

**621.311**

**Л 641**

**Міністерство освіти і науки України  
Запорізька державна інженерна академія**

---



**В. В. Літвінов**

## **ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ**

**Навчально-методичний посібник**

*для студентів ЗДІА  
спеціальностей: «Гідроенергетика», «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
денної та заочної форм навчання*

Міністерство освіти і науки України  
Запорізька державна інженерна академія

*Затверджено до друку  
рішенням науково-методичної ради ЗДІА  
протокол № 1 від 25.11.2015р.*

## **ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ**

### **Навчально-методичний посібник**

*для студентів ЗДІА  
спеціальностей: «Гідроенергетика», «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
денної та заочної форм навчання*

*Рекомендовано до видання  
на засіданні кафедри ГЕ,  
протокол № 4 від 20.10.2015р.*

Запоріжжя  
ЗДІА  
2015

ББК 621.311  
Л 641

*В. В. Літвінов, к.т.н., доцент*

**Відповідальний за випуск:** *зав. кафедри ГЕ,  
д.т.н., професор О. В. Волков*

**Рецензенти:**

*С. М. Тиховод, д.т.н., доцент, завідувач кафедри теоретичних основ електротехніки Запорізького національного технічного університету;*

*Ю. Г. Качан, д.т.н., професор, завідувач кафедри електротехніки та енергетичного менеджменту Запорізької державної інженерної академії.*

**Літвінов В. В.**

Л 641 Електрична частина станцій та підстанцій: навчально-методичний посібник для студентів ЗДІА спеціальностей: «Гідроенергетика», «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм навчання / Літвінов В. В.; Запоріз. держ. інж. акад. – Запоріжжя: ЗДІА, 2015. – 96 с.

Даний науково-методичний посібник призначено для вивчення лекційного матеріалу, проведення практичних та самостійних занять, виконання розрахунково-графічної роботи з дисциплін: «Обладнання та проектування електричної частини станції» та «Електрична частина станцій та підстанцій» студентами спеціальностей «Гідроенергетика» та «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм навчання.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
<u>ТЕОРЕТИЧНИЙ КУРС.....</u>	6
1 <u>Електричні станції та підстанції.....</u>	6
1.1 Основні типи електричних станцій та їхні особливості.....	6
1.2 Технологічні процеси виробництва електроенергії на електричних станціях різних типів.....	8
1.3 Електричні підстанції, їхні типи та призначення.....	12
2 <u>Основне електричне обладнання.....</u>	14
2.1 Генератори.....	14
2.2 Трансформатори та автотрансформатори.....	17
2.3 Синхронні компенсатори.....	22
2.4 Системи збудження синхронних генераторів та компенсаторів.....	23
3 <u>Електричні апарати і струмопровідні частини.....</u>	27
3.1 Високовольтні вимикачі.....	27
3.2 Роз'єднувачі, короткозамикачі та відділювачі.....	33
3.3 Комутаційне обладнання до 1 кВ.....	38
3.4 Вимірювальні трансформатори струму та трансформатори напруги.....	43
3.5 Струмообмежувальні та шунтуючі реактори.....	49
3.6 Вентильні розрядники та обмежувачі перенапруги.....	52
3.7 Кабелі та проводи.....	55
3.8 Жорсткі шини.....	58
3.9 Ізолятори.....	59
4 <u>Головні схеми електричних станцій та підстанцій.....</u>	63
4.1 Загальні відомості про електричні схеми станцій і підстанцій.....	63
4.2 Головні схеми ТЕС та ТЕЦ.....	64
4.3 Головні схеми АЕС.....	66
4.4 Головні схеми ГЕС та ГАЕС.....	66
4.5 Головні схеми підстанцій.....	68
4.6 Схеми розподільчих установок.....	68
5 <u>Власні потреби електричних станцій та підстанцій.....</u>	71
5.1 Електричні двигуни у схемах власних потреб електричних станцій та підстанцій.....	71
5.2 Власні потреби ТЕС та ТЕЦ.....	73
5.3 Власні потреби АЕС.....	76

5.4 Власні потреби ГЕС та ГАЕС.....	78
5.5 Власні потреби підстанцій.....	80
6 <u>Теплові розрахунки обладнання у тривалих режимах.....</u>	81
6.1 Загальні питання теорії нагріву обладнання.....	81
6.2 Тепловий розрахунок провідників.....	82
6.3 Тепловий розрахунок електричних апаратів.....	83
7 <u>Стійкість обладнання в аварійних режимах.....</u>	84
7.1 Електродинамічна стійкість обладнання.....	84
7.2 Термічна стійкість обладнання.....	85
<u>РОЗРАХУНКОВО-ГРАФІЧНА РОБОТА.....</u>	88
8 <u>Визначення потужності трансформаторів електростанцій різних типів.....</u>	88
8.1 Визначення потужності трансформаторів зв'язку ТЕЦ.....	88
8.2 Визначення потужності блочних трансформаторів АЕС.....	91
8.3 Визначення потужності блочних трансформаторів ГЕС.....	92
8.4 Завдання на РГР та індивідуальні варіанти вихідних даних.....	94
ЛІТЕРАТУРА.....	96

## ВСТУП

Цей науково-методичний посібник призначено для допомоги студентам у набутті теоретичних та практичних знань про електричне обладнання та електричні схеми станцій різних типів (ТЕС, АЕС, ГЕС) та електричних підстанцій.

Електричне обладнання електричної станції (підстанції) можна поділити на три великі групи:

- основне силове обладнання, до якого відносяться генератори та силові трансформатори (автотрансформатори);
- допоміжне обладнання, до якого входять комутаційні апарати (вимикачі, роз'єднувачі, короткозамикачі, відділювачі, автоматичні вимикачі, контактори, тощо), вимірювальні трансформатори (струму та напруги), реактори (струмообмежувальні та шунтуючі) електричні провідники (гнучкі та жорсткі струмопроводи і кабелі), ізолятори, акумуляторні батареї;
- електричне обладнання власних потреб (електричні двигуни, статичне навантаження, дизель-генератори, тощо).

В навчально-методичному посібнику представлені головні схеми електричних з'єднань станцій різного типу та електричні схеми живлення їхніх власних потреб. Також розглянуті питання динамічної та термічної стійкості електрообладнання електричних станцій та підстанцій в аварійних режимах та теплові режими електрообладнання в нормальних експлуатаційних режимах.

Дисципліна «Електрична частина станцій та підстанцій», для допомоги в опануванні якої розроблено цей посібник, є однією з фундаментальних на спеціальностях «Гідроенергетика» та «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Також вона є базовою для подальшого успішного оволодіння такими дисциплінами як «Електромагнітні та електромеханічні перехідні процеси», «Релейний захист і автоматика», «Проектування електричної частини станції» та «Монтаж, налагодження, обслуговування та діагностика обладнання».

# ТЕОРЕТИЧНИЙ КУРС

## **1 Електричні станції та підстанції**

### *1.1 Основні типи електричних станцій та їхні особливості*

Електрична станція – це промислове підприємство, призначене для виробництва електроенергії шляхом перетворення інших видів енергії.

В залежності від використовуваного первинного енергоресурсу, електричні станції поділяють на наступні типи:

- теплові (ТЕС);
- атомні (АЕС);
- гідралічні (ГЕС);
- електричні станції, що використовують альтернативні джерела енергії (вітряні (ВЕС), сонячні (СЕС), приливні (ПЕС), геотермальні теплові (ГеоТЕС)).

Теплові електростанції використовують в якості первинного енергоресурсу такі види палива як вугільний пил, мазут або природний газ. Будь-яка ТЕС спроможна працювати щонайменше на двох видах природного палива, один з яких є основним, а другий – резервним. Найкращим паливом для ТЕС є природний газ, але, зважаючи на його високу вартість, він найчастіше використовується в якості резервного палива. Основним паливом для теплових станцій, найчастіше за все, є вугільний пил.

Якщо теплова електростанція окрім електричної енергії виробляє ще й теплову енергію, то вона має назву теплової електроцентрالی (ТЕЦ). ТЕЦ завжди знаходяться на території міст, або поблизу них, оскільки тепла енергія, на відміну від електричної, не може передаватись на великі відстані без значних втрат.

Атомні електростанції використовують енергію розщеплення атомного ядра. Ядерні реактори бувають одноконтурні (турбіну обертає радіоактивна пара) та двоконтурні (радіоактивна пара передає енергію чистій парі у теплообміннику, після чого турбіну обертає чиста пара). Двоконтурні реактори більш надійні, але мають менший ККД, ніж одноконтурні.

Гідралічні електростанції використовують відновлюване джерело енергії – кінетичну енергію води, яка забезпечується створенням напору води. В залежності від природних умов (рельєф місцевості, русло річки) напір створюється:

- греблею;
- деривацією.

Греблі, зазвичай, споруджуються на рівнинних річках. Деривація (створення напору за допомогою труб та каналів) властиве для гірських районів.

Особливим типом гідравлічних електростанцій є гідроаккумуляюча електрична станція (ГАЕС) – це електростанція, яка може працювати як у генераторному так і у насосному режимах. Вона використовується для вирівнювання добової неоднорідності графіка електричного навантаження. У нічний час ГАЕС працює в насосному режимі, перекачуючи воду з нижнього б'єфу у верхній. При цьому ГАЕС споживає дешеву електроенергію, оскільки нічні тарифи значно нижчі за денні. Під час ранішнього та вечірнього максимумів електроспоживання ГАЕС зливає воду з верхнього б'єфу у нижній через гідроагрегати, працюючи при цьому як звичайна ГЕС і виробляючи при цьому дорогу пікову електроенергію.

Споживання електроенергії у насосному режимі більше за генерацію у генераторному. Таким чином, чисто технічно ГАЕС неефективні та мають низький ККД. Однак, їхнє використання економічно ефективне, оскільки вони споживають дешеву електроенергію, а виробляють дорогу.

Малі ГЕС – це гідравлічні електростанції, що виробляють відносно малу кількість електричної енергії. Загальноприйнятого для всіх країн поняття малої ГЕС немає. В якості основної характеристики, яка визначає приналежність ГЕС до категорії «малих», прийнято їхню встановлену потужність.

В Україні мала ГЕС – це ГЕС, встановлена потужність якої не перевищує 10 МВт (для порівняння: в Російській Федерації МГЕС – це ГЕС до 30 МВт, у Швеції – до 2 МВт, у Німеччині – до 5 МВт).

Вітряні електричні станції перетворюють кінетичну енергію повітря у електроенергію. Крупні ВЕС можуть складатись зі 100 та більше вітрогенераторів. В Україні найвищим вітроенергетичним потенціалом володіють узбережжя Чорного та Азовського морів, вершини Карпатських та Кримських гір.

Сонячні електростанції перетворюють енергію сонячного випромінювання в електроенергію. На сучасних СЕС здійснюється пряме перетворення сонячної енергії в електричну за допомогою напівпровідникових сонячних батарей (фотоелементів). Таким чином, СЕС – це єдиний тип електричних станцій, який не використовує для отримання



електроенергії електричні генератори. Для будівництва СЕС потрібні великі території, тому СЕС іноді будуються на відчуженій території малих ГЕС.

Всі електричні станції об'єднуються в електроенергетичну систему. При цьому отримуються наступні переваги:

- за рахунок резервування джерел електроенергії підвищується надійність електропостачання споживачів;
- створюються умови для вирівнювання графіку навантаження;
- створюються умови для оптимального управління електроенергетичною системою.

### *1.2 Технологічні процеси виробництва електроенергії на електричних станціях різних типів*

Технологічна частина ТЕС. Схема технологічної частини ТЕС представлена на рис.1.

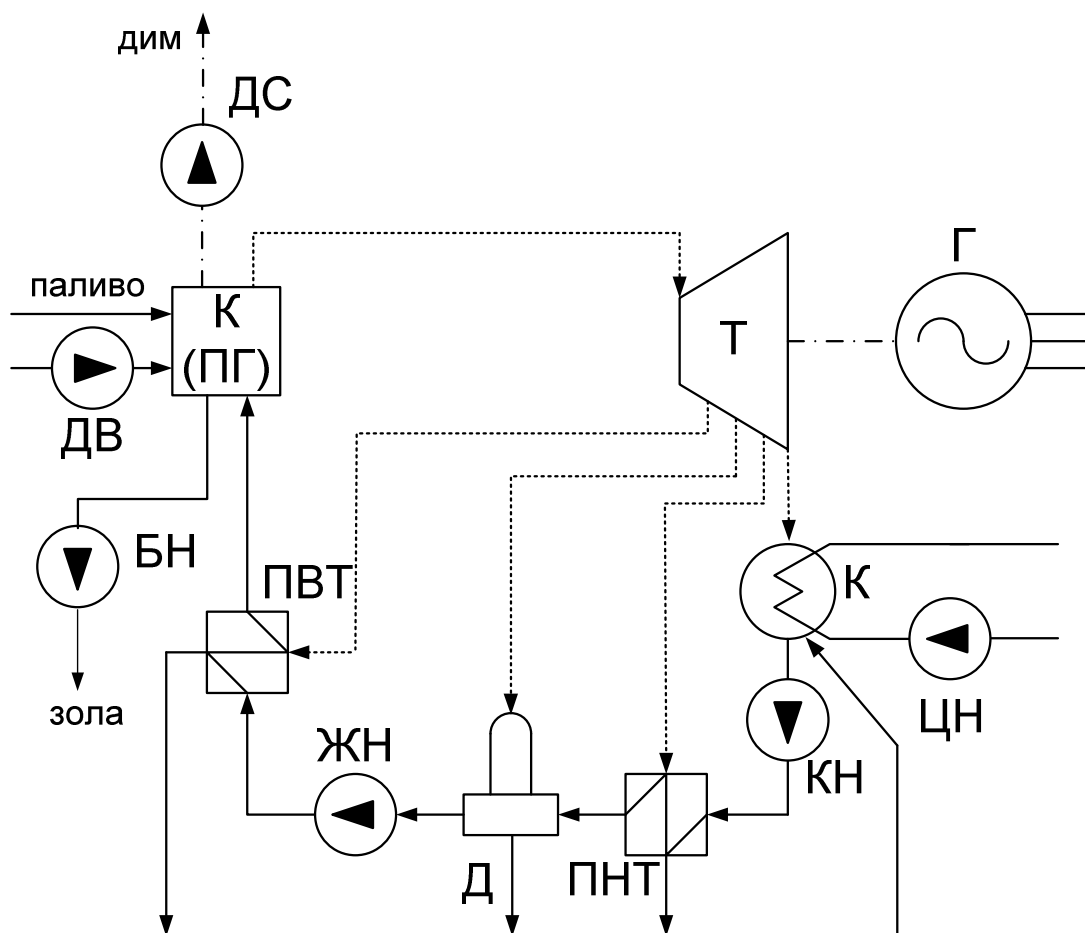


Рис.1 Технологічна частина ТЕС

На рис.1: К (ПГ) – котел (парогенератор); Т – турбіна; Г – генератор; К – конденсатор; ЦН – циркуляційний насос; КН – конденсатний насос; ПНТ – підігрівач низького тиску; Д – деаератор; ПВТ – підігрівач високого тиску; ЖН – живильний насос; ДВ – дуттєвий вентилятор; ДС – димосос; БН – багерний насос; штрих-пунктирними лініями показано трубопроводи пари; неперервними лініями показано трубопроводи води.

Технологічна схема ТЕС складається з декількох систем: паливоподавання, паливопідготування, основного пароводяного контуру, циркуляційного водопостачання та золовидалення. Пароводяний контур забезпечує обертання теплової турбіни і є основним контуром у технологічній схемі ТЕС. Цей контур формують такі елементи: котел (парогенератор), парова турбіна, конденсатор, конденсатний насос, підігрівачі низького та високого тиску, деаератор та живильний насос. Вода, що циркулює у цьому замкненому контурі, називається живильною, тобто очищеною від будь-яких домішок. Парогенератор представляє собою котел, у який з системи паливоподачі подається первинне паливо (вугільний пил, мазут або природний газ). У котлі це паливо спалюється і його енергія іде на перетворення живильної води у пару високого тиску ( $P = 24 \text{ МПа}$ ,  $t^\circ = 545^\circ \text{C}$ ), яка обертає турбіну із заданою швидкістю. Після проходження пари через турбіну її параметри (тиск та температура) значно зменшуються. Відпрацьована пара у конденсаторі перетворюється на воду шляхом охолодження пари водою, яка циркулює у охолоджувальному контурі завдяки дії циркуляційного насосу. Джерелом охолоджувальної води є найближчий природний резервуар (річка, озеро, тощо).

Отримана живильна вода проходить через підігрівачі низького тиску, у яких її параметри підвищуються, та деаератор, у якому має місце видалення повітря, що потрапило до замкненого контуру. Після деаератора у пароводяному контурі розташовано живильний насос, завдяки дії якого суттєво підвищується тиск живильної води. Після живильного насосу у підігрівачі високого тиску живильна вода підігрівається до максимально можливих параметрів і потрапляє у парогенератор (котел) де перетворюється на пару.

Підігрівання живильної води у підігрівачах здійснюється завдяки відбору частково відпрацьованої пари з парової турбіни. Після підігрівання живильної води відібрана пара сама перетворюється на воду та зливається у конденсатор. Зола, що утворюється у парогенераторі через спалювання палива, видаляються з нього через систему золовидалення за допомогою

багерного насосу. Газоподібні продукти горіння виводяться з парогенератора через димосос.

Технологічна частина АЕС. Технологічні схеми АЕС бувають одноконтурними (турбіну обертає радіоактивна пара) та двоконтурними (радіоактивна пара передає енергію у теплообміннику чистій парі, яка обертає турбіну). Двоконтурні АЕС безпечніші, але мають менший ККД. Схема технологічної частини двоконтурної АЕС представлена на рис.2.

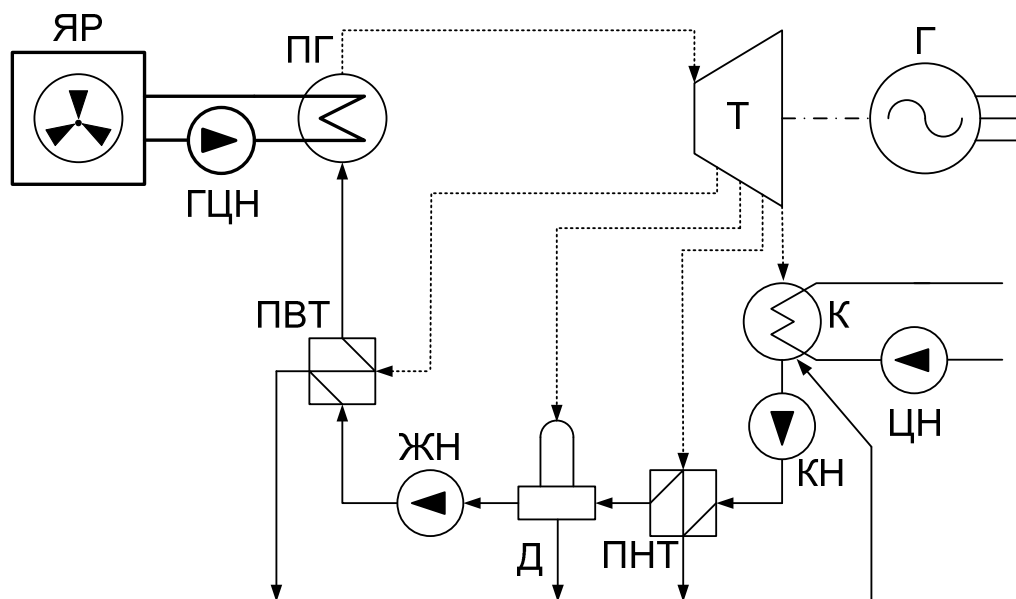


Рис.2 Технологічна частина двоконтурної АЕС

На рис.2: ЯР – ядерний реактор; ПГ – парогенератор; ГЦН – головний циркуляційний насос; Т – турбіна; Г – генератор; К – конденсатор; ЦН – циркуляційний насос; КН – конденсатний насос; ПНТ – підігрівач низького тиску; Д – деаератор; ПВТ – підігрівач високого тиску; ЖН – живильний насос; штрих-пунктирними лініями показано трубопроводи пари; неперервними лініями показано трубопроводи води.

Технологічний процес основного пароводяного контуру та обертання турбіни майже ідентичний до процесу, що відбувається у технологічній частині ТЕС. Суттєво відрізняється контур первинного джерела енергії. Він складається з ядерного реактора, у якому виділяється енергія внаслідок процесу напіврозпаду радіоактивного елементу (найчастіше це діоксид урану  $UO_2$ ), та головного циркуляційного насосу. Радіоактивна пара, завдяки головному циркуляційному насосу, циркулює в парогенераторі, перетворюючи живильну воду на пару ( $P = 16 \text{ МПа}$ ,  $t = 320 \text{ }^\circ\text{C}$ ), яка обертає

турбіну. Слід відмітити, що параметри пари на виході парогенератора АЕС значно нижчі за параметри пари на виході парогенератора ТЕС.

Головний циркуляційний насос є найбільш відповідальним механізмом на АЕС, оскільки в разі його зупинення припиниться подання пари в парогенератор, в ядерному реакторі виникне надлишок енергії і, в разі не зупинення реакції напіврозпаду радіоактивного елементу, відбудеться вибух реактору.

Технологічна частина ГЕС. В Україні майже всі ГЕС – гребельні. Єдина дериваційна ГЕС – це Тересля-Рікська ГЕС у Закарпатській Україні. На рис.3 приведена технологічна схема гребельної ГЕС руслового типу.

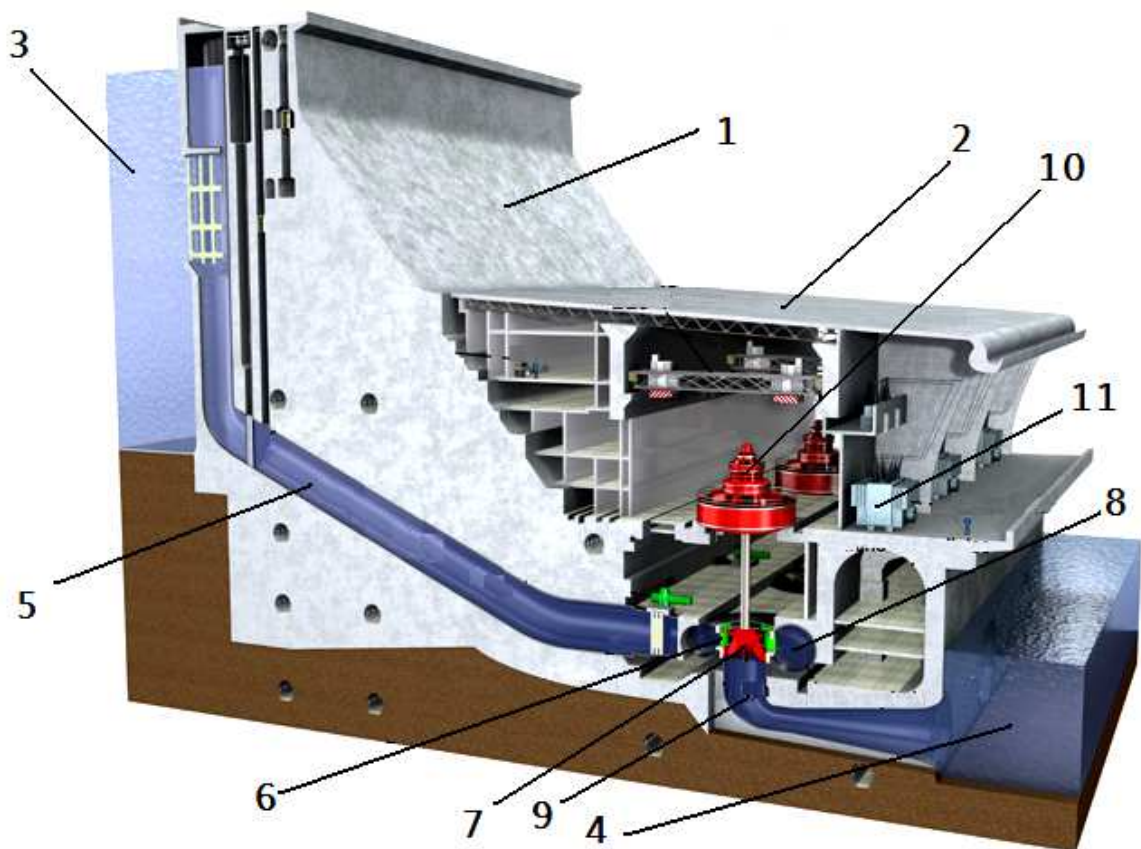


Рис.3 Технологічна схема ГЕС

На рис.3: 1 – гребля; 2 – машинна зала; 3 – верхній б'єф (водоприймач); 4 – нижній б'єф; 5 – водовід; 6 – направляючий апарат; 7 – робоче колесо турбіни; 8 – спіральна камера; 9 – відсмоктувальна труба; 10 – гідрогенератор; 11 – трансформатор.

На гребельній ГЕС водяний напір створюється греблею, яка перегороджує річку від одного берега до іншого. Під греблею, або в її тілі,

розташовується машинна зала у якій знаходяться гідроагрегати, що складаються з гідравлічної турбіни та електричного генератора. В тілі греблі проходить напірний водовід, рухаючись по якому вода потрапляє у спіральну камеру у якій відбувається перетворення поступального руху води на обертальний та забезпечується рівномірний розподіл води по робочому колесу турбіни. Регулювання об'єму води, що потрапляє на робоче колесо турбіни здійснюється направляючим апаратом. Вода, що пройшла крізь робоче колесо турбіни та спричинила його обертання через відсмоктувальну трубу, призначенням якої є відведення відпрацьованої води від турбіни, потрапляє до нижнього б'єфу. Обертання турбіни призводить до обертання гідрогенератора, який жорстко з'єднаний з нею валом.

### *1.3 Електричні підстанції, їхні типи та призначення*

Електрична підстанція – це електроустановка, призначена для перетворення та розподілу електроенергії. В залежності від свого призначення, підстанції поділяються на трансформаторні і розподільчі.

Трансформаторні підстанції – це підстанції на яких відбувається перетворення електричної енергії одного рівня напруги в електроенергію іншого рівня напруги. Основним елементом трансформаторних підстанцій є силові трансформатори або автотрансформатори.

Розподільчі підстанції – це підстанції, на яких виконується тільки розподілення електроенергії. Трансформатори на таких підстанціях відсутні.

Всі схеми підстанцій є типовими. Для забезпечення структурної надійності на кожній підстанції встановлюється щонайменше два трансформатори або автотрансформатори. Трансформаторні підстанції в залежності від свого місця розташування та призначення поділяються на:

- тупикові (споживчі);
- транзитні (вузлові);
- відгалуджувальні.

Електричні схеми підстанцій приведені на рис.4.

Тупикова підстанція (рис.4,а) призначена для безпосереднього живлення споживачів. Живлення тупикової підстанції здійснюється двома паралельними лініями електропередачі, що завжди розташовані на двох окремих одноланцюгових лініях електропередачі. Перетік потужності по тупиковим лініям та підстанціям завжди здійснюється в один бік: від джерела енергії (енергосистеми) до споживачів.

Відгалуджувальні підстанції (рис.4,б), як і тупикові, призначені для безпосереднього живлення споживачів. Їхньою відмінністю є те, що вони отримують живлення з відгалуження від транзитної лінії електропередачі, або (що найчастіше має місце) від двох паралельних одноланцюгових чи дволанцюгових ліній електропередачі.

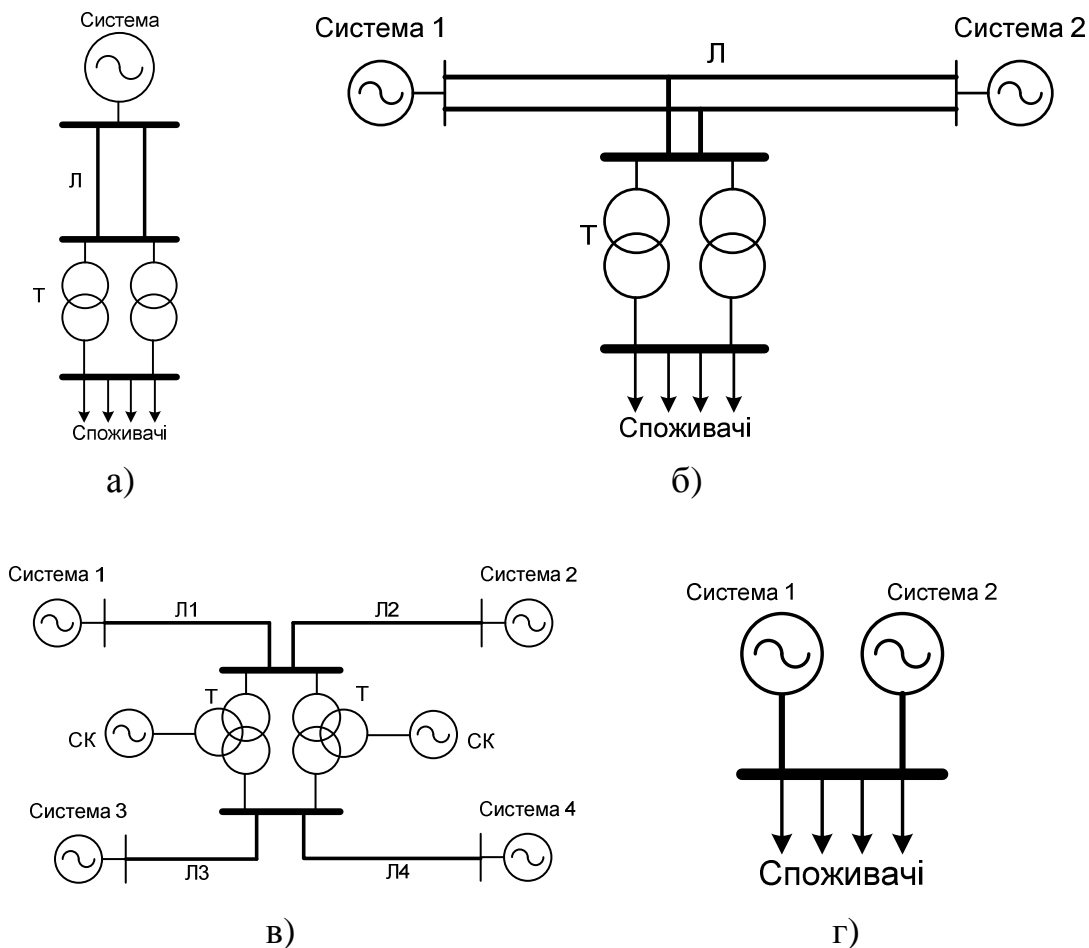


Рис.4 Електричні схеми підстанцій

(а – тупикова підстанція; б – відгалуджувальна підстанція;  
в – транзитна підстанція; г – розподільча підстанція)

Транзитні підстанції (див. рис.4,в) – це підстанції, які формують вузли електроенергетичної системи. З обох боків транзитної підстанції до неї підходять транзитні лінії електропередачі відповідних класів напруги, які забезпечують перетоки потужності в одну або іншу сторону в залежності від режиму роботи електроенергетичної системи. На транзитних підстанціях часто встановлюють синхронні компенсатори (СК) – синхронні машини, які працюють в режимі двигуна на неробочому ході і призначені для підтримання (компенсування) балансу реактивної потужності в електроенергетичній системі.

Розподільчі підстанції (див. рис.4,г) не мають трансформаторів і їхнім призначенням є розподіл електроенергії між споживачами на одному рівні напруги. Розподільчі підстанції, зазвичай, отримують живлення від двох незалежних джерел живлення, одне з яких є основним, а інше резервним.

## **2 Основне електричне обладнання**

### *2.1 Генератори*

Генератор – це електрична машина, призначенням якої є перетворення механічної енергії обертання турбіни на електричну енергію. В якості генераторів найчастіше використовуються синхронні машини (на ВЕС та малих ГЕС іноді використовують асинхронні машини).

В залежності від типу турбіни, до якої приєднують генератор, вони поділяються на:

- турбогенератори – під'єднуються до парових турбін ТЕС та АЕС;
- гідрогенератори – під'єднуються до гідравлічних турбін ГЕС.

Синхронна машина – це машина змінного струму, у якій швидкість обертання ротора дорівнює швидкості обертання поля статора. Статор синхронної машини виконується з шихтованої електротехнічної сталі. В пазах статора закладається трифазна обмотка змінного струму. Ротор синхронної машини має обмотку збудження, що живиться постійним струмом від системи збудження.

За конструкцією ротор може виконуватись неявнополюсним та явнополюсним. Неявнополюсний ротор використовується у швидкохідних машинах зі швидкістю обертання 750 об/хв і більше, призначених для з'єднання з паровою турбіною. Явнополюсний ротор використовується у тихохідних машинах зі швидкістю обертання до 750 об/хв, призначених для з'єднання з гідравлічною турбіною. Таким чином, неявнополюсні синхронні генератори використовуються в якості турбогенераторів на ТЕС та АЕС, а явнополюсні синхронні генератори використовуються в якості гідрогенераторів на ГЕС.

Конструкція турбогенератора представлена на рис.5. На рис.5: 1 – статор; 2 – ротор; 3 – електромашинний збуджувач; 4 – система охолодження; 5 – корпус генератора.

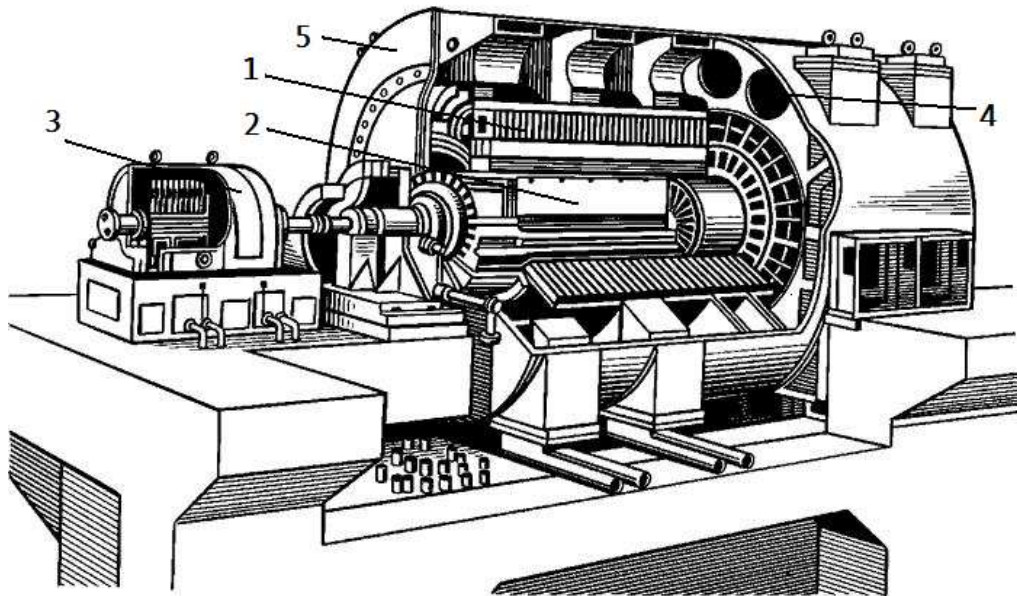


Рис.5 Турбогенератор

Конструкція гідрогенератора представлена на рис.6. На рис.6: 1 – статор; 2 – ротор; 3 – вал; 4 – підп'ятник; 5 – система охолодження; 6 – перекриття (хрестовина).

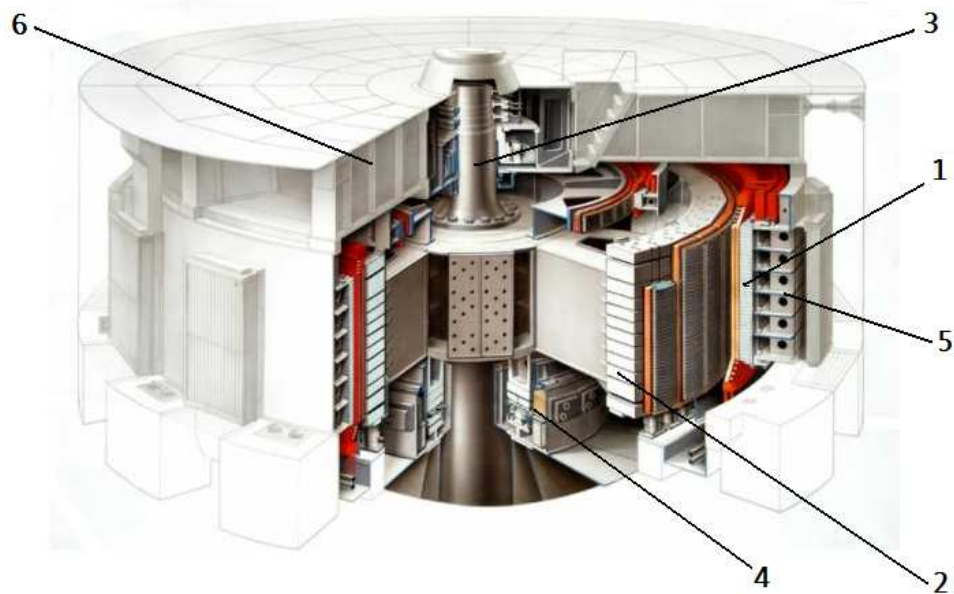


Рис.6 Гідрогенератор

Синхронні генератори описуються наступними паспортними даними:

$S_{ном}$  - номінальна повна потужність [МВА];

$P_{ном}$  - номінальна активна потужність [МВт];

$U_{ном}$  - номінальна напруга статора [кВ];



$I_{ном}$  - номінальний струм статора [кА];  
 $\cos \varphi_{ном}$  - номінальний коефіцієнт потужності;  
 $\eta_{ном}$  - номінальний ККД [%];  
 $GD^2$  - маховий момент ротора [т·м<sup>2</sup>];  
 $u_{f-ном}$  - номінальна напруга збудження [В];  
 $i_{f-ном}$  - номінальний струм збудження [А];  
 $x_d$  - синхронний опір за повздожньою віссю [в.о];  
 $x_q$  - синхронний опір за поперечною віссю [в.о];  
 $x'_d$  - перехідний опір за повздожньою віссю [в.о];  
 $x''_d$  - надперехідний опір за повздожньою віссю [в.о];  
 $x''_q$  - надперехідний опір за поперечною віссю [в.о];  
 $n_{ном}$  - номінальна швидкість обертання ротора [об/хв];  
 $p$  - число пар полюсів ротора.

Співвідношення між основними параметрами синхронного генератора наступні:

$$P_{ном} = S_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}; \quad (1)$$

Активні потужності гідрогенераторів ГЕС (без урахування малих ГЕС) знаходяться в межах від 2,6 МВт (гідрогенератор власних потреб Дніпровської ГЕС (Україна)) до 700 МВт (гідрогенератори ГЕС «Три ущелини» (Китай)).

Активні потужності турбогенераторів знаходяться в межах від 2,5 МВт (встановлюються на ТЕЦ промислових підприємств) до 1000 МВт (енергоблоки АЕС України та Російської Федерації).

Напруги статора турбогенераторів та гідрогенераторів обираються зі стандартного ряду напруг: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 20; 24 кВ.

Номінальний коефіцієнт потужності генераторів лежить в межах 0,8...0,9. Номінальний ККД генераторів змінюється в межах 92...99%.

Позначення генератора (турбо- або гідро-) на електричних схемах має вигляд, представлений на рис.7.

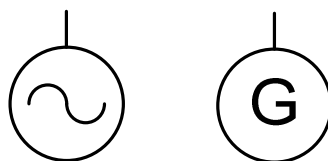


Рис.7 Позначення генератора на електричних схемах

Маркування турбогенераторів. Тип турбогенератора вказується у його маркуванні, яке записується наступним чином:

**XXX- $P_{ном}$ -2р,**

де **XXX** – це конструктивне виконання турбогенераторів: Т – турбогенератор з непрямым повітряним охолодженням, ТВ – турбогенератор з непрямым водневим охолодженням; ТВФ – турбогенератор з непрямым водневим охолодженням статора та прямим водневим охолодженням ротора; ТГВ – турбогенератор з прямим охолодженням ротора та статора воднем; ТВВ – турбогенератор з прямим охолодженням ротора воднем, а статора – водою, ТВМ – турбогенератор з прямим охолодженням ротора водою, а статора маслом;  $P_{ном}$  – номінальна активна потужність турбогенератора, МВт; **2р** – число полюсів турбогенератора.

Маркування гідрогенераторів. Тип гідрогенератора вказується у його маркуванні, яке записується наступним чином:

**XXX-  $D_{ст}/H_{ст}$  -2р,**

де **XXX** – це конструктивне виконання гідрогенераторів: СВ – синхронний вертикальний гідрогенератор з повітряним охолодженням статора і ротора, СВФ – синхронний вертикальний гідрогенератор з водяним охолодженням статора та форсованим повітряним охолодженням ротора, СВВ – синхронний вертикальний гідрогенератор з водяним охолодженням статора і ротора, СГ – синхронний горизонтальний гідрогенератор з повітряним охолодженням статора і ротора, СГК – синхронний горизонтальний капсульний гідрогенератор з повітряним охолодженням статора і ротора, СГКВ – синхронний горизонтальний капсульний гідрогенератор з водяним охолодженням статора і ротора, СВО – синхронний вертикальний обернений генератор-двигун (для ГАЕС);  $D_{ст}$  – внутрішній діаметр статора (діаметр ротора) гідрогенератора, см;  $H_{ст}$  – довжина активної частини статора (ротора), см; **2р** – число полюсів гідрогенератора.

## *2.2 Трансформатори та автотрансформатори*

Трансформатор – це статичний електромагнітний пристрій, призначений для перетворення електроенергії одного рівня напруги в електроенергію іншого рівня напруги.

За своїм призначенням у електричній схемі станції силові трансформатори поділяються на:

- блочні трансформатори, що використовуються для підвищення рівня напруги електроенергії, що виробляється генератором, для її передавання в енергосистему;
- трансформатори власних потреб, що використовуються для пониження рівня напруги електроенергії, яка віддається на власні потреби станції;
- трансформатори та автотрансформатори зв'язку, що призначені для з'єднання розподільчих установок різних класів напруги.

Автотрансформатор – це трансформатор, первинна та вторинна обмотки якого мають електричний зв'язок. Через це автотрансформатори застосовуються лише у випадках, коли обидві його обмотки працюють з однаковим режимом роботи нейтралі.

За конструктивним виконанням трансформатори поділяються на трифазні та однофазні. Перевагами трифазних трансформаторів є:

- нижчі на 10-12% втрати електроенергії у порівнянні з групою з трьох однофазних трансформаторів;
- вартість одного трифазного трансформатора є меншою за вартість трьох однофазних трансформаторів тієї ж потужності.

В той же час, найбільша потужність трифазних трансформаторів обмежена значенням 1250 МВА. Через це, за необхідності передати через трансформатор більшу потужність (зазвичай, це стосується трансформаторів та автотрансформаторів зв'язку), використовується група з трьох однофазних трансформаторів. Трифазні електричні схеми підключення трифазних та групи однофазних трансформаторів представлені на рис.8.

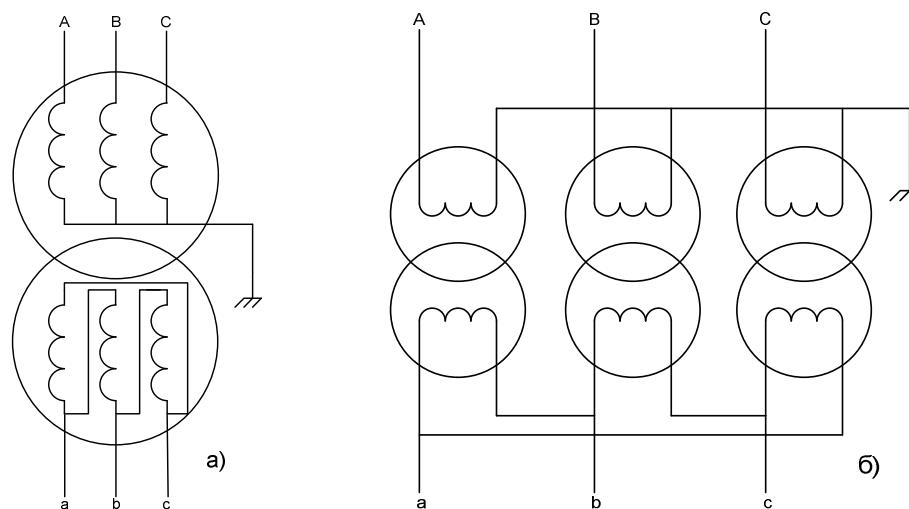


Рис.8 Схеми підключення до мережі:

а) трифазного трансформатора; б) групи з трьох однофазних трансформаторів

Структурну схему однофазного маслонаповненого трансформатора представлено на рис.9.

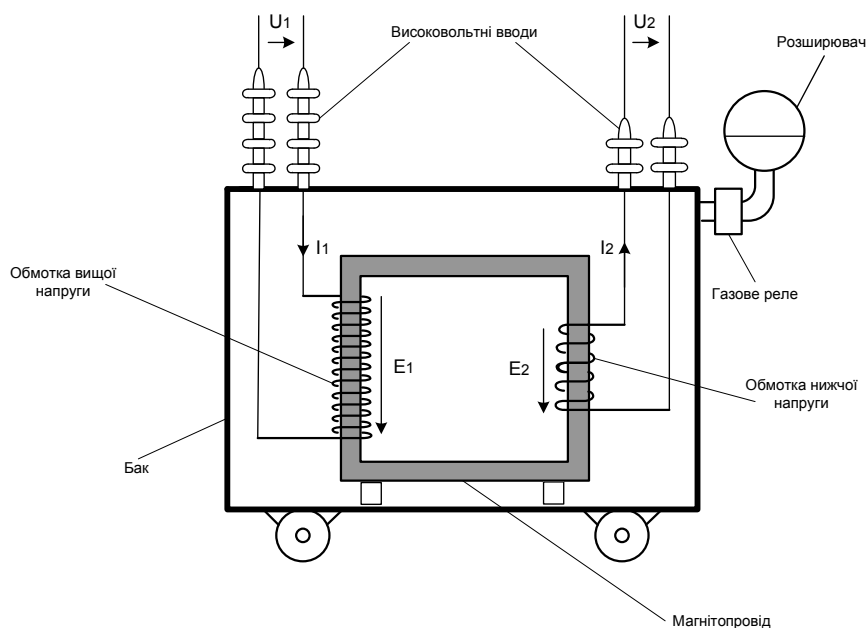


Рис.9 Однофазний маслонаповнений трансформатор

Конструкцію трифазного маслонаповненого трансформатора представлено на рис.10.

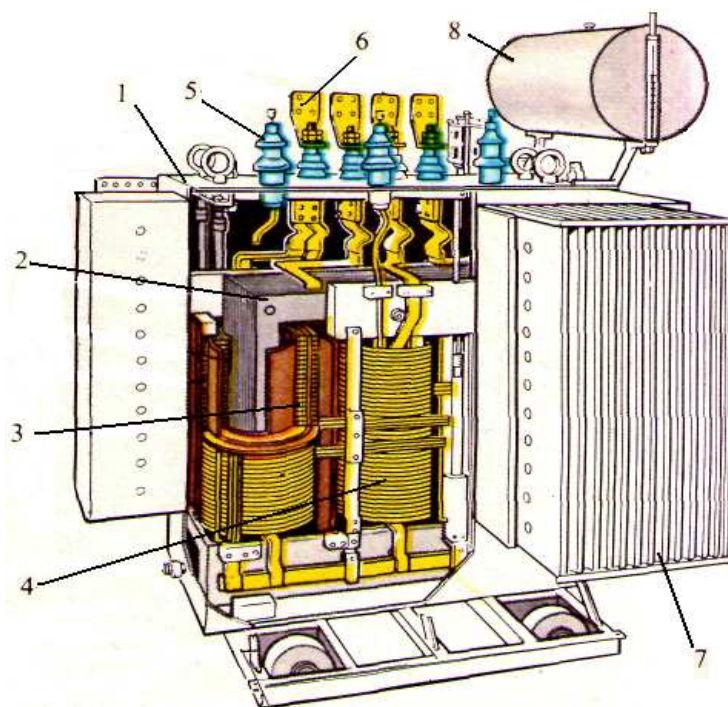


Рис.10 Трифазний маслонаповнений трансформатор

На рис.10: 1 – бак, 2 – магнітопровід, 3 – обмотка вищої напруги, 4 – обмотка нижчої напруги, 5 – високовольтні вводи вищої напруги, 6 – високовольтні вводи нижчої напруги, 7 – навісний радіатор охолодження, 8 – розширювач.

За кількістю обмоток силові трансформатори поділяються на:

- двохобмоткові, на магнітопроводі яких розташовані дві обмотки: обмотка вищої напруги та обмотка нижчої напруги;
- трьохобмоткові, на магнітопроводі яких розташовані три обмотки: вищої напруги, середньої напруги та нижчої напруги;
- двохобмоткові з розщепленою обмоткою: обмотка нижчої напруги таких трансформаторів розділена на дві напівобмотки для зниження струмів короткого замикання.

Двохобмоткові трансформатори (автотрансформатори) описуються наступними паспортними даними:

$S_{ном}$  - номінальна повна потужність [МВА];

$U_{1ном}$  - номінальна напруга первинної обмотки [кВ];

$U_{2ном}$  - номінальна напруга вторинної обмотки [кВ];

$I_{1ном}$  - номінальний струм первинної обмотки [А];

$I_{2ном}$  - номінальний струм вторинної обмотки [А];

$i_{НХ}$  - струм неробочого ходу [%];

$u_{КЗ}$  - напруга короткого замикання [%];

$P_{НХ}$  - втрати неробочого ходу [кВт];

$P_{КЗ}$  - втрати короткого замикання [кВт];

Група з'єднання обмоток (Y/Y-0; Δ/Δ-0; Y/Δ-11).

Номінальною потужністю трансформатора є граничне значення повної потужності, яку на протязі тривалого часу може передавати через себе трансформатор, за номінального значення напруг та нормальної роботи системи охолодження.

Номінальні напруги обмоток – це напруги первинної та вторинної обмоток трансформатора за його неробочого ходу. Коефіцієнт трансформації силового трансформатора визначається як:

$$K_{Tp} = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}. \quad (2)$$

Напруга короткого замикання – це напруга (у відсотках від номінальної) при підведенні якої до однієї з обмоток трансформатора при

замкнених накоротко інших обмотках, в них протікає струм, що дорівнює номінальному.

Струм неробочого ходу – це струм (у відсотках від номінального), що протікає в одній з обмоток трансформатора, якщо інші його обмотки розімкнені.

Втрати неробочого ходу та втрати короткого замикання характеризують втрати електроенергії у магнітопроводі та обмотках трансформатора відповідно. Втрати неробочого ходу залежать від величини напруги, що прикладена до обмоток трансформатора, а втрати короткого замикання – від величини струму, що протікає по обмотках.

Позначення трансформаторів та автотрансформаторів на електричних схемах представлено на рис.11.

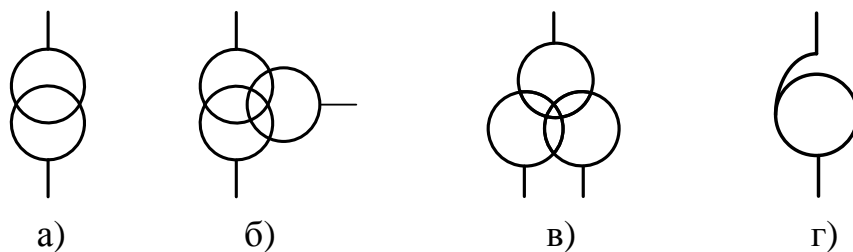


Рис.11 Позначення трансформаторів на електричних схемах

а) двохобмотковий трансформатор, б) трьохобмотковий трансформатор, в) трансформатор з розщепленою обмоткою, г) автотрансформатор

Якщо трансформатор має у своєму позначенні на схемі стрілку, значить він має пристрій регулювання коефіцієнту трансформації під напругою.

Маркування трансформаторів. Тип трансформатора вказується у його маркуванні, яке записується наступним чином:

$$XXX-S_{ном}/U_{ВН}$$

де **XXX** – це тип трансформатора, його системи охолодження та наявність пристроїв регулювання під напругою: А – автотрансформатор, Т – трифазний, О – однофазний, Р – розщеплена обмотка низької напруги, С – сухий, М – маслонаповнений з природним охолодженням, Д – маслонаповнений дуттєвим охолодженням, Ц – маслонаповнений з циркуляційним охолодженням, ДЦ – маслонаповнений з дуттєво-циркуляційним охолодженням, Т (після маркування системи охолодження) – трьохобмотковий, Н – наявність пристрою регулювання під напругою; **S<sub>ном</sub>** – номінальна повна потужність трансформатора; **U<sub>ВН</sub>** – номінальна вища напруга трансформатора.

### 2.3 Синхронні компенсатори

Синхронним компенсатором називається синхронна машина що працює у двигуновому режимі без навантаження. В залежності від величини струму збудження компенсатор може споживати реактивну потужність або видавати її в мережу. Основним призначенням синхронного компенсатора є регулювання балансу реактивної потужності та напруги у вузлах мережі.

В конструктивному виконанні синхронний компенсатор подібний до турбогенератора, але виконаного на відносно низьку швидкість обертання (500–1000 об/хв). Ротор синхронного компенсатора при цьому є явнополюсним, тобто подібним до ротора гідрогенератора або синхронного двигуна. Конструкція синхронного компенсатора представлена на рис.12.

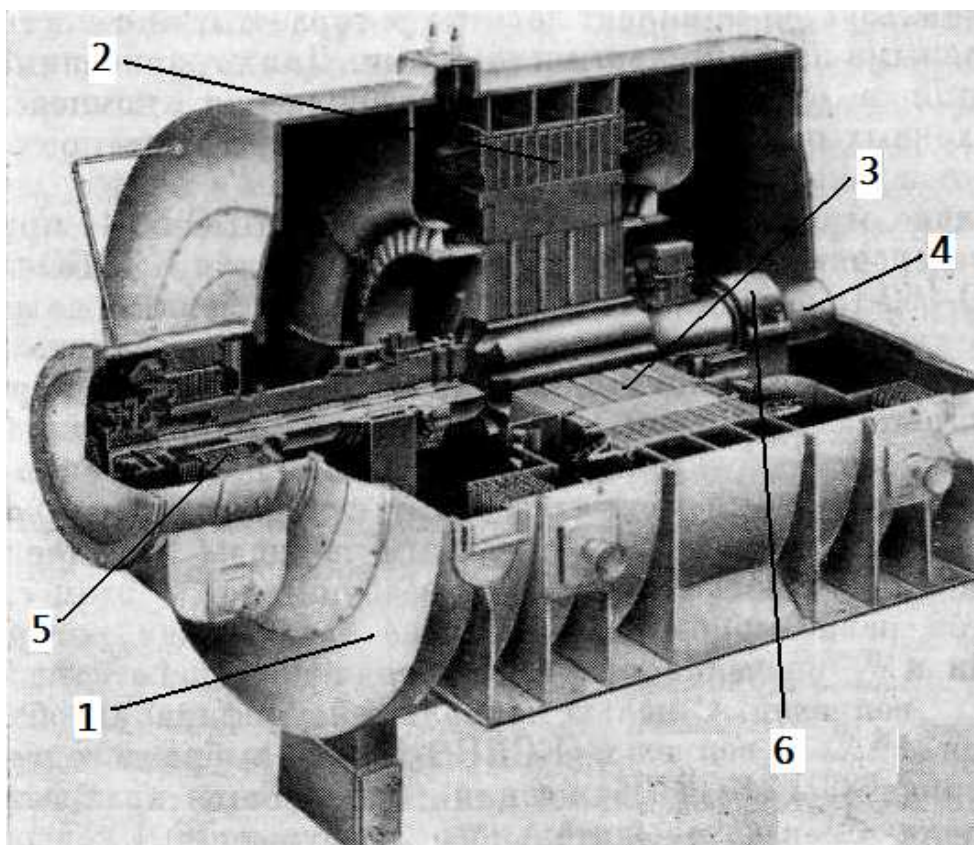


Рис.12 Синхронний компенсатор

На рис.12: 1 – корпус, 2 – статор, 3 – ротор, 4 – вал, 5 – електромашинний збуджувач, 6 – підшипник.

Головною відмінністю синхронного компенсатора від синхронного генератора є полегшена конструкція всіх його вузлів через те, що він за активною потужністю працює в режимі близькому до неробочого ходу.

Синхронні компенсатори описуються паспортними даними, які є повністю ідентичними паспортним даним синхронного генератора.

Синхронні компенсатори, зазвичай, встановлюються на потужних електричних підстанціях (див. рис.4,в) що віддалені від вузлів генерації. На електростанціях будь-якого типу встановлювати синхронні компенсатори не має сенсу через те, що синхронні генератори будь-якого типу здатні регулювати реактивну потужність в достатньо широкому діапазоні. Крім того, гідрогенератори, через особливості технологічного процесу, які роблять їх дуже маневровими, можуть працювати в режимі синхронного компенсатора, якщо перекрити потік води, видалити з камери робочого колеса турбіни воду та перевести гідрогенератор в двигуновий режим.

Синхронні компенсатори, призначені для встановлення на підстанціях, мають діапазон номінальних повних потужностей від 5 МВА до 250 МВА.

Типи та маркування синхронних компенсаторів. Тип синхронного компенсатора вказується у його маркуванні, яке записується наступним чином:

$$\text{XXX}-S_{\text{ном}}/U_{\text{ном}}$$

де **XXX** – це тип компенсатора: КС – компенсатор синхронний з повітряним охолодженням, КСВ – компенсатор синхронний з водневим охолодженням;  $S_{\text{ном}}$  – номінальна повна потужність [кВА];  $U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга статора.

На електричній схемі синхронний компенсатор позначається так само як і синхронний генератор (див. рис.7), тільки у випадку літерного позначення, компенсатор позначається замість літери «G» літерою «С».

#### *2.4 Системи збудження синхронних генераторів та компенсаторів*

Система збудження синхронного генератора (компенсатора) є одним з найважливіших вузлів електричної машини. Її призначенням є живлення обмотки збудження синхронної машини постійним струмом, який створює обертове магнітне поле синхронного генератора (компенсатора). Для забезпечення можливості регулювання реактивної потужності генератора (компенсатора) у системі збудження має бути передбачена можливість автоматичного регулювання струму збудження.

До систем збудження висувають наступні вимоги:

- мають забезпечувати надійне живлення обмотки збудження;
- мають забезпечувати плавне регулювання струму збудження;



- мають забезпечувати форсування (різке збільшення струму збудження) в аварійних режимах електричної мережі.

Потужність систем збудження складає 20-50% від номінальної потужності генератора. Оскільки генератори електростанцій та компенсатори підстанцій, зазвичай, мають велику потужність, необхідне потужне джерело постійного струму, здатне забезпечити необхідну потужність системи збудження. Акумуляторні батареї для такої мети не підходять через відносно малу потужність. Основними джерелами живлення системи збудження є:

- генератори постійного струму;
- тиристорні перетворювачі.

В залежності від того, яке джерело живлення застосовується в системі збудження вони поділяються на електромашинні та тиристорні. Електромашинні системи збудження історично виникли раніше, але, в процесі розвитку напівпровідникової перетворювальної техніки, були витиснені тиристорними.

З точки зору первинного джерела енергії для системи збудження вони поділяються на незалежні системи та системи самозбудження. Нижче приведені схеми найбільш поширених систем збудження: незалежної електромашинної та тиристорного самозбудження.

Незалежне електромашинне збудження. Схема незалежного електромашинного збудження приведена на рис.13.

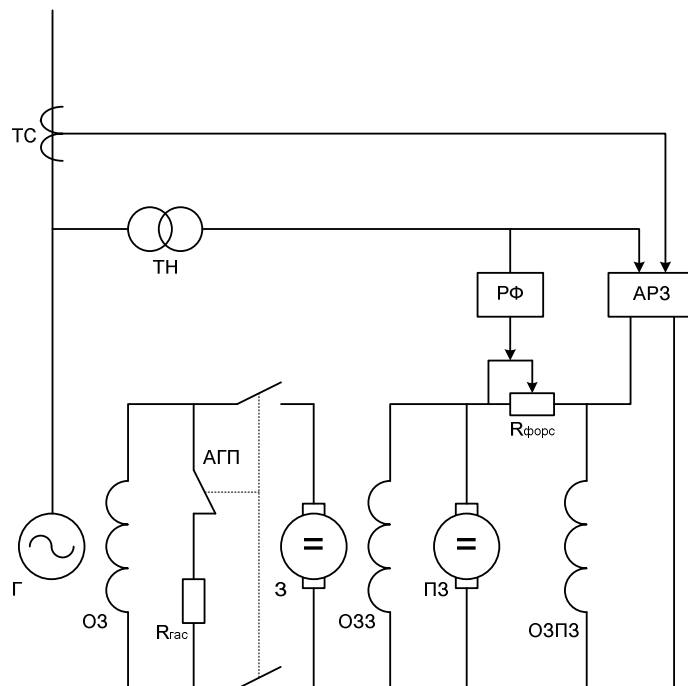


Рис.13 Електромашинна система збудження

Синхронний генератор Г має обмотку збудження ОЗ. Джерелом струму збудження є збуджувач З (генератор постійного струму), який, в свою чергу, має свою обмотку збудження ОЗЗ. Живлення обмотки збудження збуджувача відбувається від підзбуджувача ПЗ – генератора постійного струму, потужність якого значно менша за потужність збуджувача. Струм в обмотці збудження підзбуджувача ОЗПЗ регулюється автоматичним регулятором збудження АРЗ, який отримує інформацію про напругу та струм обмотки статора генератора від трансформатора напруги ТН та трансформатора струму ТС. При відключенні генератора від мережі розмикається також і коло його обмотки збудження дією автомату гасіння поля АГП. Оскільки в момент відключення в обмотці збудження накопичена значна кількість енергії, то для запобігання перенапругам вона розряджається на гасильний резистор  $R_{гас}$ , коло якого замикається одночасно з розмиканням кола збудження генератора. В разі необхідності форсування збудження генератора, релейне форсування РФ виводить в нуль реостат  $R_{форс}$ , зменшуючи цим опір кола підзбуджувача, що призводить до різкого зростання спочатку струму підзбуджувача, потім струму збуджувача, а з рештою і реактивного струму та напруги генератора.

Необхідність використання підзбуджувача обумовлена значною потужністю збуджувача, що, у випадку безпосереднього регулювання, вимагало би потужності автоматичного регулятора, сумірної з потужністю збуджувача, що зробило б таку систему збудження неефективною.

Збуджувач та підзбуджувач, зазвичай, знаходяться на одному валу з синхронним генератором.

Тиристорне самозбудження. Схема тиристорного самозбудження представлена на рис.14. Принцип дії такої, більш сучасної, системи збудження наступний. До виводів генератора Г підключається трифазний силовий трансформатор збудження ТЗ, який понижує напругу статора до значення, близького до напруги ротора. Після цього змінна трифазна напруга перетворюється у постійну тиристорним перетворювачем ТП, який працює за принципом трифазного мосту Ларіонова. На виході тиристорного перетворювача встановлено конденсатор К, призначений для згладжування пульсацій випрямленої напруги. Випрямлений струм через АГП, призначення та принцип дії якого такий самий як і у електромашинній системі збудження, поступає в обмотку збудження генератора ОЗ.

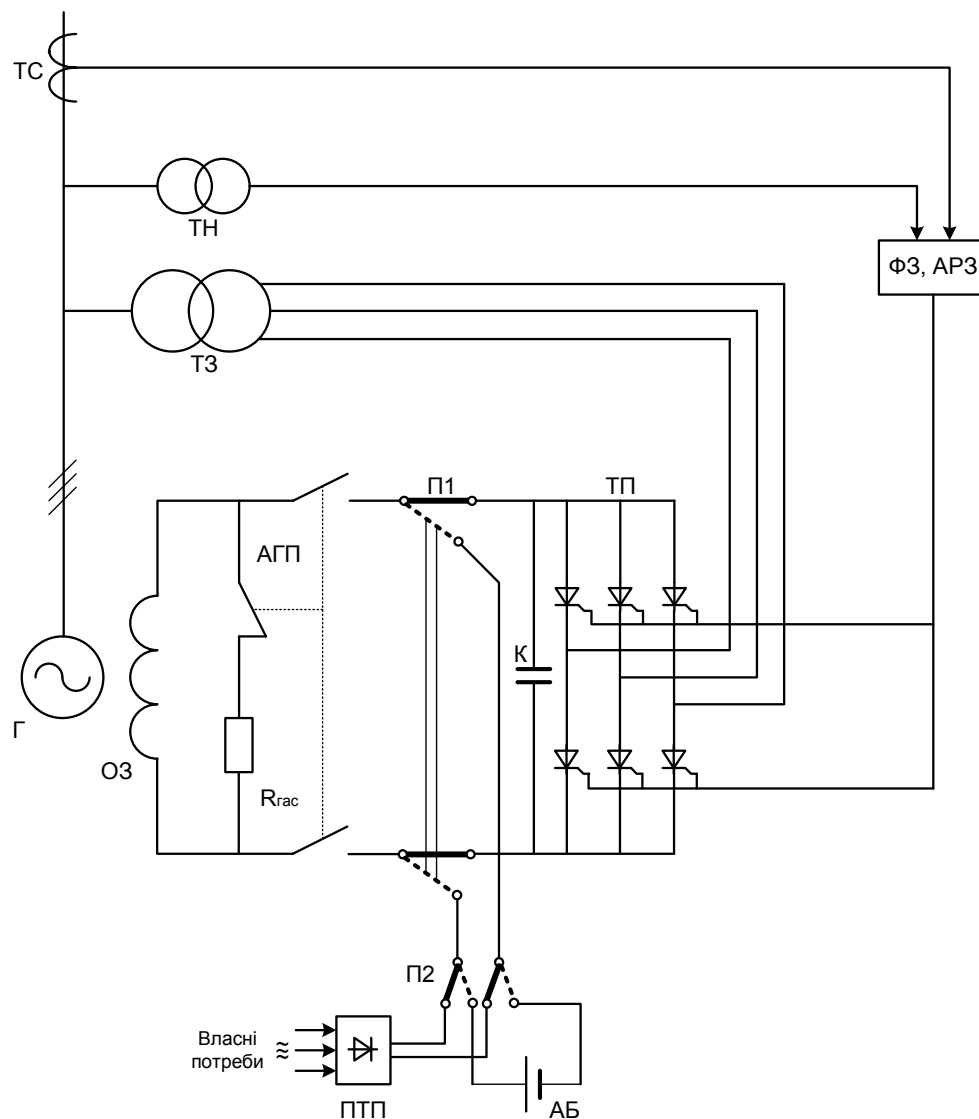


Рис.14 Тиристорна система збудження

Регулювання величини струму збудження здійснюється за допомогою автоматичного регулятора збудження АРЗ, який отримує інформацію про параметри статора від трансформаторів струму ТС та напруги ТН і, керуючись нею, керує кутом відкриття тиристорів у перетворювачі. АРЗ у такій схемі збудження також виконує функції форсування збудження ФЗ.

Перевагою тиристорної системи збудження є:

- вища надійність через більшу надійність тиристорів у порівнянні з машинами постійного струму;
- більша економічність через менші втрати електроенергії.

Основним недоліком тиристорної системи збудження є складність включення збудження при включенні генератора: при пуску генератора на виводах обмотки статора напруги немає, як наслідок, живлення на трансформатор збудження не поступає. Для забезпечення збудження

генератора під час пуску, в електричну схему додається коло початкового збудження. Перемикання з кола початкового збудження на коло основного здійснюється автоматичним перемикачем П1 за умови, що рівень напруги статора є достатнім для підтримання самозбудження генератора. Основним джерелом початкового збудження генератора є схема власних потреб станції, змінна напруга від якої перетворюється у постійну у тиристорному перетворювачі початкового збудження ПТП. Резервним джерелом початкового збудження є акумуляторна батарея станції АБ. Резервне джерело використовується у випадку знеструмлення власних потреб станції. Перемикання з основного на резервне джерело у випадку відсутності напруги на основному виконується автоматично перемикачем П2.

### **3 Електричні апарати і струмопровідні частини**

#### *3.1 Високовольтні вимикачі*

Високовольтний вимикач – це комутаційний апарат, призначений для включення та відключення струмів в будь-яких режимах роботи електричної мережі: в нормальному режимі, режимі перевантаження та режимі короткого замикання.

При комутації струмів виникає електрична дуга. Електрична дуга – це один з видів самостійного розряду у газі. З точки зору агрегатного стану, дуга являє собою плазму та має дуже високу температуру, яка може спричинити розплавлення та випаровування електродів між якими вона горить (в даному випадку – між контактами вимикача). Основним призначенням вимикача є якомога швидше гасіння дуги при вимиканні як струмів нормального режиму так і струмів короткого замикання.

Високовольтний вимикач складається з наступних частин:

- корпус;
- привод;
- контактна система (рухомий та нерухомий контакти);
- механічна система переміщення рухомого контакту;
- дугогасильна камера.

За способом гасіння електричної дуги високовольтні вимикачі поділяються на:

1) *масляні* – дугогасильним середовищем є масло. Під час горіння дуги масло розкладається і навколо дуги утворюється газовий пузир з високим тиском,

завдяки якому дуга гасне. Конструктивно масляні вимикачі поділяються на бакові масляні (використовуються у мережах напругою 35 – 220 кВ) та маломасляні (використовуються у мережах напругою 3,15 – 20 кВ);

2) *повітряні* – дугогасильним середовищем є повітря. При розмиканні контактів та виникненні дуги у дугогасильну камеру поступає повітря під високим тиском та «здухує» дугу з контактів. Повітряні вимикачі використовуються у мережах напругою 20 – 750 кВ);

3) *електромагнітні* – дугогасильним середовищем також є повітря, але принцип гасіння дуги інший: у вимикачі є електромагніт, що створює магнітне поле, яке переміщує дугу, розтягуючи її та спрямовуючи в керамічну дугогасильну камеру у якій дуга ще більше розтягується та гасне. Електромагнітні вимикачі використовуються у мережах напругою 3,15 – 10 кВ;

4) *вакуумні* – контактна система вимикачів такого типу розташовується у вакуумній колбі. При розмиканні контактів дуга гасне, оскільки вакуум не підтримує її горіння. Вакуумні вимикачі використовуються в мережах напругою 3,15 – 35 кВ;

5) *елегазові* – дугогасильним середовищем є елегаз (шестифториста сірка – SF<sub>6</sub>). У рухомий та нерухомий контакти вимикача вмонтовуються постійні магніти, які примушують дугу рухатись по поверхні електрода в елегазі, що призводить до її загасання. Елегазові вимикачі використовуються у мережах напругою 20 – 750 кВ.

Аналіз приведеної інформації дозволяє зробити висновок про те, що в мережах напругою 6–20 кВ найбільшого поширення здобули маломасляні, електромагнітні та вакуумні вимикачі. В мережах напругою 35–750 кВ найбільш розповсюджені бакові масляні, повітряні та елегазові вимикачі. Слід зазначити, що на теперішній час масляні та повітряні вимикачі вважаються застарілими та більше не виготовляються заводами-виробниками, але їхня значна кількість досі знаходиться в експлуатації. Сучасними типами вимикачів, які впроваджуються в електричних мережах взамін фізично та морально застарілих є вакуумні та елегазові вимикачі. Зовнішні види та розрізи вимикачів всіх типів представлено на рис.15–20.

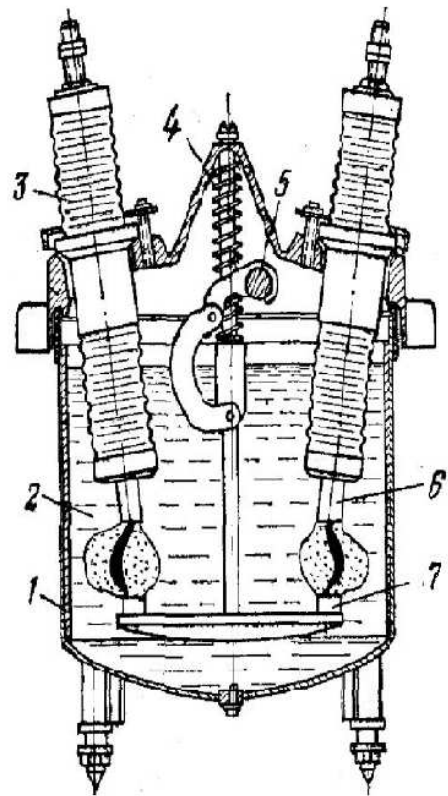


Рис.15 Баковий масляний вимикач (1 – корпус вимикача, 2 – масло, 3 – високовольтний ввід, 4 – пружина приводу, 5 – система переміщення рухомого контакту, 6 – нерухомі контакти, 7 – рухомий контакт)

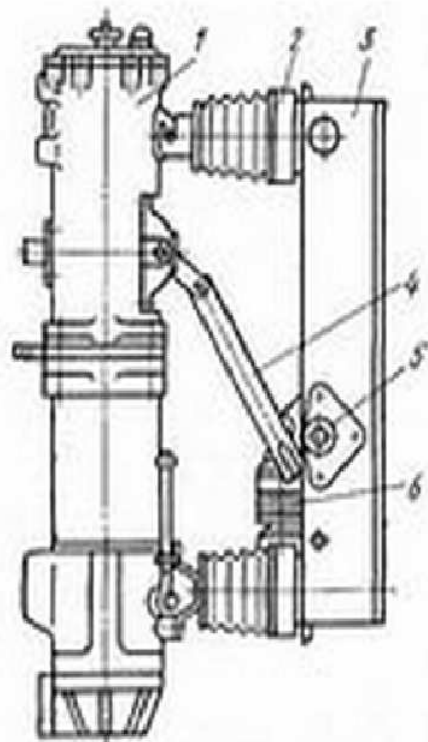


Рис.16 Маломасляний вимикач (1 – корпус, 2 – ізолятори, 3 – кріплення вимикача, 4 – тяга, 5 – механізм переміщення тяги, 6 – привод)

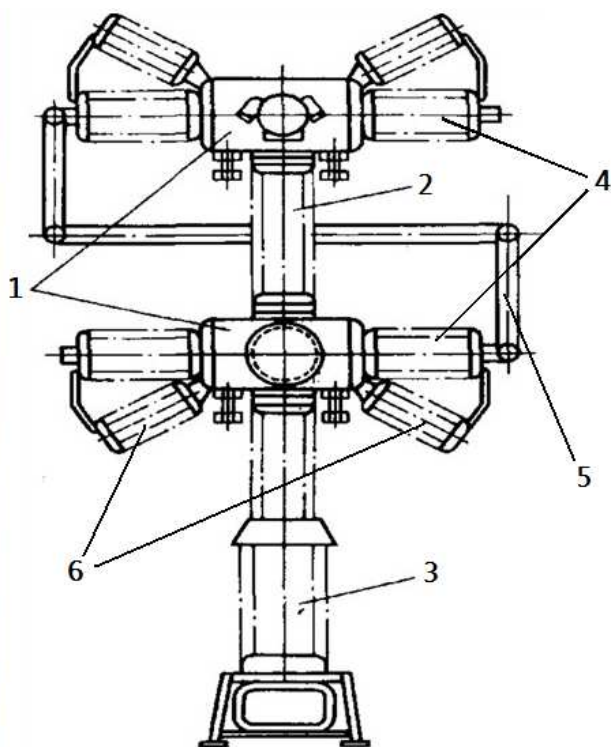


Рис.17 Повітряний вимикач (1 – дугогасильні камери, 2, 3 – опорні ізолятори, 4 – прохідні ізолятори, 5 – повітропровід, 6 – ділянки напруги)

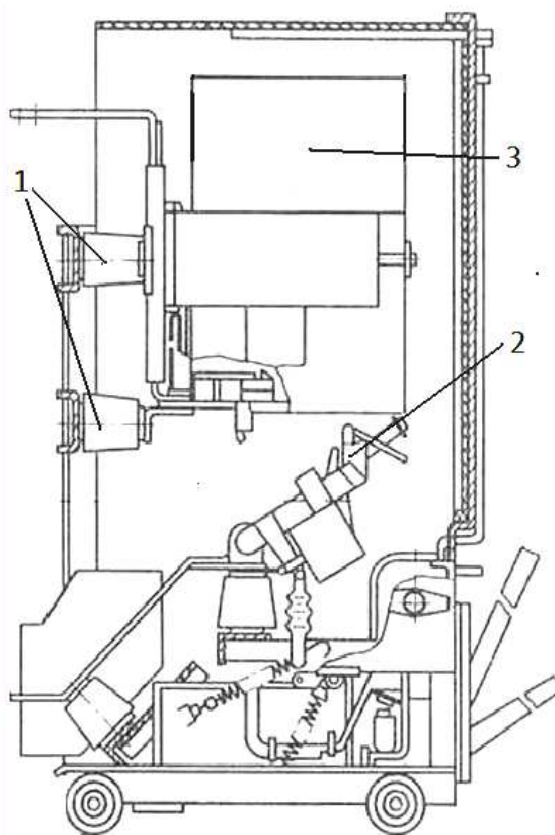


Рис.18 Електромагнітний вимикач (1 – ізолятори, 2 – система переміщення рухомого контакту, 3 – дугогасильна камера з електромагнітом)

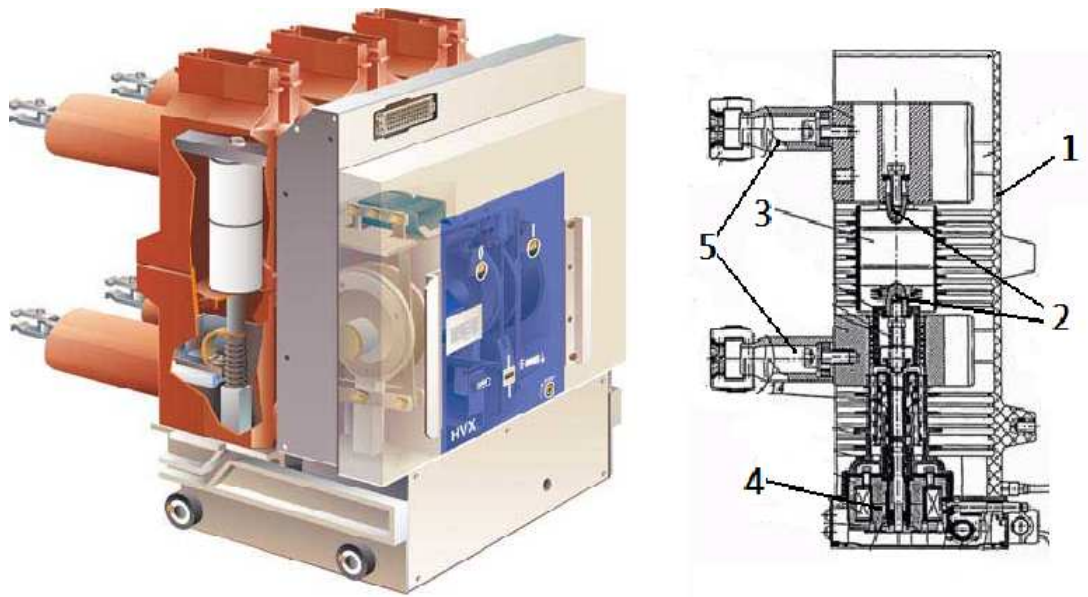


Рис.19 Вакуумний вимикач (1 – корпус, 2 – контакти, 3 – вакуумна колба, 4 – система переміщення рухомого контакту, 5 – прохідні ізолятори)

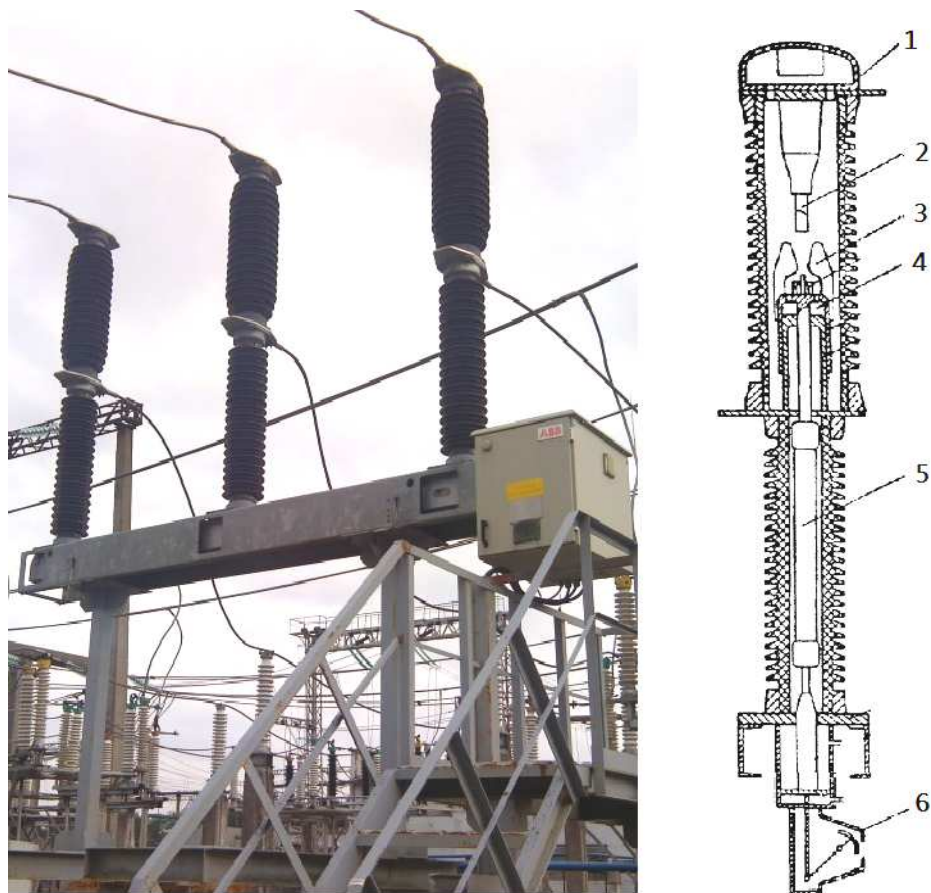


Рис.20 Елегазовий вимикач (1 – корпус, 2 – нерухомий контакт, 3 – рухомий контакт, 4 – постійний магніт, 5 – ємність з елегазом, 6 – фрагмент системи переміщення рухомого контакту)



Вимикачі характеризуються наступними паспортними даними:

$U_{ном}$  - номінальна робоча напруга [кВ];

$I_{ном}$  - номінальний робочий струм [А];

$I_{відкл}$  - номінальний струм відключення [кА] – діюче значення найбільшого струму короткого замикання, який спроможний відключити вимикач;

$\beta$  - відносний припустимий вміст аперіодичної складової у повному струмі КЗ [%];

$I_{дин}$  - струм динамічної стійкості (діюче значення) [кА];

$i_{дин}$  - струм динамічної стійкості (амплітудне значення) [кА];

$I_{терм}$  - струм термічної стійкості (діюче значення) [кА].

Ці струми вимикач повинен витримувати без пошкоджень, що перешкоджають подальшій нормальній роботі вимикача.

$t_{терм}$  - час термічної стійкості [с] – час, на протязі якого вимикач має витримувати струм  $I_{терм}$  без ушкоджень;

$I_{вкл}$  - номінальний струм включення [кА] – струм короткого замикання, який вимикач здатен витримати без зварювання контактів та інших ушкоджень при включенні на коротке замикання;

$t_{вкл}$  - час включення вимикача [с], інтервал часу від моменту подачі команди на включення до виникнення струму в мережі;

$t_{відкл}$  - час відключення вимикача [с], інтервал часу від моменту подачі команди на відключення до моменту загасання дуги.

Позначення високовольтних вимикачів на електричних схемах представлено на рис.21.

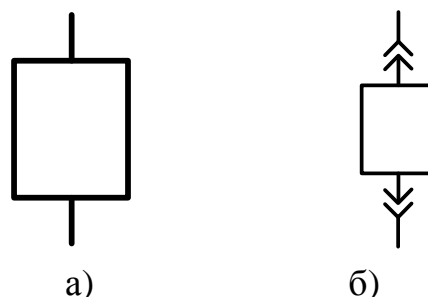


Рис.21 Позначення високовольтних вимикачів на електричних схемах

а) позначення стаціонарного вимикача;

б) позначення вимикача – вискатного елемента КРУ

Маркування високовольтних вимикачів. Високовольтні вимикачі мають наступне маркування:

$$\text{XXX}-U_{\text{ном}}-I_{\text{відкл}}/I_{\text{ном}}$$

де XXX – це тип вимикача (ВММ, ВМГ, ВМП – маломасляні вимикачі; МКП, У, С – бакові масляні; ВВ, ВВГ, ВВБ, ВВШ, ВВН, ВВД – повітряні; ВЭ, ВЭМ – електромагнітні; ВБ, ВБТ, ВБМ – вакуумні; ВГБ, ВГБЭ – елегазові);  $U_{\text{ном}}$  – номінальна робоча напруга [кВ];  $I_{\text{відкл}}$  – номінальний струм відключення [кА];  $I_{\text{ном}}$  – номінальний робочий струм.

### 3.2 Роз'єднувачі, короткозамикачі та відділювачі

Роз'єднувач – це контактний комутаційний апарат призначений для відключення та включення без струму, який для забезпечення безпеки має між контактами у відключеному положенні ізоляційний проміжок.

Під час виконання ремонтних робіт роз'єднувачами створюється наявний розрив між обладнанням, що залишилось під напругою, та обладнанням виведеним у ремонт. Для зняття наведеної напруги на виведеному в ремонт обладнання, роз'єднувачі оздоблюються заземлюючими ножами. Роз'єднувачами не можна відключати струм навантаження, а тим більше струми КЗ, оскільки вони не мають дугогасильної камери.

В залежності від конструкції роз'єднувачі бувають:

- рублячими (рис.22) – в цих роз'єднувачах ніж при включенні та відключенні повертається у площині паралельній вісям опорних ізоляторів. Рублячі роз'єднувачі застосовуються в мережах напругою 6 – 110 кВ.
- поворотними (рис.23) – в цих роз'єднувачах ножі при включенні та відключенні повертається у площині перпендикулярній вісям опорних ізоляторів. Поворотні роз'єднувачі застосовуються в мережах напругою 35 – 500 кВ.
- пантографними (рис.24) – в цих роз'єднувачах рухомий контакт рухається за віссю, яка є продовженням опорного ізолятора за принципом пантографа. Пантографні роз'єднувачі застосовуються в мережах напругою 500 – 750 кВ.

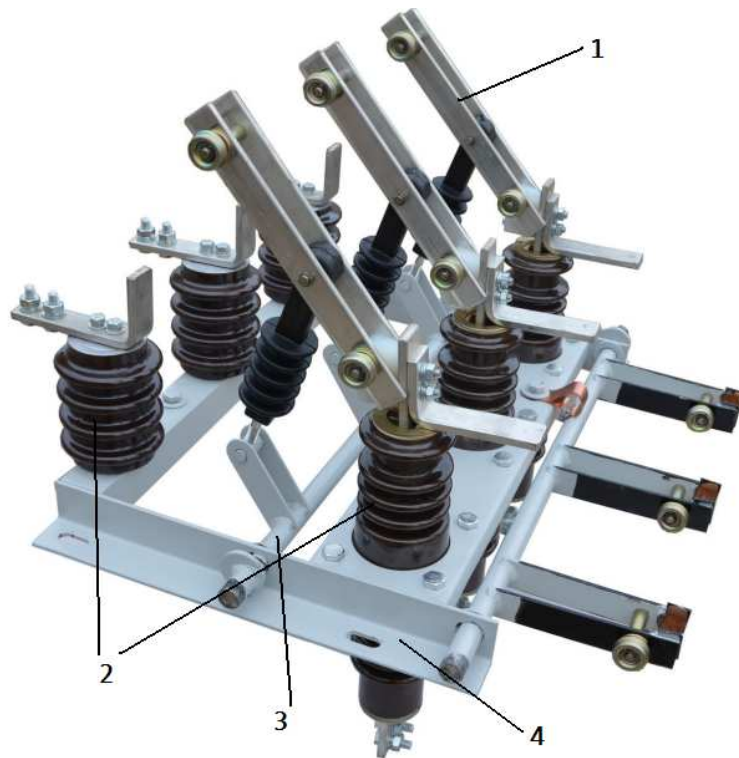


Рис.22 Рублячий роз'єднувач  
(1 – ніж, 2 – опорні ізолятори, 3 – тяга, 4 – опора)

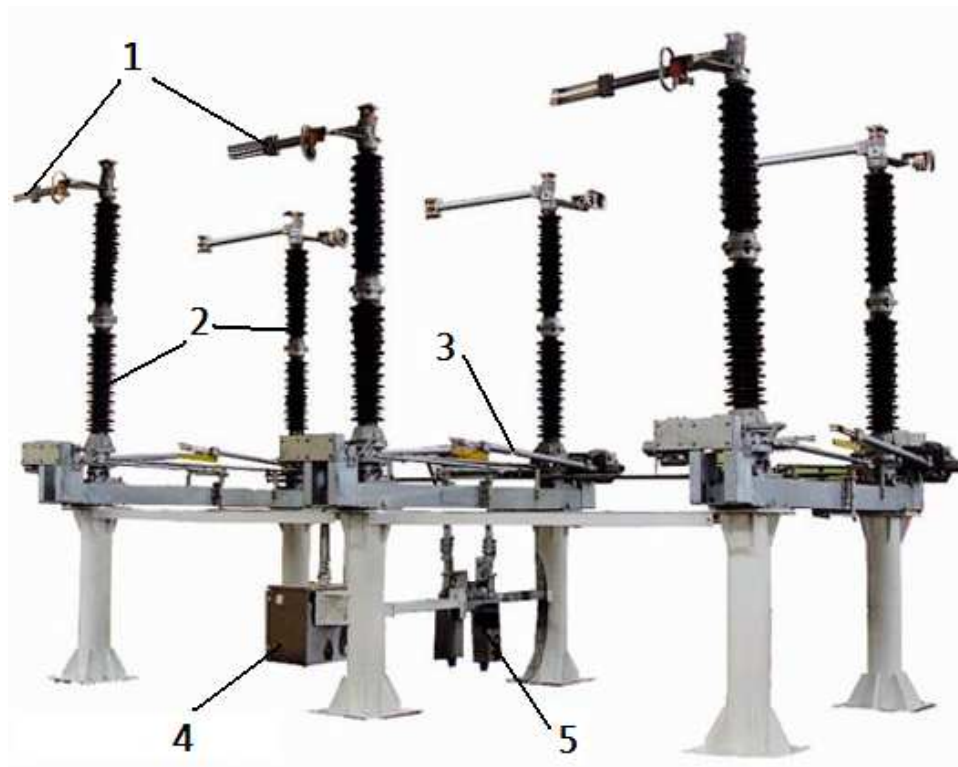


Рис.23 Поворотний роз'єднувач  
(1 – головні ножі, 2 – опорні ізолятори, 3 – заземлюючі ножі, 4 – шафа привода, 5 – механічна система переміщення головних контактів)

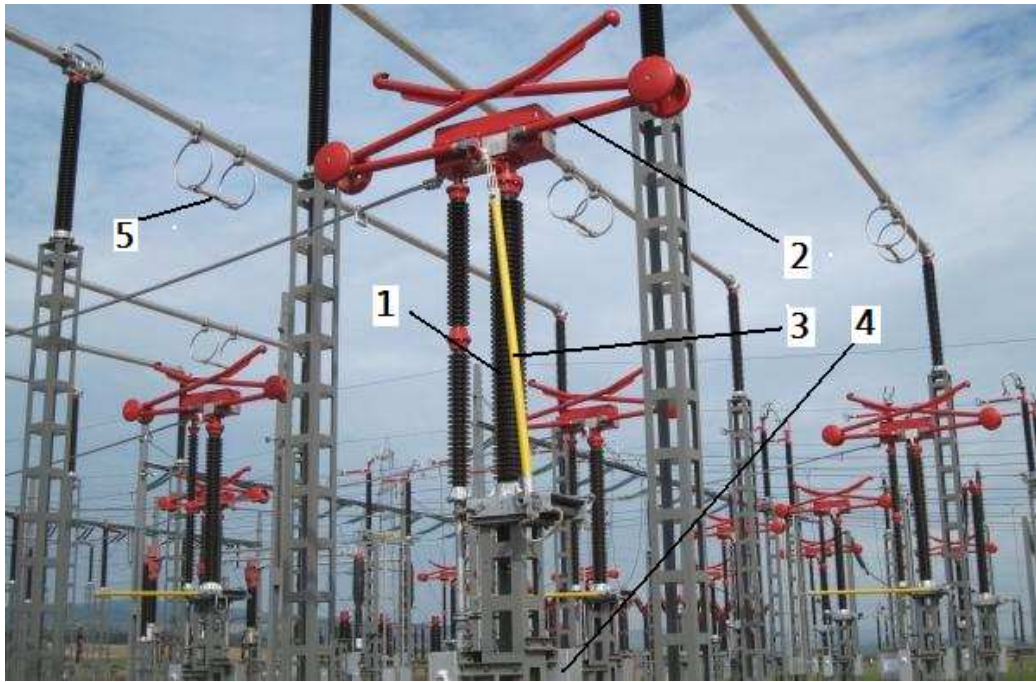


Рис.24 Пантографний роз'єднувач

(1 – опорний ізолятор, 2 – рухомий контакт (пантограф), 3 – тяга, 4 – шафа привода, 5 – нерухомий контакт)

Роз'єднувачі описуються наступними паспортними даними:

$U_{ном}$  - номінальна робоча напруга [кВ];

$I_{ном}$  - номінальний робочий струм [А];

$i_{дин}$  - повний струм динамічної стійкості [кА];

$I_{терм}$  - струм термічної стійкості (діюче значення) [кА].

Ці струми роз'єднувач повинен витримувати без пошкоджень, що перешкоджають його подальшій нормальній роботі.

$t_{терм}$  - час термічної стійкості [с] – час, на протязі якого вимикач має витримувати струм  $I_{терм}$  без ушкоджень.

Позначення роз'єднувачів на електричних схемах представлено на рис.25.

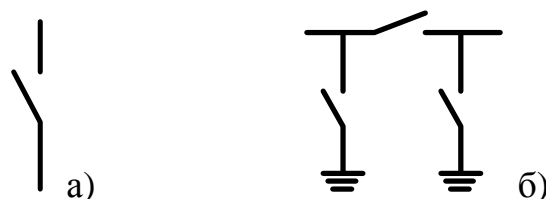


Рис.25 Позначення роз'єднувачів на електричних схемах

а) без заземлюючих ножів; б) з заземлюючими ножами

Маркування роз'єднувачів. Роз'єднувачі мають наступне маркування:

$$\text{XXX}-U_{\text{ном}}/I_{\text{ном}},$$

де **XXX** – це тип роз'єднувача (РВ, РВФ, РВЗ – внутрішнього встановлення; РЛН, РОН, РЛНД, РНДЗ – зовнішнього встановлення; літера «З» означає, що роз'єднувач має заземлюючі ножі);  $U_{\text{ном}}$  – номінальна робоча напруга [кВ];  $I_{\text{ном}}$  – номінальний робочий струм [А].

Короткозамикач – це комутаційний апарат, призначений для створення штучного короткого замикання в електричній мережі. Короткозамикачі використовуються у спрощених схемах трансформаторних підстанцій в яких немає вимикачів з боку вищої напруги трансформатора для того, щоб забезпечити його відключення дією релейного захисту лінії електропередачі після створення штучного короткого замикання (рис.26).

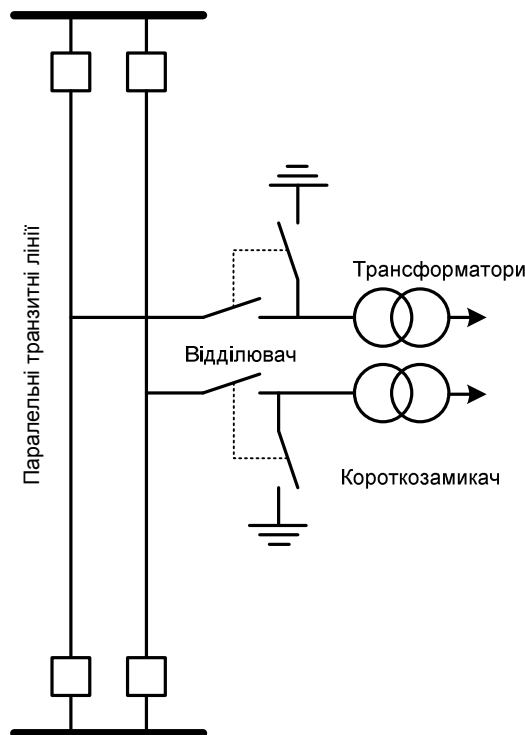


Рис.26 Схема підстанції з короткозамикачем та відділювачем

Відділювач зовні не відрізняється від роз'єднувача, за виключенням того, що він завжди має пружинний привод необхідний для швидкого його відключення в безструмову паузу.

Короткозамикачі і відділювачі завжди діють у парі. Принцип їхньої роботи наступний. За нормальної схеми роботи підстанції відділювач включений, а короткозамикач відключений. За необхідності відключити трансформатор подається команда на включення короткозамикача. При включенні короткозамикача відбувається трифазне коротке замикання, яке

знаходиться в зоні дії захисту лінії, що живить підстанцію. Вимикачі з обох сторін лінії відключаються дією її релейного захисту і знеструмлюють трансформатор. В безструмову паузу, яка триває від моменту відключення вимикачів лінії релейним захистом до моменту включення вимикачів дією автоматики повторного включення (2...4 секунди), автоматично відключається відділювач. Після відновлення роботи лінії, напруга на трансформатор не подається.

Дуже часто короткозамикачі та відділювачі представляють собою єдину конструкцію (рис.27)

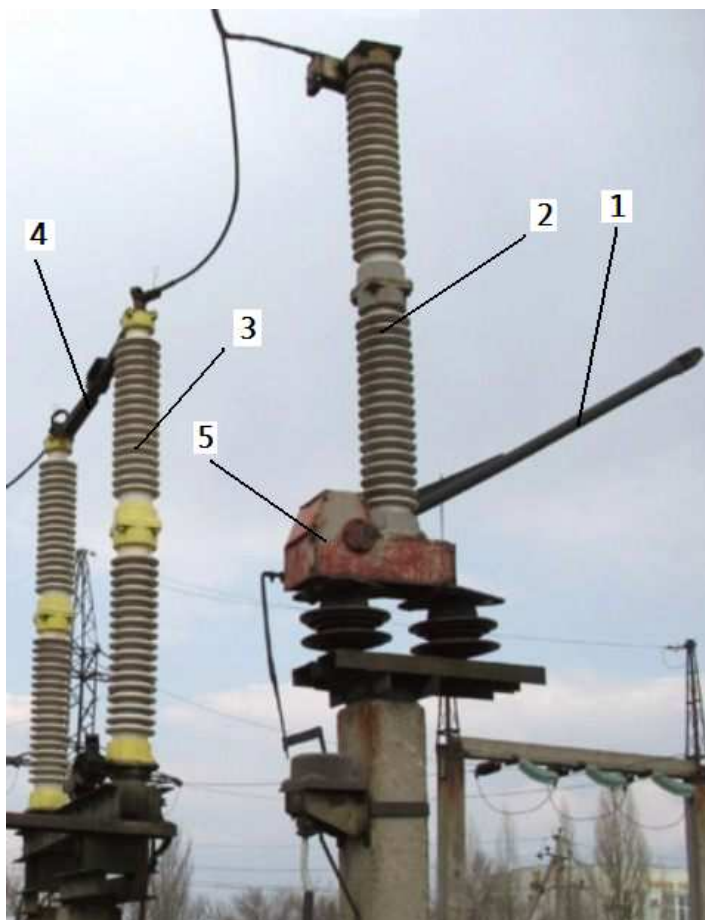


Рис.27 Короткозамикач і відділювач

(1 – ніж короткозамикача, 2 – опорний ізолятор короткозамикача, 3 – опорний ізолятор відділювача, 4 – ножі відділювача, 5 – привод короткозамикача)

За своєю конструкцією короткозамикачі і відділювачі бувають відкритого типу (як на рис.27) та закритого типу, контактні системи яких розташовані в закритих корпусах, що покращує їхню роботу в зимових

умовах. Сучасні короткозамикачі та відділювачі закритого типу виконуються елегазовими.

Короткозамикачі та відділювачі використовуються в мережах напругою до 220 кВ.

Короткозамикачі мають маркування  $XXX-U_{ном}$ , де  $XXX$  – тип короткозамикача (КЗ, КЗЭ),  $U_{ном}$  – номінальна робоча напруга [кВ].

Відділювачі мають маркування  $XXX-U_{ном}/I_{ном}$ , де  $XXX$  – тип відділювача (ОД, ОДЗ, ОДЭ),  $U_{ном}$  – номінальна робоча напруга [кВ],  $I_{ном}$  – номінальний робочий струм [А].

### *3.3 Комутаційне обладнання до 1 кВ*

Автоматичні вимикачі змінного та постійного струму являють собою силові вимикачі номінальною напругою меншою за 1000 В з вбудованими в них пристроями релейного захисту прямої дії. Ці пристрої мають назву розчіплювачі. В захистах автоматичних вимикачів вимірювальний орган контролює безпосередньо струм мережі без використання трансформаторів струму, та, в разі необхідності відключення автоматичного вимикача, безпосередньо дає команду на виконавчий орган.

У більшості автоматичних вимикачів конструкцією вимикачів передбачено два види захисту:

- миттєвий захист (струмова відсічка), що реалізується за допомогою електромагнітного розчіплювача;
- захист з витримкою часу (максимальний струмовий захист), що виконується за допомогою гідравлічного або теплового розчіплювача.

В якості дугогасильних пристроїв в автоматичних вимикачах використовуються дугогасильні камери, які поділяються на два типи:

- лабіринтні камери, у яких пластини виконані з діелектричного матеріалу, що призводить до розтягування електричної дуги по пластинам. Через таке розтягування дуга слабшає та гасне;
- металеві камери, у яких пластини виконані зі сталі, що призводить до ділення дуги на малі проміжки, через що дуга слабшає та гасне.

Привод автоматичних вимикачів може бути як ручним так і автоматичним. За кількістю полюсів автоматичні вимикачі поділяються на триполюсні (використовуються в мережах змінного струму), двополюсні

(використовуються в мережах постійного струму) та однополюсні (використовуються в однофазних мережах змінного струму).

На рис.28 представлено зовнішній вигляд, розріз та принципову схему роботи одного з найпоширеніших автоматичних вимикачів – типу АП-50Б.

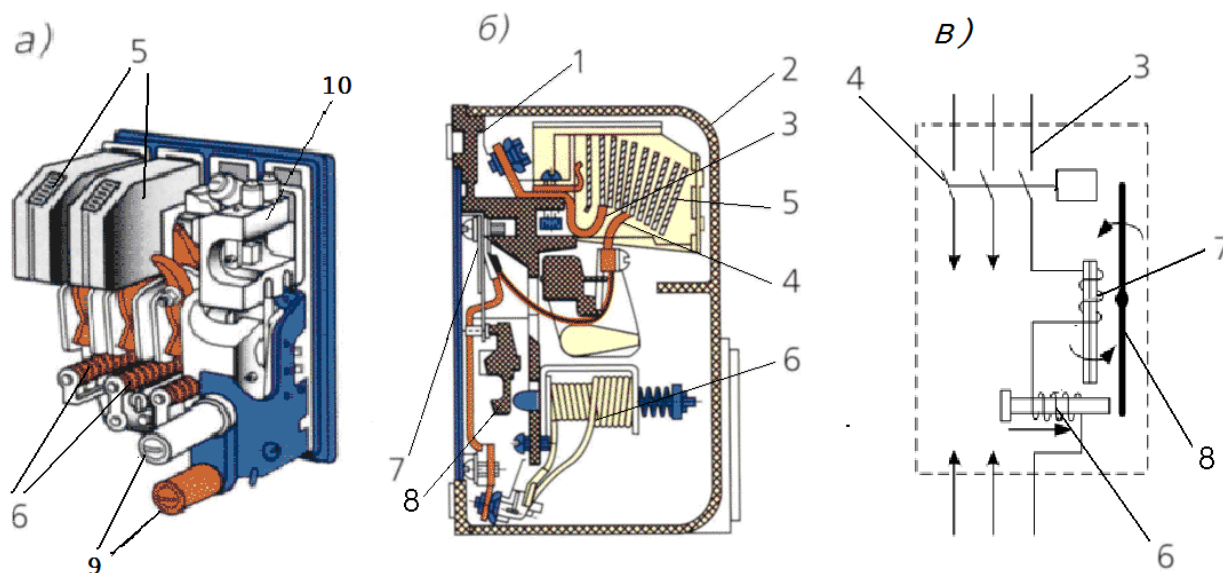


Рис.28 Триполюсний автоматичний вимикач АП-50Б

а) загальний вигляд зі знятою кришкою; б) розріз; в) принципова схема

Автоматичний вимикач АП-50Б складається з корпусу 1, кришки 2, нерухомих контактів 3, рухомих контактів 4, дугогасильної камери 5, електромагнітного розчіплювача 6, теплового розчіплювача 7, траверзи 8, кнопок управління 9 та блок-контактів 10.

Комутації у електричному колі, де встановлено вимикач АП50Б, здійснюються його кнопками управління 9: білою кнопкою здійснюється включення, червоною – відключення. При комутації вимикача АП50Б його блок-контакти 10 змінюють своє положення в залежності від свого типу: замикаючий блок-контакт повторює положення силових контактів вимикача, а розмикаючий – приймає положення, протилежне до положення силових контактів вимикача.

Тепловий розчіплювач представляє собою біметалічну пластину, яка нагрівається струмом, що протікає по фазам автоматичного вимикача. В разі перевищення струмом значення уставки  $I_{менл}$ , біметалічна пластина починає вигинатись від надмірного нагрівання та через деякий час натисне на траверзу, яка почне повертатись навколо своєї вісі та приведе в дію кінематичну систему вимикача, яка розімкне контакти. Чим більший струм протікає через автоматичний вимикач, тим швидше нагріється та вигнеться



пластина і тим швидше відключиться вимикач. Електромагнітний розчіплювач представляє собою котушку з рухомим осердям. При перевищенні струмом значення уставки  $I_{відс}$ , осердя миттєво втягується у котушку та натискає на траверзу. Далі процес відключення вимикача аналогічний попередньому випадку.

Автоматичні вимикачі до 1 кВ характеризуються такими паспортними даними:

$I_{ном}$  - номінальний робочий струм [А];

$K_{відкл}$  - кратність струму відключення по відношенню до номінального, тобто величина струму на який реагує електромагнітний елемент складає  $K_{відкл} \cdot I_{ном}$ ;

$I_{відкл}$  - максимальний струм (діюче значення), який автоматичний вимикач може відключити [кА].

Позначення автоматичних вимикачів на електричних схемах представлено на рис.29.

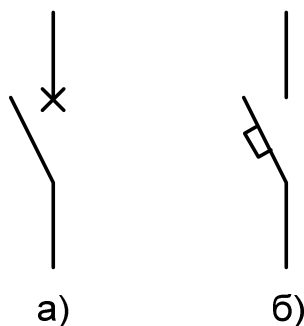


Рис.29 Позначення автоматичних вимикачів на електричних схемах

Електромагнітні контактори призначені для включень та відключень споживачів електроенергії в нормальних режимах. Найчастіше вони використовуються для управління електродвигунами. На відміну від автоматичних вимикачів контактори не розраховані на відключення струмів короткого замикання.

Контактори розраховані на часті включення та відключення – до декількох тисяч операцій на годину. Вони мають високий механічний та комутаційний ресурс. Динамічна та термічна стійкість контакторів не нормується.

Контактори змінного струму виконуються триполюсними, а постійного – двополісними. Зовнішній вигляд контакторів представлено на рис.30.

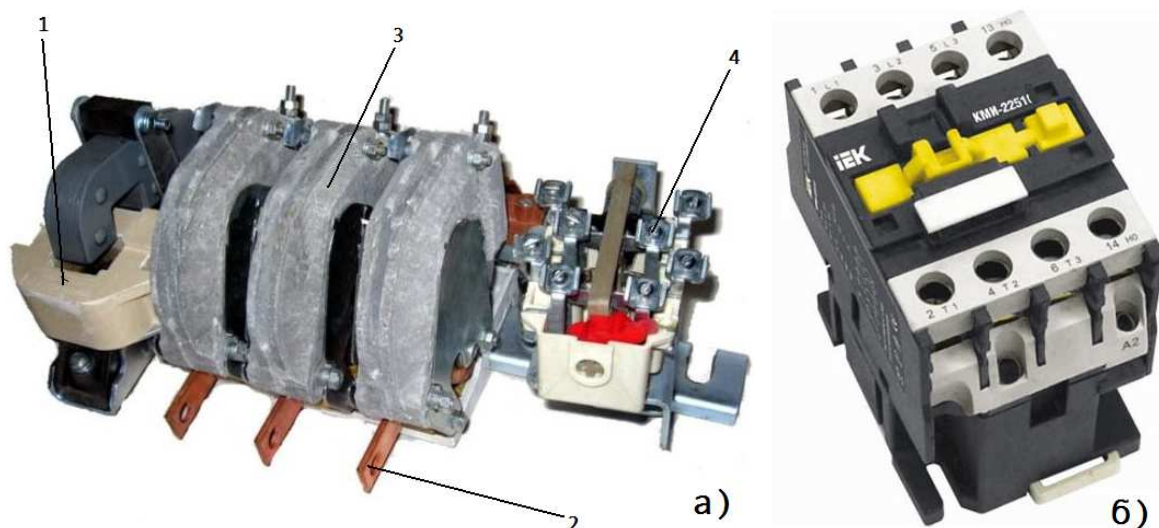


Рис.30 Електромагнітні контактори (а – відкритого типу; б – закритого типу)

Основними елементами контакторів є (див. рис.30,а): електромагніт управління 1, струмопровідні частини 2, дугогасильна камера 3, в якій знаходяться рухомі та нерухомі контакти, та блок-контакти для вторинних кіл управління 4.

Для включення контактора, на його електромагніт подається напруга. При цьому осердя електромагніту, що жорстко з'єднане з рухомими контактами, втягується в котушку і відбувається замикання силових та вторинних контактів. Для відключення контактора необхідно зняти напругу з його електромагніту, при цьому його рухома частина повернеться у вихідний стан. Електромагнітна дуга, що виникає при розмиканні контактів, гаситься у дугогасильній камері.

Сучасні електромагнітні контактори переважно мають закрите виконання (див. рис.30,б).

Зображення контакторів на електричних схемах показано на рис.31.

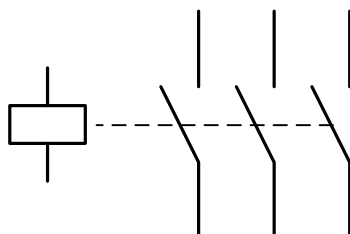


Рис.31 Позначення контакторів на електричних схемах

Різновидом контакторів є пускачі, які являють собою триполюсні контактори змінного струму, оздоблені тепловими реле, які захищають приєднання від тривалого перевантаження.

Плавкі запобіжники використовуються в установках як постійного так і змінного струму для захисту ділянок електричної мережі. Їхнім призначенням є захист електроустановки від перевантаження та струмів короткого замикання. В плавких запобіжниках при перевищенні струмом номінального значення відбувається руйнування струмопровідного елемента внаслідок термічної дії струму (розплавлення). Загальний вигляд запобіжника та його внутрішнє улаштування представлене на рис.32.

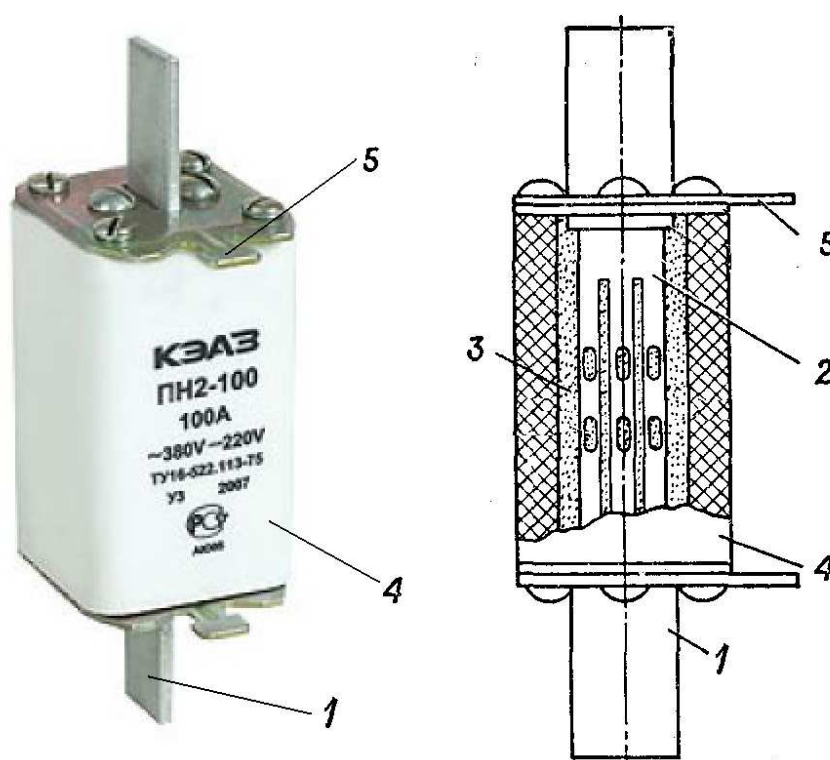


Рис.32 Плавкий запобіжник типу ПН-2 (а – зовнішній вигляд, б – розріз)

Основними елементами плавкого запобіжника є: струмопровідні контактні частини 1, плавка вставка 2, наповнювач 3 (зазвичай, це пісок), корпус 4, пристрій для тримання запобіжника при його встановленні та знятті 5.

Основні параметри, якими характеризується плавкий запобіжник, наступні:

$U_{ном}$  - номінальна робоча напруга [В];

$I_{ном}$  - номінальний робочий струм [А];

$I_{відкл}$  - відключальна здатність запобіжника [А].

Позначення запобіжників на електричних схемах представлене на рис.33.

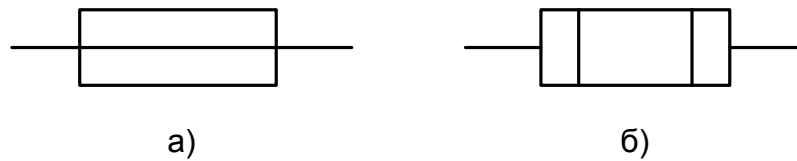


Рис.33 Позначення запобіжників на електричних схемах

### 3.4 Вимірювальні трансформатори струму та трансформатори напруги

Вимірювальні трансформатори струму призначені для зменшення первинного струму електричної мережі до значень, придатних для вимірювання та роботи реле, а також для гальванічного розділення кіл вимірювання і захисту та первинних кіл високої напруги. Основними елементами будь-якого трансформатора струму є (рис.34): первинна обмотка 1, магнітопровід 2 та вторинна обмотка (або декілька обмоток) 3.

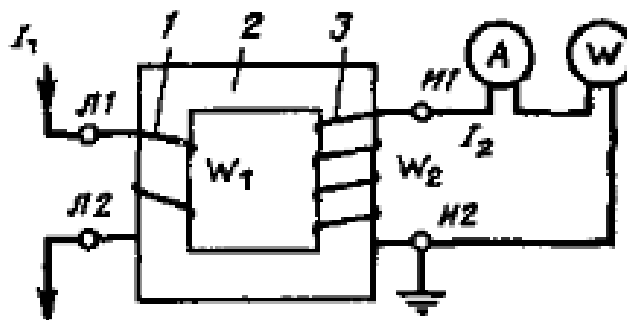


Рис.34 Схема вимірювального трансформатора струму

До вторинної обмотки трансформатора струму підключаються прилади та реле з малим внутрішнім опором. Через це трансформатор струму працює у режимі, близькому до короткого замикання.

Конструктивно трансформатори струму поділяються на:

- трансформатори струму з литою ізоляцією, які використовуються в мережах 3,15-20 кВ;
- трансформатори струму високої напруги (з масляною, паперово-масляною чи елегазовою ізоляцією), які використовуються в мережах 35-750 кВ.

На рис.35 представлено трансформатор струму на напругу 10 кВ з литою ізоляцією, а на рис.36 – трансформатори струму на напругу 220 (110) кВ з масляною ізоляцією.

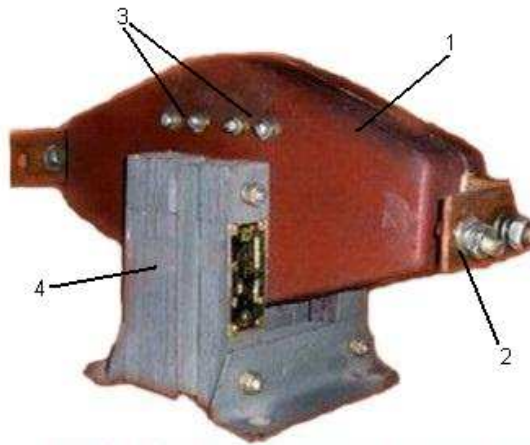


Рис.35 Трансформатор струму типу ТПЛ-10  
(1 – литий корпус, 2 – первина обмотка, 3 – вторинні обмотки,  
4 – магнітопровід)

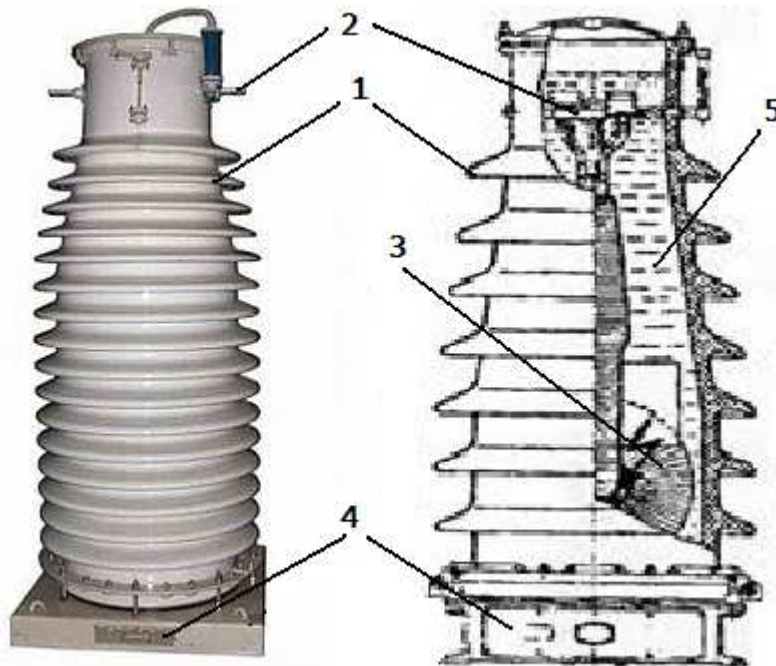


Рис.36 Трансформатори струму серії ТФНД  
(1 – фарфоровий корпус, 2 – вивід первинної обмотки, 3 – осердя з  
намотаною на нього вторинною обмоткою, 4 – клемна шафа з виводами  
вторинної обмотки)

Трансформатори струму характеризуються наступними паспортними даними:

$U_{ном}$  - номінальна напруга [кВ];

$I_{1ном}$  - номінальний первинний струм [А];

$I_{2ном}$  - номінальний вторинний струм [А] – дорівнює 5 А або 1 А;

$K_{ТТ} = I_{1ном} / I_{2ном}$  - номінальний коефіцієнт трансформації;

$f = \frac{I_1 - K_{ТТ} I_2}{I_1} \cdot 100$  - струмова похибка [%], що визначає клас точності;

$Z_{прит}$  - припустимий повний опір навантаження вторинної обмотки в даному класі точності [Ом];

$i_{дин}$  - струм динамічної стійкості (амплітудне значення) [кА];

$I_{терм}$  - струм термічної стійкості (діюче значення) [кА];

$t_{терм}$  - час термічної стійкості [с].

Похибка трансформатора струму залежить від його конструктивних особливостей: перерізу та матеріалу магнітопроводу, кількості ампер-витків, тощо. В залежності від максимально припустимої похибки трансформаторів струму вирізняють різні класи точності обмоток трансформаторів струму: 0,2; 0,5; 1,0; 3,0; 10,0. Ці величини означають максимальну струмову похибку вторинної обмотки трансформатора струму. Трансформатори струму з класом точності 0,2 використовуються в колах комерційного обліку електроенергії, з класами точності 0,5 та 1,0 – в колах електричних вимірювань, з класами точності 3,0 та 10,0 – в колах релейного захисту.

Маркування трансформаторів струму. Вимірювальні трансформатори струму мають наступне маркування:

$$XXX-U_{ном}-I_{1ном}/I_{2ном},$$

де XXX – це тип трансформатора струму (Т – трансформатор струму, Ф – з фарфоровою ізоляцією, Л – з литою ізоляцією, П – прохідний (без власної первинної обмотки в якості якої слугує струмопровід силового обладнання), Ш – шинний, О – одновитковий, З – земляний);  $U_{ном}$  - номінальна напруга;  $I_{1ном}$  - номінальний первинний струм;  $I_{2ном}$  - номінальний вторинний струм.

Позначення трансформатора струму на електричних схемах представлено на рис.37.



Рис.37 Позначення трансформаторів струму на схемах

На рис.37,а,б представлено трансформатори струму з власними первинними обмотками що мають одну вторинну обмотку (а) та дві вторинні обмотки (б). На рис.37,в представлено трансформатор струму без власної первинної обмотки, роль якої відіграє струмопровід основної електричної мережі.

Вимірювальні трансформатори напруги призначені для пониження високої напруги до значень, придатних для вимірювання та роботи реле, а також для гальванічного відділення кіл вимірювання та релейного захисту від первинних кіл високої напруги. Первинна обмотка трансформатора напруги 1 вмикається на напругу мережі  $U_1$  (рис.38). Паралельно до вторинної обмотки 3 на напругу  $U_2$  підключаються вимірювальні прилади та реле з великим внутрішнім опором, через це трансформатор напруги працює в режимі, близькому до неробочого ходу. Обидві обмотки знаходяться на сталевому магнітопроводі 2.

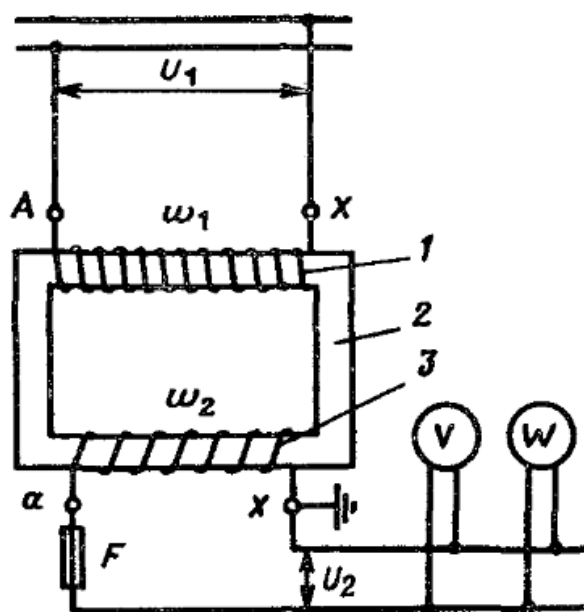


Рис.38 Схема вимірювального трансформатора напруги

Конструктивно трансформатори напруги поділяються на:

- трансформатори напруги з литою ізоляцією, які використовуються в мережах 3,15-20 кВ;
- трансформатори напруги з масляною ізоляцією, які використовуються в мережах 3,15-20 кВ;
- трансформатори напруги з масляною, паперово-масляною чи елегазовою ізоляцією, які використовуються в мережах 35-220 кВ;

- ємнісні трансформатори напруги з масляною або елегазовою ізоляцією, які використовуються в мережах 330-750 кВ.

На рис.39,а, представлено трансформатор напруги 6 кВ з литою ізоляцією, а на рис.39,б – трансформатори струму на напругу 220 (110) кВ з масляною ізоляцією.

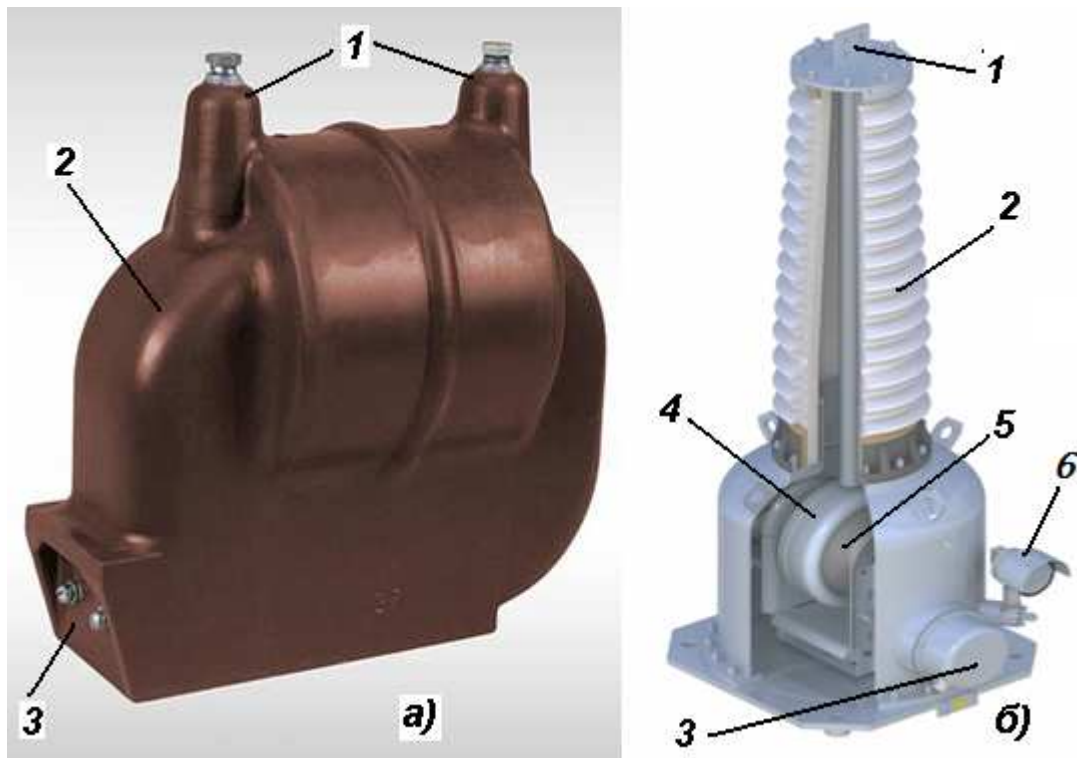


Рис.39 Трансформатори напруги: а) типу НОЛ-6; б) елегазовий 110 кВ

На рис.39,а: 1 – вивода первинної обмотки; 2 – корпус з литої ізоляції; 3 – вивода вторинної обмотки.

На рис.39,б: 1 – вивід первинної обмотки; 2 – корпус з фарфорової ізоляції заповнений елегазом; 3 – клемна коробка з виводами вторинної обмотки; 4 – первинна обмотка; 5 – вторинна обмотка; 6 – датчик тиску елегазу.

У мережах з напругою 330 кВ і вище коефіцієнт трансформації трансформаторів напруги стає дуже великим. Якщо використовувати в таких мережах трансформатор напруги, що працює за схемою з рис.38, то у нього буде висока похибка трансформації та складна конструкція. Для зниження фактичного коефіцієнту трансформації використовуються ємнісні дільники напруги, а такий трансформатор напруги називається ємнісним. Схема трансформатора напруги з ємнісним дільником представлена на рис.40.



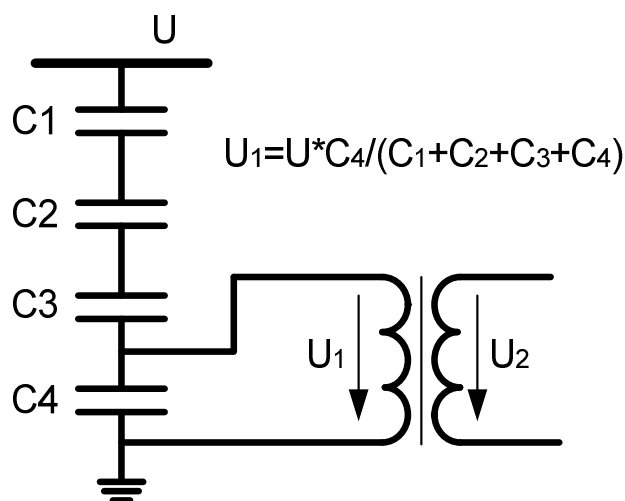


Рис.40 Схема ємнісного трансформатора напруги

Трансформатори напруги характеризуються наступними паспортними даними:

$U_{1ном}$  - номінальна первинна напруга, [В];

$U_{2ном}$  - номінальна вторинна напруга, [В] – дорівнює 100 В;

$K_{ТН} = U_{1ном} / U_{2ном}$  - номінальний коефіцієнт трансформації;

$f = \frac{U_1 - K_{ТН} U_2}{U_1} \cdot 100$  - похибка за напругою [%], що визначає клас

точності;

$S_{прип}$  - припустима повна потужність навантаження вторинної обмотки в даному класі точності [ВА].

В залежності від максимально припустимої похибки трансформаторів напруги виділяють різні класи потужності. Ці класи потужності аналогічні класам точності трансформаторів струму.

Маркування трансформаторів напруги. Вимірювальні трансформатори напруги мають наступне маркування:

$$\text{XXX}-U_{ном},$$

де ХХХ – це тип трансформатора напруги (Н – трансформатор напруги, О – однофазний, Т – трифазний, М – з масляною ізоляцією, Л – з литою ізоляцією, Ф – з фарфоровою ізоляцією, С – сухий, Е – елегазовий, К – каскадний, И – для кіл вимірювання);  $U_{ном}$  - номінальна напруга.

Позначення трансформаторів напруги на електричних схемах аналогічні позначенням силових трансформаторів (див. рис.11).

### 3.5 Струмообмежувальні та шунтуючі реактори

Реактор – це котушка індуктивності, що має високий індуктивний опір та відносно малий активний опір. В залежності від свого призначення реактори поділяються на:

- струмообмежувальні;
- шунтуючі.

Струмообмежувальний реактор – це електричний апарат, призначений для обмеження величини струму короткого замикання. Вмикається послідовно в коло, у якому треба зменшити струм короткого замикання.

За конструкцією струмообмежувальні реактори бувають бетонними, масляними та сухими. Бетонний реактор складається з обмотки у вигляді котушки з концентрично розташованими витками спеціального проводу, залитого в радіально розташовані бетонні колонки, що спираються на фарфорові ізолятори. Особливістю бетонних реакторів є відсутність сталевго осердя, що робить їхню вольт-амперну характеристику лінійною. Масляні та сухі реактори за своєю конструкцією подібні до масляних і сухих силових трансформаторів відповідно з тією різницею, що на їхньому магнітопроводі знаходиться одна обмотка замість двох. За кількістю фаз реактори поділяються на однофазні та трифазні. Трифазний бетонний реактор представлено на рис.41.

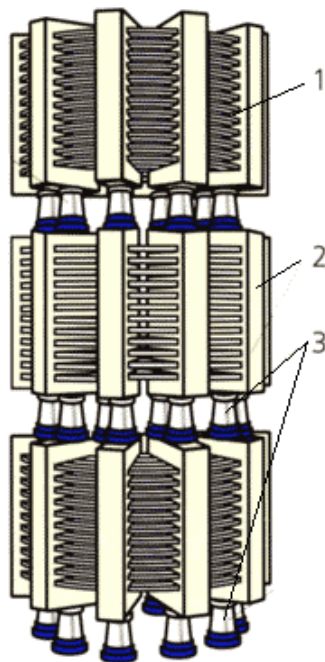


Рис.41 Трифазний бетонний реактор  
(1 – обмотка; 2 – бетонний корпус; 3 – опорні ізолятори)

Струмообмежувальні реактори виготовляються на напругу 3,15 – 110 (154) кВ, але найбільшого розповсюдження здобули реактори в мережах 6 – 10 кВ.

Також існують здвоєні струмообмежувальні реактори, які відрізняються від одинарних наявністю двох котушок індуктивності на фазу, що намотані в одному напрямі та включені узгоджено. Такі реактори мають три високовольтні виводи: середній, що підключається до джерела енергії. До двох кінцевих виводів під'єднуються споживачі. Перевагою таких реакторів є кращі характеристики струмообмеження при короткому замиканні у споживачів.

Струмообмежувальний реактор описується такими параметрами:

$U_{ном}$  - номінальна напруга [кВ];

$I_{ном}$  - номінальний струм [А];

$X_{ном}$  - номінальний опір [Ом];

$i_{дин}$  - струм динамічної стійкості (амплітудне значення) [кА];

$I_{терм}$  - струм термічної стійкості (діюче значення) [кА];

$t_{терм}$  - час термічної стійкості [с].

Маркування струмообмежувальних реакторів наступне:

$$XXX-U_{ном}-(2)I_{ном}-X_{ном},$$

де XXX – це тип реактора (Р – реактор, Б – бетонний, С – сухий, М – масляний, С (друга) – здвоєний, Т – трифазний);  $U_{ном}$  - номінальна напруга;  $I_{ном}$  - номінальний струм (двійка перед струмом означає, що реактор здвоєний);  $X_{ном}$  - номінальний опір.

Шунтуючий реактор – це статичний електромагнітний пристрій, що має велику індуктивність та малий активний опір, призначений для споживання надлишкової реактивної потужності в мережах високої напруги. Шунтуючі реактори використовують для підвищення пропускної здатності лінії електропередачі шляхом споживання реактивної потужності, що генерується лініями високої напруги. Також їхнім призначенням є регулювання балансу реактивної потужності та напруги у вузлах мережі.

Шунтуючі реактори розраховані на напругу 35 – 750 кВ, але найбільшого розповсюдження набули в мережах 330 кВ і вище. Вони завжди підключаються паралельно або до шин підстанції, або до лінії електропередачі. Конструктивно бувають або трифазними, або однофазними.

Через значну потужність виконуються тільки маслонаповненими. Трифазний маслонаповнений шунтуючий реактор представлено на рис.42.



Рис.42 Маслонаповнений шунтуючий реактор типу УШРТ 330 кВ

На рис.42: 1 – бак реактора, 2 – маслорозширювач, 3 – високовольтні вводи, 4 – маслоохолоджувачі. Як видно з рис.42, шунтуючий реактор зовні дуже подібний до автотрансформатора. Основні візуальні відмінності наступні:

- 1) шунтуючий реактор має тільки один клас напруги, тому трифазний реактор має тільки три високовольтні вводи, а не шість, як автотрансформатор;
- 2) через те, що крізь реактор проходить лише реактивна потужність, він працює у набагато легшому тепловому режимі, ніж автотрансформатор, тому для його охолодження достатньо природної масляної системи охолодження (у автотрансформаторів була б задіяна система примусового (дутьтевого, циркуляційного або дутьтево-циркуляційного) охолодження).

Шунтуючий реактор описується такими параметрами:

$U_{ном}$  - номінальна напруга [кВ];

$I_{ном}$  - номінальний струм [А];

$X_{ном}$  - номінальний опір [Ом].

Маркування шунтуючих реакторів наступне:

$$XXX-U_{ном}-I_{ном}-X_{ном},$$

де XXX – це тип реактора (У – керований, Р – реактор, Т – струмообмежувальний, М – масляний, Д – з дуттєвим охолодженням, Т (друга) – трифазний, О – однофазний);  $U_{ном}$  - номінальна напруга;  $I_{ном}$  - номінальний струм;  $X_{ном}$  - номінальний опір.

Позначення реакторів у електричних схемах приведено на рис.43.

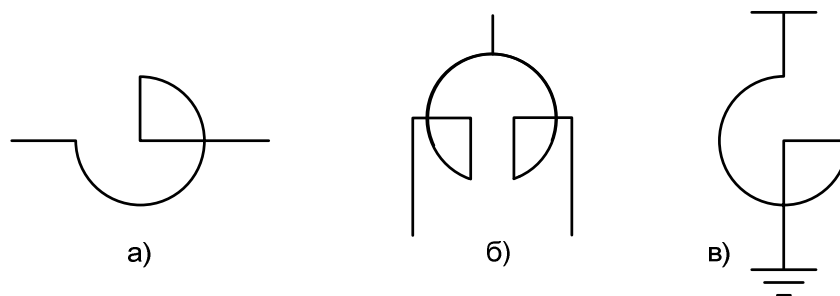


Рис.43 Позначення реакторів: а – струмообмежуючого, б – здвоєного струмообмежуючого, в – шунтуючого

### 3.6 Вентильні розрядники та обмежувачі перенапруги

В деяких випадках високовольтне обладнання електричних станцій та підстанцій може опинитись під дією напруги значно вищої за номінальну. Така напруга може виникнути або під впливом атмосферних перенапруг (грозові явища), або при комутаціях в електричній мережі. В цьому випадку зростає імовірність пробоя ізоляції електрообладнання і, як наслідок, виходу його з ладу. Для захисту електрообладнання під час перенапруг використовуються розрядники. Конструктивно розрядники поділяються на вентильні розрядники (з іскровими проміжками) та обмежувачі перенапруги (з нелінійними резисторами).

Вентильні розрядники складаються з двох основних елементів: іскрового проміжку та робочого резистора. Під час перенапруги іскровий проміжок пробивається, а робочий резистор знижує значення струму до величини, яка може бути успішно погашена іскровими проміжками. Вольт-амперна характеристика робочого резистору нелінійна: із зростанням струму вона спадає. Це дозволяє пропускати більший струм за меншого падіння напруги. Зовнішній вигляд та розріз вентильного розрядника представлено на рис.44.

На рис.44: 1 – блок іскрових проміжків; 2 – блок нелінійних резисторів; 3 – фарфорова ізоляція; 4 – фланець.

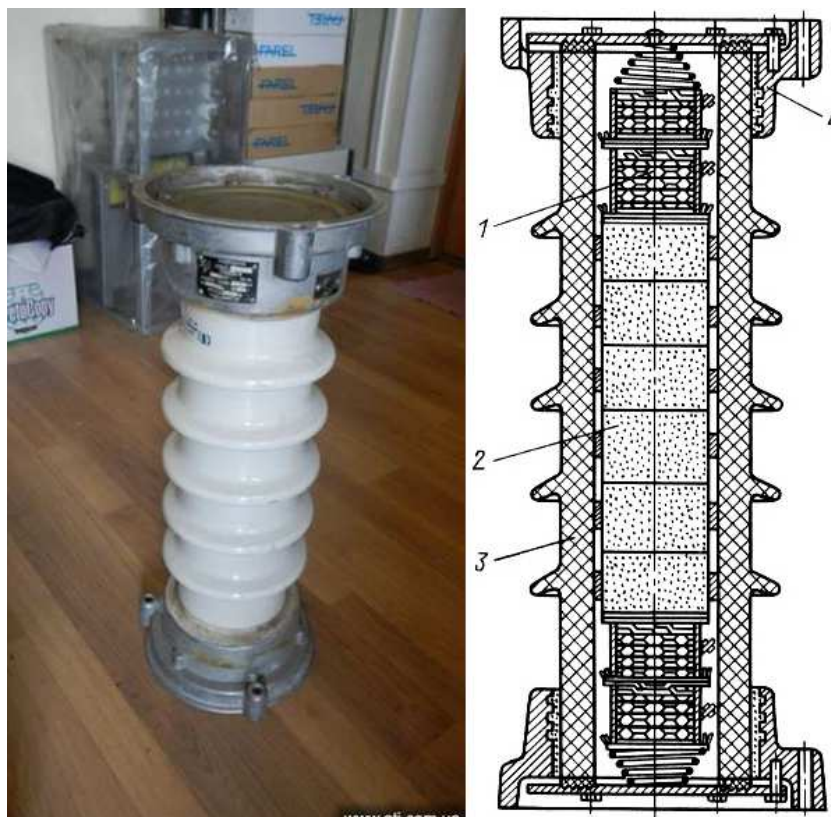


Рис.44 Вентильний розрядник типу РВС-15

Вентильний розрядник описується наступними параметрами:

$U_{ном}$  - номінальна робоча напруга [кВ];

$U_{пр}$  - номінальна пробивна напруга [кВ];

$U_{зал}$  - залишкова напруга на розряднику після його спрацювання [кВ].

Маркування вентильних розрядників наступне:

**XXX– $U_{ном}$** ,

де XXX – це тип розрядника (Р – розрядник, В – вентильний, К – комутаційний, Н – низьковольтний, РД – з розтягнутою дугою, С – стаціонарний, Т – струмообмежувальний);  $U_{ном}$  - номінальна робоча напруга.

Обмежувач перенапруги нелінійний (ОПН) – це електричний апарат, призначений для захисту обладнання від комутаційних та грозових перенапруг. ОПН являє собою більш сучасну модифікацію розрядника, у якій немає іскрових проміжків.

Основним елементом ОПН є варистор, що представляє собою нелінійний опір. Вольт-амперна характеристика варистора представлена на рис.45.

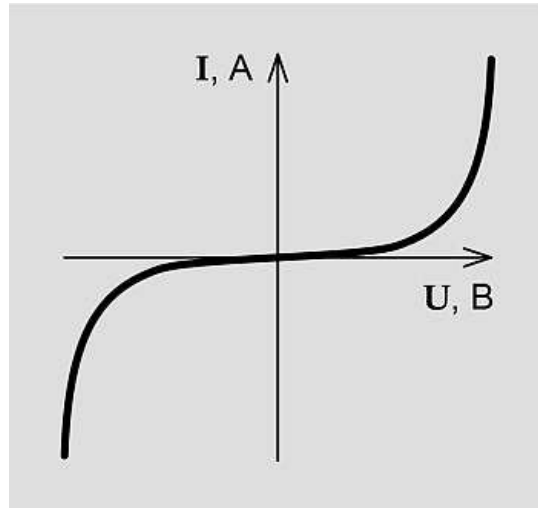


Рис.45 Вольт-амперна характеристика варистора

Як видно з рис.45, при зростанні прикладеної до варистора напруги різко зростає його струм. Це дозволяє виконувати ОПН на базі варисторів без використання іскрових проміжків. Основна частина ОПН складається з послідовного набору варисторів. Основна відмінність матеріалу варисторів ОПН від матеріалу резисторів вентильних розрядників полягає в тому, що варистори мають підвищену пропускну здатність та різко нелінійну вольт-амперну характеристику, завдяки якій можливим є неперервне знаходження ОПН під напругою та виключення з його конструкції іскрових проміжків. Схему ОПН в розрізі представлено на рис.46.

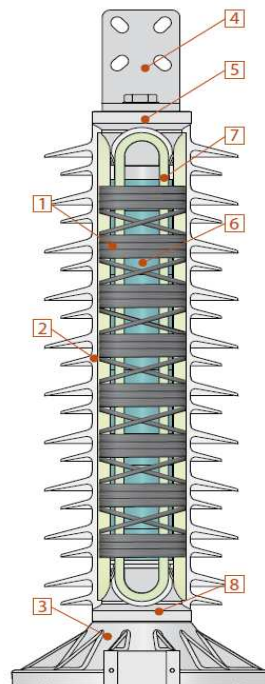


Рис.46 Розріз ОПН

На рис.46: 1 – захисна обмотка, 2 – ізолятор з силіконової гуми, 3 – основа, 4 – лінійний ввід, 5 – верхній фланець, 6 – варистори, 7 – стяжки з скловолокна, 8 – нижній фланець.

Параметри, якими описується ОПН аналогічні параметрам, що описують вентиляльний розрядник.

Маркування ОПН наступне:

$$\text{XXX}-U_{\text{ном}},$$

де XXX – це тип ОПН (О – обмежувач, П – перенапруги, Н – нелінійний, П (друга) – полімерна ізоляція, Н (друга) – для встановлення у нейтралі);  $U_{\text{ном}}$  - номінальна робоча напруга.

Позначення вентиляльних розрядників та ОПН на електричних схемах представлено на рис.47.

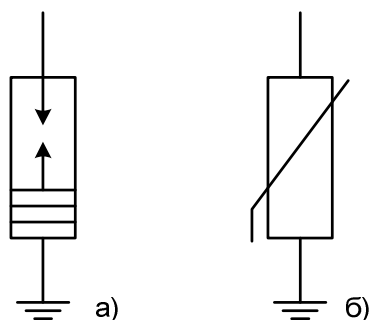


Рис.47 Позначення вентиляльних розрядників (а) та ОПН (б) на схемах

### 3.7 Кабелі та проводи

Кабель – це конструкція з одного або декількох ізольованих один від одного провідників (мідних або алюмінієвих жил) або оптичних волокон, які укладені в діелектричну оболонку. В залежності від свого типу та призначення кабель може мати екран (захист від зовнішніх електромагнітних впливів), броню або металеву оболонку (захист жил кабелю від механічних пошкоджень). Завдяки наявності власної ізоляції та оболонки, кабелі можуть використовуватись як у підземних так і у наземних лініях електропередачі.

Кабелі за своїм призначенням поділяються на:

- силові;
- контрольні;
- зв'язку;
- волоконно-оптичні.



Силові кабелі використовуються для передачі електроенергії. Вони мають переріз жил в діапазоні  $1...500 \text{ мм}^2$ , а їхня кількість змінюється від однієї до чотирьох. Контрольні кабелі використовуються у схемах релейного захисту, автоматики та управління. Вони мають переріз жил в діапазоні  $0,5...10 \text{ мм}^2$ , а їхня кількість змінюється від 4-х до 61-ї. Кабелі зв'язку використовуються в телефонних, комп'ютерних та радіомережах. Кількість пар жил в кабелях зв'язку досягає 100, а їхній переріз – до  $0,5 \text{ мм}^2$ .

Основною відмінністю волоконно-оптичного кабелю від інших кабелів є те, що замість металевих жил використовуються волоконні світловоди, призначені для передавання оптичних сигналів. Світловоди (кількістю 4...12 шт.) знаходяться у захисних трубках. Кількість трубок у кабелі – від однієї до дванадцяти. Таким чином, загальна кількість світловодів варіюється від 4-х до 144-х.

Зовнішній вигляд силових та контрольних кабелів представлено на рис.48.

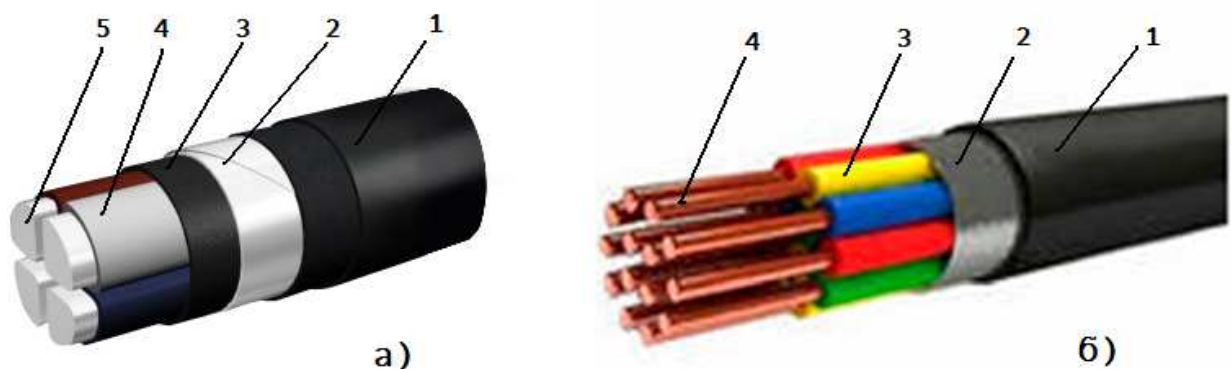


Рис.48 Силовий (а) та контрольний (б) кабелі

На рис.48,а: 1 – зовнішня оболонка (шланг), 2 – металева броня, 3 – внутрішня оболонка, 4 – ізоляція жили, 5 – струмопровідна жила.

На рис.48,б: 1 – оболонка, 2 – екран, 3 – ізоляція жили, 4 – струмопровідна жила.

Маркування кабелів наступне:

$$\text{XXX}-(U_{\text{ном}})-n \times F,$$

де XXX – це тип кабелю (К – контрольний, (силовий не маркується), А – алюмінієві жили (мідні не маркуються), В – полівінілхлоридна ізоляція, Г – голий або гнучкі жили, Б – броньований, С – сталева оболонка, Ш – шлангова оболонка, Е – екран),  $U_{\text{ном}}$  - номінальна робоча напруга (вказується тільки у силових кабелях),  $n$  – кількість жил,  $F$  – переріз жили,  $\text{мм}^2$ .

Волоконно-оптичні кабелі позначаються OFC (Optical Fiber Cable), після літерного позначення вказується кількість світловодів.

На електричних станціях і підстанціях силові кабелі використовуються для підключення електродвигунів та інших споживачів власних потреб до електричної мережі. Також вони застосовуються для ошинування трансформаторів власних потреб з боку низької напруги.

Провід – це неізолюваний (в більшості випадків) провідник, що містить одну або декілька скручених проволоку, який використовується для передачі електроенергії повітряними лініями.

Основною відмінністю проводів від кабелів є відсутність ізоляції, що робить їх дешевшими та простішими у монтажі, але обмежує їхнє використання тільки наземними комунікаціями.

Електричні проводи бувають тільки силовими. Виконуються або мідними або алюмінієвими. Через слабку міцність алюмінія на розрив, часто в алюмінієві проводи вживлюється сталеве осердя. Зовнішній вигляд мідних та сталюалюмінієвих проводів приведено на рис.49.



Рис.49 Мідний (а) та сталюалюмінієвий (б) проводи

Маркування неізолюваних проводів наступне:

**XXX-F,**

де XXX – це матеріал проводу (М – мідний, А – алюмінієвий, АС – сталюалюмінієвий, АСО – сталюалюмінієвий полегшений, АСУ – сталюалюмінієвий обтяжений, АСК – сталюалюмінієвий з антикорозійним покриттям),  $F$  – переріз проводу,  $\text{мм}^2$  (у випадку сталюалюмінієвих проводів через нахилену риску вказуються перерізи алюмінію та сталюого осердя).

На електричних станціях і підстанціях неізолювані проводи використовуються для ошинування відкритих розподільчих установок та силових трансформаторів.

### 3.8 Жорсткі шини

Жорстка шина – це провідник прямокутного, коробчастого або круглого перетину, який призначений для поєднання між собою елементів електричної мережі. Жорсткі шини виконуються мідними або алюмінієвими. Конструктивно жорсткі шини бувають:

- прямокутного перетину (односмугові, двосмугові);
- коробчастого перетину (коробчасті, чотирисмугові, восьмисмугові).

Жорсткі шини прямокутного перетину представлені на рис.50, 51.

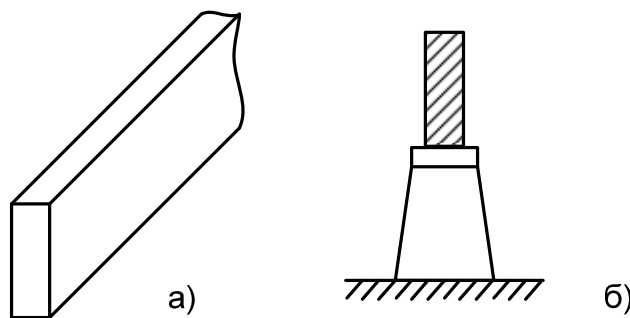


Рис.50 Односмугова шина (а – загальний вигляд; б – кріплення на ізоляторі)

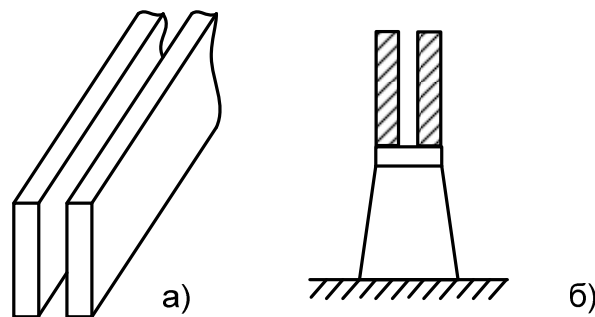


Рис.51 Двосмугова шина (а – загальний вигляд; б – кріплення на ізоляторі)

Односмугові та двосмугові шини використовують при значеннях максимального робочого струму до 3000 А. Якщо значення струму перевищує 3000 А односмугові та двосмугові шини є неефективними. Використання трисмугових шин також неефективне, оскільки через ефект витискання струму на поверхню провідника середня смуга буде недовантаженою. При струмах вище за 3000 А застосовують шини коробчастого перетину (рис.52).

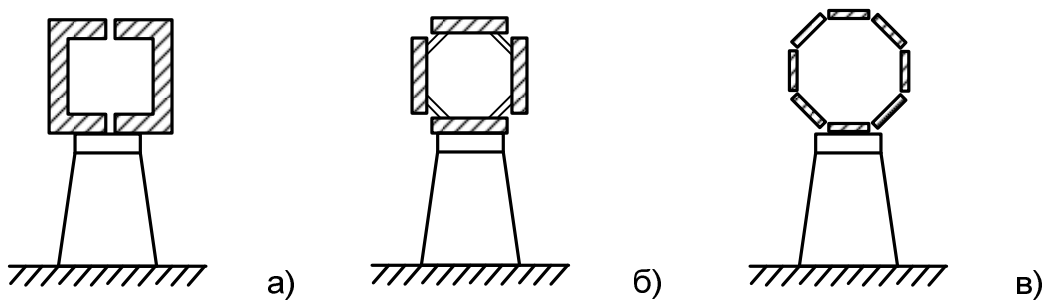


Рис.52 Шини коробчастого перетину

(а – власне коробчаста, б – чотирикутна, в - восьмикутна)

Маркування жорстких шин наступне:

**XXX-h×b,**

де XXX – це тип шини (Ш – шина, М – мідна, А – алюмінієва, М (друга) – м’яка, Т – тверда),  $h$ ,  $b$  – габарити шини прямокутного перетину по висоті та ширині [мм] (для коробчастих шин – ширина коробу та товщина стінки).

На електричних станціях і підстанціях жорсткі шини використовуються для ошиновування виводів обмотки статора генератора, ошиновування сторони низької напруги блочних трансформаторів, а також ними виконуються шини розподільчих установок власних потреб 0,4 – 10 кВ.

### 3.9 Ізолятори

Ізолятор – це пристрій для відділення струмопровідних частин електроустановки від неструмопровідних. За своїм призначенням ізолятори поділяються на:

- опорні ізолятори;
- прохідні ізолятори;
- підвісні ізолятори.

*Опорні ізолятори* призначені для кріплення шин та струмопроводів у відкритих та закритих розподільчих установках. Вони, в залежності від конструкції, поділяються на стрижневі (рис.53) та штирові (рис.54). Різниця між ними полягає в способі кріплення ізолятора до опори.

Стрижневий ізолятор кріпиться до опори металевим армуванням на болтовому з’єднанні. Такі ізолятори використовуються для кріплення жорстких шин. Штировий ізолятор кріпиться до опори за допомогою штиря, який вгвинчується в нижню частину ізоляторів. Такі ізолятори використовуються для кріплення гнучких проводів ЛЕП напругою до 35 кВ.

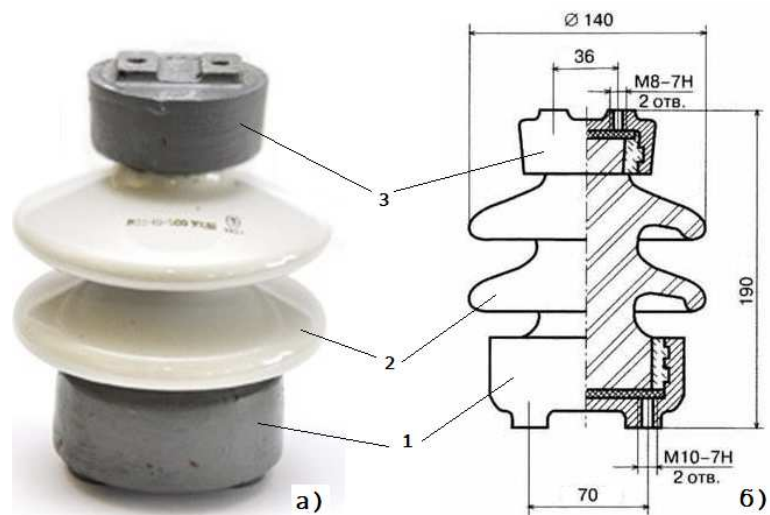


Рис.53 Опорний стрижневий ізолятор типу ИОС-10-500: а – загальний вигляд, б – розріз (1 – армування для кріплення ізолятора, 2 – фарфорове тіло ізолятора, 3 – армування для кріплення шини на ізоляторі)

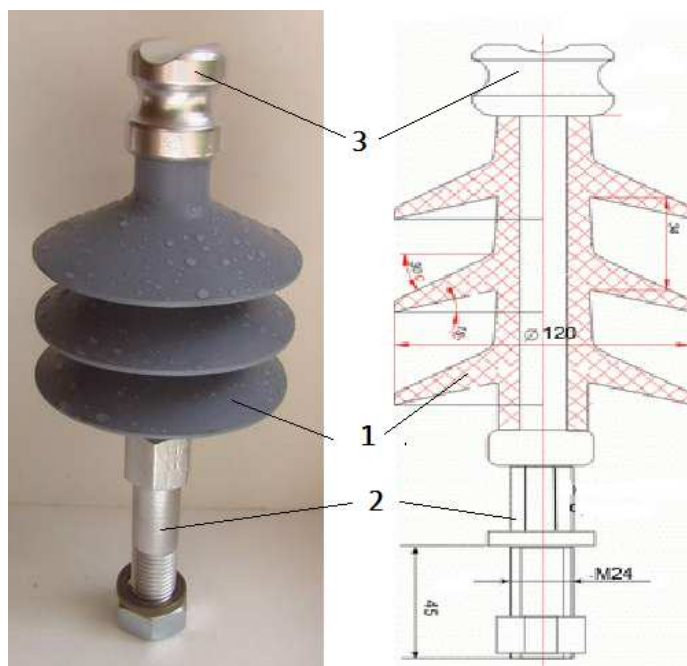


Рис.54 Опорний штировий ізолятор типу ОЛК-12,5-20: а – загальний вигляд, б – розріз (1 – полімерне тіло ізолятора, 2 – штир для кріплення ізолятора, 3 – армування для кріплення проводу на ізоляторі)

*Прохідні ізолятори* призначені для проходження провідника крізь неструмопровідну перешкоду (стіна розподільчої установки, корпус електрообладнання, тощо). Різновидом прохідних ізоляторів є високовольні вводи силових трансформаторів. Конструкцію прохідного ізолятора представлено на рис.55.

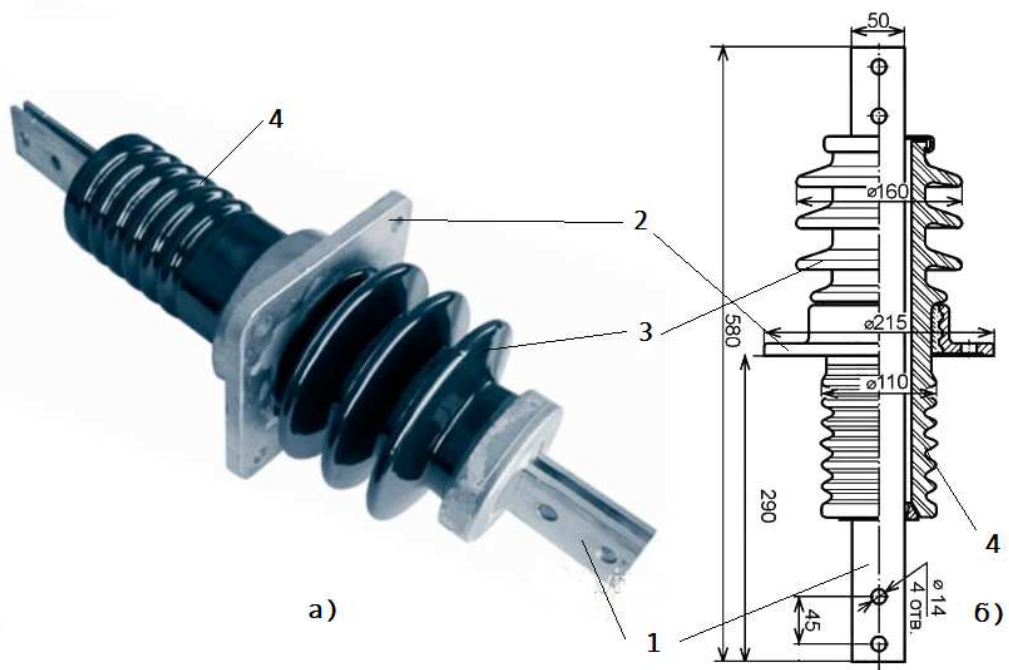


Рис.55 Прохідний ізолятор типу ИПУ-10/630: а – загальний вигляд, б – розріз (1 – струмопровід, 2 – армування для кріплення ізолятора, 3 – зовнішній ізолятор, 4 – внутрішній ізолятор)

Ізолятор, представлений на рис.55, призначений для встановлення у стіни приміщень закритих розподільчих установок, оскільки фарфорова сорочка з великими ребрами (поз.3 на рис.55) призначена для роботи на відкритому повітрі і розрахована на атмосферні впливи. Фарфорова сорочка з малими ребрами (поз.4 на рис.55) призначена для роботи у закритому приміщенні без атмосферних впливів.

*Підвісні ізолятори* призначені для кріплення проводів до опор повітряних ліній та розподільчих установок. Вони бувають тарілчастими (рис.56), які утворюють гірлянди ізоляторів, та стрижневими (рис.57).

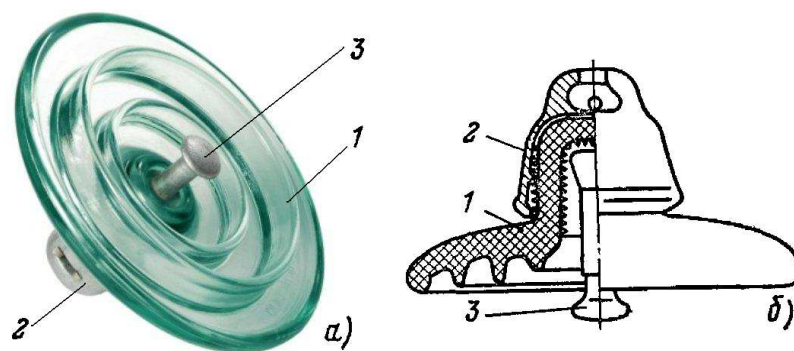


Рис.56 Підвісний тарілчастий ізолятор ПС-70: а – загальний вигляд, б – розріз (1 – тарілка, 2 – шапка, 3 – стрижень)

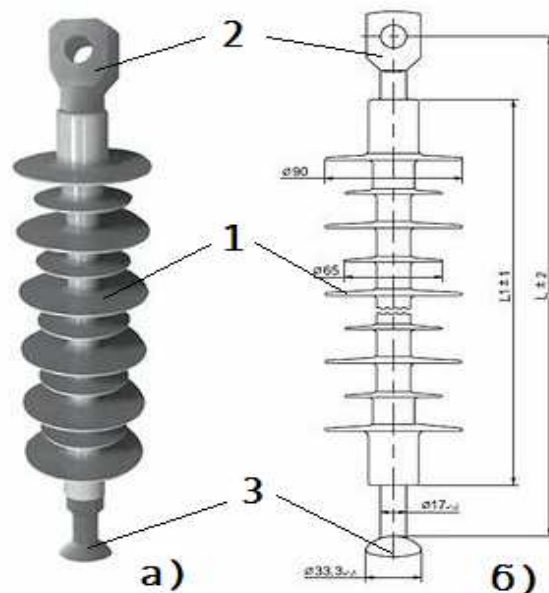


Рис.57 Підвісний стрижневий ізолятор ЛК-70: а – загальний вигляд, б – розріз (1 – полімерна ізоляція, 2 – кріплення до опори, 3 – стрижень для кріплення проводу)

Якщо використовуються тарілчасті ізолятори, їхня кількість у гірлянді визначається класом напруги електроустановки. Для з'єднання ізоляторів у гірлянду, стрижень одного ізолятора вводиться в гніздо у шапці іншого та фіксується у ньому. Підвісні стрижневі ізолятори є більш надійними, оскільки представляють собою суцільну конструкцію і не вимагають з'єднання декількох ізоляторів.

В якості матеріалів для виготовлення ізоляторів слугують фарфор, скло та полімери. Найпершим матеріалом, що використовувався для промислового виготовлення ізоляторів, був електротехнічний фарфор. Потім почали використовувати електротехнічне скло, яке було більш крихким за фарфор, але дешевшим у виготовленні та в разі внутрішнього пошкодження його можна було визначити без випробувань завдяки прозорості скла. Найсучаснішим матеріалом для виготовлення ізоляторів є полімери, які через свою гнучкість мають більшу стійкість до механічних ушкоджень.

Маркування опорних ізоляторів наступне:

$$\text{XXX-U}_{\text{ном}}\text{-F}_{\text{MAX}},$$

де XXX – це тип ізолятора (И – ізолятор, О – опорний, Р – ребристий, Ф – фарфоровий, С – стрижневий, Ш – штировий),  $U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга [кВ],  $F_{\text{MAX}}$  – максимальне механічне навантаження [кН].

Маркування прохідних ізоляторів наступне:

$$\text{XXX-U}_{\text{ном}}/I_{\text{ном}},$$

де XXX – це тип ізолятора (И – ізолятор, П – прохідний, У – посилений, Т – для трансформаторів),  $U_{ном}$  – номінальна напруга [кВ],  $I_{ном}$  – номінальний струм струмопроводу [А].

Маркування підвісних ізоляторів наступне:

$$XXX-F_{MAX}(U_{ном})$$

де XXX – це тип ізолятора (П – підвісний, Ф – фарфоровий, С – скляний, Л – лінійний, К – кремнієва гума),  $F_{MAX}$  – максимальне механічне навантаження [кН],  $U_{ном}$  – номінальна напруга [кВ] (присутня тільки в маркуванні стрижневих ізоляторів, у тарілчастих відсутня).

## 4 Головні схеми електричних станцій та підстанцій

### 4.1 Загальні відомості про електричні схеми станцій і підстанцій

Електрична схема – це графічне зображення елементів станції (підстанції) поєднаних між собою аналогічно до дійсного з'єднання цих елементів у електроустановці. За своїми видами схеми електричних станцій та підстанцій поділяються на структурні та принципові.

Структурні схеми є більш узагальненими. На них позначене силове обладнання (генератори, трансформатори, реактори) не позначено комутаційні пристрої, а розподільчі установки спрощено представлені у вигляді прямокутників (рис.58,а).

Принципові схеми є більш детальними. На них показані всі силові та комутаційні елементи, а також шини розподільчих установок (рис.58,б).

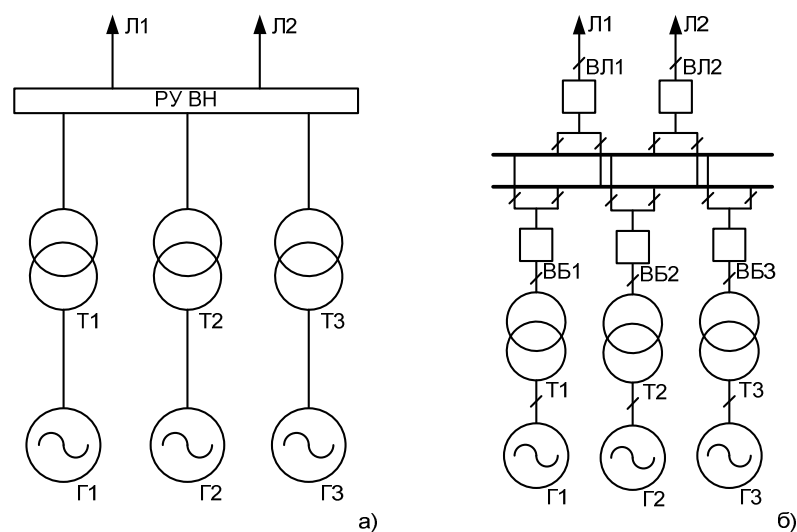


Рис.58 Структурна (а) та принципова (б) схема електростанції



За структурою своєї електричної схеми станції поділяються на:

- станції блочного типу;
- станції з поперечними зв'язками;
- станції комбінованого типу.

Станція блочного типу представлена на рис.58. Таку структуру мають потужні електростанції, які всю вироблену електроенергію, за винятком витрат на власні потреби, віддають в енергосистему через розподільчу установку високої напруги (РУ ВН).

Станції з поперечними зв'язками використовуються у випадках, коли частина електроенергії віддається місцевим споживачам. В цьому випадку окрім розподільчої установки високої напруги, електростанція має розподільчу установку генераторної напруги (РУ ГН), до якої підключаються місцеві споживачі (рис.59,а).

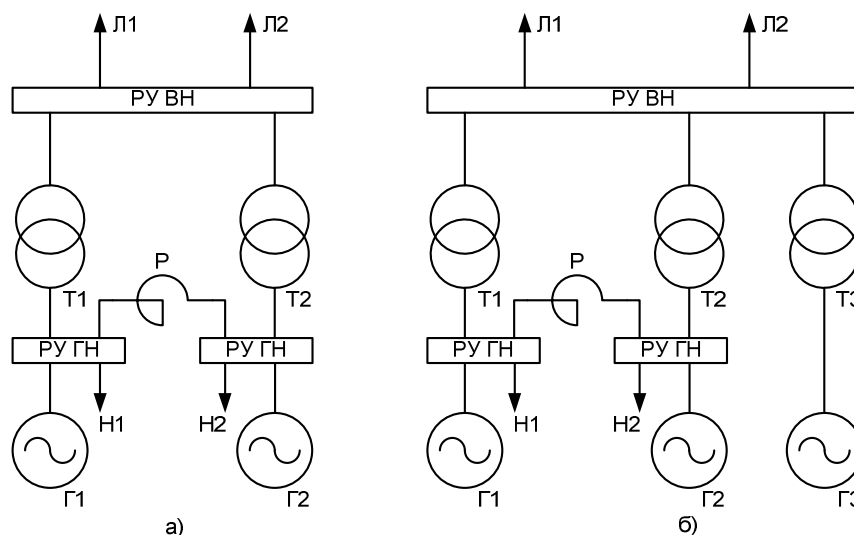


Рис.59 Структурні схеми станції з поперечними зв'язками (а) та станції комбінованого типу (б)

У випадку якщо частина генераторів станції працює за блочним принципом, а частина має поперечні зв'язки, електростанція відноситься до комбінованого типу (див. рис.59,б).

#### 4.2 Головні схеми ТЕС та ТЕЦ

Як було вказано першому розділі, основною відмінністю ТЕС від ТЕЦ є те, що ТЕС виробляє тільки електроенергію, а ТЕЦ ще й теплову. Оскільки

передавання теплової енергії на великі відстані неефективне, ТЕЦ завжди будують поблизу населених пунктів, або прямо в них. В цьому випадку, частина споживачів електроенергії розташована дуже близько до ТЕЦ (прилеглий до ТЕЦ район міста) і для їхнього ефективного електропостачання немає необхідності підвищувати напругу електроенергії, що виробляють генератори. Через це, споживачі прилеглих районів підключаються напряму до РУ ГН ТЕЦ. Таким чином, більшість ТЕЦ має схему з поперечними зв'язками (див. рис.59,а) або комбіновану схему (див. рис.59,б).

На ТЕЦ встановлюються турбогенератори невеликої потужності (6 – 100 МВт), причому у схемі з поперечними зв'язками використовуються генератори потужністю до 60 МВт включно (обмеження є наслідком значних робочих струмів та струмів короткого замикання). Якщо на ТЕС є генератори потужністю більше 60 МВт, вони підключаються до РУ ВН за блочною схемою.

ТЕС не пов'язані з виробітком теплової енергії і, зазвичай, будуються на відстані від населених пунктів. На ТЕС встановлюються генератори більшої потужності, ніж на ТЕЦ (100 – 800 МВт). Через це ТЕС завжди будуються за блочним типом.

Через великі встановлені потужності та відсутність місцевих споживачів, ТЕС віддають всю вироблену електроенергію в енергосистему з РУ ВН. Причому, часто від ТЕС відходять лінії електропередачі двох класів напруги. В цьому випадку ТЕС має дві РУ ВН, які поєднуються між собою трансформаторами або автотрансформаторами зв'язку (рис.60).

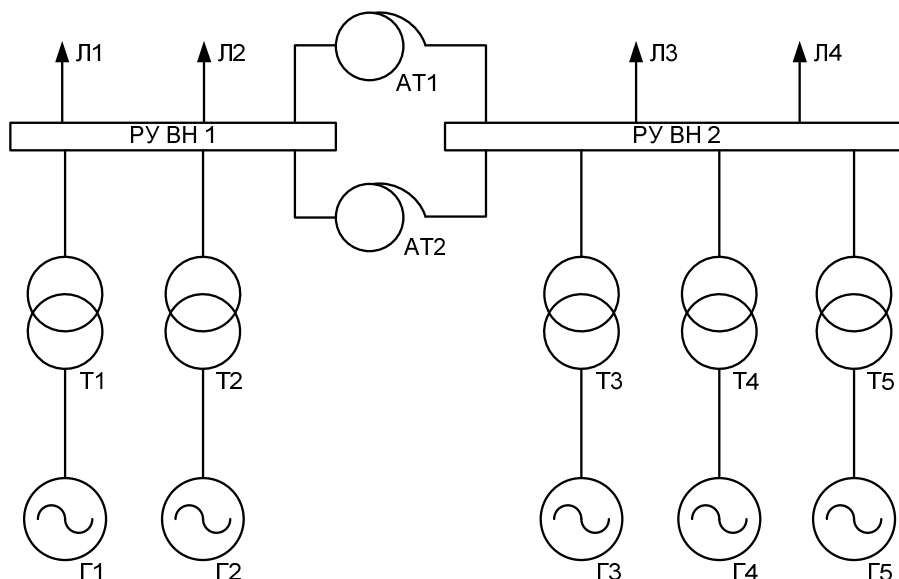


Рис.60 Структурна схема ТЭС з двома РУВН

#### 4.3 Головні схеми АЕС

Генератори на АЕС мають велику одиничну потужність (в Україні розповсюджені генератори з потужностями 440 МВт та 1000 МВт). Тому АЕС, як і ТЕС, віддають всю вироблену електроенергію в енергосистему з РУ ВН. Вони завжди будуються за блочною структурою та мають дві РУ ВН, що зв'язані між собою автотрансформаторами зв'язку.

Структурна схема АЕС подібна до структурної схеми ТЕС (див. рис.60).

#### 4.4 Головні схеми ГЕС

Особливістю ГЕС, що відрізняє її від електростанцій інших типів, є відсутність стандартного ряду номінальних потужностей генераторів. Гідрогенератори кожної ГЕС є індивідуальними за своїми паспортними характеристиками. Оскільки ГЕС прив'язані до річок, то вони, зазвичай, розташовуються за межами великих міст (виключення – ДніпроГЕС у м. Запоріжжя). Через це, місцевих споживачів електроенергії немає і ГЕС будуються за блочним принципом.

Однак, через великий діапазон одиничних потужностей генераторів, структурні схеми блоків ГЕС є дуже різноманітними:

- одиничні блоки;
- укрупнені блоки;
- здвоєні блоки.

Якщо кількість гідроагрегатів на ГЕС невелика використовують одиничні блоки (один генератор – один трансформатор). Структурна схема ГЕС з одиничними блоками ідентична схемі, представленій вище на рис.58,а.

Якщо кількість гідроагрегатів велика, то доцільним є підключення декількох генераторів до одного блочного трансформатору. Якщо одинична потужність генераторів невелика (до 100 МВт), то доцільним є об'єднання генераторів в укрупнені блоки (рис.61,а). Якщо одинична потужність генераторів перевищує 100 МВт, то генератори об'єднуються у здвоєні блоки (рис.61,б).

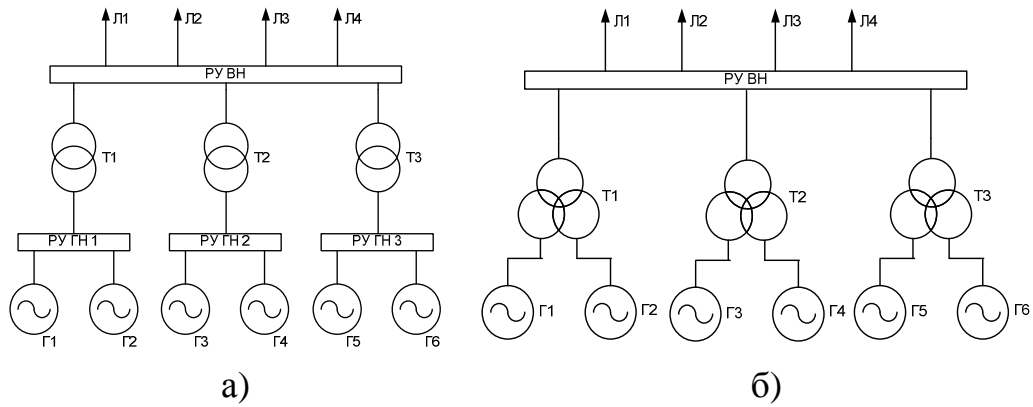


Рис.61 Структурні схеми ГЕС

( а – з укрупненими блоками; б – зі здвоєними блоками)

Кількість розподільчих установок вищої напруги на ГЕС залежить від встановленої потужності ГЕС та схеми електричної мережі в районі будівництва ГЕС. Якщо ГЕС має одну розподільчу установку, то її електрична схем подібна до схем з рис.58,а та рис.61 – в залежності від структури блоків. Якщо ГЕС має дві розподільчі установки, то, в залежності від черговості будування ГЕС, її генератори можуть бути або підключені до однієї розподільчої установки (рис.62,а) або розподілені між двома розподільчими установками (рис.62,б).

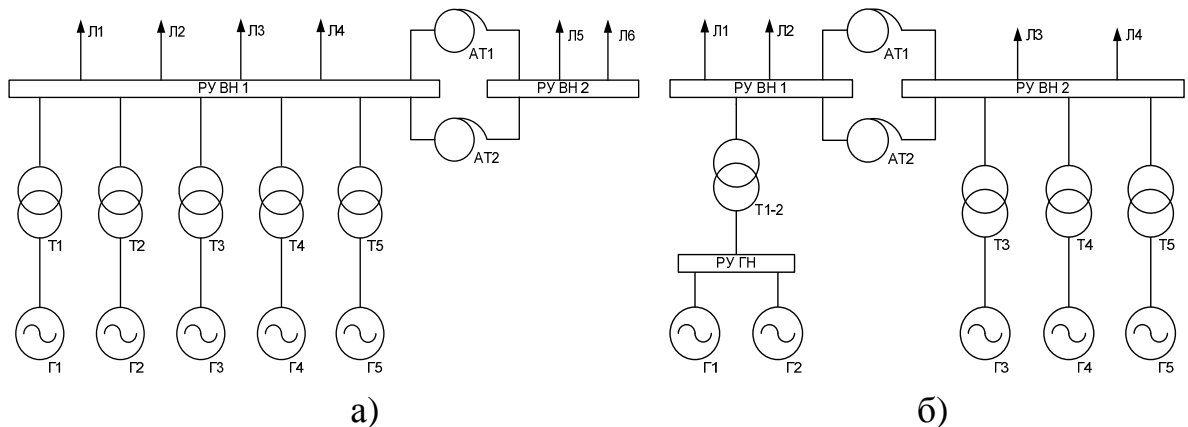


Рис.62 Схеми ГЕС з двома розподільчими установками

Якщо ГЕС має дві РУ ВН, то, в залежності від класу напруг, вони об'єднуються або автотрансформаторами зв'язку, або трансформаторами зв'язку. Коли клас напруги обох РУ ВН 110 кВ та вище (режим роботи нейтралі заземлений для обох РУ ВН) то вони поєднуються автотрансформаторами. Коли у однієї з РУ клас напруги 35 кВ (ізолювана нейтраль), то РУ поєднується трансформаторами зв'язку.

#### 4.5 Головні схеми підстанцій

Головні схеми електричних з'єднань підстанцій обираються з урахуванням розвитку електричних мереж енергосистеми та схеми електропостачання району.

Трансформаторні підстанції мають вигляд, представлений на рис.63.

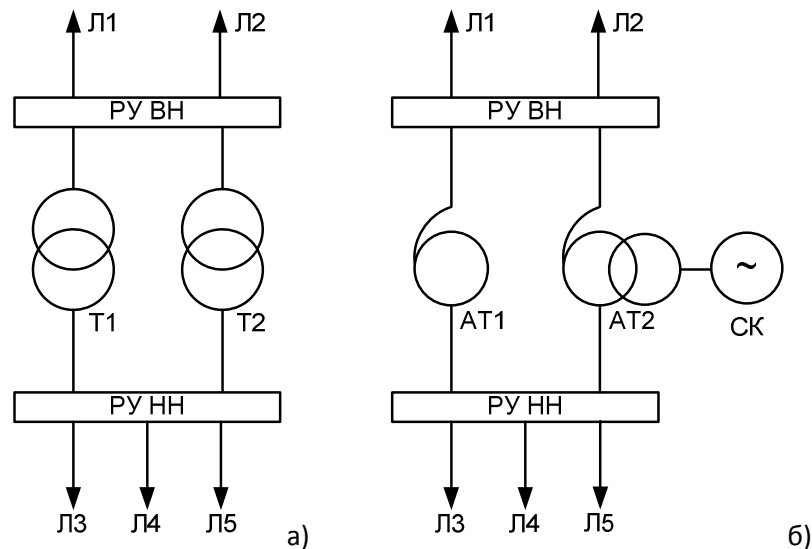


Рис.63 Схеми трансформаторних підстанцій  
(а – з трансформаторами, б – з автотрансформаторами)

Якщо клас напруги РУ ВН та РУ НН підстанції передбачає різний режим роботи нейтралі, то дві розподільчі установки підстанцій поєднуються трансформаторами зв'язку (див.рис.63,а). Якщо клас напруги РУ ВН та РУ НН підстанції передбачає однаковий режим роботи нейтралі (напруга обох РУ 110 кВ та вище), то вони поєднуються автотрансформаторами.

За необхідності регулювання реактивної потужності до додаткових обмоток автотрансформаторів підключаються синхронні компенсатори (див. рис.63,б).

#### 4.6 Схеми розподільчих установок

Схеми розподільчих установок електричних станцій і підстанцій поділяються на два типи:

- радіальний – з комутацією приєднань через один вимикач;
- кільцевий – з комутацією приєднань через два вимикачі.

До схем радіального типу відносяться:

- схеми з однією системою збірних шин;
- схеми з двома системами збірних шин.

Схеми з однією системою збірних шин використовуються в розподільчих установках 6 – 10 кВ. Вони є найбільш простими та найменш надійними схемами. В залежності від кількості приєднань, система шин може бути або несекціонованою (рис.64,а), або секціонованою (рис.64,б).

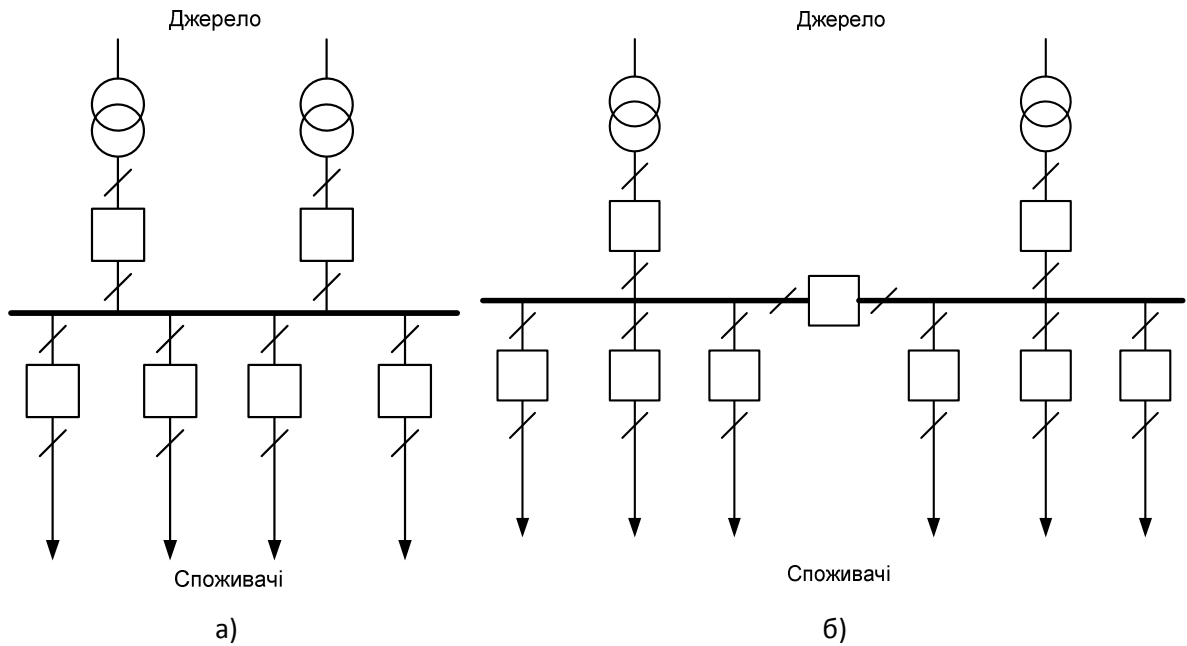


Рис.64 Схеми з однією системою збірних шин  
(а – несекціонована; б – секціонована)

Схеми з двома системами збірних шин використовуються в розподільчих установках 35 – 220 кВ. У порівнянні зі схемами з однією системою збірних шин вони більш надійні. Якщо кількість приєднань велика, системи шин секціонуються. Системи шин об'єднуються шинноз'єднувальним вимикачем. На рис.65,а представлена схема з двома системами робочих шин. Її недоліком є те, що при виведенні вимикача приєднання в ремонт, це приєднання від'єднується від енергосистеми. Для того, щоб можна було виводити в ремонт вимикач будь-якого приєднання, а саме приєднання залишалось в роботі, використовується схема з двома робочими і однією обхідною системами шин. (рис.65,б).

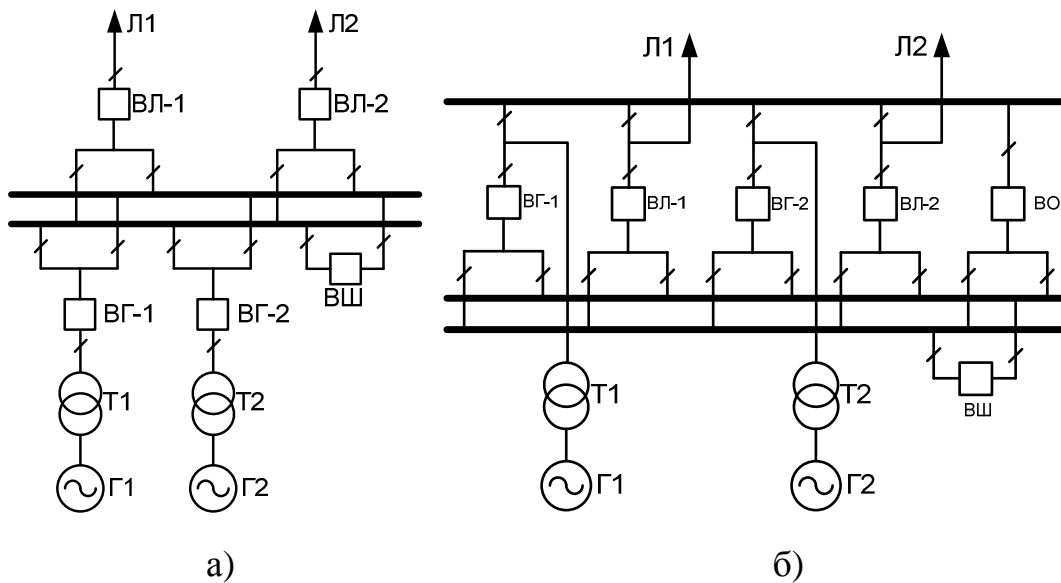


Рис.65 Схеми з двома системами збірних шин (а) та з двома робочими і обхідною системами шин (б)

До схем кільцевого типу відносяться:

- схеми багатокутників;
- схеми з  $N+1$  вимикачем на  $N$  приєднань.

Схеми багатокутників використовуються в розподільчих установках 35 – 750 кВ. Вони є достатньо надійними, оскільки комутація кожного приєднання здійснюється через два вимикачі та економічними оскільки кількість вимикачів у схемі дорівнює кількості приєднань. Основним недоліком схем багатокутників є неможливість їхнього розширення для підключення нових приєднань. Схеми багатокутників представлені на рис.66.

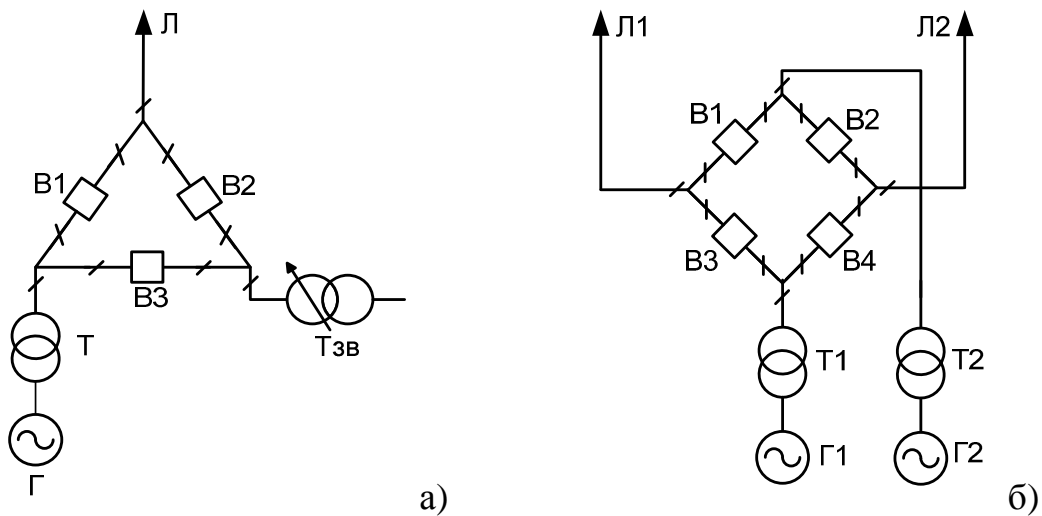


Рис.66 Схеми багатокутників: а) «трикутник», б) «чотирикутник»

Схеми типу «N+1 вимикачів на N приєднань» використовуються в розподільчих установках 330 – 750 кВ. За надійністю вони аналогічні схемам багатокутників, є менш економічними, оскільки кількість вимикачів більша за кількість приєднань, але, на відміну від схем багатокутників придатні до розширення та підключення нових приєднань. На рис.67,а представлено схему «3 вимикачі на 2 приєднання», на рис.67,б представлено схему «4 вимикачі на 3 приєднання».

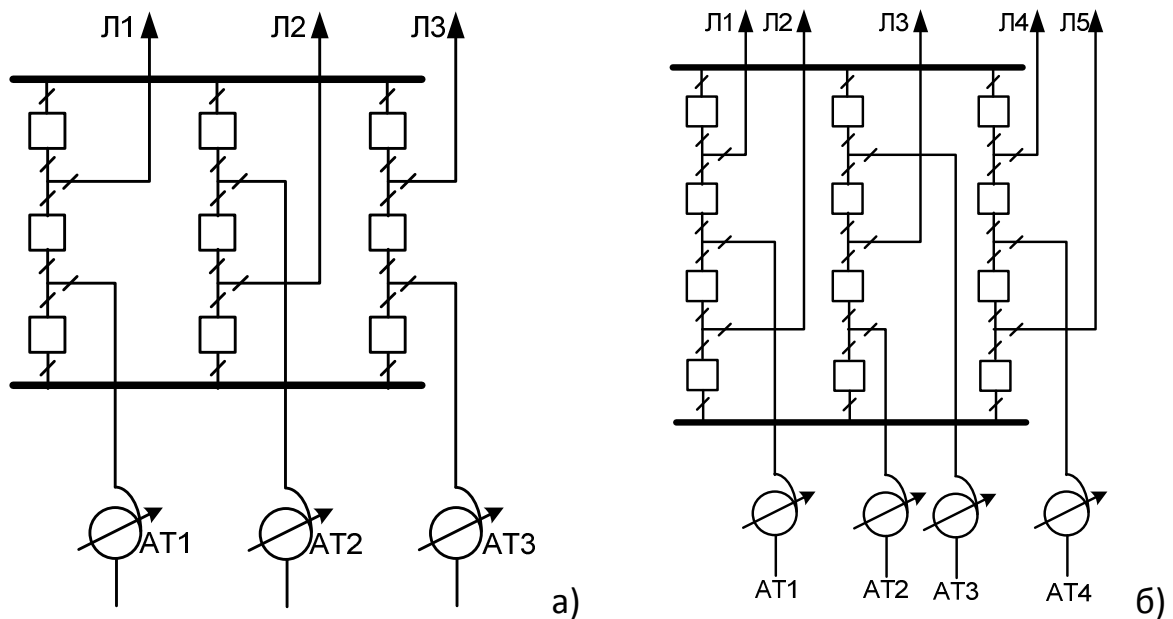


Рис.67 Схеми: а) «три вимикачі на два приєднання»,  
б) «чотири вимикачі на три приєднання»

Також ці схеми іноді називаються «схемами дробів» та позначаються «3/2», «4/3» і т.д.

## 5 Власні потреби електричних станцій та підстанцій

### 5.1 Електричні двигуни у схемах власних потреб електричних станцій та підстанцій

Електродвигуни – це електричні машини, призначені для приводу обертальних механізмів шляхом перетворення електричної енергії в механічну. На електричних станціях двигуни використовуються для приводу механізмів власних потреб (насоси, компресори, вентилятори, підйомно-транспортні механізми).



Власні потреби станції – це допоміжне обладнання, що забезпечує нормальну роботу основного обладнання станції. Є наступні класифікації споживачів власних потреб електростанцій:

- 1) за характером навантаження:
  - двигунове навантаження (привод механізмів);
  - недвигунове навантаження (освітлення та обігрів);
- 2) за призначенням:
  - агрегатні власні потреби;
  - загальностанційні власні потреби.

Двигунове навантаження складає 90 – 95% навантаження власних потреб ГЕС. До 99% електродвигунів на електростанціях складають асинхронні двигуни. Синхронні двигуни на ГЕС не використовуються, а на АЕС та ТЕС використовуються в одиничних випадках для приводу специфічних механізмів, таких як кульобарабанні млини для подрібнення вугілля у вугільний пил на ТЕС та ТЕЦ.

Асинхронна машина – це електрична машина змінного струму у якій швидкість обертання ротора не дорівнює швидкості обертання поля статора. Якщо асинхронна машина працює в режимі двигуна, швидкість обертання ротора менша за швидкість обертання поля статора.

За типом обмотки асинхронні машини бувають:

- з короткозамкненим ротором (біляча клітка);
- з фазним ротором.

Короткозамкнена обмотка типу «біляча клітка» являє собою алюмінієві стрижні в пазах вздовж ротора, що з'єднані контактними кільцями по торцях ротора. Фазна обмотка подібна до обмотки статора – вона виконується мідним проводом, що укладений у пазах таким чином, щоб була забезпечена трифазна система. Кінці фаз обмоток фазного ротора з'єднуються у «зірку», початки обмоток виводяться на контактні кільця ротора.

Асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором більш прості в експлуатації тому є більш поширеними в якості приводу механізмів власних потреб електричних станцій. Двигуни з фазним ротором використовуються там, де необхідне регулювання швидкості обертання в широкому діапазоні. До таких механізмів власних потреб відносяться підйомно-транспортні механізми (кранове господарство). Слід також зазначити, що останнім часом на підйомних кранах, що використовуються на промислових підприємствах, використовують короткозамкнені асинхронні двигуни з перетворювачами частоти.

Асинхронні двигуни описуються наступними параметрами:

$P_{ном}$  - номінальна активна потужність [кВт];

$U_{ном}$  - номінальна напруга статора [кВ];

$I_{ном}$  - номінальний струм статора [А];

$\cos \varphi_{ном}$  - номінальний коефіцієнт потужності;

$\eta_{ном}$  - номінальний ККД [%];

$n_{2ном}$  - номінальна швидкість обертання ротора [об/хв];

$B_{МАХ}$  - кратність пускового моменту [в.о];

$M_{ПУСК}$  - кратність пускового моменту [в.о];

$K_{ПУСК}$  - кратність пускового струму [в.о];

$GD^2$  - маховий момент ротора [кг·м<sup>2</sup>].

Швидкість обертання поля статора не є паспортною величиною. Вона визначається зі стандартного ряду 3000, 1500, 1000, 750, 600, 500 об/хв, як найбільш близька до швидкості обертання ротора  $n_{2ном}$ .

Маркування асинхронних двигунів дуже різноманітне. В залежності від типу двигуна вона може тримати у собі таку інформацію як тип, номінальна напруга, номінальна потужність, кількість полюсів, габаритні розміри, тощо.

Позначення двигунів на електричних схемах має вигляд, представлений на рис.68.

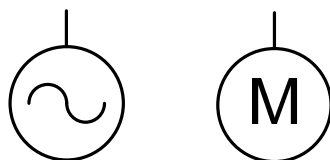


Рис.68 Позначення двигунів на електричних схемах

## 5.2 Власні потреби ТЕС та ТЕЦ

На власні потреби ТЕС витрачається 6–10% електроенергії, що виробляється генераторами ТЕС. На власні потреби ТЕЦ витрачається 8–14% електроенергії, що виробляється генераторами ТЕЦ. Такі, досить високі відсотки витрат електроенергії пояснюються складністю технологічного процесу теплових станцій і необхідністю використання великої кількості допоміжних механізмів для його функціонування. Більші витрати електроенергії на власні потреби ТЕЦ пояснюються тим, що встановлені потужності ТЕЦ, зазвичай, значно менші за встановлені потужності ТЕС, а

чим більшою є встановлена потужність електростанції, тим меншими є питомі витрати електроенергії на її власні потреби.

До основних механізмів власних потреб теплових електричних станцій відносяться:

- 1) *живильні насоси* – призначені для забезпечення роботи пароводяного контуру ТЕС шляхом підвищення тиску води перед її потраплянням до котла. Потужність живильних насосів досягає 12-15 МВт. В якості приводу використовуються або потужні асинхронні двигуни (якщо потужність насоса до 8 МВт), або допоміжні парові турбіни (якщо потужність насоса більше 8 МВт). Пуск енергоблоків, оздоблених допоміжною паровою турбіною, з холодного стану ускладнений через те, що відбір пари на її роботу здійснюється з основної турбіни, яка на момент пуску не працює. Щоб запустити такий блок використовується пусковий живильний насос меншої потужності що має електричний привод. На одному енергоблоці теплової станції, зазвичай, використовується два живильні насоси: один знаходиться в роботі, інший в резерві. Якщо основні насоси мають турбінний привод, то обов'язково є третій пусковий насос.
- 2) *тягодуттєві машини* – призначені для подачі палива в котел (дуттєві вентилятори) та для видалення диму з котла (димососи). На одному енергоблоці теплової станції завжди знаходиться два комплекти тягодуттєвих машин.
- 3) *циркуляційні насоси* – призначені для прокачування охолоджувальної води через конденсатор. На одному енергоблоці теплової станції завжди знаходиться два циркуляційні насоси: один в роботі, а другий в резерві.
- 4) *конденсатні насоси* – призначені для відкачування води з конденсатора. На енергоблок теплової станції завжди припадає два конденсатні насоси: один в роботі, а другий в резерві.
- 5) *кульобарабанні млини* – призначені для подрібнення кам'яного вугілля у вугільний пил. Єдині на теплових станціях механізми, що приводяться синхронними двигунами. Ці двигуни мають нестандартну конструкцію: нерухомий статор знаходиться всередині машини, а рухомий ротор – ззовні. Ротор жорстко з'єднаний з барабаном, у який засипаються металеві кулі діаметром 3-5 см та кам'яне вугілля. Під час обертання барабану металеві кулі

перетирають вугілля на пил, який через дуттєві вентилятори потрапляє в котел. Кульобарабанні млини є тільки на тих ТЕС та ТЕЦ, які використовують в якості палива вугілля. Через швидке стирання куль млини часто виводяться з роботи для їхньої заміни, тому, зазвичай, на одному енергоблоці встановлюється три кульобарабанні млини: один в роботі, другий в резерві, третій в ремонті.

- б) *багерні насоси* – призначені для видалення золи з котла. Зола у котлі має вигляд густої пульпи, тому ці насоси працюють у дуже важких умовах. Через це їхня кількість на один блок дорівнює трьом.

Всі перераховані вище механізми власних потреб є досить потужними і через це двигуни, що їх приводять, мають напругу обмотки статора 6 кВ.

Двигуни інших механізмів, таких як машини системи регулювання турбіни, змащування підшипників агрегату, системи технічного водопостачання станції, підйомно-транспортні механізми мають напругу 0,4 кВ.

Електрична схема власних потреб теплової станції (на прикладі ТЕЦ) має вигляд, представлений на рис.69.

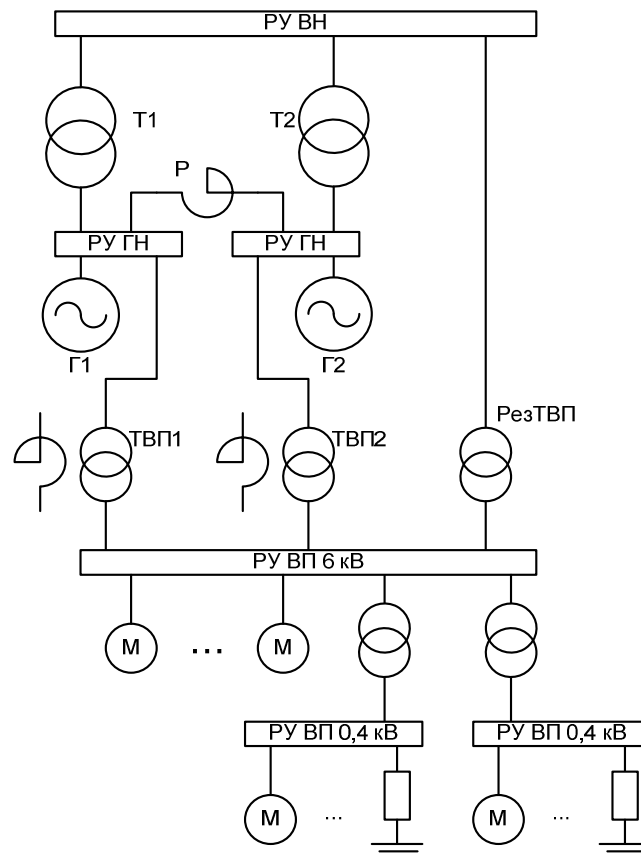


Рис.69 Структурна схема власних потреб ТЕЦ

На рис.69 ТВП1 та ТВП2 – це основні робочі трансформатори власних потреб (на будь-якій станції їх щонайменше два). Вони отримують живлення з розподільчої установки генераторної напруги, або з відпайки шин генераторної напруги. РезТВП – це резервний трансформатор власних потреб, що живиться від розподільчої установки високої напруги. Розподільча установка власних потреб 6 кВ є секціонованою. Якщо напруга РУ ГН також дорівнює 6 кВ, то замість трансформаторів ТВП1 та ТВП2 встановлюються струмообмежувальні реактори. Від РУ ВП 6кВ отримують живлення двигуни 6 кВ та трансформатори 6/0,4 кВ, від яких, в свою чергу, живляться двигуни 0,4 кВ та недвигунове навантаження.

### 5.3 Власні потреби АЕС

На власні потреби АЕС витрачається 5–8% електроенергії, що виробляється її генераторами. Менші витрати електроенергії на власні потреби АЕС, у порівнянні з ТЕС, пояснюються тим, що встановлені потужності АЕС, зазвичай, суттєво більші за встановлені потужності ТЕС.

До основних механізмів власних потреб атомних електричних станцій відносяться:

- 1) *живильні насоси* – призначені для забезпечення роботи пароводяного контуру АЕС шляхом підвищення тиску води перед її потраплянням до котла. Оскільки параметри пари блоків АЕС нижчі за параметри пари блоків ТЕС, потужність живильних насосів нижча за потужність насосів ТЕС. Як наслідок, привод живильних насосів АЕС завжди електричний. Як і на ТЕС кількість живильних насосів дорівнює двом.
- 2) *циркуляційні насоси* – призначені для прокачування охолоджувальної води через конденсатор. На енергоблок атомної станції завжди припадає два циркуляційні насоси: один в роботі, а другий в резерві.
- 3) *конденсатні насоси* – призначені для відкачування води з конденсатора. На енергоблоці атомної станції завжди знаходиться два конденсатні насоси: один в роботі, а другий в резерві.
- 4) *головні циркуляційні насоси* – призначені для прокачування радіоактивної пари через парогенератор. Є найбільш відповідальними двигунами технологічного циклу АЕС, оскільки при зупинці циркуляції радіоактивної пари може відбутись вибух

ядерного реактору. Через це кількість головних циркуляційних насосів на АЕС складає від 4 до 6.

Двигуни всіх перерахованих вище механізмів власних потреб через значну потужність мають напругу обмотки статора 6 кВ. Двигуни інших механізмів мають напругу 0,4 кВ.

Електрична схема власних потреб атомної станції має вигляд, представлений на рис.70.

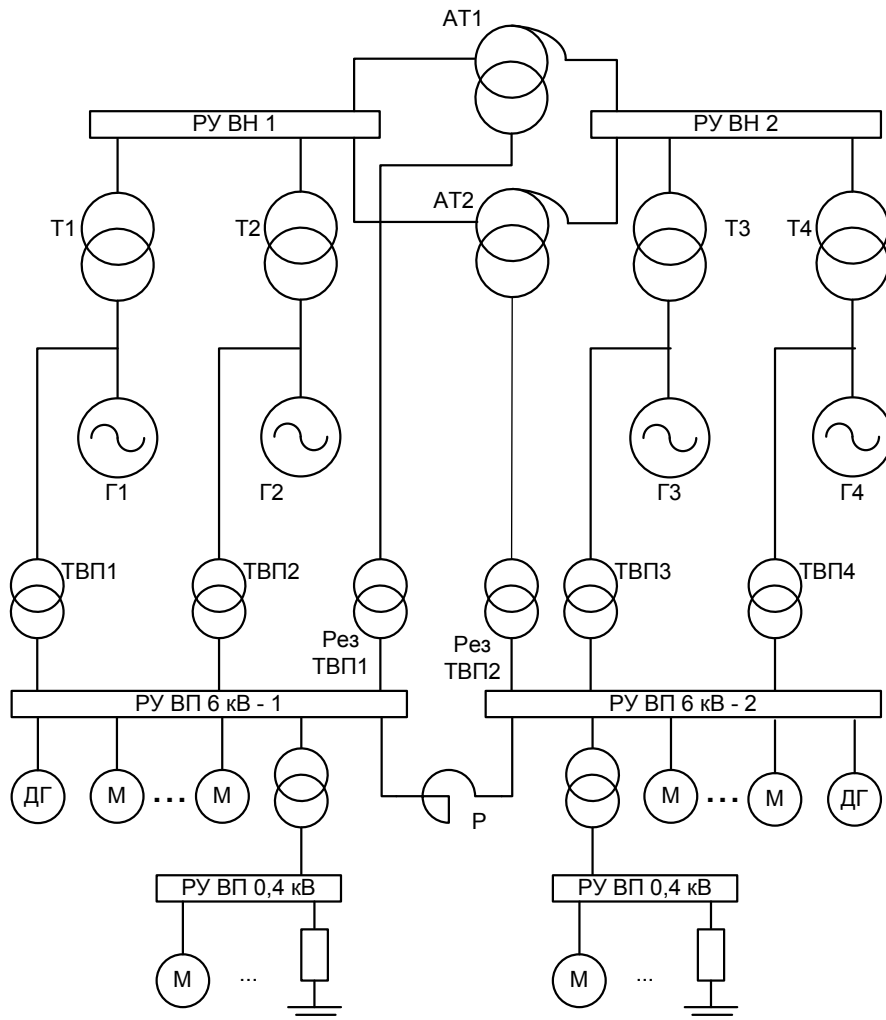


Рис.70 Структурна схема власних потреб АЕС

Порівняльний аналіз схем власних потреб теплових та атомних станцій показує, що схеми власних потреб АЕС є більш розгалуженими, ніж схеми ТЕС, а їхнє живлення є набагато надійнішим. У схемі власних потреб АЕС, окрім основних та резервних трансформаторів власних потреб, завжди передбачені дизель-генератори (ДГ), які забезпечують повністю автономне живлення власних потреб АЕС.

#### 5.4 Власні потреби ГЕС та ГАЕС

Оскільки технологія виробництва електроенергії на гідравлічних станціях є найпростішою, то і їхні власні потреби набагато менш енергоємні у порівнянні з власними потребами теплових та атомних станцій. Витрати електроенергії на власні потреби малих та середніх ГЕС складають 1-2% від номінальної потужності станції, а на потужних ГЕС – 0,5-1%.

До основних механізмів власних потреб гідроелектростанцій відносяться:

- 1) *насоси системи регулювання турбіни* – призначені для створення тиску турбінного масла у системі регулювання положення направляючого апарату турбіни та (для поворотно-лопатевої турбіни) у системі регулювання положення лопатей турбіни. Кількість насосів складає 2 або 3 на генератор в залежності від його потужності та робочого тиску у системі регулювання.
- 2) *насоси змащування підшипників агрегату* – призначені для циркуляції масла у під'ятнику та у підшипниках гідроагрегату. Їхня кількість, зазвичай – 1 або 2 на агрегат.
- 3) *компресори стиснутого повітря* – призначені для створення тиску в системі відтискання води з камери робочого колеса (при переведенні гідроагрегатів в режим синхронного компенсатора), в системі гальмування ротору і турбіни, в системі регулювання швидкості агрегатів та, за наявності повітряних вимикачів, в системі пневматичного господарства підстанції. В кожній системі використовується щонайменше 2 компресори.
- 4) *насоси системи технічного водопостачання станції* – встановлюються тільки на ГЕС, напір яких менше за 30 метрів. Якщо напір більший – тиск технічної води створюється за його рахунок.
- 5) *дренажні та лекажні насоси* - призначені для відкачування протікань води та масла у агрегатах – по 1 насосу на агрегат.

Двигуни всіх механізмів власних потреб на ГЕС та ГАЕС мають напругу статора 0,4 кВ.

Якщо гідроелектростанція має відносно невелику потужність, а потужність її трансформаторів власних потреб не перевищує 2,5 МВА, то вона має тільки один рівень напруги власних потреб – 0,4 кВ (рис.71).

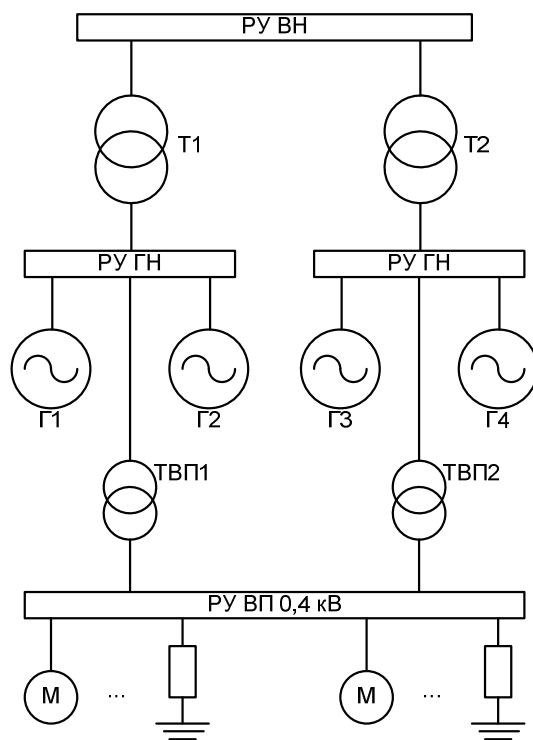


Рис.71 Схема власних потреб ГЕС з одним рівнем напруги

Якщо встановлена потужність ГЕС або ГАЕС значна, то потужність трансформаторів власних потреб більша за 2,5 МВА. В цьому випадку станція має два рівня напруги власних потреб: 6 кВ, 0,4 кВ (рис.72).

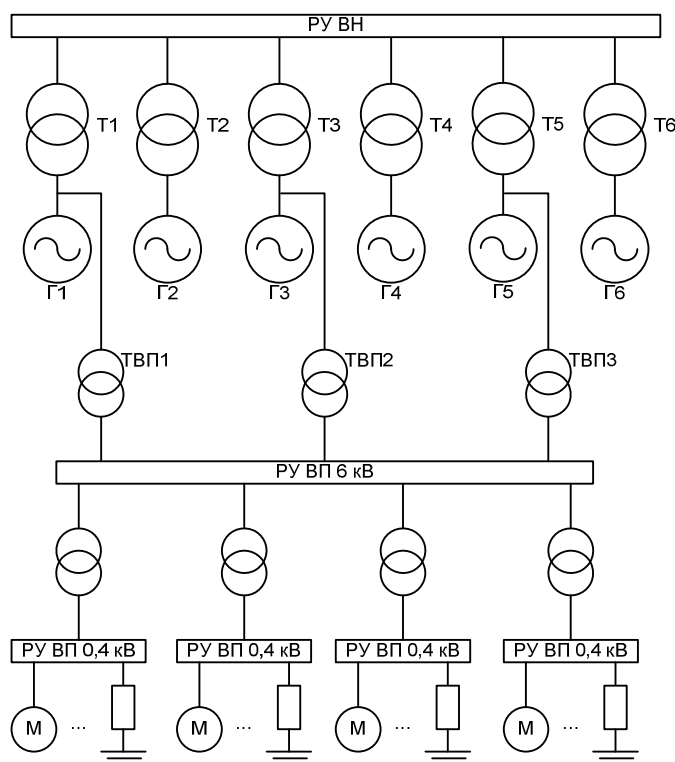


Рис.72 Схема власних потреб ГЕС з двома рівнями напруги



При цьому, розподільча установка 6 кВ призначена лише для розподілення електроенергії на власні потреби, через те, що силові трансформатори потужністю вище за 2,5 МВА з нижчою напругою 0,4 кВ не виготовляються. Всі двигуни підключаються до РУ ВП напругою 0,4 кВ.

### 5.5 Власні потреби підстанцій

Основними споживачами електроенергії у схемі власних потреб підстанцій є:

- 1) електродвигуни систем охолодження трансформаторів, автотрансформаторів та синхронних компенсаторів.
- 2) компресори системи стиснутого повітря (за наявності на підстанції повітряних вимикачів).
- 3) насоси системи пожежогасіння трансформаторів та синхронних компенсаторів.

Для живлення власних потреб підстанцій передбачені понижуючі трансформатори з номінальною нижчою напругою 0,4 кВ. Підключаються вони, зазвичай, до шин сторони 6 або 10 кВ. Якщо на підстанції відсутні такі класи напруги, трансформатори власних потреб підключаються до шин найнижчої наявної напруги (рис.73,а). Також трансформатори власних потреб можуть підключатись до додаткових обмоток автотрансформаторів (рис.73,б).

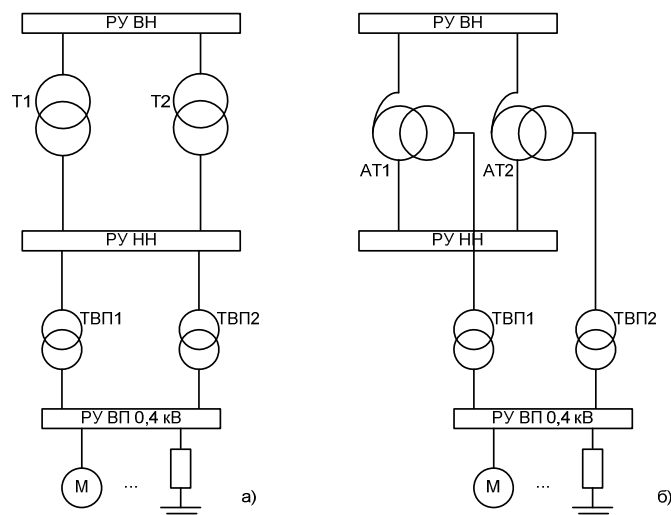


Рис.73 Схеми живлення власних потреб підстанцій

Витрати електроенергії на власні потреби підстанції є незначними і складають 0,1-0,3% від пропускної здатності трансформаторів підстанції.

## 6 Теплові розрахунки обладнання у тривалих режимах

### 6.1 Загальні питання теорії нагріву обладнання

Нагрівання провідників та апаратів відбувається внаслідок втрат енергії різних видів. До них відносяться:

- 1) втрати у провідниках, які пропорційні опору провідника та квадрату струму, що через нього протікає  $\sim I^2 \cdot R$ ;
- 2) втрати у діелектрику, пропорційні провідності діелектрика та квадрату напруги  $\sim U^2 \cdot G$ ;
- 3) втрати у магнітопроводах трансформаторів від вихрових струмів та гістерезису (втрати неробочого ходу трансформатора).

Втрати електроенергії виділяються у вигляді тепла. При цьому температура провідника або апарата не має перевищувати припустимих значень. Слід розрізняти температуру спостереження та температуру найбільш нагрітої точки. Температура спостереження – це температура, що виміряна у місці встановлення датчика. Але, точка об'єкту з найбільшою температурою, зазвичай, не співпадає з точкою вимірювання і температура в ній вища на 5-10 °С. Ця точка називається найбільш нагрітою точкою об'єкту.

Температури в тривалому режимі прийнято нормувати, оскільки це зручно в процесі експлуатації. Нормування температур електрообладнання проводиться за температурою його ізоляції в найбільш нагрітій точці і характеризується нагрівостійкістю. Нагрівостійкість це властивість матеріалу зберігати свої характеристики при дії нормованої температури на протязі номінального терміну експлуатації обладнання. Класи нагрівостійкості ізоляції електрообладнання приведені в табл.1.

Таблиця 1 Класи нагрівостійкості ізоляції

Клас нагрівостійкості	Припустима температура, °С	Групи ізоляційних матеріалів
У	90	Непросочені рідким діелектриком матеріали, волокнисті матеріали з целюлози та шовку
А	105	Волокнисті матеріали з целюлози, бавовни або шовку просочені рідким діелектриком
Е	120	Синтетичні органічні матеріали (плівки, волокна, смоли, компаунди, тощо)

В	130	Матеріали на основі слюди, кераміки, скловолокна у поєднанні з органічними просочуючими матеріалами
F	155	Матеріали на основі слюди, кераміки, скловолокна у поєднанні з синтетичними просочуючими матеріалами
Н	180	Матеріали на основі слюди, кераміки, скловолокна у поєднанні з кремнійорганічними просочуючими матеріалами
G	>180	Слюда, керамічні матеріали, кварц або їхні комбінації

Припустима температура для неізольованих проводів і шин складає 70°C. Для кабелів з паперовою ізоляцією до 3 кВ – 80°C, вище 3 кВ – 60-65°C. Для кабелів з полівінілхлоридною ізоляцією – 55°C. Трансформаторне масло – 90°C.

Дуже важливим є нормування температури оточуючого середовища (повітря, землі, твердої ізоляції, масла). Температура провідника або апарата представляється виразом:

$$\vartheta = \vartheta_{o.c.} + \theta, \quad (3)$$

де  $\vartheta_{o.c.}$  - температура оточуючого середовища,  $\theta$  - перевищення температури провідника або апарата над температурою оточуючого середовища.

Тепловіддача з поверхні нагрітого тіла в оточуюче середовище залежить від перевищення температури. Оскільки припустима температура ізоляції струмопровідної частини електрообладнання є заданою, підвищення температури оточуючого середовища означає зменшення припустимого підвищення температури. Таким чином, щоб зберегти стан рівноваги, електричне навантаження має бути знижене.

### 6.2 Тепловий розрахунок провідників

Тепловий розрахунок має за мету визначити припустимий струм для провідника заданого перетину. Припустимий струм – це найбільший струм, який провідник може проводити на протязі необмеженого часу за нормованої температури повітря за умови, що температура провідника не перевищить відповідне припустиме значення.

В усталеному режимі все тепло, що виділяється в одиницю часу у провіднику, віддається в оточуюче середовище:

$$\Delta P = I^2 \cdot R = \Phi, \quad (4)$$

де  $\Phi$  - тепловий потік, що дорівнює активним втратам електроенергії.

Активний опір провідника  $R$ , як і тепловий потік, є функціями від температури провідника. Якщо задати припустиму температуру для провідника і нормовану температуру повітря, то можна визначити активний опір провідника і тепловий потік з його поверхні. Припустимий струм провідника при цьому складе:

$$I_{\text{прип}} = \sqrt{\frac{\Phi}{R}}. \quad (5)$$

Припустимі струми неізолюваних провідників. Аналітичне визначення припустимих струмів пов'язане з визначенням теплового потоку з поверхні провідника (5). Ця задача вкрай складна, особливо при зовнішньому встановленні провідників (вплив сонця, повітря). Через це припустимі струми з достатньою точністю визначають експериментально.

При обранні перерізів провідників за припустимою температурою аналізуються добові графіки навантаження приєднання і визначається найбільший робочий струм. Щоб температура провідника не перевищувала припустимого значення, найбільший робочий струм приєднання не має перевищувати припустимого значення:

$$I_{\text{прип}} \geq I_{\text{роб-MAX}}. \quad (6)$$

Припустимі струми кабелів. При тепловому розрахунку кабелів використовують аналогію теплового та електричного полів. При цьому вводять поняття опорів теплового потоку елементів кабеля і оточуючого середовища. Для теплового потоку існує така форма запису закону Ома:

$$\Phi = \frac{\vartheta_1 + \vartheta_2}{\gamma}, \quad (7)$$

де  $\gamma$  - тепловий опір відповідного елемента кола  $^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$ .

Тепловий опір ґрунту, в якому прокладено кабель, суттєво впливає на припустимий струм. Через це, при визначенні припустимого струму вводять спеціальні коефіцієнти, які враховують умови прокладання кабелю:

$$\alpha \cdot I_{\text{прип}} \geq I_{\text{роб-MAX}}. \quad (8)$$

Якщо декілька кабелів прокладаються разом, то це погіршує умови тепловідведення і коефіцієнт  $\alpha$  є меншим за одиницю.

### 6.3 Тепловий розрахунок електричних апаратів

Пропускна здатність електричного апарату (вимикача, роз'єднувача, відділювача, автоматичного вимикача, трансформатора струму) заводи-

виробники характеризують номінальним струмом, тобто найбільшим струмом, який електричний апарат спроможний проводити на протязі необмеженого часу за нормованої температури повітря. При цьому температура як струмопровідних частин так і ізоляції електричного апарату не повинна перевищувати відповідних припустимих значень.

Заводи-виробники встановлюють номінальні струми на основі теплових випробувань. Номінальні струми комутаційних апаратів є нормованими і складають 1,0; 1,6; 2,5; 3,2; 4,0; 6,3 А, а також десятинні кратні значення цих струмів.

Щоб температура частин апарата не перевищувала припустимих значень, максимальний робочий струм приєднання не повинен перевищувати номінальний струм апарату:

$$I_{ном} \geq I_{роб-МАХ}. \quad (9)$$

Слід зазначити, що для провідників є термін «припустимий струм», а для апаратів – «номінальний струм», але, за фізичним сенсом, ці терміни є одним й тим самим.

## **7 Стійкість обладнання в аварійних режимах**

### *7.1 Електродинамічна стійкість обладнання*

Відомо, що два провідники по яким протікають струми  $i_1$  та  $i_2$  відповідно, які мають довжину  $l$  та знаходяться на відстані  $a$  один від одного взаємодіють між собою з силою  $F$ , яка визначається згідно із законом Біо-Савара-Лапласа:

$$F = K \cdot i_1 \cdot i_2 \cdot \frac{l}{a}, \quad (10)$$

де  $K$  - коефіцієнт пропорційності.

Якщо струми  $i_1$  та  $i_2$  великі, то й електродинамічна сила  $F$  буде великою і може спричинити руйнування електрообладнання. У трифазних електроустановках сила електродинамічної взаємодії між фазами залежить від геометричного розташування фаз, моменту часу та виду короткого замикання. Електродинамічні зусилля змінюються у часі, напрямі та носять коливальний характер. Взаємодія досягає максимуму коли струм досягає ударного значення. Найбільші міжфазні зусилля мають місце при трифазному короткому замиканні, тому саме трифазне коротке замикання приймається в якості розрахункового при оцінюванні електродинамічних

зусиль. В електричних апаратах та шинопроводах можуть виникати значні електродинамічні зусилля в одній фазі, у випадку коли фаза розщеплена (наприклад, двосмугові шини – див. рис.51).

Для того, щоб ці електродинамічні зусилля не спричинили механічного руйнування обладнання, вони мають мати достатню електродинамічну стійкість. Під електродинамічною стійкістю розуміється здатність провідників витримувати механічні зусилля, що виникають при протіканні струму короткого замикання без деформації що перешкоджає їхній подальшій роботі. Для електричних апаратів завод-виробник вказує гарантійний струм короткого замикання при якому забезпечується електродинамічна стійкість. В каталогах обладнання надаються миттєві значення струму динамічної стійкості який позначається  $i_{дин}$  або  $i_{гран.наскр.}$  (граничний наскрізний). При виборі обладнання необхідно щоб виконувалась наступна умова по динамічній стійкості:

$$i_{дин} > i_{уд}, \quad (11)$$

де  $i_{уд}$  - ударний струм трифазного короткого замикання.

На електродинамічну стійкість перевіряються всі електричні апарати, що обтікаються струмами електричної мережі (вимикачі, роз'єднувачі, відділювачі, короткозамикачі, трансформатори струму, струмообмежувальні реактори і т.д.) та жорсткі шини. Не перевіряються на динамічну стійкість електричні апарати, що не обтікаються струмами електричної мережі (трансформатори напруги, обмежувачі перенапруги, шунтуючі реактори) та гнучкі струмопроводи (ошинування відкритих розподільчих установок, кабелі, тощо).

## 7.2 Термічна стійкість обладнання

Тривалість коротких замикань складає від доль секунд до декількох секунд. Виділення тепла у провідниках та апаратах за цей час є настільки великим, що їхня температура виходить за межі встановленої у нормальному режимі роботи. За надмірного підвищення температури можливим стає розплавлення струмопровідних частин, випалювання ізоляції та інші негативні наслідки.

Здатність електричного апарату або провідника протидіяти термічній дії струму короткого замикання без пошкоджень, що перешкоджають подальшій роботі називається термічною стійкістю.

Критерієм термічної стійкості є кінцева температура, максимальне значення якої обмежене механічною міцністю металу. Припустимі кінцеві температури для апаратів і провідників визначаються експериментальним шляхом. Вони значно вищі значень температур за нормальної роботи, оскільки визначаються не тільки температурою, а й тривалістю нагріву. В табл.2 приведені значення припустимих кінцевих температур для струмопровідних частин провідників і апаратів при короткому замиканні.

Таблиця 2 Припустимі кінцеві температури обладнання при короткому замиканні

Обладнання	Припустима кінцева температура, °С
Неізольовані мідні струмопровідні частини	300
Неізольовані алюмінієві струмопровідні частини	200
Кабелі з паперово-масляною ізоляцією	200
Кабелі з полівінілхлоридною ізоляцією	150
Кабелі з поліетиленовою ізоляцією	120

Припустимі кінцеві температури лежать в межах 120...300°С, тоді як температури нормального режиму не перевищують 60...80°С.

Кількість тепла, що виділяється у провіднику на інтервалі часу, називається тепловим імпульсом. Чисельно, тепловий імпульс дорівнює кількості тепла, що виділяється у провіднику опором 1 Ом з моменту виникнення короткого замикання до його відключення:

$$B = \int_0^t i^2 \cdot dt . \quad (12)$$

Заводи-виробники визначають час та середньоквадратичне значення струму термічної стійкості, тобто гарантують значення теплового імпульсу за якого не відбудеться руйнування обладнання:

$$B_{терм} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} , \quad (13)$$

струм  $I_{терм}$  має назву струму термічної стійкості, а час  $t_{терм}$  - часу термічної стійкості.

Умовою збереження термічної стійкості обладнання в аварійному режимі є:

$$B_{терм} \geq B_{розр} , \quad (14)$$

де  $B_{розр}$  - це розрахунковий тепловий імпульс, який визначається діючим значенням фактичного струму короткого замикання, що протікає по

провіднику, та часом впродовж якого цей струм протікає від моменту виникнення короткого замикання до моменту розмикання короткозамкненого кола вимикачем.

В загальному випадку вираз для розрахункового теплового імпульсу має вигляд:

$$B_{розр} = I_{п,о}^2 \cdot (t_{рз} + t_{відкл}), \quad (15)$$

де  $I_{п,о}$  - це періодична складова струму короткого замикання в початковий момент часу,  $t_{рз}$  - час дії релейного захисту,  $t_{відкл}$  - власний час відключення вимикача.

На термічну стійкість перевіряються всі електричні апарати, що обтікаються струмами електричної мережі (вимикачі, роз'єднувачі, відділювачі, короткозамикачі, трансформатори струму, струмообмежувальні реактори і т.д.), жорсткі шини та кабельні лінії. Не перевіряються на термічну стійкість електричні апарати, що не обтікаються струмами електричної мережі (трансформатори напруги, обмежувачі перенапруги, шунтуючі реактори) та гнучкі неізольовані струмопроводи повітряних ліній електропередачі.



## РОЗРАХУНКОВО-ГРАФІЧНА РОБОТА

### 8 Визначення потужності трансформаторів електростанцій різних типів

#### 8.1 Визначення потужності трансформаторів зв'язку ТЕЦ

Для ТЕЦ властива наявність поперечних зв'язків на шинах генераторної напруги. До генераторної розподільчої установки, зазвичай, підключаються два генератори (рідше – три). Одиначна потужність генераторів, що працюють на збірні шини генераторної напруги, не перевищує 60 МВт. До шин розподільчої установки генераторної напруги підключається місцеве навантаження та власні потреби ТЕЦ. На рис.74 представлені схеми ТЕЦ з двома (а) та трьома (б) генераторами, підключеними до розподільчої установки генераторної напруги.

Трансформатори Т1 та Т2, що поєднують розподільчі установки генераторної та високої напруги, називаються трансформаторами зв'язку. Для забезпечення надійності схеми ТЕЦ їхня кількість завжди дорівнює двом.

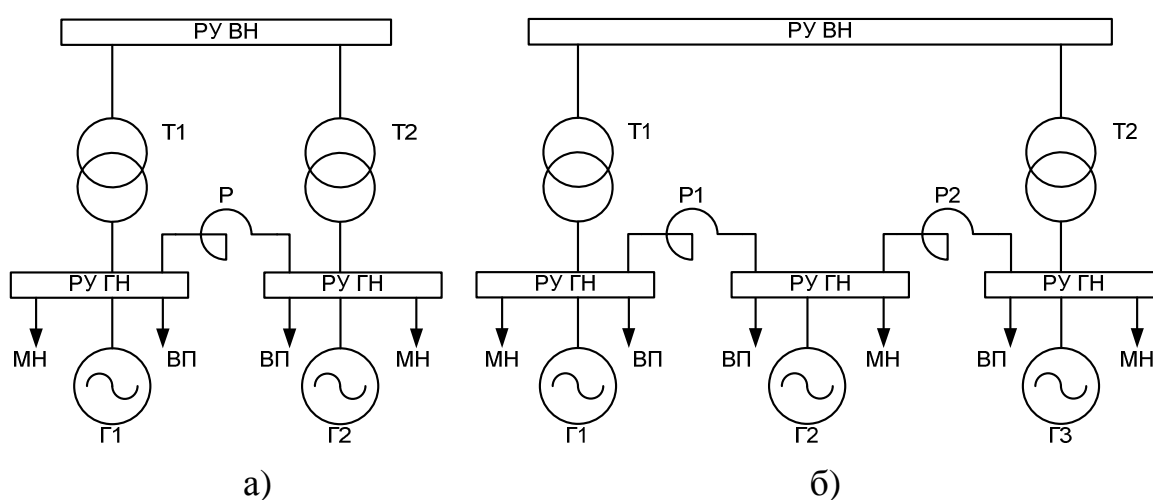


Рис.74 Схеми ТЕЦ

Вихідними даними для визначення розрахункової потужності трансформатора зв'язку є:

- 1) кількість генераторів на РУ ГН ТЕЦ,  $n$ ;
- 2) номінальна активна потужність генератора,  $P_{Гн}$  [МВт];
- 3) номінальний коефіцієнт потужності генератора,  $\cos \varphi_{Гн}$ ;

- 4) відсоток потужності ТЕЦ, що витрачається на власні потреби,  $P_{ВП}^{\%}$  [%];
- 5) коефіцієнт потужності власних потреб ТЕЦ,  $\cos \varphi_{ВП}$ ;
- 6) номінальна активна потужність місцевого навантаження,  $P_{МН}$  [МВт];
- 7) номінальний коефіцієнт потужності місцевого навантаження  $\cos \varphi_{МН}$ .

Для визначення потужності трансформаторів зв'язку, необхідно визначити максимально можливу потужність перетоку через них. Для цього розраховується перетік потужності в нормальному режимі (всі генератори РУ ГН в роботі) та в аварійному (один з генераторів відключено). Перетік потужності в нормальному режимі визначається за виразом:

$$S_{норм} = \sqrt{(n \cdot P_{Гн} - P_{ВП} - P_{МН})^2 + (n \cdot Q_{Гн} - Q_{ВП} - Q_{МН})^2}. \quad (16)$$

Перетік потужності в аварійному режимі визначається за виразом:

$$S_{авар} = \sqrt{((n-1) \cdot P_{Гн} - P_{ВП} - P_{МН})^2 + ((n-1) \cdot Q_{Гн} - Q_{ВП} - Q_{МН})^2}. \quad (17)$$

У виразах (16) та (17) складові визначаються наступним чином:

- активна потужність власних потреб в МВт:

$$P_{ВП} = \frac{P_{ВП}^{\%}}{100} \cdot n \cdot P_{Гн}; \quad (18)$$

- реактивні потужності:

$$Q_{Гн} = P_{Гн} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{Гн}}}{\cos \varphi_{Гн}}; \quad (19)$$

$$Q_{ВП} = P_{ВП} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{ВП}}}{\cos \varphi_{ВП}}; \quad (20)$$

$$Q_{МН} = P_{МН} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{МН}}}{\cos \varphi_{МН}}. \quad (21)$$

З отриманих значень повної потужності (16), (17) обирається найбільше:

$$S_{MAX} = \max\{S_{норм}; S_{авар}\}. \quad (22)$$

Розрахункова потужність трансформатора зв'язку визначається з умови припустимості 40% перевантаження одного трансформатора при виведеному в ремонт іншому:

$$S_{розр} = \frac{S_{MAX}}{1,4}. \quad (23)$$

Номінальна потужність трансформатора зв'язку обирається зі стандартного ряду номінальних потужностей силових трансформаторів [МВА]: 2,5; 3,2; 4; 6,3; 10; 16; 25; 32; 40; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250; 400;

**630; 1000; 1250.** В якості номінальної потужності трансформатора зв'язку приймається найближча більша відносно розрахункової  $S_{розр}$  стандартна потужність.

Приклад. ТЕЦ складається з  $n=2$  турбогенераторів з номінальними параметрами  $P_{Гн} = 30 \text{ МВт}$ ,  $\cos \varphi_{Гн} = 0,8$ . Витрати електроенергії на власні потреби ТЕЦ складають  $P_{ВП}^{\%} = 12 \%$ . Коефіцієнт потужності власних потреб  $\cos \varphi_{ВП} = 0,85$ . Характеристики місцевого навантаження:  $P_{МН} = 23 \text{ МВт}$ ,  $\cos \varphi_{МН} = 0,9$ . Визначити номінальну повну потужність трансформаторів зв'язку.

Рішення. Визначаються витрати активної потужності на власні потреби в МВт за виразом (18):

$$P_{ВП} = \frac{P_{ВП}^{\%}}{100} \cdot n \cdot P_{Гн} = \frac{12}{100} \cdot 2 \cdot 30 = 7,2 \text{ МВт}. \quad (24)$$

За виразами (19) – (21) визначаються реактивні потужності:

$$Q_{Гн} = P_{Гн} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{Гн}}}{\cos \varphi_{Гн}} = 30 \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} = 22,5 \text{ МВАр}; \quad (25)$$

$$Q_{ВП} = P_{ВП} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{ВП}}}{\cos \varphi_{ВП}} = 7,2 \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,85^2}}{0,85} = 4,5 \text{ МВАр}; \quad (26)$$

$$Q_{МН} = P_{МН} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{МН}}}{\cos \varphi_{МН}} = 23 \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,9^2}}{0,9} = 11 \text{ МВАр}. \quad (27)$$

За виразом (16) визначається перетік повної потужності в нормальному режимі:

$$\begin{aligned} S_{норм} &= \sqrt{(n \cdot P_{Гн} - P_{ВП} - P_{МН})^2 + (n \cdot Q_{Гн} - Q_{ВП} - Q_{МН})^2} = \\ &= \sqrt{(2 \cdot 30 - 7,2 - 23)^2 + (2 \cdot 22,5 - 4,5 - 11)^2} = 41,9 \text{ МВА}. \end{aligned} \quad (28)$$

За виразом (17) визначається перетік повної потужності в аварійному режимі:

$$\begin{aligned} S_{авар} &= \sqrt{((n-1) \cdot P_{Гн} - P_{ВП} - P_{МН})^2 + ((n-1) \cdot Q_{Гн} - Q_{ВП} - Q_{МН})^2} = \\ &= \sqrt{((2-1) \cdot 30 - 7,2 - 23)^2 + ((2-1) \cdot 22,5 - 4,5 - 11)^2} = 7,1 \text{ МВА}. \end{aligned} \quad (29)$$

Визначається розрахункова потужність трансформатора зв'язку:

$$S_{розр} = \frac{\max\{S_{норм}; S_{авар}\}}{1,4} = \frac{\max\{41,9; 7,1\}}{1,4} = 29,9 \text{ МВА}. \quad (30)$$

Згідно до приведеного вище стандартного ряду, номінальна потужність трансформатора зв'язку складає  $S_{ном} = 32 \text{ МВА}$ .

## 8.2 Визначення потужності блочних трансформаторів АЕС

Для АЕС властива блочна структура. Через великі потужності генераторів використовуються тільки одиничні блоки. Живлення власних потреб, зазвичай, здійснюється з відпайки з шин генераторної напруги. На рис.75 представлена схема блоку АЕС.

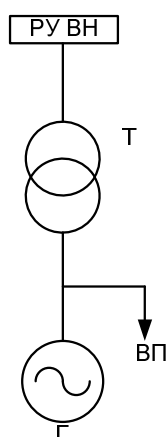


Рис.75 Схема блоку АЕС

Трансформатор Т, що поєднує генератор та розподільчу установку високої напруги, називається блочним трансформатором.

Вихідними даними для визначення розрахункової потужності блочного трансформатора АЕС є:

- 1) номінальна активна потужність генератора,  $P_{Гн}$  [МВт];
- 2) номінальний коефіцієнт потужності генератора,  $\cos \varphi_{Гн}$ ;
- 3) відсоток потужності АЕС, що витрачається на власні потреби,  $P_{ВП}^{\%}$  [%];
- 4) коефіцієнт потужності власних потреб ТЕЦ,  $\cos \varphi_{ВП}$ .

Розрахункова потужність блочного трансформатора визначається потужністю генератора за вирахуванням потужності, що витрачається на власні потреби:

$$S_{розр} = \sqrt{(P_{Гн} - P_{ВП})^2 + (Q_{Гн} - Q_{ВП})^2}. \quad (31)$$

Активна потужність власних потреб АЕС в МВт визначається за виразом:

$$P_{ВП} = \frac{P_{ВП}^{\%}}{100} \cdot P_{Гн}, \quad (32)$$

а реактивні потужності – за виразами (19), (20).

Номинальна потужність блочного трансформатора обирається зі стандартного ряду номінальних потужностей силових трансформаторів, приведених у 8.1. В якості номінальної потужності блочного трансформатора приймається найближча більша відносно розрахункової  $S_{розр}$  стандартна потужність.

Приклад. Блок АЕС має турбогенератор з номінальними параметрами  $P_{Гн} = 800 \text{ МВт}$ ,  $\cos \varphi_{Гн} = 0,85$ . Витрати електроенергії на власні потреби АЕС складають  $P_{ВП}^{\%} = 9 \%$ . Коефіцієнт потужності власних потреб  $\cos \varphi_{ВП} = 0,9$ . Визначити номінальну повну потужність блочного трансформатора.

Рішення. Визначаються витрати активної потужності на власні потреби в МВт за виразом (32):

$$P_{ВП} = \frac{P_{ВП}^{\%}}{100} \cdot P_{Гн} = \frac{9}{100} \cdot 800 = 72 \text{ МВт}. \quad (33)$$

За виразами (19), (20) визначаються реактивні потужності:

$$Q_{Гн} = P_{Гн} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{Гн}}}{\cos \varphi_{Гн}} = 800 \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,85^2}}{0,85} = 499 \text{ МВАр}; \quad (34)$$

$$Q_{ВП} = P_{ВП} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{ВП}}}{\cos \varphi_{ВП}} = 72 \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,9^2}}{0,9} = 31 \text{ МВАр}. \quad (35)$$

За виразом (31) визначається перетік повної потужності через блочний трансформатор:

$$\begin{aligned} S_{розр} &= \sqrt{(P_{Гн} - P_{ВП})^2 + (Q_{Гн} - Q_{ВП})^2} = \\ &= \sqrt{(800 - 72)^2 + (499 - 31)^2} = 865,5 \text{ МВА}. \end{aligned} \quad (36)$$

Згідно до стандартного ряду, номінальна потужність блочного трансформатора АЕС складає  $S_{ном} = 1000 \text{ МВА}$ .

### 8.3 Визначення потужності блочних трансформаторів ГЕС

Для ГЕС властива блочна структура. В залежності від одиничної потужності генераторів вони або підключаються до енергосистеми через одиничні блоки, або об'єднуються по декілька генераторів в укрупнені або здвоєні блоки. Живлення власних потреб, зазвичай, організовується з шин

генераторної напруги. На рис.76 представлена схема укрупненого блоку ГЕС з чотирма генераторами у блоці.

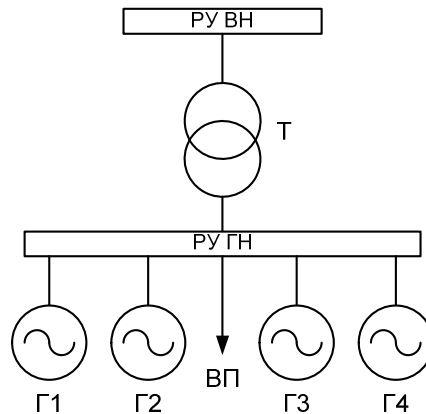


Рис.76 Схема укрупненого блоку ГЕС

Вихідними даними для визначення розрахункової потужності блочного трансформатора АЕС є:

- 1) кількість генераторів у блоці ГЕС,  $n$ ;
- 2) номінальна активна потужність генератора,  $P_{Гн}$  [МВт];
- 3) номінальний коефіцієнт потужності генератора,  $\cos \varphi_{Гн}$ .

Оскільки доля потужності, що витрачається на власні потреби ГЕС дуже низька (біля 1%), то відбором потужності на власні потреби ГЕС з РУ ГН можна знехтувати. В цьому випадку, розрахункова потужність блочного трансформатора визначається наступним чином:

$$S_{розр} = n \cdot \frac{P_{Гн}}{\cos \varphi_{Гн}}. \quad (37)$$

Номінальна потужність блочного трансформатора обирається зі стандартного ряду номінальних потужностей силових трансформаторів, приведених у 8.1. В якості номінальної потужності блочного трансформатора приймається найближча більша відносно розрахункової  $S_{розр}$  стандартна потужність.

Приклад. Укрупнений блок ГЕС має три гідрогенератори. Номінальні параметри гідрогенератора:  $P_{Гн} = 59 \text{ МВт}$ ,  $\cos \varphi_{Гн} = 0,86$ . Визначити номінальну повну потужність блочного трансформатора.

Рішення. За виразом (37) визначається перетік повної потужності через блочний трансформатор:

$$S_{розр} = n \cdot \frac{P_{Гн}}{\cos \varphi_{Гн}} = 3 \cdot \frac{59}{0,86} = 205,8 \text{ МВА}. \quad (38)$$

Згідно до стандартного ряду, номінальна потужність блочного трансформатора ГЕС складає  $S_{ном} = 250 \text{ МВА}$ .

#### *8.4 Завдання на РГР та індивідуальні варіанти вихідних даних*

Під час виконання РГР за індивідуальним варіантом завдання необхідно:

- 1) накреслити структурну схему ТЕЦ та визначити номінальну потужність трансформаторів зв'язку;
- 2) накреслити структурну схему блоку АЕС та визначити номінальну потужність блочного трансформатору;
- 3) накреслити структурну схему блоку ГЕС та визначити номінальну потужність блочного трансформатору.

Варіанти індивідуальних завдань приведені в табл.3.

Таблиця 3 Варіанти індивідуальних завдань на РГР

№	ТЕЦ							АЕС				ГЕС		
	$n$ , шт	$P_N$ , МВт	$\cos \varphi_N$	$P_{ВЛ}^{\%}$ , %	$\cos \varphi_{ВЛ}$	$P_{МН}$ , МВт	$\cos \varphi_{МН}$	$P_N$ , МВт	$\cos \varphi_N$	$P_{ВЛ}^{\%}$ , %	$\cos \varphi_{ВЛ}$	$n$ , шт	$P_N$ , МВт	$\cos \varphi_N$
1	2	6	0,8	14	0,8	4	0,9	250	0,8	5	0,8	1	90	0,8
2	3	6	0,8	14	0,85	5	0,8	440	0,8	5	0,8	2	51	0,85
3	2	12	0,8	12	0,9	10	0,9	600	0,8	5	0,8	3	49	0,9
4	3	12	0,8	12	0,8	8	0,8	800	0,8	5	0,8	4	23	0,8
5	2	30	0,8	10	0,85	15	0,9	1000	0,8	5	0,8	5	30	0,85
6	3	30	0,8	10	0,9	18	0,8	250	0,85	6	0,8	6	18	0,9
7	2	50	0,8	8	0,8	40	0,9	440	0,85	6	0,8	1	39	0,8
8	3	50	0,8	8	0,85	33	0,8	600	0,85	6	0,8	2	97	0,85
9	2	60	0,8	8	0,9	53	0,9	800	0,85	6	0,8	3	22	0,9
10	3	60	0,8	8	0,8	42	0,8	1000	0,85	6	0,8	4	10	0,8
11	2	6	0,85	13	0,85	3	0,9	250	0,9	7	0,8	5	22	0,85
12	3	6	0,85	13	0,9	5	0,8	440	0,9	7	0,8	6	25	0,9
13	2	12	0,85	13	0,8	10	0,9	600	0,9	7	0,8	1	95	0,8
14	3	12	0,85	11	0,85	9	0,8	800	0,9	7	0,8	2	40	0,85
15	2	30	0,85	11	0,9	28	0,9	1000	0,9	7	0,8	3	64	0,9
16	3	30	0,85	11	0,8	25	0,8	250	0,8	8	0,8	4	39	0,8
17	2	50	0,85	11	0,85	40	0,9	440	0,8	8	0,8	5	26	0,85
18	3	50	0,85	9	0,9	38	0,8	600	0,8	8	0,8	6	8	0,9
19	2	60	0,85	9	0,85	48	0,9	800	0,8	8	0,8	1	59	0,8
20	3	60	0,85	9	0,8	45	0,8	1000	0,8	8	0,8	2	72	0,85
21	2	6	0,9	12	0,85	3	0,9	250	0,85	5	0,85	3	50	0,9
22	3	6	0,9	12	0,9	2	0,8	440	0,85	5	0,85	4	28	0,8
23	2	12	0,9	11	0,8	6	0,9	600	0,85	5	0,85	5	12	0,85
24	3	12	0,9	11	0,85	8	0,8	800	0,85	5	0,85	6	18	0,9
25	2	30	0,9	10	0,9	14	0,9	1000	0,85	5	0,85	3	30	0,8
26	3	30	0,9	10	0,8	22	0,8	250	0,9	6	0,85	1	80	0,8
27	2	50	0,9	9	0,85	47	0,9	440	0,9	6	0,85	2	5	0,85
28	3	50	0,9	9	0,9	43	0,8	600	0,9	6	0,85	3	70	0,9
29	2	60	0,9	8	0,8	50	0,9	800	0,9	6	0,85	4	53	0,8
30	3	60	0,9	8	0,85	49	0,8	1000	0,9	6	0,85	5	26	0,85
31	2	6	0,8	14	0,85	7	0,9	250	0,8	7	0,85	6	32	0,9
32	3	6	0,8	13	0,9	8	0,8	440	0,8	7	0,85	1	60	0,8
33	2	12	0,8	12	0,85	11	0,9	600	0,8	7	0,85	2	75	0,85
34	3	12	0,8	11	0,8	14	0,8	800	0,8	7	0,85	3	46	0,9
35	2	30	0,8	10	0,85	23	0,9	1000	0,8	7	0,85	4	20	0,8
36	3	30	0,8	9	0,9	28	0,8	250	0,85	8	0,85	5	29	0,85
37	2	50	0,8	8	0,8	45	0,9	440	0,85	8	0,85	6	27	0,9
38	3	50	0,8	8	0,85	52	0,8	600	0,85	8	0,85	1	89	0,8
39	2	60	0,85	9	0,8	43	0,9	800	0,85	8	0,85	2	14	0,85
40	3	60	0,85	8	0,85	38	0,8	1000	0,85	8	0,85	3	23	0,9
41	2	6	0,85	12	0,85	3	0,8	250	0,9	8	0,9	4	54	0,8
42	3	6	0,85	12	0,9	4	0,9	440	0,9	8	0,9	5	36	0,85
43	2	12	0,85	12	0,85	10	0,8	600	0,9	7	0,9	6	12	0,9
44	3	12	0,9	12	0,8	7	0,9	800	0,9	7	0,9	1	80	0,8
45	2	30	0,9	12	0,85	16	0,8	1000	0,9	6	0,9	2	64	0,85
46	3	30	0,9	10	0,9	20	0,9	250	0,8	6	0,9	3	50	0,9
47	2	50	0,9	10	0,8	21	0,8	440	0,8	5	0,9	4	42	0,8
48	3	50	0,9	10	0,85	40	0,9	600	0,8	5	0,9	5	35	0,85
49	2	60	0,9	8	0,8	59	0,8	800	0,8	5	0,9	6	14	0,9
50	3	60	0,9	8	0,85	33	0,9	1000	0,8	5	0,9	4	40	0,8



## ЛІТЕРАТУРА

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
2. Электрическая часть станций и подстанций. Под ред. А.А. Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
3. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – СПб.: БХВ-Петербург, 2014. – 608 с.
4. Правила устройства электроустановок. – Харьков: «ИНДУСТРИЯ», 2007. – 410 с.
5. Барзам А.Б. Системная автоматика. – М.: Энергия, 1973. – 392 с.

*Методичне видання*

**Володимир Валерійович Літвінов**

*к.т.н., доцент*

## **ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ**

### **Навчально-методичний посібник**

*для студентів ЗДІА*

*спеціальностей: «Гідроенергетика», «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
денної та заочної форм навчання*

Підписано до друку 07.12.2015р. Формат 60x84 1/32. Папір офсетний.

Умовн. друк. арк. 5,3. Наклад 5 прим.

Внутрішній договір № 129/15

Запорізька державна інженерна академія  
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру суб'єктів  
видавничої справи ДК № 2958 від 03.09.2007 р.

Віддруковано друкарнею  
Запорізької державної інженерної академії  
з оригінал-макету авторів

69006, м. Запоріжжя, пр. Леніна, 226  
ЗДІА