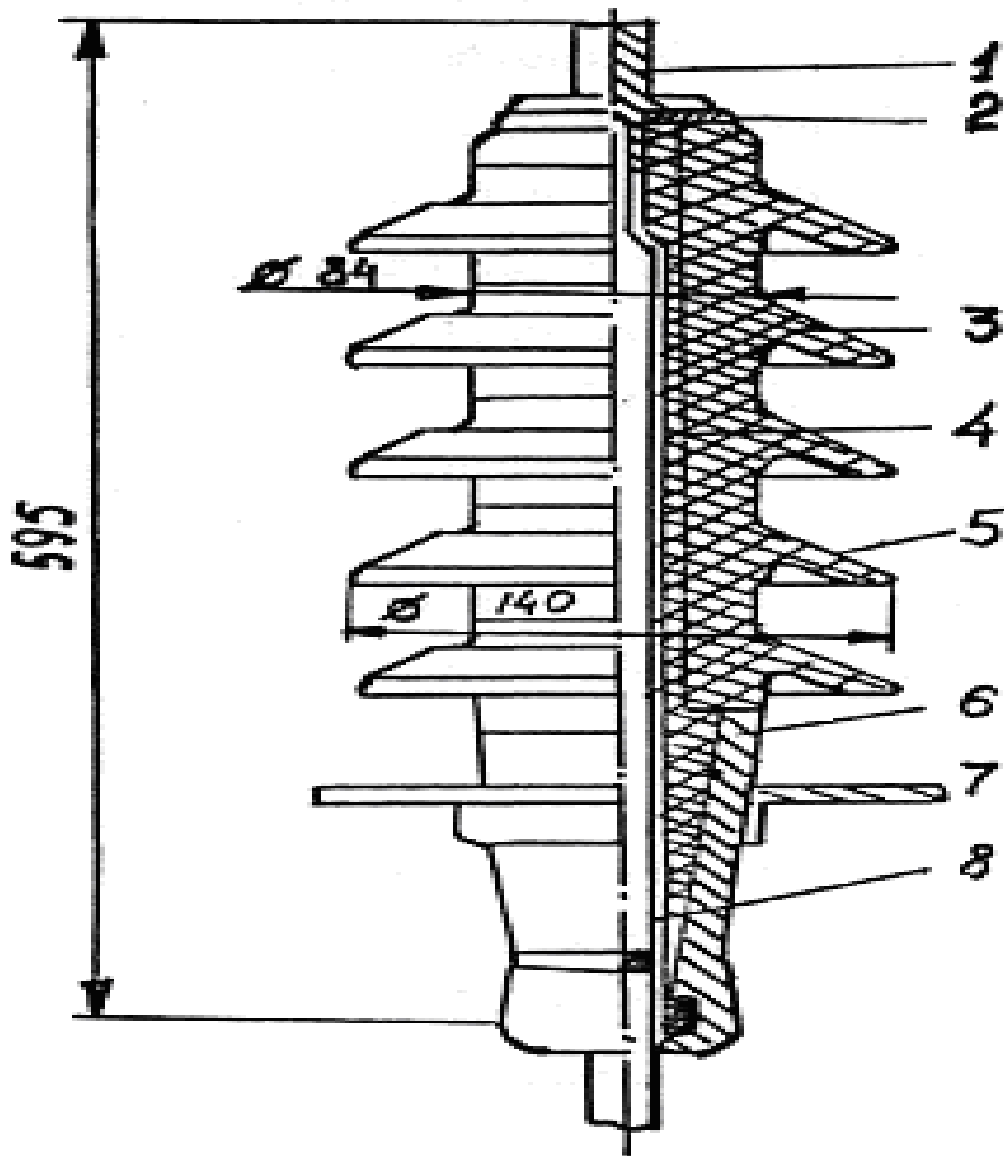


Рис. 3.19. Кінцева епоксидна муфта для кабелів напругою 35 кВ:

- 1 – контактний наконечник;
- 2 – кришка;
- 3 – ізолятор;
- 4 – конус;
- 5 – ізолятор;
- 6 – фланець;
- 7 – підмотка скловатою;
- 8 – заливка епоксидним компаундом.

### **3.6 Способи прокладки кабелів**

Спосіб прокладки кабелів в мікрорайонах міст і для міжцехових ліній промислових підприємств (земляна траншея або кабельні тунелі, естакади, блоки, канали, галереї) визначається багатьма умовами, серед яких особливе значення мають: кількість і відповідальність кабелів; планувальні умови, зокрема щільність наземного і підземного генплану; умови середовища, в тому числі забруднення повітря, загазованість повітря і ґрунту, агресивність середовища, наявність в ґрунті блукаючих струмів; рекомендації по експлуатації.

Найбільшого поширення на території міст отримала прокладка кабелів в траншеях, а на території промислових підприємств – в кабельних спорудах. Це пояснюється недостатньою надійністю траншейної прокладки в умовах промислового майданчика, а також великою смугою відчуження. Дійсно, в кабельній споруді, наприклад в тунелі або кабельній естакаді, що займають в генплані підприємства смугу 3 м, розміщується 50-60 кабелів; прокладка такої ж кількості кабелів в траншеї зажадала б смуги 10-12 м.

Нижче наведено деякі способи прокладки кабельних ліній [48 – 52].

#### **3.6.1 Прокладання кабелів у траншеях**

Цей спосіб прокладки через простоту і економічність має досить велике поширення. В одній траншеї ПУЕ дозволяє прокладку не більше шести силових кабелів з відстанню між ними 100 мм – для кабелів напругою до 10 кВ і не менше 250 мм – для кабелів напругою 35 кВ [21].

Подальше збільшення кількості кабелів різко знижує пропускну здатність кабелів через їх взаємний тепловий вплив. При більшій кількості

силових кабелів вони можуть бути прокладені в тій же траншеї, але з відстанню між групами кабелів не менше 0,5 м або ж в іншій траншеї при відстані між траншеями не менше 1 м. Взаєморезервуючі кабелі, що живлять установки 1 категорії надійності електропостачання, повинні прокладатися в роздільних траншеях. Кабелі в траншеї, як наведено вище, прокладаються «змійкою» для компенсації температурних деформацій і через можливі зміщення ґрунту.

Кабелі напругою до 10 кВ прокладають в траншеях глибиною 0,8 м, напругою 35 кВ – 1 м, при перетині вулиць і площ незалежно від напруги – 1 м від планувальної позначки і виконуються в блоках або трубах. Для кабелів напругою 110-220 кВ глибина траншеї повинна бути не менше 1,5 м. Прокладання кабельних ліній 6-10 кВ по орних землях повинна проводитися на глибині не менше 1 – 1,2 м, при цьому смуга землі над трасою може бути зайнята під посіви.

Дно траншеї підсипають просіяною землею або піском при товщині шару підсипки 100 мм.

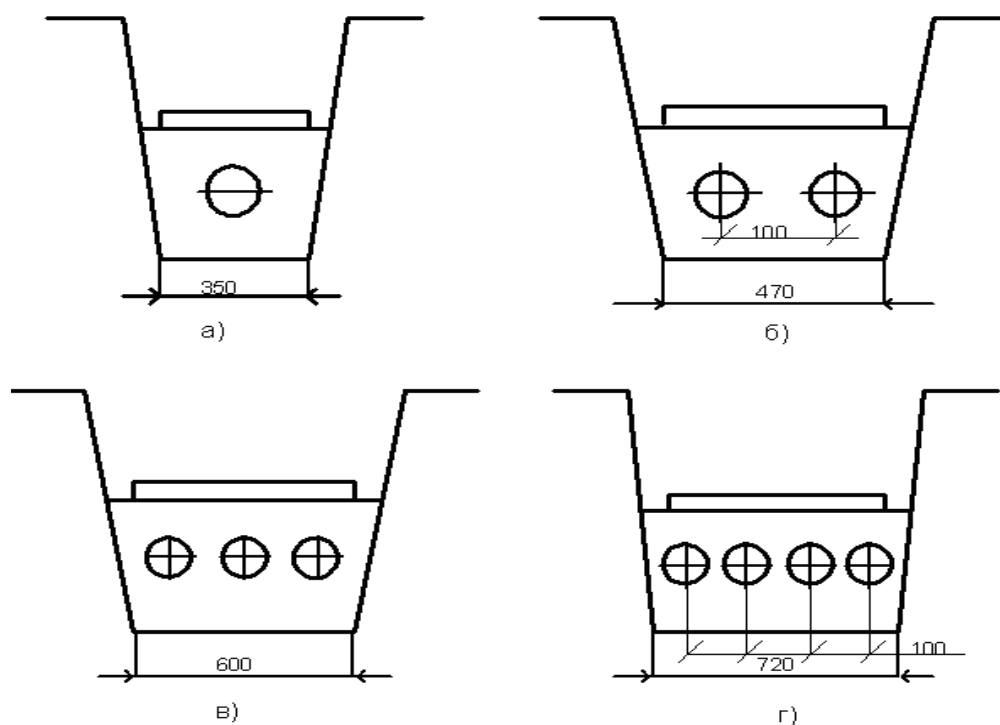
Захист електричних силових кабелів від механічних пошкоджень виконується залізобетонними плитами для кабелів 35 кВ на всьому протязі, а для кабелів до 10 кВ – червоною цеглою або плитами, при цьому кабелі напругою вище 1000 В захищаються на всьому протязі, кабелі до 1000 В – лише в місцях частих розкопок (рис.3.20).

Засипку траншеї виконують землею виритою з траншеї, але без каменів, шлаку, вапна та іншого будівельного сміття.

У містах і селищах поодинокі кабельні лінії слід, як правило, прокладати в землі (в траншеях) по непроїзджій частині вулиць (під тротуарами), по дворах і технічних смугах у вигляді газонів.

При прокладанні кабельних ліній в зоні зелених насаджень відстань від кабелів до стовбурів дерев має бути, як правило, не менше 2 м.

При прокладанні кабельних ліній паралельно з трамвайними коліями відстань від кабелю до осі трамвайної колії має бути не менше 2,75 м.



*Рис.3.20. Прокладка кабельних ліній на 6-10 кВ  
при різній кількості кабелів:*

- а) одного;
- б) двох;
- в) трьох;
- г) чотирьох.

**Особливості прокладки в землі кабелів в алюмінієвій оболонці.** Для прокладки таких кабелів в землі широке застосування мають кабелі з алюмінієвою оболочкою марки ААБ, які дешевше за кабелі у свинцевій оболонці і економлять дефіцитний свинець. При виборі кабелів марки ААБ для прокладки в землі повинні враховуватися обставини зумовлені рішенням Міненерго: заборонена прокладка кабелів марки ААБ в затоплюваних каналах і тунелях, на трасах з ґрунтами, які мають високу ступінь корозійної активності до алюмінію. У цих умовах рекомендують прокладку кабелів в алюмінієвій оболонці,

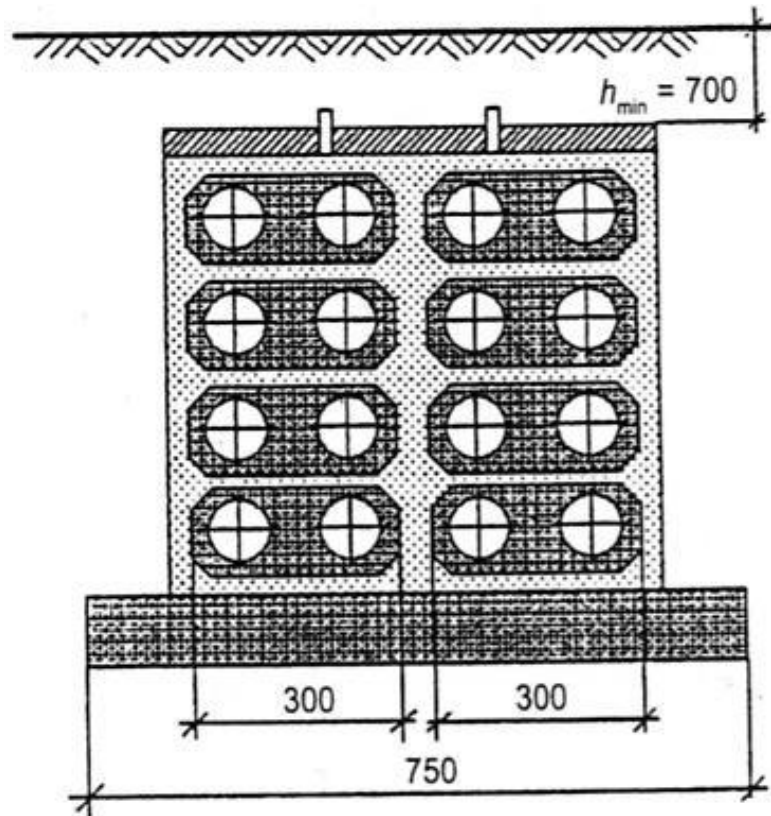
що має антикорозійне покриття, наприклад марки ААБ2л (поверх броні накладено два шари полівінілхлоридної стрічки).

Допускається застосування неброньованих кабелів марки ААШВ в алюмінієвій оболонці, захищеній полівінілхлоридним шлангом при перелічених нижче умовах: при підсипанні, засипці і трамбуванні траншеїв ґрунт не повинен містити щебеню, шлаку, битого скла. У ґрунті не повинно бути тих включень, які в незначних кількостях допустимі для броньованих кабелів, але можуть викликати пошкодження захисного шланга кабелю марки ААШВ і створити можливість подальшого місцевого руйнування алюмінієвої оболонки. При розкопках не допускають застосування металевого інструменту (ломів, кирок і т.п.) в разі проходження кабелів марки ААШВ.

### **3.6.2 Прокладання кабелів у блоках**

Прокладка кабелів у блоках являє собою одну зі старих, апробованих досвідом експлуатації систем електропередачі на промислових підприємствах. Крім того, прокладати кабелі в блоках рекомендується при перетині з залізними і автомобільними дорогами, при прокладці кабельних ліній в агресивних по відношенню до оболонки кабелів ґрунтах, при необхідності захисту кабелів від блукаючих струмів, а також у місцях з можливим розливом [48 – 52].

Визначення допустимих тривалих струмів для кабелів, прокладаємих в блоках, методично відрізняється від вибору струмів для кабелів, які прокладаються в траншеї або в повітрі. Таблично задається  $I_0$  – тривалий допустимий струм для кабелів 10 кВ з мідними або алюмінієвими жилами. На рис. 3.21 приведена робоча конфігурація блоку, розміри якого – діаметр отвору 100 мм і відстань по осях між двома отворами  $l = 150$  мм.



*Рис.3.21. Робоча конструкція блоків*

Зменшення отвору каналу веде до зниження допустимого струму за умовами охолодження. Для захисту кабелів від блукаючих струмів їх поміщають в азбоцементні труби (рис. 3.21).

У місцях зміни напрямку траси або глибини закладення блоків, а також на прямолінійних ділянках великої довжини виконують кабельні колодязі. Число колодязів на прямих ділянках має бути мінімальним.

Блоки укладають в землі на глибині не менше 0,7 м від поверхні землі (планувальної позначки) до верху блоку, а при перетині проїздів та залізниць – не менше 1 м.

Блокова прокладка вимагає для свого виконання мінімальної площі; надійної в механічному відношенні і щодо вогнестійкості, зокрема вона може застосовуватися в місцях, де можливий розлив гарячого металу; що дозволяє прокласти кабелі в ґрунтах з особливою

ступенем агресивності, а також в районах з інтенсивними та блукаючими струмами.

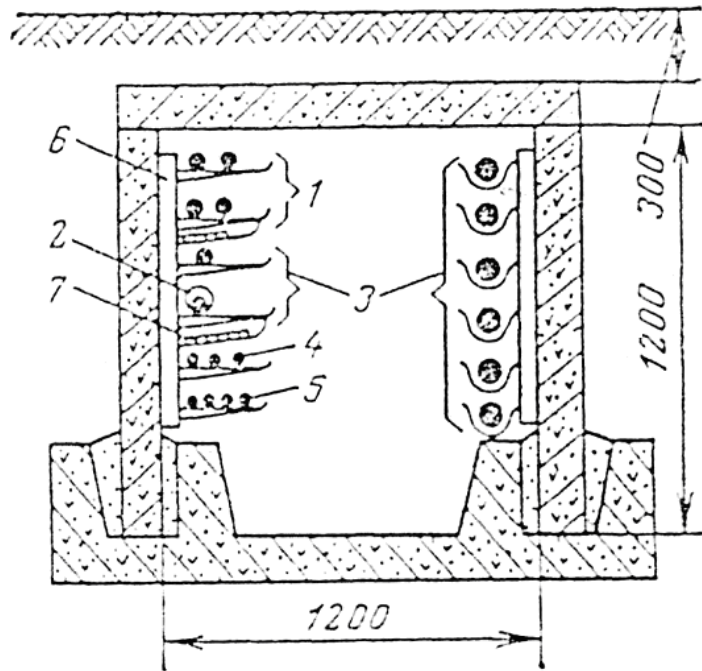
Для прокладки в блоковій каналізації застосовуються кабелі з оголеною посиленою свинцевою оболонкою марки СГ, АСГ, а також кабелі з голою полівінілхлоридною оболонкою марок ВВГ, АВВГ, ВРГ, АВРГ. На коротких ділянках довжиною до 50 м допустима прокладка броньованих кабелів без джутового покриття з промиванням броні бензином і фарбуванням її бітумним лаком.

Перед введенням кабелю в блок його змащують солідолом для полегшення протягання. Сполучні муфти кабелів блокової каналізації встановлюють в колодязях.

Порівняно висока вартість модульної прокладки і необхідність застосування кабелів з дефіцитної свинцевою оболонкою погіршують техніко-економічні показники цього виду прокладки і обмежують область її застосування.

### **3.6.3 Прокладка кабелів у каналах**

Даний вид прокладки рекомендується застосовувати при числі кабелів в потоці 25-30. За своїми параметрами та економічними показниками кабельний канал (рис.3.22), можна порівняти певною мірою зі спеціальною кабельною естакадою [48 – 52].



*Рис.3.22. Прокладка кабелів у каналах:*

- 1 – кабелі вище 1000 В;
- 2 – з'єднувальні муфти;
- 3 – кабелі до 1000 В;
- 4 – кабелі контрольні;
- 5 – кабелі зв'язку;
- 6 – кабельні конструкції;
- 7 – вогнестійкі перегородки.

Кабельні канали виготовляють з уніфікованих збірних залізобетонних елементів з перекриттями, з уніфікованих залізобетонних стінових плит з підставами і перекриттями з монолітного залізобетону, а також цегли. У виробничих приміщеннях канали перекривають плитами на рівні підлоги. При проходженні поза будівлями на неохоронюваних територіях канали прокладають під землею на глибині не менше 300 мм в залежності від навантажень, які можуть виникнути на трасі. Якщо територія охороняється, то застосовують напівпідземні канали з вентиляцією.

Під час проектування і спорудження каналів вживають заходи, які запобігають потраплянню в них технологічних і зливових вод (гідроізоляція та ін.). Підлоги в каналах виконують з ухилом не менше 0,1% в сторону водозбірника.

Кабелі в каналах прокладають на конструкціях різного виконання, а також і по дну каналу. Число кабелів в каналі може коливатися в широких межах і залежить від діаметрів кабелів і марки типового каналу. У каналах максимальних розмірів можна прокласти до 50-60 силових кабелів. При необхідності прокладки великої кількості кабелів можливе застосування здвоєних або зтроєних каналів, але при цьому ускладнюється виконання відгалужень до окремих споживачів.

Спосіб прокладки кабелів в каналах дозволяє забезпечити огляди та ремонти кабельних ліній в процесі експлуатації, а також прокладку нового або заміну чинного кабелю без виконання земляних робіт. Крім того, під час прокладання кабелів в каналах забезпечується надійний захист від механічних пошкоджень.

На ділянках, де можуть бути пролиті розплавлений метал, рідини з високою температурою або речовини, які руйнівні діють на оболонки кабелів, спорудження кабельних каналів не дозволяється. Кабельні канали поза будівлями, де це необхідно з міркувань охорони, повинні бути засипані поверх знімних плит землею з товщиною шару 300 мм і більше. На огорожених територіях, доступних тільки для обслуговуючого персоналу, наприклад на підстанціях, засипка кабельних каналів поверх знімних плит не дозволяється.

В електромашинних приміщеннях канали можна перекривати рифленим залізом, а в приміщеннях щитів управління з паркетними підлогами – дерев'яними щитами з паркетом.

Засипка силових кабелів, прокладених в каналах, забороняється.

Кабельні канали слід розраховувати з урахуванням можливості додаткової прокладки кабелів не менше 10% від прокладених.

Для прокладки в каналах застосовують кабелі з оболонками, що не розповсюджують горіння. Розташування кабелів і їх кріплення на конструкціях в залежності від їх напруги, перерізу і типу, а також виконання горизонтальних асбоцементних перегородок і установка з'єднувальних муфт такі ж, як і в тунелях. Установка кабельних конструкцій, відстані між ними такі ж, як і при установці в тунелі.

### **3.6.4 Прокладка кабелів на естакадах і галереях**

У ряді галузей промисловості (хімічній, нафтохімічній, металургійчній) прокладення кабелів на естакадах і в галереях є основним засобом міжцехової електропередачі. Цей вид прокладення дозволяє уникнути безпосереднього перетину кабелями підземних комунікацій, несприятливих ґрунтових умов, ґрунтової корозії і дії блукаючих струмів і т.п. [48 – 52].

Кабелі прокладаються як на спеціальних кабельних естакадах і галереях, рис.3.23, так і на поєднаннях з технологічними трубопроводами. При поєднаному прокладенні трубопроводів і кабелів естакади повинні мати індивідуальне виконанням. Непрохідні естакади застосовують для прокладення до 16, 24 і 40 кабелів з прольотами між опорами 6 м, а для прокладення 24 і 48 кабелів з прольотами 12 м.

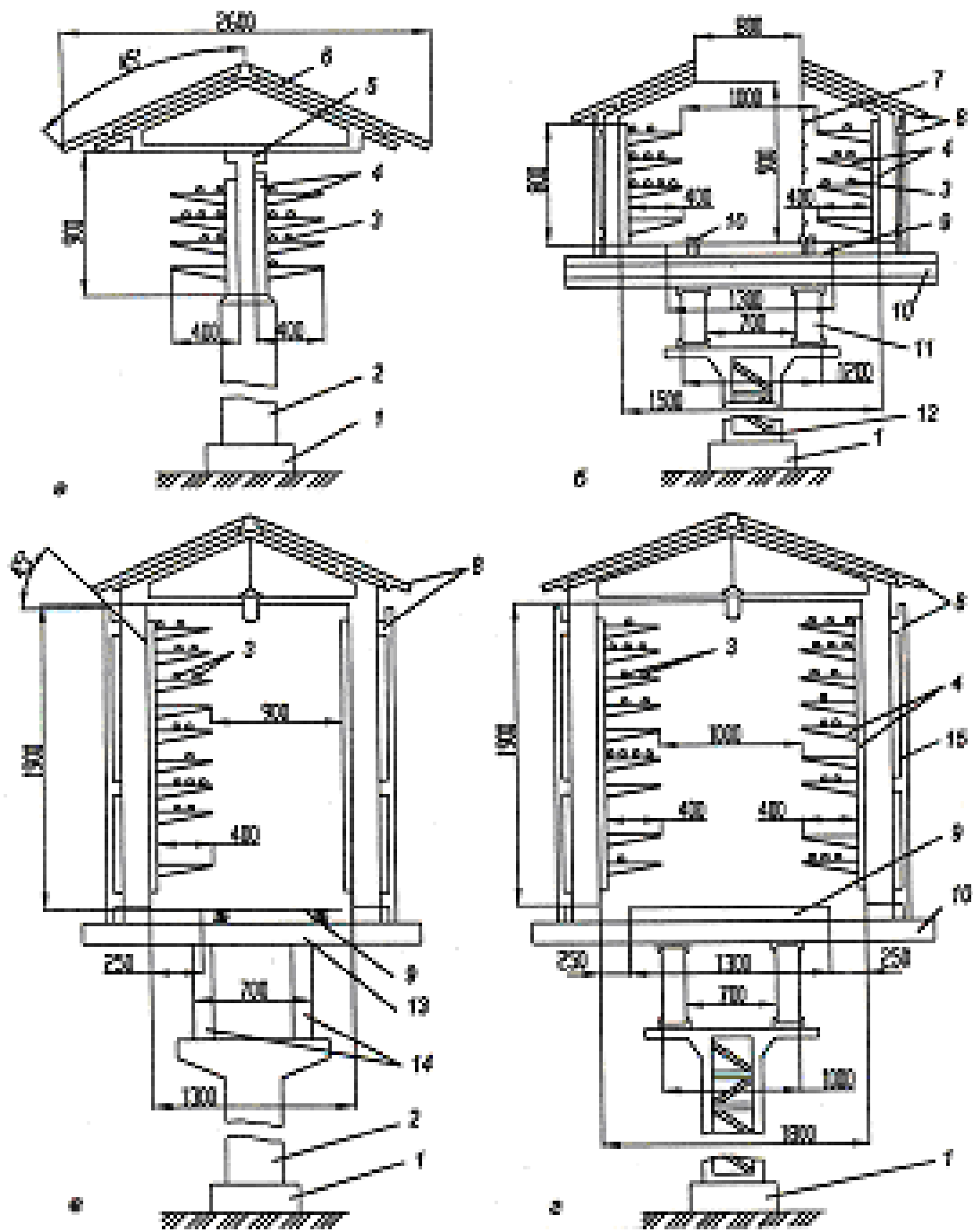


Рис. 3.23. Прокладення кабелів в надземних спорудах:

- а – естакада прохідна залізобетонна;
- б – естакада прохідна металева;
- в – галерея одностороння;
- г – галерея двостороння металева;
- 1 – залізобетонна основа;
- 2 – залізобетонна колона;
- 3 – кабелі;
- 4 – кабельна конструкція;
- 5 – залізобетонна балка;

- 6 – сонцезахисний козирок;
- 7 – знімні захисні панелі;
- 8 – стаціонарні сонцезахисні панелі;
- 9 – металевий настил;
- 10 – металева траверса;
- 11 – основна траверса;
- 12 – металева колона;
- 13 – залізобетонна траверса 1
- 14 – основні несучі залізобетонні балки;
- 15 – профіль сталевий.

Для зручності монтажу і експлуатації естакади і галереї бажано виконувати прохідний тип з містками обслуговування, які повинні мати входи зі сходами. Висота естакади (від низу покриття до підлоги) повинна складати не менше 2,1 м; ширина проходу для обслуговуючого персоналу не менше 1 м.

З усіх кабельних споруджень естакади і галереї найбільш безпечні в пожежному відношенні.

Дана система прокладення кабелів в порівнянні з іншими системами має ряд переваг, серед яких слід зазначити наступні:

- доступність зовнішнього огляду кабелів;
- зручність ремонту;
- відсутність причин для механічного ушкодження кабелів;
- природна вентиляція кабелів.

Для прокладення по естакадах застосовують броньовані кабелі без джутового покриття з покриттям броні антикорозійним складом або із зовнішнім захисним покриттям з негорючих матеріалів. При прокладенні по естакадах неброньованих кабелів марки ААШв слід враховувати високу поздовжню жорсткість цих кабелів. Мали місце випадки самовикиду з кабельних конструкцій кабелю ААШв в літній час, прокладеного в зимових умовах без урахування запасу (змійки) на температурне подовження.

### 3.6.5 Прокладання кабелів у тунелях і колекторах

Прокладення кабелів в тунелях зазвичай виконується на території енергоємних промислових підприємств, теплових -і гідроелектростанцій. Спорудження кабельних тунелів є дорогим і застосовується при числі кабелів більше 20, коли інші способи прокладення в цих умовах непридатні [48 – 52].

Тунелі споруджуються зі збірного залізобетону, рідше з монолітного армованого бетону. Глибина заставляння тунелів (від рівня підлоги до верху перекриття) приймається 0,5-1,5 м, іноді при необхідності до 2 м і більше.

Кабельні тунелі (рис 3.24) і колектори (рис. 3.25) рекомендується споруджувати в містах і на підприємствах з ущільненою забудовою території або при великому насиченні території підземними інженерними комунікаціями, а також на територіях великих металургійних, машинобудівних і інших підприємств.

Кабельні тунелі споруджують, як правило, при числі кабелів, що прокладаються, більше 20. Тунелі зазвичай виконують роль магістральних ліній.

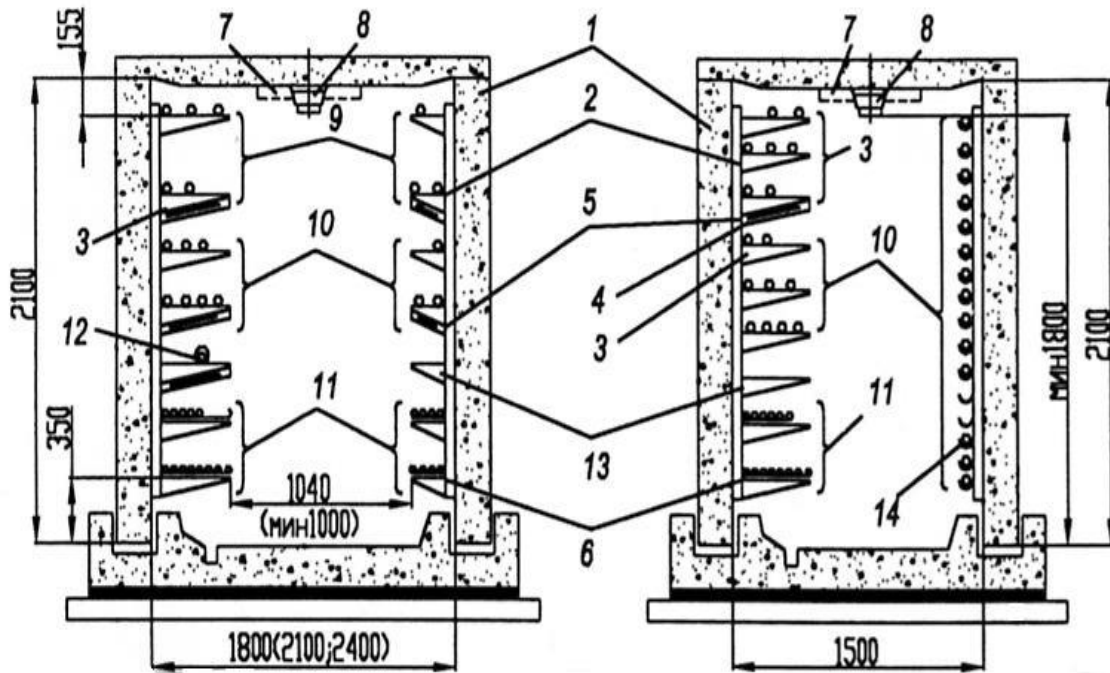
Кабельні тунелі прямокутного перерізу призначені для двостороннього і одностороннього укладання кабелів і бувають прохідного і напівпрохідного виконань. При великому числі кабелів тунелі і колектори прямокутного перерізу можуть бути тристінними (здвоєними).

Протяжні кабельні тунелі і колектори розділяють по довжині вогнетривкими перегородками на відсіки завдовжки не більше 150 м з встановленими в них дверьми.

Силові кабелі напругою до 1 кВ слід прокладати під кабелями напругою вище 1 кВ і розділяти їх горизонтальною перегородкою.

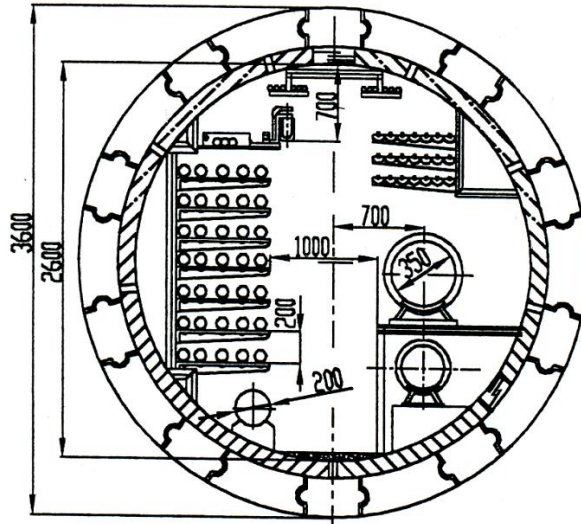
Застосування в кабельних тунелях неброньованих кабелів з поліетиленовою оболонкою за умовами пожежної безпеки забороняється.

Кабелі в тунелях прокладаються по встановлюваних опорних конструкціях заводського виготовлення.



*Рис.3.24. Розміщення кабелів в прохідних тунелях з двостороннім і одностороннім розташуванням полиць прямокутного перерізу:*

- 1 – блок тунеля;
- 2 – стойка;
- 3 – полиця;
- 4 – підвіска;
- 5 – перегородка вогнетривка;
- 6 – лоток зварний;
- 7 – зона пожежосповіщувачів і трубопроводів механізованого прибирання пилу і пожежогасінні;
- 8 – світильник;
- 9,10 – силові кабелі вище 1 кВ (9) і до 1 кВ (10);
- 11 – контрольні кабелі;
- 12 – муфта сполучна в захисному кожусі;
- 13 – полиця для укладання сполучних муфт.



*Рис. 3.25. Розміщення кабелів в колекторах круглого перерізу*

Сполучні муфти силових кабелів мають бути поміщені в захисні кожухи із сталі завтовшки 5 мм; застосовують кабелі броньовані без джутового покриву або з оболонками, не схильними до горіння.

### **3.6.6 Прокладка кабелів під водою**

Прокладення кабелю під водою здійснюється наступними способами:

- ручним способом через неширокі, несудоходні дрібні річки;
- механізованим способом із застосуванням плавучого понтона, переміщуваного уздовж траси прокладення упоперек водойми по тросу, натягнутому лебідками з обох берегів річки; з баржі, переміщуваної лебідками упоперек водойми; буксированої або самохідної баржі; або самохідного судна [48 – 52].

Прокладення кабелю з баржі, переміщуваної лебідкою упоперек водойми (по підводній частині траси), рекомендується при ширині річки або водойми 200 м і більше. Баржа зі встановленим на ній барабаном

кабелю і двома лебідками пришвартовується до одного берега. Рух баржі упоперек річки або водойми забезпечується роботою однієї з двох встановлених на баржі лебідок, кінець троса якої передається на протилежний берег і там закріплюється.

Трос другої лебідки служить для регулювання і забезпечення точного напрямку баржі по трасі прокладення (підводній траншеї).

Намотуючи трос на першу лебідку, баржу переміщують упоперек річки, а кабель при цьому змотують з барабана і опускають у воду, де він укладається на своє місце за допомогою водолазів. Натягом троса другої лебідки регулюється прямолінійність руху по заздалегідь встановлених орієнтирах і сигнальних віхах на березі. Швидкість механізованого прокладення не повинна перевищувати 12 м/хв.

Прокладення може робитися в зимовий час з льоду. Для прокладення кабелю пробивають і очищають від льоду ополонку шириною не менше 0,3 м. Цей вид прокладення отримав широке поширення тому, що при цьому не потрібно мати спеціальні засоби (баржі, судна та ін.). Найбільшу трудомісткість під час зимового прокладення кабелю представляє прорубування ополонки, яке складає 70% усього об'єму робіт. Ополонка зазвичай прорубується із застосуванням пересувної електрифікованої дискової пилки.

Кабель після прогрівання на барабані розмотують уздовж ополонки, а потім поступово опускають через неї на дно, де він укладається в підготовлену підводну траншею на своє місце водолазами. Розмотування кабелю при прокладенні його з льоду не вимагає великих зусиль і може робитися вручну, а також по кабельних роликах, що заздалегідь приморозжують уздовж ополонки за допомогою лебідки і троса.

Захист кабелів від механічних ушкоджень у берегових підводних траншеях зазвичай здійснюється шляхом облаштування на дні траншей

піщаного ліжка завтовшки 150-200 мм і укладання поверх кабелю мішків з піском, а потім накидання каменів або бетонних плит.

Для попередження оголення кабелю, що виходить на берег, і в місцях, де русло і береги схильні до розмиву, необхідно окрім заглиблення кабелю на укосі зміцнити і береги шляхом забивання паль, укладання плит та ін.

У місцях виходу з води кабель прокладають в трубі, один кінець якої повинен знаходитися на відмітці 0,5 м нижче рівня мінімальних вод.

При паралельному прокладенні під водою пучків кабельних ліній напругою до 35 кВ горизонтальна відстань між ними повинна бути не менше 20 м.

На кожному березі залишається запас кабелю (але не у вигляді накладених один на одного кілець) завдовжки не менше 10 м.

Для прокладення у воді рекомендуються такі марки кабелів: СК<sub>ЛУ</sub>, АСК<sub>ЛУ</sub>, ОСКУ, АОСКУ – тобто кабелі з алюмінієвою або мідною жилою, у свинцевій оболонці і броньовані круглими оцинкованими дротами.

Підводні кабельні переходи захищають на берегах сигнальними знаками на стовпах або на гранітних набережних згідно з діючими Правилами плавання по внутрішніх судноплавних шляхах.

### 3.7 Контрольні питання

1. Загальні вимоги до кабельних ліній.
2. Яка конструкція кабелів з поясною ізоляцією?
3. Яка конструкція кабелів з окремо освинцьованими жилами?
4. Особливості кабелів для вертикальних прокладок.
5. Особливості конструкцій кабелів на напругу вище 35 кВ.
6. Призначення і конструкції сполучних і стопорних муфт.
7. Дати характеристику всім способам прокладки кабельних ліній.
8. Переваги і недоліки тунельної прокладки кабелів.
9. Особливості прокладки кабелів на естакадах і галереях.
10. Які матеріали використовуються для ізоляції кабелів?
11. Чому в конструкції кабелю передбачена герметична оболонка?
12. Чому поверх броні в кабелі присутнє захисне покриття?
13. З якого матеріалу виготовляють жили кабелю?
14. Що таке ізоляція із зшитого поліетилену?
15. На які напруги виконуються кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену?
16. Переваги кабелів із сухою ізоляцією?
17. Які є конструкції кабелів на надвисокі напруги?
18. Чим відрізняються конструкції кабелів напругою 10 кВ від кабелів напругою 35 кВ?
19. Глибина прокладки кабелю напругою 10 кВ в траншеї.
20. Максимальна кількість кабелів при прокладці в траншеї.
21. Особливості прокладки підводних кабелів.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Закон України «Про ринок електричної енергії України» від 13 квітня 2017 року № 2019-VIII, <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua>.
2. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Електрична енергія, <http://www.nerc.gov.ua/>
3. Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Гончаренко І.С., Денисюк С.П., Жуйков В.Я., Кириленко О.В., Лук'яненко Л.М., Миколаєць Д.А., Осипенко К.С., Павловський В.В., Рибіна О.Б., Стелюк А.О., Танкевич С.Є., Трач І.В. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: монографія / за заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка. К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
4. European Smart Grids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006. 44 p.
5. Бондаренко В.Е., Черкашина В.В. Основные терминологические определения и расчетные выражения, используемые в дисциплине «Электрические сети и системы»: учебн. пособ. Харьков: НТУ «ХП», 2016. 75с.
6. Барбашов И.В. Общая характеристика современных электрических систем и сетей: уч.- метод. пособ. / Харьков: НТУ «ХП», 2003. 124 с.
7. Буслова Н.В., Винославский В.Н., Денисенко Г.И., Перхач В.С. Электрические системы и сети / под ред. Г.И. Денисенко: учебник. / К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986. 584 с.

8. Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Личев П.В. Электрические сети и системы: учебник. / Минск: УП “Технопринт”, 2004. 720 с.
9. Кирик В.В., Масалова Т.Б. Электричні системи та мережі. Режими роботи розімкнених мереж: навч. посіб. / Київ: НТУУ «КПІ», 2015. 256 с.
10. Добровольська Л.Н., Волинець В.І., Собчук Д.С., Черкашина В.В. Электричні мережі з відновлювальними джерелами енергії: навч. посіб. / Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2016. 352 с.
10. Бондаренко В.О., Черемісін М.М., Черкашина В.В. Системний підхід передпроектної оцінки повітряних ліній в умовах ринкових відносин: монографія. Харків: Факт, 2013. 260 с.
11. Черкашина В.В. Структурування повітряних ліній електропередачі в умовах неповноти інформації: монографія. Харків: Факт, 2017. 160 с.
12. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Л.Д. Файбисовича. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. 320 с.
13. Блок В.М. Электрические сети и системы: учеб. пособ. /М.: Высш.шк., 1986. 430с
14. Кононюк А.Е. Базовая теория оптимизации. Безусловная оптимизация: монография. К: "Освіта України", 2011. К.2. Ч.2. 616 с.
15. Черкашина В.В., Добровольська Л.Н., Бондаренко В.О., Гадай А.В., Грицюк Ю.В., Грицюк І.В., Давиденко Л.В., Коменда Н.В., Волинець В.І. Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах: монографія. Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2017. 268 с.
16. Сулайманов В.М., Кацадзе Т.Л. Электричні мережі та системи: підручник. / Київ: ТНУУ «КПІ», 2008. 456 с.

17. Сегеда М.С. Электричні мережі та системи: підручник. / Львів: Вид-но Нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2007. 488 с.
18. Рокотян С.С., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под редакцией С.С. Рокотяна. М: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
19. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник. / М.:Энергоатомиздат, 1989. 592 с.
20. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. 392 с.
21. Правила улаштування електроустановок. Харків: “Індустрія”, 2016. 416 с.
22. Александров Г.Н. Передача электрической энергии переменным током.– М.: Знак, 1998. – 271 с.
23. Александров Г.Н. Перспективные технологии передачи электрической энергии. // Научно-технические ведомости СПбГТУ. – 2006.– № 2.– С.17 – 25.
24. Александров Г.Н. Оптимизация конструкции воздушных линий электропередачи повышенной натуральной мощности. // Электричество. – 1993. – № 1.– С. 1 – 9.
25. Веников В.А., Астахов Ю.Н., Постолатий В.М. Управляемые самокомпенсирующиеся линии электропередачи. – Информэлектро, деп., 1985., д1955эн – 85 с.
26. Постолатий В.М., Быкова Е.В. Управляемые электропередачи // Труды института энергетики АН Молдовы – 2007 – № 8 (23) – 234 с.
27. Постолатий В.М., Комендант И.Т. Электропередачи повышенной пропускной способности. Перенос мощности между цепями в управляемых самокомпенсирующихся линиях электропередачи. // Труды института энергетики – Кишинев: “Штиинца”, 1981. – С. 3 – 10.

28. Щеглов Н.В. Новые разработки в области строительства ВЛ за рубежом // Материалы III Российской с международным участием научно-практической конференции “Линии электропередачи 2008: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс”, Новосибирск. – 2008. – С. 93 – 96.

29. Постолатий В.М., Быкова Е.В., Суслов В.М. Возможности создания и технические характеристики одноцепных и многоцепных воздушных линий электропередачи переменного тока повышенной пропускной способности с изолированными проводами для распределительных электрических сетей. // Материалы VI-го симпозиума “Электротехника 2010”, М.:ВЭИ–ТРАВЭК.–2001.–С.181–189.

30. Гусев А.П. Электропередачи повышенной пропускной способности. Анализ технических характеристик линий электропередач повышенной пропускной способности при работе их в сложной энергосистеме // Труды института энергетики – Кишинев: “Штиинца”, 1981. – С. 20 – 28.

31. Пятаков А.В. Нормальные и аварийные режимы работы трехцепных самокомпенсирующихся электропередач. // Сборник информационных материалов по научно-исследовательским и конструкторским работам в области линий электропередач. – Новосибирск – 1981. – С. 57 – 71.

32. NBN C 34-100 Conducteurs nus pour les lignes aérie. Comité Electrotechnique Belge asbl.

33. High Temperature Resistant Overhead Conductor, Lumpi-Berndorf, 2007.

34. J-Power Systems Official Catalogue CAT.NO.TL-101A, 2007.

35. 3M Official ACCR Specification, 2006.

36. Nexans Референс лист, 2010.

37. Lumpi-Berndorf Supply Reference List, 2008.
38. J-Power Systems Technical Data JTD 80-1876A Supply Record of Gap Conductor, 2010.
39. 3M ACCR Case Studies, 2010.
40. Results of the forest-sax project, [http:// www.fores-sax.com/](http://www.fores-sax.com/).
41. Иванов А.Б. Волоконная оптика. Компоненты, системы передачи, измерения: монография. М.: Syrus Systems, 1999. 672 с.
42. Лежнюк П.Д., Черемисин Н.М, Черкашина В.В. Волоконно-оптические технологии в мониторинге воздушных линий электропередачи // Оптико-електронні інформаційно-енергетичні технології. 2015.- №2(30).- С.106 – 110.
43. DITEST STA-R series fiber optic distributed strain and temperature analyzer, <http://www.omnisens.com/ditest/>.
44. Бадалян Н.П., Колесник Г.П., Андрианов Д.П., Чебрякова Ю.С. Кабельные и воздушные линии электропередачи: учебное пособие.- Владимир: изд-во ВлГУ, 2019. – 260 с.
45. Сташко В. И. Воздушные и кабельные линии электропередачи [Электронный ресурс]: учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе студентов – Барнаул: ООО «МЦ ЭОР», 2019. – Режим доступа: <http://stashko.ru/19005>.
46. Тарасов Е.В. Монтаж, наладка, эксплуатация электрооборудования. Часть I. Воздушные и кабельные линии электропередачи: учебное пособие. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 151с.
47. Григорьев В.И., Киреева Э.А., Минтюков А.П., Чохонелидзе А.Н. Электроснабжение и электрооборудование жилых и общественных зданий. –М.: Энергоиздат, 2003. – 212 с.

48. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений. – М: Интермет Инжиниринг, 2005. – 672 с.
49. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учеб. пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с.
50. Электротехнический справочник: Производство и распределение электрической энергии. 9-е изд., стер. / Под ред. В.Г. Герасимова и др.- М.: Изд-во МЭИ, 2004. – 964 с.
51. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий: учеб. для студ. сред. проф. образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2006. – 368 с.
52. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ. В 7 томах. Том 4./Под ред. И.Г. Горюнова, А.А.Любимова. М.: Папирус Про, 2005. – 637 с.
53. ГІД 34.20.178-2005 «Проектування електричних мереж напругою 0.4-110 кВ», 2005. 48 с.
54. ДБН В.2.5-16-99. Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж. Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж. К.: Держбуд України, 1999. 24 с.
55. РД К28-003:2007. Руководство по выбору, прокладке, монтажу, испытаниям и эксплуатации кабелей с изоляцией с сшитого полиэтилена. Харьков: «Южкабель», 2007 – 104 с.
56. Силовые кабели среднего и высокого напряжения с изоляцией с сшитого полиэтилена. Харьков: «Южкабель», 2007 – 56 с.
57. Шингаров В.П. Монтаж кабельных линий / Под редакцией Л.Т. Магазинника: учебное пособие. Ульяновск: УлГТУ, 2002. – 95 с.

## ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА .....	3
1 СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ....	5
1.1 Аналіз стану електричних мереж України.....	5
1.2 Аналіз стану електричних мереж зарубіжних країн .....	13
1.3 Інноваційні напрямки технічних рішень передачі електроенергії .....	15
1.4 Контрольні питання .....	18
2. ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ .....	19
2.1 Загальні відомості .....	19
2.2 Традиційні повітряні лінії електропередачі .....	21
2.2.1 Конструктивні елементи повітряних ліній .....	23
2.2.2 Провода та грозозахисні троси.....	24
2.2.3 Конструкції опор.....	29
2.2.4 Ізоляція проводів і опор .....	37
2.2.5 Лінійна арматура.....	41
2.2.6 Захист від перенапруг, заземлення .....	45
2.3 Нетрадиційні повітряні лінії електропередачі .....	47
2.3.1 Компактні повітряні лінії.....	47
2.3.2 Самокомпенсуючі повітряні лінії .....	51
2.3.3 Повітряні лінії з ланцюгами різних класів напруги.....	59
2.3.4 Інноваційні неізольовані провода .....	62
2.3.5 Повітряні лінії з ізольованими проводами.....	80
2.4 Світовий досвід у лінійному будівництві .....	94
2.4.1 Досвід застосування інноваційних проводів .....	98
2.5 Контрольні питання .....	102

3 КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ .....	103
3.1 Основні визначення .....	103
3.2 Загальні відомості .....	105
3.3 Основні типи і марки кабелів .....	109
3.4 Конструкції силових кабелів .....	110
3.4.1 Кабелі з поясною ізоляцією на напругу 6(10) кВ .....	110
3.4.2 Кабелі з радіальним електричним полем напругою 35 кВ ....	115
3.4.3 Кабелі для вертикальних прокладок .....	116
3.4.4 Кабелі напругою 110 кВ і вище .....	118
3.4.5 Кабелі з пластмасовою та гумовою ізоляцією .....	125
3.4.6 Кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену .....	129
3.5 Арматура для кабельних ліній .....	138
3.5.1 З'єднувальні муфти .....	139
3.5.2 Стопорні муфти .....	143
3.5.3 Кінцеві муфти і закладення.....	144
3.6 Способи прокладки кабелів.....	148
3.6.1 Прокладання кабелів у траншеях .....	148
3.6.2 Прокладання кабелів у блоках.....	151
3.6.3 Прокладка кабелів в каналах .....	153
3.6.4 Прокладка кабелів на естакадах і галереях .....	156
3.6.5 Прокладання кабелів у тунелях і колекторах .....	159
3.6.6 Прокладка кабелів під водою .....	161
3.7 Контрольні питання .....	164
 ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	 165

*Наукове видання*

*Навчальний посібник*

*з грифом Вченої ради Національного технічного університету*

*«Харківський політехнічний інститут»*

**Бондаренко Володимир Омелянович**  
**Черкашина Вероніка Вікторівна**

**КОНСТРУКЦІЇ  
ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ**

*Рекомендовано Вченою радою  
Національного технічного університету  
«Харківський політехнічний інститут»*

*В авторській редакції*

*Відповідальна за випуск Л. М. Гудзинська*

Формат 60×84 1/16. Ум. друк. арк. 10, 23. Наклад 300. Зам. 20-075.

Видавництво «Факт»

Україна, 61166, м. Харків, вул. Бакуліна, 11, оф. 2-26.

+38 (057) 768-01-01, [publish\\_fakt@ukr.net](mailto:publish_fakt@ukr.net)

[www.fakt.kh.ua](http://www.fakt.kh.ua)

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3172 від 22.04.2008.

Виготовлено у ФОП В. Є. Гудзинський

Україна, 61072, м. Харків, вул. 23-го Серпня, 27.

+38 (057) 340-52-26, [for\\_veg@ukr.net](mailto:for_veg@ukr.net)

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ХК № 269 від 23.11.2010.