

Розділ 3. Електрифікація та основи автоматизації сільськогосподарського виробництва.

Тема 3.1. Виробництво, передача і розподіл електричної енергії сільськогосподарським споживачам.

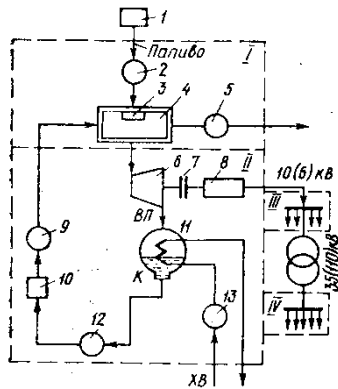
1. Виробництво електричної енергії.
2. Обладнання електричних станцій і підстанцій.
3. Лінії електропередачі.
4. Розподіл електричної енергії.
5. Внутрішні електричні мережі.

1. Для виконання будь-якої роботи треба витратити певну кількість енергії. Людина в своїй діяльності використовує різні види енергії, проте найбільш поширеною на сучасному етапі розвитку суспільства є *електрична енергія*, її виробляють на електричних станціях, перетворюючи теплову, механічну або хімічну енергію природних джерел, насамперед палива (вугілля, нафти, природного газу, горючих сланців, торфу) і води. Крім того, як енергоносії на електростанціях можуть використовуватись вітер, тепло земних надр, морські приливи, а в південних і гірських районах країни – тепло сонячного проміння (на геліостанціях). Проте електростанції в сучасній енергетиці помітного місця не займають, їх потужність мала, і вони мають здебільшого місцеве значення. Енергія вітру, наприклад, залежить від його швидкості. Вітер буває не завжди і його швидкість не стала, а це утруднює використання енергії. У майбутньому дедалі важливішу роль відіграватимуть електростанції з використанням термоядерних реакцій.

На електростанціях енергія природних джерел перетворюється в механічну, яка, в свою чергу за допомогою електричних машин, що називаються *генераторами*, перетворюється в *електричну*. Залежно від виду джерела енергії для обертання генераторів використовують різні первинні двигуни – парові, газові і гідравлічні турбіни, двигуни внутрішнього згоряння, парові машини, вітродвигуни тощо. Отже, *електрична станція* – це електротехнічна споруда, на якій енергію природних джерел перетворюють в електричну енергію.

Залежно від енергоносія, що використовується для живлення первинного двигуна, розрізняють *теплові, атомні й гідравлічні* електростанції. Найбільш поширені теплові електростанції, які тепер виробляють 86 % усієї електроенергії. На цих електростанціях перетворення енергії відбувається в три стадії: спочатку хімічна

енергія палива перетворюється в теплову, потім тепла в механічну (в парових турбінах, наприклад) і, нарешті, механічна - в електричну. У сучасній електроенергетиці провідну роль відіграють теплові станції, де хімічна енергія палива перетворюється в теплову енергію пари.



1. Принципіальна схема технологічного процесу конденсаційної паротурбінної електростанції:

I - котельня; II - машинний зал; III, IV - розподільні пристрої напругою 10(6) і 35 (110) кВ відповідно:
 1-склад; 2-паливний бункер; 3 -топка; 4-паровий котел; 5-димосос;
 6-парова турбіна; 7-вал турбіни; 8-вал генератора; 9-живильний насос;
 10 -живильний бак; 11-конденсатор; 12 - конденсатний насос;
 13 -циркуляційні насоси

Залежно від типу первинного двигуна теплові електростанції називають *паротурбінними паромашинними* (або локомотивними), *дизельними і газотурбінними*.

Паротурбінні електростанції належать до потужних сучасних станцій, на яких парова турбіна з'єднана з генератором електроенергії в енергетичний агрегат, що називається *турбоагрегатом*.

Паромашинні електростанції як первинний двигун містять поршкову парову машину. Вони мають відносно малий ККД, тому їх споруджують на невеликі потужності і використовують для місцевих потреб.

Дизельні електростанції працюють на дорогому і дефіцитному паливі (продукт нафти). Первинними двигунами цих станцій є двигуни внутрішнього згоряння. Дизельні електростанції використовують як резервні для електропостачання окремих районів.

Газотурбінні електростанції, на яких використовується газова турбіна, ще не набули великого поширення.

Великі паротурбінні, електростанції поділяються на *конденсаційні і теплофікаційні*, або *теплоелектроцентралі (ТЕЦ)*.

На паротурбінних електростанціях джерелом теплової енергії є кам'яне вугілля, торф, горючі сланці, відходи

деревини, газ, нафта, мазут та ін. Тверде паливо спалюють, як правило, в пиловидному стані. Це паливо із складу 1 (рис 1) подають у паливний бункер 2 і спалюють в топці 3 парового котла 4. Тепло, що виділяється при згорянні палива, нагріває воду, яка проходить по трубах всередині котла.

Відпрацьовані гази через димосос 5 викидаються назовні. В котлі утворюється пара з температурою до 360 °С, яка під тиском до 24 МПа надходить у парову турбінку 6. Внаслідок різниці тиску пари, що надходить у турбінку і виходить з неї, а також різниці температури пара розширюється, здійснює механічну роботу, тобто обертає, вал 7 турбіни, а разом з ним і вал генератора 8. Чим більша різниця тиску і температури, тим більшу механічну роботу здійснює пара в турбіні. Відпрацьована пара ВП, яка має ще деякий запас теплової енергії, спрямовується у конденсатор 11. Останній являє собою циліндр з горизонтально розміщеними всередині нього трубами, по яких протікає холодна вода ХВ. Відпрацьована пара, що обмиває ці труби, охолоджується і перетворюється в дистильовану воду (конденсат) К Живильним насосом 9 конденсат після конденсаторного насоса 12 і живильного бака 10 подається у котел, де знову перетворюється в пару.

Воду для охолодження, що циркулює по трубах конденсатора, подають циркуляційними насосами 13 з озера, річки та ін.. Через труби конденсатора протікає велика кількість води, температура якої не перевищує 25 – 36 °С. Цю воду скидають у водоймище для охолодження. Якщо біля електростанції немає природного водоймища застосовують штучний охолодник–градирню або бризкальний басейн.

Теплофікаційні електростанції (ТЕЦ) крім електроенергії виробляють і тепло, яке постачають споживачам, що розміщуються на невеликій відстані. Тепло може бути використане для виробничих потреб і опалення.

Від конденсаторної станції ТЕЦ відрізняється тим, що частина пари, яка має ще велику теплотемність і тиск. відбирається від проміжного ступеня турбіни для потреб теплофікації. Відібрану пару можна подавати по трубопроводу безпосередньо до споживачів або використовувати на станції для підігрівання води, яку потім подають споживачам. Чим більша кількість пари відбирається для теплофікації, тим менша кількість її надходить у конденсатор. При цьому виробництво електроенергії зменшується, проте зменшуються і втрати

тепла, які відбирає циркуляційна вода.

Середній коефіцієнт корисної дії (ККД) наших теплових електростанцій становить близько 30%, а деяких нових електростанцій, де застосовуються надвисокі параметри пари, він наближається до 40%. Оскільки надвисокі параметри пари (тиск і температура) можна використати лише блоками в 150, 200, 300, 500 тис. кВт і більше, одним з найважливіших засобів економії палива і підвищення економічної ефективності є укрупнення потужності теплових електростанцій.

Перетворення енергії з одного виду в інший неминуче пов'язане з втратами. Чим більше ступенів перетворення, тим більшими будуть втрати. Тому перспективним напрямом удосконалення теплових електростанцій і підвищення їх ККД є застосування *магнітогідродинамічних* генераторів, в яких хімічна енергія палива безпосередньо перетворюється в електричну, минаючи стадії перетворення в теплову енергію пари і механічну енергію турбіни.

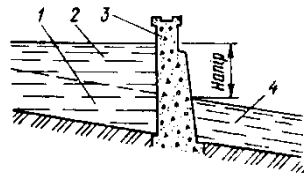
У *магнітогідродинамічних*, генераторах (МГД-генераторах) потік «гарячих» електропровідних газів – плазми з температурою до 2500...3000 К, спрямовується в міжполюсний простір потужних електромагнітів. Рух такого газоподібного провідника рівнозначний переміщенню якоря звичайних електричних машин в магнітному полі. Але в МГД-генераторах відпадає стадія механічної енергії машин, що обертаються, і перетворення теплової енергії в електричну відбувається при більш високому ККД. Проте розробка МГД-генераторів поки що перебуває в стадії експериментальних і теоретичних досліджень, так що практичного значення в електроенергетиці вони не мають. Водночас вже почали будувати *газотурбінні* установки, які також дають можливість виключити стадію перетворення хімічної енергії палива в теплову енергію пари та істотно підвищити ККД теплових електростанцій.

На електростанціях, де використовується енергія води (гідроелектростанціях) або вітру, перетворення енергії відбувається теж у дві стадії: спочатку енергія джерела приводить у дію первинний двигун, а потім механічна енергія через генератор перетворюється в електричну.

Вода в річці внаслідок різниці рівня безперервним потоком переміщується від верхів'я до гирла. Якщо в якому-небудь місці (створі) перегородити річку 1 греблю 3 (рис. 2), то рівень води до греблі значно піднімається порівняно з її рівнем після греблі. Різниця рівнів верхнього 2 і нижнього 4 водяного простору (б'єфа) називається напором, або висотою падіння. Якщо на

лопатки гідротурбіни спрямувати потік води з верхнього б'єфа, то колесо турбіни почне обертатися, а разом з ним і вал турбіни та ротор електричного генератора. Потужність гідроелектростанцій залежить від напору і кількості води, що проходить за одиницю часу через турбіни. Об'єм води, яка протікає за певний проміжок часу через створ (переріз) річки, називається стоком річки.

Отже, потужність водяного потоку визначається різницею рівнів води (напором) і стоком води.



2. Схема утворення напору греблею гідроелектростанції:

1-річка; 2- верхній водяний простір; 3-гребля; 4- нижній водяний простір

Гідроелектростанція використовує лише енергію певної ділянки річки. Для повнішого використання енергії річки будують каскад гідроелектростанцій, тобто кілька електростанцій, розміщених на різних ділянках. Таким каскадом, наприклад, на Дніпрі є Дніпровський каскад з Київською, Кременчуцькою, Канівською, Дніпровською, Дніпродзержинською та Каховською гідроелектростанціями. ККД сучасних гідроелектростанцій набагато вищий, ніж теплових, і досягає 85 %.

Залежно від типу споруд гідроелектростанції поділяються на пригребельні, гребельні, дериваційні та змішані.

Пригребельні гідроелектростанції споруджують безпосередньо біля греблі. На цих електростанціях весь напір створюється греблею.

У гребельних гідроелектростанціях турбіни, генератори та інше обладнання розміщені в тілі греблі, або навпаки, водоскидні споруди розміщені в межах будівлі гідроелектростанції.

Дериваційні гідроелектростанції споруджують на гірських ріках. На цих електростанціях значна частина напору створюється дериваційним (обвідним) водоводом. Такими водоводами можуть бути відкриті канали, тунелі або трубопроводи.

У змішаних гідроелектростанцій напір створюється греблею і дериваційними спорудами.

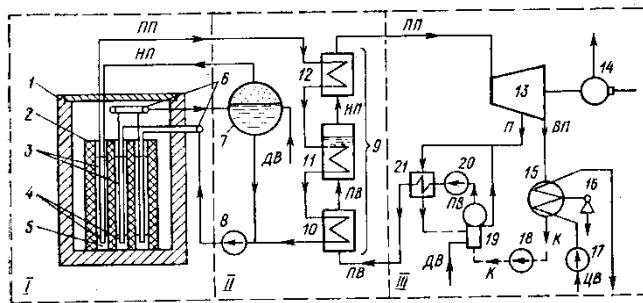
Разом з будівництвом гідроелектростанцій розв'язуються і питання комплексного використання води річок для судноплавства, водопостачання, зрошування земель, риборозведення тощо.

Гідроелектростанції порівняно з тепловими мають ряд переваг:

1) технологічний процес виробництва електроенергії значно простіший;

2) більший ККД; 3) нижча собівартість електроенергії. На великих гідроелектростанціях вона у п'ять раз менша, ніж на теплових. Це пояснюється відсутністю затрат на паливо і зменшенням кількості обслуговуючого персоналу в зв'язку з відсутністю котельні.

Основним недоліком гідроелектростанцій є велика вартість і значні строки спорудження.



3. Спрощена схема технологічного процесу атомної електростанції:

I-приміщення реактора; II - приміщення парового котла:

III - машинний ;

1 - реактор; 2-графітний циліндр; 3-ядерна втулка; 4-стальна трубка;

9 - паровий котел; 10 - теплообмінник; 11 - котел насиченої пари;

12 - пароперегрівник; 13 - парова турбіна; 14 - генератор;

15-конденсатор; 16 - ежектор; 19 - деаератор; 21 - регенеративний підігрівник

Атомні електростанції належать до теплових станцій. На відміну на атомній електростанції встановлені атомний реактор і паровий котел. Джерелом енергії на цих електростанціях є ядерне паливо: уран-235, уран-233, плутоній-239 та ін. Внаслідок ланцюгової реакції поділу ядер виділяється дуже велика кількість теплової енергії, що використовується для виробництва електроенергії.

Тепло атомної електростанції може бути використане за одно- або двоконтурною схемою. При одноконтурній схемі перегріта пара від реактора надходить безпосередньо у парову турбіну. За такою схемою працює, наприклад Білоярська атомна електростанція.

На рис. 3 зображено спрощену технологічну схему двоконтурної атомної електростанції на високих

початкових параметрах пари (17...9 МПа, 500 °С). В реакторі 1 внаслідок ланцюгової реакції поділу ядер, наприклад урану-235, повільними нейтронами виділяється тепло. Для сповільнення реакції поділу ядер можна використовувати графіт. Графітний циліндр 2 має велику кількість робочих каналів 5. У робочому каналі всередині ядерної втулки 3 розміщена У-подібна стальна трубка 4, по якій переміщується охолодний теплоносіє. У трубках вода під тиском по одній половині протікає вниз, а по другій – повертається наверх. Кінці трубок з'єднані колектором 6. Безперервна циркуляція води у трубках 4 і сепараторі 7 забезпечується насосом 8. У верхній частині сепаратора 7 збирається насичена пара НП, яка проходить через робочі канали 5, перегрівається (17 МПа, 500 °С) і надходить до парового котла 9. Після теплообмінника 10 конденсат разом з водою із сепаратора 7 знову подається до робочих каналів реактора

Паровий котел складається з теплообмінника 10, котла насиченої пари 11 і пароперегрівника 12. Перегріта пара ПП з котла надходить до парової турбіни ІЗ, розміщеної на одному валу з генератором 14. Відпрацьована пара ВП, як і на інших паротурбінних електростанціях, з турбіни надходить у конденсатор 15. Циркуляційна вода ЦВ подається насосом 17. Із конденсатора конденсат К насосом 18, подається в деаератор 19. Підігріта вода ПВ живильним насосом 20 через регенативний підігрівник 21 спрямовується у теплообмінник 10. Вода в підігрівнику підігрівається паром /7, що відбирається з проміжного ступеня турбіни. Вода в системі поповнюється додатковою водою ДВ. Повітря, що проникає в конденсатор, вилучається ежектором 16, який підтримує в конденсаторі певний ступінь вакууму.

Отже вода і пара вторинного контура, що проходить через турбіну, ізольовані від контура реактора і тому практично позбавлені радіоактивності.

Двоконтурна атомна електростанція за схемою дещо складніша, ніж одноконтурна, проте забезпечує високу безпеку обслуговування турбіни допоміжного обладнання. В основу контролю і керування атомних електростанцій покладено принцип централізації і автоматичного регулювання технологічним процесом.

Атомні електростанції здебільшого споруджуються у районах, де немає інших енергоресурсів.

Перше покоління атомних електростанцій працює на теплових (повільних) нейтронах, що дає змогу використати невелику частину енергії, яка міститься в

ядерному паливі. Будівництвом атомної електростанції в м. Шевченкові на березі Каспійського моря почався новий етап— спорудження атомних електростанцій другого покоління з реакторами на швидких нейтронах.

При поділі ядер палива швидкими нейтронами стає можливим повністю використати енергію матеріалів, які розщеплюються.

До переваг атомних електростанцій порівняно з іншими слід віднести:

1) незначну витрату палива. На першій атомній електростанції потужністю 5000 кВт витрати урану на добу становлять 30 г. Паротурбінна електростанція такої самої потужності при роботі на пилувугільному паливі витрачає за добу понад 100 т вугілля;

2) можливість спорудження в будь-якому місці, де є водоймище, оскільки це не пов'язано з розміщенням природного запасу енергоресурсів і перевезенням великої кількості палива;

3) відсутність забруднення повітря димом і кіптявою;

Проте досвід експлуатації і особливо аварія на Чорнобильській ЛЕС показали, що на цих електростанціях слід передбачати значно вищий рівень безпеки, ніж на інших.

Перспективним є будівництво АЕС, що використовують енергію не розпаду важких атомів, а синтез легких атомів водню з утворенням гелію. При цьому джерелом енергії є звичайна вода, а енергії з одиниці маси речовини виділяється значно більше.

При передачі електроенергії від електростанції до споживачів залежно від параметрів електричних мереж і генераторів мають місце її втрати в опорах струмопровідних елементів.

Отже, при виробництві, передачі і споживанні електроенергії частина її витрачається на виконання корисної роботи, а частина – на покриття витрат у різноманітних машинах, механізмах тощо. Чим менші втрати енергії, тим вищий ККД установки (електростанції, окремого генератора, електродвигуна, лінії електропередачі). Чим більший ККД, тим установка економніша. На електростанції, наприклад, з вищим ККД при тих самих затратах первинної енергії буде більше вироблено електроенергії.

За видом споживачів електростанції бувають *районні, промислові (фабрично-заводські), сільські, міські (комунальні) і спеціального призначення.*

Районні електростанції споруджують поблизу природного джерела енергії (палива чи великої ріки) або споживачів. Місце спорудження вибирають на основі техніко-економічних розрахунків. Потужність таких електростанцій велика і досягає кількох сотень тисяч і навіть мільйонів кіловат. Вони живлять електроенергією великі промислові райони і районні енергосистеми.

Промислові електростанції споруджують на території великих підприємств для електропостачання виробничих цехів, допоміжних служб, житлових будинків, а також установ, що містяться поблизу підприємства. До них належать і електростанції новобудов.

Сільські електростанції використовуються як резервні для електропостачання колгоспів і радгоспів, а також сільських населених пунктів з виробничими підприємствами. Міські (або комунальні) електростанції постачають електроенергію, а також тепло, головним чином, містам і міським населеним пунктам.

Міських та сільських електростанцій в Україні практично не будують, а існуючі демонтують як неекономічні або іноді залишають як резервні.

3. Основними конструктивними елементами повітряних ліній є: а) проводи, призначені для передавання і розподілу електричної енергії; б) опори, які потрібні для підтримування проводів і тросів на певній відстані від поверхні землі, води або інженерних споруд; в) ізолятори, що забезпечують ізоляцію проводів від опор; г) арматура, яка потрібна для закріплення проводів на ізоляторах, а ізоляторів - на опорі; д) грозозахисні троси, призначені для захисту проводів від розрядів блискавки. Захисні троси монтують на верхній

частині опори, над фазними проводами ліній 10 кВ і вище.

Смуга, яка безпосередньо прилягає до лінії електропередачі, називається *трасою лінії*.

Горизонтальна відстань між сусідніми опорами називається *довжиною проміжного прольоту, або просто прольотом*.

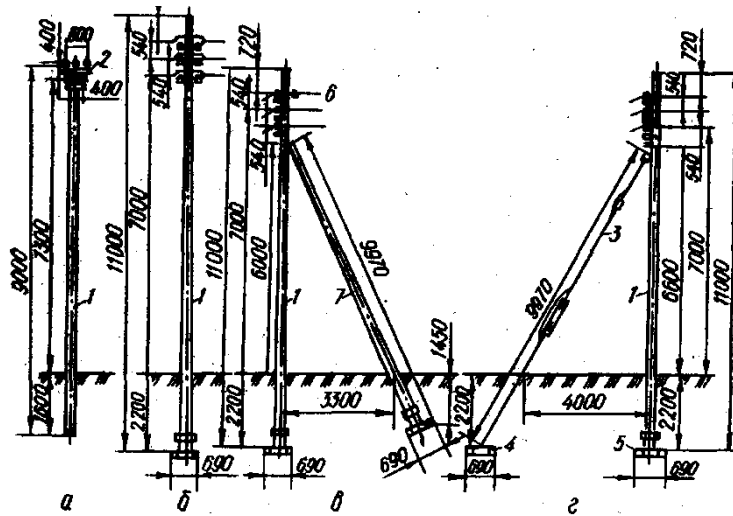
Відстань між горизонталлю, що проходить через точки кріплення проводів на опорах, і найнижчою точкою проводу в прольоті називається *стрілою провисання*, а відстань від найнижчої точки проводу до поверхні землі, води або споруди — *габаритом лінії*.

Опори в повітряних лініях призначені, як було вже сказано, для підтримування проводів на належній відстані між собою і від поверхні землі, води та різних споруд. Їх виготовляють з дерева, залізобетону і металу.

Дерев'яні опори застосовують для ліній напругою до 220 кВ включно. Вони прості у виготовленні і відносно дешеві. Використовують для опор дерева хвойних порід, здебільшого сосну, а на півночі—також модрина; для опор ліній низької напруги можна використовувати ще ялину і смереку, але траверси і приставки з них не виготовляють. Опори виготовляють з колод довжиною від 4 до 13 м. Діаметр колоди у верхньому відрубі повинен бути не менш як 12 см для ліній напругою до 1000 В, 16 см - для ліній напругою до 35 кВ і 18 см - для ліній вищої напруги. Зміна діаметра колоди на один погонний метр її довжини, яку називають *збігом*, згідно з технічними умовами повинна бути не більше 8 мм.

Дерев'яні опори недовговічні. Нижні їх частини, особливо в місці закопування в землю, а також у місцях врубів і гвинтових з'єднань руйнуються грибками - загнивають. Строк служби непвсосочених опор із сосни становить 3 ... 5 років. Просочування деревини антисептиками збільшує цей строк до 15 ... 20 років. Оскільки довгомірного лісу мало, дерев'яні опори складають з окремих частин: основного, стояка (довшої частини) і приставки (пасинка, короткої частини). Приставку з стояком з'єднують двома бандажами з сталюого дроту діаметром 4...6 мм або за допомогою хомутів і болтів. Для збільшення строку служби дерев'яних опор їх устанавлюють також на залізобетонних приставках, а

в місцях із слабким ґрунтом — на залізобетонних палях.



Мал. 1. 1. Залізобетонні опори ліній напругою 0,38 кВ:

а - проміжна; б — анкерна; в — кінцева з підкосом; г — кінцева з відтяжкою; 1 — стояк;
2 — траверса; 3 — відтяжка; 4 — якірна плита; 5 — плита під стояк; 6 — перекладка;
7 — скіс.

Дерев'яні опори ліній електропередачі напругою до 20 кВ (а іноді і 35 кВ) виготовляють одностояковими, а на лініях напругою 110 кВ і вище та для ліній 35 кВ з підвісними ізоляторами — двостояковими, П-подібними.

На повітряних лініях електропередачі останнім часом найбільше використовують залізобетонні опори. Останні потребують значно менше металу порівняно з металевими опорами, вони майже не потребують ремонту, завдяки чому різко знижуються експлуатаційні витрати. Міцність залізобетонних опор залежить від способу ущільнення бетону. Центрифуговані опори, виготовлені на відцентровим верстатах заводським способом, надзвичайно міцні, їх застосовують на лініях напругою 35...500 кВ.

Залізобетонні опори ліній напругою 0,38 кВ (мал. 3.1) здебільшого виготовляють з віброваного попередньо напруженого залізобетону. Щоб зменшити масу опори і витрату бетону, стояки виготовляють порожнистими на висоту 6,5 (4,5) м від основи.

Основним недоліком залізобетонних опор є їх порівняно велика маса,

утворення тріщин і сколювання захисного шару бетону. Для захисту опори від вологи стояк на висоту 2,8 м від основи ґрунтують розчином бітуму в бензині або гасі, а потім покривають бітумом у два шари.

Іноді при пошкодженні ізоляції від замикання на землю перегоряє арматура і розплавляється бетон залізобетонних опор. Тому всі металеві елементи опори (штирі, арматуру, траверси, оголовки тощо) треба надійно з'єднувати між собою і заземляти. Для заземлення, незалежно від питомого опору ґрунту, використовують заземлювач з круглої сталі діаметром 6 ... 8 мм завдовжки 1,8 м. Його приєднують до арматури, перед установленням опори обмотують навколо неї на довжину 1 м від основи і опускають у котлован разом із стояком. Якщо арматуру неможливо використати для заземлення, то всі металеві частини треба з'єднати і заземлити зовнішнім заземлюючим спуском.

Для ненаселеної місцевості опір заземлення залізобетонних опор не визначають, а для населеної місцевості він не повинен перевищувати 10 ... 30 Ом (при питомому опорі ґрунту відповідно 100 і 1000 Ом·м). Для забезпечення такого опору встановлюють додатковий заземлювач.

Високі експлуатаційні показники, простота обслуговування, можливість широкої індустріалізації виготовлення і монтажу сприяють щорічному збільшенню питомої ваги залізобетонних опор у будівництві електромереж.

На лініях напругою понад 35 кВ часто використовують металеві опори, виготовлені з сортової сталі марок ВСт-3 і ВСт-3пс. Крім того, їх використовують як відпайкові, анкерно - кутові і перехідні на лініях напругою до 220 кВ з залізобетонними проміжними опорами.

Істотним недоліком металевих опор є те, що вони потребують значних витрат металу і періодичного фарбування протягом експлуатації. Згідно з останніми вимогами металеві опори повинні бути оцинкованими. Монтують металеві опори на залізобетонних фундаментах, які можуть бути монолітними (виготовляють їх на місці монтажу опори) або збірними чи пальовими, виготовленими на заводі.

За призначенням опори повітряних ліній поділяють на *проміжні, анкерні, перехідні, кутові, трасопозиційні і спеціальні*.

Проміжні опори використовують для підтримування проводів на прямих ділянках в анкерних прольотах. При необірваних проводах ці опори не зазнають дії зусиль уздовж лінії; тому їх виготовляють простішими порівняно з іншими конструкціями опор, а отже, вони дешевші. Проміжні опори становлять 85 ... 90 % загальної кількості опор в лінії, тому спрощення конструкції і зменшення їх вартості дає значний економічний ефект. На однобічний натяг проміжні опори, не розраховують. При обриві проводів з одного боку опори провід у місці кріплення проковзує, що зменшує його натяг.

Анкерні опори призначені для жорсткого кріплення проводів і повинні витримувати однобічний натяг частини проводів (здебільшого двох). При обриві провода однобічний натяг сприймається анкерною опорою і тим самим усувається можливість поломки проміжних опор, не розрахованих на цей натяг. Закріплюють провід на анкерних опорах спеціальними затискачами або встановлюють на кожен фазу по два штирьові ізолятори. При використанні на лінії підвісних ізоляторів на анкерних опорах проводи закріплюють за допомогою двох гірлянд на фазу. Гірлянди ізоляторів на цих опорах ніби продовжують провід. До затискачів провода на кінцях гірлянд приєднують петлю, яка з'єднає проводи тієї самої фази суміжних з опорою прольотів і розміщується під траверсою.

На лініях напругою понад 110 кВ при великих перерізах проводів використовують по дві паралельні натяжні гірлянди ізоляторів. На прямих ділянках лінії з глухими затискачами відстань між анкерними опорами не нормується і досягає 10...15 км. На лініях з випускаючими затискачами при перерізі проводів 120 мм² і більше ця відстань повинна бути не більшою за 10 км, а при менших перерізах проводів — не більшою за 5 км.

Різновидністю анкерних опор є *кінцеві* опори, які встановлюють між власне повітряною лінією і розподільними пристроями. Ці опори постійно зазнають дії однобічного натягу, бо натяг проводів від розподільного пристрою завжди незначний.

Повітряні лінії передбачають обхід населених пунктів, аеродромів, боліт та інших об'єктів; тому їх траси непрямолінійні. Зміну напрямку траси виконують

на кутових опорах. *Кутом повороту лінії* вважають кут, який доповнює внутрішній кут лінії до 180° . У точці повороту лінії постійно діє сила натягу проводів, напрямлена по бісектрисі внутрішнього кута повороту траси. Кутові анкери використовують при значних кутах повороту (понад $10...20^\circ$).

Характерними для кутових опор є діагональні елементи—*розкоси*, які працюють на розтяг або стиск. Іноді в конструкціях кутових опор елементами, що працюють на розтяг, є сталеві троси — *розтяжки*.

При кутах повороту до 20° і рівному профілю траси дозволяється замість кутових використовувати проміжні опори. Відповідно змінюється спосіб закріплення проводів.

Транспозиційні опори призначені для зміни розміщення фази на лінії (транспозиції). Транспозиція застосовується на лініях напругою 110 кВ і більше при довжині лінії понад 100 км для вирівнювання індуктивного опору і ємності проводів відносно землі. У місцевих електромережах транспозицію не застосовують.

Перехідні опори використовують на великих прольотах (при переходах через річку, озеро, міжгір'я тощо). Ці опори можуть бути досить високими і перебувати під незрівноваженим тяжінням, оскільки на самому переході сприймають деяке послаблення проводів.

Відгалужувальні опори використовують для глухого відгалуження від лінії.

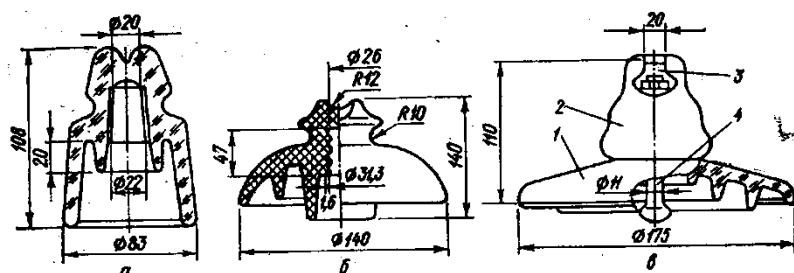
Ізолятори використовуються для ізолювання проводів повітряних ліній від опори і її конструктивних елементів. На відміну від апаратних і підстанційних ізолятори повітряних ліній називаються *лінійними*. Лінійні ізолятори виготовляють в основному з високоякісного фарфору і загартованого лужного або малолужного скла. Ці матеріали мають високі ізоляційні якості, досить високий опір під дією згинального моменту. Скло порівняно з фарфором має ряд переваг. Прозорість скляних ізоляторів дає змогу порівняно легко виявляти дефекти; При електричному пробіі скляні ізолятори здебільшого руйнуються, що полегшує виявлення місця пошкодження.

За конструктивним виконанням лінійні ізолятори повітряних ліній

поділяють на *штирьові і підвісні*. Перші використовують на лініях напругою до 35 кВ включно, другі - на лініях напругою 35 кВ і більше. Тип ізоляторів вибирають залежно від номінальної напруги, матеріалу опори і середовища.

Штирьові ізолятори для ліній напругою до 1000 В, а також для ліній 6—10 кВ виготовляють монолітними. У верхній частині є канавки для укладання провода (мал.3.2.,а,б), а в нижній - отвір з гвинтовою нарізкою для закручування ізолятора на штир або гак. Штир гайкою закріплюється на траверсі або спеціальній металевій частині опори, а гак вгвинчується в дерев'яний стояк опори.

На лініях низької напруги здебільшого використовують фарфорові ізолятори типу РФ, РФО, ТФ або скляні аналогічної будови типу НС (низьковольтний скляний НС-18, НС-16 для гаків або штирів діаметром відповідно 18 і 16 мм). На лініях 6 - 10 кВ найбільше поширені ізолятори типу ШФ (наприклад, ШФ10-Г) та скляні ізолятори ШС10-А і ШС10-Г (старі позначення ШСС-10 і ШЖБ10-С). На повітряних лініях напругою 20 кВ з дерев'яними опорами використовують ізолятори ШФ - 20, а з металевими і залізобетонними — ШФ-35. Між собою вони різняться лише розмірами. Конструкція штирьових ізоляторів для ліній 20—35 кВ подібна до конструкції ізоляторів ШФ10 і відрізняється лише тим, що тіло ізолятора складається з двох частин, скріплених цементом.



Мал. 3.2. Ізолятори повітряних ліній

а – скляний штирьовий НС - 18; б – фарфоровий штирьовий високовольтний ШФ – 10Г;
в – підвісний ПС – 40; 1 – фарфорове тіло ізолятора; 2 – “шапка” з ковкого чавуну; 3 – вушко;
4 – сталевий стержень

Для ліній напругою 35 кВ з дерев'яними опорами і проводами малих перерізів використовують ізолятори ШФ-35. При перерізах проводів понад 50 мм² на лініях напругою 35 кВ застосовують лише підвісні ізолятори

(рис. 3.2, в). На лініях напругою 35 кВ із середніми і великими перерізами проводів, а також на лініях вищої напруги застосовують підвісні фарфорові ізолятори типу ПФ класів 70, 160, 200 або підвісні скляні типу ПС класів 40, 70, 120, 160, 210, 300. За конструкцією і розмірами підвісні ізолятори, аналогічно до штирьових, мають виконання А, Б, В. На. відміну від штрихових ізоляторів, для яких число класу відповідає значенню номінальної напруги в кіловольтах, у підвісних ізоляторів клас ізолятора відповідає мінімальному руйнуючому електромеханічному навантаженню в кілоньютонах.

У позначенні ізоляторів зазначено тип і клас ізолятора, його виконання і номер стандарту (наприклад, ПС70 - Д - ізолятор підвісний скляний, руйнуюче електромеханічне навантаження 70 кН, конструктивне виконання Д).

На лініях, що проходять у забрудненій атмосфері, використовують ізолятори з підвищеною питомою довжиною шляху стікання (наприклад, ізолятори ПСГ70-А або ПСГ160 з довжиною шляху стікання 400 і 495 мм).

Залежно від напруги (35, 110, 150, 220, 330 кВ) підвісні ізолятори на лініях з металевими і залізобетонними опорами складають у гірлянді по 3, 7, 9, 13, 17 і більше, а з дерев'яними - по 2, 6, 8, 12, 16. У натяжних гірляндах для ліній напругою 150 кВ і вище беруть таку саму кількість ізоляторів, а для ліній 35 ... 110 кВ - на один більше.

Лінійна арматура використовується для кріплення ізоляторів до опор, а проводів - до ізоляторів. Її виготовляють здебільшого із сталі. Номенклатура її досить різноманітна.

Штирьові ізолятори, як було зазначено вище, закріплюють на опорах за допомогою гаків або штирів. Наприклад, для закріплення штирьових фарфорових і скляних ізоляторів на металевих і дерев'яних траверсах опор повітряних ліній напругою до 1 кВ використовують штирі С - 16, С - 14, С - 12, С - 16п, С - 14п, Д - 16, Д - 14, Д - 12, Д - 16п, Д - 14п. У цих позначеннях букви означають: С — стальна траверса, Д—дерев'яна траверса, п - проміжна опора; числа позначають діаметр верхнього кінця штиря в міліметрах.

Підвісні ізолятори в гірляндах з'єднують між собою за допомогою стержня 4 і «шапки» 2 (мал.3.2., в), а до траверси прикріплюють лінійною арматурою.

Для приєднання проводів до гірлянди підвісних ізоляторів використовують *затискачі*. До гірлянд, що в нормальному режимі займають вертикальне положення, підвішують підтримуючі затискачі. Провід у затискачі закладається в коритоподібне заглиблення і закріплюється натискними плашками і гвинтовим кріпленням.

До натяжних гірлянд провід кріплять за допомогою натяжних затискачів.

Основні габаритні параметри.

При перетині з іншими лініями електропередачі відстань між проводами різних ліній повинна становити не менше 1 м — для ліній низької напруги, 2 м — для ліній напругою 6—10 кВ і 3 м — для ліній напругою 35 кВ. При перетині ліній електропередачі різної напруги відстань між проводами різних ліній вибирають за допустимим значенням для лінії вищої напруги.

При визначенні відстані між проводами тієї самої лінії, довжини прольотів, а також габариту лінії враховують напругу лінії, тип опор і рельєф місцевості. Середні значення цих величин для різних номінальних напруг наведено нижче в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. Середні значення габаритних параметрів для різних номінальних напруг

Напруга, кВ	до 1	6...10	35	110	220	330	500
Довжина прольоту, м	30...50	50...100	150...200	170...250	250...350	300...400	350...450
Відстань між проводами , м	0,2...0,4	0,8...1,5	3...3,5	4...5	5...8	6...12,8	10,5...10, 9
Найменша відстань провода від землі,	6	6...7	6...7	6...7	7...8	7,5...8	8

м							
---	--	--	--	--	--	--	--

При проходженні повітряної лінії по ненаселеній місцевості габарит лінії беруть, як правило, меншим на 1 м від габариту лінії в населеній місцевості. Допускається спільне підвішування проводів лінії високої напруги (до 10 кВ) і лінії низької напруги в одних опорах. Відстань між ними повинна бути не менш як 1,5 м.

Крім того, на лінії високої напруги треба застосовувати підсилене кріплення проводів.