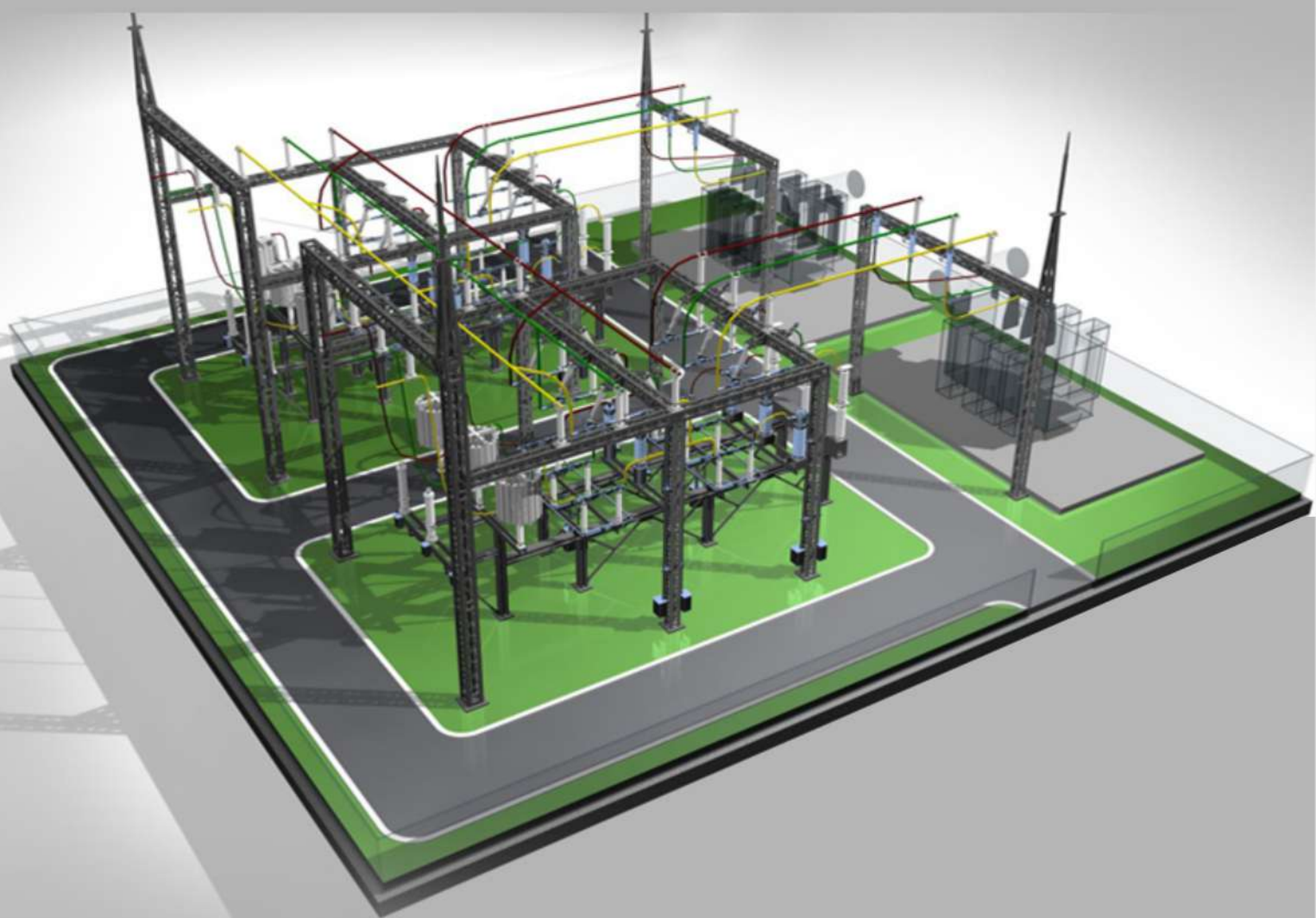


А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський,
О. В. Співак, А. І. Котиш, Т. В. Величко

Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання

навчальний посібник



**А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський,
О. В. Співак, А. І. Котиш, Т. В. Величко**

ЕЛЕКТРИЧНЕ ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Кропивницький
2020

*Затверджено Вченою радою Центральноукраїнського національного
технічного університету
(протокол № 5 від 29. 01. 2018р.)*

Колектив авторів:

Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В.,
Котиш А.І., Величко Т.В.

Рецензенти:

Сінчук О.М. – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри
«Автоматизовані електромеханічні системи в промисловості та транс-
порті» Криворізького національного університету, академік АГН України.

Осадчий С.І. – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри
«Автоматизація виробничих процесів» Центральноукраїнського націо-
нального технічного університету.

Е 50 Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання /
[Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І.,
Величко Т.В.]; М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т.
– Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.

ISBN 978-617-7813-20-9

В навчальному посібнику розглянута структура енергетичної галузі України, особливості виробництва електроенергії на електростанціях різних типів. Розглядається комплекс питань – функції електроустаткування, його класифікація, маркування і позначення, вимоги до нього, нормальні і аварійні умови роботи, які застосовуються у сучасній практиці електрообладнання станцій та підстанцій. В посібнику показано варіанти проектування систем електропостачання, що вирішує питання структурної і функціональної побудови схеми електропостачання, приєднання споживачів до енергосистеми через підстанції та розподільні пристрої різних класів напруг. Наведені технічні характеристики сучасного високовольтного електричного обладнання трансформаторних підстанцій та розподільних пристроїв. Розглянуті особливості використання, конструктивні та монтажні-технологічні параметри високовольтних вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму і напруги, розрядників та обмежувачів перенапруги.

Для студентів, магістрантів та аспірантів електроенергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів, а також інженерно-технічних працівників, які займаються проектуванням і експлуатацією електричної частини станцій та підстанцій.

УДК 621.311.4-9(075.8)

ПЕРЕДМОВА

Навчальна дисципліна "Електрична частина станцій та підстанцій" є однією з профільюючих дисциплін спеціальностей "Електричні системи електроспоживання" та "Енергетичний менеджмент" і відіграє важливу роль в підготовці інженерів-електриків.

Посібник повинен поширити інформаційність студентів денної і заочної форми навчання про сучасне електротехнічне обладнання для станцій і підстанцій вітчизняного і світового виробництва.

В навчальному посібнику розглянута структура енергетичної галузі України, особливості виробництва електроенергії на електростанціях різних типів. В посібнику представлена інформація про конкретне електроустаткування, його конструкцію, принцип дії та особливості застосування. Розглядається комплекс питань - функції електроустаткування, його класифікація, маркування і позначення, вимоги до нього, нормальні і аварійні умови роботи, які застосовуються у сучасній практиці електрообладнання станцій та підстанцій. В посібнику показано варіанти проектування систем електропостачання, що вирішує питання структурної і функціональної побудови схеми електропостачання, приєднання споживачів до енергосистеми через підстанції та розподільчі пристрої різних класів напруг. Значна увага приділена вибо-

ру електричного обладнання підстанцій систем електропостачання. Наведені технічні характеристики сучасного високовольтного електричного обладнання трансформаторних підстанцій та розподільчих пристроїв. Розглянуті особливості використання, конструктивні та монтажно-технологічні параметри високовольтних вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму і напруги, розрядників та обмежувачів перенапруги.

Даний навчальний посібник написано за матеріалами лекційного курсу "Електрична частина станцій та підстанцій", який викладається у Центральноукраїнському національному технічному університеті, та враховано досвід фахівців ПрАТ "Кіровоградобленерго".

Автор висловлює щире подяку рецензентам посібника: доктору технічних наук, професору Сінчуку О.М., та доктору технічних наук, професору Осадчому С.І. за цінні зауваження щодо тексту посібника.

Зауваження та побажання щодо поліпшення навчального посібника, а також замовлення просимо надсилати на адресу: кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту Центральноукраїнського національного технічного університету, пр. Університетський, 8, ауд. 260, м. Кропивницький, 25006.

E-mail:kafedra.etsem@gmail.com

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

АГП — автомат гасіння поля	М — природне оливне охолодження
АЕС — атомна електрична станція	НН — обмотка низької напруги
АПВ — автоматичне повторне ввімкнення	ОЕС — об'єднана енергосистема
АТ — автотрансформатор	ПУЕ — правила улаштування електроустановок
В — вимикач	Р — роз'єднувач
ВН — обмотка вищої напруги	РЗіА — релейний захист і автоматика
ВП — власні потреби	РП — розподільний пристрій
ГЕС — гідравлічна електрична станція	РПН — регулювання напруги під навантаженням
Д — оливне охолодження з дуттям	С — природне повітряне охолодження
ДСТУ — державний стандарт України	СВ — секційний вимикач
ДЦ — оливне охолодження з примусовою циркуляцією оливи і дуттям	СД — синхронний двигун
ЕЕС — електроенергетична система	СК — синхронний компенсатор
ЕРС — електрорушійна сила	СН — обмотка середньої напруги
ЗШ — збірні шини	СР — секційний роз'єднувач
КБ — конденсаторна батарея	Т — трансформатор
КЕС — конденсаційна електростанція	ТВП — трансформатор власних потреб
КЗ — коротке замикання	ТЕП — техніко-економічні показники
КРП — комплектний розподільний пристрій	ТЕС — теплова електрична станція
КРУЗ — комплектний розподільний пристрій зовнішнього встановлення	ТЕЦ — теплова електроцентраль
ККД — коефіцієнт корисної дії	ТС — трансформатор струму
ЛЕП — лінія електропередачі	ТН — трансформатор напруги
	Ц — оливно-водяне охолодження з примусовою циркуляцією оливи

1.1. Паливно-енергетичний комплекс України

У сучасному світі енергетика є основою розвитку базових галузей промисловості, що визначають прогрес суспільного виробництва. Енергетика — сукупність галузей господарства, що вивчають і використовують енергетичні ресурси з метою вироблення, перетворення, передачі і розподілу енергії.

Основою електроенергетики країни є Об'єднана енергетична система (ОЕС) України, яка здійснює централізоване забезпечення електроенергією внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт та імпорт електроенергії. Вона поєднує енергогенеруючі потужності, розподільчі мережі регіонів України, пов'язані між собою системоутворюючими лініями електропередачі напругою 220-750 кВ. Централізоване диспетчерське (оперативнотехнологічне) управління ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав виконує державне підприємство НЕК «Укренерго».

Паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) України — галузь економіки, до якої входять суб'єкти господарювання, діяльність їх пов'язана з розвіданням, видобутком, переробкою, виробництвом, зберіганням, транспортуванням, передачею, розподілом, торгівлею, збутом енергетичних продуктів (енергоносіїв) чи палива, електричної та теплової енергії. Основна діяльність об'єктів спрямована на задоволення потреб населення та господарського комплексу в послугах централізованого опалення, постачання гарячої води (рис. 1.1). Основним завданням ПЕК є ефективне й надійне забезпечення всіх потреб господарства, енергією необхідної кількості та якості.

ПЕК України представлений енергетичною, нафтогазовою галузями та вугільною промисловістю.

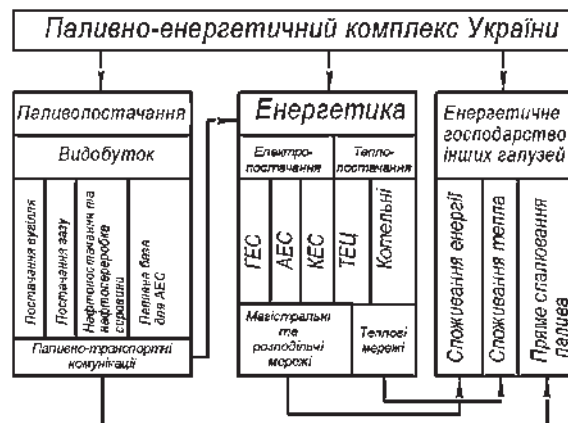


Рис. 1.1. Структура паливно-енергетичного комплексу України

Енергетична галузь

Електроенергетика є базовою галузю ПЕК України, яка забезпечує потреби країни в електроенергії і частково в теплі, а ефективність її функціонування та розвитку в значній мірі визначає конкурентоспроможність вітчизняної економіки, можливість її сталого зростання, якість і рівень життя громадян України.

Географічне розташування України дозволило збудувати значну кількість потужних ліній електропередавання міждержавного значення, що з'єднують ОЕС України з енергосистемами суміжних країн — Польщі, Словаччини, Угорщини, Республіки Молдова, Республіки Білорусь, Румунії, РФ. ОЕС України стабільно працює з частотою 50 Гц.

Електроенергетична система (ЕС) — це сукупність електрообладнання енергетичної системи та споживачів електричної енергії, що об'єднані загальним режимом. ОЕС України об'єднує декілька регіональних електроенергетичних (ЕС): Дніпровську, Західну, Південну, Південно-Західну, Північну і Центральну, що пов'язаних між собою системоутворюючими та міждержавними високовольтними лініями електропередавання. Загальна характеристика регіональних ЕС України подана в табл. 1.1.

Таблиця 1.1. Загальна характеристика регіональних ЕС України

№	ЕС	Територіальні області, для котрих здійснюється електропостачання	Загальна площа, тис.м ²	Встановлена потужність, МВА
1	Дніпровська ЕС	Дніпропетровська, Запорізька, Кіровоградська обл. та частина Донецької обл.	84	22739,6
2	Західна ЕС	Волинська, Закарпатська, Івано-Франківська, Львівська та Рівненська обл.	88,7	10800,6
3	Південна ЕС	Одеська, Миколаївська, Херсонська обл.	86,4	4149,27
4	Південно-західна ЕС	Тернопільська, Хмельницька, Вінницька, Чернівецька обл	69	5680,4
5	Північна ЕС	Сумська, Полтавська, Харківська, частково Донецька обл.	-	15110
6	Центральна ЕС	Житомирська, Київська, Чернігівська Черкаська та м. Київ	110,7	6097

Електрична станція (ЕС) – це енергоустановка, призначена для виробництва електричної енергії чи електричної енергії та тепла, що містить будівельну частину, обладнання для перетворення енергії та необхідне допоміжне обладнання.



Рис. 1.2. Класифікація електростанцій

Підстанція (ПС) – електроустановка, призначена для приймання, перетворення та розподілу електричної енергії, складена з трансформаторів чи інших перетворювачів

електричної енергії, розподільних та керувальних установок і допоміжних пристроїв.

Існують такі типи електростанцій:

- теплові (ТЕС), вони підрозділяються на конденсаційні (КЕС), теплофікаційні (теплоелектроцентралі або ТЕЦ), і газотурбінні (ГТУ);

- гідроелектростанції (ГЕС) і гідро-акумулюючі (ГАЕС);

- атомні електростанції ПН – АЕС на повільних нейтронах; ШН – АЕС на швидких нейтронах;

- сонячні (СЕС) або геліоелектростанції;

- геотермальні електростанції (ГеоТЕС);

- дизельні електростанції (ДЕС);

- припливні електростанції (ПЕС);

- вітроелектростанції (ВЕС);

- парогазові установки (ПГУ);

- магнітогідродинамічні електростанції (МГДЕС).

АЕС України – це базова постійна генерація. Частка у загальній структурі виробництва електричної енергії найбільша, в останні декілька років становила близько 53 % (84398,1 млн. кВт·год). На чотирьох АЕС працює 15 енергоблоків. Ці станції не

в змозі оперативно збільшувати/зменшувати виробництво електроенергії. Сплески споживання, денні й сезонні коливання здійснюються так званими маневровими потужностями – гідро- і тепловими електростанціями.

Виробництво електроенергії на ГЕС і ГАЕС України у балансі потужності державної енергосистеми становить 5 %. Структура виробництва електроенергії в Україні за даними Міністерства енергетики та захисту довкілля країни за звітний період січень-жовтень 2019 р. зображена на рис. 1.3.



Рис. 1.3. Структура виробництва електроенергії в Україні за січень-жовтень у 2018 та у 2019 р.

Теплоелектростанції – ключовий сегмент на ринку генерації електроенергії України. На сьогодні виробляють третину електроенергії в країні. В країні працює близько 250 ТЕЦ. Основним паливом для ТЕЦ служить природний газ (76-80 %), використовуються також мазут (15-18 %) і вугілля (5-6 %) [1].

За оцінками експертів, економічно-доцільний потенціал впровадження ВДЕ в Україні на 2030 рік оцінюється у 16-22 ГВт. Потенціал впровадження ВДЕ в теплоенер-

гетиці навіть більший, у цьому сегменті ВДЕ можуть повністю замінити традиційні джерела енергії. За розрахунковими прогнозами експертів, у найближчі роки з ВДЕ може бути вироблено близько 57 млн. Гкал теплової енергії, з яких значна частка (32,7 млн. Гкал) – енергія біомаси. Виконання цього прогнозу дозволить економити близько 7 млрд м³ природного газу щороку.

Вугільна галузь

Вугільний сектор України – потужний багатофункціональний виробничий комплекс із значними обсягами виробництва і послуг. Україна посідає 1-ше місце в Європі, та 8-ме місце у світі за геологічними запасами викопного вугілля. Загальні ресурси вугілля із заляганням до глибини 1500 м за різними оцінками складають до 117,5 млрд. тон. В основному це кам'яне вугілля та антрацити різних видів 92 – 94 %, буре вугілля 6 – 8 % [1]. Основна частка загальних ресурсів вугілля (близько 92,4 %) знаходиться в Донецькому вугільному басейні (Донбас). На Львівсько-Волинський басейн припадає близько 2,5 % загальних ресурсів вугілля.

Близько 45 % енергоблоків українських ТЕС (за встановленою потужністю) працювали на вугіллі антрацитової групи, близько 35 % – на вугіллі газової групи, та близько 20 % – на газі.

Для України вугілля розглядається завжди в якості надійного ресурсу для забезпечення національної енергетичної безпеки. Так, за 2019 рік видобуток вугілля скоротився на 8% до 20,293 млн тонн, порівняно з 2018 роком. Про це повідомляють на сайті Міністерства енергетики та захисту довкілля України [1].

Буре вугілля. Залягає на невеликих глибинах у вугільних пластах (покладах) потужністю 10 – 60 м, що дозволяє розробляти їх відкритим способом. Загальні світові ресурси бурого вугілля оцінюються (до глиб. 600 м) в 4,9 трлн. т (1981). Світові запаси – підраховані в кількості 1,3 трлн. т. Основні запаси зосереджені в США, Україні, Німеччині, Польщі, Чехії, Австралії.

Світовий видобуток – 950 млн. т на рік. Основні вугледобувні країни: ФРН (258 млн. т), Чехія (95), США (45), Польща (37), Австралія (33). Буре вугілля використовують переважно для спалення на ТЕС, та як побутове паливо, в менших масштабах – для брикетування, газифікації, виробництва вуглелужних реагентів. В Україні поклади бурого вугілля зосереджені в Дніпровському буровугільному басейні, на Закарпатті, Прикарпатті, Придністров'ї. В структурі балансових запасів вугілля України буре вугілля становить 6,6 %.

Нафтогазова галузь

Родовища газу зосереджено у трьох регіонах України: Карпатському, Дніпровсько-Донецькому, Причорноморсько-Кримському. Карпатський нафтогазоносний регіон охоплює родовища Передкарпаття, Ук-

раїнських Карпат і Закарпаття. Більшість нафтових і газових родовищ знаходяться у Львівській та Івано-Франківській областях. Понад 80 % видобутку нафти і газу припадає на Дніпровсько-Донецький нафтогазоносний регіон (сумарні запаси понад 970 млрд. м³). Причорноморський нафтогазоносний регіон займає територію Причорноморської низовини та степового рівнинного Криму. Розвідано понад 60 родовищ нафти і газу. Вважаються перспективними щодо газу і нафти глибинні ділянки земної кори та підводні надра Чорного моря на глибинах 700-750 м. Надходження природного газу в газотранспортну систему (ГТС) від газовидобувних підприємств України у 2019 році склали 20,7 млрд куб. м, що на 1% менше за позначку попереднього року [1].



Рис. 1.4. Результати роботи газотранспортної системи України у 2019 році
 ПСГ – підземне сховище газу; ВТБ – виробничо-технологічних потреб

В підземне сховище газу України (ПСГ) накопичено 13,1 млрд. м³ блакитного палива, ця цифра щороку змінна.

Обсяги транспортування газу територією України з Російської Федерації до європейських країн і Молдови становлять 89,6 млрд куб. м, що більше на 3%, або на 2,8 млрд куб. м у порівнянні з аналогічним показником за попередній рік. В 2019 році в Україну імпортовано 14,2 млрд куб. м блакитного палива, що більше на 35% від аналогічного минулорічного обсягу [1].

Україна має розвинену нафтопровідну систему, що складається з 19 нафтопроводів загальною довжиною 3 506,6 км, 51 нафтоперекачувальну станцію (НПС) і морський нафтовий термінал “Південний”. Потужність системи на вході — 114,5 млн. т/рік, на виході — 56,3 млн. т/рік. Загальна номінальна ємність резервуарних парків системи магістральних нафтопроводів складає 1083 тис. м³. Термінал “Південний” призначений для приймання, відвантаження та транспортування нафти магістральними нафтопроводами України. Потужність терміналу “Південний” — 14,5 млн т/рік, з можливістю розширення до 45 млн т/рік. Ємність резервуарного парку — 200 тис. куб. м. Нажаль значні потужності системи магістральних нафтопроводів України сьогодні не використовуються.

1.2. Атомна енергетика

Атомна енергетика відіграє важливу роль у сучасному енерговиробництві — частка всесвітньої генерації електричної енергії на АЕС у 2015 році склала 10,7 % [2]. Ця цифра постійно уточнюється і на сьогодні залишається актуальною.

Перше місце з виробництва ядерної енергії у світі посідають США (близько 100 ГВт), Франція (понад 60 ГВт), Японія (понад 40 ГВт) та Китай (понад 26 ГВт). У структурі загального виробництва електроенергії частка ядерної енергетики в ряді країн складає: у Франції — 76,9 %, Словаччині — 56,8 %, Угорщині — 53,6 %, Україні — 53 %, Бельгії — 47,5 %, Швеції — 41,5 %.

У таких країнах як Франція, Бельгія, Швеція, Японія, Південна Корея, Фінляндія, що не мають у своєму розпорядженні достатніх власних запасів органічного палива, АЕС стали основним джерелом електричної енергії, забезпечили їм енергетичну стабільність та успішний економічний розвиток.

Сьогодні з усіх діючих реакторів АЕС у світі майже половина експлуатуються у понадпроектний термін. Часто приймається рішення по подовженню терміну експлуатації енергоблоків, що є економічно доцільним та забезпечує необхідний рівень безпеки.

Найбільша АЕС у світі за встановленою електричною потужністю 8,2 ГВт — АЕС Касівадзакі-Каріва знаходиться в японському місті Касівадзакі (працювала з 1997 року до 2011 року). Вона мала п'ять киплячих ядерних реакторів (BWR) і два покращених киплячих ядерних реактора (ABWR). Найбільша діюча в світі є південнокорейська АЕС Корі з 7 діючими енергоблоками (PWR), встановленою електричною потужністю 6,862 ГВт.

Найбільша АЕС в Європі — Запорізька АЕС у м. Енергодарі (Запорізька область, Україна), будівництво якої почалося в 1980 році, має 6 енергоблоків з реакторами ВВЕР-1000 сумарною електричною потужністю 6,0 ГВт [3].

Промислові ядерні реактори спочатку розроблялися лише в країнах, що володіли ядерною зброєю. США, СРСР, Великобританія і Франція активно досліджували різні варіанти ядерних реакторів. Однак згодом стали домінувати три основні типи реакторів, що розрізняються паливом, теплоносієм (застосовується для підтримки потрібної температури активної зони) і сповільнювачем, для зниження швидкості нейтронів і для підтримання ланцюгової реакції.

Серед них найбільш поширений тип — це реактор на збагаченому урані, в котрому і теплоносієм, і сповільнювачем є звичайна або «легка» вода (легководний реактор). Існують два основні різновиди легководного реактора: реактор, в якому пар, що обертає турбіни, утворюється безпосередньо в

активній зоні (киплячий реактор), і реактор, в якому пар утворюється в зовнішньому, або другому контурі, пов'язаному з першим контуром теплообмінниками і парогенераторами (ВВЕР).

Другий тип реактора, що знайшов практичне застосування — це газоохолоджувальний реактор (з графітовим сповільнювачем). Його створення тісно пов'язане з ранніми програмами розробки ядерної зброї. У кінці 1940-х — початку 1950-х років Великобританія і Францію, прагнули до створення власних атомних бомб, приділяли увагу розробці газоохолоджувальних реакторів, які досить ефективно виробляли збройний плутоній і до того ж могли працювати на природному урані.

Третій тип реактора, що мав комерційний успіх — це реактор, у якому і теплоносієм, і сповільнювачем є важка вода, а паливом природний уран. Молекула важкої води доволі суттєво відрізняється за масою від молекули легкої води, внаслідок чого помітно відрізняються і фізичні властивості. Існують важка вода (D_2O), напівважка вода (HDO) та легка вода (H_2O). Природна вода містить невелику кількість атомів дейтерію у складі молекул напівважкої води HDO . Одна така молекула припадає на 3200-3800 молекул легкої води. В природі важкої води дуже мало, оскільки ймовірність двох атомів дейтерію зустрітись у складі однієї молекули мала. Основним методом отримання D_2O є багаторазовий електроліз. Важка вода використовується як сповільнювач нейтронів у ядерних реакторах. Таке використання зумовлене тим, що на відміну від легкої води, важка вода поглинає набагато менше нейтронів.

На початку ядерної ери потенційні переваги важководного реактора досліджувалися в ряді країн. Однак потім виробництво таких реакторів зосередилося головним чином в Канаді загалом через її великі запаси урану. Реактор CANDU (CANada Deuterium Uranium) — важководний водо-водяний ядерний реактор виробництва Канади. В якості сповільнювача в CANDU вико-

ристовується важка вода, це дозволяє (при досить великих розмірах активної зони і, відповідно, великому запасі ядерного палива) використовувати в якості палива звичайний природний уран.

У даний час у світі існує п'ять типів ядерних реакторів. Це реактор ВВЕР (водо-водяний енергетичний реактор), РБМК (Реактор великої потужності канальний), реактор на важкій воді, реактор з кульковим засипанням і газовим контуром, реактор на швидких нейтронах. У світі експлуатувалося 439 атомних реакторів, 64 перебувають у стадії будівництва, 159 плануються до будівництва і 329 знаходяться на стадії пропозицій до будівництва.

У кожного типу реактора є особливості конструкції, що відрізняють його від інших, хоча окремі елементи конструкції можуть співпадати. ВВЕР будувалися в основному на території СРСР і в Східній Європі, реакторів типу РБМК багато в РФ, країнах Західної Європи та Південно-Східної Азії, реактори на важкій воді в основному будувалися в Америці.

На сьогодні в світі експлуатується 54 реактора ВВЕР (більше 12 % від загальної кількості діючих енергетичних реакторів у світі) на 19-и атомних станціях у 10 країнах. Постачальниками ядерного палива у вигляді тепловиділяючих збірок є компанії «ТВЕЛ» та Westinghouse.

Україна належить до кола держав, що мають потужну ядерну енергетику. Всі енергоблоки обладнані реакторами типу ВВЕР радянського виробництва. На сьогодні в експлуатації знаходиться 15 енергоблоків загальною потужністю 13,835 ГВт на 4-х АЕС: 6 — на Запорізькій, 4 — на Рівненській, 3 — на Южно-Українській та 2 — на Хмельницькій. Проектний термін експлуатації енергоблоків АЕС України становить 30 років. Продовження терміну експлуатації енергоблоків українських АЕС передбачено Енергетичною стратегією України до 2030 року і Комплексною програмою робіт з продовження терміну експлуатації діючих енергоблоків АЕС [4].

Ресурсне забезпечення розвитку ядерної енергетики у світі

Виробництво ядерного палива являє собою складний багатоступеневий та тривалий процес, який складається з наступних основних стадій: видобуток уранової руди, конверсії, збагачення урану, фабрикація, зберігання відпрацьованого палива.

Видобуток уранової руди. Згідно з даними World Nuclear Association [5], основні запаси урану (97 %) зосереджено у 16 країнах світу, з них в Австралії — 1 706,1 тис. т, Казахстані — 679,3 тис. т і РФ — 505,9 тис. т. Запаси зазначених трьох країн становлять 50 % світових. За інформацією Ядерного енергетичного агентства ОЕСР, наявних ресурсів урану у світі за нинішнього рівня споживання вистачить на 700 років, якщо використовувати відкритий ядерний паливний цикл і реактори на теплових нейтронах; на 21 тис. років — якщо використовувати замкнений ядерний паливний цикл з реакторами на швидких нейтронах. Усі реактори, що наразі працюють у світі, щорічно споживають близько 65 тис. т урану. Провідними видобувниками урану в світі сьогодні є Казахстан, Австралія та Канада.

Конверсія. Конверсія є технологічним процесом, що передбачає перетворення закису-окису урану на гексафторид природного урану (UF_6) для очистки від домішок та подальшого його використання на стадії збагачення. На сьогодні основними потужностями з конверсії урану володіють такі держави: РФ (32 % світових потужностей з конверсії урану), США та Франція (по 20 %), Канада (18 %), Велика Британія (9 %).

Ізотопне збагачення урану. Збагачення урану є найбільш секретною, вартісною (з урахуванням конверсії) і складною частиною ядерного циклу. Лише невелике коло країн мають технологію та устаткування для розділення уранових ізотопів. Для проведення процесу збагачення, природний уран переходить у форму гексафториду. У результаті збагачення урану за ізотопом U-235 утворюються збагачений урановий продукт

(ЗУП) і збіднений гексафторид урану (ЗГФУ). ЗУП передається споживачеві, а ЗГФУ направляється на зберігання з подальшою переробкою. Найбільші потужності з виробництва зосереджені в РФ (47 % ринку послуг зі збагачення), США (11 %), Франції (21 %). Також промислові потужності мають Китай, Нідерланди, Німеччина та Велика Британія (сумарно 17 %) [5].

Фабрикація. Фабрикація ядерного палива (або фабрикація тепловиділяючої збірки (ТВЗ) — технологічний процес, що передбачає отримання у якості кінцевого продукту ТВЗ, та охоплює такі етапи, як перетворення збагаченого гексафториду урану UF_6 у порошок двоокису урану UO_2 . Пресування паливних таблеток та їх спікання у керамічне паливо, спорядження твелів, виготовлення конструкційних елементів ТВЗ та безпосередньо збирання (фабрикацію) ТВЗ.

Поводження з відпрацьованим паливом. Відпрацьоване паливо зберігається і згодом переробляється з метою отримання матеріалу (урану і плутонію), придатного до використання під час виготовлення нового палива, або воно зберігається у глибинному геологічному сховищі в очікуванні поховання. Станом на грудень 2014 р., у світі налічувалося 467 сховищ і 154 пункти захоплення відходів [5]. Такі країни як Індія, Китай, Велика Британія, Франція і РФ, переробляють відпрацьоване паливо, тоді як Фінляндія та Швеція віддають перевагу похованню відпрацьованого палива.

Видобуток і переробка уранової руди в Україні

За розвіданими запасами урану Україна посідає 1 місце в Європі та 10 — у світі, однак видобуток уранової сировини становить лише 40 % вітчизняних потреб (800 — 960 т на рік), необхідних для виробництва палива для АЕС. Українські поклади урану сконцентровані у Дніпропетровській і Кіровоградській областях. З 1945р. і по нині уран тут добували на 11 родовищах, які сьогодні мають різний статус. Чотири найстаріших (Первомайське, Жовторіченське, Девладово

та Братське) вичерпалися у 1940-1970-х роках. Ще три (Сафонівське, Севериніське та Квітневе) або законсервовані, або не розробляються через брак коштів. Активно нині розробляються Мічуринське, Ватутінське, Центральне та Новоконстантинівське родовища в Кіровоградській області. Українські родовища мають низку особливостей, які забезпечують конкурентну здатність виробленого уранового концентрату: великі розміри уранових покладів, що дозволяє застосовувати високопродуктивні системи видобутку; висока міцність вміщуючих порід — це дозволяє проходити гірничі виробки без кріплення та проходити очисні блоки великих обсягів; невеликі водні притоки до гірничих виробок; досить прості заходи радіаційного захисту завдяки невеликому вмісту урану в рудах. Видобуток урану методом підземного вилуговування, який застосовують в Україні, визнаний як екологічно чистий та безпечний спосіб розробки родовищ. Цей метод відрізняється від традиційних способів високим рівнем ресурсозбереження та економічності. Після видобування таким способом не залишається відвалів і покинутих шахт. На сьогодні повний цикл робіт з видобутку та переробки уранових руд здійснює лише одне підприємство — ДП «СхідГЗК», до складу якого належать дві діючі шахти — Смолінська та Інгульська, які за своїм енергетичним еквівалентом дорівнюють 60 вугільним шахтам. Смолінська шахта розробляє Ватутінське родовище, Інгульська — Мічуринське та Центральне.

Сьогодні Україна зокрема збагачує свій урановий концентрат на потужностях Міжнародного центра по збагаченню урану (м. Ангарськ Іркутської області, РФ). Одночасно Україна веде переговори з Казахстаном і Австралією про закупівлю концентрату природного урану [2].

Схема роботи АЕС

Ядерне паливо (суміш ізотопів урану з підвищеним до 3 % вмістом урану-235) завантажують у реактор у спеціальних контейнерах, що вміщені в паливні стержні.

Ядерна реакція протікає в активній зоні реактора. У корпусному некиплячому реакторі активна зона розміщена в високоміцному, товстостінному сталевому баку. Діаметр активної зони 3,12 м, висота 3,5 м, завантаження природного урану 66 т. Корпус реактора є одним з найважливіших конструктивних елементів і повинен забезпечувати абсолютну надійність і повну герметичність як у звичайних умовах роботи, так і при можливих аварійних ситуаціях. Корпус повністю заповнений водою під високим тиском (15,7 і більше). Схема будови ядерного реактора приведена на рис. 1.5, а. АЕС можуть виконуватися: одно- і двоконтурними. У одноконтурних АЕС контури теплоносія (води) і робочого тіла (пари) співпадають; у двоконтурних АЕС контури теплоносія і робочого тіла розділені.

Перший контур реактора, повністю ізолюваний від другого, що зменшує радіоактивні викиди в атмосферу. Циркуляційні насоси прокачують воду через реактор і теплообмінник (живлення циркуляційних насосів походить від турбіни). Вода реакторного контуру перебуває під високим тиском, тому незважаючи на її високу температуру (320 °С — на виході, 289 °С — на вході в реактор) її закипання не відбувається.

Вода другого контуру знаходиться під робочим тиском в 6,4 МПа, тому в теплообміннику (парогенераторі) вона перетворюється на пару при робочій температурі в 280 °С. У теплообміннику-парогенераторі теплоносії, що циркулює по першому контуру, віддає тепло воді другого контуру. Пар, що генерується в парогенераторі, по головних паропроводах другого контуру надходить в турбіни та віддає частину своєї енергії на обертання турбіни, після чого надходить в конденсатор. Конденсатор, що охолоджується водою циркуляційного контуру (фактично, третій контур), забезпечує збір та конденсацію відпрацьованої пари. Конденсат, пройшовши систему підігрівачів, подається знову в теплообмінник і цикл повторюється. Умовна схема АЕС показана на рис. 1.5, б.

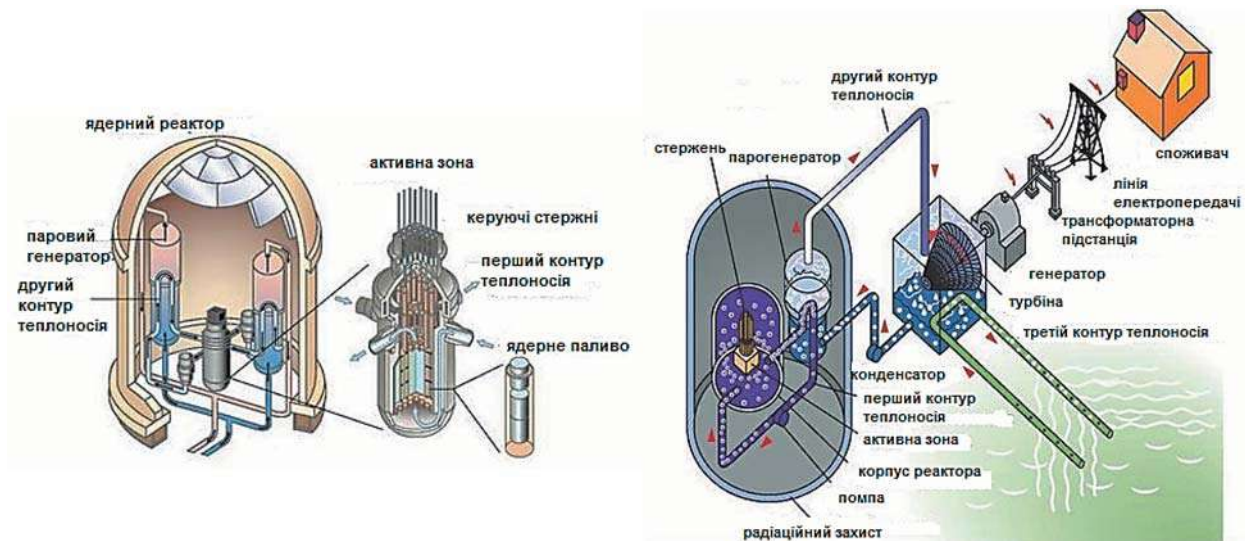


Рис. 1.5. Схема будови ядерного реактора та умовна схема атомної станції
а) схема будови ядерного реактора, б) умовна схема АЕС

Турбіна атомної електростанції є тепловою машиною, що визначає загальну ефективність станції. У сучасних атомних електростанцій коефіцієнт корисної дії становить близько 30 %. Отже, для виробництва 1000 МВт електричної потужності теплова потужність реактора має сягати 3000 МВт. При цьому 2000 МВт забирає вода третього контура, що охолоджує конденсатор.

Енергоблоки типу ВВЕР-1000 — (рис. 1.6), теплоносієм і сповільнювачем у якому служить вода під тиском.

Електрична потужність енергоблоків становить 1000 МВт. Теплова 3000 МВт. Ядерні реактори цього типу в Україні встановлені на Запорізькій, Рівненській, Хмельницькій, Южно-українській АЕС та також на АЕС Болгарії, Чехії, Китаю, РФ.

Активна зона розміщується в одному загальному корпусі, через який прокачується вода. Використовується двоконтурна схема тепловідведення. У корпусному некиплячому реакторі активна зона розміщена в високоміцному, товстостінному сталевому баку. Діаметр активної зони 3,12 м, висота 3,5 м, завантаження природного урану 66 т, збагачення до 3-4 %.

Для зручності перевантаження і транспортування твели реактора збирають у спеціальні тепловиділяючі збірки — ТВЗ. ТВЗ є шестигранної форми. За кількістю реактор має 163 штуки ТВЗ, які розташовані в середині активної зони з кроком 20-25 см [6].



Рис.1.6. Схема реактора ВВЕР-1000

ВВЕР-440 — водо-водяний енергетичний реактор електричною потужністю 440 МВт, розроблений в СРСР (2 турбіни К-220-44 ХТГЗ по 220 МВт). АЕС з ВВЕР-440 в Україні 1 і 2 блоки Рівненської АЕС.

Активна зона ВВЕР-440 розміщена в товстостінному корпусі зі сталі. Він має

зовнішній діаметр 3,8 м, висоту 11,2 м і розрахований на роботу під тиском 125 кгс/см². У корпусі є два ряди патрубків для входу та виходу теплоносія. Зверху корпус закривається кришкою.

ВВЕР-440 працює в режимі 4-6 часткових перевантажень касет за цикл, що триває приблизно 3-6 років. Через кожні 280-290 діб у ВВЕР-440 замінюється 1/4-1/6 частина касет. Спочатку касети вивантажують з центральної області активної зони, а на їх місце переставляють касети з периферії активної зони. Звільнені місця на периферії активної зони заповнюють касетами із «свіжим» паливом. Перевантаження касет здійснюється в шахті мокрого перевантаження під захисним шаром води завтовшки 5 м.

Схема блоку складається з двох контурів. У першому контурі циркулює вода під тиском 125 кгс/см². Вода з температурою 269 °С надходить у кільцеву щілину між стінкою корпусу й активною зоною і опускається вниз. Потім вона рухається вгору через активну зону і, охолоджуючи ТВЕЛі, нагрівається до температури 300 °С, направляється в парогенератори. В парогенераторах відведено від реактора тепло витрачається на отримання насиченої пари (тиск 44 кгс/см², температура 275 °С), що обертає турбогенератори.

Існує 3 проекти реакторних установок на ВВЕР-440 (В-213, В-230, В-270), які відрізняються компонуванням апаратних відділень і системами безпеки. Крім того, проект В-270 розроблявся з урахуванням сейсмічності майданчика будівництва.

1.3. Гідроенергетика

Гідроелектростанція (ГЕС) — електростанція, яка за допомогою гідротурбіни перетворює кінетичну енергію води в електричну енергію. Залежно від напору води, в гідроелектростанціях застосовуються різні види турбін. Принцип роботи всіх видів турбін схожий — вода, що подається під тиском (напір води), надходить на лопаті турбіни, які починають обертатися. Механічна енергія, таким чином, пере-

дається на гідрогенератор, який і виробляє електроенергію. Залежно від напору води, в гідроелектростанціях застосовують різні види турбін. Для високонапірних — ковшові і радіально-осьові турбіни з металевими спіральними камерами. На середньонапірних ГЕС встановлюються поворотнлопатні і радіально-осьові турбіни, на низьконапірних — поворотнлопатні турбіни в залізобетонних камерах.

ГЕС, будівля якої є частиною греблі, називається русловою (наприклад, Кременчуцька (рис. 1.7), Київська ГЕС). Це найпоширеніші види гідроелектричних станцій. Тут напір води створюється безпосередньо за рахунок побудованої греблі, яка повністю перегороджує річку і піднімає рівень води на потрібну величину. Такі гідрооб'єкти будують на повноводних рівнинних річках та гірських річках, у тих місцях, де є вузьке русло з високими берегами.



Рис. 1.7. Кременчуцька ГЕС

Якщо будівля розташована окремо, біля основи греблі на протилежному від водосховища боці — така ГЕС називається пригреблевою, наприклад, ДніпроГЕС (рис. 1.8). Будуються при більших напорах води. У цьому випадку річка повністю перегороджується греблею, а сама будівля ГЕС розташовується за греблею, у нижній її частині. Вода, в цьому випадку, підводиться до турбін через спеціальні напірні тунелі, а не безпосередньо, як у руслових ГЕС.

Гідроакумулювальні електростанції (рис. 1.9) з оборотними гідроагрегатами

(що працюють як генератори струму або водяні помпи) в години малого споживання електроенергії перекачують воду з водосховища у верхній басейн, а в години пікових навантажень виробляють енергію як звичайні ГЕС (наприклад, Дністровська ГАЕС).



Рис. 1.8. ДніпроГЕС



Рис. 1.9. Ташлицька ГАЕС

Принцип роботи ГАЕС полягає в наступному: під час пікових навантажень, вода через напірний трубопровід скидається з верхнього водоймища в нижнє, що приводить в рух турбіну і генератор. При відсутності пікових навантажень, вода таким же чином закачується з нижнього водоймища у верхнє.

Гідроелектричні станції залежно від потужності поділяють на:

- потужні — виробляють від 25 МВт до 250 МВт і вище;
- середні — до 25 МВт;

- малі гідроелектростанції — до 5 МВт (в Україні малими визнаються гідроелектростанції потужністю до 10 МВт).

Потужність ГЕС безпосередньо залежить від напору води, а також від ККД генератора, що використовується. Через те, що рівень води постійно змінюється залежно від сезону за природними законами — за потужність гідроелектричної станції прийнято брати циклічну потужність.

Тож, потужність на валу гідротурбіни визначається як, кВт:

$$P_T = 9,81 Q_T H \eta_T$$

де Q_T — витрата води гідротурбіни, м³/с;
 H — напір турбіни з врахуванням втрат, м;
 η_T — коефіцієнт корисної дії (ККД) турбіни ($\eta_T = 0,93-0,96$).

Електрична потужність генератора:

$$P_{ген} = P_T \eta_{ген}$$

де $\eta_{ген}$ — ККД гідрогенератора, зазвичай дорівнює 0,97.

Гідроелектростанції також діляться залежно від максимального використання напору води:

- високонапірні — понад 60 м;
- середньонапірні — від 25 м;
- низьконапірні — від 3 до 25 м.

Принцип роботи ГЕС

У природних умовах енергія річок розсіюється за їх довжиною і використовувати її у такому вигляді практично неможливо. За допомогою штучних гідротехнічних споруд перепад ділянки річки можна зосередити в одному створі й отримати в цьому створі деякий напір H . Схема створення напору вори показана на рис. 1.10, а.

Дамба на річці призводить до виникнення невеликого водоймища, вище рівня машинного залу. Після відкриття засувки, вода під великим напором надходить на турбіну, приводячи її в рух. Турбіна пов'язана з електрогенератором, який виробляє електроенергію. Електроенергія передається споживачам по лінії електропередавання [7].

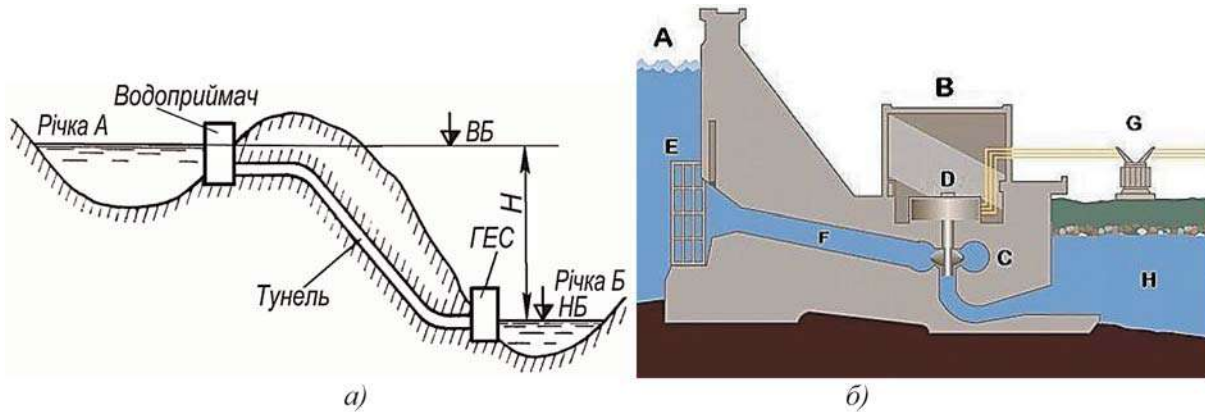


Рис. 1.10. Конструктивні особливості гідроелектростанцій:

а) схематичне зображення створення напору води, б) особливості конструкції ГЕС

А — водосховище, В — машинна зала будівлі ГЕС, С — гідравлічна турбіна, D — електрогенератор, Е — водоприймач, F — напірний водовід, G — лінія електропередачі, Н — русло ріки

У природному стані гідравлічна енергія на ділянці річки швидко зменшується при русі води від створу А до створу В, розсіюючись уздовж русла. Після створення напору способом греблі або деривації енергія у верхньому б'єфі кінцевого створу В майже така ж, як і в створі А, а в нижньому б'єфі створу В вона приблизно така, як і в природному стані. Сконцентрована гідроенергія потоку перетворюється за допомогою устаткування гідроелектростанції. З верхнього б'єфа вода надходить до водоприймача і далі по водоводах підводиться до турбін. Пройшовши проточну частину турбін і віддавши енергію робочому колесу, вода виходить в нижній б'єф, виносячи при цьому якийсь залишок енергії. Турбіна обертає ротор гідрогенератора, який являє собою електромашину змінного струму. Обертаючись, ротор, як багатополосний електромагніт, своїми магнітними полюсами перетинає стержні обмотки статора, і в них наводиться електричний струм. Цей струм подається по шині на підвищувальний трансформатор, передається на розподільний пристрій і під високою напругою йде по лініях електропередавання, прямуючи до споживачів електроенергії.

Мала гідроенергетика

Мала гідроелектрогенерація набула широкого розвитку у багатьох розвинутих країнах як Європи та і світу — у Швейцарії відсоток виробництва електроенергії на ма-

лих ГЕС становить 8,3 %, в Іспанії — 2,8 %, у Швеції — майже 3 %, а в Австрії — 10 %. Ще більш вражаючих показників вдалося досягти Китаю, близько 18-20 % всієї електроенергії виробляють більше 80 тисяч малих ГЕС [8]. До переваг малої гідроенергетики слід віднести: виробництво майже без викидів CO₂; виробництво за необхідністю (пікова енергія); насосно-турбінний режим роботи; енергія з необхідним регулюванням для забезпечення безпеки об'єднаної енергосистеми з метою здійснення контролю над ріками.

В Україні відновлення малої гідроелектрогенерації розпочалось лише на початку нового тисячоліття. Особливо сприяє даній тенденції впровадження в Україні “Зеленого тарифу”. На сьогодні в Україні працює близько 70 малих гідроелектростанцій загальною потужністю 72 МВт, які виробляють від 275 до 400 млн кВт·год. електроенергії на рік.

Діючі ГЕС України:

ДНІПРОВСЬКИЙ КАСКАД (рис. 1.11)

Київський гідровузол (м. Вишгород)

- Київська ГЕС

- Київська ГАЕС

Канівський гідровузол (м. Канів)

- Канівська ГЕС

- Канівська ГАЕС (будується)

Кременчуцький гідровузол (м. Світловодськ)

- Кременчуцька ГЕС

Середньодніпровський гідровузол (м. Кам'янське)

- Середньодніпровська ГЕС
- Дніпровський гідровузол (м. Запоріжжя)
- Дніпровська ГЕС
- Каховський гідровузол (м. Нова Каховка)

- Каховська ГЕС

ДНІСТРОВСЬКИЙ КАСКАД

- Дністровська ГЕС
- Дністровська ГЕС-2
- Дністровська ГАЕС

ПІВДЕННИЙ БУГ

- Ташлицька ГАЕС
- Олександрівська ГЕС

МАЛІ РІЧКИ

- Великоолександрівська ГЕС
- Сухорабівська ГЕС
- Тербле-Ріцька гідроелектростанція
- Шишацька ГЕС.



Рис. 1.11. Дніпровський каскад

1.4. Теплова електростанція

Теплова електростанція (ТЕС) — це електростанція, в якій первинна енергія має хімічну форму і вивільняється шляхом спалювання твердого, рідкого або газоподібного палива.

За видом генерованої і відпускнуї енергії теплові електростанції поділяють на два основних типи: конденсаційні (КЕС), призначені тільки для виробництва електроенергії, і теплофікаційні, або теплоелектроцентралі (ТЕЦ). Конденсаційні електричні станції, що працюють на органічному паливі, будують поблизу місць його добування, а теплоелектроцентралі розміщують поблизу споживачів тепла — промислових підприємств і житлових масивів. ТЕЦ також працюють на органічному паливі, але на відміну від КЕС виробляють як електричну, так і теплову енергію у вигляді гарячої води і пари для виробничих і теплофікаційних цілей. Основним видом палива електростанцій є: тверде — кам'яне вугілля, антрацит, напівантрацит, буре вугілля, торф, сланці; рідке — мазут і газоподібне — природний, коксовий, доменний і т.п. газ.

Принцип роботи й основні енергетичні характеристики ТЕС

У залежності від типу теплосилової установки для приводу електрогенератора електростанції поділяються на паротурбінні (ПТУ), газотурбінні (ГТУ), парогазові (ПГУ) і електростанції з двигунами внутрішнього згорання (ДЕС).

На сучасних електростанціях використовують трифазні синхронні генератори змінного струму частотою 50 Гц, які призначено для перетворення механічної енергії первинного двигуна в електричну енергію. Для роботи вони з'єднуються безпосередньо з первинними двигунами електростанцій, зазвичай з паровими, газовими або гідравлічними турбінами. У першому випадку їх називають турбогенераторами, у другому — гідрогенераторами. Разом з первинними двигунами утворюють відповідно турбоагрегати або гідроагрегати.

Турбоагрегати мають найкращі техніко-економічні показники, якщо частота обертання парових і газових турбін достатньо велика. Тому прагнуть підвищити швидкість обертання турбогенераторів.

Між швидкістю обертання ротора синхронного генератора n , об/хв., і частотою струму в мережі f , Гц існує зв'язок:

$$n = \frac{60f}{p} = \frac{3000}{p},$$

де p – кількість пар полюсів генератора;
 f – частота (50 Гц для України або 60 Гц для США та деяких інших країн).

Для ТЕС турбогенератори виготовляють з максимальною частотою обертання ротора 3000 об/хв., що дає можливість їх під'єднувати до парових або газових турбін.

Загальна схема ТЕС (рис. 1.12) відображає послідовність перетворення одних видів енергії в інші та використання робочого тіла (вода, пара) у циклі теплової електростанції. Паливо (в даному випадку вугілля) згорає в котлі, нагріває воду і перетворює її в пару. Пара подається в турбіну, які перетворюють теплову енергію пари в механічну енергію і приводять в дію генератори, що виробляють електроенергію.

Паливо (вугілля), що надходить на ТЕС, вивантажується із вагонів розвантажувальними пристроями і подається через дробильне приміщення конвеєрами в бункер палива або на склад резервного палива. Вугілля розмелюється в млинах. Вугільний пил, пройшовши сепаратор і циклон, із пилових бункерів разом з гарячим повітрям, що подається млиновим вентилятором, надходить в топку котла. Утворені в топці високотемпературні продукти згорання при русі по газоходах нагрівають воду в теплообмінниках (поверхнях нагріву) котла до стану перегрітої пари. Пара, розширюючись у ступенях турбіни, приводить в обертання її ротор й з'єднаний з ним ротор електрогенератора, в якому збуджується електричний струм. Електроенергія, що виробляється, за допомогою підвищувальних трансформаторів перетворюється у струм високої напруги, передається на відкритий розподільчий пристрій (ВРП) і потім в енергосистему.

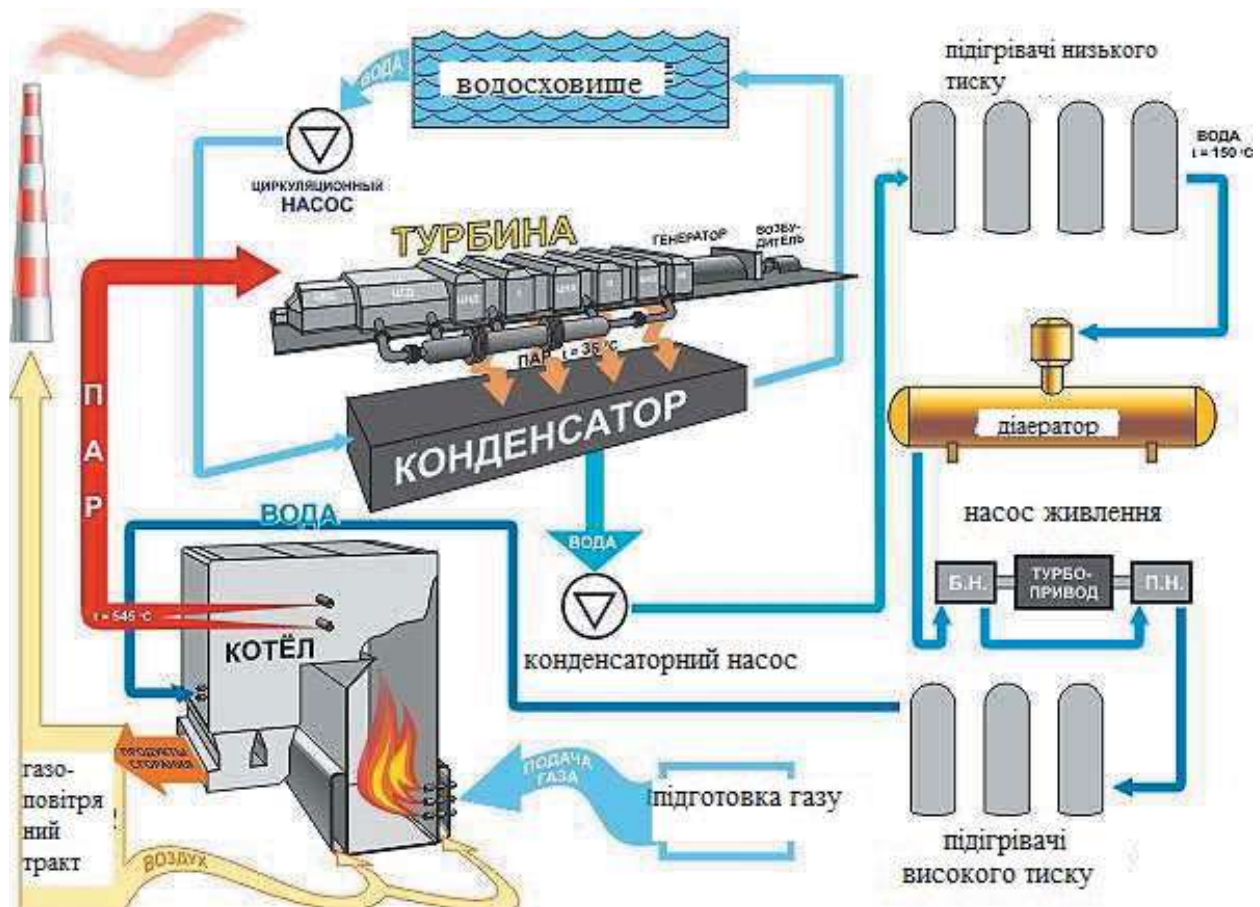


Рис. 1.12. Загальна схема теплової електростанції на вугіллі

Відпрацьована у турбіні пара надходить в конденсатор. Утворений там конденсат подається конденсатними насосами через регенеративні підігрівачі низького тиску у деаератор. Тут при температурі, близькій до температури насичення, відбувається видалення розчинених у воді газів, які викликають корозію обладнання та підігрів води до температури насичення. Втрати конденсату (витоки через нещільності у трубопроводах станції або у лініях споживачів) компенсуються хімічно очищеною (знесоленою) у спеціальних установках водою, що додається у деаератор. Деаерована й підігріта живильна вода подається живильними насосами у регенеративні підігрівачі високого тиску, а потім в економайзер котла. Цикл перетворення робочого тіла повторюється.

Охолоджуюча вода від джерела технічного водопостачання подається у конденсатор циркуляційними насосами, розташованими в насосній станції. Підігріта охолоджуюча вода (циркуляційна) скидається у систему охолодження або в природну водойму на деякій відстані від місця забирання, достатній для того, щоб підігріта вода не підмішувалась до забраної.

Гази, що утворюються при спалюванні палива у котлі, проходять послідовно топкову камеру, поверхні пароперегрівача й водяного економайзера, де віддають тепло робочому тілу, а у повітрепідігрівачі — повітрю, що подається у паровий котел. Потім у золовловлювачах (електрофільтрах) гази очищаються від летючої золи й через димову трубу димососами викидаються в атмосферу.

Шлак і зола з-під топкової камери, повітрепідігрівача й золовловлювачів змивається водою й каналами надходять до багерних насосів, які перекачують їх на золовідвали.

Повітря, необхідне для горіння, подається у повітрепідігрівачі парового котла дуттьовим вентилятором. Забір повітря здійснюється із верхньої частини котельного відділення або ззовні.

На теплових електростанціях використовуються, як правило, котли барабанної або прямоточної конструкції. Для блочних теплових конденсаційних електростанцій потужність турбін відповідає потужності блоків, а число блоків визначається заданою потужністю електростанції. У сучасних блоках використовуються конденсаційні турбіни потужністю 150, 200, 300, 500, 800 і 1200 МВт з перегрівом пари.

Особливістю роботи ТЕЦ в мережі є те, що загальна кількість електричної енергії, що виробляється ними в кожний момент часу, повинна повністю відповідати споживаній енергії. Основна частина електричних станцій працює паралельно в об'єднаній енергетичній системі, покриваючи загальне електричне навантаження системи, і одночасно теплове навантаження свого району. Є електростанції місцевого значення, призначені для обслуговування району і не підключені до загальної енергосистеми.

У даний час на ТЕЦ найбільше розповсюдження отримали установки електричною потужністю 50 і 100 МВт, що працюють на початкових параметрах 12,7 МПа, 540 — 560 °С. Для ТЕЦ великих міст створені установки електричною потужністю 175 — 185 МВт і 250 МВт (з турбіною Т-250 — 240). Ці установки є блочними і працюють при надкритичних початкових параметрах (23,5 МПа, 540 °С) [8].

При роботі з повним навантаженням обладнання електростанції розвиває номінальну або максимально тривалу потужність (продуктивність), яка є основною паспортною характеристикою агрегату. На цій найбільшій потужності (продуктивності) агрегат повинен довго працювати при номінальних значеннях основних параметрів. Однією з основних характеристик електростанції є її встановлена потужність, яка визначається як сума номінальних потужностей всіх електрогенераторів і теплофікаційного обладнання з врахуванням резерву.

Робота електростанції характеризується також числом годин використання встановленої потужності, яке залежить від того, в якому режимі працює електростанція. Для електростанцій, які несуть базове навантаження, число годин використання встановленої потужності складає 6000-7500 год/рік, а для працюючих в режимі покриття пікових навантажень — менше 2000-3000 год/рік.

Теплове навантаження електростанції використовується для технологічних процесів і промислових установок, для опалення і вентиляції виробничих, житлових і громадських будівель, кондиціонування повітря і побутових потреб. Для виробничих цілей зазвичай потрібна пара тиском від 0,15 до 1,6 МПа. Проте, щоб зменшити втрати при транспортуванні й уникнути необхідності безперервного дренування води із комунікацій, з електростанції пару відпускають дещо перегрітою. На опалення, вентиляцію і побутові потреби ТЕЦ подає зазвичай гарячу воду з температурою від 70 до 180 °С.

Ефективність роботи ТЕС характеризується різними техніко-економічними показниками, одні з яких оцінюють досконалість теплових процесів (ККД, витрати теплоти і палива), а інші характеризують умови, в яких працює ТЕС. Наприклад, на рис. 1.13 наведено приблизні теплові баланси ТЕЦ і КЕС.

Як видно із рисунків, комбіноване отримання електричної і теплової енергії забезпечує значне підвищення теплової економічності електростанцій завдяки зменшенню втрати теплоти в конденсаторах турбін.

Найбільш важливими і повними показниками роботи ТЕС є собівартість електроенергії і теплоти.

Найбільшу шкоду екології навколишніх регіонів завдають електростанції, які працюють на вугіллі, особливо високосольному. Серед ТЕС найбільш «чистими» є станції, що використовують в своєму технологічному процесі природний газ. Надлишковий радіаційний фон навколо теплових

електростанцій, які працюють на вугіллі, в середньому у світі в 100 разів вищий, ніж поблизу АЕС такої ж потужності (вугілля в якості мікродомішок майже завжди містить уран, торій і радіоактивний ізотоп вуглецю).

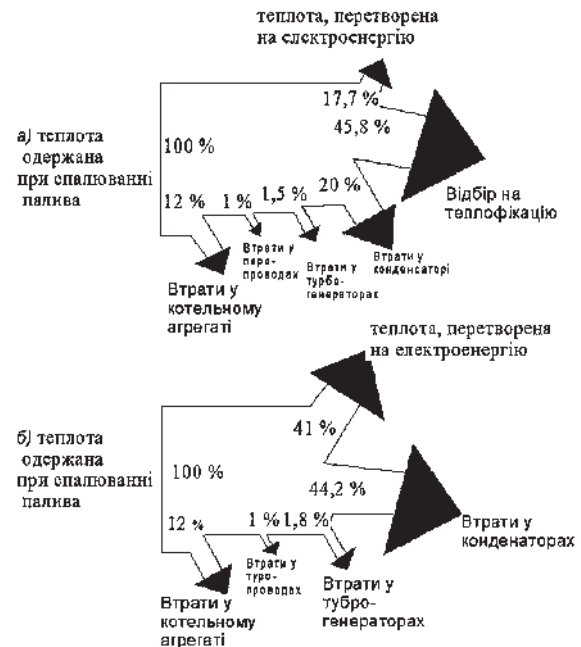


Рис. 1.13. Тепловий баланс:

а) теплоелектроцентралі ТЕЦ; б) КЕС

На початку XXI століття у світі були введені в експлуатацію енергоблоки ТЕС з покращеними екологічними показниками, к.к.д. яких знаходиться у діапазоні 42-49% завдяки використанню новітніх високотемпературних технологій виробництва електроенергії.

Як видно із таблиці 1.2, енергоблоки з однократним перегрівом пари надкритичного й супернадкритичного тиску успішно працюють у Німеччині, Данії, Нідерландах, а також у країнах Південно-Східної Азії. Однією з основних її особливостей є використання котла у режимі надкритичного тиску для досягнення високого термічного к.к.д. (42%) і, як результат, наявність низької емісії CO₂.

Експлуатація електростанцій з використанням новітніх технологій показала, що можливо досягнути високих рівнів чистого спалювання вугілля, які дозволяють знизити (аж до нуля) викиди CO₂ та інших шкідливих речовин в навколишнє середовище, високої продуктивності ТЕС.

Таблиця 1.2. Приклади застосування передових технологій виробництва електроенергії в світі

Країна	ТЕС	Потужність блоку номінальна, МВт	Тиск пари, МПа	Температура робочої пари, °С	Температура париперегрівача, °С	Ном. к.к.д., %
Данія	Avedorevarket	390	30,0	580	600	48,3
Данія	Nordjylland	411	28,5	580	580	47
Данія	Skarbak	411	29,0	582	580	49
Нідерланди	Hemweg	630	26,0	540	568	42
Фінляндія	Meri Pori	550	24,4	540	560	45
Німеччина	Staudinger	509	26,2	545	562	43
Німеччина	Niederaussem	965	27,5	580	600	45.2
Японія	Tachibanawan	1050	25,0	600	610	43.5
Китай	Changshu	600	25,9	569	569	42
Китай	Wangqu	600	24,7	571	569	43
США	Tanners Creek	580	24,1	538	552	39,8

Технологічну основу генеруючих потужностей у тепловій енергетиці України складають пиловугільні енергоблоки високих параметрів пари (13 МПа, 545 °С) потужністю 150-200 МВт та пиловугільні і газомазутні енергоблоки надкритичних параметрів (24 МПа, 545 °С) потужністю 300 та 800 МВт на конденсаційних електростанціях. Електростанції з енергоблоками 150 МВт збудовані і введені в експлуатацію в 1959-1964 роках, 200 МВт — у 1960-1975 роках, 300 МВт — у 1963-1988 роках і 800 МВт — у 1967-1977 роках.

ТЕС налічують 75 енергоблоків встановленою потужністю 21,562 ГВт, з них: — 68 вугільних блоків потужністю 16,962 ГВт, в тому числі 4 блоки в консервації та 1 блок в реконструкції [9].

За останні 4 роки газомазутні енергоблоки до роботи в ОЕС України не залучалися. На сьогодні проведено реконструкцію близько 20% енергоблоків, але при її проведенні не вирішені питання приведення екологічних характеристик до сучасних вимог. Решта блоків підтримується в працездатному стані за рахунок капітальних та поточних ремонтів, та їх зношеність постійно зростає і сягає загрозової межі з точки зору можливості їх подальшої експлуатації без проведення реконструкції.

датному стані за рахунок капітальних та поточних ремонтів, та їх зношеність постійно зростає і сягає загрозової межі з точки зору можливості їх подальшої експлуатації без проведення реконструкції.

1.5. Нетрадиційні та поновлювані технології виробництва електричної енергії

У усьому світі триває стійка тенденція до розвитку засобів, що представляють альтернативу традиційним джерелам енергії. Зростаючі ціни на звичні вуглеводні, виснаження їх природних джерел, а також несприятливі екологічні наслідки їх використання, змушують серйозно задуматися про невідомі перспективи розвитку суспільства.

Гідроенергетика є найбільш широко використовуваним відновлювальним джерелом енергії, загальна потужність встановленої в світі гідроелектрики перевищує 1295 ГВт, що становить понад 54% світової потужності з виробництва відновлюваної енергії. Найпоширеніший метод отримання гідроенергетики передбачає будівництво

дамб на річках. Китай має найбільшу в світі потужність генерації гідроелектростанцій і має найбільшу в світі гідроелектростанцію – “Three Gorges” (22,5 ГВт) [10].

Вітер є другим найбільш широко використовуваним відновлювальним джерелом енергії, оскільки встановлена глобальна потужність вітрової енергії в 2019 р. перевищила 563 ГВт, що становить приблизно 24% загальної світової потужності з виробництва відновлюваної енергії. Найбільший вітровий генератор зі встановленою потужністю понад 184 ГВт знаходиться в Китаї, за ним США (94 ГВт). Німеччина, Іспанія, Індія, Великобританія, Італія, Франція, Бразилія, Канада та Португалія – країни, що виробляють більшість вітрової енергії. Базова вітроелектростанція Jiucuan потужністю 8 ГВт в Китаї наразі є найбільшою морською вітроелектростанцією в світі, а Walney Extension Offshore ВЕС з потужністю 659 МВт, розташована в Ірландському морі, Великобританія, є найбільшою офшорною ВЕС [10].

Сонячна енергія – третє найбільше джерело відновлюваної енергії у світі з потужністю 486 ГВт. Китай, США, Німеччина, Японія, Італія та Індія надають найбільшу сонячну потужність, тоді як Іспанія дає 42% глобальної ємності в рамках іншої технології концентрації сонячної енергії. Щорічний темп приросту накопичувальної потужності сонячної енергії в середньому склав 25% протягом останніх п'яти років, що робить сонячну енергію найшвидше зростаючим відновлювальним джерелом енергії. Сонячна електростанція потужністю 1,17 ГВт в Абу-Дабі в Об'єднаних Арабських Еміратах – це найбільша сонячна електростанція у світі. Уряди в усьому світі визнають сонячну енергію економічно вигідною і ставлять амбітні цілі щодо збільшення її виробництва.

Біоенергетика – відновлювальне джерело енергії. Чиста світова потужність виробництва електроенергії з біомаси наразі перевищує 117 ГВт. Сучасна біомаса, особливо біопаливо та дров'яні гранули, все

частіше використовуються для виробництва тепла та електроенергії поряд із традиційними джерелами. США, Бразилія, Китай, Індія, Німеччина та Швеція в даний час є провідними генераторами біоенергії у світі. На Китай, Індію і Великобританію припадає більше половини загального розширення біоенергетичного потенціалу в світі. Електростанція Ironbridge потужністю 740 МВт, розташована в Північній ущелині, Великобританія, є найбільшою в світі електростанцією, що працює на біомасі, а установка Vaskiluodon Voima у Фінляндії – найбільшою біогазовою установкою у світі.

Третина “зеленої” енергії, виробленої за допомогою геотермальних джерел, – це електроенергія, а решта – це пряме тепло. Загальна потужність генерації геотермальної енергії у світі перевищує 13,2 ГВт. США, Філіппіни, Індонезія, Мексика та Італія – найбільші виробники геотермальної енергетики у світі. Геотермальний комплекс “Geysers”, розташований на північ від Сан-Франциско, штат Каліфорнія, США, є найбільшою в світі геотермальною електростанцією.

ГеоТЕС споруджують переважно в районах активного вулканізму. Електростанції такого типу є у США, Італії, Японії, Новій Зеландії, Ісландії. Їхня загальна потужність становить близько 12 млн. кВт. Техніко-економічні показники таких електростанцій зазвичай перевищують показники електростанцій такої ж потужності, що працюють на рідкому паливі чи вугіллі. Світова динаміка зростання геостанцій позитивна. У 2004 р. в світі сумарна потужність геотермальних електростанцій склала близько 9 млн кВт. У 2008 р. в світі встановлена потужність електрогенеруючих геотермальних установок уже досягала 11 млн кВт з виробленням близько 55 млрд кВт год. За різними прогнозами потужність геотермальних станцій до 2030 р. зросте до 40-70 млн кВт.

Сектор відновлюваної енергетики України в останні роки продемонстрував ре-

кордні для України показники. Найбільш динамічним сектором відновлюваної енергетики України є поки що сонячна енергетика.

Станом на жовтень 2019 встановлена потужність ВДЕ в ОЕС України становить: СЕС – 2514.8 МВт, ВЕС – 697.9 МВт; БіоЕС – 51 МВт [1].

СЕС Токмак є найбільшою в Україні. Потужності станції вистачає на освітлення Оріховського, Гуляйпільського, Пологівського та частково Чернігівського районів Запорізької області. За весь час роботи не було жодної позаштатної ситуації. Потужність – 50 МВт, площа – 96,4 га, м. Токмак, Запорізька область, рік запуску – 2018. На другому місті СЕС Терновиця – потужність 20 МВт, площа – 12 га в с. Терновиця Яворівського району Львівської області, рік запуску 2018. Сонячна фотоелектростанція ФЕС Костогризів на третьому місті з потужністю – 18 МВт, площею 30 га, знаходиться с. Костогризів Олешківського району Херсонської області, рік запуску – 2018.

Лідером з вітроенергетичних потужностей України є Запорізька область, в якій розташована одна з найбільших в Європі – 200 МВт Ботієвська ВЕС. За обсягами вітроенергетичних проектів на 2 місті Херсонська область, тоді Миколаївська, Львівська, Івано-Франківська області, на рис. 1.14 показана колова діаграма встановлених вітроенергетичних потужностей по областях материкової частини України, МВт [1].



Рис. 1.14. Встановлена вітроенергетична потужність по областях материкової частини України, МВт

В Україні існують сприятливі умови для розвитку біоенергетики. На сьогодні: використовується близько 5% потенціалу біогазу від АПК. Виробництво біогазу – вкрай вигідна справа, адже дозволяє утилізувати відходи на підприємствах агросектору; зменшувати обсяги сміттєзвалищ; генерувати енергію для власних потреб підприємств; замінювати споживання газу; отримувати органічні добрива для сільськогосподарства; скорочувати шкідливі викиди. Біогазові потужності в Україні нарощуються. Ще на кінець 2014 р. в країні було 10 біогазових установок загальною потужністю 15 МВт, а в 2018 році – 29 установок потужністю 41 МВт. В 2019 році встановлена потужність 51 МВт.

В Україні існують значні ресурси геотермальної енергії. Родовища геотермальних вод, придатних до промислового освоєння в Україні, розташовані в Закарпатській, Миколаївській, Одеській, Херсонській областях. Найперспективнішими для використання геотермальних ресурсів є Карпатський регіон. Менше значимий потенціал геотермальних вод існує в Полтавській, Харківській, Сумській і Чернігівській областях. Річний технічний потенціал геотермальної енергії оцінюється як еквівалентний 12 млн т. умовного палива, що забезпечує перспективність розвитку геотермальної енергетики в країні.

1.5.1. Технологія виробництва електричної енергії на ВЕС

Пристрої, що перетворюють енергію вітру в будь-яку іншу (механічну, теплову, електричну), називають вітроенергетичними установками (ВЕУ) [10].

Вітрові електростанції складаються з безліч окремих вітрових турбін, об'єднані в єдину мережу (рис. 1.15).

Для перетворення енергії вітру в механічну роботу, у переважній більшості використовуються лопатеві машини з горизонтальним валом, що встановлений за напрямом вітру. Набагато рідше застосовуються пристрої з вертикальним валом. Турбіни з горизонтальною віссю і високим

коефіцієнтом швидкохідності мають найбільше значення коефіцієнта використання енергії вітру (0,46-0,48). Вітротурбіни з вертикальним розташуванням осі менш ефективні (0,45), але не вимагають налаштування на напрямок вітру.

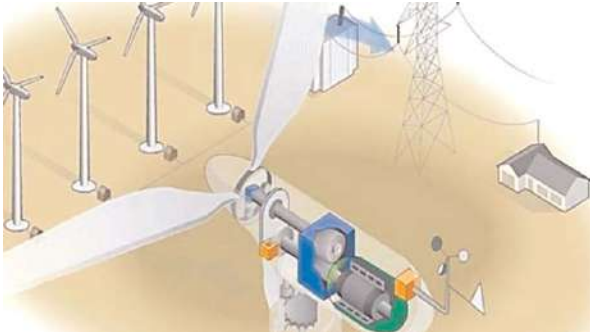


Рис. 1.15. Схематичне зображення вітротурбін в єдиній мережі

За принципом роботи та схемою будови вітроколеса вітрові електростанції поділяються на 3 класи:

- крильчасті (пропелерні) — мають вітроколесо з лопатями, розташованими перпендикулярно до валу;
- карусельні або роторні;
- барабанні.

Вітроколесо установки закріплюється на горизонтальному валі, що обертається в двох підшипниках, змонтованих у головці вітродвигуна. Обертання вітроколеса передається електрогенераторові через механічний редуктор, рисунок 1.16. Голівка вітродвигуна монтується на башті-стійці, висота якої визначається з розрахунком виносу вітроколеса вище від усіх оточуючих перешкод, що можуть впливати на потоки повітря. Може обертатися навколо вертикальної осі. Позаду голівки закріплюється хвіст для встановлення вітроколеса на вітер. Потужність вітродвигуна без регулюючого пристрою збільшується або зменшується пропорційно до швидкості вітру, наслідком чого є нерівномірність роботи електрогенератора. Щоб усунути недолік стабільності у вітродвигуні застосовано автоматичне регулювання швидкості обертання електрогенератора. Стабілізована вихідна напруга коливається в межах 210 В до 230 В і не залежить від швидкості вітру.

Вимоги до показників частоти та напруги електроенергії, яка виробляється ВЕУ, залежать від особливостей споживачів. Ці вимоги досить тверді при роботі ВЕУ у рамках єдиної енергетичної системи і доволі м'які при використанні енергії вітроустановок в освітлювальних та нагрівних установках.

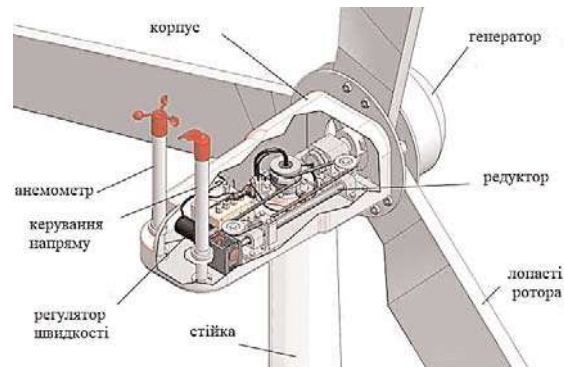


Рис. 1.16. Будова вітротурбіни

Вітер дує майже завжди нерівномірно. Отже генератор буде працювати нерівномірно, віддаючи то більшу, то меншу потужність. Для вирівнювання віддачі струму слід застосовувати акумулятори. Вітрові електростанції є джерелом електричної енергії у віддалених чи ізольованих місцях, де складно чи неможливо забезпечити постачання електроенергії іншим чином. Вимагають значних територій для розміщення вітрових установок. Робота вітроелектростанцій впливає на роботу телевізійної мережі, виникають викривлення сигналу. Іншою несподіваною особливістю установок виявилася в тому, що вони начебто стали джерелами досить інтенсивного інфразвукового шуму, який негативно впливає не тільки на людський організм, але й на організм тварин. Тобто території поблизу вітрових електростанцій є непридатними для життя людей, тварин і птахів.

1.5.2. Технологія виробництва електричної енергії на СЕС

Сонячна енергетична установка — це енергетична установка, що перетворює енергію сонячної радіації в інші види енергії (наприклад, в теплову або в електричну).

У сонячній енергетиці існує два основних практичних напрями використання сонячної енергії:

- перетворення сонячної енергії в електричну енергію: фотоелектричний метод перетворення чи термодинамічний метод перетворення;
- перетворення сонячної енергії в теп-

лову енергію: опалення чи гаряче водопостачання.

Мережеві сонячні фотоелектричні станції (використовується абревіатура ФЕС або СЕС) — один з видів електростанцій, що найбільш активно розвиваються, з тих, що використовують для генерування електричної поновлювальної енергії, рисунок 1.17.

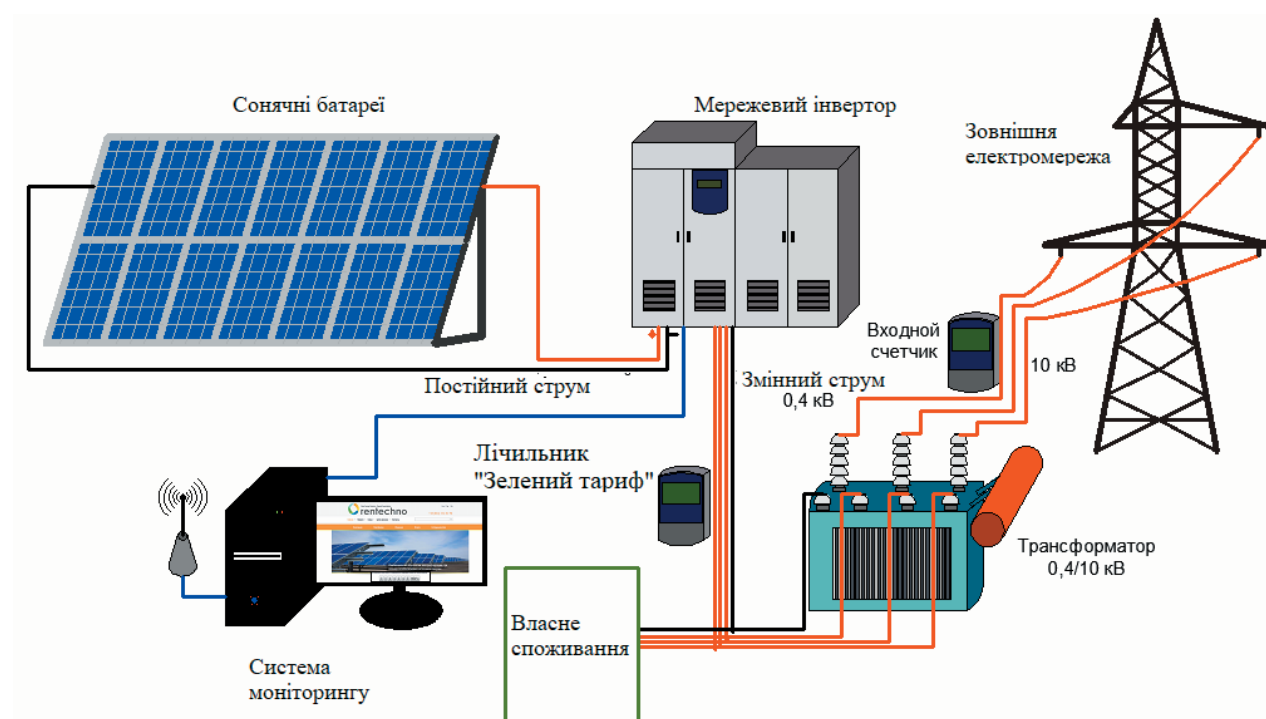


Рисунок 1.17. Типова структура мережевої сонячної електростанції

Мережеві інвертори, їх функціональне призначення — перетворення постійного струму (DC), що надходить від сонячних батарей, в змінний струм промислової частотою. Система моніторингу та управління СЕС — призначена для контролю параметрів роботи, а також справності всіх компонентів ФЕС. Лічильники — забезпечують моніторинг продуктивності СЕС, а також обліку кількості електроенергії, яка реалізується в зовнішню загальну мережу за зеленим тарифом. Металеві опорні конструкції для монтажу сонячних панелей (батарей) на земній поверхні, на фасадах будинків, дахах — можуть бути статичної конструкції, також можуть використовуватися рухомі поворотні сонячні трекери для встановлення сонячних батарей. Лінії елек-

тропередач (ЛЕП), що забезпечують з'єднання СЕС із загальною (централізованою) мережею.

1.5.3. Технологія виробництва електричної енергії на геотермальних електростанціях

Геотермальна енергія — це енергія, що отримується від природного тепла Землі з її глибинних шарів. Досягнути до цього джерела тепла можна за допомогою глибоких свердловин. Геотермічний градієнт у свердловині становить приблизно 1 °C на 36 метрів заглиблення. Така теплова енергія може використовуватись як для обігріву будинків, так і для виробництва електроенергії.

Основними перевагами геотермальної технології є невичерпність енергії, незалежність виробництва електроенергії від

пори року та умов навколишнього середовища, менші викиди вуглекислого газу і канцерогенних продуктів в атмосферу, незалежність від кон'юнктури світових цін на енергоносії. Важливою властивістю ГеоТЕС є практично незмінне електричне і теплове навантаження протягом усього життєвого циклу. Геотермальна електростанція не потребує для розміщення великих площ.

Загалом в Україні геотермальна електроенергетика може розвиватися за такими напрямками:

1. Середні ГеоТЕС одиничною потужністю 10-20 МВт на базі родовищ з температурою понад 120 °С.
2. Малі ГеоТЕС одиничною потужністю 0,05-5 МВт з температурою 90-120 °С.
3. Комбіновані електростанції з використанням геотермальної енергії та органічних палив (вугілля, газ, торф, біомаса).
4. Комбіновані енерготехнічні вузли для виробництва електрики, тепла та отримання цінних продуктів з геотермальних вод.

Зазвичай для отримання електричної енергії на ГеоТЕС використовують термальну воду з температурою 120 °С і вище. У разі більш низької температури води (90-100 °С) можливі варіанти використання бінарного циклу або підігріву води за допомогою місцевих енергоносіїв (вугілля, газу, біомаси). В останньому випадку необхідно використовувати воду з достатньо низькою мінералізацією або застосовувати систему попереднього очищення води. З урахуванням геологічних особливостей будівництво ГеоТЕС у кожному конкретному випадку потребуватиме окремого техніко-економічного обґрунтування використання схеми.

Найбільш популярні три основні схеми роботи ГеоТЕС:

- 1) пряма схема з використанням сухої (геотермальної) пари;
- 2) непряма схема, на основі гідротермальної води;
- 3) бінарна схема.

Застосування тієї чи іншої схеми залежить від агрегатного стану теплоносія і його температури. У промисловості найбільш ос-

воєною є пряма схема, за якої пара, що надходить зі свердловини, подається на парову турбину. У ГеоТЕС непрямой схеми використовують гарячу підземну воду, яка під високим тиском нагнітається у випарник, де при «скиданні» тиску деяка частина її випаровується, і отримана пара надходить на турбину. У ряді випадків потрібні додаткові пристрої і контури для очищення геотермальної води і пари від агресивних газів та сполук. Відпрацьована пара подається в свердловину нагнітання або може використовуватися для локального опалення приміщень.

ГеоТЕС двоступеневої схеми мають один або два ступені (високого і низького тиску) сепарації пари і води, їх використовують за температури робочого тіла понад 140 °С і застосовують на ГеоТЕС потужністю від 25 до 60 МВт (рис. 1.18). Таким установам властива експлуатаційна надійність і відносно висока ефективність.

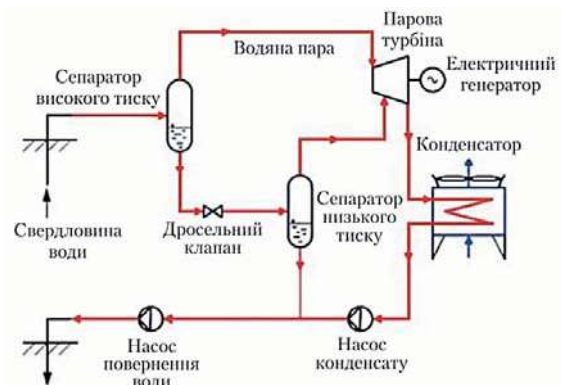


Рисунок 1.18. Типова схема ГеоТЕС двоступеневої схеми

На рисунку 1.19 наведено схему бінарної ГеоЕС з низькотемпературним робочим тілом на основі органічного циклу Ренкіна. Її використовують за температури робочого тіла від 90 до 200 °С у поєднанні зі звичайною паровою турбіною. За умови використання низькокиплячого робочого тіла таку схему можна застосовувати за температури термальної води від 90 °С, а при підігріванні води місцевими енергоносіями – до 200 °С. Ця схема найбільш поширена на малих ГеоТЕС потужністю 0,1-5,0 МВт, оскільки в цьому разі істотно знижуються фінансові ризики і невизначеності під час буріння свердловин.

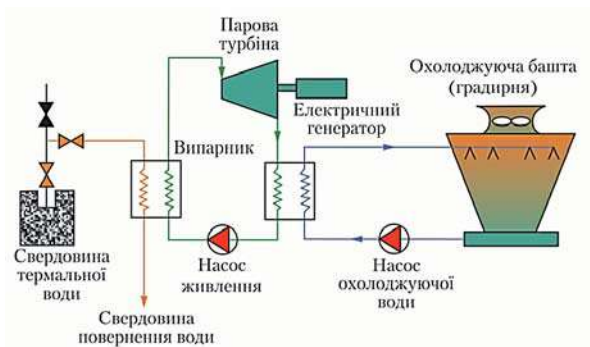


Рисунок 1.19. Схема бінарної ГеоЕС на основі органічного циклу Ренкіна

Залежно від температури термальної води для виробництва електроенергії використовують паротурбінні, гідропаротурбінні і геотермальнопаливні установки. В Україні значна частина розвіданих родовищ мають температуру води на рівні 90-130 °С, досить високу мінералізацію і газонасиченість. За таких умов найбільш доцільним є використання установок бінарного циклу з низькокиплячим робочим тілом.

У класі геотермально-паливних енергетичних установок в Україні на газово-геотермальних майданчиках (зокрема, Руські Комарівці на Закарпатті) або на родовищах з високою насиченістю горючими газами

можливе використання ГеоТЕС на основі малих газотурбінних установок. На родовищах термальних вод з великою кількістю горючих природних газів (Галицьке родовище, Полтавська обл.) можливе використання газодизельних установок малої потужності [11].

1.5.4. Технологія виробництва електричної енергії на біостанціях

Біомаса, яка вирощується регулярно, а її використання в якості джерела енергії не супроводжується зменшенням кількості зелених насаджень в регіоні, визнається поновлювальним ресурсом і відноситься до екологічно нейтральних (має нульовий баланс викидів вуглекислого газу). У результаті застосування сучасних біотехнологій енергія первинної біомаси може бути перетворена в біопаливо та, відповідно, електричну і теплову енергію. Основні джерела біомаси для використання в енергетичних цілях можна розділити на первинні (біомаса дерев, чагарників, деяких багаторічних трав, водоростей) і вторинні (відходи). На рис. 1.20 показані основні блоки виробництва енергії з біогазу.

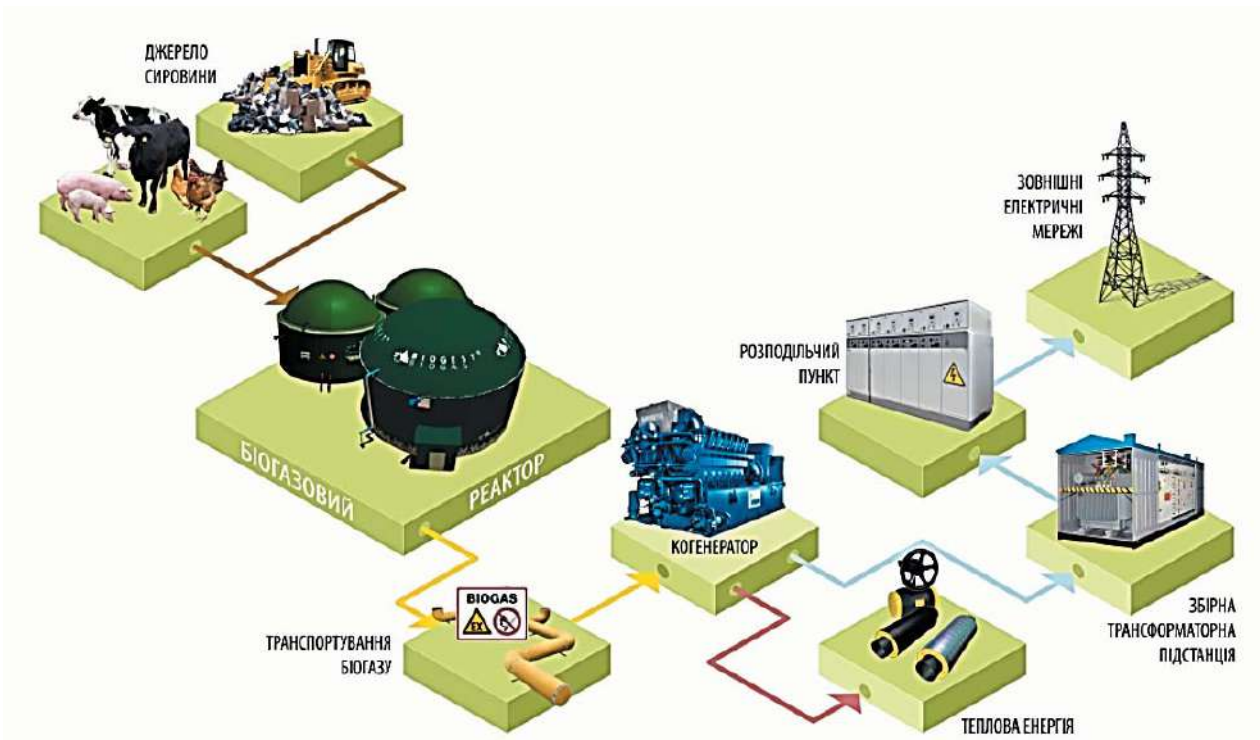


Рисунок 1.20. Основні блоки технологічної схеми виробництва енергії з біогазу

Біогаз на станції виникає шляхом регульованого перегнивання органічних речовин без доступу повітря. В біогазовій станції переробляються, в першу чергу, органічні відходи сільського господарства та промислового виробництва, це гарантує ефективну ліквідацію відходів. Кількість виробленого газу залежить від кількості перероблюваних відходів. Основними відходами для переробки в біогазовій станції є: гній тваринницької галузі, відходи рослинництва, бу-

ряковий гній (жом), силос, відходи від виробництва пива та спиртових напоїв.

Газ, що виникає з цих відходів, має вміст метану 50-70 % та є ефективною заміною природного газу. Біогаз спалюється в котлах чи когенераційних установках, котрі забезпечують електричну та теплову енергію. Безпечність системи забезпечується за допомогою пальника, в якому, при необхідності, спалюється надлишкова кількість газу.

1. Інформація про роботу електроенергетичного комплексу за 2019 рік.
<https://vse.energy/news/pek-news/electro/733-electricity-2019>
2. Ядерна енергетика у світі та Україні: поточний стан та перспективи розвитку, Київ 2015. Автори аналітичного огляду — К. Маркевич, В. Омельченко.
3. https://uk.wikipedia.org/wiki/Атомна_електростанція
4. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. СХВАЛЕНО розпорядженням Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 № 1071.
5. https://uk.wikipedia.org/wiki/Список_країн_за_видобутком_урану
6. Монтаж оборудования атомных электростанций. — М.: Высшая школа, 1985. — 309 с.
7. Осадчук В. А. и др. Перспективы развития ГАЭС Украины // Энергетика и электрификация. — 2001. — № 1.
8. МАЛА ГІДРОЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ. П.Ф. Васько Інститут відновлюваної енергетики, Київ. — 2014.
http://www.niss.gov.ua/public/File/2014_table/0620_pres2.pdf
9. ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА: ВИРОБНИЦТВО ЕЛЕКТРИЧНОЇ І ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ. ДОЛІНСЬКИЙ А.А., ХАЛАТО А.А. ISSN 1027-3239. Вісн. НАН України, 2016, № 11.
10. <https://energy365.com.ua/uk/news/173>
11. Відновлювана енергетика вітрові електростанції. Всеукраїнська енергетична асамблея. Під загальною редакцією к.т.н. І. В. Плачкова та А. Є. Конеченкова, стандарт організацій України. СОУ ВЕА.600.1.1/01:2017 відновлювана енергетика.

2 ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1. Класифікація та структурні схеми підстанцій

В залежності від функціонального призначення підстанції можуть бути трансформаторними (ТП) або перетворювальними (ПП). Трансформаторні підстанції — підстанції, призначені для перетворення електричної енергії однієї напруги в енергію іншої напруги за допомогою трансформаторів. Перетворювальні підстанції — підстанції, призначені для перетворення роду струму або його частоти (перетворення змінного струму в постійний чи навпаки).

Трансформаторні підстанції в залежності від виконаної роботи поділяються на підвищувальні та знижувальні. Підвищувальні трансформаторні підстанції (споруджані зазвичай при електростанціях) перетворюють напругу, що виробляється, у вищу напругу (одного або декількох значень), необхідну для передачі електроенергії по лініях електропередачі (ЛЕП). Знижувальні трансформаторні підстанції перетворюють первинну напругу електричної мережі в нижчу вторинну.

Залежно від призначення і від величини первинної і вторинної напруги знижувальні трансформаторні підстанції підрозділяються на районні, головні знижувальні і місцеві (цехові). Районні трансформаторні підстанції приймають електроенергію безпосередньо від високовольтних ЛЕП. Первинна напруга районних підстанцій складає 750, 500, 330, 220, 150 і 110 кВ, а вторинна — 220, 150, 110, 35, 20, 10 або 6 кВ.

По способу приєднання до мереж вищої напруги: тупикові, проміжні і вузлові (або опорні). Тупикові (кінцева) — отримує живлення по двом радіальним від сусідньої підстанції. В свою чергу, проміжні підстанції підрозділяються на відгалужувальні і прохідні. Відгалужувальні підстан-

ції приєднуються на відгалуженні ЛЕП з одностороннім або двостороннім живленням. Прохідні (або транзитні) підстанціями включається в розтин ЛЕП і через їх шини здійснюються перетоки потужностей. Опорна підстанція отримує живлення від мережі зовнішнього електропостачання трьома і більше лініями електропередачі напругою 110 або 220 кВ, і виконує функції джерела для інших підстанцій, тобто позначає підстанцію більш високого класу напруги по відношенню до розглянутої ТП або мережі.

За конструктивним виконанням ТП розділяють на підстанції відкритого або закритого типу, прибудована ТП, вбудована ТП, щоглова, вибухозахищенна. Відкрита — ТП, обладнання якої розміщене на відкритому повітрі і має постійний вплив навколишнього середовища. Закрита трансформаторна підстанція — ТП, обладнання якої розміщене в приміщенні. Прибудована трансформаторна підстанція — закрита трансформаторна підстанція, що має одини будівельний елемент спільний з приміщенням поряд (стіну або перегородку). Вбудована трансформаторна підстанція має два або більше будівельних елементів, спільні з суміжними приміщеннями. Щоглова трансформаторна підстанція (ЩТП) — трансформаторна підстанція, все устаткування якої встановлене на конструкціях на висоті просто неба, що не потребує наземного огороження. Вибухозахищена трансформаторна підстанція — трансформаторна підстанція для шахт.

За значенням напруги: низької (до 1 кВ), середньої (від 1 до 35 кВ), високої (від 35 до 400 кВ) і надвисокої (понад 400 кВ) напруги.

За кількістю встановлених трансформаторів: однотрансформаторні, двотрансформаторні, трьохтрансформаторні. Однотрансформаторні підстанції — мають один

трансформатор, здійснює прийом, розподіл, а потім перетворення електроенергії 3-х фазного електроструму, що має частоту 50 Гц і напругу від 6 до 10/0,4 кВ. Однотрансформаторні застосовуються при живленні електроприймачів, що допускають перерву електропостачання на деякий час, але не більше 1 доби, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елементу (живлення електроприймачів III категорії), а також для живлення електроприймачів II категорії, за умови резервування потужності по перемичках на вторинній напрузі або за наявності складського резерву трансформаторів. Однотрансформаторні ТП застосовуються на підприємствах, робота якого супроводжується періодами малих навантажень. Двохтрансформаторні ТП застосовуються при більшості електроприймачів I і II категорій. При цьому потужність трансформаторів обирається такою, щоб при виході з роботи одного, інший трансформатор з урахуванням допустимого перевантаження перейняв би на себе наванта-

ження усіх споживачів (у цій ситуації можливо тимчасово вимкнути електроприймачі III категорії). Трьохтрансформаторні підстанції використовуються рідко, як вимушене рішення, при реконструкції, розширенні підстанції, при системі роздільного живлення силової і освітлювальної мережі, при живленні різкозмінного навантаження [1].

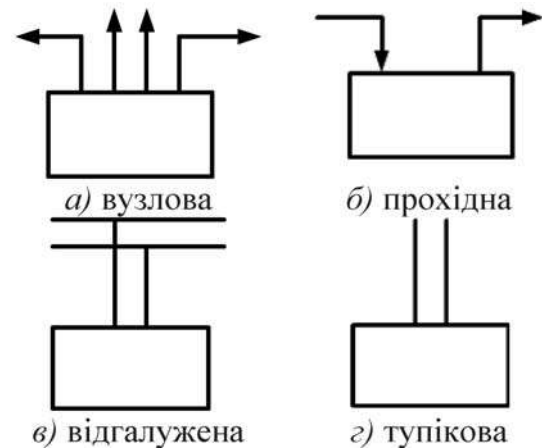


Рис. 2.1. Типи підстанцій в залежності від положення в енергосистемі

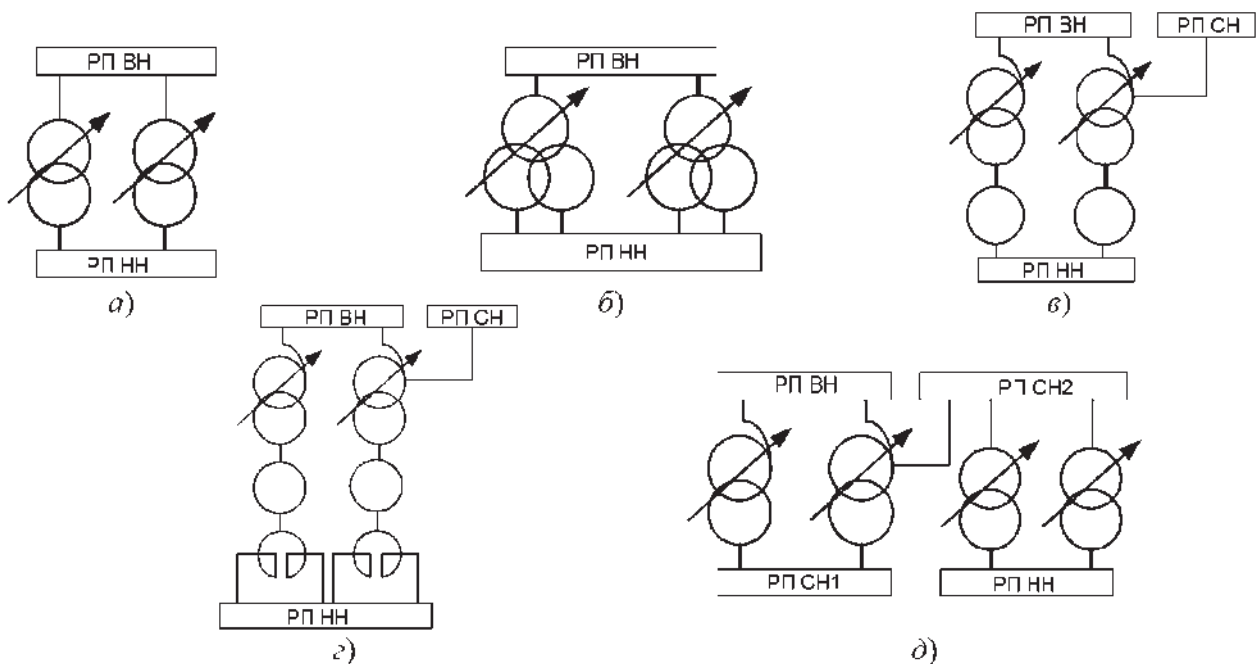


Рис. 2.2. Типові структурні схеми підстанцій:

- а) схема з двообмотковими трансформаторами; б) схема з трансформаторами з розщепленою обмоткою;
- в) схема з автотрансформаторами і регульовальними трансформаторами;
- г) схема з автотрансформаторами, регульовальними трансформаторами і реакторами;
- д) схема з автотрансформаторами і чотирма РП

Розподільний пристрій високої напруги підстанції найчастіше виконує функції прийому електричної енергії від лінії електропередачі до трансформатора. В окремих випадках РП ВН може виконувати функції прийому і розподілу електроенергії (на вимогу енергозабезпечуючої організації або при доцільності живлення від головної знижувальної підстанції декількох підстанцій глибокого введення на напрузі 110, 150, 220, 330 кВ).

Розподільні пристрої середньої і нижчої напруги завжди виконують функції прийому і розподілу електроенергії. Аналогічні функції виконують і розподільні підстанції. Ідентичність функцій визначає ідентичність схем і конструкцій розподільних пристроїв і розподільчих підстанцій, тому надалі під терміном «розподільний пристрій» може матися на увазі і розподільна підстанція.

Розподільчі пристрої можуть бути комплекtnими, збірними, відкритими і закритими. При обмеженій міській і промисловій забудові в розподільчих пристроях може бути застосоване електроустаткування з елегазовою ізоляцією [2].

2.2. Головні схеми електричних з'єднань підстанцій

2.2.1. Загальна характеристика і основні вимоги до вибору головних схем електричних з'єднань

Головна схема електричних з'єднань — це сукупність основного обладнання, збірних шин, комутаційної та іншої первинної апаратури з усіма зв'язками між ними.

При розробці головної схеми, на підставі структурної схеми, додатково вибираються схеми РП для всіх напруг підстанції. Вибір головної схеми є визначальним при проектуванні електричної частини електроустановки, так як він визначає повний склад елементів і зв'язків між ними.

Вимоги, що пред'являються до головних схем електричних з'єднань:

- надійність електроустановки повинна відповідати характеру (категорії) споживачів, які отримують живлення від даної електроустановки;

- пристосованість електроустановки до проведення ремонтів, визначається можливістю проведення ремонтів без порушення або обмеження електропостачання споживачів. Ремонтопридатність даної схеми можна оцінити кількісно частотою і середньою тривалістю відключень споживачів і джерел живлення для ремонтів устаткування;

- оперативна гнучкість електричної схеми оцінюється кількістю, складністю і тривалістю оперативних перемикачів. Найбільша оперативна гнучкість схеми забезпечується, якщо оперативні перемикачів в ній виробляються вимикачами або іншими комутаційними апаратами з дистанційним приводом. Якщо всі операції здійснюються дистанційно, а ще краще засобами автоматики, то ліквідація аварійного стану значно прискорюється;

- економічна доцільність схеми оцінюється наведеними витратами, що включають в себе витрати на спорудження установок, її експлуатацію і можливі збитки від порушення електропостачання.

2.2.2. Схеми розподільних пристроїв електроустановок

Розподільні пристрої всіх напруг, здійснюючі прийом і розподіл електричної енергії, виконуються із збірними шинами. Розподільні пристрої НН трансформаторних підстанцій, призначені тільки для прийому електричної енергії (без її розподілу), виконуються без збірних шин по блокових, місткових і іншим схемам.

Розподільний пристрій із збірними шинами складається із збірних шин, до яких через відгалужувальні шини підключаються різні приєднання:

- живлячі лінії (ввід);
- лінії, що відходять;
- секціонування;
- трансформатори напруги;
- трансформатори для власного обслуговування;
- заземлюючі роз'єднувачі збірних шин та ін.

Збірними шинами називаються короткі ділянки шин жорсткої або гнучкої конструкції, що мають малий електричний опір, призначені для підключення приєднань.

По своєму призначенню збірні шини діляться на робочі, резервні і обхідні. Робоча система шин в нормальному режимі знаходиться під напругою і здійснює живлення всіх підключених до неї приєднань. Резервна система шин служить для живлення приєднань підстанції у разі ремонту або ревізії робочої системи шин. У нормальному режимі резервна система шин знаходиться не під напругою. Обхідна система шин застосовується при підвищених вимогах до надійності електропостачання і дозволяє здійснювати контроль і ремонт будь-якого комутаційного апарату без вимкнення споживачів. У нормальному режимі обхідна система шин вимкнена.

На всіх приєднаннях на ділянках від збірних шин до вимикачів, запобіжників, трансформаторів напруги і т. п., а також на ділянках, де можлива подача напруги від інших джерел напруги, обов'язково встановлюються роз'єднувачі, що забезпечують видимий розрив ланцюга.

Живлячі лінії, що відходять, підключаються до збірних шин через роз'єднувачі і вимикачі. На кожен лінійний роз'єднувач необхідний один вимикач, один або два шинних роз'єднувача (залежно від вживаної системи збірних шин) і один лінійний роз'єднувач (рис. 2.3, а, б). Вимикач служить для вмикання і вимкнення лінії в нормальних і аварійних режимах. Шинний роз'єднувач призначений для створення видимого вимкнення мережі і створення безпечних умов для проведення контролю і ремонту вимикача, а також при двох системах шин — для перемикання приєднань з однієї системи шин на іншу без перерви в роботі. Лінійний роз'єднувач передбачається в приєднаннях, де при вимкненому вимикачі лінія може опинитися під напругою і необхідне видиме вимкнення лінії для безпечного ремонту вимикача.

При використанні комплектних розподільчих пристроїв викатного виконання вимикачі, трансформатори напруги і інше устаткування встановлюються на викатних візках. В цьому випадку на схемі вказуються втичні роз'єми (рис. 2.3, в).

У розподільних пристроях обов'язково передбачаються стаціонарні заземлюючі ножі, що забезпечують заземлення апаратів і ошиновки без застосування переносних заземлювачів. Розподільні пристрої повинні бути обладнані оперативним блокуванням, що виключає помилкові дії з роз'єднувачами, вимикачами, заземлюючими ножами і так далі.

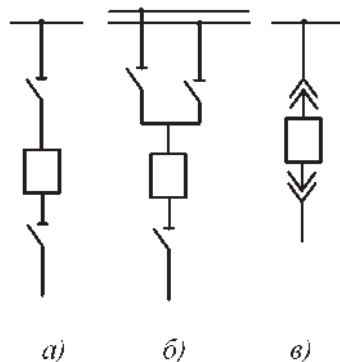


Рис. 2.3. Приєднання вимикачів до збірних шин:
а) з однією системою шин;
б) з двома системами шин;
в) з однією системою шин викатного виконання.

На приєднаннях живлячих ліній, що відходять, окрім комутаційних апаратів встановлюються трансформатори струму, на повітряних лініях напругою 35 кВ і вище — високочастотні загороджувачі і конденсатори зв'язку.

Трансформатори напруги встановлюються на кожен систему шин, а якщо система шин ділиться на частини (секції), то на кожен секцію шин. Трансформатори напруги підключаються до збірних шин через роз'єднувачі і запобіжники в РП 6-35 кВ і через роз'єднувачі в РП 110 кВ і вище.

При необхідності в розподільному пристрої передбачаються трансформатори власних потреб (ТВП), які служать для живлення оперативних ланцюгів обладнання підстанцій, а також освітлення будівель і споруд підстанції. Трансформатори власних потреб підключаються через запобіжники до вимикачів вводу, якщо ТВП використовуються для живлення оперативних ланцюгів; і на збірні шини, якщо ТВП не використовуються для живлення оперативних ланцюгів [3].

Розподільний пристрій з однієї системою шин

Кожне приєднання підключається до шин через один вимикач, по обидва боки якого зазвичай встановлені роз'єднувачі (рис. 2.4).

Система шин зазвичай секціонується секційним вимикачем (дві секції). Якщо застосовуються трансформатори з розщепленою обмоткою або ж до обмоток низької напруги підключені здвоєні реактори — чотири секції.

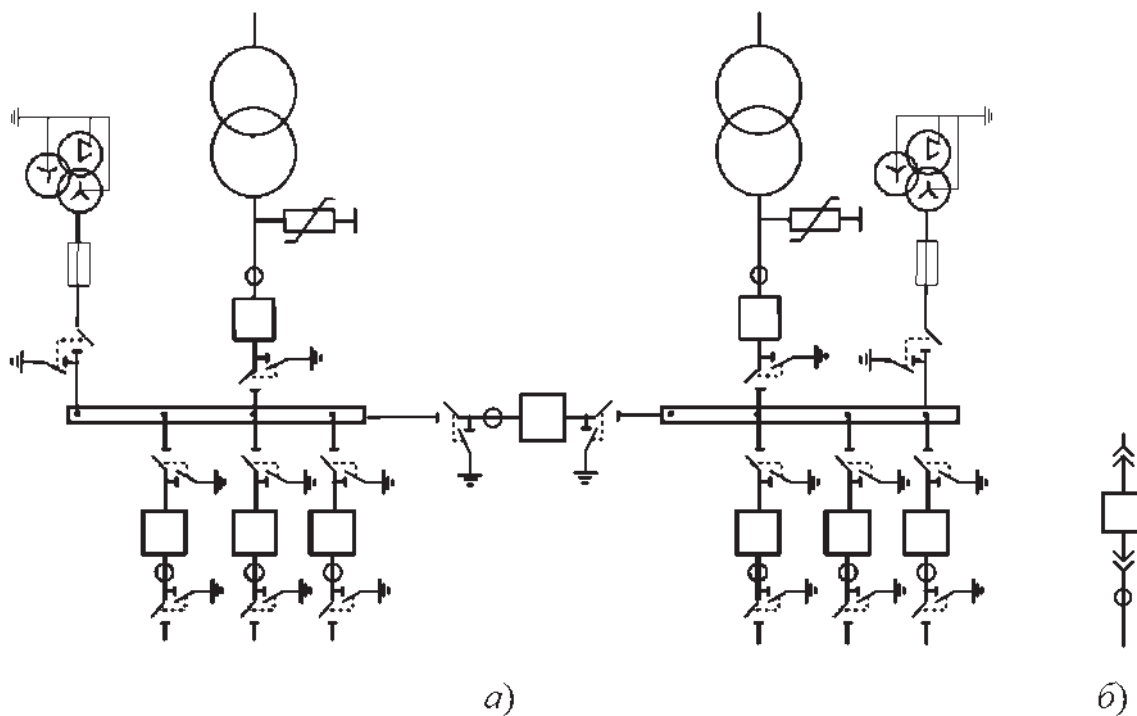


Рис. 2.4. Розподільні пристрої з одинарної секціонованою системою шин:
а) електрична схема; б) схема комірки КРП з візком, що викочується

Одинарна система шин застосовується для РП 6-110 кВ. На електростанціях одинарна система шин застосовується для генераторного РП (ГРП) і в системі власних потреб. Для комплектації РП 6-10, 35 кВ з одинарної системою шин застосовуються комірки КРП (комплектний розподільний пристрій). Відповідно до норм технологічного проектування підстанцій (НТП) одинарна система шин може застосовуватися також і для РП 35 і 110 кВ. До кожної секції збірних шин крім приєднань (ліній і трансформаторів) підключаються також трифазні трансформатори напруги (або група з трьох однофазних). Трансформатори напруги необхідні для підключення котушок вимірювальних приладів і пристроїв РЗА. До секцій РП низької напруги

(6-10 кВ) можуть підключатися також трансформатори ВП.

Схема РП «Одинарна система шин з обхідною»

Одинарна система шин з обхідною (рис. 2.5) застосовується на напругах 110-220 кВ [3].

Переваги схеми: можливість ремонту і випробування вимикачів всіх приєднань без відключення ланцюгів.

Недоліки одинарної системи шин з обхідною:

- необхідність вимкнення всіх приєднань, підключених до даної секції при ремонті шинних роз'єднувачів або шин;
- відмова в роботі вимикача при КЗ в одному з приєднань призводить до вимкнення всіх приєднань даної секції;
- при пошкодженні СВ вимикаються обидві секції.

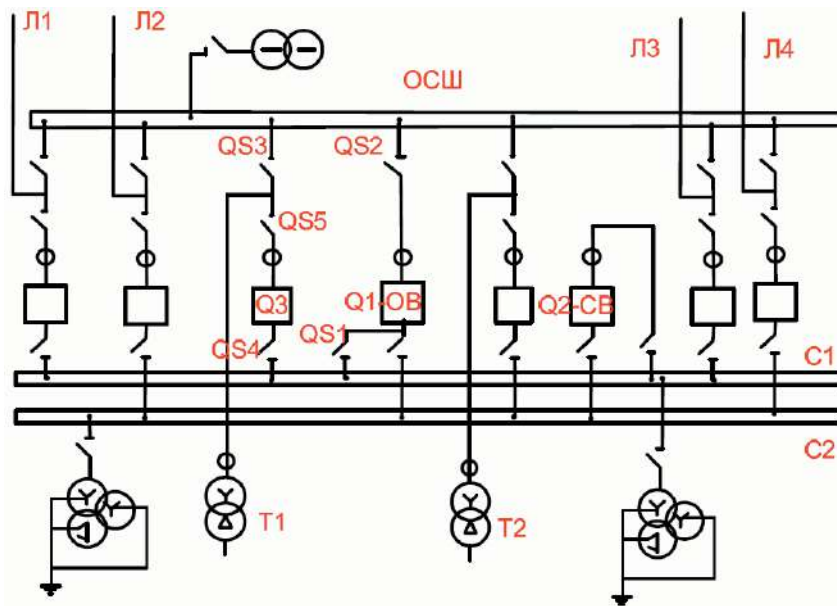


Рис. 2.5. Схема розподільного пристрою «Одинарна система шин з обхідною»

Схема РП «Подвійна система шин»

Подвійна система шин (рис.2.6) відповідно до НТП може застосовуватися як РП ВН на підстанціях 110-220 кВ, а також на електростанціях в якості ГРП (6-10 кВ) [3].

Характерною особливістю даної схеми є розвилка з двох шинних роз'єднувачів в колі вимикача кожного приєднання. Це дозволяє підключати кожне приєднання до будь-якої з двох систем шин.

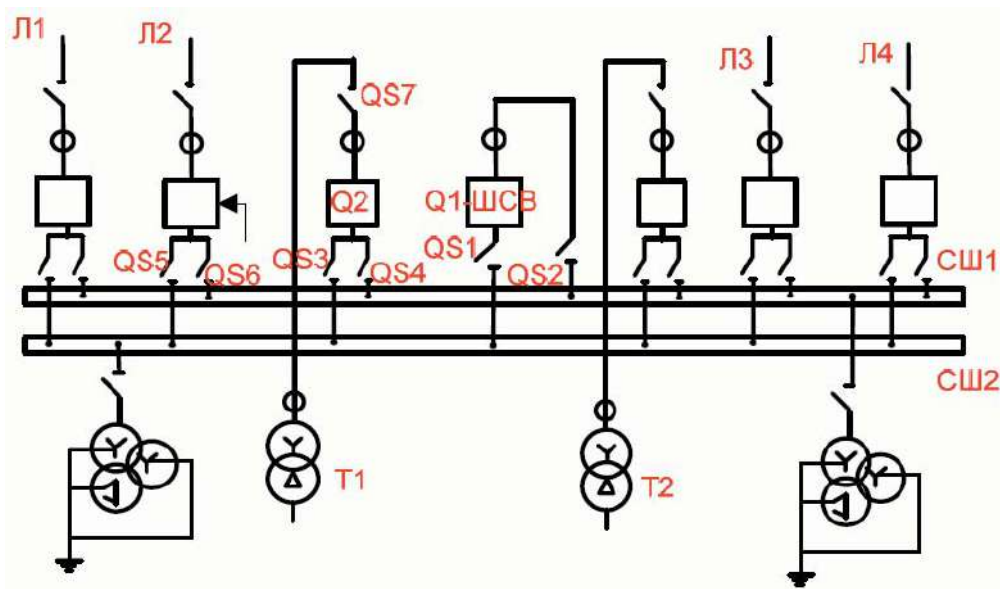


Рис. 2.6. Схема розподільного пристрою «Подвійна система шин»

Схема РП «Подвійна система шин з обхідною»

Застосовується в РП 110-220 кВ (рис. 2.7) при великій кількості приєднань. Дві робочі системи шин і обхідна секціонуються, при цьому відповідно встановлені

два шиноз'єднуючих і два обхідних вимикача. Дана схема передбачає окремий ШСВ і ОВ. При великій кількості приєднань робочі СШ можуть секціонуватися вимикачами [3].

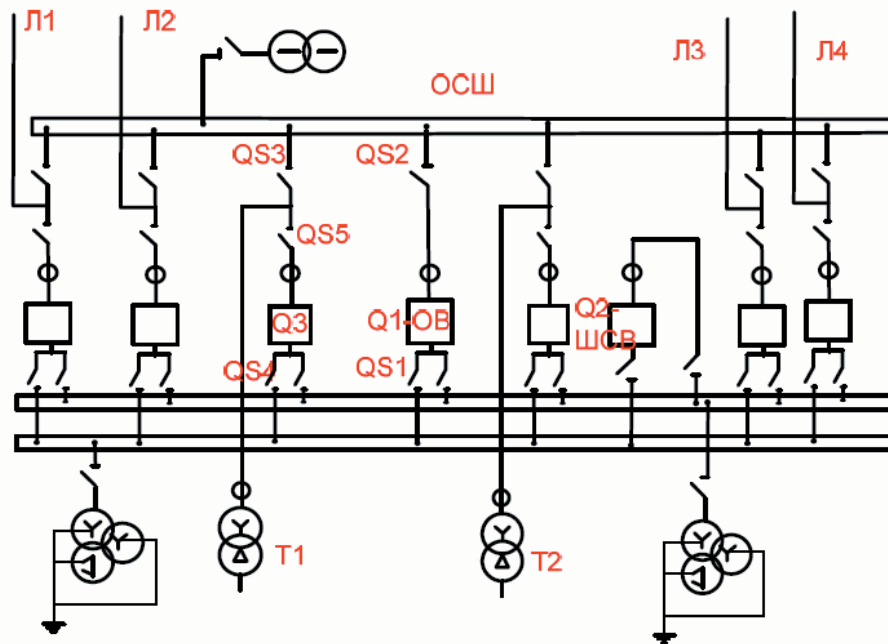


Рис. 2.7. Схема розподільного пристрою «Подвійна система шин з обхідною»

Схема РП з двома системами збірних шин дозволяє виводити в ремонт вимикач будь-якого приєднання і будь-яку з робочих систем шин без вимкнення приєднань.

В даний час застосовується зазвичай робота шин з фіксованими приєднаннями, коли лінії з трансформаторами приблизно рівномірно розподіляються між збірними шинами.

Недоліки РП «Подвійна система шин з обхідною»

Раніше дана схема вважалася універсальною, але в даний час застосовується на напругах 110-220 кВ.

Головний недолік: велика кількість операцій роз'єднувачами при виводі в ремонт вимикачів і СШ збільшує ймовірність помилкових дій оперативного персоналу і можливість важких аварій.

Додаткова установка ШСВ і ОВ, а також великої кількості шинних роз'єднувачів значно здорожують РП [4].

Розглянутій схемі притаманні недоліки схеми одинарної СШ з обхідною.

Схеми багатокутників характеризуються тим, що вимикачі з'єднуються між собою послідовно, утворюючи багатокутник. Кожний ланцюг підключається між двома суміжними вимикачами. Найпростішою

кільцевої схемою є трикутник. Схеми багатокутників економічні, так як число вимикачів дорівнює кількості приєднань. На рис.2.8 наведені схеми чотирикутника (110-330 кВ) і шестикутника (110-330 кВ). Висока надійність кільцевих схем пояснюється тим, що ремонт будь-якого вимикача проводиться без вимкнення приєднання. При цьому надійність роботи вимикачів вище, ніж в інших схемах, так як є можливість випробування будь-якого вимикача в нормальному режимі роботи [5].

Надійність схеми значно знижується при розмиканні кільця, тому при вимкненні лінії або трансформатора необхідно вимкнути відповідний роз'єднувач, а потім знову увімкнути вимикачі. Схеми багатокутників набули поширення на потужних вузлових підстанціях при числі приєднань до шести.

Перевагою всіх кільцевих схем є використання роз'єднувачів тільки для ремонтних робіт. До недоліків кільцевих схем відносяться більш складні схеми вторинних ланцюгів трансформаторів струму, релейного захисту та дистанційного керування вимикачами.

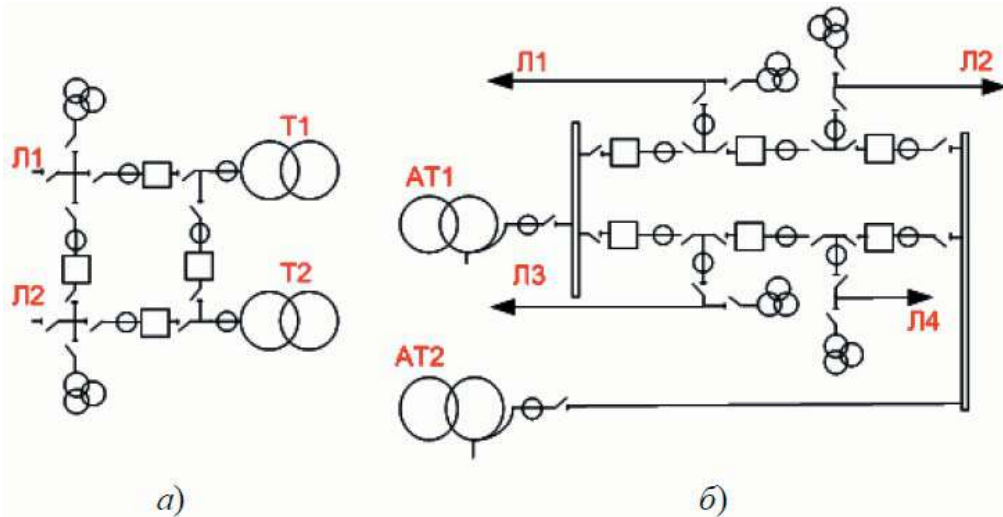


Рис. 2.8. Схеми багатокутників: а) чотирикутник; б) шестикутник

Розподільні пристрої з двома системами збірних шин і числом вимикачів на ланцюг 2, 3/2

В РП даного типу є дві системи збірних шин, між якими встановлені ланцюжки з двох, трьох або чотирьох вимикачів. При цьому кожне приєднання (лінія і трансформатор) комутується двома вимикачами.

Розподільні пристрої зазначених типів застосовуються на напругу 330 кВ і вище [2].

Схема РП «Два вимикача на приєднання» (рис. 2.9) знаходить застосування в США, а також в деяких інших країнах. Основний недолік полягає у високій вартості (два вимикача на приєднання).

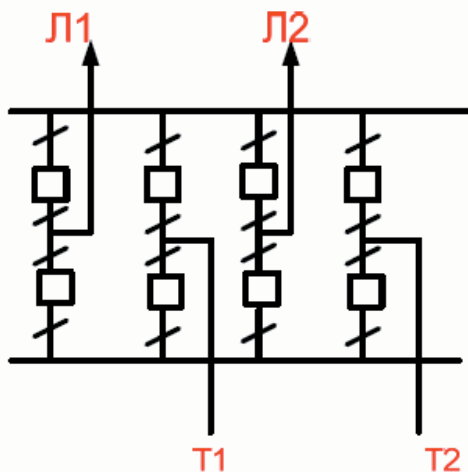


Рис. 2.9. Схема з двома системами шин і двома вимикачами на приєднання

Схема 3/2 вимикача на ланцюг (рис. 2.10) економічніша, ніж попередня, застосовується при кількості приєднань 8 і більше. Найкращі показники схеми при співвідношенні ліній і трансформаторів 1:1. Кількість операцій роз'єднувачами мінімальна: вони служать тільки для виведення в ремонт, а для оперативних перемикачів не використовуються. Схема застосовується при підвищених вимогах до забезпечення надійного підключення приєднань [2].

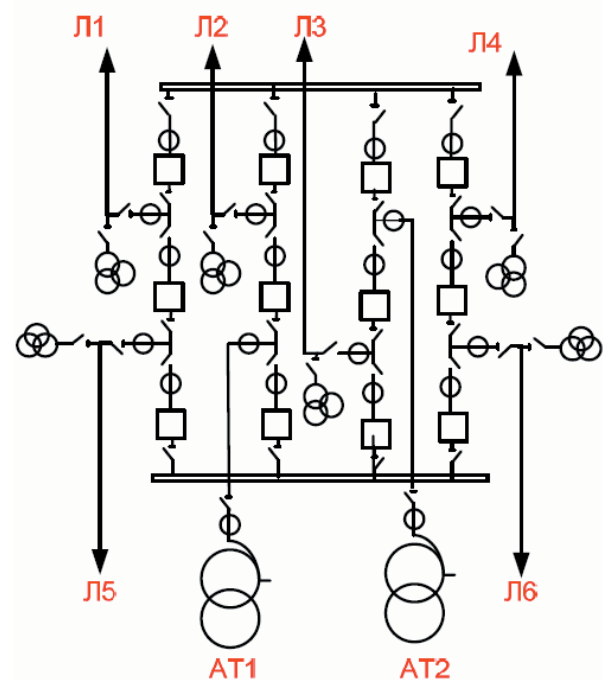


Рис. 2.10. Схема з двома системами шин і 3/2 вимикачами на приєднання

При ремонті будь-якого вимикача всі приєднання залишаються в роботі.

Схема має високу надійність. При однаковій кількості ліній і трансформаторів в роботі залишаються всі приєднання навіть при вимкненні обох збірних шин. Для підвищення надійності схеми підключення трансформаторів (автотрансформаторів) чергується: один трансформатор підключається ближче до першої системи шин, а другий — до іншої. Це дозволяє уникнути значного зниження надійності підстанції при вимкненні відповідної системи шин.

Розподільні пристрої «Трансформатор — шини та числом вимикачів на ланцюг 2 (3/2)».

Вищевказані схеми РП більш економічні. Основна відмінність пов'язана з тим, що трансформатори підключаються безпосередньо до шин без вимикачів. Комутація трансформаторів виконується вимикачами, з'єднаними з відповідною системою шин. Схема (рис. 2.11, а) застосовується для РП 330 кВ і вище при трьох, чотирьох лініях при відсутності перспективи розвитку. Схема (рис. 2.11, б) застосовується для РП 220 кВ і вище при п'яти і більше лініях, що підключаються в «полуторний» ланцюжок, при необхідності підключення ПЛ через 2 вимикача [6].

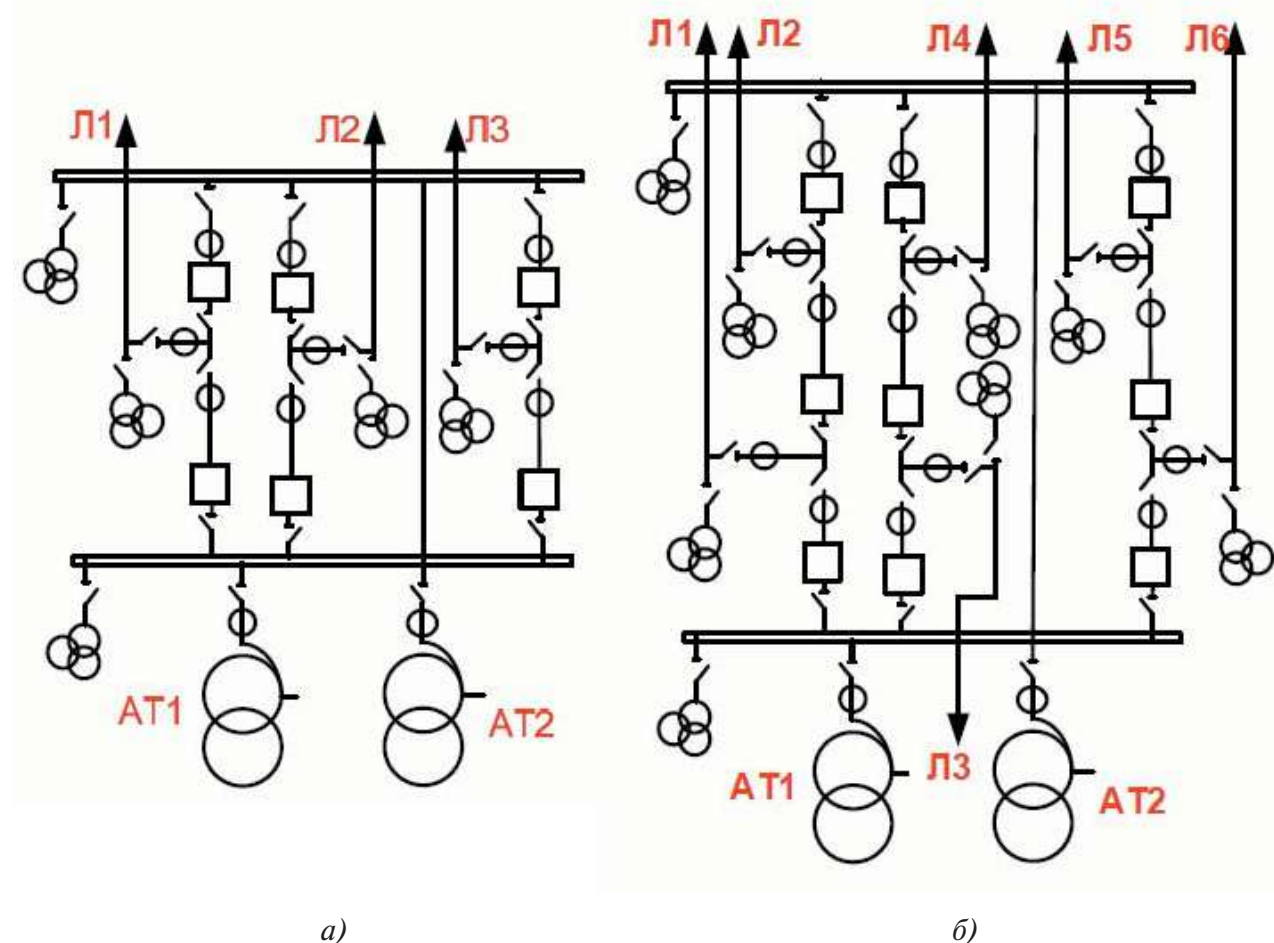


Рис. 2.11. Схеми «трансформатор — шини»:

а) з двома вимикачами на приєднання; б) 3/2 вимикача на приєднання

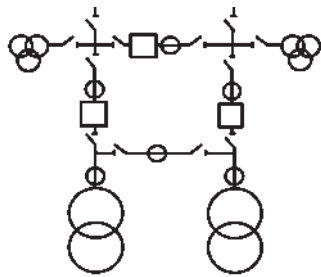
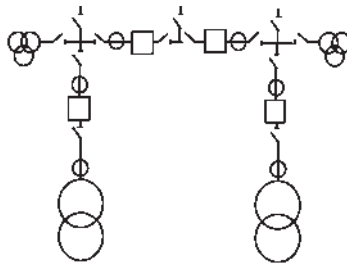
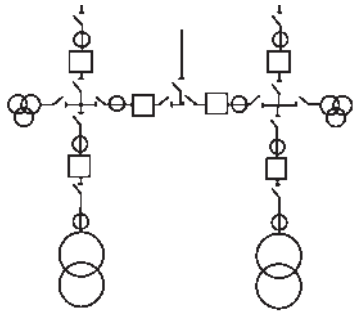
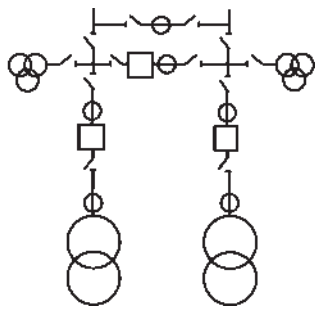
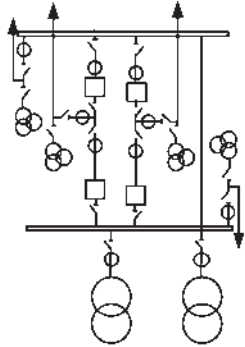
Схема двотрансформаторних підстанцій з РП ВН спрощеного типу застосовуються для тупикових, відгалужувальних і прохідних підстанцій (таблиця 2.1) [4].

Для подібних підстанцій зазвичай РП ВН виконується для 4-х приєднань (2 лінії і 2 трансформатора).

Таблиця 2.1. Типові схеми розподільних пристроїв високої напруги двотрансформаторних підстанцій

Позначення і найменування схеми	Схема зображення ТП 35 кВ	Схема зображення ТП 110 кВ
№ 35-4Н; № 110-4Н Два блоки з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній Область застосування: 2Л + 2Т. Тупикові або відгалужувальні ПС		
№ 35-5АН Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів		2Л + 2Т. Прохідні ПС з двостороннім живленням при необхідності збереження транзиту при пошкодженні в трансформаторі
№ 110-4АН Два блоку трансформатор-лінія з вимикачами в колах трансформаторів, неавтоматичною перемичкою з боку ліній і додатковими лініями		Схема "захід-вихід" застосовується при відповідному обґрунтуванні на відгалужувальних підстанціях
№ 110-4БН Одна секціонована роз'єднувачами система шин		При парних лініях або лініях, що резервуються від інших ПС, за відсутності необхідності збереження в роботі всіх приєднань при виведенні в ревізію робочої секції шин
№ 110-5Н; 220-5Н Місток з вимикачами в ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній		2Л + 2Т. Прохідні ПС, при необхідності збереження в роботі трансформаторів при пошкодженні на ПЛ

Продовження таблиці 2.1.

№ 110-5АН Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів		2Л + 2Т. Прохідні ПС, при необхідності збереження транзиту при пошкодженні в трансформаторі
№ 110-6 Місток з вимикачами в колах трансформаторів і додаткової лінії, приєднаної через два вимикача		3Л + 2Т. Напруга 110 кВ, застосовується для прохідних і відгалуджувальних підстанцій
№ 110-6А Місток з вимикачами в колах трансформаторів і додаткової лінії, приєднаної через два вимикача		3Л + 2Т. Напруга 110 кВ, при трьох лініях і відсутності перспективи розширення. Застосовується при необхідності АВР на шинах 110 кВ
№ 220-5 Місток з вимикачами в перемичці і ланцюгах трансформаторів		2Л + 2Т. Для прохідних підстанцій 220 кВ
№ 220-8 Розширений чотирикутник		4Л + 2Т. Застосовується на напрузі 220 кВ за відсутності перспективи розширення

На рис. 2.12 приведена головна схема електричних з'єднань підстанції з трансформаторами 2хТДТН-40-110/35/10. В якості

РП високої напруги 110 кВ прийнята схема "Місток з вимикачами в ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній".

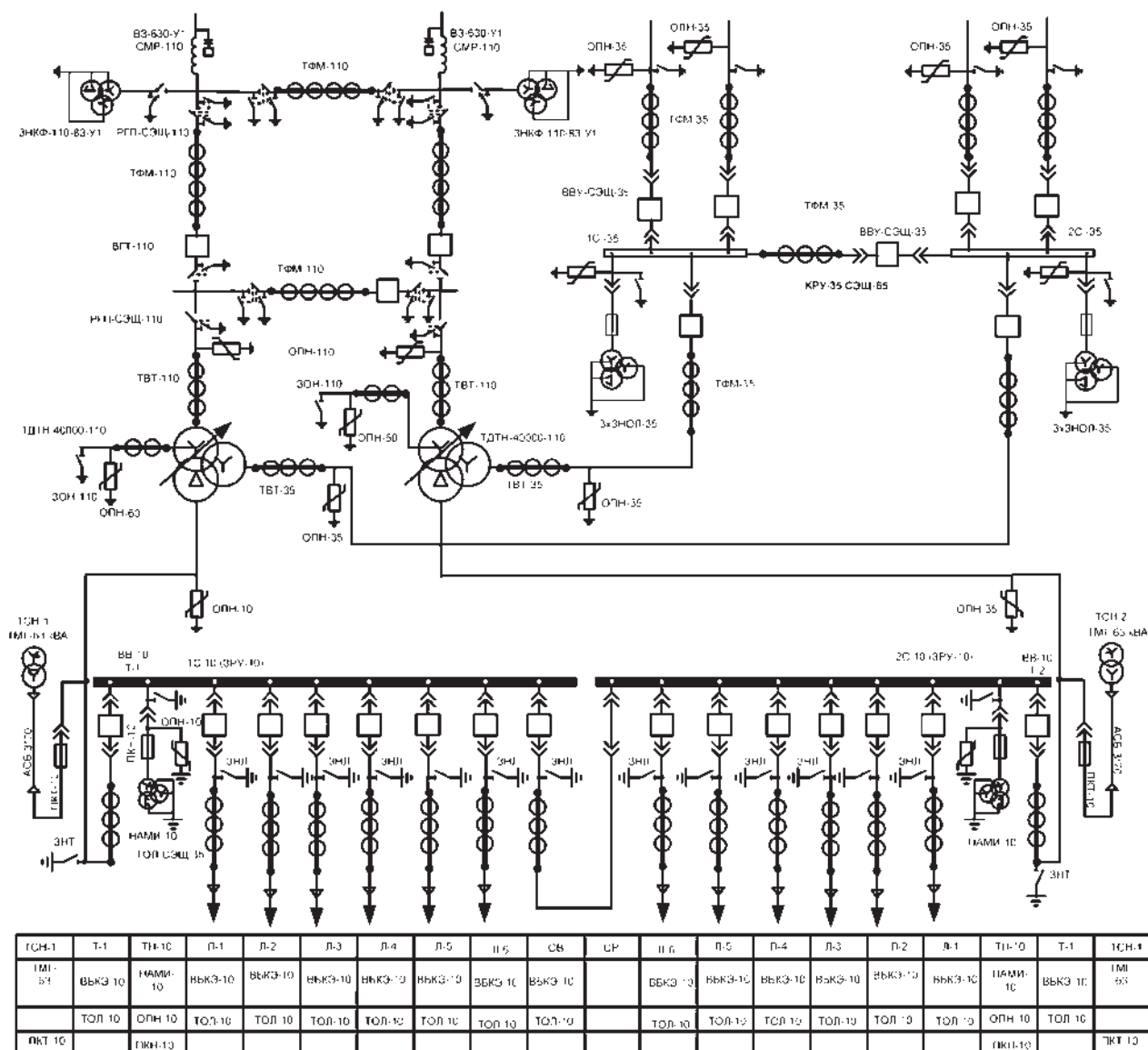


Рис. 2.12. Головна схема електричних з'єднань підстанції з трансформаторами 2xТДТН-40-110/35/10

В сучасних електроустановках при типовому проектуванні прийнято встановлювати трансформатори струму у всіх трьох фазах ввідних комірок 10 кВ. Це пов'язано з організацією захисту однофазних КЗ на землю. Трансформатори струму напругою 110 кВ застосовуються зазвичай з чотирма вторинними обмотками, а в комірках 6-35 кВ встановлюються сучасні трансформатори струму з трьома вторинними обмотками (зазвичай 0,5; 0,5S; 10P). У нейтралі трансформаторів 150 і 110 кВ прийнято встановлювати комплект: заземлювач або короткозамикач відповідної напруги і паралельно включений ОПН напругою 55-75 кВ. Це ха-

рактерно для мереж з ефективно-заземленою нейтраллю. Для мереж 220 кВ і вище розземлення нейтралі трансформаторів не рекомендується. Нейтралі автотрансформаторів у всіх випадках заземлюються. Для сучасних РП напругою 35 кВ випускається досить велика кількість КРП-35. Застосування КРП дозволяє використовувати сучасні технології в спорудженні підстанцій, зменшити площу відведену для РП-35 [2].

В сучасних електроустановках не рекомендується застосування оливних і повітряних вимикачів. У комплектних РП 6-35 кВ зазвичай застосовуються вакуумні вимикачі, установка елегазових вимикачів

вимагає додаткового обґрунтування, наприклад, при частих комутаціях. У відкритих РП 35 кВ і вище встановлюються зазвичай елегазові вимикачі. При цьому всі фірми випускають на класи напруг 35 кВ і вище два типи елегазових вимикачів: колон-

кові і бакові. В бакових вимикачах на вводах є вбудовані трансформатори струму (два або три на введення). Застосування бакових вимикачів створює принципову можливість зменшити розміри РП.

1. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. — М.: Издательский центр "Академия", 2004. — 448 с.
2. ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ. 05.09.1994. Діючий. Розробник Інститут "Укренергомережпроект"
3. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова. Дата прийняття 14.05.2008 затверджуючий документ Наказ від 14.05.2008 № 262 СОУ (Стандарт Організації України)
4. Правила улаштування електроустановок. Гл.4. Х.: Вид-во "Форт", 2017. — 760 с.
5. Проектирование подстанций систем электроснабжения : учеб. пособие / А. Н. Бохан ; М-во образования Респ. Беларусь ; Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. — Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. — 311 с.
6. Кокин, С. Е. К59 Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие / С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев, А. И. Хальясмаа. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2015. — 100 с.

3 ТРАНСФОРМАТОРИ І АВТОТРАНСФОРМАТОРИ

3.1. Типи трансформаторів, автотрансформаторів та їх параметри

Силовий трансформатор — статичний пристрій, що має дві чи більше обмоток, призначений для перетворювання через електромагнітну індукцію однієї чи декількох систем змінної напруги (струму) в одну чи декілька систем змінної напруги (струму), як правило, з іншими значеннями за тієї самої частоти, з метою пересилання електричної потужності [1].

За кількістю фаз трансформатори діляться на однофазні, двофазні, трифазні та багатофазні. Найбільшого поширення отримали трансформатори в трифазному виконанні.

Трифазні трансформатори (рис. 3.1) широко застосовуються в системах передавання та розподілу електричної енергії. Їх виготовлення та експлуатація більш економічно доцільні, оскільки втрати електроенергії в них на 12-15% нижчі, а їх вартість та витрати активних матеріалів на 20-25% менші, ніж у трансформаторної групи тієї ж потужності. Однофазні трансформатори встановлюють лише тоді, коли неможливо виготовити трифазні трансформатори необхідної потужності або ускладнене їх транспортувати до місця встановлення. Трифазні трансформатори на напругу 220 кВ виготовляють потужністю до 1000 МВ·А, на 330 кВ — 1250 МВ·А, 500 кВ — 1000 МВ·А. Найбільша потужність трансформаторної групи напругою 500 кВ складає 3×533 МВ·А, напругою 750 кВ — 3×417 МВ·А, напругою 1150 кВ — 3×667 МВ·А. Шкала номінальних потужностей силових трифазних трансформаторів, що знаходяться в експлуатації приведена у табл. 3.1.

Обмотка трансформатора, до якої підводиться енергія змінного струму, що перетворюється, називається первинною, а обмотка, від якої відводиться енергія пере-

твореного змінного струму — вторинною. Обмотки трансформаторів, до яких підводиться енергія змінного струму, що перетворюється або від яких відводиться енергія перетвореного струму, називаються основними, наприклад первинна та вторинна обмотки трансформатора. Якщо в трансформатора первинною є обмотка НН, то він називається підвищувальним. У кінці лінії електропередавання, де починається розподіл енергії, встановлюються трансформатори, що знижують напругу лінії до напруги, необхідної для споживача. Первинною в таких трансформаторах є обмотка ВН, а трансформатори називаються знижувальними. Отже, в залежності від призначення первинною обмоткою одного і того ж трансформатора може бути як обмотка НН, так і обмотка ВН.



Рис. 3.1. Силовий трансформатор
ТДТН-63000/110
(виробник ПрАТ «Запоріжтрансформатор»)

За кількістю обмоток різної напруги на кожну фазу силові трансформатори діляться на двохобмоткові (рис. 3.2) і трьохобмоткові (рис. 3.4).

Таблиця 3.1. Шкала номінальних потужностей силових трифазних трансформаторів кВ·А

10	-	16	-	25	-	40	-	63	-
100	-	160	-	250	320	400	-	630	-
1000	-	1600	-	2500	3200	4000	-	6300	-
10000	-	16000	-	25000	32000	40000	-	63000	80000
100000	125000	160000	200000	250000	-	400000	500000	630000	800000

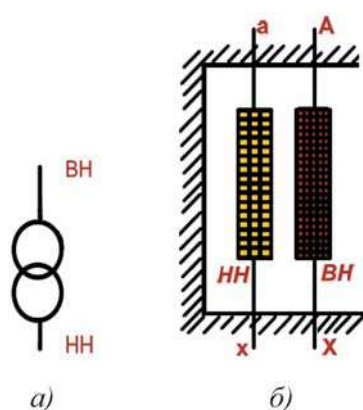


Рис. 3.2. Трифазний двообмотковий трансформатор:

- а) умовне графічне позначення;
б) розміщення обмоток на стержні

Двообмоткові трансформатори мають дві електрично не зв'язані обмотки (ВН та НН) і застосовуються для мереж з двома рівнями напруги. Передавання електроенергії від мережі однієї напруги в мережу іншої напруги через трансформатори здійснюється за допомогою магнітного потоку.

Номінальна потужність двообмоткового трансформатора дорівнює номінальній потужності кожної із обмоток і визначається за виразом:

$$S_{т.ном} = \sqrt{3} U_{т.ном} I_{т.ном}, \quad (3.1)$$

де $U_{т.ном}$, $I_{т.ном}$ — номінальні, відповідно, напруга та струм трансформатора.

У силових двообмоткових трансформаторах у деяких випадках обмотка однієї напруги (зазвичай низької) може складатися з двох і більше паралельних гілок, які

ізолювані одна від одної та від заземлених частин. Такі трансформатори називаються трансформаторами з розщепленими обмотками (рис. 3.3). Їх використовують для приєднання декількох генераторів ТЕС і ГЕС до одного підвищувального трансформатора, що дає змогу спростити головну схему і зменшити струми КЗ в ній, а також у схемах для власних потреб потужних ТЕС і на знижувальних ПС для зниження струмів КЗ.

Обмотка низької напруги може виконуватися з двох або більше ізолюваних гілок. Потужність кожної з гілок визначається виразом:

$$S_{р.о} = S_{нн} / n, \quad (3.2)$$

де n — кількість розщеплених гілок обмотки НН.

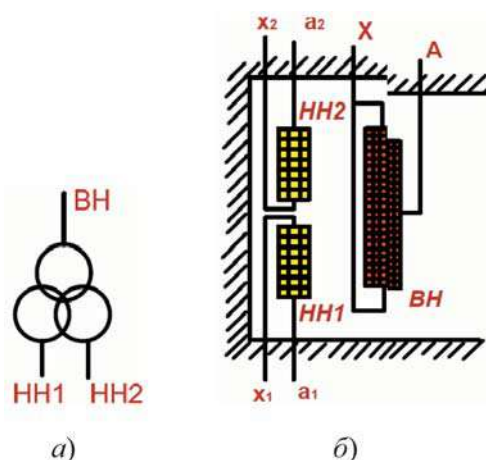


Рис. 3.3. Трансформатор з розщепленою обмоткою:
а) умовне графічне позначення;
б) розміщення обмоток на стержні

Перевагою трансформаторів з розщепленою обмоткою є великий опір гілок обмотки, що дозволяє зменшити струми КЗ у схемах розподільних установок низької напруги підстанцій.

Однією з важливих характеристик трансформатора з розщепленою обмоткою є коефіцієнт розщеплення k_p , який для випадку двох гілок дорівнює відношенню опору КЗ між гілками розщепленої обмотки Z_{2-3} до опору КЗ між обмоткою ВН і паралельно з'єднаними гілками розщепленої обмотки:

$$k_p = \frac{Z_{2-3}}{Z_{1-2//3}} \quad (3.3)$$

Для трифазних трансформаторів коефіцієнт розщеплення приймається рівним $k_p \approx 3,5$, а для однофазних трансформаторів $k_p \approx 4$ [2].

Трьохобмоткові трансформатори використовують тоді, коли на електростанції (підстанції) живлення споживачів і видача потужності здійснюється на двох напругах: середній і високій або середній і низькій. Установлення трьохобмоткових трансформаторів замість двохобмоткових економить матеріали й капітальні інвестиції, а також зменшує втрати енергії у процесі їх експлуатації. Трьохобмоткові трансформатори випускаються з вищою напругою до 220 кВ. Співвідношення номінальних потужностей обмоток вищої, середньої та нижчої напруги може бути, відповідно: 100/100/100, 100/100/67, 100/67/100. Сума навантажень обмоток низької та середньої напруги при цьому не повинна перевищувати номінальної потужності трансформатора. Обмотки трьохобмоткового трансформатора розміщують на стержнях концентрично в наступному порядку: ВН — ззовні, НН — всередині, біля стержня, СН між обмотками ВН та НН (рис. 3.4.). При такому розміщенні напруга КЗ між обмотками ВН і СН має мінімальне значення, що дозволяє передати більшу потужність у мережу СН з мінімальними втратами. В той же час, напруга КЗ між обмотками ВН та НН відносно велика, що сприяє обмеженню струму КЗ у мережі НН.

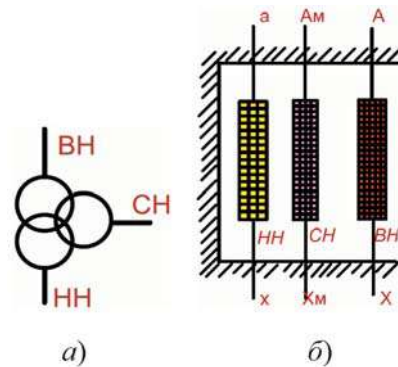


Рис. 3.4. Трьохобмотковий трансформатор:
а) умовне графічне позначення;
б) розміщення обмоток на стержні

Автотрансформатор — це трансформатор, що має дві або більше обмотки гальванічно зв'язані так, що вони мають загальну частину. На відміну від трансформатора, де вся потужність з первинної сторони на вторинну передається електромагнітним полем, в автотрансформаторі частина потужності передається за допомогою електричного зв'язку без трансформації. В енергосистемах отримали розповсюдження трьохобмоткові автотрансформатори (рис. 3.5) для зв'язку електричних мереж з ефективно заземленою нейтраллю (110 кВ і вище). Такі автотрансформатори випускаються з вищою напругою від 220 кВ і вище.



Рис. 3.5. Автотрансформатор
АТДТН-150000/500/138
(виробник ПрАТ «Запоріжтрансформатор»)

На рис. 3.6, б наведено розташування обмоток трьохобмоткового автотрансформатора на стержні. Обмотка А-Ам називається послідовною, а обмотка Ам-Х – загальною. Вивід А – це вивід високої напруги, а вивід Ам – середньої напруги.

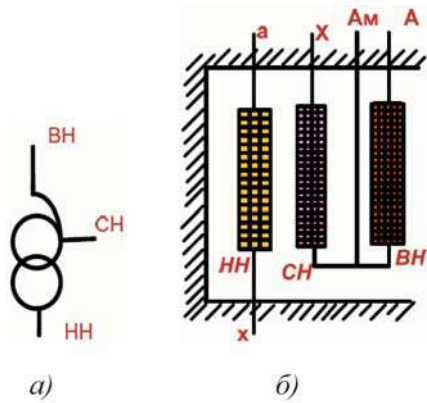


Рис. 3.6. Трьохобмотковий автотрансформатор:
а) умовне графічне позначення;
б) розміщення обмоток на стержні

Повна потужність, що передається з первинної сторони автотрансформатора у вторинну, називається прохідною і для схеми поданої на рис. 3.7 складе:

$$S_{пр} = U_{вн} I_{вн} \approx U_{сн} I_{сн} . \quad (3.4)$$

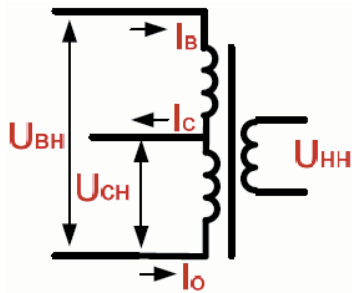


Рис. 3.7. Принципова схема двохобмоткового автотрансформатора

Потужність, що передається електромагнітним полем, називається трансформаторною:

$$S_{тр} = I_{вн} (U_{вн} - U_{сн}) \quad (3.5)$$

Потужність, що передається з первинної обмотки у вторинну за рахунок електричного зв'язку, називається електричною:

$$S_{ел} = I_{вн} U_{сн} \quad (3.6)$$

Сума трансформаторної і електричної потужності дорівнює прохідній потужності

автотрансформатора:

$$S_{пр} = S_{тр} + S_{ел} = (U_{вн} - U_{сн}) I_{вн} + U_{сн} I_{вн} = U_{вн} I_{вн} . \quad (3.7)$$

Прохідна потужність автотрансформатора в номінальному режимі називається номінальною $S_{ном}$. Трансформаторна потужність у номінальному режимі називається типовою $S_{тип}$.

Розміри автотрансформатора визначаються в основному магнітопроводом, а отже, типовою потужністю. Коефіцієнт типової потужності автотрансформатора рівний відношенню його типової потужності до прохідної:

$$k_{виз} = k_{тип} = \frac{S_{тип}}{S} = \frac{(U_{вн} - U_{сн})}{U_{вн}} = 1 - \frac{U_{сн}}{U_{вн}} . \quad (3.8)$$

Номінальна потужність обмотки НН (електрично не зв'язаної) автотрансформатора завжди менша (або дорівнює) типовій потужності $S_{тип}$. Якщо обмотка НН автотрансформатора не призначена для підключення навантаження, а служить для компенсації гармонічних складових кратних трьом та зменшення опору нульової послідовності, то її номінальна потужність не перевищує $1/3 S_{тип}$.

Переваги автотрансформаторів перед трансформаторами тієї ж потужності:

- для виготовлення потрібно менше матеріалів;
- автотрансформатори мають вищий ККД;
- автотрансформатори краще охолоджуються.

Перераховані переваги автотрансформатора тим більші, чим менша різниця в рівнях вищої і середньої напруги.

Істотним недоліком автотрансформаторів є те, що їх вторинний ланцюг має електричний зв'язок з первинним. Тому перенапруги, що виникають в мережі ВН, можуть проникати в обмотки середньої напруги. Трифазні обмотки ВН і СН, що мають електричний зв'язок, з'єднуються в зірку з заземленою нейтраллю. При цьому

розземлення нейтралі в автотрансформаторах не передбачено. Це призводить до збільшення струмів однофазних КЗ.

До основних параметрів трансформаторів відносяться: номінальна потужність, напруга, струм, напруга короткого замикання, струм холостого ходу, втрати холостого ходу та короткого замикання.

Номінальна (корисна) потужність трансформатора — це вказане у заводському паспорті значення повної потужності, на яку безперервно може бути навантажений трансформатор у номінальних умовах місця установки і охолодного середовища за номінальної частоти та напруги. Ця потужність виражається в одиницях повної потужності — кіловольтамперах (кВ·А).

Номінальна напруга обмоток — це напруга первинної та вторинної обмоток при холостому ході трансформатора. Для трифазного трансформатора — це його лінійна напруга. Коефіцієнт трансформації трансформатора k_m визначається відношенням номінальних рівнів напруги обмоток вищої та нижчої напруги і для понижуючого трансформатора рівний:

$$k_m = \frac{U_{\text{вн.ном}}}{U_{\text{нн.ном}}} . \quad (3.9)$$

Номінальні струми трансформатора — це вказані в заводському паспорті значення струмів в обмотках, при яких допускається тривала нормальна робота трансформатора. Номінальний струм будь-якої обмотки трансформатора визначається за її номінальною потужністю та напругою.

Напруга короткого замикання — це напруга, при підведенні якої до однієї з обмоток трансформатора при замиканні накоротко іншої обмотки в ній протікає струм, що дорівнює номінальному. Напруга КЗ характеризує повний опір трансформатора. У довідниках вона вказується у відсотках від номінальної напруги. У трьохобмотковому трансформаторі (автотрансформаторі) напруга КЗ визначається для будь-якої пари обмоток при розімкненій третій обмотці. Для трансформаторів з розщепленою об-

моткою напруга короткого замикання (u_k) задається між обмоткою ВН і паралельно з'єднаними обмотками НН ($u_{k.в-н1/н2}$). При цьому значення u_k знаходяться в діапазоні 10-13% $U_{\text{ном}}$ і для окремих обмоток можуть бути визначені за виразами:

$$u_{k.н1} = u_{k.н2} = 0,5 k_{\text{розщ}} u_{k.в-н1/н2} ; \quad (3.10)$$

$$u_{k.в} = u_{k.в-н1/н2} \left(1 - \frac{k_{\text{розщ}}}{4} \right) . \quad (3.11)$$

Напруги короткого замикання для кожної обмотки трьохобмоткового трансформатора (автотрансформатора) у відсотках визначаються за формулами

$$\left. \begin{aligned} u_{k.в} &= 0,5(u_{k.в-с} + u_{k.в-н} - u_{k.с-н}) \\ u_{k.с} &= 0,5(u_{k.в-с} + u_{k.с-н} - u_{k.в-н}) \\ u_{k.н} &= 0,5(u_{k.в-н} + u_{k.с-н} - u_{k.в-с}) \end{aligned} \right\} . \quad (3.12)$$

Струм холостого ходу трансформатора — характеризує активні та реактивні втрати у сталі і залежить від її магнітних властивостей, конструкції та якості зборки магнітопроводу та від магнітної індукції. Струм холостого ходу трансформатора I_0 переважно є реактивним. Активна складова струму холостого ходу I_{0a} зумовлена втратами на вихорі струми і гістерезис і не перевищує 10% від загального струму (змінює його не більше ніж на 1%).

Втрати холостого ходу — це втрати активної потужності в сталі на перемагнічування і на вихорі струми.

Втрати потужності короткого замикання зумовлені втратами активної потужності в обмотках трансформатора при протіканні струмів навантаження і додатковими втратами, викликаними магнітними полями розсіювання. У довідкових даних $\Delta P_{\text{кз}}$ вказується при номінальному навантаженні трансформатора. Для триобмоткових трансформаторів — окремо для кожної з обмоток. При навантаженні відмінною від номінального втрати потужності в обмотках визначаються за формулою:

$$\Delta P_k = k_{k.m}^2 \Delta P_k . \quad (3.13)$$

Значення Δp_{xx} , Δp_{kz} використовуються в розрахунках, пов'язаних з визначенням економічних режимів трансформаторів.

На кожному трансформаторі виробник встановлює паспортну табличку (рис. 3.8), де крім основних його параметрів, також вказується ряд додаткових: назва заводу-виробника; тип; частота змінного струму; кількість фаз; схема і група з'єднання обмоток; таблиця положень регулятора напруги, номінальних струмів і напруги кожної обмотки; маси: оливи, активної частини, повна; заводський номер; рік випуску; номер стандарту згідно вимог якого був виготовлений трансформатор; країна виробник. Для трансформаторів зі штучним повітряним охолодженням додатково вказується потужність при відключеній системі охолодження.

ПАО "Укрэлектроаппарат"					
ТРАНСФОРМАТОР					
тип ТМЗ - 630/10У1					
Мощность 630 кВА 50 Гц Фаз 3 Uk % 5,43					
Сторона ВН		Сторона НН		СХЕМА И ГРУППА Соединения ДУн-11	
Степень переключ.	Напряжение В	Ток А	Напряжение А	Ток А	Масса, кг
I	+5.0%				Масла 750
II	+2.5%				Активной части 1350
III	10000	36,4	400	910	Полная 2725
IV	-2.5%				
V	-5.0%				
ПЕРЕКЛЮЧЕНИЕ ОТВЕТВЛЕНИЙ БЕЗ ВОЗБУЖДЕНИЯ					
Зав N275274 ту у 3.49-05758084-016-2000 2016 г.					
СДЕЛАНО В УКРАИНЕ г. ХМЕЛЬНИЦКИЙ					
www.uba.com.ua					

Рис. 3.8. Паспортна табличка силового трансформатора

Структурна схема умовного позначення типу трансформатора має такий вигляд:

X X X X X - X / X / X / X - X X
 — — — — — — — — — — — — — —
 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

1 — тип трансформатора: А — автотрансформатор (трансформатор позначення не має); О або Т — відповідно, однофазний, трифазний трансформатор;

2 — тип вторинної обмотки: Р — розщеплена обмотка НН; або умовне позначення виду охолодження трансформатора згідно табл. 3.6;

3 — умовне позначення виду трансформатора: Т — трьохобмотковий (двохобмот-

ковий позначення не мають); Л — трансформатор з литою ізоляцією;

4 — тип регулятора напруги: Н — трансформатор із РПН (ПБЗ не позначається), або виконання трансформатора: Г — герметичний;

5 — тип трансформатора за призначенням: С — трансформатор для власних потреб електростанцій; В — трансформатор вибухобезпечний; М — трансформатор багатопільового призначення для живлення ланцюгів керування, місцевого освітлення і сигналізації верстатів, електроінструмента і автоматики;

6 — номінальна потужність, кВ·А;

7 — клас напруги обмотки ВН, кВ;

8 — клас напруги обмотки СН, кВ;

9 — клас напруги обмотки НН, кВ;

10 — додаткове літерне позначення;

11 — кліматичне виконання і категорія розміщення: для експлуатації в районах з помірним кліматом — У; з помірним і холодним кліматом — УХЛ; із вологим тропічним кліматом — ТВ; із сухим тропічним кліматом — ТС; із сухим або вологим тропічним кліматом — Т; для експлуатації у всіх районах на суші, крім районів з дуже холодним кліматом (загальне кліматичне виконання) — О; для експлуатації в районах з помірно-холодним морським кліматом — М; із тропічним морським кліматом — ТМ; із помірно-холодним і тропічним морським кліматом — ОМ; для експлуатації у всіх районах, крім районів з дуже холодним кліматом (загально кліматичне виконання) — В.

У залежності від місця розміщення при експлуатації розрізняють наступні виконання трансформаторів (за категоріями): 1 — установка на відкритому повітрі; 2 — установка в приміщеннях, де коливання температури і вологості несуттєво відрізняються від зовнішнього середовища; 3 — закриті приміщення з природною вентиляцією, де коливання температури і вологості значно менші, ніж на відкритому повітрі; 4 — закриті приміщення з мікрокліматом; 5 — приміщення з підвищеною вологістю.

Слід зазначити, що у маркуванні трансформаторів деякі літери можуть бути відсутніми.

Технічні дані трансформаторів та автотрансформаторів приведені в додатку А.

3.2. Елементи конструкції силових трансформаторів

Головними конструктивними елементами силового трансформатора є наступні: магнітопровід, обмотки, система регулювання напруги, вводи ВН та НН, бак, система охолодження та ін. (рис. 3.9).

Магнітна система трансформатора (магнітопровід) є його конструктивною основою і служить для локалізації в ній основного (робочого) магнітного поля.

Магнітопроводи силових трансформаторів виготовляються із холоднокатаної анізотропної електротехнічної сталі товщиною 0,35; 0,30 і 0,27 мм з електроізоляційним термостійким покриттям з товщиною 0,005 мм (на сторону) і коефіцієнтом заповнення 0,94-0,96. Основними типами магнітопроводів силових трансформаторів є стержневий, бронестержневий та броньовий. У стержневому магнітопроводі (рис. 3.10, а) ярма з'єднують кінці різних стержнів і кожне ярмо розташовується тільки з боку торців стержнів і обмоток трансформатора. При цьому по ярму проходить магнітний потік, що дорівнює потоку стержня. Даний тип магнітопроводу набув переважного застосування.

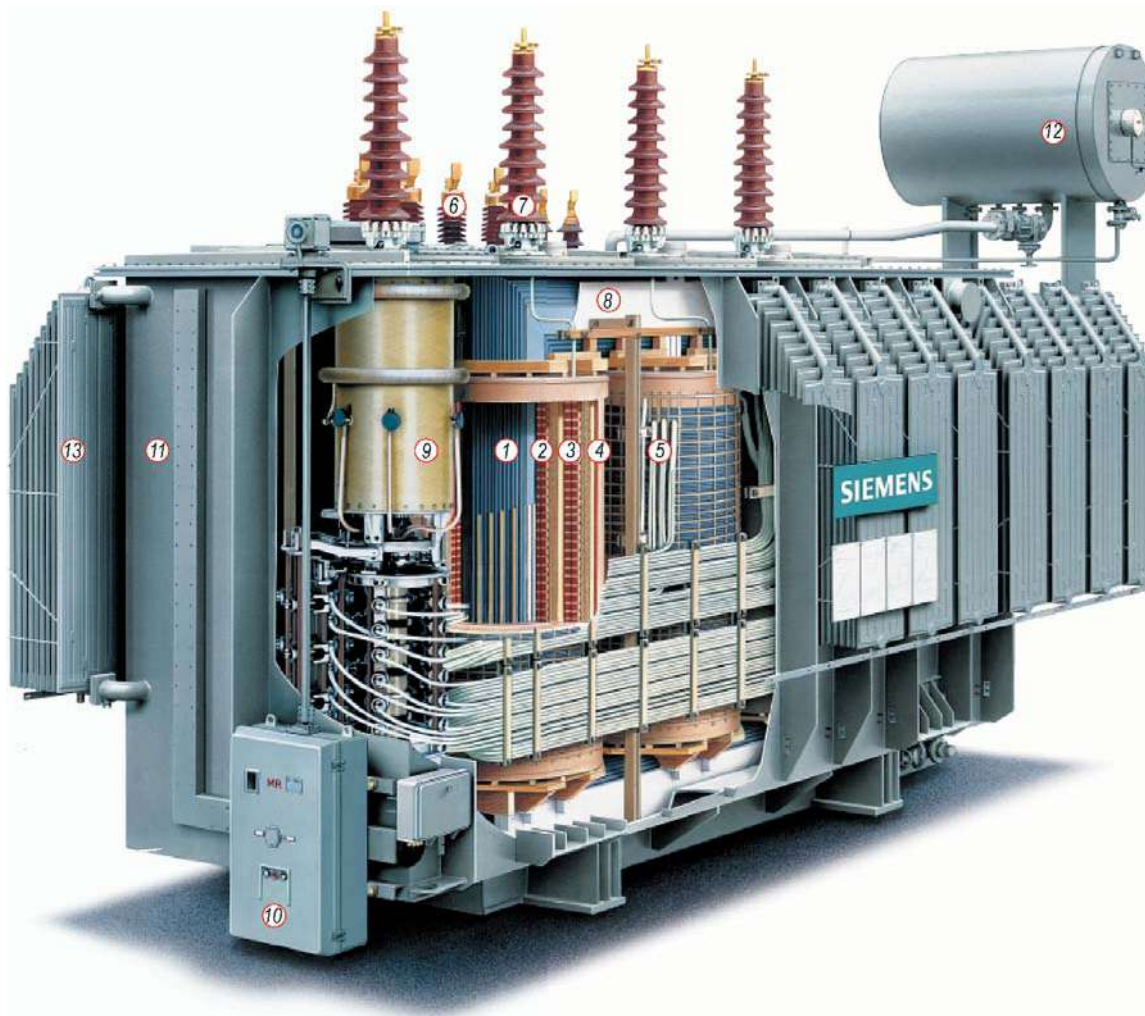


Рис. 3.9. Основні конструктивні елементи силового трифазного трансформатора:

- 1 — шихтований 3-х стержневий магнітопровід; 2 — обмотка НН; 3 — обмотка ВН;
4 — регульовальна обмотка; 5 — виводи обмотки регульовальної обмотки; 6 — ввід (ізолятор) НН;
7 — ввід (ізолятор) ВН; 8 — ярмова балка; 9 — перемикач пристрою РПН;
10 — електропривод пристрою РПН 11 — бак трансформатора; 12 — розширювальний бак; 13 — радіатори

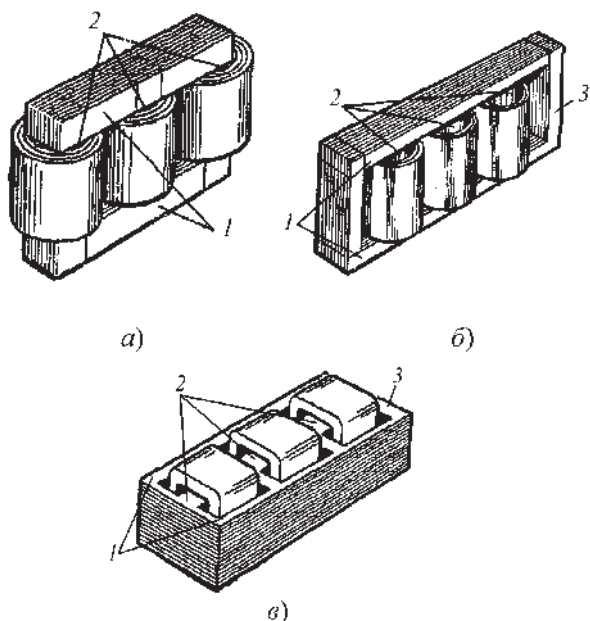


Рис. 3.10. Магнітопроводи силових трифазних трансформаторів
а) стержневий; б) бронестержневий;
в) броньовий;

1 — торцеве яро; 2 — стержень; 3 — бічне яро

У силових трансформаторах потужністю 100 МВ·А і більше, застосовують бронестержневий магнітопровід (рис. 3.10, б). Для нього характерним є те, що тільки два стержні з трьох мають бічні яра і потік яра менший потоку стержня в $\sqrt{3}$ раз. Тому у бронестержневому магнітопроводі в порівнянні зі стержневим висота торцевих ярів менша у $\sqrt{3}$ раз, внаслідок чого габарити трансформатора в цілому істотно зменшуються.

Броньовий тип магнітопроводу (рис. 3.10, в) характеризується тим, що обидва кінці кожного стержня з'єднуються не менш ніж двома бічними ярами. При цьому по яру проходить магнітний потік, що дорівнює половині потоку стержня, тому переріз яра менший перерізу стержня в два рази.

У силових трансформаторах середньої і великої потужності найбільш широко застосування одержала плоска стержньова шихтована конструкція магнітопроводу. Поперечний переріз стержнів такого магнітопроводу звичайно має вигляд симетричної східчастої фігури, вписаної в коло

(рис. 3.11). Це пов'язано з тим, що обмотки силових трансформаторів звичайно мають циліндричну форму і переріз стержнів прагнуть наблизити до кола. У сучасних трансформаторах потужністю 25-80 000 кВ·А число ступенів у перерізі стержня коливається від 5 до 16. При цьому коефіцієнт заповнення кола становить 0,89-0,92. Для зменшення втрат і струму холостого ходу загальний переріз яра вибирають на 2-5% більшим перерізу стержня.

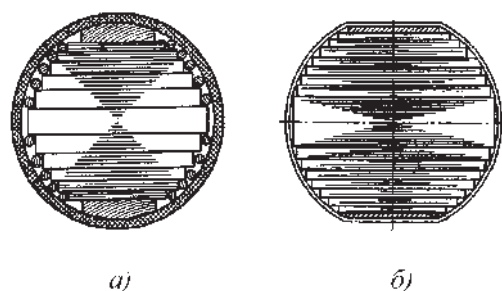


Рис. 3.11. Форма перерізів стержнів:
а) трансформаторів малої і середньої потужності;
б) трансформаторів великої потужності

Обмотки є найважливішим елементом трансформатора. Термін служби трансформатора завжди визначається строком служби його обмоток. За розташуванням на стержні обмотки підрозділяють на концентричні (рис. 3.12, а) та почергові (рис. 3.12, б). Основним елементом кожної обмотки є виток, що складається з одного або кількох паралельних провідників. Сукупність витків утворює котушку. Обмотка може складатися з однієї або кількох котушок. Витки, намотані впритул на циліндричній поверхні, утворюють шар.

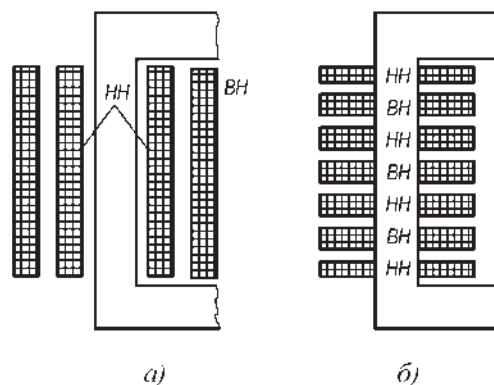


Рис. 3.12. Конструкція обмоток
а) концентричні; б) почергові

За конструктивно-технологічними ознаками обмотки підрозділяють на наступні основні типи.

1. Циліндричні одно- і багат шарові обмотки.

а) одно- і дво шарові циліндричні обмотки з прямокутного проводу (рис. 3.13 а, б) застосовують як обмотки НН при номінальних струмах до 800 А. Витки кожного шару намотують по гвинтовій лінії впритул один до одного; виток може мати до 4-6 паралельних проводів, що вкладають плазом або на ребро. Такі обмотки прості у виробництві, однак недостатньо стійкі до впливу осьових сил короткого замикання, оскільки мають невеликий радіальний розмір шару;

б) багат шарові циліндричні обмотки виконують із проводів круглого перерізу й застосовують в основному як обмотки ВН (до 35 кВ). Перший шар обмотки намотують на паперово-бакелітовий циліндр, між шарами прокладають ізоляцію з кабельного паперу (рис. 3.13, б). Для збільшення поверхні охолодження обмотку виконують із двох котушок, розділених вертикальним каналом. Регульовальні відгалуження часто виконують шляхом виводу петлі проводу без його розриву (рис. 3.13, б). Обмотки цього типу отримали широке розповсюдження для напруги 110 кВ і вище. При великих струмах обмотку намотують з транспонованого проводу;

в) котушечні багат шарові циліндричні обмотки розділені по висоті на окремі багат шарові котушки, намотані з круглого проводу. Між котушками встановлюють шайби або горизонтальні прокладки, що утворюють охолоджуючі канали (рис. 3.13, в). Котушки намотують на паперово-бакелітовий циліндр з рейками з електрокартону, що утворюють вертикальні охолоджуючі канали;

г) листові (шинні) обмотки є різновидом циліндричних шарових обмоток (рис. 3.13, г) Вони широко використовуються як обмотки НН спеціальних трансформаторів з великими вторинними струмами. Обмотки виконують з числом витків 1 або 2.

2. Неперервні котушечні обмотки складаються з послідовно з'єднаних дискових котушок, намотаних по спіралі безперервно, тобто без обриву проводу між окремими котушками (рис. 3.13, д). Ці обмотки використовуються як обмотки ВН і НН через їх велику механічну міцність і надійність. Між котушками виконують канали для охолодження. При виконанні обмотки з двох (і більше) паралельних провідників проводи при переході з котушки в котушку змінюють місцями, виконуючи транспозицію. У тих випадках, коли важко виконати обмотку неперервною, застосовується дискова обмотка, що збирається з комплекту окремо намотаних подвійних котушок.

3. Гвинтові одно- і багат ходові обмотки виконують з кількох паралельних прямокутних проводів (рис. 3.13, е). Витки обмотки вкладають по гвинтовій лінії, що має один або кілька ходів. Кожен хід може мати від 4 до 20 паралельних проводів, намотаних плазом. Між витками і паралельними вітками (ходами) виконують оливні канали.

Так як паралельні проводи гвинтової обмотки, розташовані концентрично, знаходяться на різній відстані від осі обмотки, то вони мають різну довжину. Це приводить до розбіжності активних та індуктивних опорів проводів. Для рівномірного розподілу струму між паралельними проводами і зменшення додаткових втрат гвинтові обмотки виконують транспозицією проводів, що утворюють один виток.

Гвинтові обмотки застосовують як обмотки НН при струмі більше 300 А, вони можуть мати від 4 і більше паралельних проводів. Обмотки мають значну опорну поверхню і достатню електродинамічну стійкість.

4. Обмотки з фольги (стрічки). В останні роки для виготовлення обмоток замість дроту використовується алюмінієва фольга. Такі обмотки мають певні переваги у порівнянні з обмотками із проводу: кращі масогабаритні показники та охолодження, менші осьові зусилля при короткому замиканні, стійкість до імпульсних перенапруг.

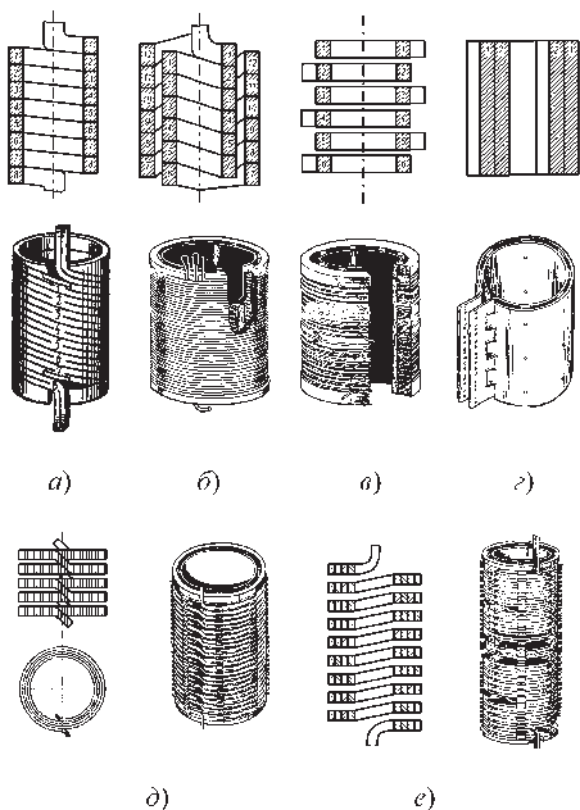


Рис. 3.13 Обмотки трифазних трансформаторів

У оливних трансформаторах обмотки, виводи, регулятори напруги і з'єднуючі їх проводи розміщені в баку з оливою. Вводи (прохідні ізолятори) мають дві частини: нижню, що знаходиться в оливі бака, і верхню, повітряну, що знаходиться поза баком (рис. 3.14). Таким чином, розрізняють внутрішню (у оливі) і зовнішню (у повітрі) ізоляцію трансформаторів.

До зовнішньої ізоляції відносяться зовнішня ізоляція ввідів, повітряні проміжки між вводами і від ввідів до заземлених частин. Вводи являють собою фарфорові прохідні ізолятори, через внутрішню порожнину яких проходить струмоведучий стержень. Всередині бака ввід зв'язаний відводом з обмоткою, зовні – підключений до електричної мережі.

Зовнішня конфігурація і розміри ввідів залежать від класу напруги, роду установки трансформатора і сили струму. Вводи (ізолятори) для зовнішньої установки мають зонтоподібні ребра для того, щоб при дощу частина поверхні фарфору залишалася сухою. Нижній поверхні зонтоподібного реб-

ра надається така форма, при якій краплі води не можуть на ній утримуватися (рис. 3.14). При такій конструкції збільшується шлях поверхневого розряду і електрична міцність вводу.

Вводи на напругу 110 кВ і вище підрозділяють на оливо-бар'єрні і паперово-оливні. У оливо-бар'єрних основна ізоляція – трансформаторна олива, розділена на шари паперово-бакелітовими циліндрами із зрівняльними обкладками з алюмінієвої фолії. У паперово-оливних вводах основна ізоляція – кабельний папір, щільно намотаний на мідну (або латунну) трубу. Папір просочений трансформаторною оливою і розділений на шари зрівняльними обкладками з фолії. Вводи заповнюються дегазованим трансформаторним оливою, ізолюваною від оливи бака і атмосферного повітря (герметизовані вводи).

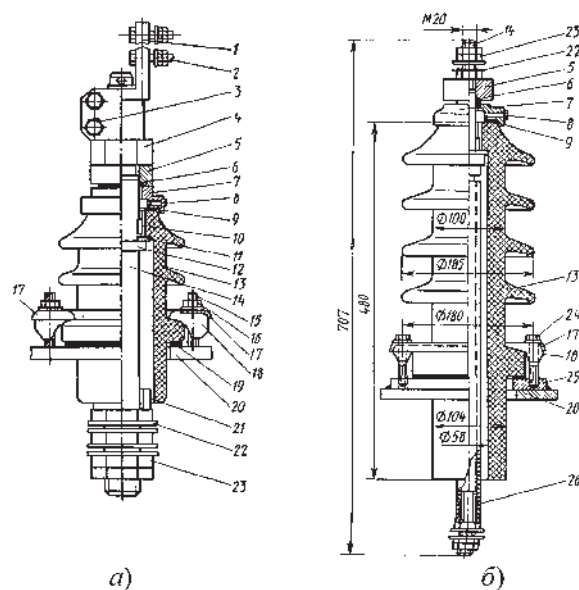


Рис. 3.14. З'ємні вводи трансформаторів:

- а) на струм 3000 А і напругу 6-10 кВ:
 1 – мідний башмак; 2, 3 – болти; 4 – гайка;
 5 – втулка; 6 – гумове кільце; 7 – ковпак;
 8 – гвинт; 9 – гумове ущільнення; 10 – виступ стержня; 11, 19 – шайба з електрокартону;
 12 – бортик стержня; 13 – ізолятор;
 14 – стержень; 15 – шпилька; 16 – гайка;
 17 – фланець; 18 – притисний кулачок;
 20 – кришка бака; 21 – втулка гетинаксова;
 22 – шайба; 23 – гайка;
 б) на струм 250 А і напругу 35 кВ:
 25 – установочний фланець;
 26 – паперово-бакелітова трубка

Для контролю за роботою трансформатора передбачені контрольно-вимірювальні та захисні прилади. До контрольно-вимірювальних приладів відносяться олиовказівник та термометри, а до захисних — реле зниження рівня оливи та газове реле. Олиовказівник встановлюють на розширювачі, а термометр — на кришці баку.

На потужних трансформаторах застосовуються системи моніторингу технічного стану, що призначені для безперервного контролю та аналізу їх технічного стану. Вони дають можливість аналізувати параметри стану основних підсистем трансформатора, формувати комплексний висновок про стан трансформатора на основі контролю технічного стану олионаповнених вводів, зміни геометрії обмоток, стану РПН, температурних режимів роботи, вологості та газомісту оливи; реєстрації перенапруг і імпульсних струмових впливів на обмотки трансформатора та ін. Застосування таких систем дозволяє істотно підвищити надійність роботи сучасних силових трансформаторів, особливістю яких є високі питомі електромагнітні, теплові та механічні навантаження.

3.3. Схеми і групи з'єднання обмоток трансформаторів та автотрансформаторів

Початки виводів обмоток однофазних трансформаторів позначаються літерами A, a , а кінці — X, x . Великі літери відносяться до обмоток ВН, а малі — до обмоток НН. Початки й кінці виводів обмоток трифазних трансформаторів, відповідно, позначають A, B, C, X, Y, Z для обмоток ВН та a, b, c, x, y, z — для обмоток НН. Якщо трансформатор має обмотку СН то застосовуються позначення A_m, X_m для однофазних трансформаторів і $A_m, B_m, C_m, X_m, Y_m, Z_m$ для трифазних. Виводи нульової точки позначають, відповідно, O, O_m та o .

У трифазних трансформаторах або в групах із трьох однофазних трансформаторів обмотки можуть бути з'єднані за схемами зірка — Y , трикутник — Δ і зигзаг — Z (рис. 3.15).

Обмотки трифазних трансформаторів у більшості випадків з'єднують за схемою Y або Δ . У симетричному режимі роботи трансформатора при з'єднанні обмоток за схемою Y лінійна напруга в $\sqrt{3}$ більша за

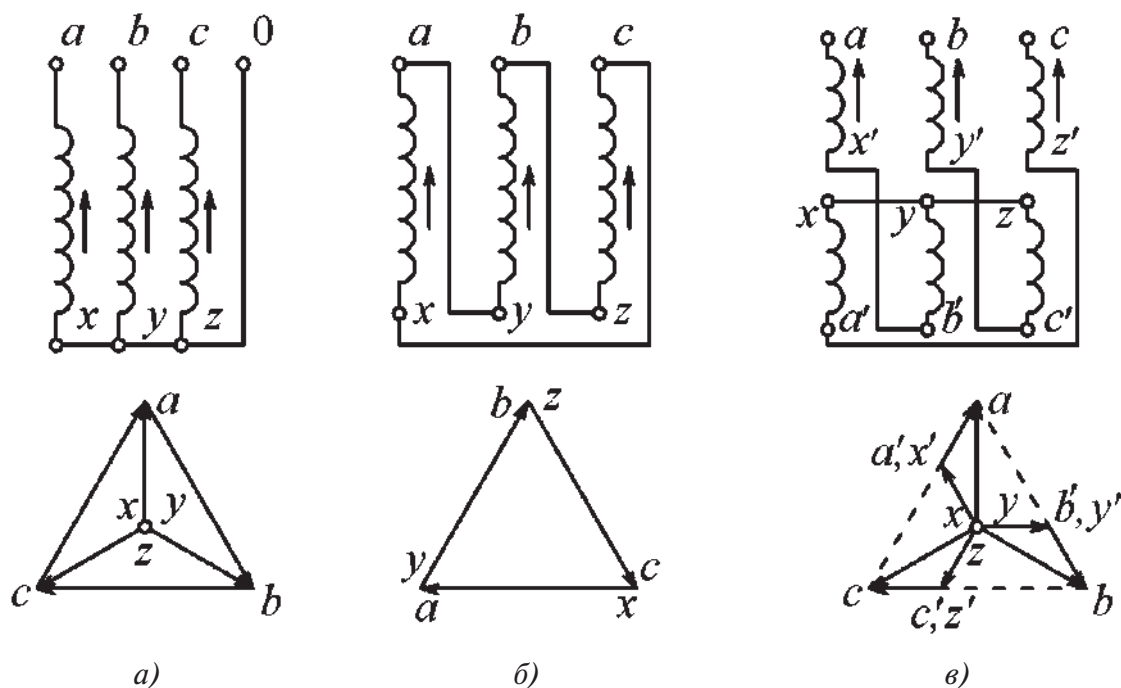


Рис 3.15. Схеми з'єднання обмоток трифазних трансформаторів і відповідні векторні діаграми ЕРС обмоток
а) зірка; б) трикутник; в) зигзаг

фазну: $U_{\Delta} = \sqrt{3}U_{\phi}$, а лінійний струм рівний фазному: $I_{\Delta} = I_{\phi}$. При з'єднанні за схемою Δ , відповідно — $U_{\Delta} = U_{\phi}$, $I_{\Delta} = \sqrt{3}I_{\phi}$.

На сьогодні в Україні знаходяться в експлуатації силові трифазні двохобмоткові трансформатори загального призначення з наступними схемами з'єднання обмоток: $Y/Y-0$, Y/Δ , $Y-0/\Delta$, $Y/Z-0$, $\Delta/Y-0$ і Δ/Δ . Застосування того чи іншого з'єднання обмоток трансформатора залежить від ряду причин. Так, в мережах 110 кВ і вище звичайно застосовують трансформатори із схемою з'єднання обмоток $Y-0/\Delta$. Це пов'язано з тим, що при заземленні нульової точки напруга виводів ВН трансформатора і проводів лінії передачі відносно землі буде в $\sqrt{3}$ раз менша лінійної, що приводить до зниження вартості ізоляції і полегшує боротьбу з перенапругами. З точки зору впливу вищих гармонік і роботи трансформатора при несиметричних навантаженнях доцільнішим є застосування з'єднання $\Delta/Y-0$, там, де не потрібен вивід нульової точки зі сторони НН, — з'єднання Y/Δ . З аналогічною метою в трансформаторах до 250 кВ·А використовується з'єднання Y/Z замість $Y/Y-0$, хоча в цьому випадку витрата міді збільшується.

Трифазні автотрансформатори мають схеми з'єднання обмоток ті ж, що і трифазні трансформатори. Найбільш розповсюджена схема з'єднання їх обмоток — це зірка (рис. 3.16, а), в якій трикутники первинних і вторинних лінійних напруг паралельні один одному, тобто не мають фазового зсуву.

При з'єднанні обмоток трифазних автотрансформаторів трикутником, трикутники первинних і вторинних лінійних напруг мають зсув за фазою, що дорівнює

$$\alpha = \arctan \sqrt{3} \frac{\kappa - 1}{3 - \kappa}, \quad (3.14)$$

$$\kappa = 1 + \frac{U_{A-a}}{U_{a-X}},$$

де κ — коефіцієнт,

При такому з'єднанні обмоток лінійний коефіцієнт трансформації автотрансформатора знаходиться у межах $1 \leq k_{m.l} \leq 2$.

Група з'єднання обмоток трансформатора — це кутове зміщення векторів лінійних ЕРС обмоток СН і НН відносно лінійних векторів відповідних ЕРС обмотки ВН. Зміщення фаз лежить у межах від 0 до 360°, а кратність зсуву складає 30°, тому групи з'єднання обмоток позначається числом від 1 до 12. Кожна одиниця відповідає куту зсуву в 30° вектора лінійної ЕРС обмотки НН відносно вектора лінійної ЕРС обмотки ВН в напрямку руху стрілки годинника. Для однофазних трансформаторів прийнята за стандартну 12 (0) група. Її прийнято називати нульовою і позначати I/I-0.

В Україні трифазні силові трансформатори загального призначення випускаються лише двох груп: нульової та одинадцятої. Це полегшує включення їх на паралельну роботу.

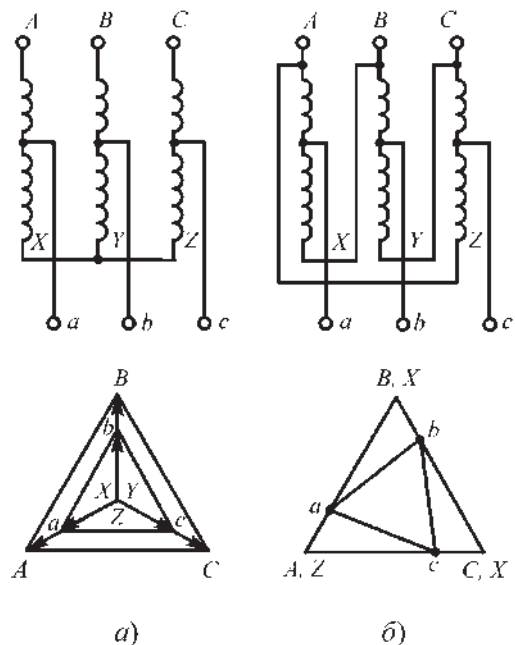


Рис. 3.16 Схеми з'єднання обмоток трифазних трансформаторів і відповідні векторні діаграми ЕРС обмоток: а) зірка; б) трикутник

Схеми і групи з'єднання обмоток трифазних двох-, трьохобмоткових трансформаторів та автотрансформаторів приведені у табл. 3.2-3.5.

Таблиця 3.2. Схеми і групи з'єднання обмоток трифазних двообмоткових трансформаторів [3]

Схема з'єднання обмоток		Діаграма векторів напруги холостого ходу		Умовне позначення
ВН	НН	ВН	НН	
				$Y/Y_H - 0$
				$Y_H/Y - 0$
				$Y/\Delta - 11$
				$Y_H/\Delta - 11$
				$\Delta/Y_H - 11$
				$\Delta/\Delta - 0$

Таблиця 3.3. Схеми і групи з'єднання обмоток трифазних трьохобмоткових трансформаторів [3]

Схема з'єднання обмоток			Діаграма векторів напруги холостого ходу			Умовне позначення
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
						$Y_N/Y_N/\Delta - 0-11$
						$Y_N/\Delta/\Delta - 11-11$

Таблиця 3.4. Схеми і групи з'єднання обмоток трифазних трьохобмоткових автотрансформаторів [3]

Схема з'єднання обмоток		Діаграма векторів напруги холостого ходу		Умовне позначення

Таблиця 3.5. Схема і група з'єднання обмоток трифазних двообмоткових автотрансформаторів [3]

Схема з'єднання обмоток	Діаграма векторів напруги холостого ходу	Умовне позначення
ВН і НН	ВН і НН	
		$Y_N \text{ авто}$

3.4. Системи охолодження трансформаторів та автотрансформаторів

При роботі трансформатора відбувається нагрів обмоток і магнітопроводу внаслідок втрат енергії в них. Граничний нагрів частин трансформатора обмежується класом нагрівостійкості ізоляції, термін служби якої залежить від температури нагріву.

Втрати потужності в трансформаторі пропорційні його потужності в степені $3/4$, а поверхня охолодження пропорційна потужності в степені $1/2$, тобто зі збільшенням потужності трансформаторів втрати ростуть швидше, ніж площа поверхні охолодження. Тому чим більша потужність трансформатора, тим інтенсивнішим повинно бути його охолодження. Види систем охолодження силових трансформаторів, що знаходяться в експлуатації на даний час подані в табл. 3.6.

Таблиця 3.6. Види систем охолодження трансформаторів [4]

Види системи охолодження	Умовне позначення	
	за ГОСТ 11677	за IEC 60076-2:2011; IEC 60076-11:2004
Сухі трансформатори		
природне повітряне при відкритому виконанні	С	AN
природне повітряне при захищеному виконанні	СЗ	ANAN
природне повітряне при герметичному виконанні	СГ	ANAN
повітряне з дуттям	СД	ANAF
Оливні трансформатори		
природна циркуляція повітря та оливи	М	ONAN
примусова циркуляція повітря та природна циркуляція оливи	Д	ONAF
природна циркуляція повітря та примусова циркуляція оливи з неспрямованим потоком оливи	МЦ	OFAN
природна циркуляція повітря та примусова циркуляція оливи зі спрямованим потоком оливи	НМЦ	ODAN
примусова циркуляція повітря та оливи з неспрямованим потоком оливи	ДЦ	OFAF
примусова циркуляція повітря та оливи зі спрямованим потоком оливи	НДЦ	ODAF
примусова циркуляція води та оливи з неспрямованим потоком оливи	Ц	OFWF
примусова циркуляція води та оливи із спрямованим потоком оливи	НЦ	ODWF
Трансформатори з негорючим рідким діелектриком		
природна циркуляція повітря та негорючого рідкого діелектрика	Н	LNAF
примусова циркуляція повітря та природна циркуляція негорючого рідкого діелектрика	НД	LNAF
примусова циркуляція повітря зі спрямованим потоком		
негорючого рідкого діелектрика	ННД	LF AF

У трансформаторах з охолодженням типів *C (AN)* і *C3 (ANAN)* активна частина має безпосередньо контактує з навколишнім повітрям, тому її охолодження відбувається шляхом природної конвекції повітря та частково — випромінюванням.

У трансформаторах з охолодженням типу *CG (ANAN)* активна частина розміщена в баку, що заповнений газом, наприклад, елегазом. У цьому випадку охолодження відбувається за рахунок природної конвекції газу та повітря.

У трансформаторах з охолодженням типу *CD (ANAF)* застосовується примусова циркуляція повітря, яка створюється спеціально встановленими вентиляторами.

Допустиме перевищення температури обмоток сухого трансформатора над температурою охолодного середовища залежить від класу нагрівостійкості ізоляції, і складає: для класу А — не більше 60 °С, для класу Е — 75 °С, для класу В — 80 °С, для класу F — 100 °С; для класу Н — 125 °С. Системи охолодження типів *C*, *C3*, *CG* та *CD* малоефективні, тому застосовуються лише трансформаторів номінальною потужністю до 1600-2500 кВ·А й вищою напругою до 15-20 кВ [5].

У трансформаторах з охолодженням типу *M (ONAN)* активна частина розміщена у баку, що заповнений ретельно очищеною трансформаторною оливою. Омиваючи нагріті поверхні магнітопроводу та обмоток олива нагрівається. Внаслідок чого вона піднімається у верхню частину бака, де віддає його стінкам частину своєї теплоти. Якщо бак трансформатора обладнаний охолодними трубами або радіаторами частина оливи проходить по них і також віддає їм свою теплоту. Охолоджена олива опускається у нижню частину бака і знову підходить до магнітопроводу та обмоток. У результаті створюється безперервний конвертний потік оливи (рис. 3.17, а).

Система охолодження типу *M* виконується для трансформаторів потужністю до 16 МВ·А включно. При номінальному навантаженні трансформатора температура

оливи у верхніх, найбільш нагрітих шарах не повинна перевищувати 95 °С [6]. Для трансформаторів потужністю 25-40 кВ·А застосовують гладкі баки, трубчасті баки застосовуються для трансформаторів потужністю до 1600 кВ·А, для трансформаторів потужністю 63-6300 кВ·А також широко використовуються баки з навісними радіаторами.

У трансформаторах з охолодженням типу *D (ONAF)* встановлюються вентилятори, за допомогою яких здійснюється примусова циркуляція повітря вздовж зовнішніх поверхонь радіаторів і бака при природній циркуляції оливи в них (рис. 3.17, б). У цьому випадку тепловіддача збільшується майже вдвічі у порівнянні зі системою охолодження типу *M*. Дана система охолодження застосовується в трансформаторах потужністю 10-80 МВ·А. Для трансформаторів з таким охолодженням у разі вимкнення електродвигунів вентиляторів допускається тривале навантаження, яке становить не більше 50% від номінального значення потужності трансформатора. Максимально допустима температура оливи у верхніх шарах при роботі з номінальним навантаженням становить 95 °С [6].

У трансформаторах з охолодженням типів *MЦ (OFAN)* та *НМЦ (ODAN)* на кожному радіаторі встановлюють насос для створення примусової циркуляції оливи. З метою виключення потрапляння повітря в оливну систему насос і його приводний електродвигун вбудовується в оливопровід, що йде від бака до радіатора. Система *НМЦ (ODAN)*, крім того має додаткові перегородки, за допомогою яких забезпечується направлений потік оливи в каналах обмоток і магнітопроводу. При відключенні оливних насосів системи *MЦ* і *НМЦ* допускають тривалу роботу трансформатора, якщо його навантаження не перевищує 30-40% від номінального.

У трансформаторах з охолодженням типів *ДЦ (OFAF)* та *НДЦ (ODAF)* використовується примусова циркуляція оливи через спеціальні малогабаритні тепло-

обмінники з примусовим повітряним охолодженням. У таких теплообмінниках олива протікає через тонкостінні ребристі труби, що обдуваються повітрям (рис. 3.17, в). Таке технічне рішення дозволяє розсіювати кожним охолодником до 200 кВт втрат. Завдяки великій швидкості циркуляції оливи, розвиненій поверхні охолодження та інтенсивному дуттю теплообмінники мають велику тепловіддачу та компактні розміри. За номінального навантаження трансформатора температура верхніх шарів оливи не повинна перевищувати 75°C [6]. Дана система охолодження застосовується для трансформаторів потужністю 80-400 МВ·А.

У трансформаторах з охолодженням типу Ц (OFWF) та НЦ (ODWF) використовується примусова циркуляція оливи через теплообмінники, що мають примусове водяне охолодження. В таких теплообмінниках вода рухається по трубах, а олива у міжтрубному просторі, що розділений спеціальними перегородками. Щоб запобігти потраплянню води в оливну систему трансформатора, тиск оливи в оливоохолоджувачі має перевищувати тиск циркулюючої в них води не менше ніж на 10 кПа ($0,1 \text{ кгс/см}^2$) [6]. Ця система охолодження ефективна, але має більш складне конструктивне виконання і застосовується на потужних трансформаторах (160 МВА і більше). Така система охолодження більш ефективна ніж ДЦ, оскільки коефіцієнт теплообміну між водою та оливою, значно вищий ніж між повітрям та оливою. Тому такі охолоджувачі більш компактні ніж повітряні, і можуть розсіювати потужність до 1000 кВт. Однак ця система потребує велику кількість води і не дозволяє працювати трансформатору з відключеними насосами. За номінального навантаження трансформатора температура верхніх шарів оливи на вході до оливоохолодника повинна бути не вище ніж 70°C [6].

У трансформаторах з охолодженням типу Н (LNAF), НД (LNAF) і НДД (LFAP) активну частину розміщують у баку, що заповнений рідким негорючим діелектриком.

У конструктивному плані, система охолодження Н (LNAF) аналогічна системі охолодження типу М (ONAN), а НД (LNAF) — Д (ONAF).

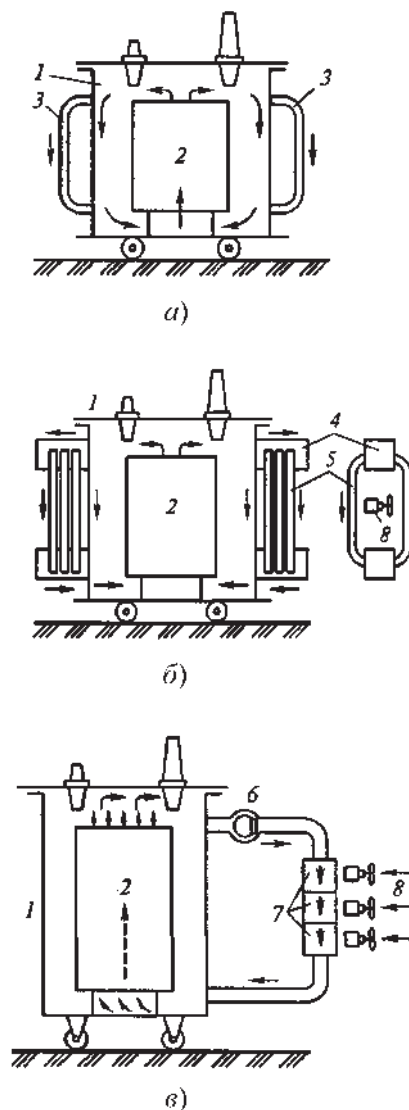


Рис. 3.17. Системи охолодження трансформаторів:

а) типу М (ONAN); б) типу Д (ONAF);
в) — типу ДЦ (OFAP):

1 — бак; 2 — активна частина;
3 — охолодна поверхня; 4 — колектор;
5 — трубчатий радіатор; 6 — електронасос;
7 — охолоджувачі; 8 — вентилятори

3.5. Паралельна робота трансформаторів

Паралельною називають роботу двох або більше трансформаторів за схемою вмикання, при якій їх первинні обмотки підключені до загальної первинної мережі

(первинні шини), а вторинні обмотки — до загальної вторинної мережі (вторинні шини) (рис. 3.18, а). Слід відрізняти паралельну роботу трансформаторів від сумісної, коли ввімкнена лише одна сторона на загальні шини (рис. 3.18, б).

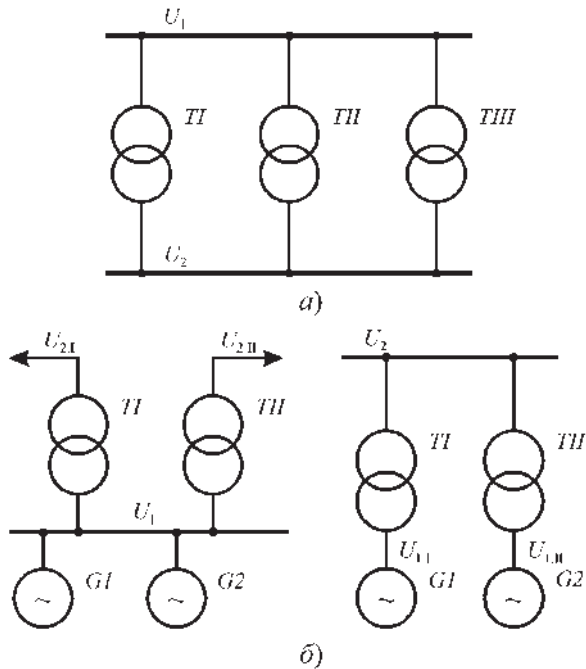


Рис. 3.18. Робота трансформаторів:
а) паралельна; б) сумісна

Паралельна робота декількох трансформаторів має наступний ряд технічних та економічних переваг у порівнянні з роботою одного потужного трансформатора [7]:

- вища надійність електропостачання, так як відмова одного з трансформаторів не знеструмлює споживачів, а його навантаження може бути тимчасово повністю або частково компенсоване трансформаторами, що залишилися в роботі;

- резервна потужність трансформаторів при їх паралельному вмиканні значно менша, ніж при живленні споживачів від одного потужного трансформатора;

- у періоди зменшеного навантаження, наприклад, впродовж доби, в енергосистемі на трансформаторних підстанціях частина трансформаторів може бути відключена, що забезпечить більш економічний режим роботи ПС, за рахунок зменшення втрат холостого ходу трансформаторів та їх завантаження на максимальний ККД;

- поступовий розвиток підстанцій. При підключенні нових споживачів електричної енергії збільшення потужності ПС може бути виконано додатковим вмиканням одного або декількох трансформаторів на паралельну роботу. Це особливо важливо для районних знижуючих підстанцій, що постачають енергією великі промислові райони, які постійно розвиваються.

При паралельній роботі двохобмоткових трансформаторів навантаження між ними буде розподілюватися рівномірно лише при виконанні таких умов:

а) рівність коефіцієнтів трансформації рівнів лінійної напруги:

$$k_{m1} = k_{m2} = \dots = k_{m,n}; \quad (3.15)$$

б) рівність напруги короткого замикання трансформаторів:

$$u_{\kappa 1} = u_{\kappa 2} = \dots = u_{\kappa,n}; \quad (3.16)$$

в) схеми та групи з'єднання обмоток трансформаторів повинні бути однакові.

Паралельна робота трансформаторів з відношенням номінальних потужностей більше 3-х не рекомендується [4].

Невиконання умов паралельної роботи призводить до нерівномірного завантаження трансформаторів або появи зрівняльних струмів $\vec{I}_{zp}$ вже у режимі холостого ходу. Ці струми циркулюють по замкнутих контурах, що утворені вторинними обмотками паралельно включених трансформаторів та провідниками спільних шин. У загальному вигляді формула для визначення зрівняльного струму двох трансформаторів T1 і T2 має вигляд:

$$\vec{I}_{zp} = \frac{\vec{E}_{2I} - \vec{E}_{2II}}{\underline{Z}_{\kappa I} + \underline{Z}_{\kappa II}}, \quad (3.17)$$

де $\vec{E}_{2I}, \vec{E}_{2II}$ — вектори вторинних фазних ЕРС трансформаторів, В;

$\underline{Z}_{\kappa I}, \underline{Z}_{\kappa II}$ — комплексні опори короткого замикання трансформаторів, Ом.

Якщо умова рівності коефіцієнтів трансформації ($k_{mI} \neq k_{mII}$) не виконується у їх вторинних обмотках виникне зрівняльний струм, який перевантажить трансформатор з меншим значенням k_m .

Паралельна робота трансформаторів з різними коефіцієнтами трансформації згідно [4] допускається у випадках:

- якщо $\Delta k_m = \pm 1,0\%$ для трансформаторів з $k_m \leq 3$;

- якщо $\Delta k_m = \pm 0,5\%$ для всіх інших трансформаторів.

де Δk_m – відносна різниця коефіцієнтів трансформації трансформаторів:

$$\Delta k_m \% = \frac{k_{mI} - k_{mII}}{k_m} \cdot 100, \quad (3.18)$$

де $k_m = \sqrt{k_{mI} \cdot k_{mII}}$ – середньгеометричне значення коефіцієнтів трансформації.

На практиці величину $I_{зр}$ при різних k_m визначають так:

$$I_{зр} = \frac{\Delta U_2 \cdot I_{2.I.ном}}{u_{кI} + \frac{u_{кII}}{\beta}}, \quad (3.19)$$

де $u_{кI}$ і $u_{кII}$ – напруга короткого замикання, відповідно, I-го та II-го трансформаторів, %; ΔU_2 – різниця вторинних рівнів напруги, %:

$$\Delta U_2 = \frac{U_{2.I} - U_{2.II}}{U_{2.ном}} \cdot 100\%; \quad (3.20)$$

$\beta = I_{2.номI} / I_{2.номII}$ – відношення номінального струму II-го (більшого за потужністю) трансформатора до номінального струму I-го (меншого за потужністю) трансформатора. Якщо потужності трансформаторів рівні, то $\beta = 1$.

При паралельній роботі трансформаторів з неоднаковими напругами короткого замикання ($u_{кI} \neq u_{кII}$) трансформатор, що має меншу u_k буде перевантаженим.

Допускається паралельна робота трансформаторів з різними u_k [4], якщо:

$$\Delta u_k = \frac{u_{кI} - u_{кII}}{u_{к.ср}} \cdot 100 \leq \pm 10\%, \quad (3.21)$$

де $u_{к.ср}$ – середньоарифметичне значення $u_{кI}$ та $u_{кII}$: $u_{к.ср} = 0,5(u_{кI} + u_{кII})$.

При паралельній роботі групи із n трансформаторів навантаження i -го трансформатора складе:

$$S_i = \frac{S}{\sum \frac{S_{ном}}{u_k}} \cdot \frac{S_{ном.i}}{u_{к.i}}, \quad (3.22)$$

де S_i – навантаження i -го трансформатора, кВА; S – загальне навантаження всієї паралельної групи, кВА; $u_{к.i}$ – напруга к.з. i -го трансформатора, %; $S_{ном.i}$ – номінальна потужність i -го трансформатора, кВА:

$$\sum \frac{S_{ном}}{u_k} = \frac{S_{ном.I}}{u_{кI}} + \frac{S_{ном.II}}{u_{кII}} + \dots + \frac{S_{ном.n}}{u_{к.n}} \quad (3.23)$$

Якщо трансформатори мають різні групи з'єднання обмоток, то паралельна робота їх неможлива: між обмотками трансформаторів виникає різниця потенціалів, що викликає значні зрівняльні струми ще у режимі холостого ходу:

$$I_{зр} = \frac{200 \sin \frac{\alpha}{2}}{\frac{u_{кI}}{I_{I.ном}} + \frac{u_{кII}}{I_{II.ном}}}, \quad (3.24)$$

де α – кут між векторами вторинних лінійних напруг (ЕРС); $I_{I.ном}$ та $I_{II.ном}$ – номінальні струми трансформаторів, А.

За паралельної роботи трансформаторів сумарне навантаження на ПС повинне забезпечити достатнє навантаження кожному з них, про що судять за показами відповідних амперметрів, встановлення яких для трансформаторів номінальної потужності 1000 кВА є обов'язковим.

3.6. Регулювання напруги трансформаторів

Необхідна умова забезпечення технічно допустимих режимів роботи в електромережах – це регулювання напруги. Яке в певній мірі дозволяє компенсувати зміну втрат напруги, які автоматично виникають при зміні графіків навантаження. Регулювання напруги трансформаторів здійснюється шляхом зміни числа витків їх вторинної обмотки:

$$E_2 = 4,44 \omega_2 f \Phi_m, \quad (3.25)$$

де f – частота струму мережі; ω_2 – кількість витків вторинної обмотки; Φ_m – основний магнітний потік. Для цього обмот-

ки трансформаторів виконують з певною кількістю відгалуджень, кожне з яких відповідає певній кількості витків. При перемиканні відгалуджень обмотки, вторинна напруга змінюється ступінчасто.

У силових оливних трансформаторах перемикання регульовальних відгалуджень здійснюється спеціальними перемикаючими пристроями.

Перемикаючий пристрій — це комутаційний виріб, що містить велику кількість різних за призначенням контактів і деталей ізоляції, механізм привода та ін. допоміжні частини. Його встановлюють всередині трансформатора з виводом привода на кришку або бічну стінку банка. Пристрій перемикання, його привід та система керування утворюють систему регулювання напруги трансформатора.

Системи регулювання напруги силових трансформаторів підрозділяють на три основних типи: механічні, тиристорно-механічні та безконтактні.

На сьогодні, в силових трансформаторах на основі механічних перемикаючих пристроїв найбільшого розповсюдження отримали два типи систем регулювання напруги: ПБЗ (перемикання без збудження) та РПН (регулювання під навантаженням).

РПН та ПБЗ встановлюються в обмотці ВН трансформатора, так як при меншому струмі навантаження, незважаючи на високу напругу, пристрій регулювання отримується більш економічним у порівнянні з пристроєм перемикання на стороні НН.

ПБЗ здійснює регулювання напруги лише при повному відключенні трансформатора від первинної та вторинної електричних мереж. Основними частинами його є контактна система, що складається з рухомих 4 і нерухомих контактів 5, та приводний механізм 3 для приведення в дію рухомих контактів (рис. 3.19). Електрична ізоляція перемикача від заземлених частин корпусу здійснюється за допомогою паперово-бакелітових деталей.

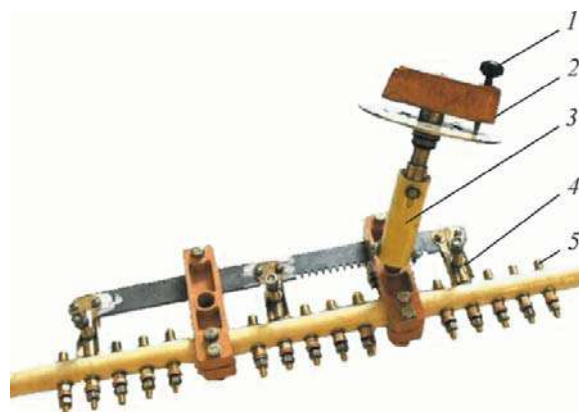


Рис. 3.19. Трифазний перемикаючий пристрій типу ПТРЛ:

1 — фіксатор; 2 — ковпак; 3 — привод;
4 — рухомий контакт; 5 — нерухомий контакт

Трансформатори загального призначення потужністю до 1600 кВ·А з ПБЗ звичайно мають 5 регульовальних відгалуджень: +5, +2,5; 0; -2,5, -5%. У більшості випадків відгалуження виконуються в «нульовій» точці трифазної обмотки, що з'єднана в зірку, з розподілом відгалуджень у кожній з фаз. У трансформаторах малої потужності застосовуються найпростіша схема без симетрування за висотою обмотки витків, що перемикаються (3.20, а), а в трансформаторів більшої — складніші схеми з симетруванням відгалуджень за висотою обмотки (3.20, б, в).

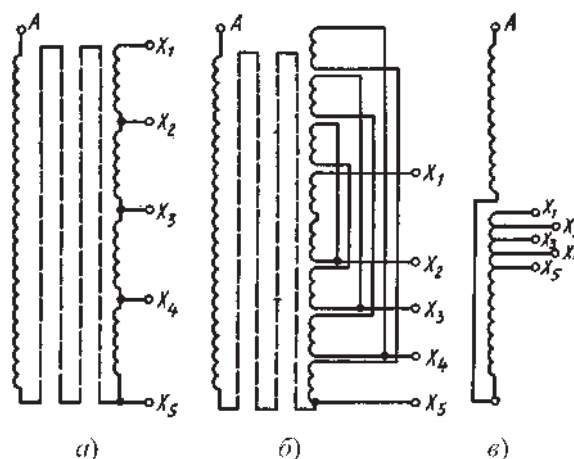


Рис. 3.20. Схеми виконання відгалуджень у обмотці ВН з пристроєм ПБЗ:

а) без симетрування за висотою обмотки;
б) з симетруванням за висотою обмотки в багатошаровій циліндричній обмотці;
в) з симетруванням за висотою витків, що перемикаються в безперервній обмотці

Найбільше значення на сьогодні має регулювання напруги за допомогою системи РПН — перемикання під навантаженням контактними пристроями, що забезпечують обмеження струму в контурах регулювання та гасіння дуги при перемиканнях регулювальних відгалужень обмоток (рис. 3.21). Такі системи встановлюються в трансформаторах з номінальною потужністю від 1000 кВ·А. Із збільшенням напруги й потужності трансформатора економічна ефективність застосування РПН підвищується. Основний діапазон рівнів напруги для РПН складає 35-330 кВ. При потужності понад 100 МВ·А РПН виконують на напругу 110 кВ і вище, причому в цьому діапазоні потужностей і напруги широко застосовуються окремі регулювальні автотрансформатори.



Рис. 3.21. Система РПН серії RS 9.3
(блок керування не показаний,
виробник HYUNDAI)

Трансформатори з РПН мають у обмотці ВН велике число регулювальних відгалужень, що виконуються з невеликим кроком — 1,0-1,5%, при загальній зоні регулювання $\pm(10-20)\%$. Особливістю РПН є те, що перехід з одного відгалуження на інше відбувається без розриву кола струму, тому в проміжному положенні перемикачі

виявляються ввімкненими на два сусідніх відгалуження обмотки, а отже, частина обмотки між ними буде замкнена накоротко. Для обмеження струму КЗ застосовують струмообмежуючі реактори або резистори.

Конструкція перемикаючого пристрою типу UBBRT (виробник АВВ) представлена на рис. 3.22. При роботі пристрою РПН на його контактах виникає дуга. Щоб уникнути забруднення трансформаторної оливи перемикач розміщується у власному резервуарі, всередині бака трансформатора. РПН типу UB працюють за принципом селекторного перемикання. Обладнання, необхідне для роботи РПН, розміщується в корпусі селекторного перемикача — циліндрі з посиленого скловолокном пластику 8. У верхній частині циліндра є металевий фланець 9, а в нижній частині — закрите металеве дно 1. Приведення в рух валу селекторного перемикача 3 здійснюється від окремого приводного механізму, який кріпиться з боку бака трансформатора і з'єднується з допомогою приводних валів і конічних редукторів 11. РПН складається з трьох однакових однофазних пристроїв, що встановлені в корпусі селекторного перемикача. Кожен однофазний містить селекторний перемикач і дугогасні контакти.

Селекторний перемикач складається з нерухомих контактів 4 і системи рухомих контактів 5. Кожен нерухомий контакт має 2 контактних майданчики з кожної боку, одну для рухомого головного контакту і одну для рухомих перемикаючих контактів. Рухомий перемикаючий контакт і дугогасильні контакти представляють собою ролики, які рухаються зверху ножевидних нерухомих контактів. Переривання струму відбувається між нерухомим і рухомим перемикаючими контактами. У процесі роботи струм проводиться по чистій поверхні міді або срібла, на якій не виникає дуга.

Струмообмежувальні резистори 18 виконані з проводу, що спіралью намотаний на ізольовану бобіну. Вони з'єднуються між рухомим головним контактом і дугогасними контактами.

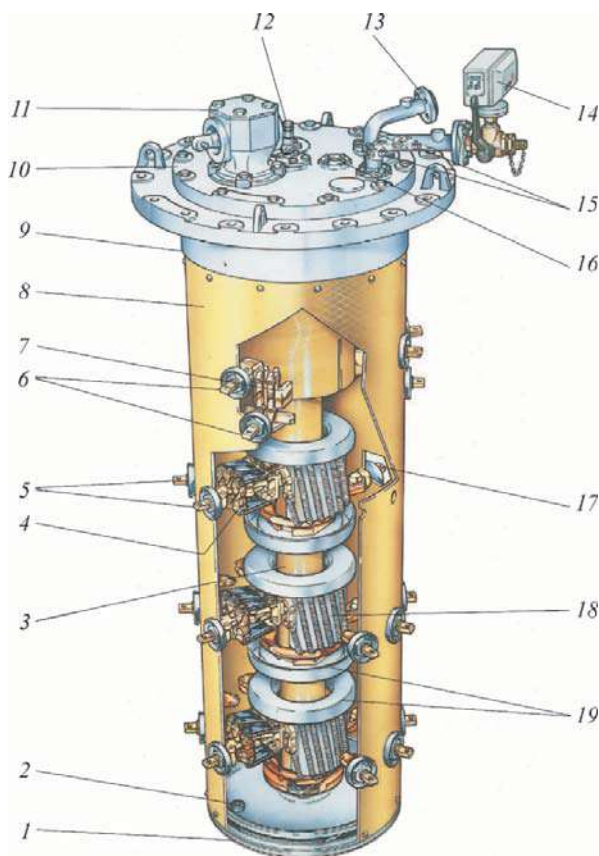


Рис. 3.22. Конструкція перемикача типу UBBRT (виробник ABB):

- 1 — дно; 2 — гвинт для зливання оливи;
- 3 — вал селекторного перемикача;
- 4, 5 — рухомі та нерухомі контакти селекторного перемикача; 6, 7 — рухомі та нерухомі контакти вибірника; 8 — циліндр; 9 — фланець;
- 10 — кришка; 11 — конічний редуктор;
- 12 — оливний клапан;
- 13 — патрубок оливорозширювача;
- 14 — реле тиску; 15 — клапан спуску повітря;
- 16 — віконце вказівника положення;
- 17 — клемма струмознімача ;
- 18 — струмообмежуючий резистор ;
- 19 — екрануючі кільця

Вибірник призначений для реверсу регульовальної обмотки або для зміни з'єднання при регулюванні в режимі «грубо — точно». Одна фаза вибірника складається з рухомого контакту 6 і трьох нерухомих контактів 7. Рухомий контакт закріплений зверху на осі приводного валу 3. Струм проводиться за допомогою чотирьох контактних пальців рухомого контактів. Вибірник не бере участі в перериванні струму під час перемикачання.

На рис. 3.23 показана принципова схема фази пристрою РПН із застосуванням активних струмообмежуючих опорів $R1$ та $R2$.

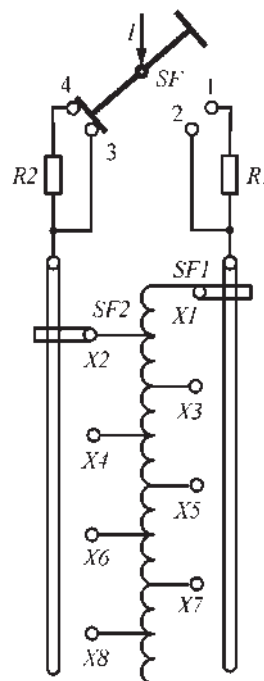


Рис. 3.23. Схема регулювання напруги фази пристрою РПН з використанням активних опорів

При положенні перемикачів, що показано на рис. 3.23, трансформатор працює на відгалудженні $X2$. При переході на відгалудження $X1$ спочатку перемикач $SF1$ переводиться в положення роботи на відгалудженні $X1$, а потім перемикач SF за допомогою відповідного механізму швидко перемикається в положення, в якому приєднується до контактів 1 та 2. Послідовність розмикання контактів 3 і 4 та замикання контактів 1 і 2 розраховується так, щоб коло робочого струму I не розривається. Швидко, впродовж часток секунди, перемикачання необхідне для запобігання перегріву опорів $R1$ і $R2$.

На рис. 3.24 приведена схема фази РПН зі струмообмежуючим реактором LR та послідовність перемикачання при переході з відгалудження $X1$ (рис. 3.24, а) на відгалудження $X2$ (рис. 3.24, д). У кожній з двох гілок схеми перемикачання є контактор ($K1$ та $K2$) для вимикання струму з даної гілки перед її вмиканням і рухомі контакти перемикача ($SF1$ та $SF2$), які розраховані на перемикачання гілок без струму.

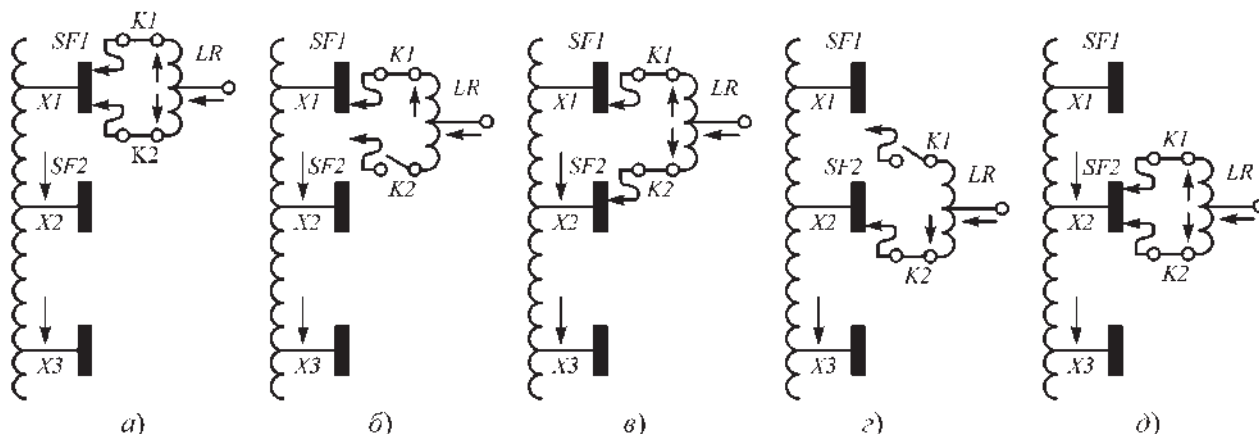


Рис. 3.24. Порядок перемикання відгалуджень фази обмотки РПН зі струмообмежуючим реактором

У нормальному робочому положенні (рис. 3.24, а, д) струми двох гілок схеми обтікають дві половини обмотки реактора в різних напрямках. Тому магнітний потік в магнітопроводах реактора практично відсутній, а його індуктивний опір малий.

При переході перемикача в проміжне положення (рис. 3.24, в), виникає струм КЗ, що протікає по всій обмотці реактора LR в одному напрямі. При цьому магнітопровід реактора намагнічується, а його опір відносно цього струму різко зростає.

Регулювання під навантаженням вторинної напруги потужних трансформаторів (автотрансформаторів) також може здійснюватися за допомогою спеціальних послідовних регулювальних трансформаторів. Вони дають можливість змінювати, як робочу напругу (повздовжнє регулювання), так і її фазу (поперечне регулювання). Такі трансформатори мають більш складну будову ніж пристрої РПН та значно вищу вартість.

Різновидом послідовних регулювальних трансформаторів є лінійні регулятори — статичні електроапарати, що складаються з живлячого *ТІ* та послідовного трансформаторів *ТІІ* (рис. 3.25). Ці трансформатори конструктивно виконуються в одному баку, що заповнений оливою. Первинна обмотка *I* живлячого трансформатора отримує живлення від двох фаз мережі, наприклад, *A* та *C*. Вторинна обмотка *II* живлячого трансформатора *ТІ* містить такий же перемикач

SA як і пристрій РПН. Один кінець первинної обмотки *I* послідовного трансформатора *ТІІ* підключений до середньої точки 0 вторинної обмотки живлячого трансформатора *ТІ*, а інший — до перемикаючого пристрою *SA*. Вторинна обмотка *II* послідовного трансформатора *ТІІ* з'єднана послідовно з обмоткою ВН силового трансформатора *ТІІІ*, і додаткова ЕРС ΔE у вторинній обмотці *ТІІ* складається з ЕРС в обмотці ВН силового трансформатора *ТІІІ*.

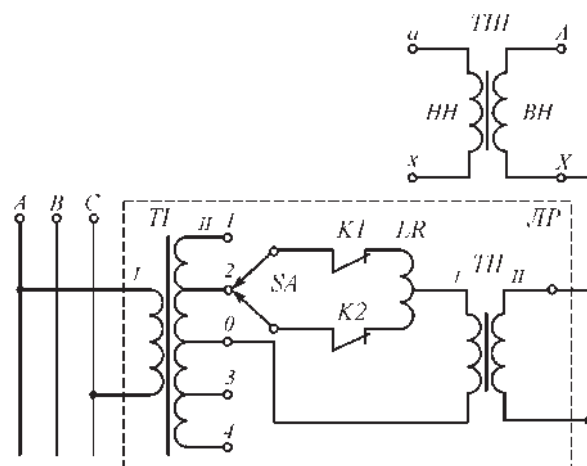


Рис. 3.25. Схема підключення лінійного регулятора

Використання лінійних регуляторів дозволяє забезпечити регулювання напруги у межах $\pm(10-15\%)$ для силових трансформаторів, що не обладнані пристроями РПН. Регулювальні трансформатори типу ЛТМ випускаються потужністю 1,6-6,3 МВ·А на напругу 6-10 кВ, а типів ЛТМН, ЛТДН — 16-100 МВ·А на напругу до 35 кВ.

3.7. Режими навантаження та знос ізоляції трансформаторів

Тривала експлуатація силових трансформаторів можлива лише за умови визначення технічно обґрунтованих режимів навантаження з точки зору допустимих температур і термічного зношення.

Передбачуваний нормальний термін служби трансформатора — це деяка умовна величина, що приймається для безперервного постійного навантаження при нормальній температурі охолодного середовища та за номінальних умов експлуатації. Навантаження і (або) температура охолодного середовища, які перевищують номінальні, викликають прискорене зношення ізоляції.

Дійсний термін служби трансформатора значною мірою залежить від виняткових впливів, таких як перенапруги, короткі замикання в мережі та аварійні перевантаження. Ймовірність безвідмовної роботи при таких впливах, залежить від:

- амплітуди і тривалості впливу;
- конструкції трансформатора;
- температури різних частин трансформатора;
- вмісту вологи в ізоляції та оливі;
- вмісту кисню та інших газів в ізоляції та оливі;
- кількості, розміру та виду частинок домішок;
- підвищених навантажень, що обмежує можливості їх використання.

Перевантаження трансформатора — це навантаження, при якому розрахунковий знос ізоляції обмоток, що відповідає установленому перевищенню температури, переважає знос, що відповідає номінальному режиму роботи.

Небезпека передчасної відмови може виникнути внаслідок короточасних впливів або тривалих впливів загального погіршення стану трансформатора протягом багатьох років.

Режим навантажень з циклічними змінами (як правило, цикл дорівнює добі), який визначають з урахуванням середнього

значення зношення протягом тривалості циклу. Режим циклічних навантажень може бути режимом систематичних навантажень або режимом тривалих аварійних перевантажень.

а) режим систематичних навантажень — це режим, протягом частини циклу якого температура охолодного середовища може бути вищою і струм навантаження перевищує номінальний, проте з точки зору термічного зношення таке навантаження еквівалентне навантаженню при номінальній температурі охолодного середовища. Це досягається за рахунок зниження температури охолодного середовища або струму навантаження протягом решти частини циклу;

б) режим навантаження, що виникає внаслідок тривалого виходу з ладу деяких елементів мережі, які можуть бути відновлені тільки після досягнення сталого значення перевищення температури

Чутливість трансформатора до навантажень, вищих за номінальні залежить від його потужності. Трансформатори великої потужності можуть бути менш стійкими до перевантажень, ніж трансформатори меншої потужності.

З точки зору ступеня ризику ймовірних перевантажень трансформаторів їх розділено на такі категорії [8]:

- розподільні трансформатори (враховуються лише температура найбільш нагрітої точки і термічне зношення);
- трансформатори середньої потужності (враховуються різні види охолодження);
- трансформатори великої потужності (враховуються вплив потоку розсіяння та наслідки відмов).

Розподільний трансформатор — трифазний трансформатор номінальною потужністю не більше 2500 кВА або однофазний номінальною потужністю не більше 833 кВА класів напруги до 35 кВ включно, тобто знижувальний трансформатор з роздільними обмотками і напругою розподільної мережі, з охолодженням ON і без системи РПН.

Трансформатор середньої потужності – трифазний трансформатор номінальною потужністю не більше 1000 МВА або однофазний номінальною потужністю не більше 33,3 МВА з роздільними обмотками, в якому опір короткого замикання Z_r через обмеження густини потоку розсіяння не перевищує значення, %:

$$Z_r = \left(25 - 0,1 \frac{3S_{ном}}{W} \right). \quad (3.26)$$

де W – кількість стержнів; $S_{ном}$ – номінальна потужність, МВ·А.

Трансформатор великої потужності – трифазний трансформатор потужністю понад 100 МВА або з граничним значенням опору короткого замикання, яке перевищує наведене вище значення.

Підчас перевантаження, яке перевищує номінальне, рекомендується не перевищувати граничні значення, зазначені в табл. 3.7.

Таблиця 3.7. Граничні значення температури і струму для режимів навантаження, що перевищує номінальне [8]

Тип навантаження	Трансформатори		
	розподільні	середньої потужності	великої потужності
Режим систематичних навантажень			
Струм, відн. од.	1,5	1,5	1,3
Температура найбільш нагрітої точки та металевих частин, що контактують з ізоляційним матеріалом, °C	140	140	120
Температура оливи у верхніх шарах, °C	105	105	105
Режим тривалих аварійних перевантажень			
Струм, відн. од.	1,8	1,5	1,3
Температура найбільш нагрітої точки та металевих частин, що контактують з ізоляційним матеріалом, °C	150	140	130
Температура оливи у верхніх шарах, °C	115	115	115
Режим короточасних аварійних перевантажень			
Струм, відн. од.	2,0	1,8	1,3
Температура найбільш нагрітої точки та металевих частин, що контактують з ізоляційним матеріалом, °C	-	160	160
Температура оливи у верхніх шарах, °C	-	115	115

Для всіх категорій трансформаторів метод розрахунку термічного зношення ізоляції є однаковим. Ізоляція трансформатора підлягає термохімічному зношенню. Цей процес є кумулятивним і призводить до недопустимого її стану за деякими критеріями. Згідно з законом Арреніуса, період часу до досягнення цього стану залежно від швидкості хімічної реакції виражається формулою:

$$T_{cl} = e^{(\alpha + \beta/T)}, \quad (3.27)$$

де α і β – сталі; T – абсолютна температура.

Для обмеження діапазону температури можливо використовувати більш просте експоненціальне відношення Монтсінгера:

$$T_{cl} = e^{-p\theta}, \quad (3.28)$$

де p – стала; θ – температура.

Поки що не існує єдиного і простого критерію закінчення терміну служби, який міг би бути використаним для кількісної оцінки корисного терміну служби ізоляції трансформатора; проте можна зробити порівняння, що ґрунтуються на швидкості зношення ізоляції. Це величина, зворотна терміну служби, і визначається відношенням Монтсінгера:

$$V_{zn} = \gamma \cdot e^{-p\theta}, \quad (3.29)$$

де γ – стала.

Значення сталої γ у (3.29) залежить від багатьох чинників: початкового складу целюлозних продуктів і параметрів охолодженого середовища.

Проте незалежно від цих змін в інтервалі температури від 80 до 140 °С, яка відповідає реальним умовам, за коефіцієнт зміни температури допускається приймати стаке значення p . Під час визначення його значення враховують той факт, що швидкість зношення подвоюється під час кожної зміни температури приблизно на 6 °С.

Швидкість зношення визначається температурою найбільш нагрітої точки. Для трансформаторів, які відповідають вимогам ГОСТ 11677, еталонне значення цієї величини при номінальному навантаженні до нормальної температури охолодженого середовища приймається таким, що дорівнює 98 °С. У цьому стандарті відносна швидкість зношення при цій температурі приймається такою, що дорівнює одиниці.

У багатьох сучасних трансформаторах використовується термічно високоякісна ізоляція. Вони, зазвичай, мають нормальний передбачуваний термін служби при базовій температурі найбільш нагрітої точки 110 °С.

Якщо для трансформаторів, що відповідають вимогам ГОСТ 11677, відносну швидкість термічного зношення ізоляції прийняти рівною одиниці, а температуру найбільш нагрітої точки – 98 °С, що відповідає роботі трансформатора при температурі охолодженого середовища 20 °С і перевищенню температури найбільш нагрітої точ-

ки 78 °С, то відносну швидкість зношення ізоляції можливо визначити за формулою:

$$v_{zn} = 2^{(\theta_h - 98)/6}, \quad (3.30)$$

де θ_h – температура найбільш нагрітої точки трансформатора.

Скорочення терміну служби, викликане місячним, добовим або годинним навантаженням при температурі найбільш нагрітої точки 98 °С, виражається «нормальними» місяцем, добою або годиною.

Якщо навантаження і температура охолодженого середовища є сталими протягом певного періоду часу, то відносне скорочення терміну служби дорівнює V_t , де t – проміжок часу, що розглядається. Те саме стосується і постійного режиму навантаження при змінній температурі охолодженого середовища, якщо при цьому використовується базове значення температури охолодженого середовища.

Як правило, коли змінюються режим навантаження і температура охолодженого середовища, відносна швидкість скорочення терміну служби змінюється в часі. Відносне зношення ізоляції протягом певного періоду часу становитиме:

$$t_{cl} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N v_{zn}, \quad (3.31)$$

де n – порядковий номер інтервалу часу; N – загальна кількість однакових інтервалів часу.

Для визначення скорочення терміну служби трансформаторів, їх допустимих навантажень і т. п. за кривими допустимих режимів навантаження, що наведені в розділах 3.4 і 3.5 [8], потрібно перетворити наявний добовий графік навантаження трансформатора в спрощений двоступінчастий, відповідно до рис. 3.26.

Якщо еквівалентність двоступінчастого графіка навантаження викликає сумнів, потрібно зробити кілька припущень і прийняти графік з найбільшим запасом.

У випадку значення графіка навантаження з одним максимумом тривалість максимуму навантаження t необхідно визначати, як показано на рис. 3.27. Для ділян-

ки графіка навантаження без максимуму значення K_1 визначають як середнє значення навантаження без максимуму.

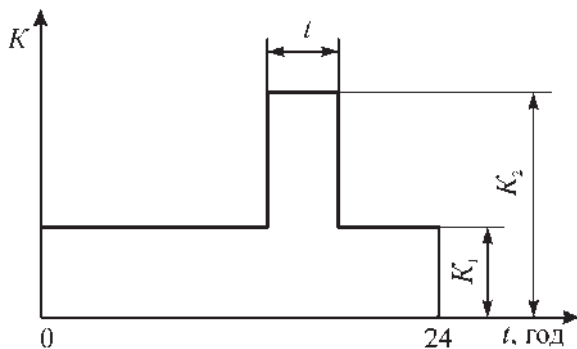


Рис. 3.26. Еквівалентний двоступінчастий графік навантаження

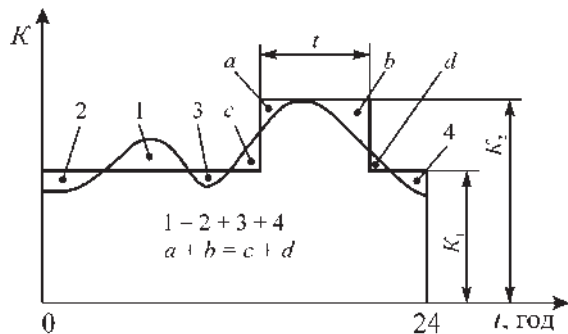


Рис. 3.27. Графік навантаження з одним максимумом

Якщо графік навантаження має два максимуми однакової амплітуди, але різної тривалості значення t визначають для максимуму більшої тривалості, а значення K_1 повинно відповідати середньому значенню решти навантаження. Приклад такого графіка навантаження подано на рис. 3.28.

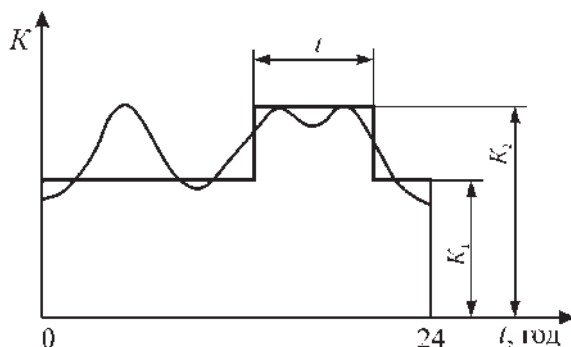


Рис. 3.28. Графік навантаження з двома максимумами навантаження однакової амплітуди і різної тривалості

Якщо графік навантаження складається з кількох послідовних максимумів, значення t приймають достатньої тривалості, щоб охопити всі максимуми, а значення K_1 повинно відповідати середньому значенню решти навантаження, як показано на рис. 3.29.

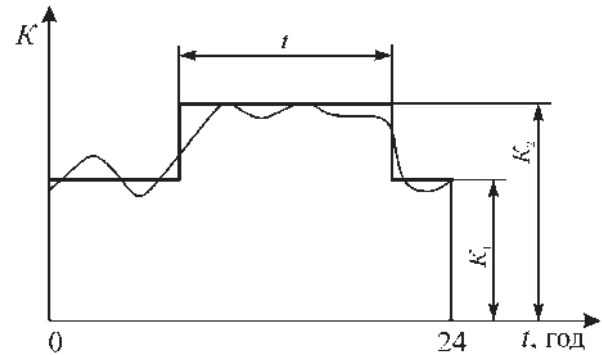


Рис. 3.29. Графік навантаження з послідовними максимумами

Реальний графік навантаження також може бути перетвореним за допомогою уточненого методу [8]. Для цього вихідний графік навантаження трансформатора може бути поданий періодичними, але з достатньою частотою фіксованими в часі вимірюваннями значень струму навантаження за добовий інтервал часу. При цьому добовий інтервал передбачає тривалість графіка 24 год незалежно від початку відліку, який необхідно вибирати за характером добової зміни навантаження так, щоб навантаження на початку і в кінці 24-годинного інтервалу було б по можливості однаковим, що задовольняє умові повторюваності такого добового графіка.

Перетворення вихідного графіка навантаження трансформатора в добовий, еквівалентний за втратами, двоступінчастий прямокутний графік з представленням навантаження в частках номінального струму обмотки потрібно виконувати згідно з рис. 3.30 у такій послідовності:

а) на вихідному графіку навантаження трансформатора провести лінію номінального струму $I_{ном}$, вона ж — лінія відносно-го номінального навантаження $K=1$;

б) у точках А і Б перетину номінальної лінії з кривою вихідного графіка наванта-

ження виділити на ньому ділянку перевантаження тривалістю h' ;

в) частину графіка, що залишилася з меншим навантаженням, розбити на m інтервалів Δt_i , виходячи з можливості проведення в кожному інтервалі лінії середнього навантаження, тобто так, щоб площі ділянок над і під середньою лінією були приблизно однаковими, а потім визначити значення струму середніх ліній $S_1, S_2, \dots, S_m$.

г) розрахувати початкове навантаження K_1 еквівалентного графіка:

$$K_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}; \quad (3.32)$$

д) ділянку перевантаження h' на вихідному графіку навантаження розбити на p інтервалів Δh_p , виходячи з можливості проведення лінії середнього навантаження в кожному інтервалі, а потім визначити значення $S'_1, S'_2, \dots, S'_p$;

е) розрахувати попереднє перевищення перевантаження еквівалентного графіка навантаження:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}. \quad (3.33)$$

Порівняти значення K'_2 з $K_{\max}$ вихідного навантаження:

якщо $K'_2 \geq 0,9 K_{\max}$, потрібно прийняти $K_2 = K'$, якщо $K'_2 \leq 0,9 K_{\max}$, потрібно прийняти $K_2 = 0,9 K_{\max}$, а тривалість h перевантаження еквівалентного графіка навантаження обчислити за формулою:

$$h = \frac{(K'_2)^2 h'}{(0,9 K_{\max})^2}. \quad (3.34)$$

Якщо вихідний добовий графік навантаження трансформатора містить два близьких за значенням максимуми різної тривалості, значення h і K_2 визначають за максимумом більшої тривалості, а значення K_1 — як середнє квадратичне значення решти навантаження.

Якщо вихідний добовий графік навантаження трансформатора містить кілька послідовних близьких максимумів, значення K_2 і h визначають, охоплюючи усі максимуми, а значення K_1 — як середнє квадратичне значення решти навантаження.

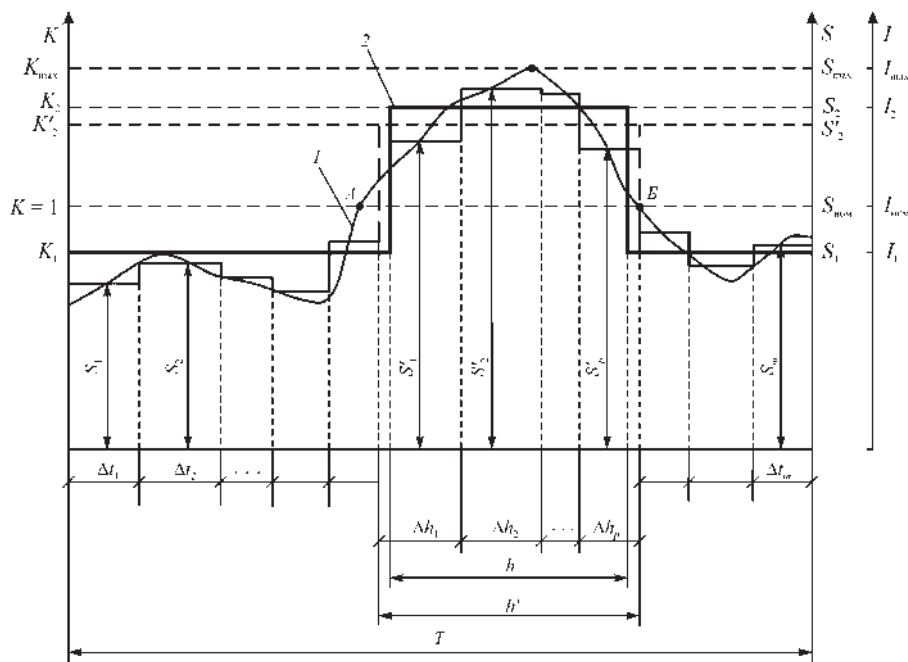


Рис. 3.30. Перетворення вихідного графіка навантаження трансформатора в еквівалентний двоступінчастий прямокутний графік:

1 — вихідний графік навантаження; 2 — еквівалентний прямокутний графік навантаження

3.8. Вибір трансформаторів

Вибір силових трансформаторів підстанції — це складна комплексна задача, тому її вирішення доцільно проводити в декілька етапів:

- 1) вибір місця встановлення;
- 2) вибір типу трансформаторів;
- 2) вибір кількості трансформаторів ПС;
- 3) вибір потужності трансформаторів ПС.

3.8.1. Вибір типу трансформаторів підстанцій

Вибір типу трансформаторів проводять з урахуванням умов їх установки, температури навколишнього середовища, необхідного ступеня надійності електропостачання тощо.

На підстанціях повинні встановлюватися оливні чи сухі трансформатори або трансформатори з негорючим екологічно чистим діелектриком (наприклад, синтетичний ефір MIDEЛ 3171) [9]. Перші з них мають гарне відведення тепла від обмоток і магнітопроводу, якісне діелектричне просочення ізоляції, надійний захист активних частин від впливу навколишнього середовища, низьку вартість. Їх недолік — можливість виникнення пожежі, вибуху або викиду продуктів розкладання оливи при випадковому пошкодженні ізоляції. Сухі трансформатори мають гірші умови охолодження, ніж оливні, тому щільність струму в їх обмотках нижча, а габарити, витрата активних матеріалів і вартість відповідно більші. У сухих трансформаторах використовують різні ізоляційні матеріали. Найбільш надійним вважається лита ізоляція з твердіючих синтетичних смол і, звичайно на дві третини, кварцового порошкового заповнювача. Трансформатори з негорючим екологічно чистим діелектриком мають всі переваги оливних, а головним їх недоліком є значно вища вартість.

На ПС встановлюються, як правило, трифазні трансформатори. При відсутності трифазних трансформаторів необхідної потужності, а також за наявності транспортних обмежень, допускається застосування

групи однофазних трансформаторів, або двох трифазних трансформаторів однакової потужності.

На підстанціях промислових підприємств найбільшого розповсюдження отримали оливні двообмоткові трансформатори. Трьохобмоткові трансформатори напругою 110/35/6-20 кВ на ГПП застосовують лише при наявності віддалених споживачів середньої потужності, що відносяться до даного підприємства. Трансформатори з розщепленими обмотками 110/10-10 кВ застосовують на підприємствах за необхідності зниження струму КЗ і виокремлення живлення ударних навантажень.

Трансформатори ПС напругою 35-220 кВ виготовляють тільки з оливною системою охолодження і зазвичай встановлюють просто неба.

Для цехових ТП промислових підприємств з вищою напругою 10 кВ застосовують оливні трансформатори типів ТМ, ТМН, ТМЗ, ТМГ; сухі трансформатори типу ТСЗ (з природним повітряним охолодженням); трансформатори типу ТНЗ, ТНГ з негорючою діелектричною рідиною. Оливні трансформатори цехових ТП потужністю $S_{т.ном} \leq 2500$ кВ·А встановлюють як просто неба, так і всередині будівель. Сухі трансформатори потужністю $S_{т.ном} \leq 1000$ кВ·А застосовують для установки всередині адміністративних і громадських будівель, у лабораторіях та ін. приміщеннях, до яких пред'являють підвищені вимоги щодо пожежної безпеки. Герметичні трансформатори не вимагають в умовах експлуатації ні ревізії, ні ремонту. Їх ремонт і ревізію виконують на заводах-виробниках.

3.8.2. Вибір місця встановлення трансформаторів

Силові трансформатори можуть бути встановленими як просто неба, так і у виробничих приміщеннях. Їх необхідно розміщувати як можна ближче до центра електричних навантажень. Наближення ПС до навантажень дозволяє підвищити

економічність та надійність електропостачання споживачів, оскільки скорочується протяжність електричних мереж вторинної напруги, зменшуються зони можливих аварій.

Місця розміщення потужних системних ПС з вищою напругою 330–750 кВ визначаються умовами розвитку економіки різних районів країни, процесом розвитку ОЕС України. Розміщення системних ПС залежить від вибору структури головних зав'язків ОЕС, збільшення кількості вузлів навантаження. При виборі місця розташування системних ПС необхідно виходити із оцінки найкращої послідовності вводу експлуатацію основних першочергових об'єктів (електростанцій, ПС і ПЛ).

Для вибору місць розміщення ПС промислових підприємств застосовуються картограми електричних навантажень. Для живлення підприємств великої потужності від ЕЕС на них споруджуються ГПП з вищою напругою 35–220 кВ.

Між установленими просто неба силовими трансформаторами напругою 110 кВ і вище з одиничною потужністю 63 МВ·А і більше, а також між ними і трансформаторами іншого призначення потрібно передбачати розділювальні перегородки, якщо відстань у проясненні між трансформаторами, установленими на ПС, є меншою ніж 15 м.

При установці силових трансформаторів уздовж зовнішніх стін будівель електростанцій на відстані від стін, меншій ніж 40 м, розділювальні перегородки передбачають у разі, якщо відстань у проясненні між трансформаторами становить менше 25 м. У разі встановлення трансформаторів просто неба вздовж машинного залу електростанції потрібно забезпечувати можливість перекочування трансформатора до місця ремонту без демонтажу його елементів і розбирання підтримувальних конструкцій струмопроводів, порталів, шинних мостів тощо. Для цього поруч із кожним трансформатором потрібно передбачати площадку, розраховану на розміщення елементів, знятих з трансформатора, який

ремонтують, такелажного оснащення та устаткування, необхідного для ремонтних робіт.

У виробничих приміщеннях, які мають вибухонебезпечні чи пожежонебезпечні зони, ПС потрібно виконувати відповідно до вимог [10].

Оливонаповнені трансформатори дозволено розміщувати на 1-му і 2-му поверхах у основних і допоміжних виробничих приміщеннях, які належать до категорії Г або Д будівель I або II ступеня вогнестійкості, як в окремих приміщеннях, так і поза ними.

За необхідності встановлення трансформаторів усередині приміщень вище другого поверху і нижче рівня підлоги першого поверху вони повинні бути з негорючим екологічно чистим діелектриком або сухими залежно від умов навколишнього середовища і технології виробництва.

У виробничих приміщеннях силові трансформатори дозволено встановлювати в камерах, в окремих приміщеннях, а також і відкрито.

Установлювати КТП або силові трансформатори у виробничому приміщенні потрібно з дотриманням таких вимог [9]:

а) на кожній ПС відкритого встановлення дозволено застосовувати оливні трансформатори із сумарною потужністю до 3,2 МВ·А. Відстань у проясненні між оливними трансформаторами різних КТП, а також між обгородженими камерами оливних трансформаторів повинна бути не менше ніж 10 м;

б) в одному приміщенні ПС допускається встановлення не більше трьох КТП з оливними трансформаторами сумарною потужністю не більше ніж 6,5 МВ·А. Ці вимоги також стосуються прибудованих та вбудованих ПС, які передбачають викочування оливного трансформатора всередину будівлі;

в) сумарна потужність оливних трансформаторів ПС, що встановлені на другому поверсі, не повинна перевищувати 1 МВ·А;

г) для ПС із сухими трансформаторами або з негорючим рідким екологічно чистим діелектриком їх потужність, кількість, відстані між ними, а також поверх установа- лення не обмежують. Сухі трансформатори або трансформатори з негорючим еко- логічно чистим діелектриком дозволено встановлювати в загальній камері в кількості до 6-ти одиниць, якщо це не вик- ликає ускладнень під час проведення ре- монтних робіт.

Сухі трансформатори невеликої потуж- ності (10-400 кВ·А) розміщують на колонах, балках, фермах, так як їм не потрібні оли- возбірні пристрої.

Під кожним силовим трансформатором і апаратом з масою рідинного наповнювача понад 60 кг потрібно влаштовувати прий- мач рідини.

КТП потрібно розміщувати в межах «мертвої зони» роботи цехових підйомно- транспортних механізмів.

Приміщення трансформаторних підстанцій заборонено розміщувати:

- безпосередньо над і під приміщення- ми з вибухонебезпечними зонами будь- якого класу;
- під приміщенням виробництв із мок- рим технологічним процесом;
- безпосередньо над і під приміщення- ми, в яких у межах площі, займаної РУ або приміщеннями з оливними силовими трансформаторами, одночасно можуть пе- ребувати більше ніж 50 осіб.

Дозволено встановлювати в одній за- гальній камері два оливні трансформатори потужністю не більше ніж 1 МВ·А кожний, які мають загальне призначення, керування, захист і які розглядаються як один агрегат.

Кожна камера оливних трансформа- торів повинна мати окремий вихід назовні або в суміжне приміщення з негорючими підлогою, стінами і перекриттями, які не містять вогне- і вибухонебезпечних пред- метів, апаратів і виробництв.

У разі закритого встановлення транс- форматорів потрібно застосовувати транс- форматори переважно з винесеною систе-

мою охолодження типу групової охолоджу- вальної установки (ГОУ).

На ПС, де температура навколишнього повітря може бути нижчою від допустимої, для апаратури установок керування робо- тою трансформатора потрібно передбачати електричне підігрівання з автоматичним керуванням для забезпечення надійного функціонування апаратури.

3.8.3. Вибір кількості трансформаторів підстанцій

Основними вимогами при виборі числа трансформаторів підстанції є:

- надійність електропостачання спожи- вачів;
- мінімум приведених витрат на транс- форматори з урахуванням динаміки зрос- тання електричних навантажень.

При проектуванні ПС надійність елек- тропостачання споживачів I-ї категорії до- сягається за рахунок наявності двох неза- лежних джерел живлення, при цьому забез- печується резервування живлення і всіх інших споживачів. При живленні електро- приймачів I-ї категорії від однієї ПС не- обхідно мати по одному трансформатору на кожній секції шин, при цьому їх потужність вибирається так, щоб при виході з ладу од- ного з них інший (з урахуванням допусти- мого перевантаження) забезпечував жив- лення всіх споживачів I-ї категорії. Резерв- не живлення споживачів I-ї категорії вво- диться автоматично.

Споживачі II-ї категорії забезпечують- ся резервом, що вводиться автоматично або діями чергового персоналу або виїзної опе- ративної бригади. Живлення цих спожи- вачів також необхідно забезпечувати від двох незалежних взаєморезервуючих дже- рел живлення.

При виборі числа трансформаторів ви- ходять з того, що спорудження однотранс- форматорних підстанцій не завжди забез- печує найменші витрати. Якщо за умовами надійності електропостачання споживачів необхідна установка більш ніж одного трансформатора, то число трансформа- торів на ПС не повинно перевищувати

двох. Двотрансформаторні підстанції економічно більш доцільні, ніж підстанції з іншим числом трансформаторів.

Установка більше двох трансформаторів виконується:

- при необхідності двох рівнів середньої напруги на ПС;
- при відсутності трифазного трансформатора необхідної потужності;
- при відповідних обґрунтуваннях.

На промислових підприємствах головні знижувальні підстанції, підстанції глибоких вводів і цехові ПС виконують з числом трансформаторів не більше двох. Для споживачів III і частково II-ї категорій розглядають варіант установки одного трансформатора з резервним живленням по стороні низької напруги від сусідньої трансформаторної ПС. У цьому випадку резервна підстанція повинна мати запас потужності.

3.8.4. Вибір потужності трансформаторів підстанцій

Потужність силових трансформаторів у нормальних умовах повинна забезпечувати живлення всіх приймачів електроенергії, що підключені до ПС. Вибір потужності трансформаторів ПС виконують за розрахунковим навантаженням з урахуванням режиму енергопостачальної організації за реактивною потужністю. Залежно від способу задання розрахункового навантаження існують два підходи до вибору номінальної потужності трансформаторів:

- за розрахунковими максимумами навантажень нормальних і післяаварійних режимів;
- за відомими характерними добовими графіками навантажень нормальних і післяаварійних режимів.

Номінальна потужність трансформатора $S_{ном}$, МВА на підстанції з числом трансформаторів $n > 1$ визначається із умови:

$$S_{ном} \geq \frac{P_p}{k_{пер}(n-1)\cos\varphi}, \quad (3.35)$$

де P_p — розрахункова потужність, МВт:

$$P_p = P_{max} k_{I-II}, \quad (3.36)$$

P_{max} — сумарна активна максимальна потужність ПС на 5-й рік експлуатації, МВт; k_{I-II} — коефіцієнт участі в навантаженні споживачів I-ї та II-ї категорій; $k_{пер}$ — коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження; $\cos\varphi$ — коефіцієнт потужності навантаження.

Для двотрансформаторної ПС вираз (3.35) набуде вигляду:

$$S_{ном} \geq \frac{P_{max} k_{I-II}}{k_{пер} \cos\varphi}. \quad (3.37)$$

Для мережевих підстанцій, де в аварійному режимі до 25% споживачів III-ї категорії може бути відключено, k_{I-II} зазвичай приймається рівним 0,75-0,85 ($k_{I-II}=1$ якщо всі споживачі I-ї категорії).

Оскільки $k_{I-II} < 1$, а $k_{пер} > 1$ то їх відношення $k = k_{I-II}/k_{пер}$ завжди менше 1 і характеризує собою резервну потужність трансформатора, що закладена при виборі його номінальної потужності. Чим менша величина коефіцієнта k , тим більш ефективним буде використання трансформаторної потужності з урахуванням перевантаження. Завищення коефіцієнта k приводить до завищення сумарної встановленої потужності трансформаторів на підстанції.

Отже, встановлена потужність двотрансформаторної мережевої ПС визначається із умови:

$$S_{тр.Σ} \geq \frac{k P_{max}}{\cos\varphi}. \quad (3.38)$$

Як правило, номінальну потужність трансформаторів для двотрансформаторної ПС визначають при $k=0,7$.

Вибір номінальної потужності трансформатора (з нормальним терміном служби) може бути проведеним на основі заданого еквівалентного прямокутного графіка навантаження, що виражений відношенням K_2/K_1 і температури охолодного середовища Θ_a . Даний підхід базується на таких припущеннях [8]:

- добова зміна навантаження трансформатора враховується ступінчастим графіком;

- температура охолодного середовища вважається сталою впродовж всього графіка навантаження (24 год);

- прикладені напруги до обмоток трансформатора залишаються сталими.

Спочатку вихідний добовий графік навантаження трансформатора необхідно перетворити в еквівалентний прямокутний добовий графік за спрощеним чи уточненим методом (див. р. 3.4). Далі виходячи з потужності $S_{e,2}$ попередньо задатися типом силового трансформатора та вибрати відповідний йому графік допустимих режимів навантаження.

Якщо використовувався спрощений метод перетворення добового графіку навантаження то значення коефіцієнтів K_1 та K_2 визначаються графічно (див. рис. 3.31). Для цього на графіку допустимих режимів навантаження силового трансформатора достатньо знайти точку перетину D кривої t , що відповідає тривалості перевантаження K_2 , з прямою постійного нахилу K_2/K_1 . Цю пряму визначають наступним чином: відкладають точку $A(K_1=1; S_{e,2}/S_{e,1})$ та точку $B(S_{e,2}/S_{e,1}; K_2=1)$ після чого з'єднують їх (рис. 3.31). Графіки допустимих режимів навантаження силових трансформаторів з системами охолодження *ONAN*, *ON*, *OF*, *OD* представлені у розділі 3 [8].

Розрахункове значення номінальної потужності трансформатора визначається за виразом:

$$S'_{ном} = \frac{S_{e,1(2)}}{K_{1(2)}}, \quad (3.39)$$

де $S_{e,1(2)}$ — еквівалентна потужність I-го (II-го) ступеня еквівалентного прямокутного графіка навантаження, кВ·А.

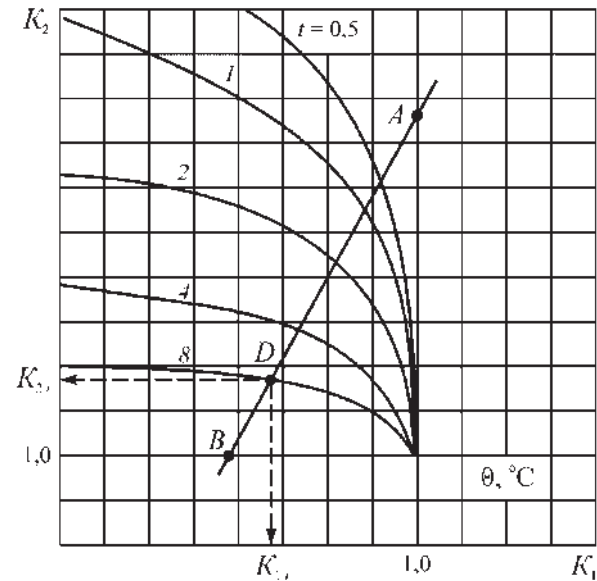


Рис. 3.31. Графічне визначення коефіцієнтів K_1 , K_2

Отримане значення $S'_{ном}$ округлюється до найближчого більшого значення стандартного ряду номінальних потужностей трансформаторів.

У цілому, при виборі потужності силових трансформаторів ПС за будь-яким методом також слід дотримуватися рекомендацій [11].

На підстанціях 110 (150) кВ рекомендовано встановлювати трансформатори такої потужності:

- в найзначніших містах — 2×40 МВ·А (в окремих випадках — 2×63 МВ·А);
- у великих та значних містах — 2×25 та 2×40 МВ·А;
- у промислових вузлах — 2×25 МВ·А (в окремих випадках — 2×63 МВ·А);
- на інших підстанціях — до 2×16 МВ·А;
- застосування на ПС 110 (150) кВ трансформаторів потужністю 80 МВ·А повинно бути обґрунтоване.

На підстанціях 35 кВ необхідно встановлювати по два трансформатори з однаковою потужністю до 10 МВ·А.

1. Трансформатори силові. Терміни та визначення: ДСТУ 3270-95. — [Чинний від 1.07.1996]. — К.: Держстандарт України. — 87 с.

2. Быстрицкий Г. Ф. Выбор и эксплуатация трансформаторов / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин — М.: Издательский центр Академия, 2003. — 176 с.

3. Трансформаторы силовые. Общие технические условия (с Изменениями № 1, 2, 3, 4). ГОСТ 11677-85. — М: ИПК Издательство стандартов. 2002. — 38 с.
4. Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації: СОУ 40.1-21677681-07:2009 / М-во палива та енергетики України. — Офіц. вид. — К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2009. — 111 с.
5. Сергеевков Б. Н. Электрические машины. Трансформаторы / Б. Н. Сергеевков, В. М. Киселев, Н. А. Акимов; Под ред. И. П. Копылова. — М.: Высш. шк., 1989. — 352 с.
6. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. — Х.: Форт, 2017 — 376 с.
7. Алексеенко Г. В. Параллельная работа трансформаторов и автотрансформаторов / Г. В. Алексеенко. — М.—Л.: Энергия, 1967. — 608 с.
8. Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів: ДСТУ 3463-96 (ГОСТ 14209-97, ІЕС 354-91). З поправкою. — [Чинний від 1.01.1999]. — К.: Держстандарт України. — 87 с.
9. Правила улаштування електроустановок Х.: Вид-во «Форт», 2017. — 760 с.
10. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок: НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01). — Х.: Форт, 2013. — 99 с.
11. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище: СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 / М-во палива та енергетики України. — Офіц. вид. — К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2014. — 60 с.
12. Power transformers — Part 2: Temperature rise: IEC 60076-2:2011. — Geneva, Switzerland. — 57 p.
13. Power transformers — Part 11: Dry-type transformers: IEC 60076-11:2004. — Geneva, Switzerland. — 75 p.

4 ВИСОКОВОЛЬТНІ ВИМИКАЧІ

4.1 Загальні відомості

Вимикач — комутаційний апарат, призначений для вмикання та вимикання електричних кіл напругою вище 1 кВ в нормальному режимі та в аварійних режимах. Схематичне позначення вимикача на схемах показане на рис.4.1.

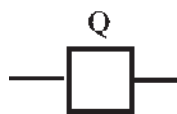


Рис. 4.1. Умовне графічне позначення вимикача

Найбільш важкою і відповідальною операцією є вимикання струму короткого замикання. У зв'язку з цим до вимикачів є ряд вимог:

- безвідмовність вимикання струмів перевантаження і короткого замикання;
- можливість багаторазового вмикання і вимикання без пошкоджень окремих вузлів і деталей;
- здатність довгостроково витримувати комутаційні та робочі перенапруги;
- витримувати короточасні перенапруги без пошкодження ізоляції;
- пропускати тривалий робочий струм без небезпечного нагрівання струмо-ведучих частин;
- здатність витримувати значні механічні навантаження, що виникають у нормальних режимах роботи;
- здатність до автоматичного повторного вмикання відразу після вимикання;
- зручність обслуговування при проведенні профілактичних робіт і т.п.

Процес вимикання ланцюга струму високовольтним вимикачем і гасіння дуги складаються з трьох етапів, що послідовно без пауз змінюють один одного: розмикання контактів і виникнення дуги; гасіння дуги; відновлення електричної міцності дугового проміжку, що перешкоджає повторному загоранню дуги.

Процес горіння і гасіння дуги у вимикачах. При вимиканні ланцюга струму високовольтним вимикачем його контакти розходяться, проте при цьому ланцюг струму не розривається, оскільки між його контактами виникає електрична дуга у вигляді сильного іонізованого стовпа газу, який під впливом високої температури стає електропровідним. При вимиканні порівняно невеликої потужності між контактами вимикача виникає не дуга, а лише невелика іскра, яка практично не залишає на них ніяких слідів, і після розходження контактів на повну довжину міжконтактного проміжку ланцюг розмикається. У разі вимикання великої потужності під дією дуги контакти обгорають, тому потрібне застосування спеціальних пристроїв для гасіння дуги і розмикання ланцюга.

Таким чином, дія електричної дуги й електричної іскри у високовольтних вимикачах різна. Так, за малих струмів міжконтактний проміжок незначно насичується парами металу, внаслідок чого залишається слабопровідним; температура контактів виявляється недостатньою для їх плавлення й випаровування металу, а іскровий розряд що виникає є нестійким та швидко згасає. За великих струмів вимикання картина протилежна: температура контактів достатня для розплавлення їх металу і насичення парами металу міжконтактного проміжку, що робить його провідним і здатним підтримувати дугу навіть за низької напруги.

Гасіння дуги у вимикачах змінного струму істотно легше, оскільки відбувається перехід струму через нуль. Фактично дуга в цих вимикачах відіграє роль природнього елементу вимикання, що точно вказує момент вимикання й безпосередньо виконує його. Для того, щоб відбулося вимикання, достатньо лише забезпечити якнайшвидше відновлення електричної міцності дугового проміжку шляхом його деіонізації й видалення заряджених частинок.

Способи гасіння дуги у високовольтних вимикачах:

1. *Гасіння дуги в оливі.* При горінні дуги у вимикачі одночасно протікають два протилежні процеси: іонізація і деіонізація. Якщо швидкість утворення іонів внаслідок термічної та ударної іонізації дорівнює швидкості зникнення іонів внаслідок рекомбінації і дифузії, в дузі існуватиме баланс іонів, і вона буде стійкою. Отже, успішність вимикання струму КЗ і гасіння дуги вимикача залежать від швидкості протікання двох процесів: відновлення електричної міцності дугового проміжку і відновлення напруги на контактах вимикача. При цьому щоб дуговий проміжок не був повторно пробитий напругою відновлення, необхідно щонайшвидше деіонізувати його.

Для здійснення гасіння дуги контакти вимикача розміщують у оливі. Дуга, що виникає при розмиканні контактів вимикача, має високу температуру (5000-6000°C), це призводить до дуже інтенсивного випаровування дугогасного середовища — оливи та дисоціації її парів. Навколо дуги утворюється газовий пухир, заповнений парами оливи і продуктами її розпаду. Останні містять приблизно 70 % водню. Водень має найбільшу теплопровідність і найменшу в'язкість із усіх газів. Ці властивості водню визначають його високу здатність охолодження і значною мірою пояснюють добру дугогасну здатність оливи. Крім того, нагріті дугою газу та пари оливи розширюються. Цьому значною мірою перешкоджає інерція навколишнього газового пухиря оливи і стінок бака або дугогасного пристрою. Газу, що виділяється з величезною швидкістю, проникають безпосередньо в зону стовпа дуги, викликають перемішування холодного та гарячого газу в пухирі, створюють інтенсивне охолодження і деіонізацію дугового проміжку, особливо в момент проходження струму через свій природний нуль. Швидке (вибухове) розкладання оливи призводить до підвищення тиску всередині пухиря, що також сприяє ефективному гасінню дуги.

2. *Гасіння дуги у вакуумі.* Високорозріджений газ ($10^{-6} \dots 10^{-8}$ Н/см²) має електричну міцність, що в десятки разів перевищує міцність повітря за нормальних умов, тому ця властивість широко використовується у високовольтних вимикачах. Так при розмиканні контактів у вакуумі відразу ж після першого проходження струму дуги через нуль міцність проміжку відновлюється, і дуга знов не спалахує.

3. *Гасіння дуги в газах високого тиску.* Стиснене до 2 МПа і вище повітря має високу електричну міцність, ця властивість дозволяє створювати достатньо компактні комутаційні пристрої для гасіння дуги. Більш ефективним є застосування високоміцних газів, таких як шестифториста сірка SF₆ (елегаз), що має не тільки набагато більшу електричну міцність, ніж повітря та водень, але й кращі дугогасні властивості навіть за атмосферного тиску. Тому елегаз широко застосовується в сучасних високовольтних вимикачах напругою 6-220 кВ.

4. *Газоповітряне дуття.* Охолодження електричної дуги значно покращується при створенні умов для руху газів за допомогою дуття, направленою вздовж або поперек дуги. Таке дуття сприяє проникненню в стовбур дуги молекул газу, що викликає інтенсивну дифузію та її охолодження. При цьому газ може створюватися шляхом розкладання оливи дугою (оливні вимикачі), або шляхом розкладання твердих газогенеруючих матеріалів (автогазове дуття). Однак, більш ефективним є дуття холодним неіонізованим повітрям.

5. *Багаторазовий розрив ланцюга струму.* Оскільки вимикання великих величин струму за високої напруги складне завдання, то у високовольтних вимикачах застосовується не одноразовий, а багаторазовий розрив дуги в кожній фазі за допомогою декількох дугогасних пристроїв, що розраховані на частину номінальної напруги. Для полегшення гасіння дуги напруга відновлення повинна рівномірно розподілятися між розривами. З цією метою паралельно головним контактам вимикача

вимикають ємності або активні опори, значення яких підбирають такими, щоб напруга на розривах розподілялася рівномірно.

6. *Гасіння дуги за допомогою магнітного дуття.* Дуга, що горить у повітрі, за допомогою магнітного дуття швидко подовжується, досягаючи такої величини, що напруга на дузі перевищує напругу мережі, і вона гасне. Для створення магнітного дуття зазвичай застосовується електромагніт, котушка якого включається послідовно в контур дуги. Основним конструктивним елементом таких вимикачів є виготовлена з жароміцної кераміки щільна дугогасна камера, яка сприяє розтягуванню й охолодженню дуги.

4.2. Параметри вимикачів

Головними параметрами високовольтних вимикачів є:

1. Номінальна напруга $U_{ном}$ — це лінійна напруга трифазної мережі, в якій вимикач призначений працювати. Він повинен надійно працювати і при напрузі, що перевищує номінальну на 5-20%. Цю напругу називають найбільшою робочою напругою.

2. Номінальний струм $I_{ном}$ — це струм, який вимикач здатний тривало пропускати без ушкоджень при номінальних значеннях напруги і частоти. При температурі його робочих елементів, що не перевищує задану.

Діюче значення максимального струму, допустимого за умовами нагріву струмоведучих частин вимикача в тривалому режимі приймає такі значення: 200; 400; 600; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12500; 16000; 20000; 25000; 31500 А.

3. Номінальний струм вимикання $I_{вим.ном}$ — це найбільший струм КЗ (діюче значення періодичної складової), який вимикач здатний вимкнути при найбільшій робочій напрузі за заданих умов відновлення напруги і обов'язковому для апарату циклу комутаційних операцій. Номінальний струм відключення визначається залежністю:

$$i_{вим} = \sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} (1 + \beta),$$

де $I_{вим.ном}$ — діюче значення періодичної

складової струму КЗ; β — відношення найбільшого аперіодичного струму до амплітуди періодичного струму у момент розходження контактів.

4. Номінальна потужність вимикання $P_{вим.ном}$ — добуток номінального струму вимикання і відповідної найбільшої робочої напруги, а для трифазних вимикачів — помножений ще $\sqrt{3}$. Номінальну потужність вимикання називають також вимикаючою здатністю вимикача.

5. Стійкість при наскрізних струмах КЗ — здатність вимикача витримувати у ввімкненому положенні без пошкодження дію струму КЗ. Зазвичай розрізняють електродинамічну стійкість (вона характеризується амплітудою струму КЗ, рівною $2,5 I_{вим.ном}$) і термічну, що характеризується тривалістю струму КЗ. Для вимикачів класу напруги 220 кВ і нижче цей час приймається рівним 1 або 3 с.

6. Номінальний струм вимикання — це струм КЗ, який вимикач з відповідним йому приводом здатний вмикати без пошкодження (без приварювання контактів) за найбільшої робочої напруги. Струм вимикання не повинен перевищувати струм вимикання більш 2,5 рази.

Розрізняють миттєве значення ударного струму та діюче значення ударного струму за перший період після початку КЗ. Миттєве значення цього струму рівне

$$i_{уд} = 1,8\sqrt{2} I_{вим.ном}$$

7. Напруга повернення — це діюче значення напруги промислової частоти (50 Гц), яке з'являється між провідниками різних полюсів після згасання дуги у всіх полюсах вимикача (багатополюсна напруга, що повертається) і на затискачах одного полюса після гасіння дуги в ньому (напруга повернення на полюсі).

8. Напруга відновлення на контактах полюса — напруга, що з'являється на контактах полюса вимикача, складається з напруги промислової частоти та вільних складових. Для триполюсного вимикача — на контактах полюса, що розмикається пер-

шим, безпосередньо після згасання в ньому дуги (тобто при проході струму через нуль).

9. Коефіцієнт перевищення амплітуди $k_a=1,3-1,5$. Напряг відновлення для одночастотного коливального процесу – відношення найбільшого піку напруги, відновлення до амплітуди напруги повернення на першому полюсі вимикання.

10. Тривалість дуги вимикача – проміжок часу від моменту виникнення дуги на полюсі, контакти якого розмикаються першими, до моменту остаточного згасання дуги на всіх полюсах.

11. Власний час відключення вимикача з приводом – проміжок часу від моменту подачі команди на відключення до моменту початку роз'єднання дугогасних контактів.

12. Час вимикання вимикача з приводом – проміжок часу від моменту подачі команди на відключення до моменту згасання дуги на всіх полюсах (для вимикачів з шунтуючими резисторами слід розрізняти час до моменту згасання основної дуги і час до згасання допоміжної дуги).

13. Час вмикання вимикача з приводом (до виникнення струму в ланцюзі) – проміжок часу від моменту подачі команди на вмикання до моменту пробою проміжку між контактами, що зближуються, при номінальній напрузі мережі.

14. Безструмова пауза вимикача при автоматичному повторному вмиканні (АПВ) – проміжок часу від моменту згасання дуги у всіх полюсах вимикача до моменту відновлення струму в якому-небудь полюсі вимикача.

4.3. Класифікація вимикачів

Існують різні класифікації високовольтних вимикачів. Найбільш поширена класифікація за способом гасіння дуги подана у вигляді блок-схеми на рис. 4.2.

- 1) за способом гасіння дуги
- 2) за типом встановлення
 - опорні, мають основну ізоляцію на землю опорного типу;
 - підвісні, мають основну ізоляцію на землю підвісного типу;
 - настінні, закріплені на стінах закритих ;
 - викотні, мають пристосування для викочування з комірок (для обслуговування, ремонту і для створення «видимого розриву» при роботах на лініях);
 - вбудовувані в комплектні розподільчі установки;
- 3) за часом дії
 - швидкодіючі (час спрацювання менше 0,08 с);
 - прискореної дії (час спрацювання більше 0,12 с);
 - не швидкодіючі (спрацювання до 0,25 с);

Вимогу швидкодії слід розуміти як можливо менший час вимикання кола при КЗ, від моменту подачі команди на виикання до повного згасання дуги у всіх полюсах. На сьогодні значна частина вимикачів на напругу 110 кВ і вище мають час вимикання два періоди, однак є й однопериодні вимикачі (20 мс).



Рис. 4.2. Класифікація високовольтних вимикачів за способом гасіння дуги

4) за категорією розміщення і кліматичного виконання
- 5 категорій розміщення;

- 10 (У, ХЛ, УХЛ, ТВ, ТС, Т, М, ОМ, В і О) в залежності від географічного місця встановлення.

Таблиця 4.1. Порівняльна якісна оцінка основних переваг і недоліків високовольтних вимикачів для розподільчих установок

Тип вимикача	Основні переваги	Основні недоліки
Оливні вимикачі 	1. Відносно мала загальна маса та невеликі габарити. 2. Простота конструкції, зручний (у порівнянні з баковими вимикачами) доступ до дугогасних контактів. 3. Відносно низька вартість. 4. Можливість встановлення як у відкритих (ВРУ), так і в закритих (ЗРУ) розподільчих установках. 5. Більшість вузлів серії уніфіковані.	1. Вибухо- і пожежонебезпечність (хоча і значно менша, ніж у багатооб'ємних бакових вимикачів). 2. Неможливість здійснення швидкодіючого АПВ. 3. Трудність здійснення підігріву оливи. 4. Необхідність періодичного контролю, доливання і часті заміни оливи в дугогасних бачках. 5. Непридатність для роботи з частими повторними вмиканнями. 6. Великий знос дугогасних контактів.
Вакуумні вимикачі 	1. Повна вибухо- і пожежобезпечність, можливість роботи в агресивних середовищах, а також в широкому діапазоні зміни температур навколишнього середовища. 2. Висока зносостійкість при комутації номінальних струмів і номінальних струмів вмикання. 3. Можливість здійснення надшвидкодії і застосування для роботи в будь-яких циклах АПВ. 4. Підвищена стійкість до ударних і вібраційних навантажень внаслідок малої маси і компактної конструкції. 5. Довільне робоче положення і малі габарити, що дозволяє створювати різні компоновки розподільних установок (наприклад, шафи з декількома вимикачами при дво- або триарусному їх розташуванні). 6. Відносно мала потужність приводу. 7. Нескладна заміна дугогасника. 8. Відсутність забруднення навколишнього середовища, безшумність. 9. Простота і зручність експлуатації, обумовлені малим виділенням енергії в дузі і відсутністю викиду оливи, газів при відключенні струму КЗ; різке зниження експлуатаційних витрат в порівнянні з малооливними вимикачами.	1. Можливість виникнення комутаційних перенапруг при відключенні малих індуктивних струмів. 2. Необхідність постійного контролю факту вимикання всіх трьох фаз вакуумного вимикача з індикацією (після завершення операції вимикання) наявності напруги на лініях, що відходять. Це зумовлено відсутністю оперативного контролю наявності вакууму у вакуумних камерах перед операцією відключення вимикача, оскільки у разі розгерметизації однієї з вакуумних камер в процесі відключення відбувається приварювання контактів і, як наслідок, обрив ізолюючої тяги.

Продовження табл. 4.1.

Тип вимикача	Основні переваги	Основні недоліки
Елегазові вимикачі 	1. Повна вибухо- і пожежобезпечність. 2. Висока вимикаюча здатність. 3. Малий знос дугогасящих контактів. 4. Більшість вузлів серії уніфіковані 5. Придатність їх застосування як для внутрішньої, так і для зовнішньої установки.	1. Необхідність мати спеціальні пристрої для наповнення, перекачування і очищення шестифтористої сірки SF6. 2. Відносно висока вартість шестифтористої сірки SF6.
Повітряні вимикачі 	1. Висока швидкість спрацювання. 2. Висока вимикаюча здатність. 3. Тривалий термін експлуатації. 4. Високий рівень пожежної безпеки.	1. Висока вартість обладнання. 2. Відносно вартісний монтаж. 3. Необхідність в компресорному обладнанні та його регулярному обслуговуванні.
Вимикачі навантаження 	1. Проста конструкція. 2. Надійність. 3. Висока комутаційна зносостійкість. 4. Малі розміри. 5. Пожежо- і вибухобезпечність; 6. Відсутність шуму при операціях. 7. Відсутність забруднення навколишнього середовища. 8. Зручність експлуатації. 9. Малі експлуатаційні витрати.	1. Порівняно невеликі номінальні струми і струми відключення. 2. Можливість комутаційних перенапруг при відключенні малих індуктивних струмів. 3. Невеликий ресурс дугогасного пристрою з вимкнення струмів короткого замикання.

4.4. Вибір високовольтних вимикачів

Для надійної роботи СЕП високовольтний вимикач повинен задовольняти конкретним місцевим умовам експлуатації. Слід звернути увагу на частоту вмикань і вимикань; кліматичне виконання; швидкість спрацювання вимикача; частоту профілактичних ремонтів і оглядів (в електроустановках без чергового персоналу це дуже важливий аспект); зносостійкість при КЗ; габарити і розмір установки.

Вибір вимикачів проводиться за такими умовами:

- напругою установки, кВ:

$$U_{уст} < U_{ном}, \quad (4.1)$$

де $U_{уст}$ — діюче значення напруги установки; $U_{ном}$ — номінальна напруга вимикача;
- номінальним струмом, А

$$I_p < I_{ном}; \quad (4.2)$$

I_p — розрахунковий струм; $I_{ном}$ — номінальний струм вимикача;

- струмом аварійного режиму, А

$$I_{ав} < I_{ном}; \quad (4.3)$$

$I_{ав}$ — максимальний розрахунковий струм у аварійному режимі;

- вимикачою здатністю симетричного струму відключення, кА

$$I_{нт} < I_{взм.ном}; \quad (4.4)$$

$I_{нт}$ — діюче значення періодичної складової струму КЗ для моменту часу τ ;

$I_{\text{вим.ном}}$ – найбільший струм КЗ (діюче значення), що може вимкнути вимикач;

якщо умова (4.4) не виконується, то допускається проводити перевірку вимикаючої здатності за повним струмом КЗ, кА:

$$(\sqrt{2}I_{n.\tau} + i_{a.\tau}) < \sqrt{2}I_{\text{вим.ном}} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); \quad (4.5)$$

– можливістю відключення аперіодичної складової струму КЗ, кА:

$$i_{a\tau} < i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2}\beta_n I_{\text{вим.ном}}}{100\%}; \quad (4.6)$$

$i_{a\tau}$ – аперіодична складова струму КЗ для моменту часу τ ; β_n – нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі, що вимикається;

– електродинамічною стійкістю, кА:
для найбільшого діючого значення

$$I_{n.0} < I_{\text{дин}}; \quad (4.7)$$

$I_{n.0}$ – діюче значення періодичної складової струму КЗ у початковий момент часу;

$I_{\text{дин}}$ – нормоване значення початкового діючого значення періодичної складової струму електродинамічної стійкості вимикача;

для найбільшого миттєвого значення кА:

$$I_{y0} < I_{\text{дин}}; \quad (4.8)$$

$i_{\text{дин}}$ – нормоване значення найбільшого піку струму електродинамічної стійкості вимикача;

– термічною стійкістю, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

$$B_k < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{т.ном}}; \quad (4.9)$$

B_k – термічний імпульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

$$B_k = I''^2 (t_{\theta} + T_a),$$

t_{θ} – час відключення вимикача:

$$t_{\theta} = t_{\theta.\text{ч.}} + t_{\text{рз.мах}};$$

$t_{\theta.\text{ч.}}$ – власний час відключення вимикача;

$t_{\text{рз.мах}}$ – максимальний час спрацювання релейного захисту;

T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ;

$I_{\text{тер}}$ – струм термічної стійкості за каталогом, кА;

$t_{\text{тер}}$ – тривалість протікання струму термічної стійкості за каталогом.

Оскільки, вимикач вибраний за номінальним струмом вимикання, здатний також вмикати коло з номінальним струмом вмикання. То проводити додаткової перевірки не потрібно.

Вибір вимикачів доцільно виконувати у вигляді таблиць, де у лівій частині приводяться розрахункові величини, а у правій – каталожні дані. Електроапарат проходить перевірку тоді, коли його параметри більші за розрахункові.

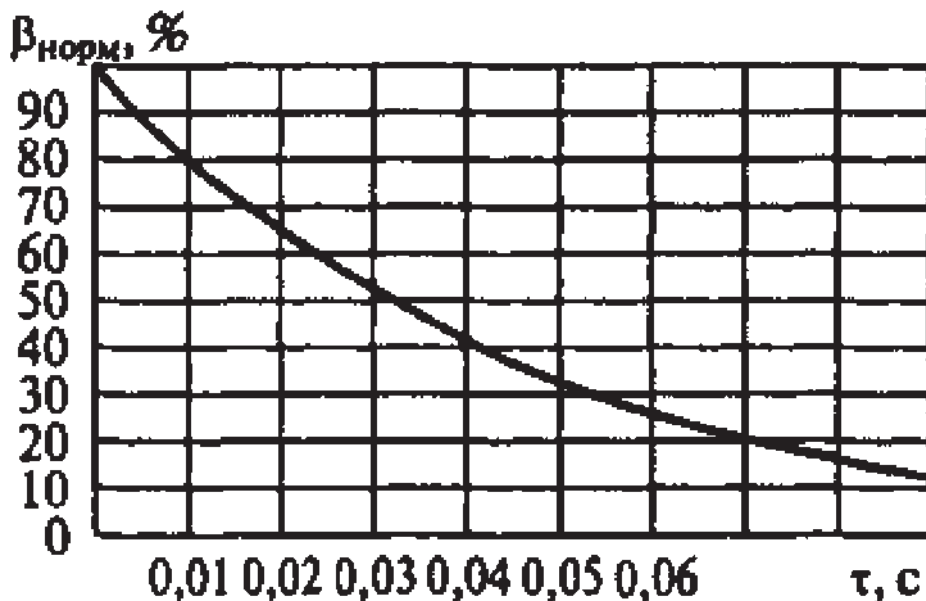


Рис. 4.3. Нормований вміст аперіодичної складової

4.5. Вакуумні вимикачі

Вакуумні вимикачі серії ВР

Вакуумні вимикачі серії ВР (Рівненський завод високовольтної апаратури) — комутаційні апарати, призначені для комутації та захисту в мережах трифазного змінного струму частоти 50 (60) Гц з номінальною напругою 6-35 кВ для систем з ізольованою і частково заземленою нейтраллю. в (рис. 4.4). Вони застосовуються для комутації будь-яких видів навантажень і експлуатуються при номінальних струмах до 3150 А, струмах вимикання до 40 кА, струмах електродинамічної стійкості — до 128 кА.

Залиті епоксидним компаундом вакуумні камери надійно захищені від механічних і електричних пошкоджень. Спеціальна конструкція полюсів перешкоджає накопиченню пилу на ізоляційній поверхні [1].



Рис. 4.4. Вакуумний вимикач серії ВР РЗВА

Приклад запису позначення вимикача серії ВР1 на номінальну напругу 10 кВ, з номінальним струмом відключення 20 кА, номінальним струмом 630 А, кліматичного виконання У і категорії розміщення 2:

ВР1-10-20/630 У2

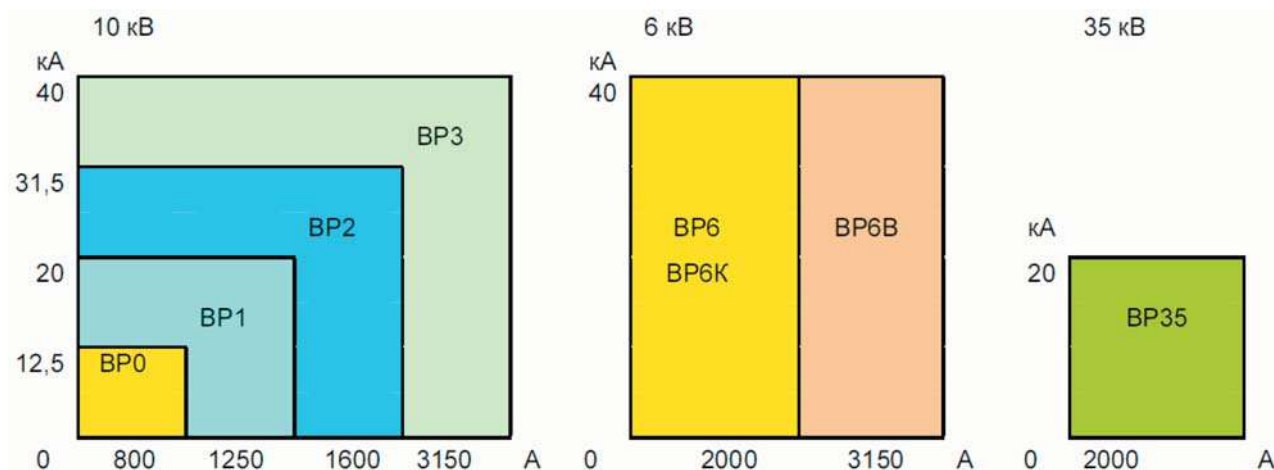
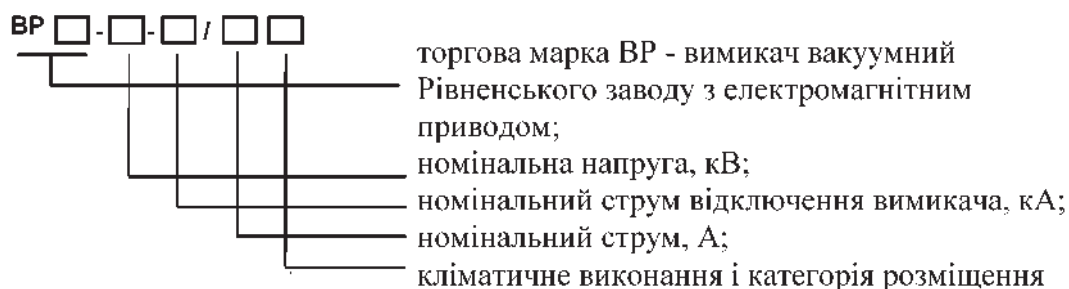


Рис. 4.5. Діаграма типовиконання вимикачів серії ВР

Структура умовного позначення вимикачів



Конструкція та принцип дії. Всі вимикачі серії ВР, складаються з трьох полюсів, що розміщені на загальній основі. Електромагнітний привод вимикача забезпечує фіксацію вимикача в двох положеннях «Увімкнений» і «Вимкнений» на магнітних засувках. Практично у всіх вимикачах осердя електромагнітного приводу через серезки зв'язано з валом вимикача. Вал вимикача з'єднаний через ізоляційні тяги з дугогасною камерою, і при повороті керує контактами положення вимикача для зовнішніх допоміжних ланцюгів. Тарілчасті пружини підтискання встановлені у втулках ізоляційних тяг (лише в вимикачах серії ВР3 і ВР6В на номінальні струми 2500 А і 3150 А у тягах полюсів встановлені групи

циліндричних пружин підтискання). Ручне місцеве оперативне вимкнення вимикача практично у всіх вимикачах виконується за допомогою окремого важеля вимикання. Конструктивне виконання вимикачів серій ВР0 та ВР1 представлено на рис.4.6

Вимикачі вакуумні зовнішнього встановлення серії ВР27НС з кремнійорганічною і повітряною ізоляцією в полюсах (без трансформаторної оливи) призначені для комутації однофазних електричних високовольтних ланцюгів при нормальних і аварійних режимах мереж змінного струму з номінальною напругою 27,5 кВ частотою 50 (60) Гц (рис. 4.7). Привод цього вимикача виконаний за принципом двохпозиційної «магнітної засувки».

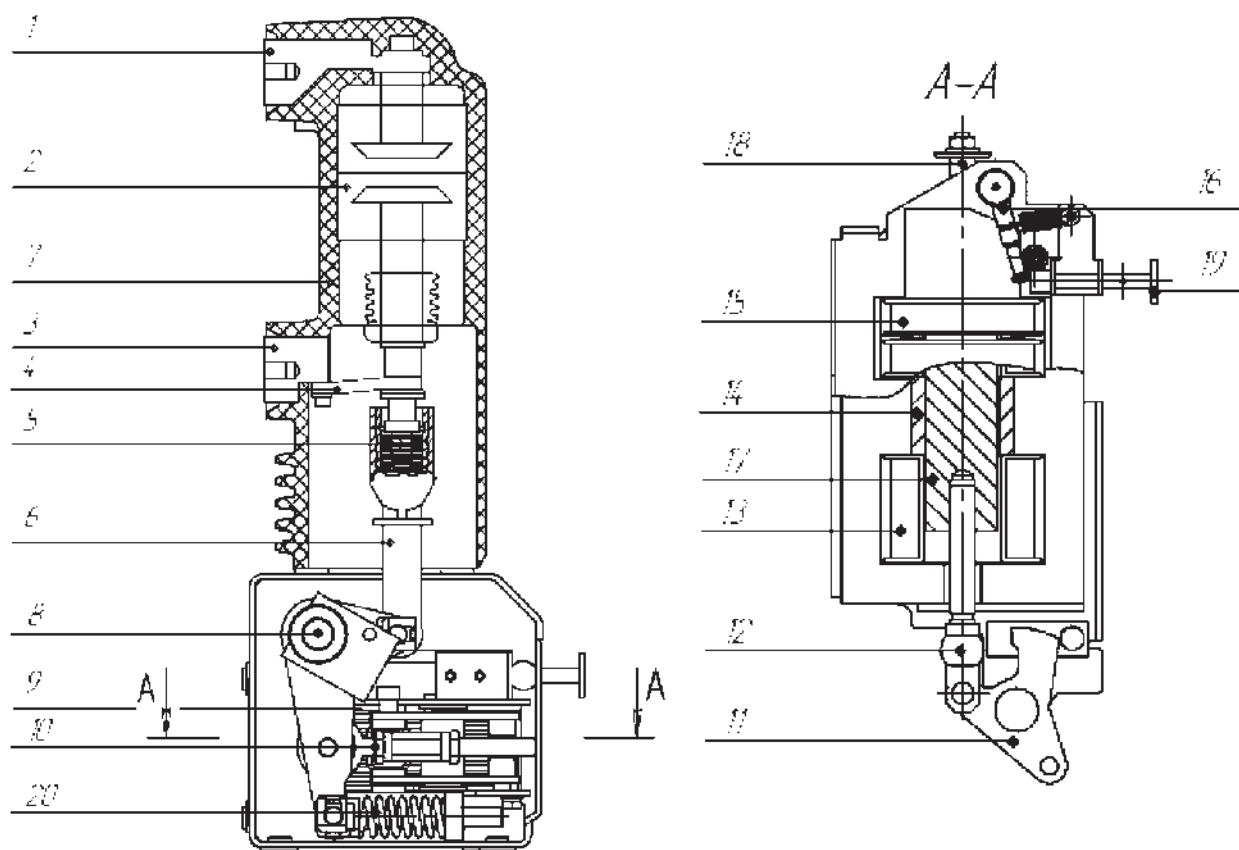


Рис. 4.6. Конструкція полюсу вимикачів серій ВР0 та ВР1

- 1 — верхній контакт; 2 — вакуумна дугогасна камера; 3 — нижній контакт; 4 — гнучкий зв'язок;
 5 — пружини підтискання; 6 — ізоляційна тяга; 7 — ізоляційний каркас полюсу; 8 — основний вал;
 9 — електромагніт; 10 — регулююча тяга; 11 — проміжний вал; 12 — вставка включення; 13 — котушка вимикання;
 14 — постійний магніт; 15 — котушка вимикання; 16 — вал ручного вимикання; 17 — осердя;
 18 — шток вимикання; 19 — кнопка ручного вимикання; 20 — пружина вимикання

Структура умовного позначення вимикачів

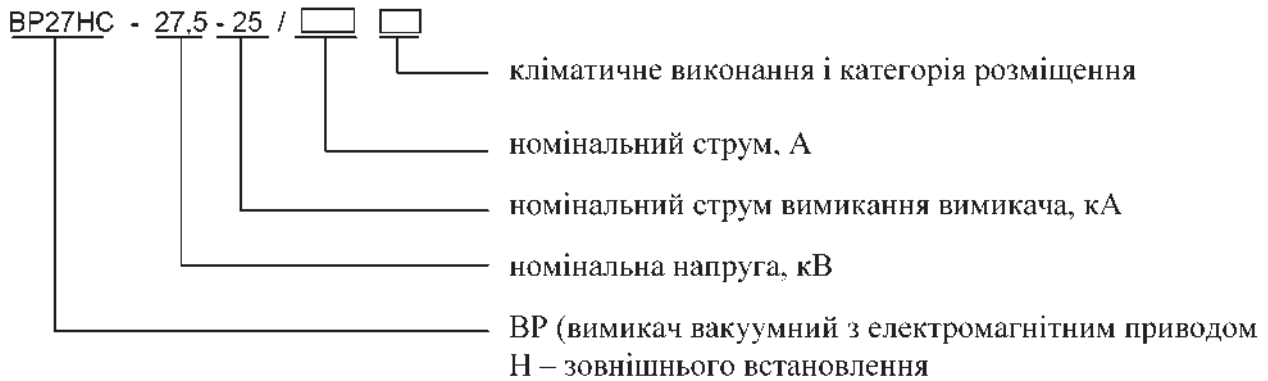


Рис. 4.7. Вакуумний вимикач серії ВР27НС

Приклад запису позначення вимикача серії ВР27НС з електромагнітним приводом на номінальну напругу 27,5 кВ, номінальним струмом відключення 25 кА, номінальним струмом 1600 А, кліматичним виконанням У і категорією розміщення 1:

ВР27НС-27,5-25/1600 У1 .

Вимикачі серії ВР27НС застосовуються як комплектуючі для блоків комплектних розподільних пристроїв серії КРП(Б)-27,5 тягових підстанцій залізниці.

Основні переваги ВР27НС:

- механічний ресурс до 30 000 циклів вмикання-вимикання (ВВ);
- комутаційний ресурс 30 000 циклів ВВ при номінальному струмі;
- суцільнолита кремнійорганічна ізоляція полюсів дозволила значно зменшити масу і габарити вимикача та підвищити його надійність;

- застосування полімерної ізоляції в конструкції полюса дозволило відмовитися від заповнення полюса трансформаторною оливою, що підвищило надійність і пожежну безпеку вимикача;

- мінімум обслуговування;
- простота монтажу і регулювання;
- застосовуються в схемах з постійним оперативним струмом;

- легкий доступ до елементів вторинних ланцюгів вимикачів і зручність їх обслуговування;

- можливість експлуатації в широкому діапазоні температур від -60 °С до +50 °С. При зниженні температури нижче від -25 °С необхідний підігрів, за допомогою вбудованих у сам вимикач нагрівальних елементів.

У вимикачі застосовується багатофункціональний електромагнітний привод, що має просту конструкцію, мінімальну вагу і невеликі габарити, мале споживання електроенергії при вмиканні і вимиканні; а також не потребує в ремонтів протягом усього терміну служби.

Технічні параметри вакуумних вимикачів серій ВР27НС наведені в додатку Б.

Вимикачі вакуумні зовнішньої установки серії ВР35НС (рис. 4.8, а). Вимикачі зовнішньої установки, сухі (з повітряною ізоляцією всередині полюсів) призначені для комутації електричних кіл змінного струму частотою 50 (60) Гц номінальною напругою 35 кВ у нормальних і аварійних режимах у системах з ізолюваною або частково заземленою нейтраллю.

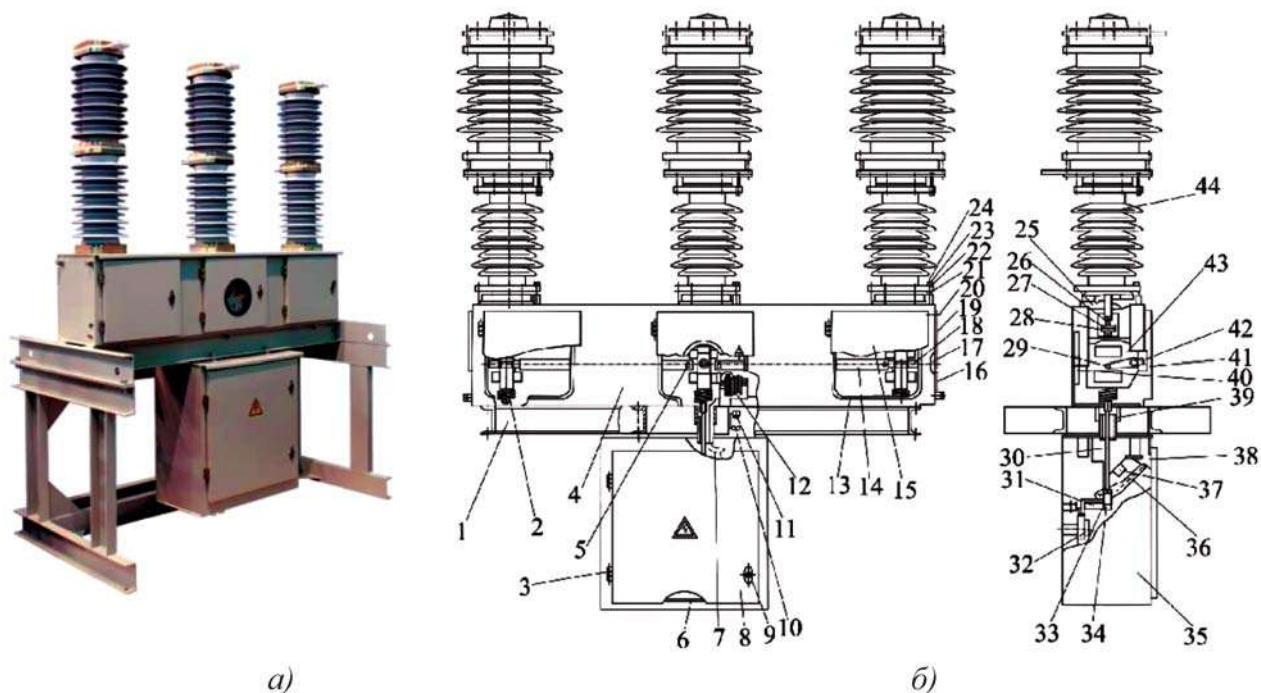


Рис. 4.8. Вакуумний вимикач серії BP35HC

а) зовнішній вигляд; б) конструкція вакуумного вимикача:

- 1 – рама, 2 – пружина, 3 – шарнір, 4 – основа, 5 – вісь, 6, 13 – шнур ущільнювальний, 7 – втулка, 8 – двері, 9 – замок, 10, 11, 23 – болт, 12, 37 – клемний ряд, 14 – труба, 15 – двері, 16 – болт заземлення, 17 – табличка, 18 – прокладка, 19 – вал, 20 – кришка, 21, 22, 39 – кільце, 24 – напівкільце, 25 – диск, 26 – шток, 27, 28 – фланець, 29 – ролик, 30 – тяга, 31 – важіль, 32 – блок-контакти, 33 – вилка, 34 – ролик, 35 – шафа, 36 – важіль ручного вмикання, 38 – пружина, 40 – нагрівач, 41 – вікно, 42 – вказівник, 43 – електромагніт, 44 – полюс

Вимикачі серії BP35HC встановлюється у відкритих розподільних пристроях 35 кВ комплектних трансформаторних підстанцій КТПБР-110/35/10 (6), КТПБР-М-35/10 (6), а також для розширення існуючих підстанцій та заміни застарілих повітряних і оливних вимикачів.

Вимикачі серії BP35HC з електромагнітними приводами на номінальну напругу 35 кВ, номінальний струм вимикання 20 кА, номінальний струм 1600 А, кліматичним виконанням і категорія розміщення У1. Приклад запису позначення вимикача серії BP35HC з електромагнітним приводом на номінальну напругу 35 кВ, номінальний струм відключення 20 кА, номінальний струм 1600 А, кліматичним виконанням і категорією розміщення У1 згідно BP35HC-35-20/1600 У1. Структура умовного позначення вимикачів BP35HC аналогічна як для вимикача BP27HC.

Вакуумні вимикачі серії BP35HC розроблені для заміни повітряних і оливних вимикачів, мають ряд суттєвих переваг над ними:

- механічний ресурс до 30 000 циклів вмикання-вимикання (ВВ);
- комутаційний ресурс 55 циклів ВВ при номінальному струмі вимикання;
- комутаційний ресурс 30 000 циклів ВВ при номінальному струмі;
- зменшена маса і габарити вимикача, і підвищена надійність ізоляції;
- застосування полімерної ізоляції в конструкції полюса дозволило відмовитися від традиційного заповнення полюса трансформаторною оливою, що підвищило надійність і пожежну безпеку вимикача;
- застосовуються в схемах з постійним і змінним оперативними струмами;
- мінімум обслуговування;
- гарантійний термін експлуатації 4 роки.

Конструкція вимикача представлена на рис. 4.8, б.

Вимикач (рис. 4.8, б) має три полюси 44, встановлених на основі 4 і з'єднаних з трьома електромагнітами 43. Основа 4 встановлена зверху на рамі 1. Знизу на рамі 1 розміщена шафа керування 35 з електроапаратурою вторинних кіл, блокконтактами, лічильником ходів, важелем ручного вимикання і нагрівачем.

Для перемикання блок-контактів 32, а також для здійснення ручного вимикання вимикача важелем 36 середній електромагніт 43 кінематично з'єднаний з важелем 31, тягою 30 і вилкою 33. Тяга 30 проходить через вертикальну трубу. Для синхронізації спрацювання всі електромагніти 43 кінематично з'єднані між собою валами-трубами 14.

Основа 4 має троє ущільнених дверей 15 із замками. У дверях посередині є вікно 41 для візуального визначення положення вимикача за вказівником 42. Вказівник 42 увімкненого і вимкненого положення вимикача кінематично з'єднаний з електромагнітом і має таблички «Увімкнений» червоного кольору і «Вимкнений» зеленого кольору.

В основі 4 розміщені два нагрівачі, і в шафі керування 35 один нагрівач для забезпечення підігріву повітря всередині вимикача при зовнішній температурі -25°C і нижче. Двері шафи мають два замки з ущільненням.

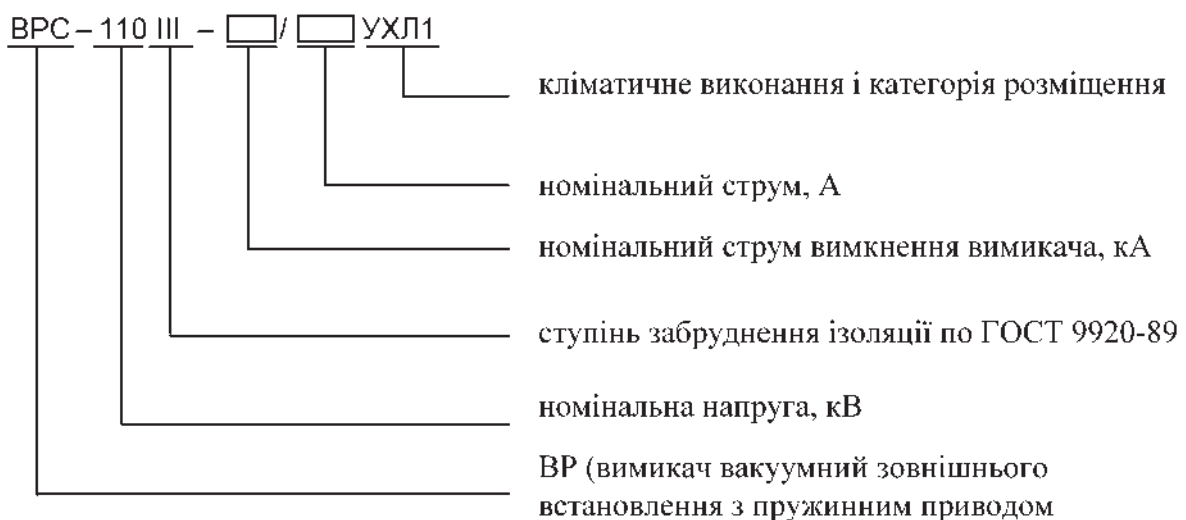
Вимикачі вакуумні зовнішнього встановлення типу ВРС-110 представляють собою колонкові вакуумні вимикачі на 110 кВ з одним розривом на фазу. Ізоляція полюсів суцільнолита, кремнійорганічна. Вимикачі випускаються з пружинним приводом, призначені для комутації електричних високовольтних кіл при нормальних і аварійних режимах мереж трифазного змінного струму з номінальною напругою 110 кВ частотою 50 Гц із заземленою нейтраллю з коефіцієнтом замикання на землю 1,4 (рис. 4. 9).



Рис. 4.9. Вакуумний вимикач серії ВРС-110

Вимикачі типу ВРС-110 застосовуються як комплектуючі для відкритих розподільних установок 110 кВ комплектних трансформаторних підстанцій КТПБР-110/35/10 (6).

Структура умовного позначення вимикачів



Приклад запису позначення вимикача типу ВРС-110 з пружинним приводом на номінальну напругу 110 кВ зі ступенем забруднення ізоляції III, номінальним струмом відключення 31,5 кА, номінальним струмом 2500 А, кліматичним виконанням УХЛ і категорією розміщення 1 згідно:

ВРС-110 III-31,5/2500 УХЛ1

Вимикачі виготовляють у сейсмостійкому виконанні, призначені для роботи на висоті 0-1,2 м при максимальному розрахунковому землетрусі (МРЗ) 9 балів за шкалою MSK-64.

Вимикачі типу ВРС-110 можуть застосовуватися для розширення існуючих підстанцій та заміни застарілих повітряних або інших вимикачів.

Основними перевагами ВРС-110 є:

- мінімум обслуговування;
- мінімум монтажу при встановленні (вимикачі доставляють повністю зібраними і відрегульованими);
- механічний ресурс до 10000 циклів вмикання-вимикання (ВВ);
- комутаційний ресурс 25 операцій ВВ при номінальному струмі вимкнення;
- комутаційний ресурс 10000 циклів ВВ при номінальному струмі;
- зменшена вага і габарити вимикача, збільшила надійність ізоляції;
- гарантійний термін експлуатації 5 років з дня введення в експлуатацію.

Крім того, бокове розміщення пружинного приводу вимикачів ВРС-110 забезпечує зручний доступ до нього; можливість експлуатації в широкому діапазоні температурному від -60°C до $+50^{\circ}\text{C}$.

Вимикачі ВРС-110, за електричною принциповою схемою приводу, а також за зовнішнім з'єднанням вторинних кіл і величинам струмів споживання взаємозамінні з вимикачами, що були встановлені на підстанціях раніше.

Вакуумні вимикачі серії VD4 (виробник АВВ)

Вимикачі серії VD4 напругою 12 кВ (рис. 4.10) виробництва АВВ (Asea Brown Boveri Ltd. — шведсько-швейцарська ком-

панія), мають вбудований в полюси вакуумний переривник, полюси вимикача захищені від ударів, пилу і вологості. (рис. 4.11).



Рис. 4.10. Вакуумні вимикачі компанії АВВ серії VD4

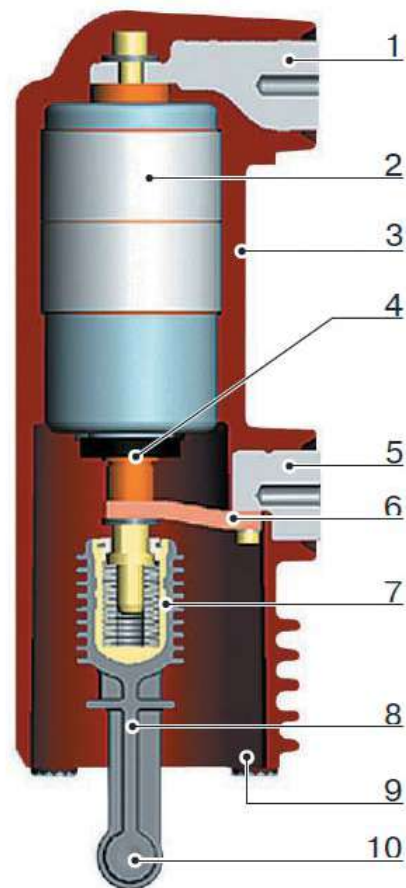


Рис. 4.11. Вакуумний переривник, вбудований в полюс

- 1 — верхній термінал; 2 — вакуумний переривник;
- 3 — корпус/полюс; 4 — ступиця рухомого контакту;
- 5 — нижній термінал; 6 — гнучке підключення;
- 7 — пружинна вилка шатуна; 8 — шатун;
- 9 — кріплення полюса; 10 — підключення до керуючого механізму

При розведенні контактів у вакуумі відбувається утворення електричної дуги, що складається з матеріалів плавлення і випаровування самих контактів. Контакти розміщені на мінімальній відстані, виготовленні з певною геометрією і особливого матеріалу, що гарантує мінімальний їх знос і велику довговічність, а вакуум запобігає окисленню і забрудненню. Дуга гасне за кілька долей секунд при першому проходженні через нуль. Вакуумний переривник АВВ показаний на рис. 4.12.

При розмикання контактів утворюються окремі точки плавлення на поверхні катода. Це призводить до утворення парів металу, які підтримують дугу. Дуга однорідно поширюється по поверхні контакту нагріваючи його. При номінальному значенні струму електрична дуга переривника завжди поширеного типу. Ерозія контакту дуже невелика, а кількість розмикань дуже висока [2].

При робочому струмі вище номінального значення електрична дуга перетворюється з поширеної в стиснену під дією ефекту Холла. Починаючи з анода дуга стискається і в міру збільшення струму концентрується. Виникає підвищення температури з тепловим перевантаженням контакту. Так, в вакуумному переривнику застосовують

обертання дуги (можна порівняти з рухомих провідником), що запобігає перегріву й ерозії контактів (рис. 4.14).

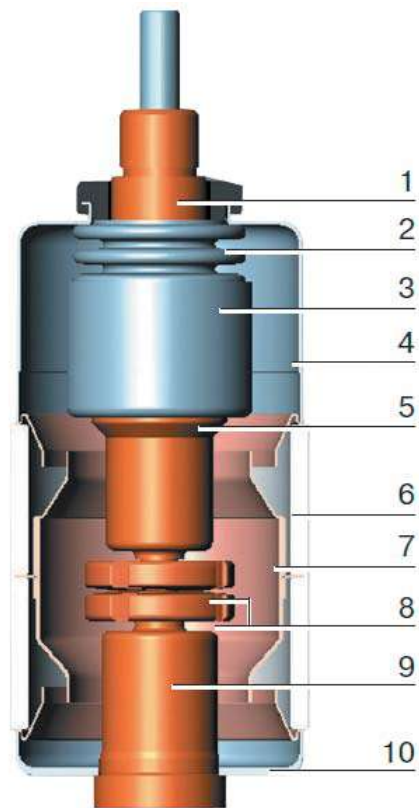
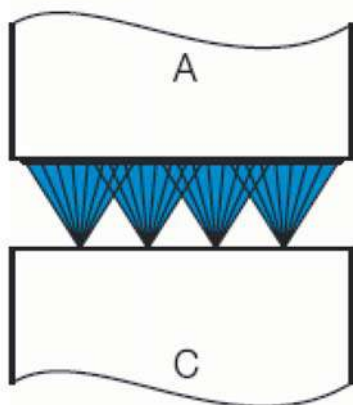
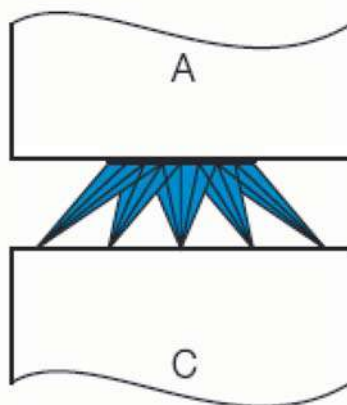


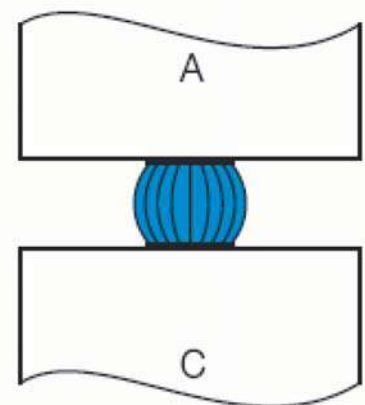
Рис. 4.12. Вакуумний переривник
 1 – термінал; 2 – захист; 3 – металевий кожух;
 4 – корпус переривника; 5 – екран;
 6 – керамічний ізолятор; 7 – екран; 8 – контакти;
 9 – термінал; 10 – корпус переривника



Поширена дуга



Стискання на аноді



Стискання на аноді
і на катоді

Рис. 4.14. Схема переходу в вакуумному переривнику від поширеної дуги до стислої

Привод. У вимикачі VD4 використовують механічний привод з накопиченням енергії і вільного розчеплення; ці характеристики дозволяють виконувати операції розмикання і замикання незалежно від оператора. Механізм управління має просту конструкцію, дозволяє легко і швидко встановлювати додаткові пристрої в залежності від потреб замовника.

Конструкція. Привод і полюси компактно закріплені на металевому шасі, це забезпечує механічну міцність і надійність. Може бути 2 виконання — фіксоване і викотне, викотне виконання комплектується візком.

Вакуумні вимикачі серії ЕВОЛІС (виробник Merlin Gerin)

Компанії Merlin Gerin випускає компактні вакуумні вимикачі навантаження серії Evolis. З 2009 року компанія прибрала своє існування, вся продукція цієї компанії випускається під брендом Schneider Electric. Вимикачі вакуумні серії ЕВОЛІС призначені для комутації електричних ланцюгів при нормальних і аварійних режимах в мережах трифазного змінного струму частоти 50 Гц номінального напруги 6 і 10 кВ з ізольованою або заземленою нейтраллю через високоомний резистор чи дугогасний реактор.

Вимикачі вакуумні серії ЕВОЛІС призначені для установки в нових чи в реконструємих комплектних розподільних пристроях станцій і підстанцій, здійснюють ви-

робництво, розподіл і споживання електричної енергії [3].

У маркуванні вимикача вакуумного серії ЕВОЛІС дані наступні номінальні характеристики:

- номінальні напруги: 6 кВ (індекс 7), 10 кВ (індекс 12);

- номінальні струми відключення: 25 кА (індекс P1), 31,5 кА (індекс P2), 40 кА (індекс P3);

- номінальні струми: 630, 1250, 2500 А.

Колір таблички з технічними даними на передній панелі вакуумного вимикача вказує на номінальні струми відключення:

Жовтий: 25 кА;

Синій: 31,5 кА;

Червоний: 40 кА.

Приклад позначення вимикача вакуумного серії ЕВОЛІС з номінальною напругою 10 кВ, з номінальним струмом відключення 31,5 кА, з номінальним струмом 1250 А: 12P2-1250.

Вимикач Evolis ЕВОЛІС має пружинно-моторний привід, який забезпечує можливість включення без оперативного живлення. Оснащення приводного механізму мотор-редуктором дозволяє автоматично підтримувати запас енергії приводу для повного циклу АПВ. Різні версії вимикача Evolis ЕВОЛІС легко поєднуються з обладнанням в розподільчій комірці.

Схематичний розріз одного вимикача серії Еволіс показаний на рис. 4.16.

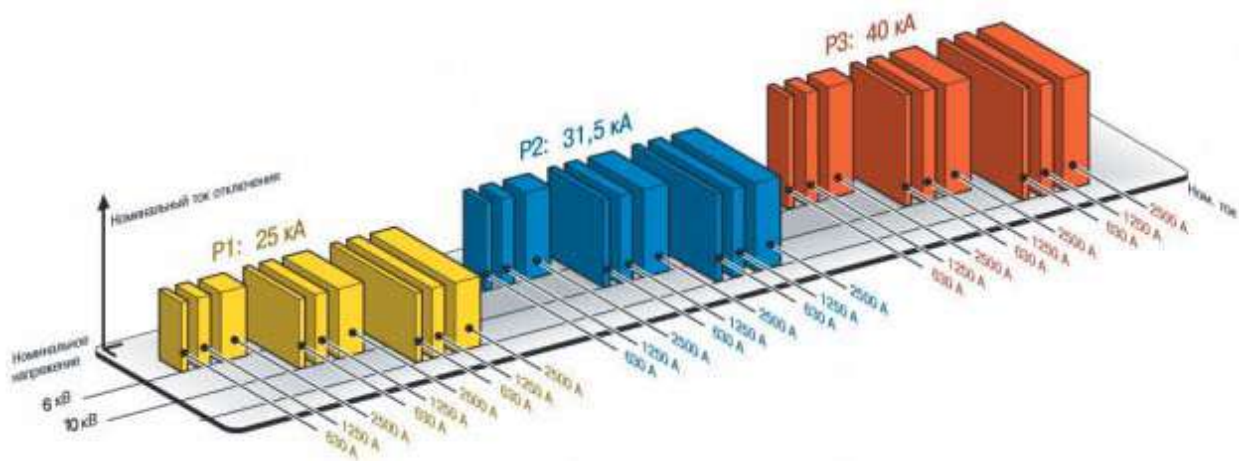


Рис. 4.15. структура умовного позначення вакуумних вимикачів серії ЕВОЛІС

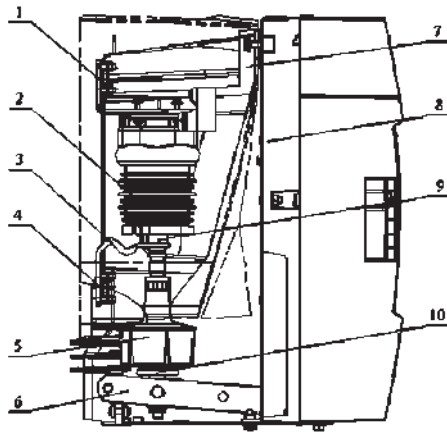


Рис. 4.16. Схематичний розріз одного полюсу вимикача серії Еволіс

- 1 - верхній вивід полюса; 2 - вакуумна дугогасильна камера (ВДК); 3 - гнучкий зв'язок; 4 - нижній вивід полюса; 5 - стакан пружини відключення; 6 - керуюча тяга приводу; 7 - опорний ізолятор; 8 - панель вимикача; 9 - рухливий контакт ВДК; 10 - пружина вимикання і зтискання контактів ВДК.

4.6. Елегазові вимикачі

Елегазові вимикачі серії HD4 (виробник ABB)

Вимикачі серії HD4 середньої напруги 10-35 кВ використовуються в силових розподільних установках закритого виконання для контролю і захисту ліній, трансформаторних і розподільних підстанцій, двигунів, трансформаторів, конденсаторних батарей та т.п. У вимикачі використовують газоподібний елегаз SF₆ для гасіння електричної дуги і в якості ізолюючого матеріалу.

Розмикання контактів у елегазі здійснюється без переривання дуги і утворення надлишкової напруги, тому вони рекомендовані для дообладнання та реконструкції існуючих систем. Ізолюючі матеріали можуть мати підвищену чутливість до діелектричних навантажень.

Ці характеристики забезпечують довговічність вимикача і невеликі динамічні, діелектричні й теплові навантаження на ізоляцію. Полюси вимикача переривника знаходяться під надлишковим тиском і не потребують поточного обслуговування. Механічний привод типу ESH з накопиченням енергії має вільний розчеплювач і дозволяє виконувати операції розмикання і замикання незалежно від дій оператора (рис. 4.17). Привод і полюси встановлені на металеву конструкцію, яка також є опорою для кінетики під час роботи рухомих контактів. Вимикач має легку і компактну конструкцію, що забезпечує його високу надійність [2].

Конструктивне виконання та принцип дії вимикача HD4 показано на рис. 4.18. Метод розмикання вимикачів HD4 ґрунтується на методах стиснення і самозведення для отримання покращених показників за будь-яких значень робочого струму, з мінімальним часом горіння дуги, її поступовим гасінням без переривання і без повторного замикання або виникнення надлишкової напруги. В серії HD4 застосовується метод автопневматичного розмикання, який використовується у вимикачах високої напруги.



Рис. 4.17. Вимикачі серії HD4 компанії ABB
а) вимикач HD4/R з приводом ESH; б) вимикач HD4/RE з приводом EL

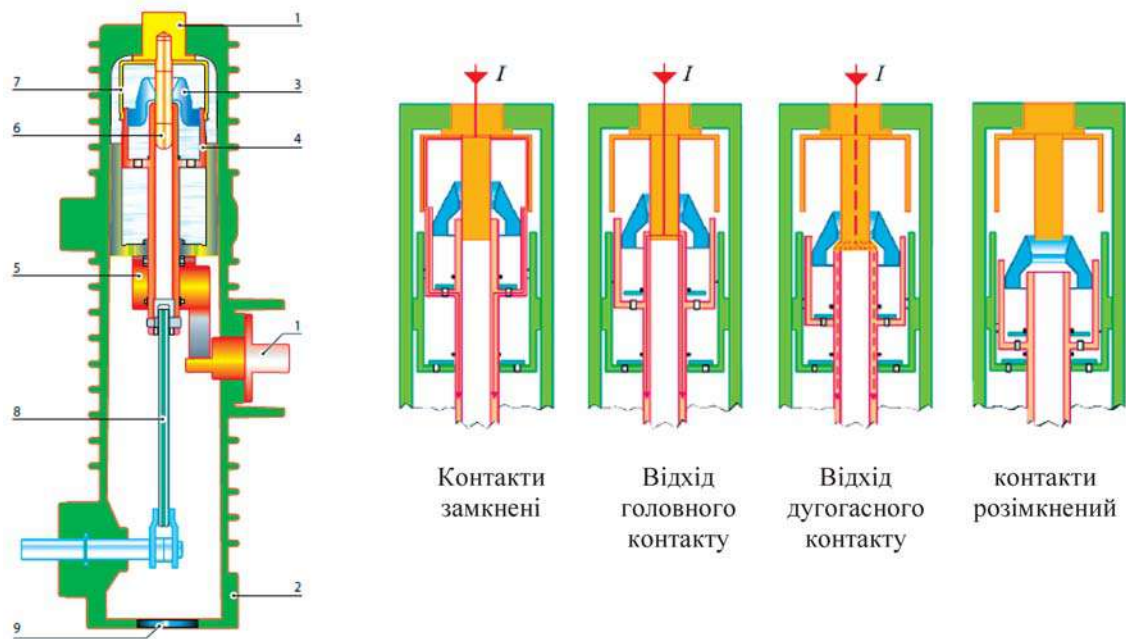


Рис. 4.18. Конструктивне виконання та принцип дії вимикача HD4

1 — термінал; 2 — ізолюючий корпус; 3 — надувна форсунка; 4 — рухомий контакт дуги;
5 — головний рухомий контакт; 6 — нерухомий контакт дуги; 7 — головний нерухомий контакт;
8 — ізолюючий шатун; 9 — вибухозахисний клапан

При ході головного контакту відсутні пропали дугою, так як струм проходить по дугогасним контактам. За час руху вниз рухома частина стискає газ, що міститься в нижній камері. Стиснутий газ переходить з нижньої камери в верхню, вирівнюючи тиск в них.

При відході дугогасного контакту струм проходить завдяки електричній дузі, що утворилася між дугогасними контактами. Газ не може проходити через наконечник, так як отвір все ще закритий фіксованим дугогасним контактом і не може вийти через внутрішню частину рухомого дугогасного контакту, тому що електрична дуга закриває її (запираючий ефект).

При низьких струмах, коли струм проходить через нуль і дуга згасла, газ проходить через контакти. Досягнутий низький тиск не може відсікати струм, але невеликої кількості стисненого газу достатньо для відновлення діелектричного опору між контактами та запобігання повторного замикання при підвищенні фронту зворотної напруги.

При великому струмі короткого замикання хвиля тиску, утворена електричною дугою, перекриває клапан між двома каме-

рами, внаслідок чого вимикач працює як самовідновлювальний. Тиск підвищується в верхньому об'ємі завдяки нагріванню газу і молекулярному поділу, викликаному високими температурами. Отримане підвищення тиску пропорційне струму дуги і забезпечує її згасання при першому проході через нуль струму.

Вимикач розімкнений. Дуга була перервана, самоутворюючий тиск у верхньому об'ємі знижений, так як газ проходить через контакти. Клапан знову відкривається, і новий потік свіжого газу надходить у камеру розмикання. Після цього апарат відразу ж готовий до вмикання і наступного циклу роботи з максимальною розмикаючою здатністю.

Основні переваги вимикачів HD4:

- відключення малих струмів при малому тиску;
- полюси не потребують обслуговування протягом всього строку служби;
- компактні розміри та простота;
- 2 типовиконання: стаціонарне та викотне;
- простий монтаж.

Елегазові вимикачі напругою 110-750 кВ (виробник АВВ)

У даний час АВВ випускає два типи вимикачів: серії LTB (рис. 4. 19) – з автокомпресійною (Auto-Puffentm) дугогасною камерою і серії HPL з компресійною (Puffen) дугогасною камерою. Обидва типи вимикачів оснащено механізмом керування, що має моторно-пружинний привід [3].



Рис. 4.19. Елегазовий вимикач типу LTB

Процес компресійного дугогасіння Puffen, який застосовують у вимикачах серії HPL, має конструкцію з одноходовим ру-

хом для розмикання контактів (рис. 4.20). Кожен полюс вимикача представляє заповнену елегазом (SF6) герметичну конструкцію, що складається з дугогасного пристрою, опорного ізолятора і корпусу механізму. Три полюси вимикача типу LTB420E2 монтуються на окремих опорних стійках.

У нормальному положенні контакти вимикача замкнуті, і струм проходить від верхнього струмопроводу до нижнього через головні контакти і компресійний циліндр. Під час вимикання, рухомі частини головного і дугогасного контактів, а також компресійний циліндр і сопло приймають розімкнене положення. Таким чином, рухомі контакти, сопло і компресійний циліндр складають один рухомий вузол. Коли він рухається в напрямі розімкненого положення контактів, клапан заповнення закривається і елегаз починає стискатися між рухомим компресійним циліндром і нерухомим поршнем. Першими розділяються головні контакти. Завдяки тому, що розмикання головних контактів відбувається за короткий час, дуга загорається тільки між дугогасними контактами в об'ємі, обмеженому геометрією сопла.

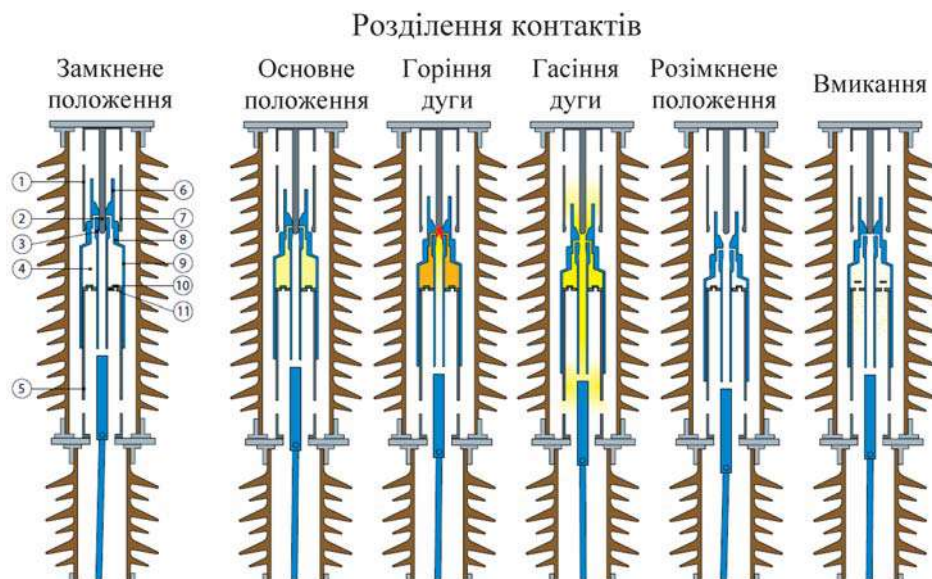


Рис. 4.20. Конструктивні особливості компресійного (Puffen) дугогасного пристрою:

- 1 – верхній струмопровід; 2 – нерухомий дугогасний контакт; 3 – рухомий дугогасний контакт;
- 4 – компресійний об'єм; 5 – нижній струмопровід; 6 – сопло;
- 7 – головний нерухомий контакт; 8 – головний рухомий контакт; 9 – компресійний циліндр;
- 10 – клапан наповнення; 11 – нерухомий поршень.

Коли починають розмикатися дугогасні контакти, між рухомим і нерухомим контактами загорається дуга. Під час дії тіло плазми в деякій мірі блокує рух елегазу через сопло, внаслідок чого в компресійному об'ємі продовжує збільшуватися тиск газу до того моменту, коли струмова крива проходить через нульове значення, і дуга стає порівняно слабкою. У цей момент потік елегазу під великим тиском виринає з компресійного об'єму через сопло і гасить дугу.

У розімкненому положенні відстань між рухомим і нерухомим контактами вибрана достатньою для того, щоб витримати нормовані рівні діелектричної міцності проміжку. При операції вимкнення клапан наповнення відкривається і елегаз може вільно проходити в компресійний об'єм.

Слід зазначити, що тиск елегазу, необхідний для гасіння дуги, піднімається механічним способом. Таким чином, вимикачі з компресійним методом гасіння потребують потужного приводу для подолання створюваного газом тиску в стискаємому об'ємі. При цьому забезпечують певну швидкість руху контактів, щоб в міжконтактному ізоляційному проміжку витримати напругу без повторних пробойів.

Дугогасні пристрої автокомпресійного типу (Auto-Puffentm) мають перевагу при відключенні великих струмів (наприклад, номінального струму КЗ) (рис. 4. 21).

На початку процесу вимикання автокомпресійний дугогасний пристрій починає працювати таким же чином, як і компресійний. Відмінність виникає тільки після появи дуги. Коли дугогасні контакти роз'єднуються, загорається дуга між рухомим і нерухомим дугогасними контактами. Дуга в деякій мірі блокує потік елегазу через сопло. Дуга характеризується дуже високою температурою і потужним випромінюванням тепла. Елегаз починає нагрівати в обмеженому газовому об'ємі, тиск всередині якого зростає до тих пір, поки не стане достатнім, щоб закрити автокомпресійний клапан. Весь елегаз, необхідний для гасіння дуги, тепер обмежений в замкнутому автокомпресійному

об'ємі, і його тиск в цьому об'ємі може додатково підвищуватися тільки із-за нагріву дугою. Приблизно у той же самий час тиск газу в нижньому компресійному об'ємі досягає достатнього рівня для відкриття клапана скидання надмірного тиску. Елегаз із компресійного об'єму йде через клапан скидання надмірного тиску, тому привод не потребує додаткової робочої енергії, яка необхідна для подолання стиснення елегазу при одночасному збереженні швидкості розриву контактів і для відновлення напруги на контактах. Коли струм проходить через нульове значення, дуга стає порівняно слабкою і у цей момент потік стислого елегазу виринає з автокомпресійного об'єму через сопло і гасить (здуває) дугу.

При відключенні слабких струмів автокомпресійні дугогасячі пристрої працюють аналогічно компресійним пристроям. Верхній і нижній автокомпресійні об'єми формують один загальний об'єм стиснення. В цьому випадку тиск елегазу, необхідний для переривання дуги, досягається механічним способом від енергії приводу. Проте, потребує меншої енергії приводу для механічного створення тиску елегазу при відключенні струмів менших номінального значення струму КЗ (близько 20-30% номінального значення).

У розімкненому положенні, між нерухомим і рухомим контактом існує достатній ізоляційний проміжок, що забезпечує номінальні рівні діелектричної міцності.

При операції вимикання відкривається клапан наповнення і елегаз потрапляє як в нижній (компресійний), так і у верхній (автокомпресійний) об'єми дугогасного пристрою. Оскільки для відключення малих струмів достатньо середнього рівня тиску елегазу, що створюється механічним способом, а для переривання великих струмів вимкнення використовується теплова енергія дуги, що створює додатковий тиск елегазу в обмеженому об'ємі. Для роботи автокомпресійного дугогасного пристрою потрібна менша (приблизно на 50%) робоча енергія приводу, чим для роботи компресійного пристрою гасіння дуги.

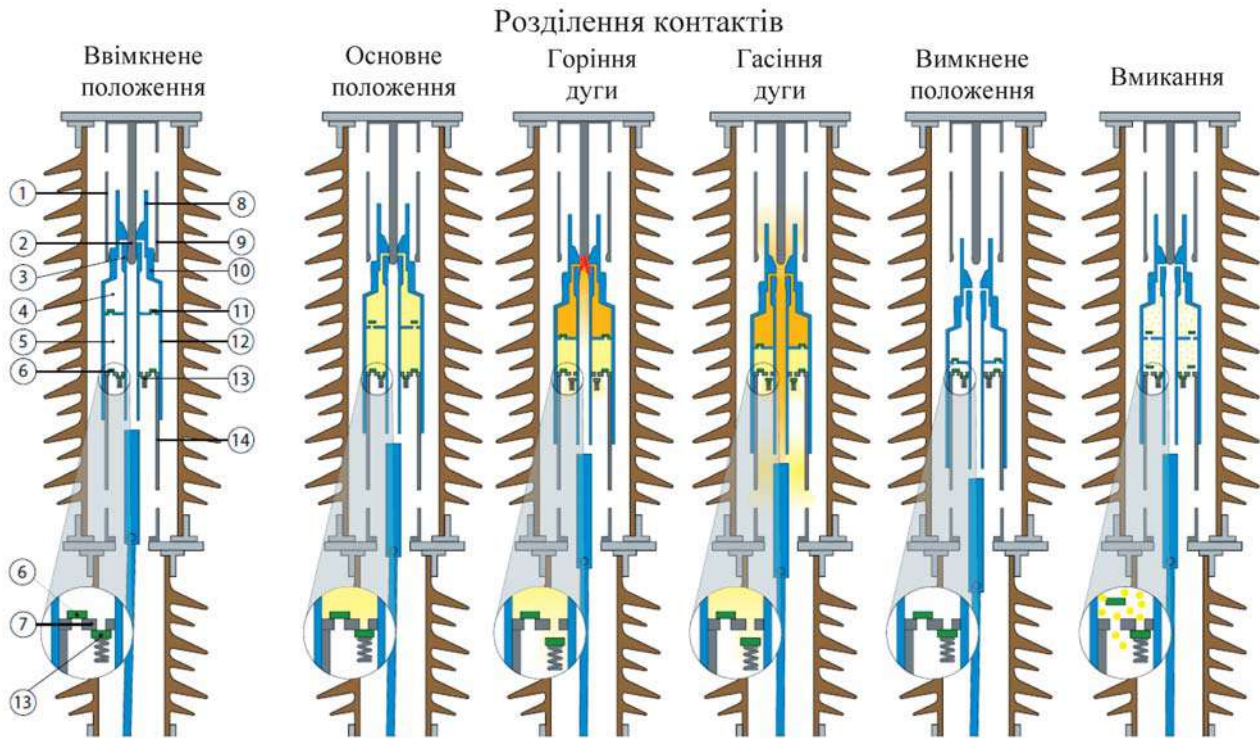
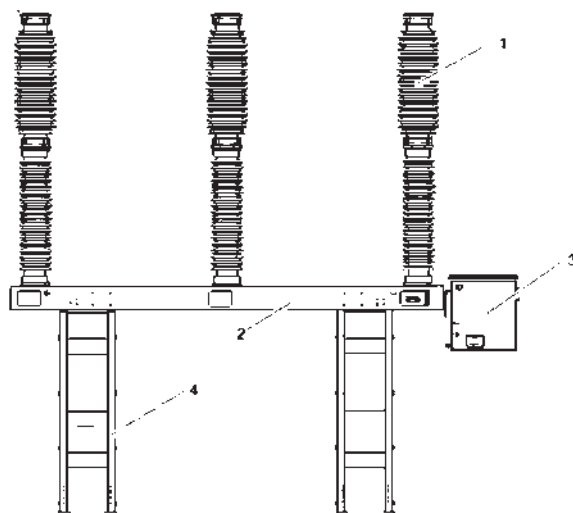


Рис. 4.21. Конструктивні особливості автокомпресійного (Auto-Puffentm) дугогасного пристрою:

- 1 – верхній струмопровід; 2 – нерухомий дугогасний контакт; 3 – рухомий дугогасний контакт; 4 – автокомпресійний об'єм; 5 – компресійний об'єм; 6 – клапан наповнення; 7 – нерухомий поршень; 8 – сопло; 9 – головний нерухомий контакт; 10 – головний рухомий контакт; 11 – клапан автокомпресії; 12 – компресійний циліндр; 13 – клапан скидання надмірного тиску; 14 – нижній струмопровід

Вимикач LTB має конструкцію з полюсним або триполюсним керуванням. Для вимикачів з одним дугогасним розривом на полюс можливі обидва варіанти керування. Вимикачі з двома- або чотирма розривами на полюс передбачають тільки полюсне керування. При триполюсному керуванні по-

люси вимикача і привод з'єднуються між собою за допомогою тяг. Для вимикача LTB145D1/B застосовується всього одна пружина вмикання, що керує всіма трьома полюсами. Вона встановлюється на полюсі, найбільш віддаленому від приводу вимикача на загальній опорній рамі (рис. 4.22).



Привод і керування	Елегазовий вимикач	Напруга вимикача
BLK	LTB145 D1	110 кВ
FSA I з по полюсним керуванням	LTB145 D1	110 кВ
BLG з 1-полюсним керуванням	LTB420 E2	330 кВ
MotorDrive™	LTB145 D1	110 кВ

Рис. 4.22. Вимикач типу LTB 145D1/B: 1 – дугогасна камера і опорний ізолятор; 2 – полюсна балка з газовою системою; 3 – привод BLK; 4 – опорна стійка.

Надійність роботи і термін служби елегазового вимикача залежать від надійної герметизації об'єму з елегазом і нейтралізації впливу вологи та продуктів розкладання газу всередині камери.

Ризик витоку газу незначний завдяки застосуванню подвійних О-подібних і Х-подібних ущільнювальних кілець з нитрильного каучуку. У кожній дугогасній камері знаходиться абсорбційний фільтр (дессікант), який поглинає вологу і продукти розкладання. Оскільки властивість вимикати залежить від щільності елегазу, вимикач ЛТВ обладнаний монітором щільності. Монітор представляє собою реле тиску з температурною компенсацією. Тому попереджувальний сигнал і функція блокування спрацьовують тільки в тому випадку, якщо тиск знижується внаслідок витоку елегазу.

Вимикач НРЛ має конструкцію як з по- так і триполюсним керуванням. Для вимикачів з одним дугогасним розривом на полюс можливі обидва варіанти керування. Вимикачі з 2-ма або 4-ма розривами на полюс допускають тільки пополюсне керування. Кожен з трьох полюсів вимикача монтується на окремій опорі. При триполюсному керуванні, полюси вимикача і привід з'єднуються між собою за допомогою тяг. Кожен полюс вимикача обладнаний окремою пружиною вимикання.

Вимикачі НРЛ (рис. 4.23) можуть вимикати струми до 63 кА і мають повний час вимикання до 40 мс. У вимикачів ЛТВ D з приводом FSA1 повний час вимикання становить 60 мс. без застосування вирівнюючих конденсаторів. Стабільний час спрацювання для керованої комутації, розбіжність за часом ± 1 мс між послідовними операціями вмикання і вимикання. Компоненти вимикача виготовляються з алюмінію (корпуси механізмів, шафи приводів і центральної шафи управління), опорна конструкція і захисний кожух для тяг виконані зі сталі гарячого цинкування. Кожен полюс вимикача представляє заповнену елегазом герметичну конструкцію,

що містить дугогасний пристрій, опорний ізолятор і корпус механізму. Вимикачі мають високу стійкість до впливу кліматичних факторів, так у зонах з низькими температурами застосовують газові суміші SF₆ (елегаз) і N₂ (азот) або SF₆ (елегаз) і CF₄ (хладон). Вимикачі сейсмостійкі і мають механічно міцну конструкцію. Конструкція полюсів і опор розрахована витримувати горизонтальне прискорення до 3 м/с² та прискорення вище 5 м/с² при посиленні опорними металоконструкціями, ізоляторами або із застосуванням амортизаторів.

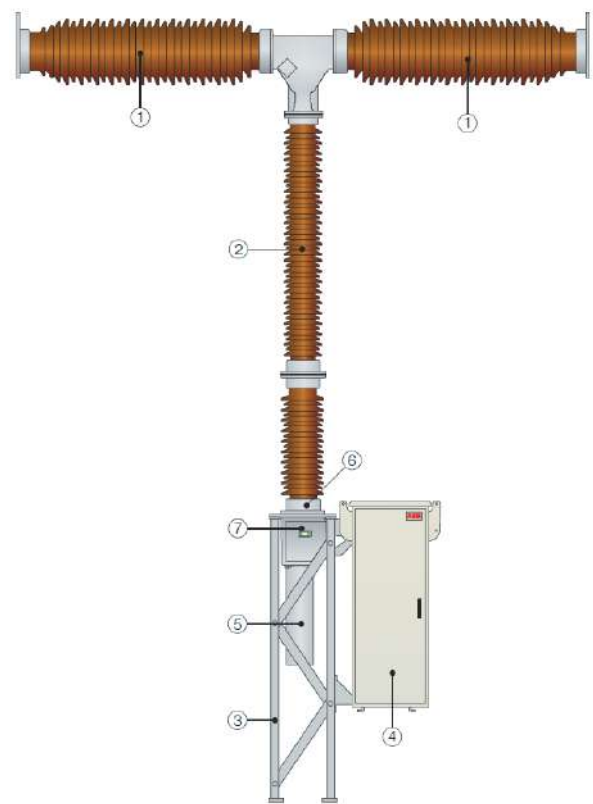


Рис. 4.23. Вимикач типу НРЛ В2:

- 1 — дугогасна камера, 2 — опорний ізолятор,
- 3 — опорна металоконструкція, 4 — шафа керування з приводом BLG, 5 — пружина вимикання з захисним корпусом, 6 — монітор щільності газу (з протилежної сторони),
- 7 — показник положення вимикача.

Вимикачі ЛТВ та НРЛ розраховані на термін експлуатації більше 30 років або 10 000 механічних операцій (без навантаження). При комутації під навантаженням число операцій до терміну проведення обслуговування вимикача визначається в залежності від струму вимикання.

Елегазові вимикачі 35 – 110 кВ (виробник CG Power Systems)

Компанія «CG» – Power Systems випускає елегазові вимикачі типу SFM (рис. 4.24) з пружинним приводом зовнішньої установки напругами 35 кВ – 220 кВ. У дугогасних камерах вимикачів використовується авто-компресійний метод гасіння дуги. Елегазові вимикачі надійно працюють і при малих струмах і при наростаючих пікових [4].



Рис. 4.24. Елегазовий вимикач типу SFM

Елегазові вимикачі типу SFM мають два типові виконання:

- вимикачі з трифазним керуванням (з одним загальним приводом) — для застосування на лініях електропередачі з трифазним АПВ;
- вимикачі з однофазним керуванням (з трьома приводами окремо на кожен фазу) — для застосування на лініях електропередачі з однофазним АПВ.

Основними частинами елегазового вимикача типу SFM є :

- полюс з керамічною ізоляцією, що складається з опорного ізолятора і дугогасної камери;
- пружинний привод;
- рама і стійки.

Дугогасна камера, наповнена елегазом під тиском, знаходиться у верхній частині полюса і складається з нерухомого контакту, сопла, рухомого контакту, компресійного циліндра і закріпленого плунжера (рис. 4.25). Під час операції «Вимикання» (рис. 4.26) рухомий контакт разом з компресійним циліндром опускається вниз.

Нерухомий і рухомий контакти розходяться. У момент розходження між контактами виникає електрична дуга. Компресійний циліндр притискає елегаз до закріпленого плунжера, що створює потужний потік елегазу над дугою. Після досягнення деякої відстані між контактами за рахунок потоку елегазу істотно збільшується діелектрична міцність розриву, внаслідок чого дуга гаситься. Надійність системи ще більш збільшується з використанням одиночного розриву дуги і протилежного руху елегазу з його розпиленням, які зменшують кількість рухомих елементів і допоміжних систем у вимикачі. Даний принцип показаний на рис. 4.27.

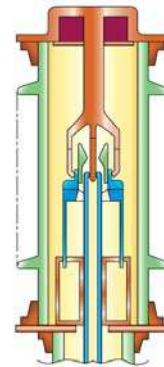


Рис. 4.25. Увімкнений стан контактів

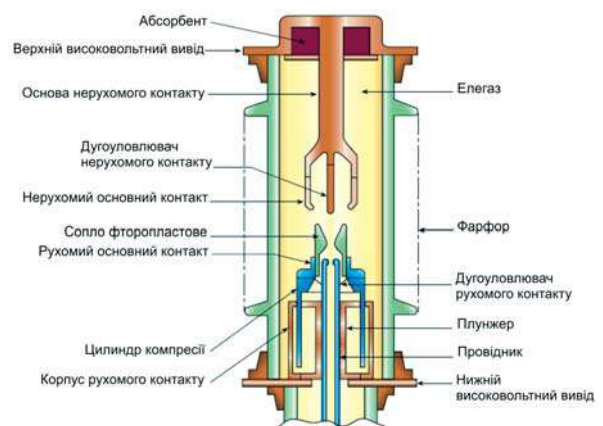


Рис. 4.26. Вимкнений стан

Вимикачі SFM мають просту і компактну конструкцію, при цьому не поступають у надійністю, а також низький рівень експлуатаційного шуму. Технічне обслуговування робочого механізму можливе без демонтажу вимикача. Сейсмостійкий.

Технічні параметри елегазових вимикачів серій SFM наведені в додатку Б. 9.

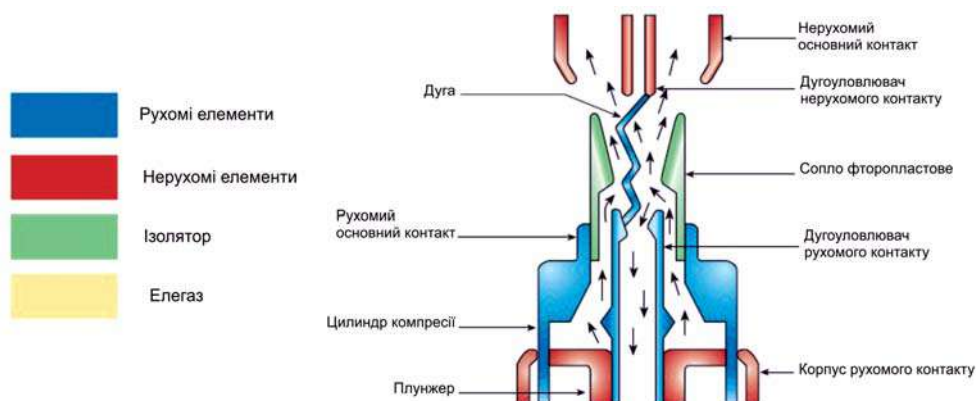


Рис. 4.27. Принцип гасіння дуги у вимикачах типу SFM

4.7. Вимикачі навантаження

Вимикачі навантаження — це триполюсні комутаційні апарати високої напруги, призначені для автоматичного вмикання і вимикання робочих струмів навантажень електричних кіл. Вони не можуть вимикати струми коротких замикань (КЗ). Та мають здатність вмикати струми, що не перевищують струм електродинамічної стійкості при наскрізному КЗ.

Загальний вигляд автогазового вимикача зображено на рис. 4. 28, а. Усі три полюси вимикача розташовані на одній зварній рамі. На нижньому опорному ізоляторі розміщені виводи полюса та шарнір рухомого контакту 1. На верхньому ізоляторі закріплений нерухомий головний контакт 2, дугогасна камера 5 та другий вивід полю-

са. Рухомий контакт 1 виконано здвоєним. Усередині закріплений дугогасний контакт 4 у вигляді вигнутої тонкої мідної шини. З боків дві сталеві пластини утворюють головний рухомий контакт.

Рухомі контакти приводяться у рух валом вимикача 3, який з'єднаний з контактами фарфоровою тягою. Відключення вимикача проходить під дією пружин 6, які зводяться при вмиканні апарата.

Дугогасна камера вимикача навантаження зображена на рис. 4. 28, б. Нерухомий дугогасний контакт точкового типу 7 з'єднаний з головним нерухомим контактом 2. Корпус 5 виконано з двох пластмасових пластин. Всередині корпусу розміщені два вкладиша 8 з газогенеруючого матеріалу, наприклад, з органічного скла, вініпласта тощо.

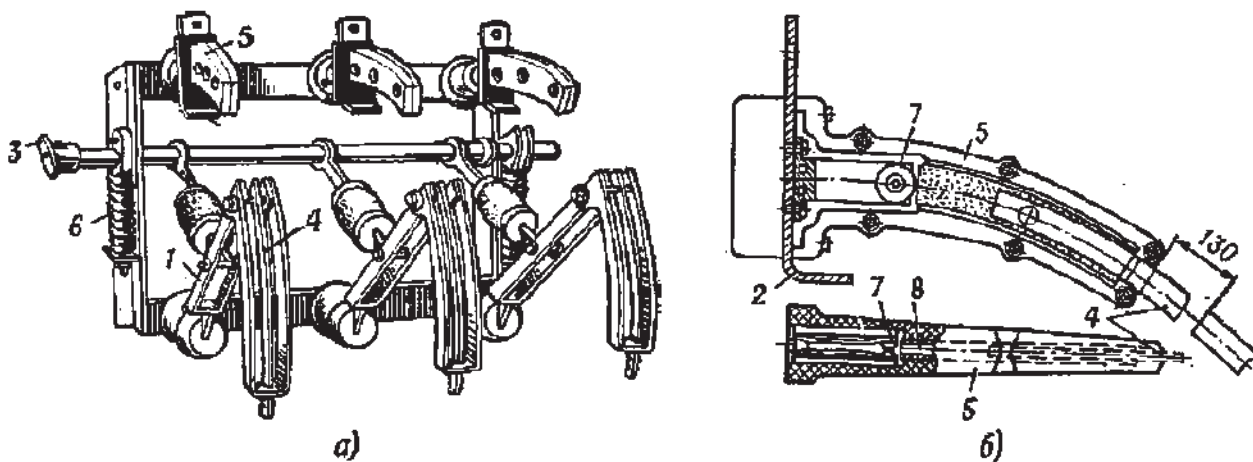


Рис. 4.28. Вимикач навантаження типу ВН-16

а) загальний вигляд вимикача навантаження; б) дугогасна камера вимикача навантаження

В	В	Н	А	Х	Х	Х-XX	-X	-10/630-X-XXX	-УХЛ	2	Категорія розміщення
											Кліматичне виконання
											м – без проміжної пів рами
											п – з запобіжниками
											з – з заземлюючими ножами із сторони нерухомих контактів
											зв – з заземлюючими ножами із сторони нерухомих контактів
											2з – з двома заземлюючими ножами
											Номінальна періодична складова наскрізного струму
											20 кА
											Номінальний струм в А
											Номінальна напруга в кВ
											Номінальний струм запобіжника в А (при наявності останнього)
											Міжосьова відстань в м (при 0,2 м позначення не вказується)
											Тип важеля
											н – нерегульований (символ позначення можна не вказувати)
											р – регульований
											Розміщення приводу заземлюючих ножів
											л – праве
											л – ліве
											Розміщення приводу головних ножів
											п – праве
											л – ліве
											Автогазовий
											Навантаження
											Вимикач
											Високовольтний

Рис. 4.29. Структура умовного позначення

Для керування вимикачем використовують ручний ричажний привод, який має вбудований електромагніт, що забезпечує дистанційне вмикання апарата. У ввімкненому стані вимикача струм проходить через контур головних та дугогасних контактів.

Під час вимикання спочатку без дуги розмикаються основні контакти, струм переходить у дугогасильний контур. Після розходження дугогасних контактів між пластинами утворюється дуга. Завдяки високій температурі дуги пластини інтенсивно виділяють газ. При цьому виникає поздовжній обдув дуги, у результаті чого вона гасне. Зона

викиду газів з камери 200-500 мм. Контакт 4 виходить з камери після згасання дуги.

У вимкненому стані дугогасний контакт має витримати напругу зазначеного класу. Без заміни пластин вимикач навантаження ВН-16 може вимикати номінальний струм 200 А при напрузі 10 кВ 75 разів.

Крім вимикача навантаження типу ВН-16 широкого поширення набули вимикачі типів ВН-10, ВН-11, ВНП-16 (рис. 4.30), ВНП-17 (рис. 4.31 та рис. 4.32) та ін., що є поєднанням триполюсного роз'єднувача рубуючого типу внутрішнього встановлення з автогазовими дугогасними камерами, що виготовляються з органічного скла.

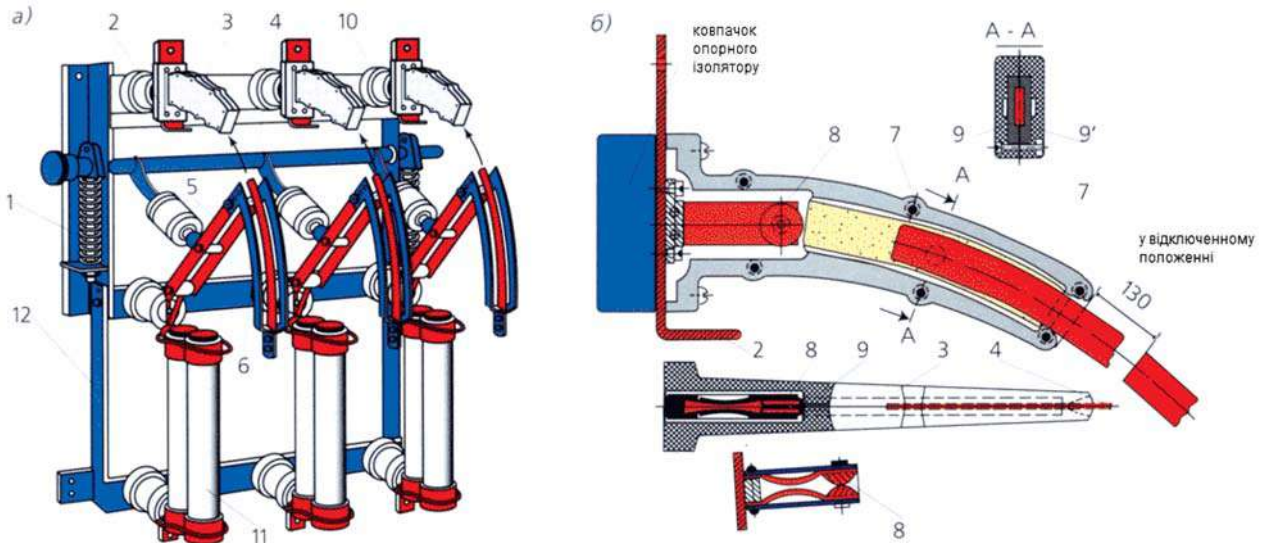


Рис. 4.30. Вимикач навантаження ВНП-16:

а) загальний вигляд вимикача навантаження; б) дугогасна камера;

- 1— пружина, вимикання; 2— нерухомий контакт; 3 — дугогасні камери; 4 — рухливий дугогасний контакт;
 5 — рухливий контакт; 6 — сталева смуга; 7 — стягуючі гвинти; 8 — нерухомий дугогасний контакт;
 9 — газогенеруючий вкладиш; 10 — опорний ізолятор; 11 — запобіжник; 12 — рама

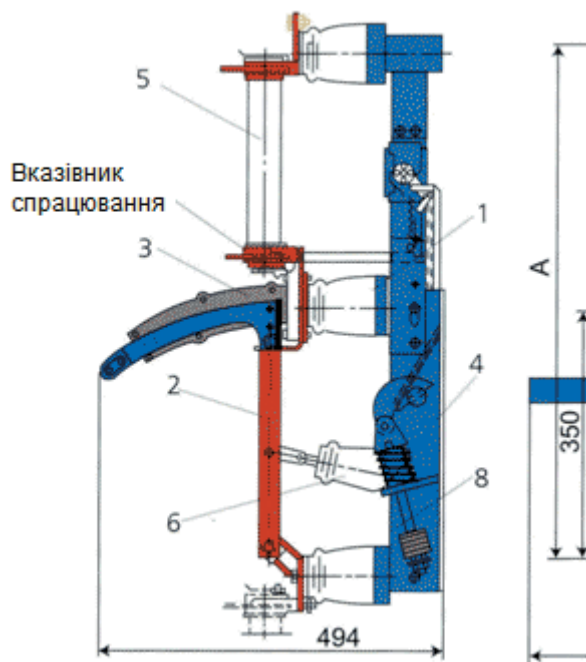


Рис. 4.31. Вимикач навантаження ВНП-17 на 6 і 10 кВ:

- 1 — опорний ізолятор; 2 — ніж; 3 — дугогасний пристрій; 4 — фарфорова тяга; 5 — патрон запобіжника; 6 — пружина вимикання;
 7 — важіль для приєднання до приводу; 8 — опорна рама вимикача навантаження;
 9 — пристрій вимикання вимикача при перегоранні запобіжника на будь-якому з трьох полюсів; 10 — електромагніт вимикання

Ці апарати призначені для вмикання і вимикання струмів навантаження 200–400 А і не можуть забезпечувати захист електричної мережі від струмів КЗ. Для поєднання функцій нормальної комутації та захисту від струмів КЗ чи струмів перевантажень, вимикач навантаження повинен бути додатково оснащений високовольтними кварцевими запобіжниками (ПК).

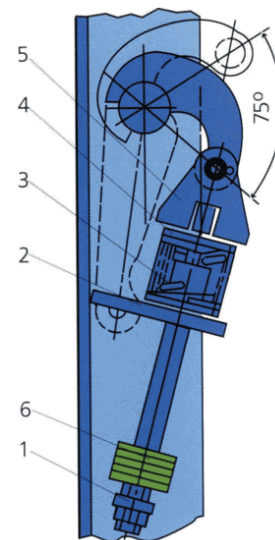


Рис. 4.32. Пружина вимикання в зведеному стані:

- 1 — сталева шайба; 2 — опорна планка; 3 і 4 — пружини; 5 — вилка; 6 — гумова шайба

Принцип дії цього вимикача, як і у ВН-16, заснований на гасінні дуги потоком газу, що утворюються внаслідок розкладання пластини з органічного скла. При вимиканні спочатку розмикаються головні контакти, потім дугогасні. Під дією дуги на органічне скло виникає інтенсивне газоутворення. Контакт у дугогасній камері ускладнює вихід газів, це приводить до підвищення тиску всередині камери. Вихрові потоки газів під тиском гасять дугу.

На рис. 4.33 наведений зовнішній вигляд автогазового вимикача навантаження типу ВН-10, з ручним приводом номінальної напруги 10 кВ, з номінальним струмом 400 А і струмом термічної стійкості 10 кА.

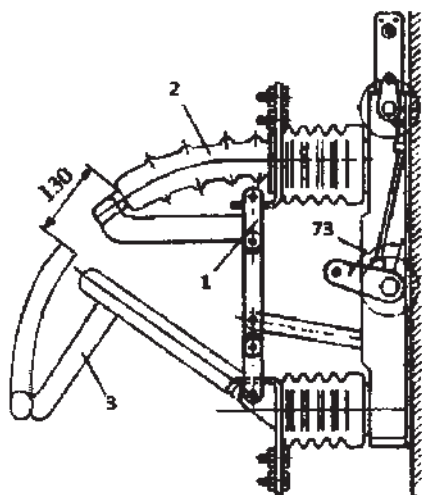


Рис. 4.33. Конструкція автогазового вимикача навантаження типу ВН-10

- 1 — система головних контактів;
2 — дугогасний пристрій;
3 — система дугогасних рухомих контактів

Керування вимикачем здійснюється ручним приводом, який містить механізм вільного розчеплення і електромагніт відключення. Останній живиться від незалежного джерела струму. Вмикається вимикач тільки вручну — за допомогою рукоятки приводу, вмикається — як вручну, так і дистанційно електромагнітом вимикання.

Вимикачі навантаження типу ВН-10 забезпечені стаціонарними заземлюючими ножами для заземлення верхніх і нижніх вивідних контактів. Високовольтні запобіжники встановлюються як з верхнього, так і з нижнього боку вимикача.

4.8. Приводи вимикачів

Привод — це спеціальний пристрій, призначений для керування вимикачем (вмикання, утримання у ввімкненому стані та вимикання вимикача).

Основними частинами привода є:

- механізм вмикання;
- механізм запирання (защіпка), який утримує вимикач у ввімкненому стані.
- механізм розчеплення, який звільняє защіпку при вимиканні.

Привод повинен протягом декількох мілісекунд забезпечити енергію, що необхідна для перетворення вимикача з ідеального провідника в ідеальний ізолятор. Відмова приводу часто означає невиконання операції вимикання в цілому, тобто приводи є головними елементами, що забезпечують надійність вимикача, а отже, системи енергопостачання в цілому.

Міжнародні дослідження показали, що 80% усіх відмов високовольтних вимикачів відбуваються внаслідок відмов приводів. Тому для забезпечення граничної експлуатаційної надійності, вимикачі обладнують високонадійними приводами.

При операції вимикання вимикача привода потребує найбільшого зусилля для подолання власної маси рухомих контактів, опору пружини вимикання, сили тертя та інерції рухомих частин. При вимиканні робота приводу полягає в звільненні защіпки, яка утримує механізм у ввімкненому стані; вимикання здійснюється за рахунок сили стиснення, чи розпрямлення пружини.

У залежності від джерела енергії вмикання розрізняють ручні, пружинні, вантажні, електромагнітні та пневматичні приводи.

Найбільшого розповсюдження на підстанціях отримали електромагнітні приводи, тому що вони мають просту конструкцію та надійні в роботі. Електромагнітні приводи відносять до приводів прямої дії — енергію, необхідну для вмикання, привод отримує в процесі вмикання від джерела великої потужності через контакти контактора.

Розглянемо принцип дії електромагнітного привода типу ПЕ-11 (рис. 4.34).

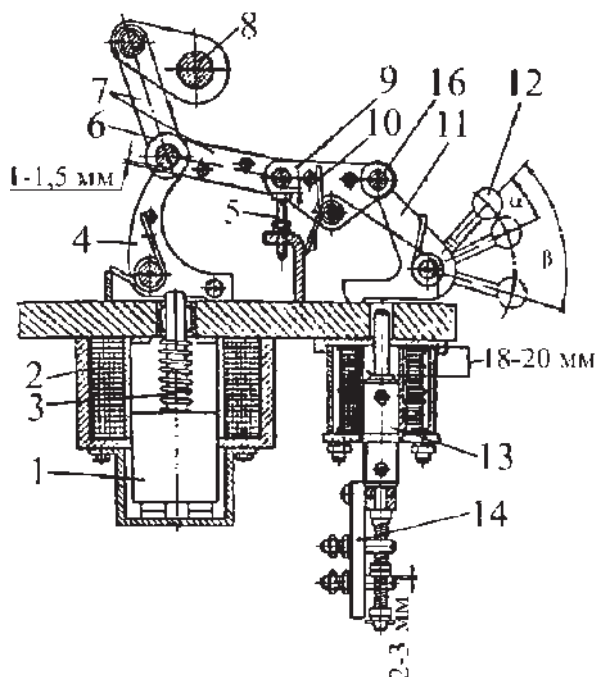


Рис. 4.34. Будова електромагнітного привода ПЕ-11

Електромагніт вмикання, складається з осердя 1 зі штоком 3 та котушки вмикання 2. У ввімкненому стані ролик вмикання 6, який знаходиться на вісі, шарнірно зв'язаний із сережкою 7, знаходиться на торцевій поверхні защіпки 4. Сережка 7 впирається у плече трикутного важеля 9, інше плече роликом 16 впирається в защіпку 11, на вісі якої закріплена рукоятка 12 ручного вмикання вимикача.

Під дією пружини 10 важіль 9 прагне повернутися за годинниковою стрілкою, цьому протидіє защіпка 11, яка має свою пружину. Для дистанційного вмикання призначений електромагніт вмикання 13. Вал 8 привода зв'язаний важелем з сережкою 7 та тягами з блок-контактами 5. На клемник 14 виведені кінці котушок електромагнітів вмикання та вимикання, а також блок-контакти кіл сигналізації та блокування.

Кут розчеплення 6 повинен складати 150° , а повний кут повороту рукоятки 12 ручного вмикання в -60° . При вмиканні вимикача по котушці вмикання 2 протікає значний струм (58 А при напрузі 220 В та

116 А при напрузі 110 В). Осердя 1 втягується у котушку і стискає пружину. Шток 3 переміщує ролик 6 по защіпці 4, яка відводиться ліворуч, стискаючи пружину. Разом із роликом переміщуються сережка 7 та важіль валу 8. Вал 8 обертається за годинниковою стрілкою приблизно на 90° . Коли ролик 6 піднімається над защіпкою 4, остання під дією пружини займає вихідне положення, запобігаючи переміщенню ролика вниз. Після знеструмлення електромагніта вмикання та повернення осердя зі штоком 3 у вихідний стан, ролик 4 лягає на торцеву поверхню защіпки, механізм привода опиняється запертим у ввімкненому положенні.

При вимиканні вимикача на котушку електромагніта вимикання подається струм величиною в декілька ампер. Осердя електромагніта 13 втягується в котушку, і його шток повертає защіпку 11 за годинниковою стрілкою. Важіль 9 також повертається за годинниковою стрілкою під дією сил пружин, що вмикають вимикач, які діють на нього через вал 8 та сережку 7. Ролик 6 зіскакує з защіпки 4, вал 3 повертається проти годинникової стрілки і вимикач вимикається. Важіль 9 під дією своєї пружини повертається у вихідний стан, до упору в регульовальний гвинт 5 для регулювання глибини зачеплення ролика 16 та защіпки 11. Котушка електромагніта вмикання 13, втрачає живлення, осердя опускається до низу, защіпка 11 під дією своєї пружини повертається у вихідний стан під ролик 16.

У процесі переміщення осердя електромагніта вмикання, разом з ним переміщується закріплена знизу ізоляційна тяга, на якій закріплені рухомі контактні містки допоміжних контактів електромагніта вмикання. Нерухомі контакти закріплені на ізолюючій планці 14. Зазор між пружиною підтискування та рухомим контактом при вимкненому електромагніті вмикання повинен бути 2-3 мм.

Поетапна робота привода показана на чотирьох ескізах рис. 4.35.

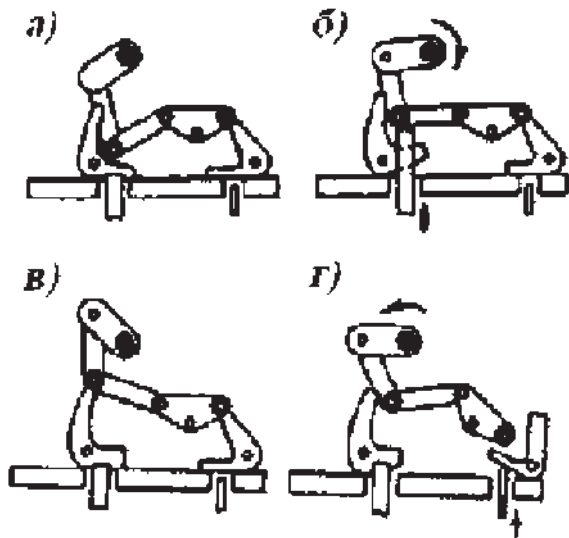


Рис. 4.35. Поетапна робота приводу ПЕ-11:

- а) вимкнене положення привода;
- б) процес вмикання;
- в) увімкнене положення привода;
- г) процес вимикання

Принцип роботи приводу BLK виробник ABB (рис. 4.36, а)

Положення вмикання. У нормальному робочому положенні вимикача його контакти замкнуті, а пружини вмикання і вмикання зведені (рис. 4.36, б).

У цьому положенні вимикач завжди готовий виконати операцію вимикання або цикл повного автоматичного повторного вмикання в наступній послідовності: вимикання — 0,3 сек — вмикання.

Операція вимикання. Щоб вимкнути вимикач, обмотка вимикання звільняє засувку вмикання 1, а пружина вимикання А виконує саму операцію. Демпфуючий пристрій 2 уповільнює рух системи контактів. У пружинному приводі вимикача операція вимикання виконується надійно, оскільки її виконання залежить тільки від працездатності засувки вимикання і пружини (рис. 4.36, в).

Операція вмикання. Звільнення засувки 4 призводить до негайного виконання операції вмикання вимикача. Приводний важіль 2 направляє важіль 3 у стан вмикання. Одночасно відбувається вимикання пружини А. У кінцевому положенні важіль вмикання фіксується засувкою 1. Під дією важеля 3 приводний важіль 2 звільняється і продовжує рух до стійкого стану (рис. 4.36, г).

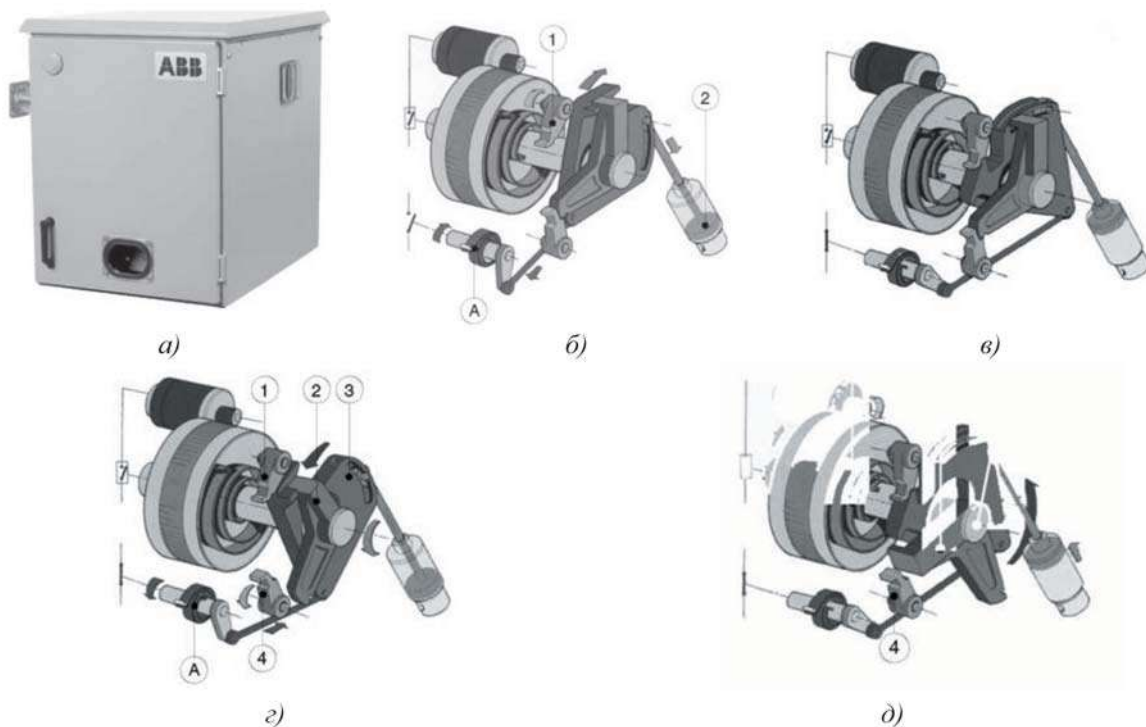


Рис. 4.36. Пружинний привід типу BLK

- а) загальний вигляд шафи приводу; б) положення вмикання; в) операція вимикання;
- г) операція вмикання; д) зведення пружини вмикання

Зведення пружини вмикання. Вмикання вимикача виконано. Кінцевий вимикач 8 подає живлення у ланцюг керування двигуна. Електродвигун 7 запускається і зводить пружину вмикання 6, а положення головного валу 5 і приводного важеля 2 фіксується засувкою, що вмикається 4. Після того, як проведені всі відповідні роботи зведення пружини вмикання, кінцевий вимикач розімкне ланцюг живлення електродвигуна. У разі аварії пружину вмикання можна зводити вручну рукояткою.

Механізм керування елегазових вимикачів АВВ з приводом BLG (рис. 4.36).

Особливості конструкції. Пружини включення в приводі створюють зусилля, необхідне для вмикання вимикача і взводу пружини вимикання.

Пружина вимикання є частиною кінематичної системи виконавчого механізму вимикача, її розміщують під корпусом механізму. Універсальні електродвигуни обертають редуктор зведення пружини і через нього автоматично зводять пружини вимикання відразу після виконання кожної операції вмикання. Пружини утримуються в зведеному стані засувкою, яка звільняється, коли виконується операція вмикання вимикача. Це забезпечує швидке зворотне вмикання вимикача після закінчення часу бездіяльності 0,3 сек.

Принцип дії приводу. Диск з кулачком і система пружин пов'язані один з одним кільцевим ланцюгом. Ланцюг, що має дві гілки, охоплює зірочку на валу електродвигуна, передає енергію для зведення пружин, а також обертає диск з кулачком при виконанні операції вмикання вимикача. Під час цього обертання диск з кулачком надає рух передавальному механізму, що перетворює обертальний рух в поступальний.

Демпфуючий пристрій уповільнює рух контактів в кінцевому положенні. Однаковий час спрацювання за будь-яких умов навколишнього середовища робить вимикач зручним для керуваної комутації.

Блокування ненавмисного спрацювання здійснюється частково електричним,

а частково механічним способом. Електричне блокування виконується за допомогою приєднання обмоток керування через допоміжні контакти приводу. Обмотка вмикається через кінцевий вимикач, який спрацьовує в залежності від положення скоби пружини. При цьому ланцюг вмикання замикається тільки в тому випадку, коли вимикач ввімкнений, а пружини вимикання повністю зведені.



Рис. 4.37. Загальний вигляд шафи пружинного приводу типу BLG

Система блокування в робочому стані виключає можливість виконання операції вмикання, коли вимикач вже ввімкнений (т.зв. «втрачений» хід); або операцію вимикання під час операції вимикання.

Корпус приводу BLG корозійно-стійкий, виконаний з 2 мм фарбованого алюмінію. Дверцята (передня і задня) ізолювані, з фіксаторами і лямками для навісного замка. На передніх дверцят за прозорою шторкою встановлюється панель керування. У стандартній комплектації на панелі керування виносять переми-

кач «Вмикання / Вимикання»; 3-х позиційний перемикач режиму керування «Місцеве/Дистанційне/ Вимкнено»; електромеханічний лічильник числа спрацювань вимикача; механічний індикатор взводу пружини.

За задніми дверцями — знаходиться інтерфейсна панель з клемними колодками для підключення зовнішніх з'єднань. У стандартній комплектації передбачаються стандартні клемні колодки затискного типу (оголений провід затискається в клемі між двома металевими пластинами); блокування для ручного зведення пружин; апаратура керування (реле, автоматичні мікровимикачі, контактори і т.д.); допоміжні контакти.

Центральна шафа керування (рис. 4.38, а). Коли вимикач має полюсне керування з трьома приводами на вимикач, використовується центральна шафа з ключем керування в триполюсному режимі. У нормальному робочому положенні вимикач *В* увімкнений, його контакти замкнуті, а пружини вмикання *5* і пружини вимикання *А* зведені (рис. 4. 38, б). Вимикач утримується у ввімкненому положенні засувкою вимикання *1* попри зусилля зведеної пружини вимикання.

У такому стані привод готовий провести швидке вимикання або повний цикл автоматичного повторного вмикання (Вимикання — 0,3 с — Вмикання).

Під час вмикання вимикача обмотка вмикання звільняє засувку *б*. Зірочка *7* фіксується і не обертається, енергія пружин передається через гілку кільцевого ланцюга *8* на зірочку *11*, закріплену на диску з кулачком *3*. Диск з кулачком при цьому переміщує робочий важіль *2* ліворуч, де він фіксується в кінцевому положенні засувкою *1*. На кінцевій ділянці обертання диска з кулачком сповільнюється за допомогою демпфуючого пристрою *9*, а фіксуюча засувка на зірочці *11* знову повертається у вихідне положення, упираючись у засувку вмикання *б*.

Під час вимикання обмотка вимикання звільняє засувку *1*. Пружина *А* переміщує рухливий елемент вимикача *В* в вимкнене положення. Робочий важіль *2* переміщується праворуч і в кінці свого ходу впирається в диск з кулачком *3*. Рух системи контактів амортизується в кінці ходу масляним демпфируючим пристроєм *4* (рис. 4. 38, в).

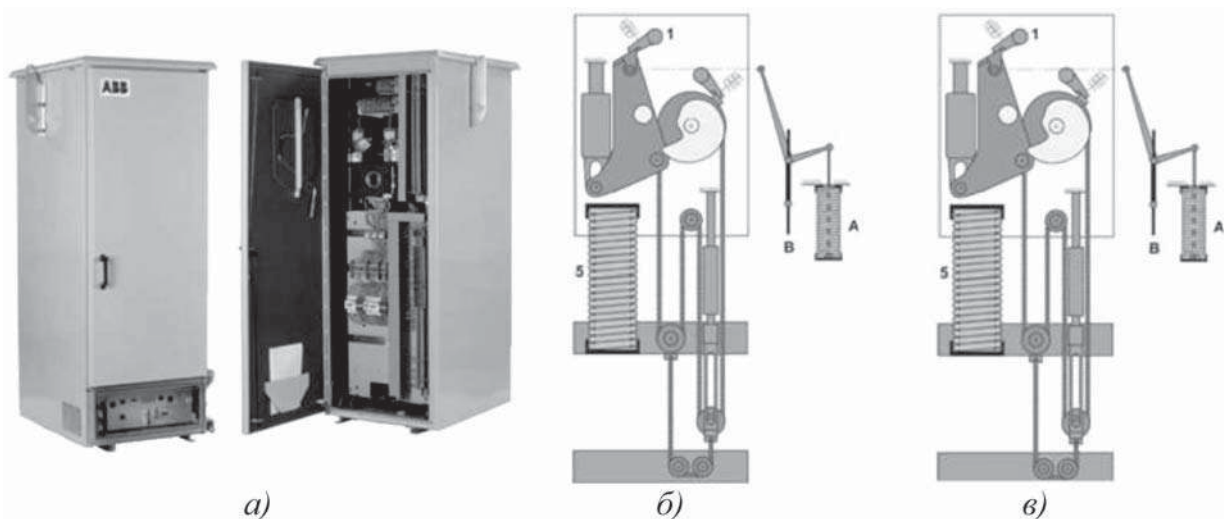


Рис. 4.38. Пружинний привід типу BLG

а) центральна шафа керування; б) положення вмикання; в) операція вимикання

Зведення пружини вмикання відбувається при вмиканні вимикача, електродвигун починає працювати і обертати зірочку *7*. Зірочка *11*, яка закріплена на диску з кулачком *3* і зчеплена з засувкою *б*, вми-

кається. Гілки ланцюга *8* підіймають перекладину з пружиною *10*. Пружини *5* стискаються, і виконавчий механізм знову приходить в нормальний робочий стан (рис. 4.39).

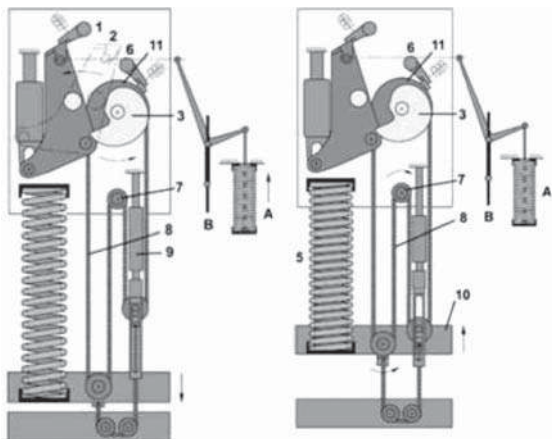


Рис. 4.39. Зведення пружин вмикання приводу типу BLG

Разом з пружинними приводами компанія АВВ розробила і впровадила у виробництво систему з серводвигунами цифрового керування, що здатна з високою точністю і надійністю здійснювати привод на контакти вимикача. Рухома одна лише деталь — ротор електродвигуна. Впроваджений електропривод Motor Drive у вимикачах LTB D 72,5-170 кВ має ряд переваг: відсутні деталі, що піддаються зносу; менші робочі зусилля; істотно знижений рівень шумів при операціях «Вмикання-вимикання».

1. <http://www.rzva.ua/ru/index.htm>

2. <http://www.abbproducts.com.ua>

3. Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Величко Т.В. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання. Навчальний посібник для напряму підготовки 6.050701 "Електроенергетика та електротехнології". — Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2009. — 334 с.

4. Вимикачі вакуумні серії Еволіс. Інструкція з використання ЗАО "Шнейдер Электрик".

5. Вимикачі вакуумні серії ВВ/TEL. Каталог підприємства "Таврида Електрик Україна". <http://tavrida-ua.com>

6. <http://www.cgglobal.com.ua>

5 РОЗ'ЄДНУВАЧІ. КОРОТКОЗАМИКАЧІ. ВІДОКРЕМЛЮВАЧІ

5.1. Загальні відомості

Роз'єднувач — це контактний комутаційний апарат, призначений для вимикання і вмикання ланцюгів без струму або з незначним струмом. У ввімкненому положенні роз'єднувач створює ізоляційний проміжок для безпеки обслуговування (рис. 5.1).



Рис. 5.1. Загальний вид роз'єднувача типу РГ

При проведенні ремонтних робіт роз'єднувач створює видимий проміжок між частинами, що залишилися під напругою, і апаратами, виведеними в ремонт. Однак, в елегазових роз'єднувачах проміжок між контактами у вимкненому стані може бути невидимий. У цьому випадку вимкнений стан роз'єднувачів визначається за механічним вказівником положення.

Роз'єднувачі, за необхідності, комплектуються заземлювальними ножами, що призначені для заземлення вимкнених ділянок кола. Головні та заземлюючі ножі роз'єднувачів приводяться в дію відповідними приводами, які іноді конструктивно об'єднуються в один агрегат.

Роз'єднувачами не призначені для вимикання струмів навантаження, тому що їх контактна система не обладнана дугога-

сильними пристроями і у разі помилкового відключення струмів навантаження між ножами чи головними контактами виникає стійка дуга, яка може призвести до міжфазного КЗ. Перед операцією вимикання коло повинне бути розімкнене високовольним вимикачем.

Проте для спрощення схем електроустановок допускається використовувати роз'єднувачі для виконання таких операцій:

вмикання (вимикання) намагнічувального струму силових трансформаторів, зарядного струму і струму замикання на землю ПЛ і КЛ, зарядного струму систем шин тощо в разі, якщо цьому відповідає їх технічна характеристика. Значення струмів, які допускається вмикати (вимикати) роз'єднувачами, потрібно приймати відповідно до вимог чинних правил з технічної експлуатації електричних станцій і мереж та інших відповідних НД [8].

Від конструкції роз'єднувача (вертикальне чи горизонтальне розташування ножів, від відстані між полюсами) залежить значення сили струму вимикання. Порядок операцій при вимиканні струму намагнічування силового трансформатора також відіграє важливу роль. Наприклад, трансформатори, що обладнані пристроями РПН необхідно перевести в режим неповного збудження, оскільки струм намагнічування різко зменшується при зменшенні індукції в магнітопроводі, яка залежить від підведеної напруги. Крім того, при вимиканні ненавантаженого трансформатора необхідно заздалегідь ефективно заземлити нейтраль, якщо в нормальному режимі трансформатор працював з розземленою нейтраллю. Якщо до нейтралі трансформатора був підключений уземлюючий реактор, то заздалегідь його слід вимкнути.

Роз'єднувачі є важливими елементами схем електроустановок, від надійності їх

роботи залежить надійність роботи всієї електроустановки, тому до них пред'являються такі вимоги:

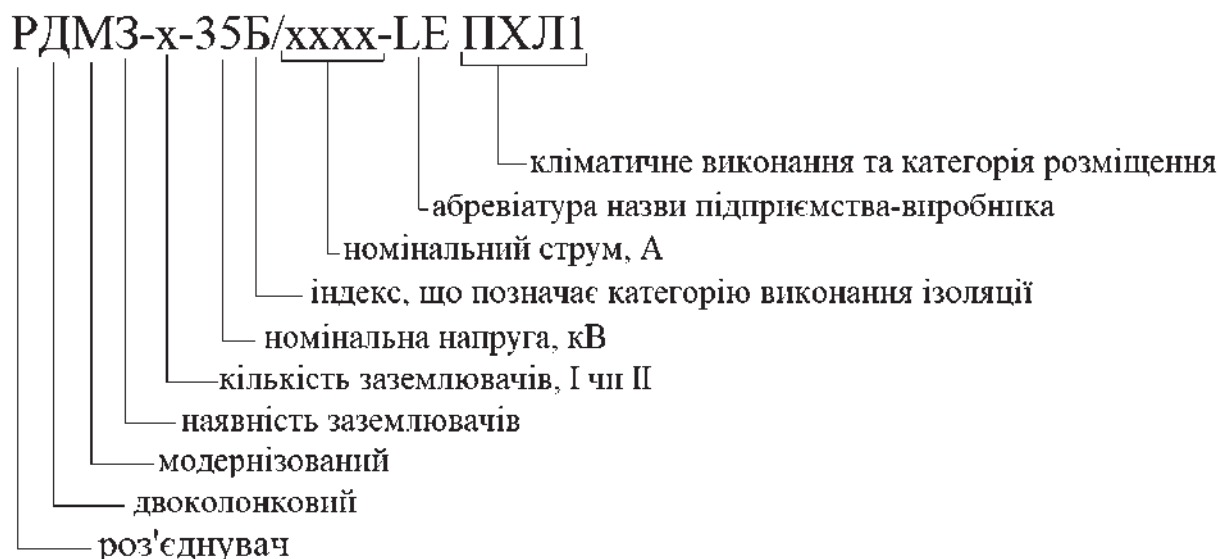
- створення видимого розриву, електрична міцність якого відповідає рівню максимальної імпульсної напруги;

- електродинамічна і термічна стійкість при протіканні струмів КЗ;

- виключення мимовільних відключень;

- чітке вмикання і вимикання за найгірших умов роботи (обледеніння, сніг, вітер).

Структура умовного позначення роз'єднувачів



Літери для позначення особливостей конструктивного виконання роз'єднувача:

Г — горизонтально-поворотний; Л — лінійний; Д — двополюсний; Т — телескопічний; К — цільової установки; СК — ступінчасто-цільової установки; Р — русальний; В — вертикальної установки; ПГ — напівпантографний з розривом у горизонтальній площині, П — пантографний; С — зі складним ножом.

РДЗ 2-35 I / 1000 УХЛ1— Р — роз'єднувач; Д — двополюсний; З — наявність заземлювачів; 2 (1) — кількість заземлювачів; 35 — номінальна напруга, кВ; I (II) — виконання ізоляції; 1000 (2000; 3150) — номінальний струм, А;

5.2. Роз'єднувачі внутрішньої установки

Для внутрішніх розподільних установок роз'єднувачі випускаються в однополюсному (РВО) або триполюсними (РВ, РВК, РВРЗ і ін.) виконанні. Триполюсні роз'єднувачі виконуються на загальній рамі або

на окремих рамах для кожного полюсу. Окремі полюси об'єднуються загальним валом, механічно з'єднаним з приводом роз'єднувача. На струми до 1000 А ніж роз'єднувача виготовляється з двох мідних смуг, а на більші — застосовуються ножі з трьох — чотирьох смуг. При великих робочих струмах найкраще використання матеріалу досягається, якщо нерухомі контакти мають коробчастий переріз, а ножі роз'єднувача — коритоподібну форму.

У роз'єднувачів рубального типу ніж обертається навколо одного з нерухомих контактів, рух ножа передається від валу через фарфорову тягу. Необхідний тиск в контактах створюється пружинами. Розглянемо будову контактної системи роз'єднувача рубального типу (рис. 5.2). На ізоляторі 1 закріплена мідна шина, зігнута під прямим кутом, яка є нерухомим контактом 2. Бічні частини контакту 2 мають циліндричну форми, тому з пластинами ножа 6 утворюється лінійний контакт. Пружини 4, насаджені на стержень 5, і натискають на ста-

ліві пластини 3, які своїм виступом притискають ножі до нерухомого контакту. Чим більший тиск у контакті, тим менший перехідний опір, але більший його знос за рахунок тертя при вимиканнях і вмиканнях, і тим більше зусилля треба докласти при операціях з роз'єднувачем.

При протіканні струмів КЗ створюються електродинамічні зусилля в місцях переходу струму з пластин ножа в контакт, які намагаються відштовхнути ножі від контакту. З іншого боку, пластини ножа притягуються одна до одної завдяки взаємодії струмів одного напрямку. При великих струмах КЗ сили відштовхування виявляються більшими, ніж сили притягування пластин

ножа, це призводить до відкидання пластин ножа від контакту й виникнення дуги, тобто до аварії. Щоб уникнути цього, в роз'єднувачах передбачається наявність магнітного замка. Він складається з двох сталевих пластин 3, розташованих зовні ножа, які, по-перше, служать для передачі тиску від пружин, а по-друге, намагнітившись струмами КЗ, притягуються одна до одної і створюють додатковий тиск у контакті.

Контактна система роз'єднувача на другому ізоляторі має таку ж конструкцію, але контакти виконані ковзними, шарнірними, а не такими, що розмикаються, оскільки ніж обертається навколо осі 7.

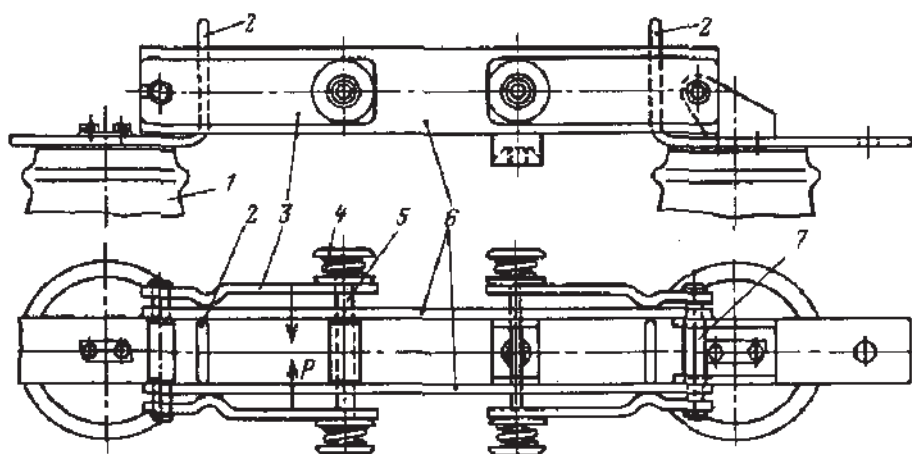


Рис. 5.2. Контактна система роз'єднувачів рубального типу:

1 – ізолятор; 2 – нерухомий контакт з міді; 3 – сталева пластина; 4 – пружина;
5 – стержень; 6 – ніж; 7 – вісь обертання

На рис. 5.3 зображено роз'єднувач типу РВРЗ з номінальною напругу 20 кВ та номінальним струмом 8000 А, розрахований на граничний наскрізний струм КЗ 300 кА і граничний струм термічної стійкості 112 кА (при відстані між полюсами 700 мм).

У контактній системі вертикально-рубального типу для підвищення динамічної стійкості кожен контактний ніж 1 має магнітні замки. Контактна система полюса кріпиться на чотирьох опорних ізоляторах. Ножі приводяться в рух через ізолюючу фарфорову тягу 8. Для зменшення зусилля вимикання і вмикання застосовується механізм зняття контактного тиску. Заземлювальні ножі 6 можуть бути розташовані з боку шарнірного або роз'ємного контакту чи з обох

боків. При триполюсній установці вони закорочуються загальною мідною шиною.

Заземлювальні ножі мають механічне блокування, що не дозволяє вмикати їх при ввімкнених головних ножах. Для управління заземлюючими ножами використовується ручний важільний привод, що складається із системи важелів, які передають рух від рукоятки до валу (ПР), або черв'ячний привід (ПЧ). Вимикання і вмикання головних ножів здійснюється електродвигуновим приводом (ПДВ), що дозволяє виконувати ці операції дистанційно.

У ввімкненому і вимкненому положенні роз'єднувач надійно фіксується системою важелів приводу, щоб уникнути мимовільного вимикання або вмикання.

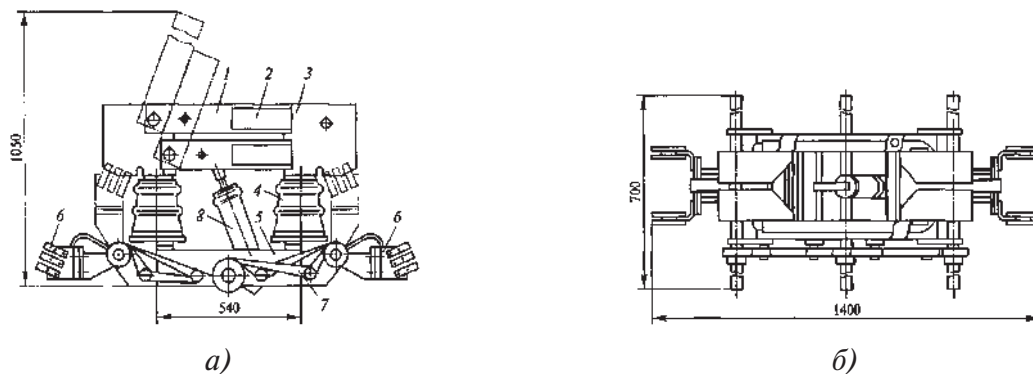


Рис. 5.3. Роз'єднувач рубального типу внутрішньої установки
з двома заземлюючими ножами РВРЗ-2-20/8000:

- а) зовнішній вигляд і габаритні розміри на кресленні виду з боку; б) креслення виду зверху;
1 — головні рухомі контакти; 2 — сталі пластини; 3 — нерухомі контакти;
4 — опорний ізолятор; 5 — рама; 6 — заземлюючі ножі;
7 — механічне блокування між головними і заземлюючими ножами; 8 — фарфорова тяга

5.3. Роз'єднувачі зовнішньої установки

Роз'єднувачі, що встановлюються у відкритих розподільних установках, мають посилену ізоляцію і тому надійно виконують свої функції в несприятливих умовах навколишнього середовища.

Роз'єднувачі горизонтально-поворотного типу випускаються на напругу 10-750 кВ. У цих роз'єднувачів головний ніж складається з двох частин, що переміщуються в горизонтальній площині при повороті колонок ізоляторів, на яких закріплені (рис. 5.4).

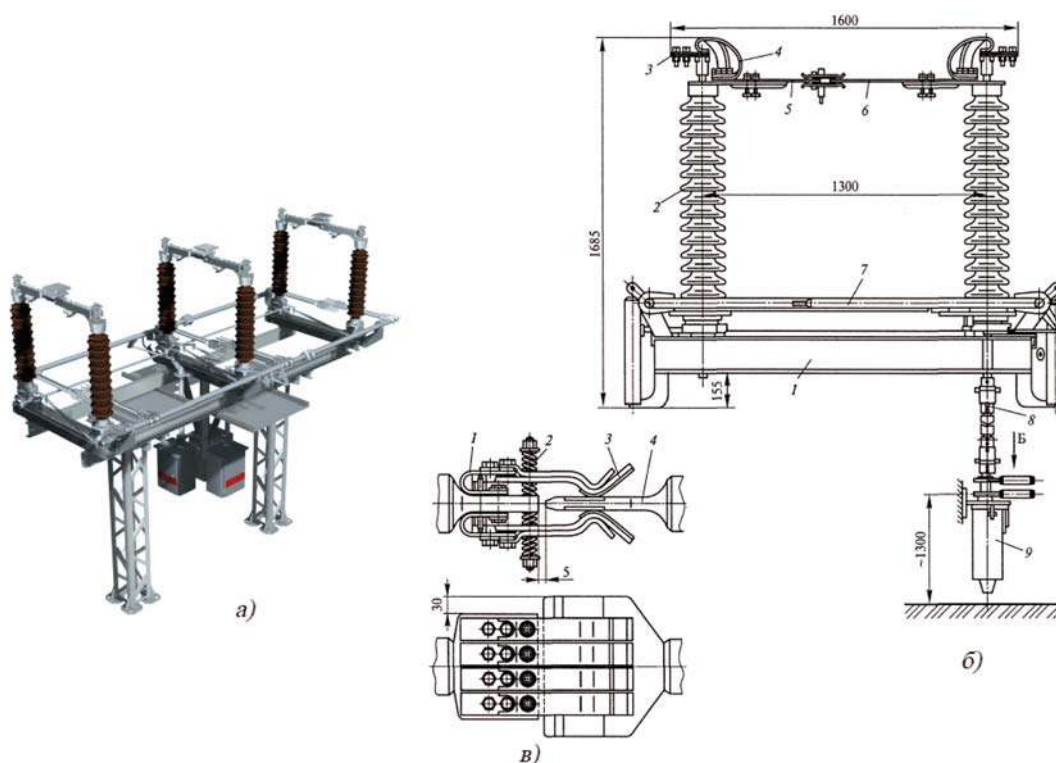


Рис. 5.4. Роз'єднувач горизонтально-поворотного типу РНДЗ-2-110:

- а) загальний вигляд роз'єднувача типу РНДЗ-2-110;
б) включене положення роз'єднувача: 1 — рама; 2 — опорний ізолятор; 3 — накінецьник для приєднання шин; 4 — гнучкий зв'язок; 5 — головний ніж з ламелями; 6 — головний ніж без ламелей;
7 — заземлювальні ножі; 8 — тяга до приводу; 9 — привід;
в) роз'ємний контакт роз'єднувача: 1 — гнучкий зв'язок; 2 — пружина; 3 — ламель; 4 — лопатка

Один полюс є ведучим, до нього приєднаний привод. Рух до двох інших полюсів (ведених) передається тягою. Роз'єднувачі можуть мати один або два заземлюючих ножі. Контактна частина роз'єднувача складається з ламелей, закріплених на кінці одного ножа, і контактної поверхні на кінці іншого ножа. При вмиканні ніж входить між ламелями. Тиск у контакті створюється пружинами. Роз'ємний контакт подібної конструкції показаний на рис. 5.4, б.

У горизонтально-поворотних роз'єднувачах при відключенні ніж ніби “ламається” на дві частини, тому значно полегшується робота приводу у разі обледеніння контактів.

Більш досконалу конструкцію мають роз'єднувачі серії РГ (рис. 5.5) на напругу від 35 до 220 кВ, що призначені для заміни роз'єднувачів типу РНД. На несучій рамі закріплюються нерухома 2 і рухома 5 колонки, на яких кріпляться двосмуговий напівніж 3 із роз'ємним контактом 4 і однополюсний напівніж.

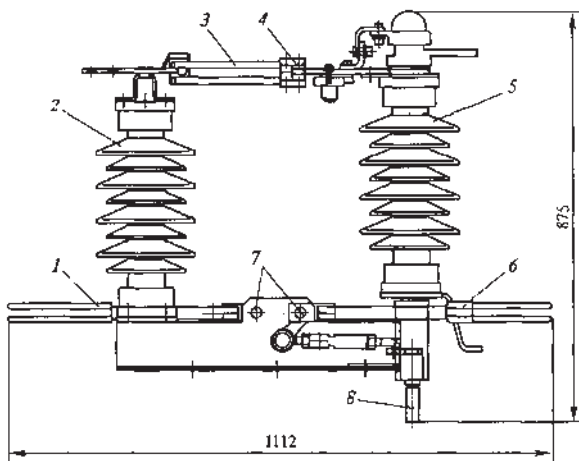


Рис. 5.5. Роз'єднувач РГ-35/20000UXЛ1:

1 – заземлювач; 2 – нерухома колонка;
3 – напівніж двополюсний; 4 – роз'ємний контакт; 5 – рухома колонка; 6 – заземлювач;
7 – вали ножів заземлювачів; 8 – тяга до приводу

При вмиканні зусилля від приводу передається тягою 8; колонка 5, обертаючись, передає рух напівножам, при повороті яких розмикається контакт 4. Роз'єднувач може мати один або два заземлювача 1, 6, що ке-

руються приводом через вали 7. Поверхні роз'ємного контакту покриті сріблом. Ізолятори виконані з високоміцного фарфору. Вивідні контакти ковзного типу мають більший термін служби, ніж гнучкі зв'язки. Роз'єднувачі серії РГ функціонують при ожеледі з товщиною стінки до 20 мм [3].

Пантографні роз'єднувачі зазвичай використовують у розподільних установках з подвійною системою шин спільно з шинороз'єднуючим вимикачем, і для приєднання ліній до секцій шин. Основні компоненти пантографного роз'єднувача приведені на рис. 5.6.



Рис. 5.6. Основні компоненти пантографного роз'єднувача:

1 – рухомий контакт; 2 – нерухомий контакт;
3 – кутовий редуктор; 4 – опорний ізолятор;
5 – обертаючий ізолятор;
6 – приводний механізм

Приводний механізм через ізолятор, що обертається, приводить у рух рухомий контакт. Геометрія пантографа забезпечує його робочі оптимальні характеристики. Контактне натискання регулюється виробником і залишається незмінним протягом всього строку експлуатації. Роз'єднувач здатний здійснювати операції вмикання і вимикання при товщині стінки ожеледі до 20 мм. У обох кінцевих положеннях роз'єднувача обертаючий важіль у несучій рамі перемикається за межі мертвої точки. Положення перемикача не може бути змінено під впливом зовнішніх сил. Жорсткість перехресних гілок запобігає відкриванню при короткому замиканні. Пантографні роз'єднувачі з номінальною напругою від 123 кВ до 362 кВ можуть оснащуватися груповими або однополюсними приводними механізмами.

Роз'єднувачі з подвійним розривом містять три опорних ізолятора. Центральний опорний ізолятор встановлений на обертовому блоці. На цьому ізоляторі встановлені рухомі струмопровідні контакти. Обидва кінцеві опорні ізолятори стаціонарні.

Роз'єднувачі з подвійним розривом, в основному, застосовуються на комплектних підстанціях і там, де вертикальний розрив кола струму неможливий. Роз'єднувач також може бути об'єднаним з блискавкозахисним розрядником (рис. 5.7, б).

При номінальній напрузі роз'єднувача до 245 кВ функцією рухомих контактів виконує струмопровідна труба, а нерухомі контакти представлені контактними блоками. Струмопровідна труба здійснює горизонтальний обертальний рух, при цьому електричний контакт забезпечується в контактних блоках.

При номінальних напругах вище 245 кВ на кінцях струмопровідних труб встановлені контакти спеціальної конструкції. Контактні штирі є частиною фіксованих контактів. Струмопровідна труба з контактами спеціальної конструкції здійснює горизонтальний обертальний рух, при цьому електричний контакт забезпечується в контактних блоках.



а)

б)

Рис. 5.7. Роз'єднувач з подвійним розривом і вбудованим блискавкозахисним розрядником:

а) зовнішній вид роз'єднувача з подвійним розривом;

б) зовнішній вид роз'єднувача з вбудованим блискавкозахисним розрядником

Напівпантографні роз'єднувачі. Цей тип роз'єднувачів характеризується найменшими вимогами до горизонтального і вертикального простору. Напівпантографний роз'єднувач має два нерухомих і один обертаючий ізолятор. Завдяки конструкції з рухомих контактом, що складається, потрібно мінімальний простір у вертикальній площині (рис. 5.8).



Рис. 5.8. Напівпантографний роз'єднувач

На рис. 5.9 показаний напівпантографний роз'єднувач у вимкненому положенні. Контактний ніж 7 складається з двох напівножів, що складаються в вертикальній площині в процесі відключення. Таке положення напівножів у вимкненому положенні 7' зменшує загальну висоту роз'єднувача. Перший напівніж складається з алюмінієвої труби, до якої приварюються вилка і шина. Другий напівніж також складається з алюмінієвої труби, до якої приварюється корпус ковзаючого контакту і контактна пластина з напайками зі срібла, що забезпечує малий перехідний опір у нерухомих контактах 6.

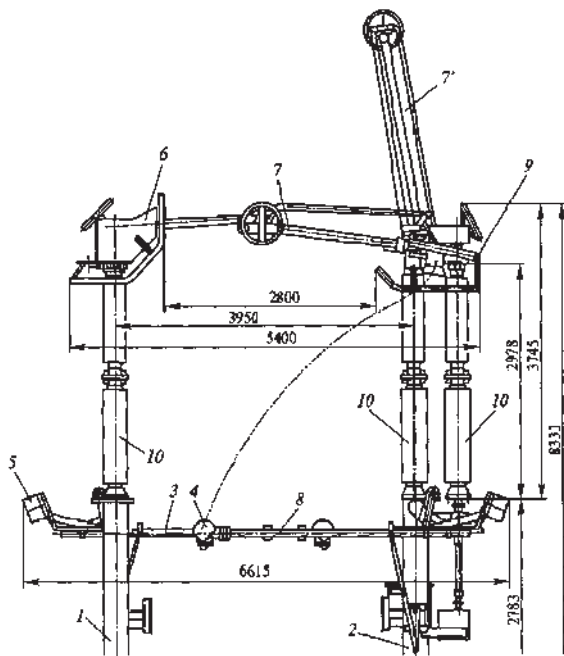


Рис. 5.9. Основні компоненти напівпантографного роз'єднувача: 1, 2 — стійки; 3 — труба; 4 — кожух; 5 — протизаги; 6 — нерухомих контакт; 7 — контактний ніж у включеному положенні; 7' — контактний ніж у відключеному положенні; 8 — заземлювач; 9 — контактний вивід; 10 — ізолюючі колонки

Підвісний роз'єднувач має рухому контактну систему, що складається з вантажу 5, що має пружинні лапи 4 і контактні наконечниками 3, до яких приварені струмопроводи (рис. 5.10). Вся ця система підвішена на гірляндах ізоляторів 2 до порталу. Нерухомих контакт у вигляді кільця 6 може встановлюватися на шинній ізоляційній опорі, а також на вимірювальних трансформаторах

струму та напруги. Тросова система управління складається з електродвигунного приводу, троса, протизаги, блоків.

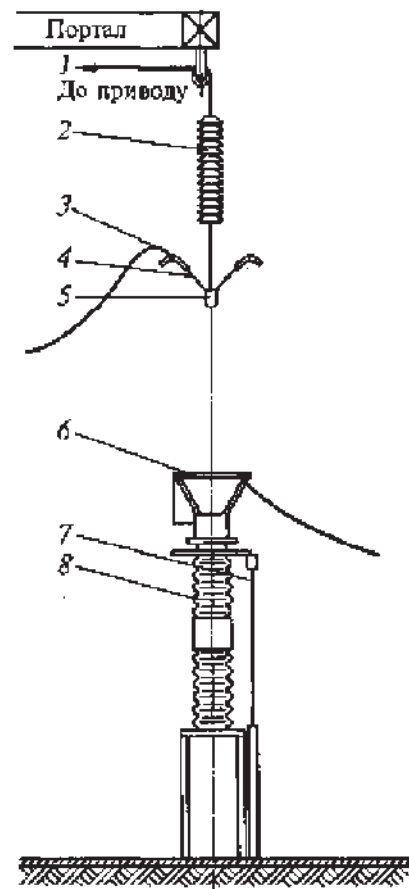


Рис. 5.10. Роз'єднувач підвісного типу:

- 1 — трос від приводу; 2 — гірлянда ізоляторів;
- 3 — контактні наконечники; 4 — пружинні лапи;
- 5 — вантаж; 6 — нерухомих контакт у вигляді кільця; 7 — заземлюючий ніж;
- 8 — трансформатор струму

У вимкненому положенні рухомих контакт піднятий. При вмиканні роз'єднувача, шляхом обертання барабана приводу, піднімаються вгору протизаги, а рухомих контакти під дією власної ваги опускаються вниз і наконечники 3 з'єднуються з кільцем 6 — ланцюг замкнений.

Заземлювачі також відносяться до роз'єднувачів, які призначені для заземлення струмопровідних деталей електроустановки (наприклад, шин).

Для заземлення нейтралей силових трансформаторів використовуються однополюсні заземлювачі зовнішньої установки серії ЗОН номінальною напругою 110 кВ (рис. 5.11).



Рис. 5.11. Заземлювач ЗОН-110

Конструктивно вони виконуються рубального типу. Заземлювач ЗОН-110 складається з основи, ізоляційної колонки, нерухомого контакту і ножа заземлення. Основа представляє собою кутик і призначена для встановлення заземлювача. До основи кріпиться ізоляційна колонка, на верхній частині якої встановлюється нерухомий контакт. Заземлювальний ніж виконаний з алюмінієвої труби, з'єднаної через пластину з валом. При комутаціях заземлювальний ніж, на кінці якого є роз'ємний контакт, вмикається в нерухомий контакт.

Високовольтні роз'єднувачі типу SDF (компанія ABB) горизонтально-поворотні, виготовляються на напругу до 550 кВ (рис. 5.12).

Головним елементом роз'єднувача є сталева рама. На ній встановлені поворотні основи з ізоляторами, що не потребують обслуговування. На опорних ізоляторах кріпиться струмовідна система, виконана у вигляді двох струмопроводів з пальцевим і кулачковим контактами. Струм протікає через обертові контактні виводи головних струмопроводних контактів. Контактні виводи повертаються на 360°, тому установка жорсткої або гнучкої ошиновки можлива в будь-якому напрямку. Сталеві елементи конструкції захищені від атмосферних впливів методом гарячого цинкування.



Рис. 5.12. Загальний вигляд роз'єднувача типу SDF

Управління роз'єднувачем і заземлювачем здійснюється незалежно. Рух передається від приводу до поворотного опору за допомогою валу. Діагональна тяга сполучає поворотні основи кожної колонки ізоляторів, забезпечуючи одночасний рух обох колонок. Три фази роз'єднувача з'єднані тягами для триполюсного оперування. Тяги між окремими полюсами можуть мати різну довжину. Під час операцій вмикання і вимикання головні контакти повертаються на кут 90°. У вимкненому положенні головні контакти розташовані під прямим кутом до рами.

Роз'єднувачі виготовляються з ручними або електродвигуновими приводами. Для триполюсної групи (роз'єднувач або заземлювач) необхідний один привод. Приводи містять допоміжні контакти для управління і контролю, а також для виконання електричного блокування.

Для максимальної надійності головні контакти роз'єднувача та заземлювача проходять через мертву точку безпосередньо перед досягненням ними кінцевих положень. Таким чином виключається мимовільне вимикання або вмикання від впливів зовнішніх сил (коротке замикання, буря, землетрус).

Рухомі частини роз'єднувачів і заземлювачів, що становлять єдине ціле, зблоковані механічно так, що при ввімкненому

положенні головного ланцюга неможливе вмикання заземлюючого кола, при ввімкненому положенні заземлюючого ланцюга не допускається вмикання головного ланцюга. У приводах, у якості додаткового блокувального пристрою, встановлений блокуючий електромагніт, який у знеструмленому стані робить роботу приводу неможливою.

Додатково може бути встановлений заземлювач, який навішується на опорну раму. Заземлювач може бути встановлений з боку будь-якого контакту або з обох сторін. При наявності заземлювача момент від приводу передається на вал заземлювача. Ніж заземлювача піднімається під час вмикання.

Роз'єднувач комплектується наступними вузлами: рама з поворотними основами, що з'єднані діагональною тягою; струмопроводи; ізолятори; приводи. Так як всі механічні регулювання виконані на заводі, на місці необхідно виконати лише монтаж складальних вузлів, установку міжполюсних тяг, підключення ошиновки і вторинних ланцюгів приводів.

5.4. Короткозамикачі та відокремлювачі

Короткозамикач — це контактний комутаційний апарат, призначений для швидкого створення штучного КЗ в електричному колі.

Короткозамикачі застосовувались у спрощених схемах підстанцій для того, щоб забезпечити вимкнення пошкодженого силового трансформатора після створення штучного КЗ дією релейного захисту живлячої лінії.

Однією зі спрощених схем — є схема «блок трансформатор-лінія» (рис. 5.13, а). У блочних схемах елементи електроустановки з'єднуються послідовно, без поперечних зв'язків з іншими блоками. У даній схемі трансформатор T з'єднується з лінією $Л1$ через вимикач $Q2$. При пошкодженні лінії вимикаються вимикачі $Q1$ і $Q2$, робота трансформатора припиняється; при аварії в трансформаторі вимикаються вимикачі $Q2$, $Q3$.

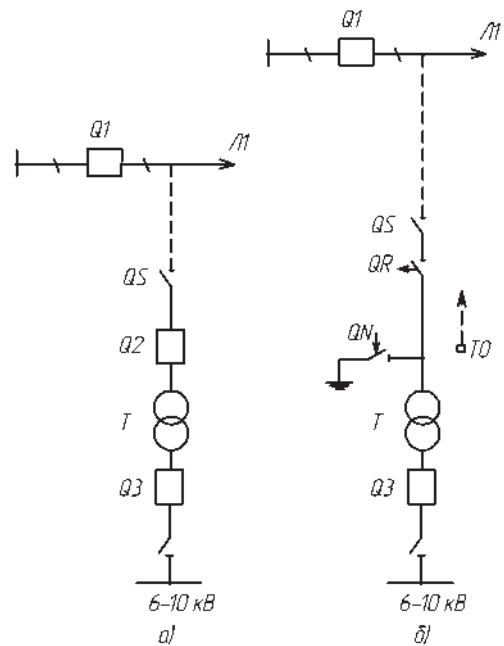


Рис. 5.13. Схеми блоків трансформатор-лінія: а) з вимикачем; б) без вимикача

З метою подальшого зменшення витрат на спорудження РП високої напруги можливо вилучити зі схеми вимикач $Q2$, передавши його функції відокремлювачу QR (рис. 5.13, б). Для виведення трансформатора T з роботи в нормальному режимі досить вимкнути навантаження вимикачем $Q2$ з боку 6-10 кВ, а потім вимкнути струм намагнічування трансформатора T відокремлювачем QR . Допустимість останньої операції залежить від потужності трансформатора та рівня напруги. Сучасні трансформатори мають невеликі струми намагнічування, для трансформаторів з вищою напругою 35 кВ струм намагнічення не перевищує 1% номінального струму, для трансформаторів 110 кВ — 2,5%.

Роз'єднувач QS в схемі на рис. 5.13, б необхідний для безпечного ремонту відокремлювача.

Якщо «блок лінія-трансформатор» приєднується до шин районної ПС радіальною лінією без відпайок, то відокремлювач QR не встановлюється. У цьому випадку при аварії в трансформаторі вимикається лінія вимикачем $Q1$ і залишається без напруги на весь час ремонту трансформатора.

Схема «місток» з відокремлювачами застосовується для двох ліній і двох транс-

форматорів (рис. 5.14). Фактично — це схема двох блоків трансформатор-лінія, з'єднаних на стороні високої напруги перемичкою (містком). У перемичці встановлений роз'єднувач $QS3$ і відокремлювач $QR3$ двосторонньої дії. Нормально $QS3$ увімкнений, а $QN3$ вимкнений, оскільки режим роботи двох ліній на один трансформатор через ввімкнену перемичку недопустимий. На рис. 5.14, а показаний розподіл струмів у паралельних лініях і відпайки від них при КЗ в точці $K-1$, якщо перемичка на ПС ввімкнена. По лініях $Л1$ і $Л2$ протікатимуть струми КЗ I_{k1} , I_{k2} , релейний захист спрацює і вимкнить обидві лінії. У ланцюзі трансформаторів з боку ВН (35–220 кВ) після перемички роз'єднувач не передбачається. При виводі в ремонт трансформатора $T1$ ($T2$) видимий розрив забезпечується роз'єднувачами $QS1$ ($QS2$) і $QS3$.

Можливе застосування схеми з ремонтною перемичкою з двох роз'єднувачів $QS3$, $QS4$, один з яких в нормальному режимі вимкнений (рис. 5.14, б). При стійкому пошкодженні лінії $Л1$ вимикаються $Q1$ і $Q3$ і дією АВР на стороні 6–10 кВ вмикається QB . Це забезпечує живлення споживачів від

$T2$. Якщо лінія виводиться в ремонт, то після вимикання $QS1$ вмикається перемичка $QS3$, $QS4$. Вмикається $Q3$ і трансформатор $T1$, далі вимикається QB . У цій схемі можливе живлення $T1$ від лінії $Л2$ при ремонті $Л1$ (або $T2$ від $Л1$).

Дана схема широко застосовувалась на ПС без постійного чергування.

Якщо через шини ПС здійснюється транзит потужності, то застосовується схема рис. 5.15. У перемичці встановлюється вимикач $Q1$, у ланцюгах трансформаторів передбачаються відокремлювані $QR1$ і $QR2$, а також ремонтна перемичка з роз'єднувачами $QS3$, $QS4$, та шунтуючий вимикач $Q1$. У нормальному режимі вимикач $Q1$ увімкнений, ремонтна перемичка розімкнена роз'єднувачем $QS3$ або $QS4$. Вимикання трансформатора відбувається так само, як і в схемах, розглянутих вище. При ушкодженні $T1$ вмикається короткозамикач $QN1$, вимикається $Q1$, а потім $Q2$. У безструмову паузу вимикається відокремлювач $QR1$, а потім дією АПВ вмикаються $Q1$ і $Q2$. Перетікання потужності не порушене, пошкоджений трансформатор $T1$ вимкнений.

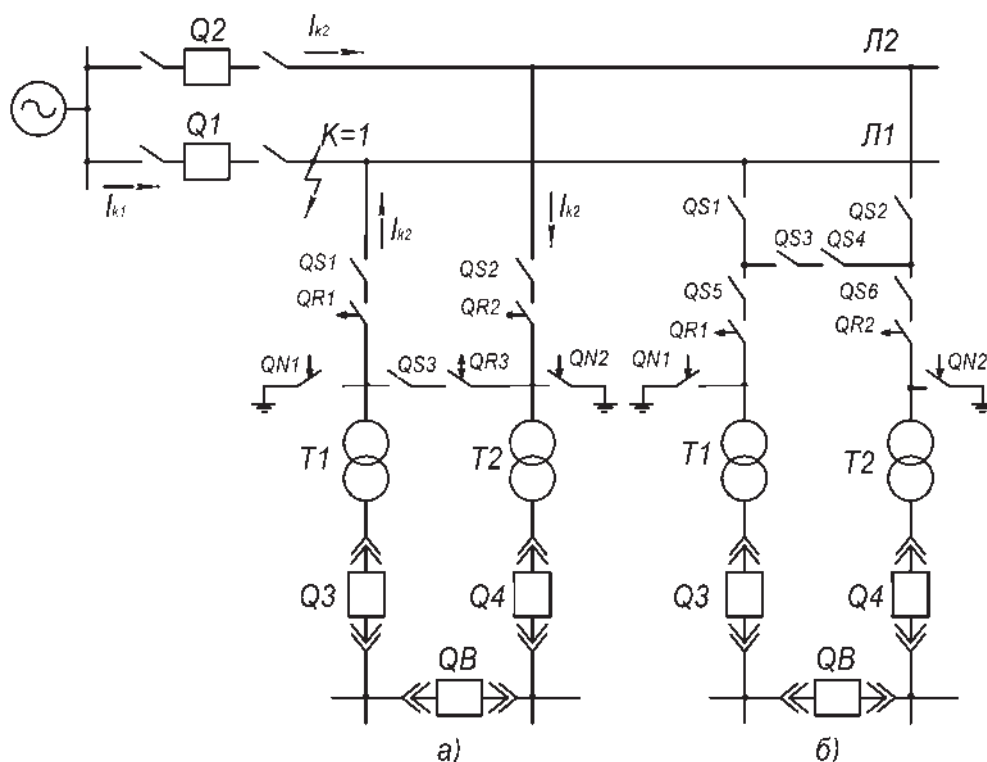


Рис. 5.14. Схема «місток» з відокремлювачами

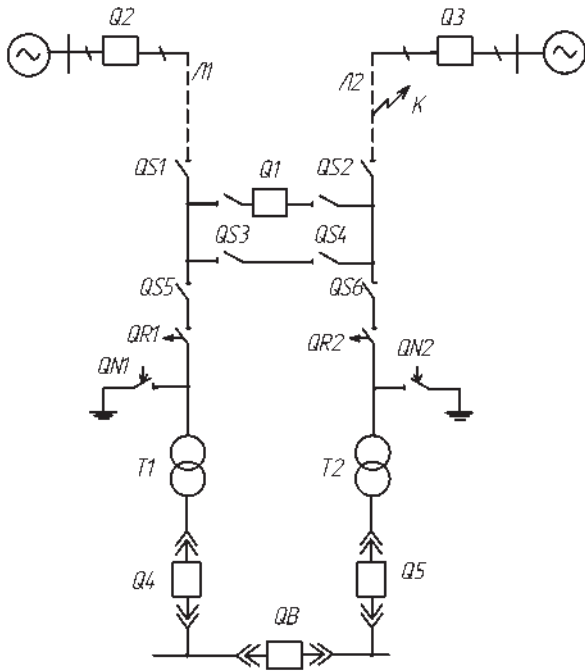


Рис. 5.15. Схема містків з вимикачем в перемичці

При пошкодженні на одній з ліній, наприклад $L2$, вимикаються $Q1$ і $Q3$. Якщо АПВ лінії неуспішне, то вимикається $Q5$ і АВР вмикає вимикач QB . Таким чином, електропостачання споживачів відновлюється.

При необхідності ревізії вимикача $Q1$ вмикається перемичка $QS3$, $QS4$, через яку здійснюється перетікання потужності.

В електроустановках 35 кВ застосовують двополюсні короткозамикачі, при спрацьовуванні яких створюється штучне двофазне КЗ, в установках із заземленою нейтраллю (110 кВ і вище) — однополюсні. За конструкцією короткозамикач є по суті роз'єднувачем. Різниця полягає в тому, що привод короткозамикача має пружину, яка забезпечує вмикання заземленого ножа на нерухомий контакт. Контакт знаходиться під напругою. Імпульс для роботи приводу подається від релейного захисту. Вимкнення здійснюється вручну. Щоб уникнути виникнення дуги і пошкодження апарату при вмиканні короткозамикача забезпечується значна швидкість руху ножа. В існуючих конструкціях час вмикання короткозамикача складає 0,12–0,25 с.

Зовні відокремлювач не відрізняється від роз'єднувача, конструктивно у нього є

пружинний привод для вимкнення. Вимкнення відокремлювача виконується вручну. Відокремлювачі, так само як і роз'єднувачі, можуть мати заземлювальні ножі з однієї або двох сторін. Недоліком відокремлювачів є досить великий час вимкнення (0,4–0,5 с). Відокремлювачі можуть вимикати коло без струму або струм намагнічування трансформатора.

Відокремлювачі і короткозамикачі відкритої конструкції за складних погодних умов (мороз, ожеледь) працюють не надійно. Мають місце їх відмови при експлуатації. Замість відкритих конструкцій розроблені аналогічні за функціями апарати з контактною системою розташованою в закритій камері, заповненій елегазом.

ПУЕ не рекомендує, в першу чергу на об'єктах нового будівництва застосовувати у схемах розподільних установок і підстанцій короткозамикачі та відокремлювачі [8].

У додатку Б наведені технічні дані роз'єднувачів внутрішньої та зовнішньої установки, короткозамикачів та відокремлювачів.

5.5. Вибір роз'єднувачів, відокремлювачів та короткозамикачів

Вибір роз'єднувачів проводиться за:

- напругою установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (5.1)$$

$U_{уст}$ — напруга установки, кВ;

$U_{ном}$ — номінальна напруга роз'єднувача, кВ;

- струмом аварійного режиму

$$I_{ав} \leq I_{ном}, \quad (5.2)$$

$I_{ном}$ — номінальний струм роз'єднувача (відокремлювача).

- електродинамічною стійкістю

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (5.3)$$

$i_{уд}$ — ударний струм КЗ;

$i_{дин}$ — струм електродинамічної стійкості роз'єднувача;

- термічною стійкістю:

Термічна стійкість роз'єднувача визначається умовою:

$$B_k \leq I_{т.ном.}^2 \cdot t_{т.ном.}, \quad (5.4)$$

де $I_{т.ном.}$ — номінальний струм термічної стійкості, який роз'єднувач може витримати без пошкодження протягом граничного часу термічної стійкості, тт;

B_k — тепловий імпульс:

$$B_k = I''^2 (t_{\theta} + T_a),$$

I'' — струм термічної стійкості за каталогом, кА;

T_a — постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ;

t_{θ} — час відключення вимикача:

$$t_{\theta} = t_{\theta,ч} + t_{рз.макс};$$

$t_{\theta,ч}$ — власний час відключення вимикача;

$t_{рз.макс}$ — максимальний час спрацювання релейного захисту.

Короткозамикачі вибираються за умовами (5.1), (5.3) і (5.4).

1. ДСТУ ГОСТ 33263:2018 Роз'єднувачі, короткозамикачі, віддільники, заземлювальні високовольтні для залізничного рухомого складу. Вимоги щодо безпеки і методи контролювання (ГОСТ 33263-2015, IDT).
2. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу "Електрична частина станцій та підстанцій" (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 — Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. — Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. — 149 с.
3. Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Величко Т.В. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання. Навчальний посібник для напряму підготовки 6.050701 "Електроенергетика та електротехнології". — Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2009. — 334 с.
4. Роз'єднувачі скрії РГ. Каталог ООО ГК "Високовольтні технології". — м. Запоріжжя, 2018.
5. Роз'єднувачі високовольтні зовнішнього встановлення серії DTS на напругу 123...245 kV. 2018
6. www.siemens.com/energy
7. www.hvt.com.ua
8. Правила улаштування електроустановок. ПУЕ. — Х.: Вид-во "Форт", 2017. — 760 с.

6 ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ

6.1. Загальні відомості

Вимірювальний трансформатор струму — це трансформатор, призначений для перетворення первинного струму до значення, найбільш зручного для вимірювання, а також для розділення ланцюгів вимірювання та захисту від первинних ланцюгів високої напруги [1]. Загальний вигляд ТС представлений на рис. 6.1.



Рис. 6.1. Загальний вигляд трансформатора струму

Застосування трансформаторів струму забезпечує безпеку при роботі з вимірювальними приладами і реле, оскільки кола вищої та нижчої напруги розділені. Стандартними значеннями номінальної вторинної сили струму є 1, 2 і 5 А, але переважним є 5 А [7].

Трансформатор струму складається із замкнутого магнітопроводу 2 (рис. 6.2) та двох обмоток — первинної 1 і вторинної 3. Первинна обмотка вмикається послідовно в ланцюг вимірюваного струму I_p , до вторинної обмотки приєднуються вимірювальні прилади, по обмотках яких протікає струм I_s .

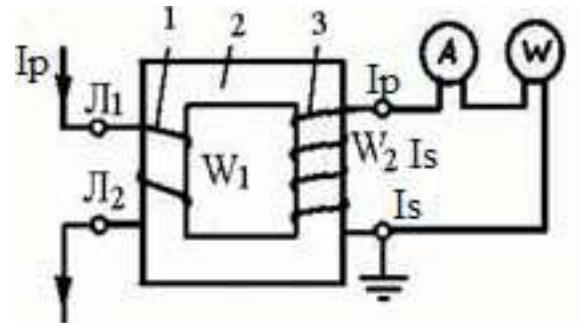


Рис. 6.2. Схема включення трансформатора струму
1 — I-на обмотка; 2 — магнітопровід;
3 — II-на обмотка.

Струмові котушки вимірювальних приладів або реле підключаються до вторинної обмотки послідовно. Оскільки опір трансформатора струму вторинного кола дуже малий, то він ніяк не впливає на значення первинного струму. Останній може змінюватися в широких межах: у нормальному режимі — від 0 до $(1,2-1,3) I_n$, а при КЗ може перевищити I_n у десятки разів. Виводи первинної обмотки позначають літерами $L1$, $L2$, вторинної — I_1 і I_2 .

Номінальна первинна сила струму — це струм, при якому пристрій може працювати в тривалому режимі не перегріваючись. Стандартними значеннями номінальної первинної сили струму є 10; 12,5; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75 А та кратні або часткові до них [7].

Номінальний вторинний струм — це струм, на який розраховані прилади, що мають приєднуватись до вторинної обмотки трансформатора струму (амперметри, пристрої релейного захисту, обліку та управління). Значення номінального вторинного струму прийняті рівними 5 і 1 А.

Номінальний коефіцієнт трансформації трансформатора струму рівний відношенню номінального первинного струму (I_{pn}) до номінального вторинного струму (I_{sn})

$$k_n = \frac{I_{pn}}{I_{sn}},$$

Шкали вимірювальних приладів, що приєднуються до ТС, градуюють в значеннях первинного струму, тобто $I_2 k_n$.

Відношення чисел витків вторинної і первинної обмоток $n = w_1/w_2$ вибирають дещо меншим за номінальний коефіцієнт трансформації, що дозволяє компенсувати струм намагнічування і підвищити точність вимірювання.

Класифікація трансформаторів струму

1. За призначенням — вимірювальні, захисні, проміжні (для включення вимірювальних приладів у струмові ланцюги релейного захисту, для вирівнювання струмів у схемах диференціальних захистів і т.д.) і лабораторні (високої точності, а також з багатьма коефіцієнтами трансформації).

2. За родом установки — для зовнішньої установки (у відкритих розподільних установках); для закритої установки; вбудовані в електричні апарати та машини: вимикачі, трансформатори, генератори і т.д.; накладні — накладаються зверху на прохідний ізолятор (наприклад, на високовольтний ввід силового трансформатора); переносні (для контрольних вимірювань і лабораторних випробувань).

3. За конструкцією первинної обмотки ТС — багатовиткові; одновиткові (стрешневі); шинні.

4. За способом установки — прохідні та опорні.

5. За виконанням ізоляції ТС — з сухою ізоляцією (фарфор, бакеліт, лита епоксидна ізоляція і т.д.); з паперово-оливною ізоляцією; газонаповнені (елегаз); з заливкою компаундом.

6. За кількістю ступенів трансформації — одноступінчасті; двоступінчасті (каскадні).

7. За робочою напругою — до 1000 В та понад 1000 В.

Похибки трансформаторів струму. Вторинний струм I_2 трансформатора, збільшений в $k_{ном}$ раз, відрізняється від первинного струму I_1 як за модулем, так і за фазою

внаслідок втрат потужності в ТС. Різниця цих значень, віднесена до первинного струму, є струмовою похибкою

$$\Delta I = \frac{(k_n I_s - I_p)}{I_p} 100, \%$$

де k_n — номінальний коефіцієнт трансформації;

I_p — дійсна первинна сила струму;

I_s — дійсна вторинна сила струму, яка відповідає I_p за умов вимірювання.

Похибка трансформатора струму залежить від його конструктивних особливостей, перерізу магнітопроводу, магнітної проникності матеріалу магнітопроводу, середньої довжини магнітного шляху, значення $I_1 w_1$. Випускаються ТС з класами точності 0,1; 0,2; 0,5; 1; 3; 5 [2].

Похибка трансформаторів струму залежить від вторинного навантаження (опору приладів, проводів, контактів) і від кратності первинного струму відносно номінального. Збільшення навантаження і кратності струму приводить до збільшення похибки. При первинних струмах, значно менших номінального, похибка також збільшується.

Трансформатори струму, що мають клас точності 0,2 застосовуються для приєднання точних лабораторних приладів, з класом 0,5 — для приєднання лічильників комерційного обліку, з класом 1,0 — для всіх технічних вимірювальних приладів, з класами 3 і 5 — для релейного захисту.

Для класів точності 0,1; 0,2; 0,5 та 1 струмова та кутова похибки за номінальної частоти не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 6.1, якщо навантаження вторинної обмотки перебуває в діапазоні від 25 % до 100 % значення номінальної навантаження.

Для класів точності 0,2 S та 0,5 S струмова та кутова похибки за номінальної частоти не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 6.2, якщо навантаження вторинної обмотки перебуває в діапазоні від 25 % до 100 % значення номінальної навантаження.

Для трансформаторів струму класів точності 0,1; 0,2 та 0,2 S, номінальне навантаження яких не перевищує 15 В·А, треба встановити ширший діапазон навантаження. Струмова та кутова похибки не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 6.1 та 6.2, якщо навантаження вторинної обмотки перебуває в діапазоні від 1 В·А до 100 % номінального навантаження. Для класів точності 3 та 5 струмова похибка за

номінальної частоти не повинна перевищувати значень, наведених у табл. 6.3, якщо навантаження вторинної обмотки перебуває в діапазоні від 50 % до 100 % номінального навантаження.

Для багатодіапазонних трансформаторів, які мають відводи на вторинній обмотці, вимоги щодо точності стосуються найвищого коефіцієнта трансформації.

Таблиця 6.1. Границі струмової та кутової похибок трансформаторів струму для вимірювання (класи від 0,1 до 1) [7]

Клас точності	Відсоткова струмова (відношення) похибка за відсоткової номінальної сили струму, $\pm$				Кутова похибка за відсоткової номінальної сили струму, $\pm$							
					Хвилини				Сантірадіани			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

Таблиця 6.2. Границі струмової та кутової похибок трансформаторів струму для вимірювання для спеціального застосування [7]

Клас точності	Відсоткова струмова (відношення) похибка за відсоткової номінальної сили струму, $\pm$					Кутова похибка за відсоткової номінальної сили струму, $\pm$									
						Хвилини					Сантірадіани				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,2 S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3	0,3
0,5 S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9	0,9

Таблиця 6.3. Границі струмової похибки трансформаторів струму для вимірювання (класи 3 та 5) [7]

Клас точності	Відсоткова струмова (відношення) похибка за відсоткової номінальної сили, $\pm$	
	50	120
3	3	3
5	5	5

Кутову похибку для класів 3 та 5 не нормують.

Крім розглянутих класів точності випускаються ТС з вторинними обмотками таких типів: Д — для диференційного захисту; З — для земляного захисту; Р — для інших релейних захистів.

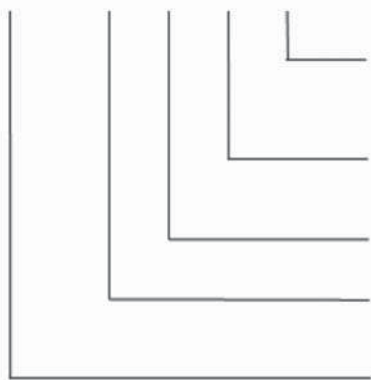
Оскільки опір вимірювальних приладів і реле малий, то трансформатор струму працює в режимі близькому до КЗ. Якщо розімкнути його вторинну обмотку, магнітний потік у магнітопроводі різко збільшиться, тому що він буде визначатися

тільки магніторушійною силою (МРС) І-ї обмотки. У цьому режимі магнітопровід нагріється до неприпустимої температури, а на ІІ-й розімкненій обмотці з'явиться висока напруга до декількох десятків кіловольт, що може призвести до ушкодження ТС.

Внаслідок вказаних явищ не дозволяється розмикати вторинну обмотку ТС при протіканні струму в первинній обмотці. При необхідності заміни вимірювального приладу чи реле попередньо ІІ-на обмотка ТС замикається накоротко або шунтується обмотка реле чи приладу.

Структура умовного позначення

ТФЗМ-XXX – XXX/5 – У1(Т1)



Кліматичне виконання
+45 °С -45°С (+50 °С -10°С)

Номінальний струм
вторинної обмотки

Номінальний струм
первинної обмотки

Номінальна напруга 35, 110 кВ

Трансформатор струму в фарфоровому корпусі з ІІ-ю обмоткою ланкового типу оливний

Для маркування ТС використовують позначення:

Т — трансформатор струму;

П — прохідний;

О — одновитковий;

К — котушковий;

Ф — з фарфоровою ізоляцією;

Л — з литою смоляною ізоляцією;

У — посилений;

М — модернізований;

М — з оливним заповненням;

Н — для зовнішнього встановлення;

Ш — шинний;

В — вмонтований;

Р — для релейного захисту;

Д — для диференційного релейного захисту;

ВТ — вбудований у силовий трансформатор;

Г — елегазовий;

Б — бакової конструкції;

М — модернізований (або малогабаритний для ТС напругою 6; 10 кВ, для ТС 35 кВ і вище — оливний);

З — для захисту від замикань на землю.

Приклад позначення: ТЛК-10-6-0,5/Р-400/5 — трансформатор струму з литою ізоляцією для КРП 10 кВ клас ізоляції 0,5/Р, номінальний струм первинної обмотки до вторинної 400/5.

6.2. Схеми вмикання трансформаторів струму

Для підключення реле і вимірювальних приладів вторинні обмотки ТС з'єднуються за такими схемами:

1. *Трифазна схема з'єднання в повну зірку* (рис. 6.3). Встановлюються три ТС у кожній фазі.

Переваги:

- реагує на всі види однофазних і багатofазних КЗ;
- однакова чутливість схеми для всіх видів КЗ;
- коефіцієнт схеми дорівнює 1.

Недоліки:

- велика кількість обладнання;
- ймовірність неселективної дії при КЗ на землю різних фаз в двох точках мережі з ізольованою нейтраллю.

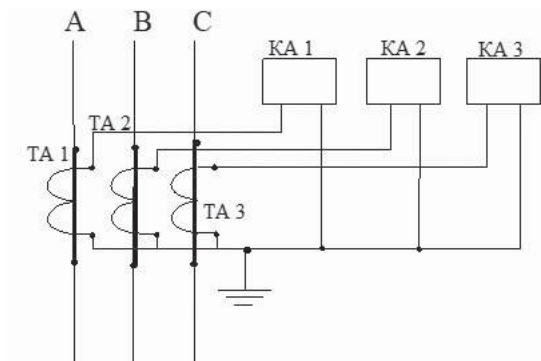


Рис. 6.3. Трифазна схема з'єднання в повну зірку

2. Двофазна дворелейна схема з'єднання в неповну зірку (рис. 6.4). Встановлюються два ТС у фази А та С.

Переваги:

- схема реагує на всі види КЗ за винятком КЗ на землю фази в якій ТС не встановлено, тому дана схема застосовується для міжфазних захистів;
- коефіцієнт схеми дорівнює 1.

Недоліки:

- коефіцієнт чутливості в деяких випадках може бути в два рази меншим ніж у схеми повної зірки. Наприклад, при КЗ за трансформатором, що має з'єднання обмоток Y-Δ або Δ-Y.

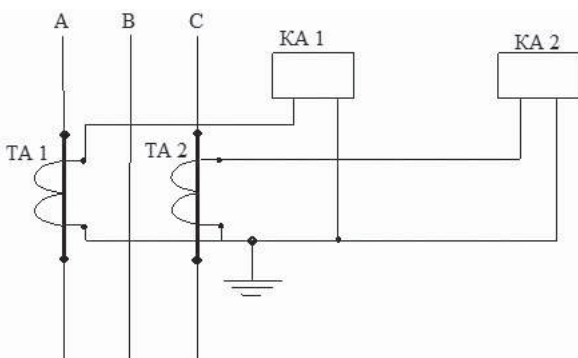


Рис. 6.4. Двофазна дворелейна схема з'єднання в неповну зірку

3. Схема на різницю струмів двох фаз. ТС встановлюється у фази А та С, а виводи їх вторинних обмоток з'єднуються зустрічно — Л 1.1 до Л 2.1, Л 2.1 до Л 1.2. Струм реле дорівнює геометричній різниці струмів двох фаз $k_{cx} = \sqrt{3}$.

Переваги:

- економічність, використовується тільки одне реле.

Недоліки:

- різна чутливість при різних видах КЗ;
- дана схема не спрацює при деяких видах двофазних КЗ.

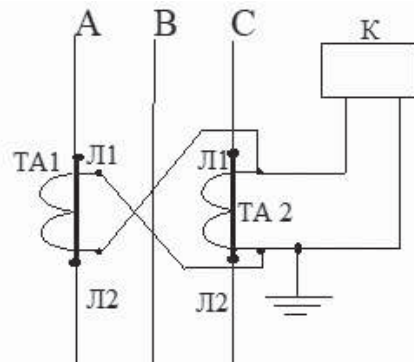


Рис. 6.5. Схема на різницю струмів двох фаз

4. Трифазна схема з'єднань ТА в повний трикутник, а реле — у повну зірку (рис. 6.6). Схема для створення диференційних захистів. Струми в обмотках реле дорівнюють геометричній різниці фазних струмів.

Коефіцієнт схеми дорівнює $k_{cx} = \sqrt{3}$.

Недоліки: чутливість схеми відрізняється при різних видах КЗ і є мінімальною при однофазних і подвійних КЗ.

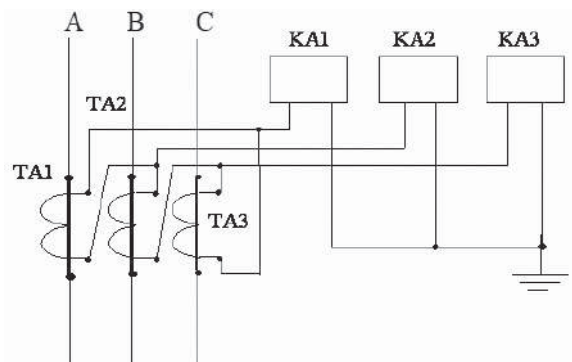


Рис. 6.6. Трифазна схема з'єднань ТА в повний трикутник, а реле - у повну зірку

У всіх цих схемах вимірювальні органи вмикаються на повні струми фаз.

Застосовуються також схеми вмикання на складові струмів нульової і зворотної послідовності. У цих схемах реле підключається до фільтрів струму нульової і зворотної послідовностей.

5. Схема з'єднання реле на суму струмів трьох фаз (рис.6.7). Схема використовується для захисту від замикань на землю.

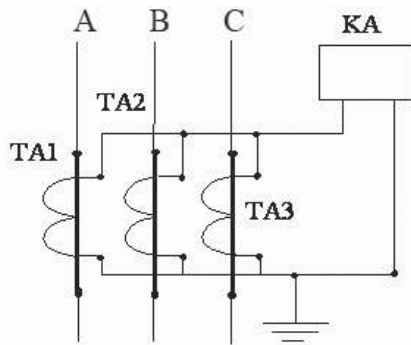


Рис. 6.7. Схема з'єднання реле на суму струмів трьох фаз

6.3. Конструкція трансформаторів струму

За типом первинної обмотки розрізняють котушкові (на напругу до 3 кВ включно), одновиткові і багатовиткові трансформатори (рис.6.8).

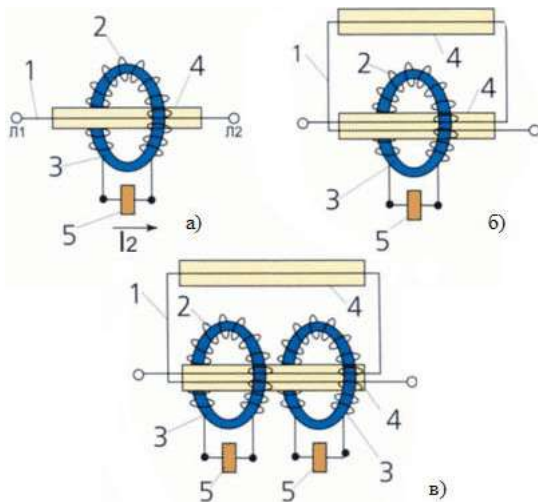


Рис. 6.8. Принцип роботи трансформаторів струму

- а) одновитковий трансформатор струму;
б) багатовитковий трансформатор струму;
в) багатовитковий трансформатор струму з двома сердечниками:

1 — первинна обмотка; 2 — вторинна обмотка;
3 — магнітопровід; 4 — ізоляція;
5 — обмотка приладу

Трансформатори струму для внутрішньої установки до 35 кВ мають литу епоксидну ізоляцію. Вбудований трансформатор струму приведений на рис. 6.9.

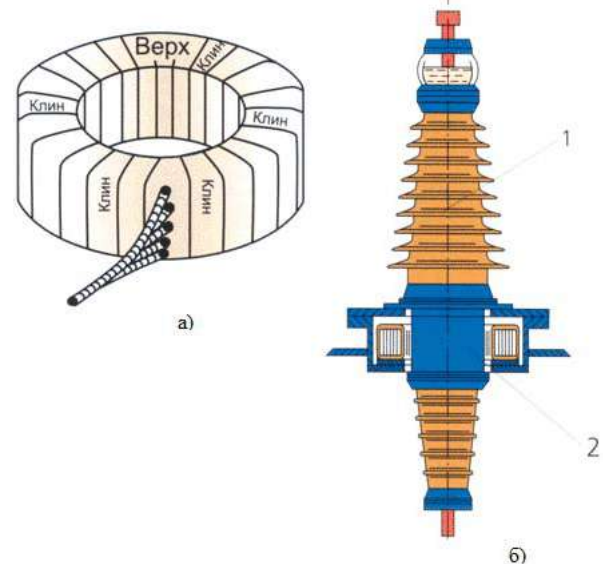


Рис. 6.9. Вбудований трансформатор струму:
а) зовнішній вигляд;

б) місце установки трансформатора струму 2 на високовольтному вводі 1

На рис. 6.10 показано зовнішній вигляд ТС типу ТПОЛ — 20 (прохідний, одновитковий, з литою ізоляцією на 20 кВ). У цих трансформаторах струмопровідний стержень, що проходить через вікна двох магнітопроводів, є одним витком первинної обмотки з кількістю витків $w_1=1$. Одновиткові трансформатори струму виготовляються на струми 600 А і вище. При менших струмах МРС первинної обмотки недостатня для роботи в необхідному класі точності. Трансформатори типу ТПОЛ мають два магнітопроводи на кожному з яких намотана своя вторинна обмотка. Класи точності цих трансформаторів 0,5, 3 і PR. Магнітопровід разом з обмотками заливається епоксидним компаундом і утворює моноліт, завдяки чому ТС має високу електродинамічну стійкість. Одночасно трансформатор виконує роль прохідного ізолятора в закритих розподільних установках.

При струмах менших 600 А застосовують багато виткові ТС, наприклад ТПЛ, у яких кількість витків первинної обмотки залежить від величини необхідної МРС.

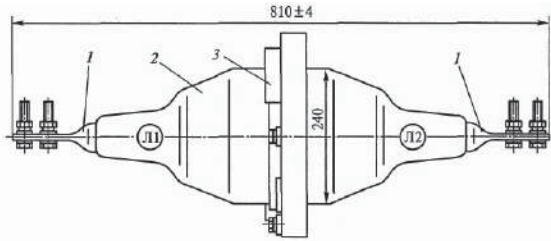


Рис. 6.10. Трансформатор струму ТПОЛ-20:
1 — вивід первинної обмотки; 2 — ізоляція;
3 — виводи вторинної обмотки

У комплектних розподільних установках застосовують опорно-прохідні трансформатори ТЛМ-10, ТПЛК-10, ТПЛ-10 (рис. 6.11), ТПОЛ-10 (рис. 6.12), які конструктивно поєднуються з одним із штепсельних з'єднань первинного кола шафи КРУ.

Для великих струмів застосовуються трансформатори у яких роль первинної обмотки виконує шина, що проходить всередині трансформатора (ТШЛ).

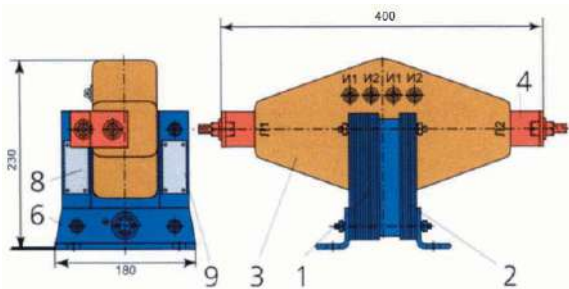


Рис. 6.11. Трансформатор струму ТПЛ-10:
1 — магнітопровід Р; 2 — магнітопровід класу 0,5;
3 — литий корпус; 4 — виводи первинної обмотки;
5 — виводи вторинних обмоток; 6 — кріпильний куток; 7 — заземлюючий болт; 8 — паспортний щиток; 9 — попереджувальна табличка

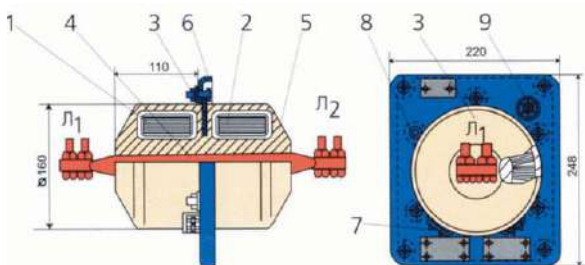


Рис. 6.12. Трансформатор струму ТПОЛ-10:
1 і 2 — сердечники; 3 — кріпильний кільце;
4 — стрижень первинної обмотки; 5 — литий корпус;
6 — опорний фланець; 7 — виводи вторинних обмоток; 8 — виступи кріпильного кільця; 9 — заземлюючий болт

Для зовнішньої установки застосовують трансформатори струму опорного типу ТФЗМ (рис. 6.13, рис. 6.14) у фарфоровому корпусі з паперово-оливною ізоляцією.

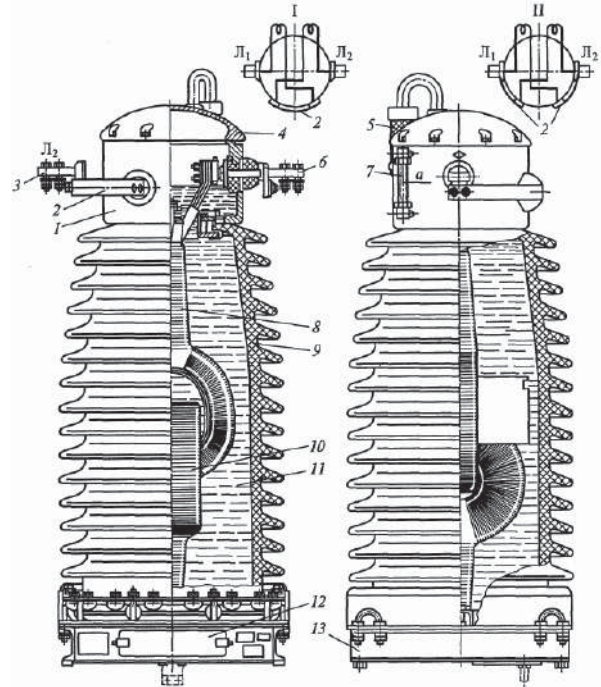


Рис. 6.13. Конструкція трансформатору струму ТФЗМ:

- 1 — оливорозширювач; 2 — перемикач первинної обмотки; 3 — вивід Л2;
- 4 — кришка; 5 — вологопоглинач;
- 6 — вивід Л1; 7 — оливоказівник;
- 8 — первинна обмотка;
- 9 — фарфоровий корпус; 10 — магнітопровід з вторинною обмоткою; 11 — олива;
- 12 — коробка виводів вторинних обмоток;
- 13 — основа;

I — положення перемикача при послідовному з'єднанні обмоток;

II — положення перемикача при паралельному з'єднанні обмоток

Обмотки і магнітопровід ТС розташовані у фарфоровому ізоляторі заповненому оливою. Конструктивно первинна і вторинна обмотки нагадують дві ланки ланцюга (літера З в умовному позначенні). Первинна обмотка складається з двох секцій, які за допомогою перемикача 2 можуть бути з'єднані послідовно (положення I) або паралельно (положення II), чим досягається зміна номінального коефіцієнта трансформації в співвідношенні 1:2. На фарфоровому корпусі встановлений мета-

левий оливорозширювач *1*, що сприймає коливання рівня оливи. Силікагелевий вологопоглинач *5* призначений для поглинання вологи зовнішнього повітря, з яким сполучається внутрішня порожнина оливорозширювача. Обмотки і фарфоровий корпус кріпляться до сталльної основи *13*. Коробка виводів вторинних обмоток *12* герметизована.



Рис. 6.14. Загальний вигляд трансформаторів струму ТФЗМ-110

Трансформатори типу ТФЗМ мають один магнітопровід з обмоткою класу 0,5 і два/три магнітопроводи з обмотками для релейного захисту. Чим вище напруга, тим важче здійснити ізоляцію первинної обмотки, тому на напругу 330 кВ і вище виготовляються трансформатори струму каскадного типу. Наявність двох каскадів трансформації (двох магнітопроводів з обмотками) дозволяє виконати ізоляцію обмоток кожного каскаду не на повну напругу, а на її половину.

В електроустановках 330 кВ і вище застосовуються каскадні трансформатори струму ТФРМ з римовидною обмоткою. Обмотка розташована всередині фарфорового ізолятора, що заповнений трансфор-

маторною оливою. У таких трансформаторах є чотири-п'ять вторинних обмоток на класи точності 0,2; 0,5 та PR.

В установках 35 кВ і вище застосовують трансформатори струму, що вбудовані у вводи вимикачів (ТВ, ТВС, ТВУ) та силових трансформаторів (ТБТ).

Останнім часом набувають поширення елегазові трансформатори струму. Конструкція їх внутрішньої ізоляції базується на унікальних ізоляційних властивостях елегазу. На рис. 6.15 представлено зовнішній вигляд ТС типу ТГФМ-110 на рис. 6.16 його будова. Мінімальний тиск елегазу в трансформаторі складає 0,12 МПа. За такого тиску газоподібний стан елегазу зберігається до температури – 55°C.

Трансформатори даного типу мають один, або два коефіцієнти трансформації (досягається перемиканням шини до одного з виводів *Л2* первинної обмотки *8*).

Блок вторинних обмоток *1* розташований у верхній частині трансформатора під алюмінієвим корпусом, який виконує роль другого витка, якщо передбачена зміна коефіцієнта трансформації.



Рис. 6.15. Загальний вигляд трансформаторів струму ТГФМ-110

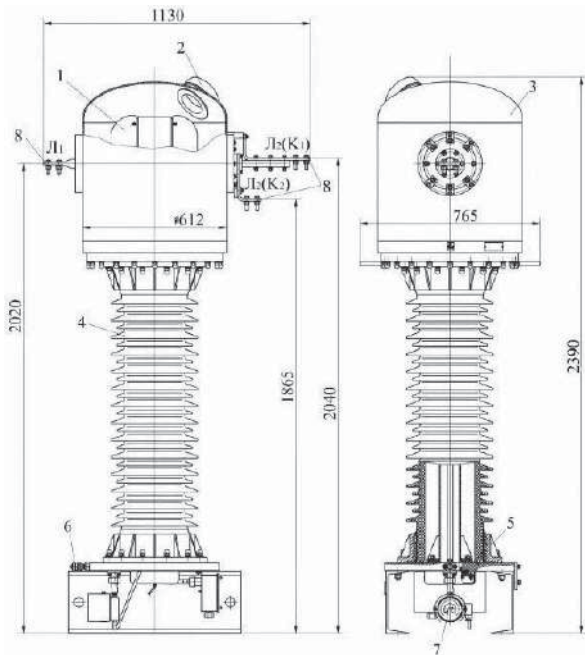


Рис. 6.16. Трансформатор струму ТГФМ–110:

1 – блок вторинних обмоток; 2 – пристрій мембранний; 3 – корпус (головка); 4 – ізолятор фарфоровий; 5 – блок вторинних виводів; 6 – клапан для підкачки газу; 7 – вказівник тиску; 8 – виводи первинної обмотки

Мембранний запобіжний пристрій забезпечує захист від підвищення тиску при внутрішньому короткому замиканні. Товщина фарфорового корпусу 4 запобігає можливості прогорання.

Для контролю за тиском елегазу передбачений вказівник тиску 7. Клапан 6 регулює рівень елегазу. Під час експлуатації елегаз у ТС практично не потребує обслуговування.

Каскадні вимірювальні трансформатори на 500, 750 і 1150 кВ мають складну конструкцію та високу вартість, тому замість них розроблені принципово нові оптико-електронні трансформатори (ОЕТ). У них вимірюваний сигнал струм, напруга перетворюється в світловий потік, який змінюється за певним законом і передається в приймальний пристрій, що розташований на заземленому елементі, потім світловий потік перетворюється в електричний сигнал, що сприймається вимірювальними приладами (рис. 6.17). Таким чином, передавальний пристрій, що знаходиться під високою напругою, і приймальний пристрій, що з'єднаний з землею, пов'язані між собою лише пучком світла.

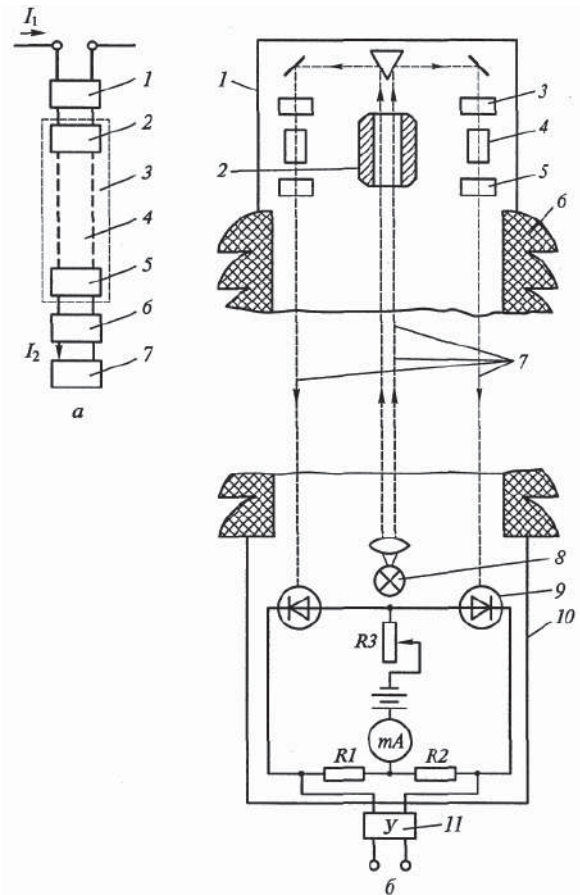


Рис. 6.17. Оптико-електронний трансформатор струму:

а) структурна схема: 1 – первинний перетворювач; 2 – світлодіод; 3 – оптична система; 4 – світловод; 5 – фоточутливий прилад; 6 – підсилювач; 7 – вимірювальний прилад;
б) функціональна схема оптико-електронного трансформатора струму ОЕТТФ: 1 – голівка ВН; 2 – струмопровід вимірювального струму; 3 – поляризатор; 4 – кварц; 5 – аналізатор; 6 – ізолююча колонка; 7 – світловоди; 8 – джерело світла; 9 – фотоприймачі; 10 – основа; 11 – підсилювач

Світловий потік передається всередині порожнього ізолятора по трубі з дзеркальними стінками або по стрижневих і волоконних світловодах. Передавальний пристрій ОЕТ може базуватися на різних принципах. У деяких трансформаторах струму використовується ефект Фарадея (рис. 6.17, б). В ущемленій основі 10 знаходиться джерело світла 8 і два фотоприймача 9, що ввімкнені за диференційною схемою в ланцюг підсилювача 11. До підсилювача приєднуються вимірювальні прилади. У голівці ВН 1 розміщені дві комірки Фарадея і струмоп-

ровід вимірюваного струму 2. Комірки Фарадея складаються з поляризаторів 3, оптично активної речовини 4 (кварц, важке скло) і аналізаторів 5. Пучок поляризованого світла, під час проходження в оптично-активній речовині 4, змінює площину поляризації на кут, який залежить від напруженості магнітного поля, тобто від первинного струму. Поворот площини поляризації за аналізаторами 5 проявляється у вигляді зміни інтенсивності світлового потоку, що падає на фотоприймач. Світлові потоки передаються всередині ізолюючої колонки 6 по світловодах 7. Фотоприймачі перетворюють світловий сигнал в електричний, який посилюється в підсилювачі 11 і подається на вимірювальні прилади. Такі трансформатори струму призначені для вимірювання постійного, змінного та імпульсного струму в установках високої і надвисокої напруги.

Є конструкції трансформаторів струму, в яких передавальний пристрій складається з модулятора і світловода. Світловий потік світловоду залежить від первинного струму і його фази.

Оптико-електронний трансформатор струму з частотної модуляцією на 750 кВ і 2000 А має чотири оптичних канали — один для вимірювання і три для захисту. Кожен канал зв'язаний зі своїм первинним перетворювачем. Канал вимірювання розрахований на нормальну роботу при струмах до $1,2 \cdot I_n$, при цьому його похибка не перевищує $\pm 1\%$. Канали захисту розраховані так, що передають без спотворення імпульси при струмах до $20 \cdot I_n$.

Оптико-електронні вимірювальні трансформатори дозволяють контролювати не тільки струм, але і повну потужність установки та її складові, опір на її затискачах, а також моменти переходу миттєвих значень струму і напруги через нуль. Оптико-електронні трансформатори застосовуються в установках 750 кВ і вище, а також для вимірювання великих струмів (20-50 кА), імпульсних струмів і параметрів перехідних режимів.

Оптичні трансформатори струму NXCT (вир. Alstom Grid Inc.,) призначенні

для вимірювання постійного і змінного струму з високою точністю в діапазоні від 1 А до 4000 А на високовольних лініях з напругою до 800 кВ (рис. 6.18, рис. 6.19).



Рис. 6.18. Загальний вигляд вимірювального оптичного трансформатору струму NXCT



Рис. 6.19. Загальний вигляд комбінованого вимірювального оптичного трансформатору струму і напруги NXVCT

Основні технічні дані трансформаторів струму NXCT приведені в додатку В.

6.4. Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибираються за:

- напругою установки:

$$U_{уст} < U_{ном}; \quad (6.1)$$

- номінальним струмом:

$$I_p < I_{ном}; \quad (6.2)$$

- струмом аварійного режиму:

$$I_{ав} < I_{ном}; \quad (6.3)$$

- класом точності;

- електродинамічною стійкістю

$$i_{уд} < i_{дин}; \quad (6.4)$$

де $i_{уд}$ – ударний струм КЗ

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I''$$

$i_{дин}$ – струм динамічної стійкості ТС;

- термічною стійкістю

$$B_k \leq B_{к.ном}$$

B_k – тепловий імпульс струму КЗ:

$$B_k = I''^2 (t_{відк} + T_{a1}) \text{кА} \cdot \text{с}^2$$

I'' – усталене значення струму КЗ, кА;

$t_{від}$ – час відключення КЛ;

$B_{к.ном}$ – тепловий імпульс, що витримує

ТС

$$B_{к.ном} = I_{тер2} \cdot t_{тер};$$

$I_{тер}$ – струм термічної стійкості;

$t_{тер}$ – час термічної стійкості ТС за ката-

логом;

- вторинним навантаженням

$$Z_{2.p} = r_{2.p} \leq Z_{2.ном};$$

$Z_{2.p}$ – розрахункове вторинне навантаження ТС. Індуктивний опір струмових кіл незначний тому $Z_{2.p} = r_{2.p}$

$$Z_{2.p} = r_{прил} + r_k + r_{пр},$$

$r_{прил}$ – опір приладів приєднаних до ТС:

$$r_{прил} = S_{прил} / I_2^2,$$

$S_{прил}$ – споживана приладами потужність, В·А;

I_2 – вторинний номінальний струм ТС, А;

r_k – опір контактів;

Опір з'єднувальних проводів гпр визначається наступним чином. Спочатку визначається його попереднє значення

$$r'_{пр} = Z_{2.ном} - r_{прил} - r_k$$

Знаючи $r'_{пр}$ знаходимо перетин з'єднувальних проводів:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{роз}}{r'_{пр}}, \text{ мм}^2;$$

ρ – питомий опір мідних проводів, Ом/м·мм²;

$l_{роз}$ – розрахункова довжина з'єднувальних проводів, що залежить від схеми з'єднання трансформаторів струму:

- для одного трансформатора

$$l_{роз} = 2k_n \cdot l$$

- для двох ТС з'єднаних за схемою неповної зірки

$$l_{роз} = \sqrt{3}k_n \cdot l$$

- для трьох ТС з'єднаних за схемою повної зірки

$$l_{роз} = k_n \cdot l, \text{ м};$$

l – довжина з'єднувальних проводів від ТС до приладів (в один кінець) приймається згідно табл. 6.х;

k_n – поправочний коефіцієнт, для ПС приймають 0,8-0,85;

$l_{роз}$ – розрахункова довжина з'єднувальних проводів.

За умовою міцності приймаємо $s=2,5 \text{ мм}^2$, згідно.

Дійсний опір з'єднувальних проводів:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{роз}}{s} \text{ Ом};$$

Таблиця 6.4. Довжина з'єднувальних проводів від ТС до приладів (в один бік), м

1.	Всі кола ГРУ 6-10 кВ, крім ліній до споживача	40 - 60
2.	Кола генеральної напруги блочний електростатнцій	20 - 40
3.	Ліній 6 - 10 кВ до споживача	4 - 6
4.	Всі кола РУ:	
	35 кВ	60 - 75
	110 кВ	75 - 100
	220 кВ	100 - 150
	330 - 500 кВ	150 - 175
5.	Синхронні компенсатори	25 - 40

1. НАЦІОНАЛЬНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ. ТРАНСФОРМАТОРИ ВИМІРЮВАЛЬНІ. Частина 1. Трансформатори струму (ІЕС 60044-1:2003, ІДТ) ДСТУ ІЕС 60044-1:2008 Видання офіційне. Київ ДЕРЖСПОЖИВСТАНДАРТ УКРАЇНИ 2010.
2. <https://voltten.com/transformatory-toka/> Общество с ограниченной ответственностью "Научно-Производственное Предприятие "Вольтен" 08132, Украина, Киево-Святошинский р-н, с. Петропавловская Борщаговка, ул. Черкасская, 26, Офис 1.
3. <https://www.zvo.com.ua/transformatory-toka/page/2/>
4. <http://zva.zp.ua/transformatory-toka-maslonapolnennyye/>
5. <https://www.sea.com.ua/oborudovanie-dlya-energetiki/transformatory-toka/>
6. <http://www.ea.spb.ru/catalog/1/>
7. Трансформатори вимірювальні. Частина 1. Трансформатори струму ДСТУ ІЕС 60044-1:2008/Київ, Держспоживстандарт України, 2010.

7 ВІМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ

7.1. Основні поняття і визначення

Трансформатор напруги — це трансформатор призначений для перетворення напруги до значення, зручного для вимірювання. Виконаний так, що його вторинна напруга за нормальних умов застосування практично пропорційна первинній напрузі і для відповідного з'єднання відрізняється від неї за фазою на кут, що приблизно дорівнює нулю. Загальний вигляд трансформатора напруги типу НОМ-10 подано на рис. 7.1, а схему підключення вимірювальних приладів до мережі — рис. 7.2. Первинна обмотка ТН підключена на напругу мережі U_1 , а до вторинної обмотки (напруга U_2) приєднані паралельно котушки вимірювальних приладів і реле напруги. Для безпеки обслуговування один вихід вторинної обмотки заземлений. Трансформатор напруги на відміну від трансформатора струму працює в режимі близькому до холостого ходу, оскільки опір паралельних котушок приладів і реле великий, а струм, що споживається ними — незначний.

Номинальний коефіцієнт трансформації:

$$\kappa_n = \frac{U_{pn}}{U_{sn}},$$

де U_{pn} і U_{sn} — номінальна первинна і вторинна напруга відповідно.



Рис. 7.1. Загальний вигляд трансформатора напруги НОМ-10

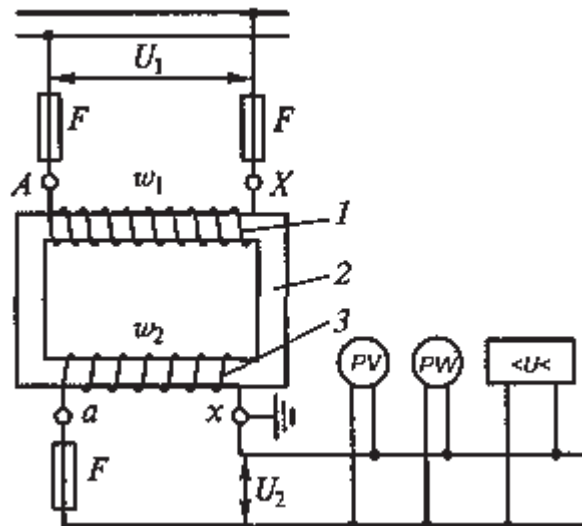


Рис. 7.2. Схема вмикання трансформатора напруги: 1 — первинна обмотка; 2 — магнітопровід; 3 — вторинна обмотка

Похибка, яку трансформатор вносить до вимірювання напруги виникає в результаті того, що дійсний коефіцієнт трансформації не дорівнює номінальному коефіцієнту трансформації. Похибки напруги показують у відсотках та рахують за формулою:

$$\Delta U = \frac{\kappa_n U_s - U_p}{U_p} \cdot 100, \%$$

де U_p — дійсна первинна напруга;

U_s — дійсна вторинна напруга, яка відповідає U_p за умов вимірювання.

Так само як і в трансформаторах струму, вектор вторинної напруги зсунутий відносно вектора первинної напруги не точно на кут 180° . Це визначає кутову похибку.

Вторинним навантаженням ТН прийнято вважати повну потужність зовнішнього вторинного кола при напрузі на вторинних затискачах, рівній номінальній:

$$S_2 = \frac{U_{sn}^2}{Z},$$

де $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$ — повний опір зовнішнього кола, приєднаного до вторинних затискачів, Ом.

Номінальне вторинне навантаження ТН — це навантаження, на значенні якого базується вимоги до точності.

Відповідно до значення допустимої похибки за певних умов роботи ТН діляться на такі класи точності: 0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 3,0. ТН класів 0,1; 0,2 застосовують як еталонні та лабораторні, ТН класу 0,5 — для живлення приладів обліку (лічильників). Для приєднання щитових вимірювальних приладів використовують ТН класів 1,0 і 3,0.

Для живлення кіл РЗ використовуються ТН класів точності 0,5; 1,0; 3,0 — залежно від виду захисту.

Трансформатори напруги класифікуються за:

- кількістю ступенів — одноступеневі, каскадні;
- кількістю обмоток — дво- та триобмоткові;
- кількістю фаз — одно та трифазні;
- способами охолодження — сухі та оливні;
- родом установки — внутрішньої та зовнішньої.

Двообмоткові трансформатори мають первинну та вторинну обмотки. Початок первинної обмотки маркується великою літерою A (B , C), а її кінець — великою літерою X (Y , Z). Початок та кінець вторинної обмотки маркуються малими літерами відповідно a (b , c) та x (y , z).

Триобмоткові трансформатори мають первинну, вторинну та додаткову обмотки. Первинна та вторинна обмотки маркуються аналогічно двообмотковим трансформаторам, а додаткова маркується наступним чином: початок a_0 (b_0 , c_0), а кінець — x_0 (y_0 , z_0). Схема з'єднання додаткової обмотки — розімкнений трикутник.

Похибки ТН залежать від розмірів та типу магнітопроводу, електротехнічних властивостей, конструкції обмоток, перерізу дротів, приєданого навантаження та первинної напруги. Для зменшення похибки ТН приймають меншу, ніж для силових трансформаторів густину струму в їх обмотках та меншу індукцію в магнітопроводі.

7.2. Умовне позначення трансформаторів напруги

Усі трансформатори напруги мають таке маркування:

- a) назву виробника чи інше маркування, що дає змогу чітко це встановити;
- b) серійний номер або позначення типу;
- c) номінальну первинну і вторинну напругу;
- d) номінальну частоту;
- e) номінальну потужність і відповідний клас точності;

Якщо є дві окремі вторинні обмотки, то треба зазначати номінальну потужність кожної вторинної обмотки у В·А, що відповідає класу точності, і номінальну напругу кожної обмотки.

- f) найвищу напругу обладнання;
- g) номінальний рівень ізоляції;
- h) номінальний коефіцієнт підвищення напруги і відповідну тривалість витримки випробувальної напруги;
- i) клас ізоляції, якщо він відрізняється від класу А;
- j) на трансформаторах, що мають дві вторинні обмотки, зазначають відповідні їм виводи.

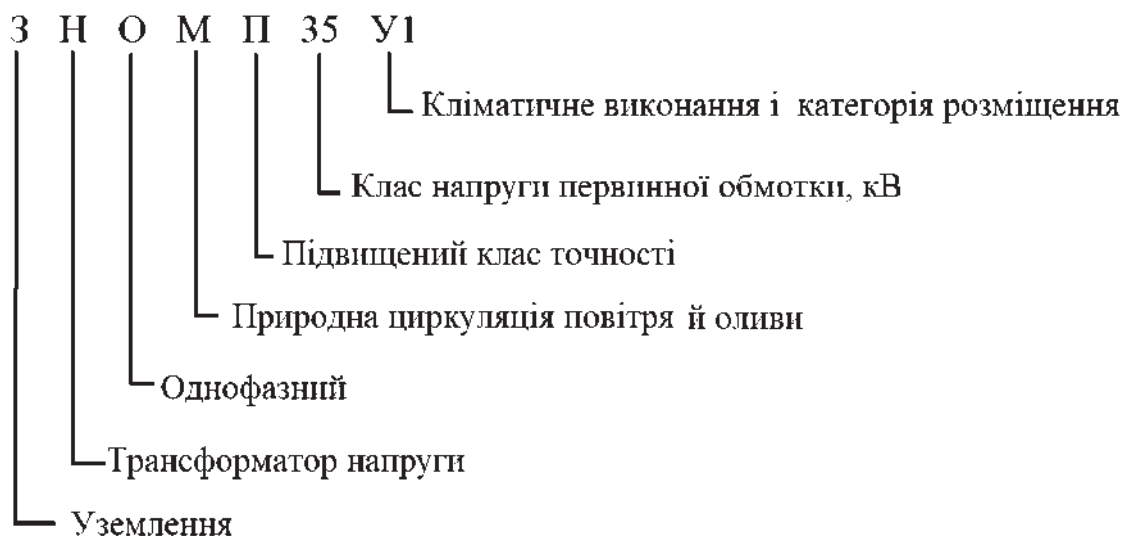
Усю інформацію наносять на трансформатор напруги або табличку. Позначення типів сухих і оливних вимірювальних трансформаторів напруги складаються з літер і цифр [1].

Приклад позначення трансформаторів напруги:

НОС-0,5; НОАВ 35-66; ЗНОМ-35-65; НТМИ-10; НКФ-110-58;

де Н — трансформатор напруги; О — однофазний; Т — трифазний; З — уземлений вивід первинної обмотки; К — каскадний; И (І) — триобмотковий з обмоткою для контролю ізоляції мережі; М — оливний (з природною циркуляцією повітря та оливи); А — антирезонансний; Ф — у фарфоровому корпусі; С — сухий; К — з компенсованою обмоткою для зменшення кутової похибки; Л — литий; Г — елегазовий.

Структура позначення трансформатора напруги



В електроустановках напругою до 18 кВ застосовуються трифазні і однофазні трансформатори напруги, при більш високих напругах — тільки однофазні. При напрузі до 35 кВ є велика кількість типів трансформаторів напруги: сухі (НОС), оливні (НОМ, ЗНОМ, НАМИ, НАМИТ), з литою ізоляцією (ЗНОЛ). Слід відрізнити однофазні двообмоткові трансформатори НОМ від однофазних триобмоткових трансформаторів $3 \times \text{НОМ}$. В установках напругою 110 кВ і вище застосовують трансформатори напруги каскадні типу НКФ, ємнісні дільники напруги НДЕ та елегазові серій НОГ, ЗНОГ.

Залежно від призначення застосовуються різні схеми вмикання трансформаторів напруги. Два однофазних трансформатора напруги, з'єднані в неповний трикутник, надають можливість вимірювати дві лінійні напруги. Така схема доцільна для підключення лічильників і ватметрів. Для вимірювання лінійних і фазних напруг трифазної мережі можливо використовувати три однофазних трансформатора (ЗНОМ, ЗНОЛ), з'єднані за схемою «зірка — зірка» або трифазний типу НАМИ. Також з'єднуються в трифазну групу однофазні триобмоткові трансформатори типу ЗНОМ і НКФ.

7.3. Схеми вмикання трансформаторів напруги

У трифазній системі необхідно вимірювати:

- 1) лінійні напруги;
- 2) фазні напруги;
- 3) напругу нульової послідовності, яка з'являється при замиканні на землю.

Три однофазних трансформатори, ввімкнених за схемою зірка з заземленою нейтраллю (рис. 7.3).

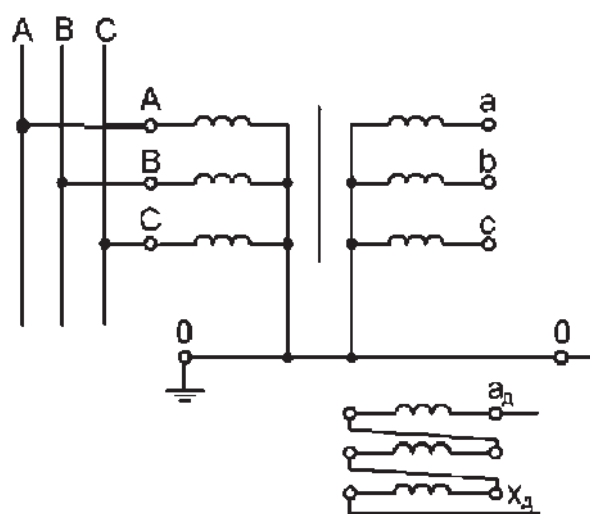


Рис. 7.3. Схема для вимірювання рівнів напруги за допомогою трьох однофазних трансформаторів, увімкнених за схемою зірка з заземленою нейтраллю

Схема набула широкого поширення, особливо при напрузі 35 кВ і вище. Один кінець ТН ізолюваний на повну фазну напругу, а інший повинен бути уземлений. Схема дозволяє вимірювати напруги трьох фаз відносно землі, а також лінійні напруги.

За допомогою додаткових обмоток вимірюють напругу нульової послідовності. Для цього додаткові обмотки з'єднуються в розімкнений трикутник. У нормальному стані мережі напруга на затискачах розімкненого трикутника дорівнює нулю. При однофазному замиканні в мережі на затискачах з'являється напруга, що дорівнює потрібній напрузі нульової послідовності. Значення цієї напруги залежить від системи уземлення нейтралі мережі. Число витків додаткової обмотки вибирається так, щоб при замиканні в мережі напруга на затискачах розімкненого трикутника складала приблизно 100 В. У ТН, що призначені для роботи в мережах з ізолюваною або компенсованою нейтраллю напруга додаткової обмотки складає 100/3 В (на фазу). У таких мережах напруга нульової послідовності досягає фазної напруги мережі.

ТН для мереж з ефективно заземленою нейтраллю мають додаткові обмотки з номінальною напругою 100 В на фазу, оскільки напруга нульової послідовності в таких мережах менша.

У мережах з ізолюваною або компенсованою нейтраллю при однофазному замиканні рівні напруги не пошкоджених фаз відносно землі зростають у $\sqrt{3}$ раз (тобто до лінійної), причому ці підвищення можуть бути досить тривалими. У цьому випадку ТН, увімкнені на неушкоджені фази, виявляються під підвищеною напругою, внаслідок цього збільшується індукція в магнітопроводі, струм намагнічування й виділення тепла.

У мережах з ефективно заземленою нейтраллю рівні напруги на неушкоджених фазах при замиканні на землю не перевищують 1,2-1,4 від фазних. Такі замикання є нетривалими, оскільки пошкодження автоматично вимикаються релеєм захистом.

Два однофазних трансформатора напруги, увімкнені в неповний трикутник (рис. 7.4).

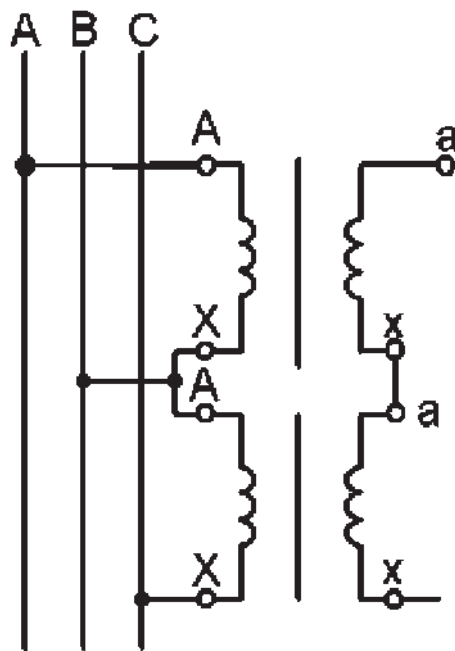


Рис. 7.4. Схема вмикання однофазних ТН у неповний трикутник

Дана схема дозволяє безпосередньо вимірювати дві лінійні напруги U_{AB} і U_{BC} . Її доцільно застосовувати в тих випадках, коли основне навантаження складають лічильники та ватметри.

Схема (рис. 7.4), дозволяє отримати третю лінійну напругу $U_{CA} = -(U_{AB} - U_{BC})$, але при підключенні приладів до затискачів *ac* навантажуються обидва трансформатори. При цьому також збільшується похибка, тому такого вмикання слід уникати.

Номінальна первинна напруга трансформаторів повинна відповідати лінійній напрузі мережі, а вторинна напруга дорівнювати 100 В.

Трифазні трансформатори напруги набули поширення в електричних установках з напругою до 20 кВ. ТН мають п'ятистріжневий магнітопровід броньового типу. Ці магнітопроводи забезпечують замикання магнітних потоків нульової послідовності. Трансформатори цього типу забезпечують вимірювання рівнів напруги фаз відносно землі, лінійної напруги і напругу нульової

послідовності. Основні обмотки з'єднані за схемою $Y_0/Y_0 - 12$ із заземленими нейтралями (рис. 7.5). Додаткові обмотки з'єднані в розімкнений трикутник. Похибки трифазних ТН вищі, ніж однофазних, тому до них не приєднують лічильники.

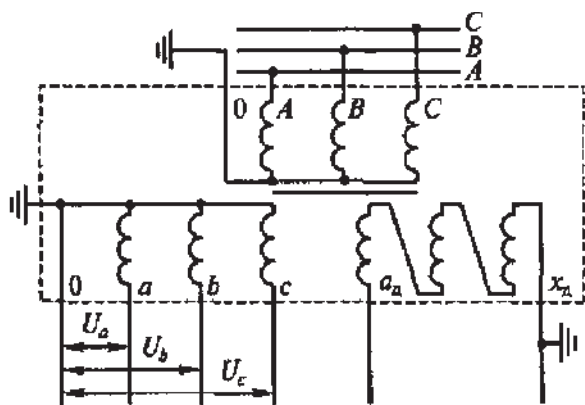


Рис. 7.5. Схема з'єднання обмоток трифазних ТН

Вторинні обмотки ТН повинні бути уземлені. Це дозволяє уникнути ураження людей електрострумом при пробі ізоляції між обмотками ВН і НН. У трифазних схемах уземляють, як правило, нейтраль. При з'єднанні в неповний трикутник звичайно уземлюють середній вивід обмотки.

Для захисту ТН від КЗ у вторинних колах неуземлених фаз встановлюються плавкі запобіжники. На напрузі до 35 кВ включно також встановлюються плавкі запобіжники. Вони захищають установку від замикань у трансформаторі. При напрузі 110 кВ і вище плавкі запобіжники не застосовуються, в колі ТН встановлюють роз'єднувачі.

7.4. Конструкція трансформаторів напруги

Трансформатор напруги за конструкцією схожий на силовий трансформатор, проте в його системі охолодження відсутні радіатори. Трансформатор напруги забезпечує надійну ізоляцію вторинних мереж від первинних. Обмотки ТН як і в силових трансформаторів часто занурюються в оливу. Останнім часом застосовується лита ізоляція з полімерів (трансформатори типу НОЛ, ЗНОЛ).

Обмотки сухих трансформаторів виконуються дротом ПЕЛ, а ізоляцією між обмотками є електрокартон. Такі трансформатори застосовуються в установках до 1000 В (НОС-0,5 — трансформатор напруги однофазний, сухий, на 0,5 кВ).

Трансформатори напруги з оливною ізоляцією застосовуються на напругу 6–1150 кВ у закритих і відкритих розподільних установках. У цих трансформаторах обмотки і магнітопровід залиті оливою, яка є ізоляцією та охолоджуючим середовищем (рис. 7.6, рис 7.7).

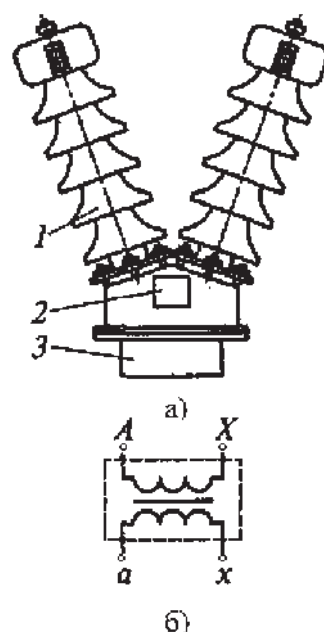


Рис. 7.6. Трансформатори напруги однофазні оливні типу НОМ-35

а) конструкція ТН; б) схема обмоток:

1 — ввід високої напруги; 2 — коробка вводів НН; 3 — бак

Однофазні двообмоткові трансформатори НОМ-6, НОМ-10, НОМ-15, НОМ-35 відрізняються конструктивно від однофазних триобмоткових трансформаторів ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-35. Схеми з'єднань їх первинних обмоток показані відповідно на рис. 7.6 та рис. 7.7. Такі трансформатори мають два вводи ВН і два вводи НН, їх можливо з'єднати за схемами відкритого трикутника, зірки або трикутника. У трансформаторів другого типу (рис. 7.7, б) один кінець обмотки ВН уземлений, єдиний ввід ВН розташований на

кришці, а вводи НН — на бічній стінці бака. Обмотка ВН розрахована на фазну напругу мережі, основна обмотка НН — на $100 / \sqrt{3}$ В, додаткова обмотка — на $100/3$ В. Такі трансформатори називаються уземлюючими й з'єднуються за схемою, показаною на рис. 7.5.

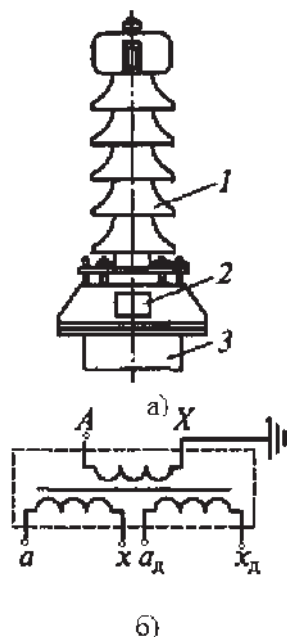


Рис. 7.7. Трансформатори напруги однофазні оливні типу ЗНОМ-35

а) конструкція ТН; б) схема обмоток:

1 — ввід високої напруги; 2 — коробка введів НН; 3 — бак

Трансформатори типів ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24 встановлюються в комплектних шинопроводах потужних електрогенераторів. Для зменшення втрат від намагнічування їх баки виконуються з немагнітної сталі.

На рис. 7.8 показано встановлений трансформатор у комплектному струмопроводі. Трансформатор за допомогою ножового контакту 3, що розташований на ввіді ВН, приєднується до пружинних контактів. Контакти закріплені на струмопроводі 1 і закриті екраном 2. Кришка трансформатора прикріплена болтами 6 до патрубку 5 з оглядовими люками 4. Таким чином, ввід ВН трансформатора знаходиться в закритому відростку екрану струмопроводу. Затискачі обмоток НН виведені на бічну стінку бака і закриваються окремим кожухом.

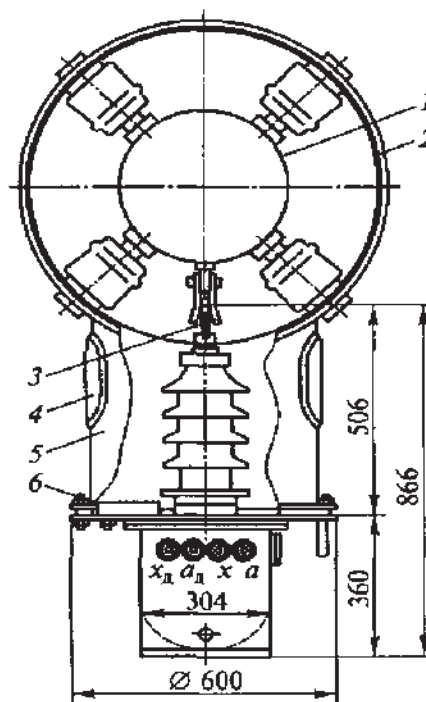


Рис. 7.8. Будова трансформатора напруги ЗНОМ-20 встановленого у комплектному струмопроводі:

1 — струмопровід; 2 — екран; 3 — ножовий контакт; 4 — оглядовий люк; 5 — патрубок; 6 — кріпильні болти

Все ширше застосовуються трансформатори напруги з литою ізоляцією. Уземлюючі трансформатори напруги серії ЗНОЛ (рис. 7.9) мають п'ять виконань за номінальною напругою: 6, 10, 15, 20 і 24 кВ. Магнітопровід у них стрічковий, розрізний, С-подібний, що дозволило підвищити їх клас точності до 0,2. Такі трансформатори мають невелику масу, можуть встановлюватися в будь-якому положенні, пожежобезпечні. Трансформатори типу ЗНОЛ призначені для установки в КРУ і комплектних струмопроводах замість оливних трансформаторів типу НАМИ і ЗНОМ, а трансформатори серії НОЛ — для заміни НОМ-6 і НОМ-10.

Особливості роботи трансформаторів напруги в мережах з ізолюваною нейтраллю.

Електричні мережі з ізолюваною нейтраллю (напругою 6–35 кВ) широко розповсюджені. Найважливіша перевага таких мереж — можливість забезпечення споживачів електроенергією під час замикання однієї з фаз на землю, оскільки при цьому не порушується трикутник лінійних напруг [2].

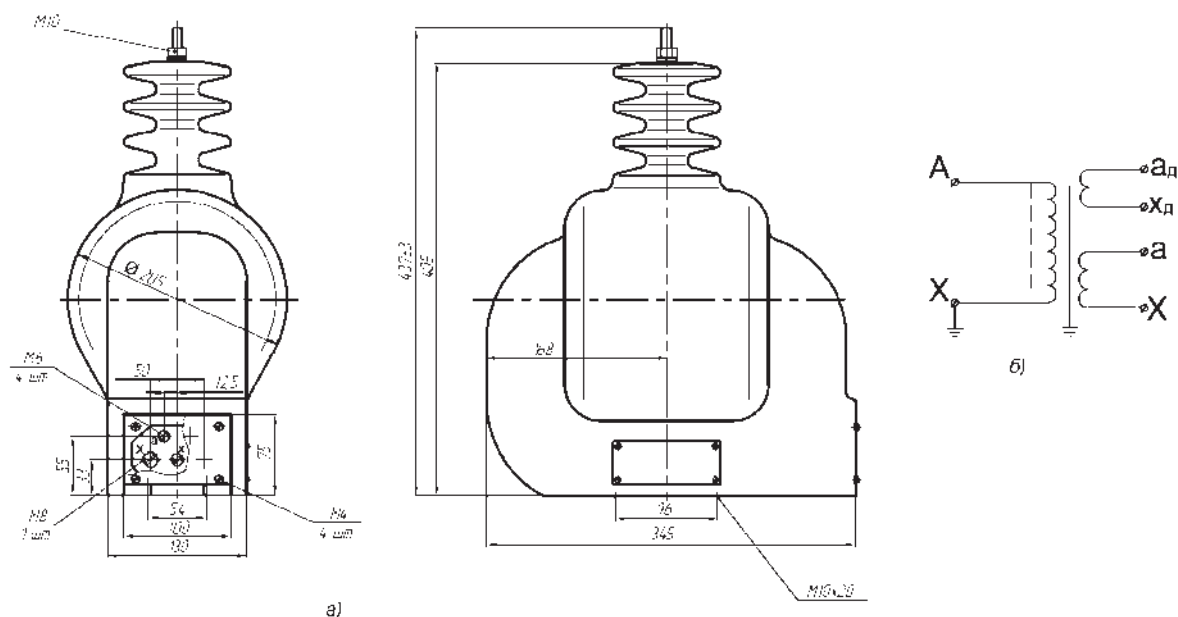


Рис. 7.9. Трансформатори напруги типу ЗНОЛ
а) загальний вид трансформатора ЗНОЛ; б) принципова електрична схема

У той же час, вони мають вагомий недолік — небезпеку виникнення ферорезонансних процесів (ФРП) між ємністю шин і приєднаного до них обладнання та нелінійною індуктивністю трансформаторів напруги, що призводить до їх пошкодження протягом декількох хвилин. Як правило, внаслідок протікання великих струмів (на порядок більших від максимально допустимих) у первинних обмотках ТН вони перегорають, що перешкоджає нормальній роботі приладів обліку, систем захисту, сигналізації та регулювання підстанції. Тому було розроблено ряд заходів щодо запобігання пошкодженням ТН і підвищення надійності їхньої роботи.

Одним з рішень стало вмикання резистора (опором 25 Ом, потужністю розсіювання 400-500 Вт) в обмотку розімкненого трикутника. При цьому вважалось, що вдасться запобігти так званому самовільному зміщенню нейтралі мережі, хоча реально цей резистор лише запобігав «розхитуванню» ферорезонансних процесів на частотах 50 Гц і вище. В принципі, ФРП на таких частотах є безпечними для обладнання підстанції, в тому числі й для ТН, оскільки вони не супроводжуються ні перенапругами, ні надструмами.

Проте якщо їх не «погасити» (наприклад, увівши резистор у обмотку розімкненого трикутника трансформатора напруги), то вони можуть переходити в субгармонійні коливання, які вже будуть супроводжуватися надструмами, що й призводить до швидкого перегорання обмоток.

Для захисту трансформаторів напруги від ушкоджень, що зумовлені ферорезонансними процесами, запропоновано ряд наступних заходів:

- вмикання резисторів у нейтраль ТН;
- вмикання додаткових резисторів у первинні обмотки ТН;
- підключення до шин з під'єднаними ТН трансформаторів власних потреб із заземленою нейтраллю, тощо.

Іншим підходом до вирішення проблеми ФРП є застосування антирезонансних трансформаторів напруги типів НАМИ-35, НАМИ-10, НАМИТ-10-2 та ін. Конструкція цих трансформаторів відрізняється від традиційних ТН. Наприклад, у нейтраль трифазного ТН типу НАМИ-35 додатково введено ще один однофазний трансформатор, який збільшує опір трансформатора за нульовою послідовністю.

У трансформатора НАМИ-10 (рис. 7.10) дві обмотки від'єднанні від землі та при-

єднані на лінійні напруги, а третя, потужніша обмотка (фаза В), залишилась приєднаною до землі, що дає змогу виявляти «землю» у мережі.

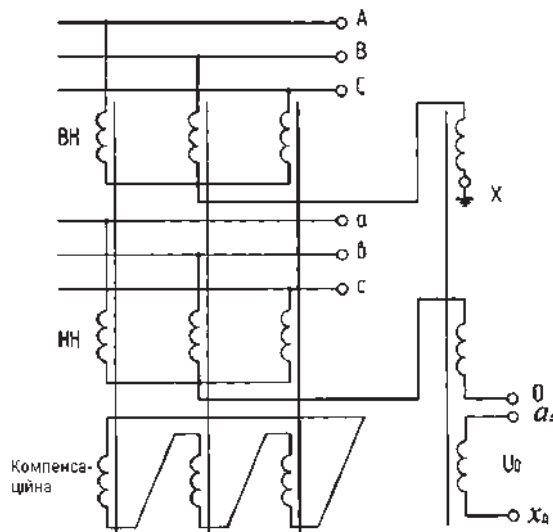


Рис. 7.10. Схема вмикання обмоток трансформатора НАМИ-10

Нейтраль трифазного трансформатора напруги типу НАМИТ-10 уземлена через додатковий однофазний трансформатор, вторинна обмотка якого замкнена накоротко. Цей однофазний трансформатор працює в режимі близькому до КЗ. Тобто в нормальному режимі вторинна обмотка його замкнута накоротко, і в нейтраль основного трансформатора послідовно вмикається активний опір 6 кОм. При виникненні ферорезонансу, вторинна обмотка розмикається, і в нейтраль вводиться опір близько 300 кОм, що й припиняє ФРП, а отже й запобігає пошкодженню ТН.

Існують і інші схеми антирезонансних ТН, але на сьогодні проблема виходу з ладу ТН у мережах з ізолюваною нейтраллю повністю не вирішена. Навіть антирезонансні трансформатори напруги, які застосовуються на сьогодні в мережах, виходять з ладу.

В електроустановках 110 кВ і вище застосовуються трансформатори напруги каскадного типу НКФ. У цих трансформаторах обмотка ВН рівномірно розподіляється по декількох магнітопроводах, завдяки чому полегшується її ізоляція. Трансформатор НКФ-110 (рис. 7.11) має двостержне-

вий магнітопровід, на кожному стержні якого розташована обмотка ВН, що розрахована на $U_{\phi}/2$. Так як загальна точка обмотки ВН з'єднана з магнітопроводом, то він по відношенню до землі знаходиться під потенціалом $U_{\phi}/2$. Обмотки ВН ізолюються від магнітопроводу також на $U_{\phi}/2$. Обмотки НН (основна і додаткова) намотані на нижньому стержні магнітопроводу. Для рівномірного розподілу навантаження по обмотках ВН призначена обмотка зв'язку П. Блок, що складається з магнітопроводу і обмоток, поміщається в фарфоровий корпус і заливається оливою.

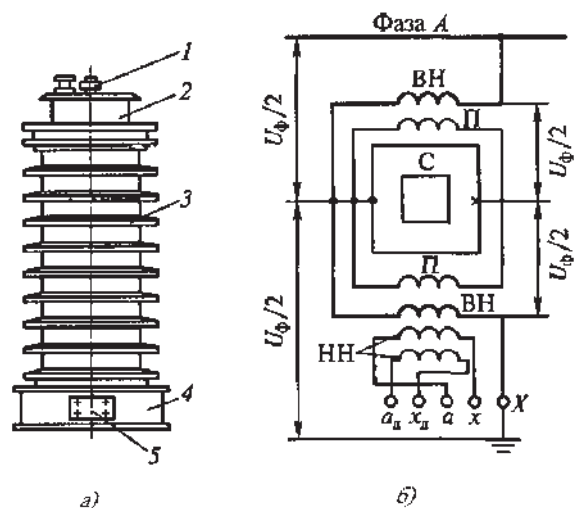


Рис. 7.11. Трансформатори напруги НКФ-110: а) конструкція ТН; б) схема вмикання обмоток 1 — ввід високої напруги; 2 — оливоорозширювач; 3 — фарфоровий корпус; 4 — основа; 5 — коробка введів НН

Трансформатори напруги на 220 кВ складаються з двох блоків, встановлених один над іншим, тобто мають два магнітопроводи й чотири ступеня каскадної обмотки ВН з ізоляцією на $U_{\phi}/4$. Трансформатори напруги НКФ-330 і НКФ-500 мають три та чотири блоки відповідно, тобто шість і вісім ступенів обмотки ВН.

Чим більша кількість каскадів обмотки, тим більший їх активний і реактивний опори та похибки, тому трансформатори НКФ-330, НКФ-500 мають лише класи точності 1 і 3. Зі зростанням класу напруги значно ускладнюється конструкція трансформаторів напруги, тому в установках 500 кВ і ви-

ще застосовуються трансформаторні пристрої з ємнісним відбором потужності. Вони приєднуються до конденсаторів високочастотного зв'язку $C1$ за допомогою конденсатора відбору потужності $C2$ (рис. 7.12, а). Напруга $C2$ (10-15 кВ) подається на трансформатор напруги, що має дві вторинні обмотки. Обмотки з'єднуються аналогічно за схемами з'єднання обмоток трансформаторів НКФ чи ЗНОМ. Для зменшення похибки в ланцюг його первинної обмотки увімкнений дросель L , за допомогою якого контур відбору напруги налаштовується в резонанс з конденсатором $C2$. Дросель L і трансформатор напруги вбудовуються в загальний бак і заливаються оливою. Загороджувач $ЗВ$ не пропускає струми високої частоти в трансформатор напруги. Фільтр приєднання Z призначений для підключення високочастотних постів захисту. Такий пристрій називається ємнісним трансформатором напруги НДЕ. На рис. 7.11, б представлена установка НДЕ-500-72.

При правильному виборі та налаштуванні всіх елементів схеми пристрій НДЕ може працювати в класі точності 0,5 або вище. Для установок 750 і 1150 кВ застосовуються трансформатори, відповідно, НДЕ-750 і НДЕ-1150.

Індуктивні ТН першого покоління та ємнісні ТН мають загальний недолік: у них використовується олива, яка може призводити до пожеж, і навіть, до вибухів. Для усунення вказаного недоліку були розроблені трансформатори напруги з елегазовою ізоляцією. Внаслідок відсутності оливи вони мають меншу ймовірність виникнення ферорезонансу.

Вимірювальний ТН з елегазовою ізоляцією НОГ (рис. 7.13) призначений для застосування в ланцюгах змінного струму частотою 50 або 60 Гц з метою передачі сигналу вимірювальної інформації до приладів вимірювання, захисту, автоматики, сигналізації та управління. Трансформатори НОГ заповнені елегазом і мають прилад контролю тиску з сигнальним пристроєм.

У конструкції трансформаторів типу НОГ передбачено запобіжний пристрій (мембрану), що не допускає збільшення надлишкового тиску всередині трансформатора понад 7 кгс/см² при аваріях, що пов'язані з пробоем внутрішньої ізоляції і горінням дуги. Викид газу через запобіжний пристрій спрямовується вгору, за межі робочої зони обслуговуючого персоналу. Конструктивні виконання трансформаторів відрізняються кількістю вторинних обмоток і напругою на них.

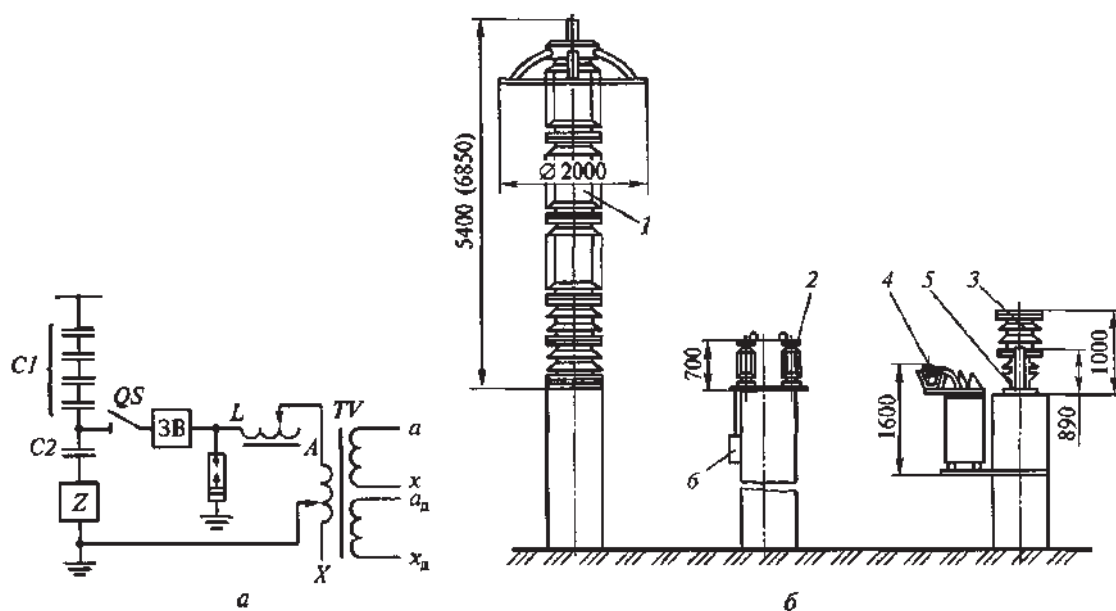


Рис. 7.12. Трансформатор напруги НДЕ: а) схема; б) установка НДЕ-500-72:
1 — дільник напруги; 2 — роз'єднувач; 3 — трансформатор напруги і дросель;
4 — загороджувач високочастотний; 5 — розрядник; 6 — привод

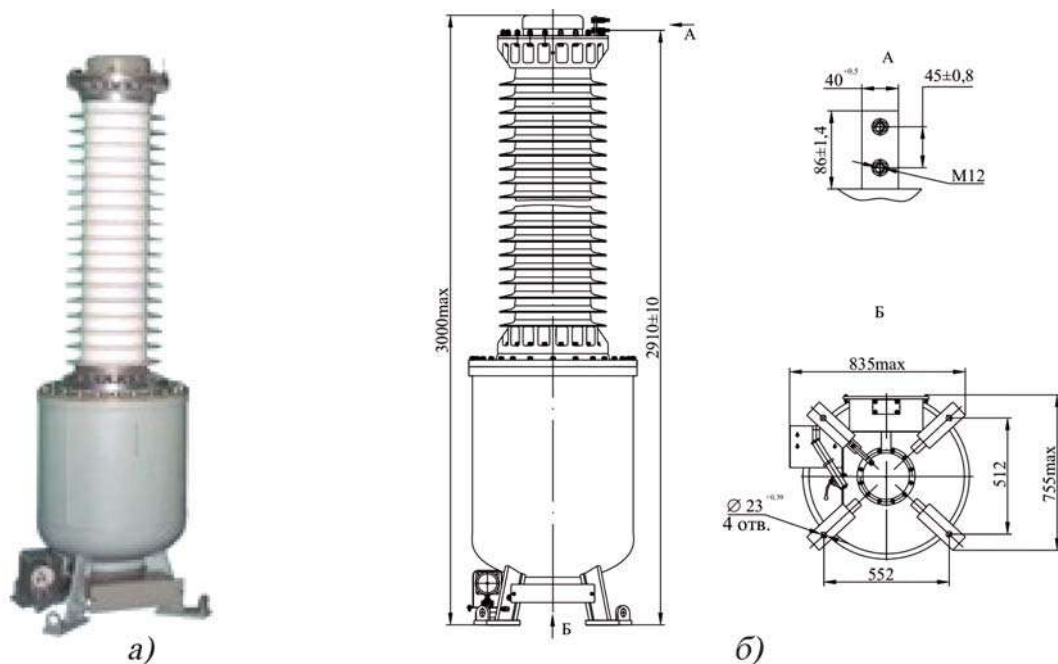


Рис. 7.13. Трансформатор напруги з елегазовою ізоляцією НОГ:

а) загальний вигляд; б) габаритні розміри ТН

Трансформатори мають стабільні характеристики ізоляції впродовж усього строку служби і не потребують середніх і капітальних ремонтів, що включають сушіння або заміну ізоляції. Дані трансформатори є вибухо-, пожежобезпечні. Контроль тиску елегазу здійснюється як візуально за приладами контролю, так і є вихід на пульт управління з сигналізацією верхнього та нижнього рівня елегазу.

Трансформатори напруги серії ЗНОГ (уземлювальні однофазні з газовою ізоляцією) і трансформатори напруги типу ЗНТГ-110 в загальному кожусі (уземлюючий, трифазна група з газовою ізоляцією) призначені для застосування в комплектних розподільчих установках з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) класів напруги 110, 220, 330 і 500 кВ для живлення приладів, ланцюгів захисту і сигналізації, а також для використання в якості випробувальних трансформаторів при живленні з боку вторинних обмоток, для проведення випробувань КРУЕ і його елементів на місці монтажу.

Трансформатор напруги складається з активних частин, що розміщені в герметичному корпусі, високовольних і низьковольних виводів. При цьому трансформатор напруги типу ЗНТГ-110 виконаний з

трьох електрично не зв'язаних активних частин, що розміщені в загальному корпусі.

Кожна активна частина складається з обмоток (первинної і двох вторинних — основної та додаткової), магнітопроводу та ряду екранів. Первинні обмотки багат шарові, циліндричні й виконані з тонкого круглого дроту, а їх міжшарова ізоляції обмоток з плівки. За допомогою спеціальних екранів і відповідного розташування витків обмотки за шарами досягається достатня рівномірність розподілу напружень від грозових імпульсів, а також створюється слабке неоднорідне поле зовні обмотки. Магнітопроводи трансформаторів бронестержневого типу шихтовані з окремих пластин електротехнічної сталі. Корпуси трансформаторів — сталеві циліндричні з еліптичними днищами зі звареним з'єднанням частин.

Висока напруга подається через ввід "елегаз-елегаз", до якого приєднана первинна обмотка.

Низька напруга відводиться з виводів, до яких приєднані вторинні обмотки. Заповнення трансформаторів елегазом здійснюється через сільфонний вентиль. При експлуатації трансформатори напруги є газонепроникні, до елегазового розподільного пристрою приєднуються за допомогою фланців.

Основні параметри і характеристики трансформаторів напруги наведені в додатку Г.

7.5. Вибір та перевірка трансформаторів напруги

Трансформатори напруги вибираються за:

- величиною робочої напруги розподільної установки:

$$U_{pn} \geq U_{уст}$$

де U_{pn} — номінальна первинна напруга трансформатора, кВ;

$U_{уст}$ — напруга установки, до шин якої приєднується трансформатор, кВ;

- конструкцією і схемою з'єднання обмоток;

- класом точності;

- вторинним навантаженням:

$$S_2 \leq S_n,$$

де S_n — номінальна потужність ТН у вибраному класі точності. При цьому слід мати на увазі, що для однофазних трансформаторів, з'єднаних за схемою зірки, слід брати сумарну потужність всіх трьох фаз, а для з'єднаних за схемою відкритого трикутника — подвоєну потужність одного трансформатора; S_2 — навантаження всіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги, ВА.

Якщо вторинне навантаження перевищує номінальну потужність ТН у вибраному класі точності, то встановлюють інший трансформатор напруги і частину приладів приєднують до нього.

Переріз дротів ланцюгів трансформаторів напруги визначається за допустимою втратою напруги. Втрата напруги від трансформаторів напруги до розрахункових лічильників повинна бути не більше 1,5% при нормальному навантаженні.

Навантаження вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів, до яких приєднують лічильники, мають відповідати діапазону значень, для яких унормовано клас точності. Вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів і лічильники потрібно з'єднувати мідним ізольованим проводом (кабелем).

Переріз і довжину проводів і кабелів у колах напруги розрахункових лічильників потрібно вибирати такими, щоб втрати напруги в цих колах не перевищували:

- 0,12 % номінальної напруги — на виводах трансформатора напруги класу точності 0,25;

- 0,25 % номінальної напруги — на виводах трансформатора напруги класу точності 0,55. Для забезпечення цієї вимоги дозволено застосовувати окремі кабелі від трансформаторів напруги до лічильників [3].

1. НАЦІОНАЛЬНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ. ТРАНСФОРМАТОРИ ВИМІРЮВАЛЬНІ Частина 2. Трансформатори напруги індуктивні (ІЕС 60044-2:2003, ІДТ) ДСТУ ІЕС 60044-2:200 — Київ ДЕРЖСПОЖИВСТАНДАРТ УКРАЇНИ 2010- 34 с.

2. Шестеренко, В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник / В. Є. Шестеренко. — Вінниця: Нова книга, 2011. — 656 с.

3. Правила технічної експлуатації. — Х.: Форт, 2017. — 760 с.

8 ІЗОЛЯТОРИ

8.1. Загальні відомості

Струмопровідні частини електроустановок кріпляться і ізолюються одна від одної і відносно землі за допомогою ізоляторів. Ізолятори для електроустановок напругою вище 1 кВ виготовляються з фарфору, скла та полімерів. Ізолятори з традиційних електроізоляційних матеріалів скла, фарфору набули широкого застосування в електроустановках, але досвід їх експлуатації виявив ряд недоліків: крихкість, старіння внаслідок електрохімічного впливу середовища, велика питома вага та ін. Успіхи органічної хімії в галузі синтезу нових високоміцних композиційних матеріалів призвели до появи нового класу високоевольованих ізоляторів — полімерних. Застосування полімерних ізоляторів з кремнійорганічною оболонкою практично вирішило проблему старіння і дозволило гарантувати їх працездатність більше 30 років.

Класифікація ізоляторів:

за призначенням:

лінійні — для кріплення проводів повітряних ліній,

станційні — для кріплення шин і струмоведучих частин в розподільчих установках;

апаратні — для кріплення струмоведучих частини апаратів.

За конструктивними особливостями:

опорні, прохідні та підвісні.

Ізолятори повинні відповідати ряду вимог, що визначають їх електричні та механічні характеристики, відповідно до призначення і номінальної напруги та роду установки. До основних характеристик ізоляторів відносять: номінальна напруга $U_{ном}$; допустиме зусилля $F_{дон}$.

Опорні ізолятори призначені для ізоляції і кріплення шин або струмоведучих частин на металевих або бетонних конструкціях і в електричних апаратах. Вони поділяються на стержневі та штирові.

Штирові скляні ізолятори ШС (рис. 8.1), які використовуються на ПЛ напругою 10, 20 кВ, мають вагому перевагу над фарфоровими аналогами — повна відсутність виробничих дефектів. Це досягається завдяки оптичному контролю якості при виготовленні. Слід зазначити і їх довговічність, на них з часом не з'являються мікротріщини на відміну від фарфорових ізоляторів, наприклад, типу ШФ. Так само відмову скляних ізоляторів легко помітити, адже вони просто розсипаються. В той час як виявити дефект фарфорових аналогів можливо лише за допомогою спеціального обладнання.



Рис. 8.1. Скляні лінійні штирові ізолятори

Опорні фарфорові ізолятори застосовуються для ізоляції струмоведучих частин у різних електричних пристроях електростанцій і підстанцій, для комплектації роз'єднувачів внутрішньої установки, силових шаф, вимикачів, запобіжників, для шинної ізоляції. Найбільшого використання отримали наступні типи ізоляторів: ИО, ИОР, ОФР, ИОРФ.

Основна відмінність між ізоляторами ИО від ИОР (рис. 8.2) полягає у їх формі виконання (літера Р позначає ребристий), а отже і в довжині шляху струму витікання. Існує велика кількість типів виконання цих ізоляторів з номінальною напругою від 1 кВ до 35 кВ (ИО-1-2,5, де 1 — це номінальна напруга, а 2,5 — руйнівна сила на вигин; ИО-35-3,75). У маркуванні цих типів ізоляторів відсутнє позначення типу виконання

фланця, а це значить, що арматура повністю втоплена в «тіло» ізолятора. Такий підхід дозволяє знизити будівельну висоту електротехнічних виробів до 40%, а загальна вага ізолятора зменшується в 2 рази. У торцях фарфорового корпусу для приєднання арматури є поглиблення, в яких розміщені ніпелі з нарізними отворами під болти або шпильки для кріплення струмоведучих частин до ізолятора [1].

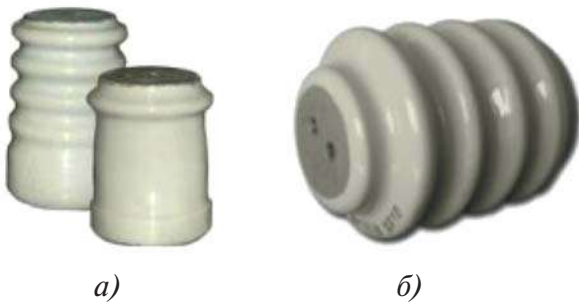


Рис. 8.2. Опорні фарфорові ізолятори:
а) серії ІО; б) серії ІОР

Ізолятори типу ОФР (рис. 8.3) та ІОРФ відрізняються призначенням і формою нижнього фланцю. Ізолятор виконано з електротехнічної кераміки. Арматура та цементні шви мають вологостійке покриття. Стійкі до теплових ударів.

Опорно-стрижневі фарфорові ізолятори. Ізолятори для зовнішньої установки серії ІОС (рис. 8.4) — призначені для ізоляції струмоведучих частин, для їх кріплення в високовольтних електричних апаратах, струмопроводах, комплектних РУ, а також РУ електричних підстанцій і станцій змінної напруги понад 1 кВ і частоти до 100 Гц.

Ізолятор ІОС-35-500 (рис. 8.5) є одним з найбільш поширених в електроустановках. В даний час виготовляються його модифіковані версії, що мають індекси “01” і “03” у маркуванні. Головною відмінністю є форма фланців.

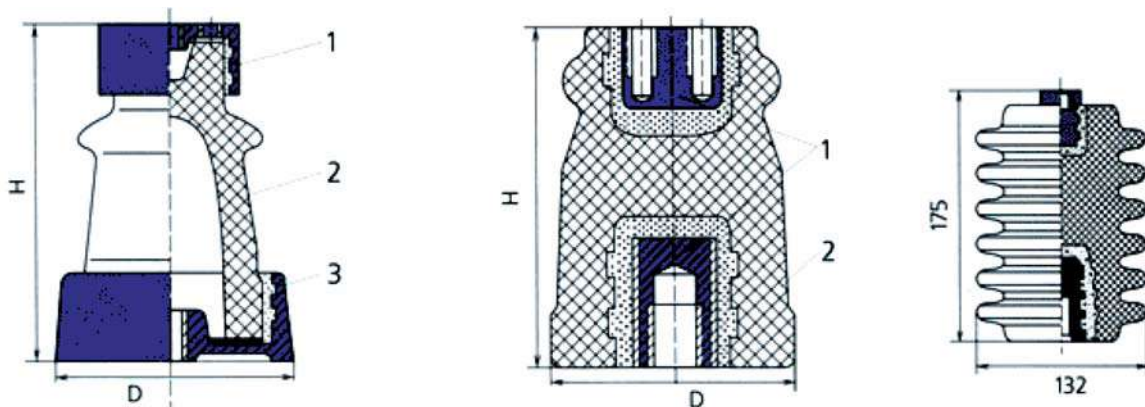


Рис. 8.3. Опорні фарфорові ізолятори серії ОФ:
1 — ковпачок і арматура; 2 — фарфоровий корпус; 3 — фланець



Рис. 8.4. Загальний вид ізолятора ІОС

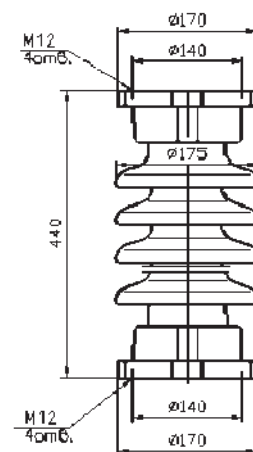


Рис. 8.5. Ізолятор ІОС-35-500

Опорно-штирові ізолятори призначені для ізоляції та кріплення струмопровідних частин у електричних апаратах і в розподільчих установках змінної напруги 10 кВ частотою до 100 Гц. Ці ізолятори застосовуються в регіонах з нормальною і забрудненою атмосферою.

Опорні штирові ізолятори серії ОНШ (рис. 8.6) призначені для зовнішньої установки. Вони мають фарфорову основу з далеко виступаючими ребрами для захисту від дощу (рис. 8.6, б). Довжина шляху струму витoku по поверхні такого ізолятора значно більша ніж аналогічного ізолятора внутрішньої установки. Ізолятор закріплюється на основі за допомогою чавунного штиря з фланцем. Для кріплення струмопровідних частин передбачено чавунний ковпак з різьбовими отворами. Штирові ізолятори виготовляють на номінальну напругу 10-35 кВ і мінімальне руйнуюче навантаження 5-20 кН.

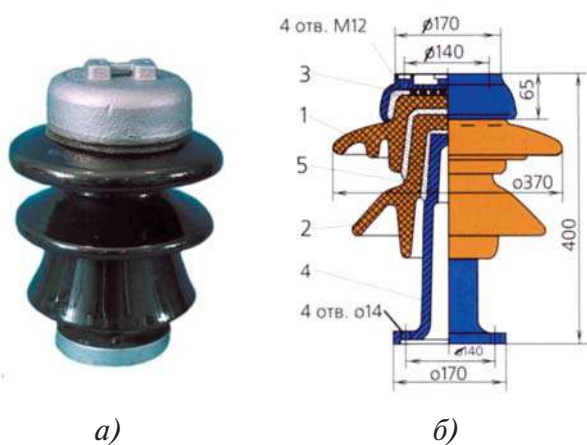


Рис. 8.6. Опорно штирові ізолятори ОНШ

а) загальний вид; б) конструктивне виконання:

1 і 2 — фарфорові елементи; 3 — ковпачок;

4 — штир; 5 — зв'язуюча мастика

Ізолятори фарфорові штирові використовуються в якості ізоляції струмопровідних частин закритих розподільних установок електричних станцій і підстанцій, комплектних розподільних установок, з'єднання з відкритими розподільними пристроями або лініями електропередавання на змінній напрузі понад 1000 В частоти до 100 Гц. А також для закритих струмопроводів.

Штирові ізолятори на номінальну напругу 10 кВ ШФ-10 мають монолітний фарфоровий корпус (рис. 8.7), а на більш високі напруги — складний фарфоровий корпус з декількох частин (ШФ-20), що з'єднані між собою за допомогою цементу (рис. 8.8). За такої конструкції корпусу збільшуються пробивна напруга ізолятора та його механічна міцність.



Рис. 8.7. Штировий ізолятор ШФ-10



Рис. 8.8. Штировий ізолятор ШФ-20

Полімерні ізолятори — ізолятори останнього покоління з суцільнолитою силіконовою оболонкою. Використовуються для кріплення та ізоляції проводів повітряних ліній електропередавання, підстанцій, розподільних установок та інших струмопровідних частин електроустаткування. Полімерні ізолятори виготовляються на основі композитних матеріалів, що забезпечує високу їх надійність та довговічність. Ребриста оболонка виготовляється з силіконової гуми, що має високу трекінг-ерозійну стійкість, високу гідрофобність та стійкість до дії несприятливих чинників навколишнього середовища.

У конструкції полімерних ізоляторів використовуються:

- кремнійорганічна (силіконова) цільноліта захисна оболонка ізолятора;
- рівномірна опресовка стержня матрицями циліндричного профілю;
- оцинковані сталеві наконечники.

Переваги полімерних ізоляторів у порівнянні з фарфоровими та скляними:

- малі витрати на транспортування, вантажно-розвантажувальні роботи;
- знижені витрати на монтаж;
- підвищена стійкість до ударів;
- ізолятори можливо застосовувати в болотистих і гірських місцевостях;
- стійкість до забруднень, не потребують очищення впродовж всього строку служби;
- низькі витрати на ремонт і заміну ізоляторів;
- нижча ціна.

На заміну фарфоровим стержневим ізоляторам у даний час випускаються полімерні опорно-стержневі ізолятори ОСК та ОТК, що мають підвищену гідрофобність, і витримують більше у 5 разів статичні навантаження та в 20 разів більші динамічні навантаження (рис. 8.9).

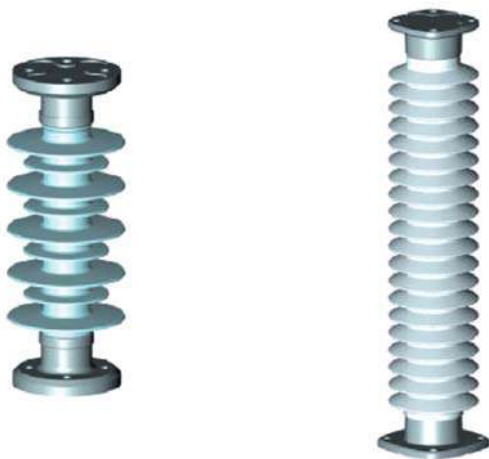


Рис. 8.9. Опорно-стержневі полімерні ізолятори:
а) ОСК на напругу 35 кВ;
б) ОТК на напругу 110 кВ

Для ремонту і заміни штирових фарфорових і скляних ізоляторів випускаються штирові полімерні ізолятори (наприклад, на напругу 10 кВ ШПУ-10 рис.8.10.а) і на напругу 35 кВ ШПУ-35 рис. 8.10.б) та лінійні штирові полімерні ізолятори ОЛК-

10, що мають покращені електричні і механічні характеристики (рис. 8.11).

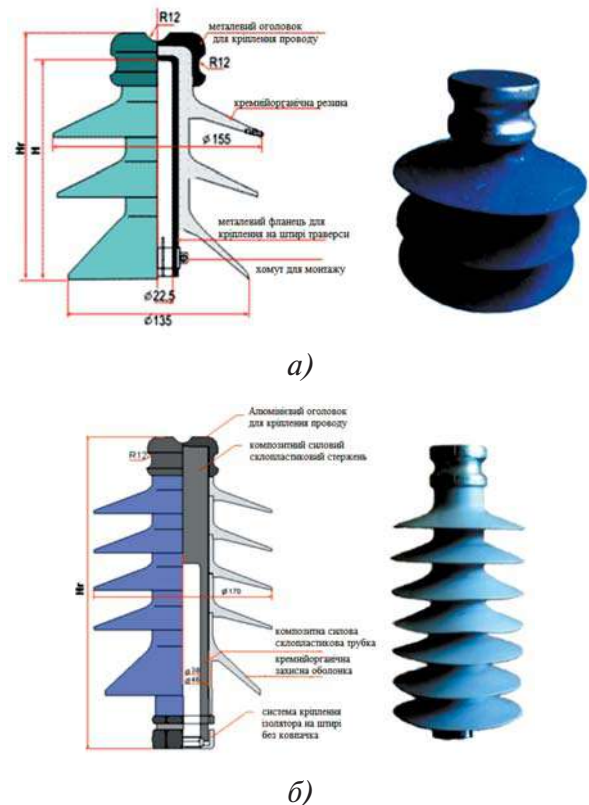


Рис. 8.10. Штирові полімерні ізолятори:
а) ШПУ-10; б) ШПУ-35

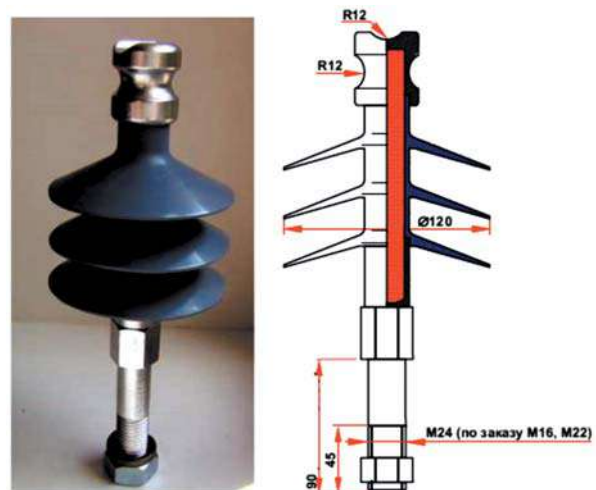


Рис. 8.11. Штировий полімерний ізолятор ОЛК-12,5-10

Ізолятори прохідні випускаються для розподільних установок внутрішнього і зовнішнього виконання і призначені для ізоляції струмопровідних частин закритих і відкритих розподільних установок електричних станцій і підстанцій, комплектних розподільних установок, з'єднання з від-

критими розподільними установками або лініями електропередавання змінної напруги 6-35 кВ частотою до 100 Гц. Ізолятори армуються фланцями з чавуну або алюмінієвого сплаву за допомогою портландцементу. Струмopовідні шини виконуються з алюмінію.

Прохідні ізолятори для внутрішньої установки на напругу до 35 кВ мають порожнистий фарфоровий корпус з невеликими ребрами. Для кріплення ізолятора в перекритті (стіні) на середній його частині передбачений фланець, а на торцях для кріплення провідника — металеві ковпаки. Прохідні ізолятори з номінальним струмом до 2000 А мають стержні прямокутного перерізу.

Шинні ізолятори (на струм 2000 А і вище) мають на торцях ковпаки спеціальної конструкції, що утримують сталеві планки з прямокутними вирізами. Через ці планки пропускається струмоведуча шина. Фланці й ковпаки в ізоляторів з номінальним струмом більше 1000 А виготовляють з немагнітних матеріалів — чавуну спеціальних марок та силуміну. Це дає уникнути додаткових втрат через індуктивність струмів.

Прохідні ізолятори, одна частина яких працює на відкритому повітрі, а інша — в закритому приміщенні або ж в оливі, як, наприклад, прохідні ізолятори трансформаторів і оливних вимикачів, виготовляють несиметричними (рис. 8.12). Частина фарфорового корпусу, що працює на повітрі, має більш розвинені ребра.

Прохідні ізолятори на напругу 110 кВ і вище, отримали назву лінійних або апаратних вводів, крім фарфорового, мають оливобар'єрну, а в більш нових конструкціях паперово-оливну ізоляцію. В останньому випадку на струмопровідний стержень накладені шари кабельного паперу з провідними прокладками із алюмінієвої фольги між ними (конденсаторний ввід). Конденсаторний ввід забезпечує рівномірний розподіл потенціалу як вздовж осі, так і в радіальному напрямі. Такі вводи зазвичай герметизовані.

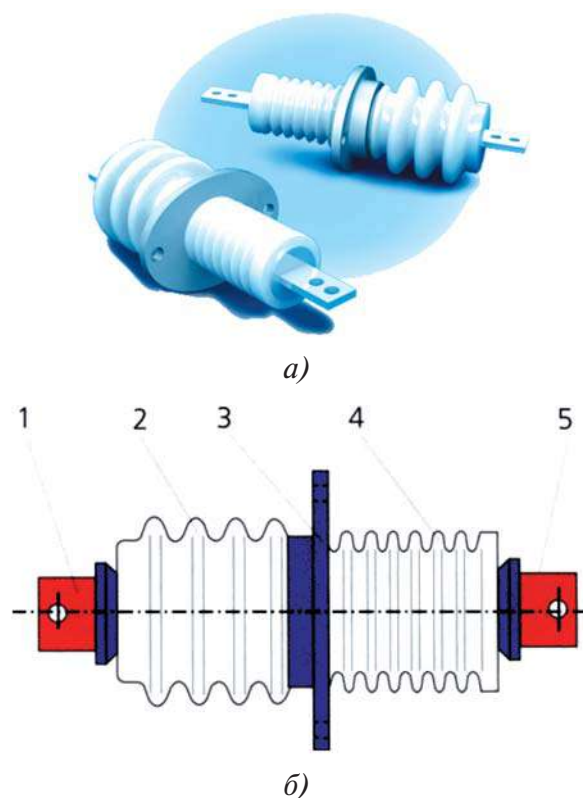


Рис. 8.12. Прохідні ізолятори:

а) загальний вид ізолятора ИП;

б) конструктивне виконання:

1 і 5 — контактні вводи;

2 і 4 — фарфорові втулки; 3 — фланець

Найбільшого поширення отримали високовольтні ізолятори марок ИПУ-10/630-7,5 і ИП-10/630-7,5. Головною їх особливістю є посилене виконання зовнішньої ізоляції (літера «У» в маркуванні), тому їх можливо встановлювати зовні. Ізолятори типу ИП (У) виготовляються на рівні номінальної напруги (10-35 кВ), мають руйнівну силу на вигин від 7,5 до 42,5 кН і номінальні струми 630-16000 А.

Крім розглянутих видів прохідних ізоляторів розповсюдження отримали ізолятори ИПТ, призначені для комплектації з'ємних трансформаторних вводів. ИППУ та ППЦ — полімерні аналоги ИПУ та ИП. Істотним недоліком сучасних прохідних полімерних ізоляторів є вища їх вартість у порівнянні з фарфоровими.

Підвісні ізолятори (рис. 8.13) призначені для кріплення багатодровових провідів до опор повітряних ліній і РУ. Їх конструкція дозволяє протистояти розтягуванню.



Рис. 8.13. Підвісні ізолятори:

а) скляні серії ПС; б) лінійні підвісні фарфорові ізолятори серії ПФ

Тарілчастий ізолятор (рис. 8.14) має фарфоровий або скляний корпус, нижня поверхня якого виконана ребристою для збільшення розрядної напруги під час дощу. Більшого поширення отримали ізолятори із загартованого скла з-за технологічних переваг скла над фарфором.

У даний час на сучасних лініях електропередавання ізолятори ПФ не застосовуються. Замість них на лініях 10 кВ використовуються скляні ізолятори типу ПС і полімерні типу ЛК (рис. 8.15). У мережах ультрависокої напруги доцільно застосовувати саме полімерні ізолятори оскільки вони мають вищу механічну міцність.

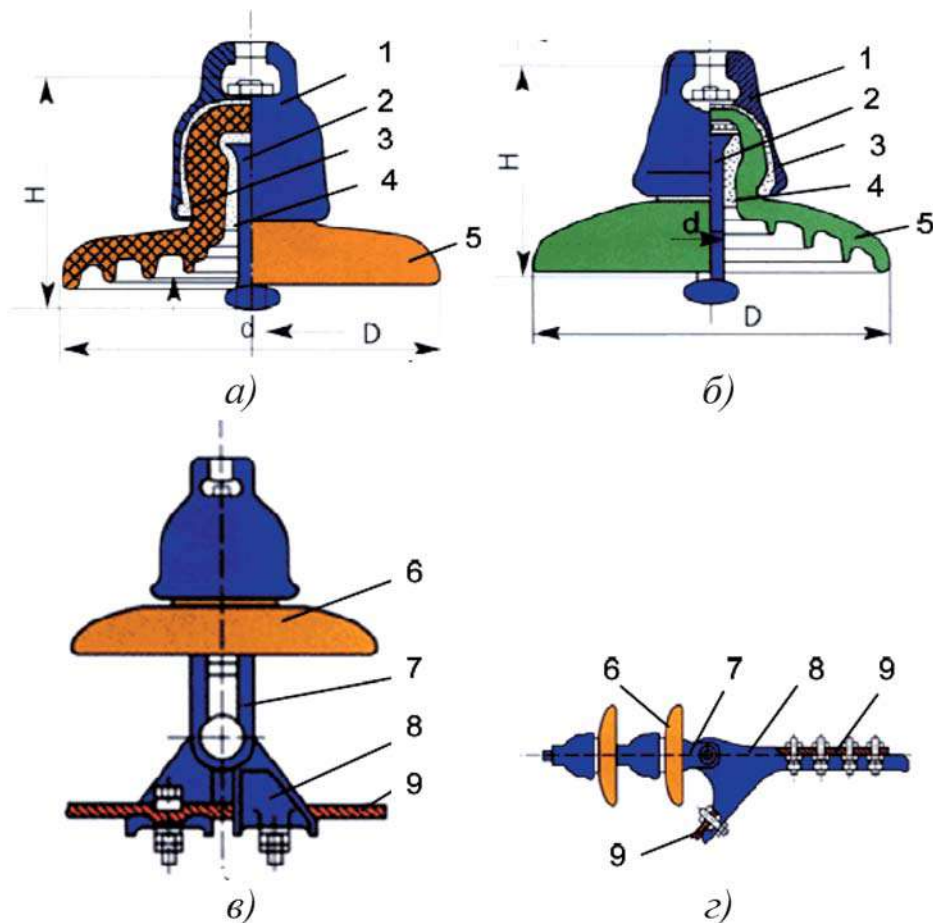


Рис. 8.14. Підвісні тарілчасті ізолятори:

а) фарфоровий ПФ; б) скляний ПС; в) гірлянда підтримуюча; г) гірлянда натяжна
 1 — шапка; 2 — товкач; 3 — з'єднувальна мастика; 4 — спеціальний сплав; 5 — тарілчастий елемент;
 6 — останній ізолятор; 7 — вушко двохлапчасте; 8 — сидло (натяжний захим); 9 — провід

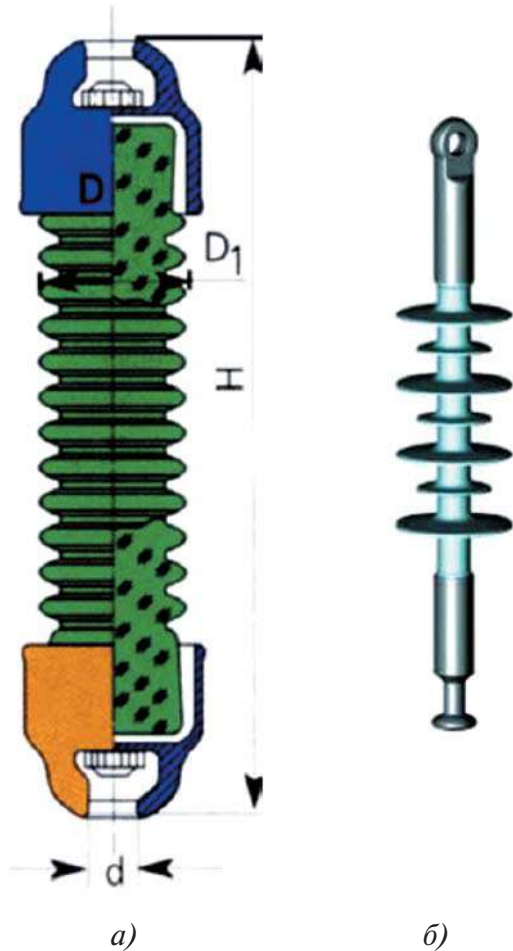


Рис. 8.15. Підвісні довгострижневі й полімерні ізолятори:

- а) довгострижневий скляний (фарфоровий);
б) довгострижневий полімерний (ЛК)

Для заміни фарфорових і скляних ізоляторів розроблено полімерні ізолятори типу ЛКЦ (лінійний кремнійорганічний суцільнолитий). Характерною особливістю яких є покращені технічні характеристики. Один ізолятор типу ЛКЦ дає можливість замінити гірлянду скляних або фарфорових типу ПС і ПФ на ПЛ напругою 35-330 кВ. Завдяки високим масогабаритним показникам, ці ізолятори легко монтувати і транспортувати.

Основними частинами високовольтного полімерного ізолятора є склопластиковий стержень, що відповідає за механічні навантаження кінцевої арматури (виготовляється з алюмінієвих сплавів або куванням сталі) та захисна гумова оболонка, що дозволяє використовувати ізолятор в районах із забрудненою атмосферою і погодні-

ми умовами, наближеними до екстремальних.

Велика кількість виконань фланців ізолятора, таких як товкач, гніздо, сережка та їх комбінацій дозволяє замінювати давно застарілі їх аналоги на високовольтних лініях електропередавання, не замінюючи арматури. Тому в електромережах відбувається поступова заміна фарфорових і скляних ізоляторів на полімерні.

Розрахункове допустиме навантаження на ізолятори не повинна перевищувати 60% мінімального руйнівного навантаження.

Технічні дані ізоляторів приведені в додатку Д.

8.2. Вибір ізоляторів для шинних конструкцій

Опорні та прохідні ізолятори для шинних конструкцій вибираються за:

- номінальною напругою $U_{уст} \leq U_n$;
- номінальним струмом (для прохідних ізоляторів) $I_{роб.макс} \leq I_n$;
- за допустимим механічним навантаженням $F_{роз} \leq F_{доп}$.

Максимальне розрахункове навантаження, H , складе:

- при розміщенні опорних ізоляторів всіх фаз у горизонтальній або вертикальній площинах

$$F_{роз} = \frac{\sqrt{3}k_h l (i_{yd}^{(3)})^2}{a} 10^{-7},$$

- де k_h – поправочний коефіцієнт на висоту шини при установці на ребро $k_h = h_u / h_{iz}$; $h_u = h_{iz} + b + 0,5h$, де h_{iz} – висота ізолятора (див. рис. 8.16). При розміщенні шин плазом $k_h = 1$; l – відстань між ізоляторами вздовж шини; a – відстань між осями сусідніх фаз;
- при розміщенні опорних ізоляторів у вершинах трикутника

$$F_{роз} = k_h F_{зе},$$

- де $F_{зе}$ – згинаюча сила, що діє на шини (табл. Д.9);

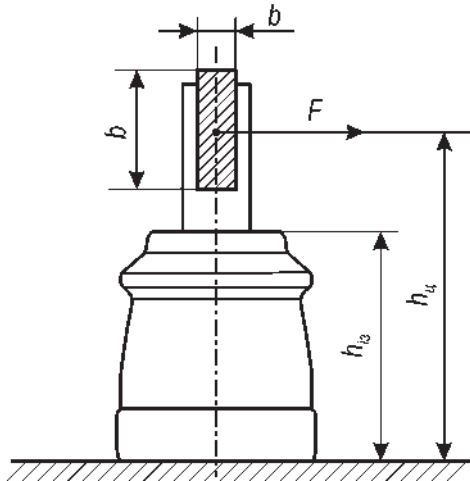


Рис. 8.16. Визначення поправочного коефіцієнта k_n

- прохідного ізолятора

$$F_{роз} = \frac{0,88I \left(i_{y0}^{(3)}\right)^2}{a} 10^{-7}.$$

Значення руйнівальних навантажень для ізоляторів різних типів подані у додаток Д табл. Д.1-Д.13.

1. Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Величко Т.В. Электричне обладнання підстанцій систем електропостачання. Навчальний посібник для напряму підготовки 6.050701 «Електроенергетика та електротехнології». — Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2009. — 334 с.

9 РОЗРЯДНИКИ. ОБМЕЖУВАЧІ ПЕРЕНАПРУГИ НЕЛІНІЙНІ

9.1. Загальна відомості

Перенапряга — це короточасне або тривале, небезпечне для електричної ізоляції підвищення напруги в електроустановках або електромережах (рис. 9.1), що здатне пробити електроізоляцію елементів обладнання і вивести його з ладу.



Рис. 9.1. Стилізований графік миттєвих значень напруги

За причиною виникнення перенапруги поділяються на внутрішні (комутаційні та квазістаціонарні) та зовнішні (грозові).

Внутрішні перенапруги зумовлюються дією внутрішніх електромагнітних полів у разі різкої зміни стану дії електроустановки (пристроїв), наприклад, при комутації елементів електричних кіл (катушок індуктивності, , довгих ліній). Таким чином, першопричиною цих перенапруг є перетікання електромагнітної енергії, що накопичена в елементах електромережі, або ж яка надходить від генераторів мережі. Вони характеризуються відносно низьким рівнем перевищення номінальної напруги (у 3,5–4,5 рази) та відносно низькою частотою напруги (до 1000 Гц) і тривалістю впливу до 1 с. У залежності від умов виникнення та можливої тривалості дії внутрішніх перенапруг на

ізоляцію електроустановок розрізняють комутаційні, квазістаціонарні та стаціонарні перенапруги.

Квазістаціонарні перенапруги — виникають при тимчасових, з точки зору експлуатації, режимах роботи і несприятливих поєднаннях параметрів мережі і тривають до тих пір, поки не зміниться схема або режим мережі. Тривалість таких перенапруг — від секунд до десятків хвилин — обмежується дією релейного захисту або оперативного персоналу.

Стаціонарні перенапруги першого типу пов'язані із регулюванням збудження електромашин, завдяки якому напруга на шинах станції не перевищує найбільшої робочої. Наявність регулювання суттєво обмежує такі стаціонарні перенапруги, які, як правило, менші ніж квазістаціонарні й не мають істотного практичного значення.

До стаціонарних перенапруг другого типу відносяться усталені резонансні процеси різноманітного походження. Найбільш значні квазістаціонарні та стаціонарні перенапруги другого типу в основному мають характер резонансних ПН. При цьому квазістаціонарні перенапруги відповідають короточасному, так званому, перехідному резонансу, а стаціонарні — усталеному резонансу.

Зовнішні перенапруги виникають у разі впливу атмосферної електрики, носить імпульсний характер дії напруги і має малу тривалість (десятки мікросекунд). Атмосферні перенапруги, поділяються на: наведені (індуковані) і від прямого удару. Джерелом грозових перенапруг у електромережах є блискавка, що являє собою електричний розряд із хмари в електроустановку (ПН прямого удару) або поблизу неї в землю (індуковані ПН).

Індуковані перенапруги утворюються через стікання зарядів, що накопичилися на

електрообладнанні під час найбільшого сплеску блискавки. Найбільший струм розряду грозових хмар на заземлені споруди або на землю, зазвичай складає 10-25 кА, а в окремих випадках, може досягати 200-250 кА. Вважається, що найбільшу небезпеку наведені перенапруги становлять для установок номінальною напругою не більше 35 кВ.

Під час *прямого удару* блискавки у лінію електропередавання або обладнання підстанції через пошкоджений об'єкт протікає струм до 250 кА, який супроводжується перенапругами, що можуть перевищувати номінальну напругу установки у декілька десятків разів.

Уникнути пробоею елементів електроустановок можливо шляхом нарощування ізоляційних можливостей обладнання, але це призводить до суттєвого зростання його вартості, або обмеженням перенапруги за допомогою спеціальних технічних пристроїв, що є більш доцільним. Для захисту від внутрішніх перенапруг використовують розрядники, вимикачі з додатковим електричним опором, тощо. Зовнішніх перенапруг уникають шляхом заземлення та блискавкозахисту.

Існують наступні основні види розрядників: трубчасті, газорозрядні, вентильні, магнітовентильні та нелінійні обмежувачі перенапруги.

На сьогодні, в електроустановках підстанцій йайбільшого поширення набули вентильні розрядники (рис. 9.2) та нелінійні обмежувач перенапруги (рис. 9.3).



Рис. 9.2. Вентильний розрядник РВО-10



Рис. 9.3. Зовнішній вигляд типу обмежувача перенапруги нелінійного ОПНп-6/5,3/5/1 УХЛ 1

9.2. Розрядники

Розрядник — це пристрій, що містить два чи декілька електродів і призначений для здійснення розрядження за певних умов.

У електроустановках застосовуються вентильні розрядники різної конструкції і призначення: РВС — вентильний станційний на 10-220 кВ для захисту від атмосферних перенапруг; РВМ, РВМГ, РВМА — вентильні з магнітним гасінням дуги; модифікації Г і А (комбіновані) призначені для захисту від атмосферних і короткочасних внутрішніх перенапруг, що виникають в ізоляції електроустаткування станцій і підстанцій при номінальній напрузі 15-500 кВ. Розрядники типу РВВМ виготовляються на напругу 3-10 кВ. Відмітною їх особливістю являються знижена імпульсна і остаточна напруга, обумовлена наявністю конденсаторів, вбудованих в середину іскрових проміжків.

У розподільних установках найбільшого поширення набули розрядники типів РВП та РВС, що призначені, відповідно, для захисту електроустановок підстанцій та апаратури станцій.

Будова розрядника РВП-6 представлена на рис. 9.4. Він складається з двох основних компонентів: багатоступеневого іскрового проміжку і робочого резистора.

Багатоступеневий іскровий проміжок містить декілька послідовно з'єднаних одиничних іскрових проміжків 12, що конструктивно виконані у вигляді паперово-бакелітового циліндру 4. Одиничний іскро-

вий проміжок 12 складається з двох фігурних латунних електродів, які приклеєні до електроізоляційної прокладки.

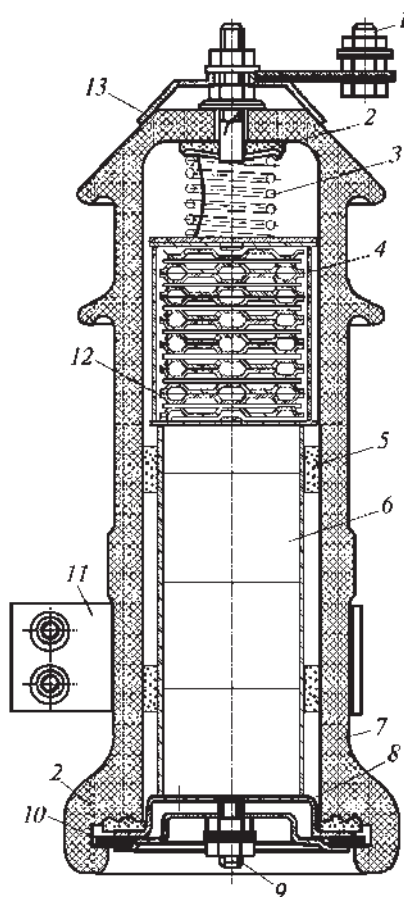


Рис. 9.4. Конструкція розрядника РВП-6:

- 1 – болт; 2, 10 – резинові прокладки;
- 3 – спіральна пружина;
- 4 – паперово-бакелітовий циліндр;
- 5 – фетрова прокладка;
- 6 – одиничний дисковий вілітовий резистор;
- 7 – фарфоровий корпус; 8 – профільна шайба;
- 9 – шпилька заземлення; 11 – хомут;
- 12 – одиничний іскровий проміжок;
- 13 – металевий ковпак

Робочий резистор містить декілька послідовно з'єднаних дискових вілітових резисторів 6, що мають вентильні властивості. Тобто їх опір змінюється в залежності від прикладеної до них напруги: чим вища прикладена напруга, тим нижче їх опір і навпаки. Ця властивість віліту (карборунду) дозволяє пропустити більший струм за меншим падінням напруги. Віліт змінює свої характеристики при зволоженні, тому робочий резистор знаходиться у герметичному

фарфоровому корпусі 7 зверху закритого металевим ковпаком 13 і загерметизованим резиновими прокладками 2, 10. Основи циліндричних резисторів 6 для кращого контакту металізують алюмінієм, а їх бічні поверхні покривають ізолюючою обмазкою з метою запобігання протіканню струмів витoku. Для усунення зсуву вілітових дисків 6 ставляться фетрові прокладки 5.

До несучої конструкції розрядник приєднується хомутом 11, до струмоведучих проводів – болтом 1, а до заземлення – шпилькою 9. Таким чином, розрядник включається між фазою електроустановки і контуром заземлення паралельно до ізоляції, що захищається.

Кількість іскрових проміжків у блоці та вілітових дисків в колонці залежить від величини номінальної напруги розрядника.

У нормальному режимі роботи іскрові проміжки забезпечують ізоляцію між фазою і землею. Під час виникнення небезпечної перенапруги для ізоляції електроустановки, відбувається пробій іскрових проміжків, внаслідок чого мережа виявляється з'єднана з землею через вілітові диски. У цей момент до вілітових дисків прикладається максимальна напруга, тому опір їх буде найменшим, а струм замикання на землю – найбільшим. У результаті розряду на землю напруга в мережі знижується, а опір вілітових дисків зростає. Дуга змінного струму при проходженні через нуль гасне, а потім знову відновлюється. Коли напруга, прикладена до розрядника, виявляється недостатньою для підтримки дуги на іскрових проміжках, при першому ж проходженні струму через нуль його протікання через розрядник припиняється.

У електроустановках ПС також використовуються модернізовані розрядники типу РВО, що мають зменшений діаметр іскрових проміжків і вілітових дисків, знижені габарити і масу у порівнянні з РВП.

Вентильний розрядник типу РВС випускається у вигляді п'яти стандартних елементів: РВС 15, РВС 20, РВС 30, РВС 33 і РВС 35.

З цих елементів комплектують розрядники на напругу до 220 кВ. Їх з'єднують послідовно встановлюючи один на інший. Так, розрядник на напругу 110 кВ складається з чотирьох елементів РВС-30 і має висоту близько 3,3 м (рис. 9.5). Для надання стійкості передбачено три ізолюючі розтяжки. На розрядниках типів РВС-110 і РВС-220 встановлюються запобіжні кільця з метою вирівнювання напруги по фарфоровій ізоляції окремих елементів.

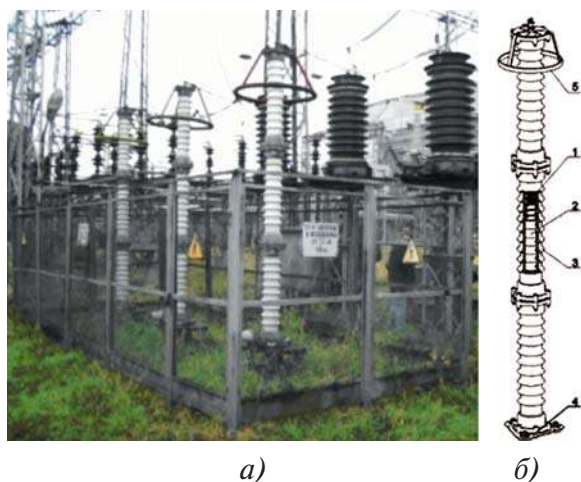


Рис. 9.5. Розрядників серії РВС-110:

а) зовнішній вигляд; б) будова:

- 1 — іскрова щилина; 2 — робочий резистор;
- 3 — фарфорова корпус; 4 — основа;
- 5 — екрануючі кільця

Конструкція елемента розрядника РВС представлена на рис. 9.6. Він складається з трубчастого фарфорового корпусу 1, всередині якого знаходяться вілітові диски 2 і комплекти іскрових проміжків 4. Кожен комплект розміщений у фарфоровому циліндрі 5 і складається з декількох одиничних іскрових проміжків 3. Всі іскрові проміжки і циліндричні резистори стиснуті спіральними пружинами 6. Фарфоровий корпус закритий з торцевих сторін кришками, під якими знаходяться гумові прокладки 7. Фарфоровий корпус армований фланцями 8, які призначені для кріплення розрядника до опорної конструкції, а також для приєднання до шин або проводів. Комплекти іскрових проміжків шунтуються підковоподібними резисторами 9, призначеними для рівномірного розподілу напруги між ними.

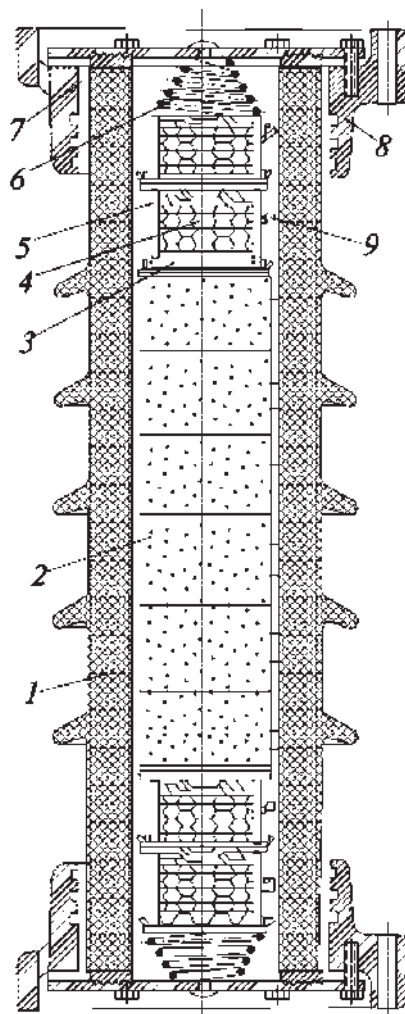


Рис. 9.6. Конструкція розрядника РВС:

- 1 — фарфоровий корпус; 2 — вілітовий диск;
- 3 — одиничний іскровий проміжок; 4 — комплект іскрових проміжків; 5 — фарфоровий циліндр;
- 6 — спіральна пружина; 7 — резинова прокладка;
- 8 — фланець; 9 — підковоподібний резистор

Для рівнів напруги 35–500 кВ також використовуються магнітовентильні розрядники типу РВМ. Вони відрізняються від інших типів розрядників наявністю блоків магнітних іскрових проміжків. Такі стандартні блоки іскрових проміжків з вілітовими резисторами виготовляються на напругу 35 кВ.

Трубчасті розрядники. Основне призначення трубчастих розрядників типу РТ полягає в захисті лінійної ізоляції при грозових перенапруженнях. Корпус розрядника складається з бакелітової трубки викладеною зсередини фіброю. Трубка забезпечена металевими накінецьниками, причому з одного кінця вона відкрита для вільного вихо-

ду іонізованих газів після гасіння дуги. У внутрішньому каналі трубки вставлений стержневий електрод 3, металеве з'єднання з нижнім накінецьником. Трубчастий розрядник завжди включається через додатковий зовнішній іскровий проміжок. Це необхідно для оберігання фибробакелітової трубки від руйнування струмами витоку, які мали б місце при безпосередньому приєднанні розрядника до струмопровідних частин установки.

У схемах електроустановок, де можливі неповнофазні спрацьовування комутаційних апаратів (повітряних вимикачів, відокремлювачів тощо), потрібно використовувати пристрої автоматичного заземлення нейтралі, які спрацьовують при досягненні на ній 75 % і більше фазної напруги. Ці пристрої запобігають руйнуванню розрядників, установлених у нейтралі.

Структура умовного позначення розрядників представлена на рис. 9.7.

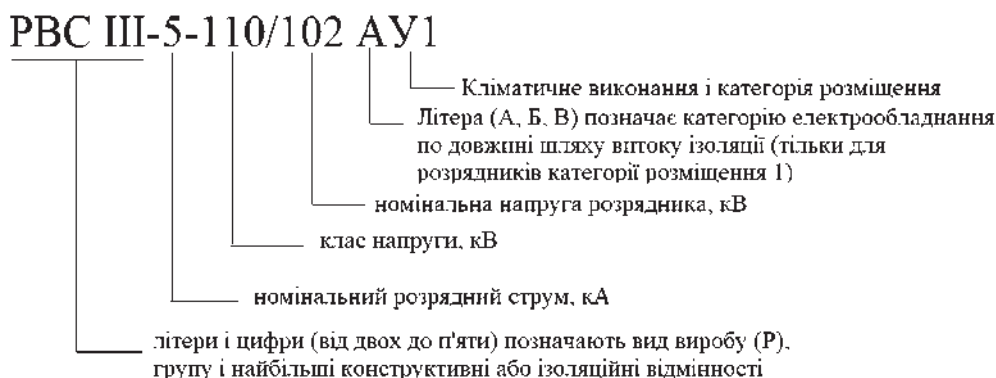


Рис. 9.7. Структура умовного позначення розрядника

9.3. Обмежувачі перенапруг нелінійні

Обмежувачі перенапруг нелінійні — це апарати призначений для захисту ізоляції електроустановок підстанцій і електричних мереж від атмосферних і короточасних комутаційних перенапруг.

Характеристики вентильних розрядників часто не дають змоги забезпечити необхідне обмеження перенапруг. Значного покращення їх захисних характеристик можливо досягнути шляхом усунення іскрових проміжків. Однак, вмикання існуючих вентильних розрядників на роботу напругу без іскрових проміжків неможливе внаслідок протікання значного струму через робочі опори при фазній напрузі. Тому були розроблені на базі металооксидних варисторів ОПН позбавлені вказаного недоліку.

Варистори побудовані на основі оксиду цинку ZnO високої чистоти мають різко-нелінійну вольт-амперну характеристику, в результаті при зростанні щільності струму від 10-5А/см² до 102А/см² напруга на вари-

сторі збільшується приблизно в два рази. Тому вони підключаються до електромережі без іскрових проміжків і працюють у режимі постійного підключення до мережі. Сучасні варистори мають високу здатність поглинати і розсіювати значну енергію без руйнування та зміни своїх властивостей. Це дозволило створити компактні обмежувачі, що здатні протистояти впливам грозових і внутрішніх перенапруг.

Конструктивно ОПН складається з активної частини у вигляді колони послідовно сполучених варисторів 6, що встановлена в силіконовий корпус 2 обладнаний необхідними засобами приєднання і монтажу 3, 4 (рис. 9.8). Колонна варисторів 6 армується стяжкою зі склджугута 7, що дає їй механічної міцності та покращує електроконтакт між одиничними варисторами. Використання кремні-органічної гуми в якості корпусу 2 забезпечує підвищену гідрофобність, вибухобезпечність і легкість монтажу. Зазвичай обмежувачі встановлюються вертикально, основою 3 на заземлену частину електроустановки.

Також існують конструкції ОПН призначені для «перевернутого» та підвісного монтажу.

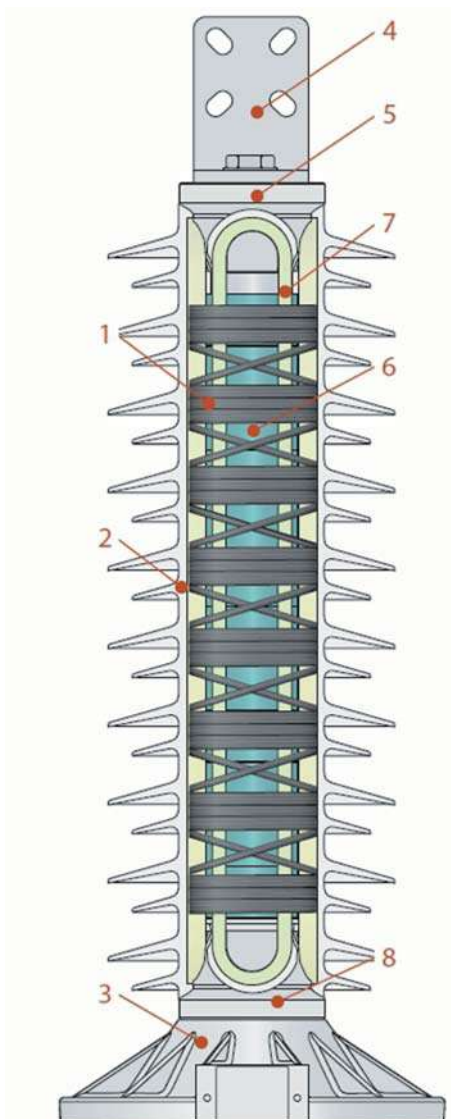


Рис. 9.8. Конструкція ОПН
(ф. АБВ, серія PEXLIM):

- 1 – захисна обмотка; 2 – силіконовий корпус;
- 3 – основа; 4 – лінійний ввід;
- 5 – верхній фланець; 6 – варистори;
- 7 – стяжка зі складжута; 8 – нижній фланець

У нормальному робочому режимі до ОПН прикладається номінальна робоча напруга мережі і через нього протікає ємнісний струм величиною в десятки частки міліампера, так як його внутрішній опір дуже великий і це не впливає на роботу кіл які він захищає. При виникненні хвилі перенапруги варистори обмежувача переходять у провідний стан і обмежують подальше зростання напруги на його виводах. Зрос-

тання напруги в мережі призводить до підвищення температури варистора на декілька десятків градусів. Струм, що протікав у нормальному режимі збільшується в декілька разів за долі мікросекунд. Надлишок напруги протікає через ОПН і спрямовується в землю. Коли перенапруга знижується, обмежувач повертається в непровідний стан.

Важливою характеристикою є збереження теплової стабільності обмежувача, тобто поступового охолодження варистора. Після стабілізації параметрів мережі і повернення напруги до номінального значення, обмежувач переходить у стан очікування до наступного стрибка напруги. Робота обмежувача не викликає жодних порушень в роботі мережі.

У разі пошкодження варистора струм КЗ, що проходить через нього не викликає небезпечного розриву корпусу. Крім того, обмежувач може бути оснащений роз'єднувачем, який спрацює у відповідності до його часо-струмової характеристики. У результаті утворюється видимий розрив між обмежувачем і заземленням. Дане рішення забезпечує безаварійну роботу мережі, а також легку локалізацію пошкодженого обмежувача.

Головними параметрами ОПН є:

- тривалодопустима робоча напруга $U_{н.р}$ — найбільше діюче значення напруги промислової частоти, що може бути необмежено довго прикладене до затискачів обмежувача;
- номінальна напруга обмежувача $U_{ном}$ — діюче значення напруги промислової частоти, яке обмежувач повинен витримувати протягом 10 секунд при робочих випробуваннях;
- залишкова напруга $U_{зал}$ — найбільше значення напруги на обмежувачі при протіканні через нього імпульса струму вказаного максимального значення і вформи;
- номінальний розрядний струм $I_{роз.ном}$ — це струм за значенням якого класифікується рівень захисту обмежувача в грозовому режимі при імпульсі 8/20 мкс;
- питома енергоемність $W_{пит}$ — розсіювана обмежувачем енергія одного нормованого

імпульса струму пропускної здатності I_n , що віднесена до найбільшої робочої напруги;

- струм пропускної здатності I_{2000} — максимальне значення (амплітуда) прямокутного імпульса тривалістю не менше 2000 мкс, що характеризує здатність ОПН розсіювати енергію комутаційних перенапруг;

- імпульс великого струму $I_{\text{макс}}$ — максимальне значення грозового імпульсу струму 4/10 мкс, що використовується для оцінки стійкості ОПН до прямих ударів блискавки;

- струм короткого замикання $I_{\text{кз}}$ — здатність пошкодженого обмежувача перенапруги витримувати без розриву корпусу струми короткого замикання мережі в місці його встановлення;

- довжина шляху витoku l_v — найменша відстань по зовнішній поверхні обмежувача між металевими частинами різного потенціалу.

Для забезпечення надійного захисту електроустаткування електроустановок напругою 6-750 кВ від грозових та комутаційних перенапруг ОПН повинні застосовуватись при захисті ізоляції обмоток силових трансформаторів і автотрансформаторів; шунтуючих реакторів; трансформаторів напруги; місць переходу ПЛ у КЛ і кабельних вставок; нейтралей трансформаторів, якщо вони можуть працювати не заземленими; пунктів секціонування; пунктів комерційного обліку електроенергії 6-20 кВ [1].

В електричних мережах 6-35 кВ необхідно застосовувати ОПН в усіх випадках, коли для захисту від грозових перенапруг діючим ПУЕ передбачено застосування вентильних розрядників, а також для обмеження внутрішніх перенапруг. Слід враховувати, що перенапруги на обладнанні, безпосередньо до якого приєднаний ОПН, співпадають з напругою на ОПН, а перенапруги на обладнанні, що віддалене від ОПН, перевищують напругу на ОПН за рахунок коливальних процесів між ОПН і обладнанням.

При застосуванні ОПН для захисту розподільних установок підстанцій від грозових перенапруг слід керуватись наступним.

1. Обладнання розподільних установок підстанцій, до яких приєднані ПЛ, повинні захищатись ОПН, що встановлюються на шинах чи біля трансформатора.

2. Кількість та місця установки ОПН слід вибирати виходячи з наявних схеми електричних приєднань, кількості ПЛ і трансформаторів. При цьому допустима відстань від ОПН до устаткування повинна бути забезпечена для кожного етапу (черги) розвитку підстанції. При виборі необхідно виходити з того, щоб захист підстанції повинен бути забезпеченим мінімальною кількістю ОПН. При цьому віддається перевага установці ОПН на трансформаторному приєднанні.

3. У розподільних установках напругою 35-750 кВ найбільші відстані по ошиновці від ОПН до трансформаторів та іншого устаткування, включаючи відгалуження і висоту ОПН, повинні бути не більше від значених у табл. 4.2.5-4.2.8.

4. У разі приєднання ПЛ напругою від 35 кВ до 330 кВ до РУ ПС за допомогою кабельної вставки довжиною менше ніж 1,5 км вона має бути захищеною з обох сторін ОПН. За довжини кабельної вставки 1,5 км і більше встановлювати ОПН на кінцях кабелю не вимагається.

5. На ПЛ 35 кВ при наявності трансформатора напруги (ТН) на кінці лінії перед комутаційним апаратом (вимикачем) ОПН повинен бути установленим на відстані не більше 40 м від ТН.

6. При установці ОПН у одній камері РУ із трансформатором напруги потрібно приєднувати перед запобіжником трансформатора напруги, щоб уникнути перегорання запобіжника при проходженні імпульсних струмів.

7. При захисті силових трансформаторів від грозових перенапруг ОПН повинен встановлюватись до комутаційного апарату і приєднуватись найкоротшим шляхом від введів трансформатора до заземлюючого пристрою підстанції.

8. При наявності на приєднаннях трансформаторів на стороні 3-20 кВ стру-

мообмежуючих реакторів ОПН повинні бути установлені на шинах 3-20 кВ незалежно від наявності ОПН біля трансформаторів.

9. Обмотки НН і СН силових трансформаторів (АТ), які не використовують для живлення електроприймачів, а також обмотки, які тимчасово від'єднано від шин РУ в грозовий період, потрібно з'єднувати за схемою зірки або трикутника і захищати ОПН, які вмикають між вводами кожної фази і землею. Захист обмоток НН, які не використовують для живлення електроприймачів, розташованих першими від магнітопроводу, можна виконувати заземленням однієї з вершин за схемою трикутник, однієї з фаз або нейтралі за схемою зірка чи встановленням ОПН відповідного класу напруги на кожній фазі. Захист обмоток, які не використовують для живлення електроприймачів, не виконують у разі постійного приєднання до них кабельної лінії довжиною, не меншою ніж 30 м, що має заземлену оболонку чи броню.

10. РУ напругою 3-20 кВ, до яких приєднано ПЛ, потрібно захищати ОПН, установлені на шинах або біля силових трансформаторів.

11. Захист ПС напругою 35 кВ і 110 кВ із силовими трансформаторами потужністю до 40 МВ·А, приєднаних до відгалужень довжиною менше ніж 1 км, від існуючих ПЛ, які не захищено тросом, дозволено виконувати за спрощеною схемою за таких умов:

- ОПН встановлено на відстані від силового трансформатора, не більшій ніж 15 м;

- відстань від ОПН до іншого устаткування не повинна перевищувати 50 м.

Необхідність обмеження внутрішніх перенапруг за допомогою ОПН пов'язана з широким застосуванням вакуумних вимикачів (ВВ), спрацьовування яких супроводжується появою значних комутаційних перенапруг, та з вичерпуванням ресурсів ізоляції електрообладнання. При вирішенні питання необхідності захисту від внутрішніх перенапруг слід також враховувати структуру електричної мережі з наявними у ній електроприймачами, які розподіляються відносно надійності електропостачання на I, II і III категорії у відповідності з [2].

У порівнянні з вентильними розрядниками ОПН мають ряд суттєвих переваг, що впливають із відсутності іскрових проміжків і високої нелінійності вольтамперної характеристики:

- більш глибоке обмеження перенапруг (при однакових розмірах активної частини);
- простота конструкції і велика надійність;
- стійкість до зовнішніх забруднень корпусу;
- здатність обмежувати внутрішні перенапруги;
- більша вибухобезпечність;
- кращі масогабаратні показники.

Схема умовного позначення нелінійного обмежувача перенапруг (рис. 9.9).

Технічні характеристики розрядників та обмежувачів перенапруги наведені у додатку Е.

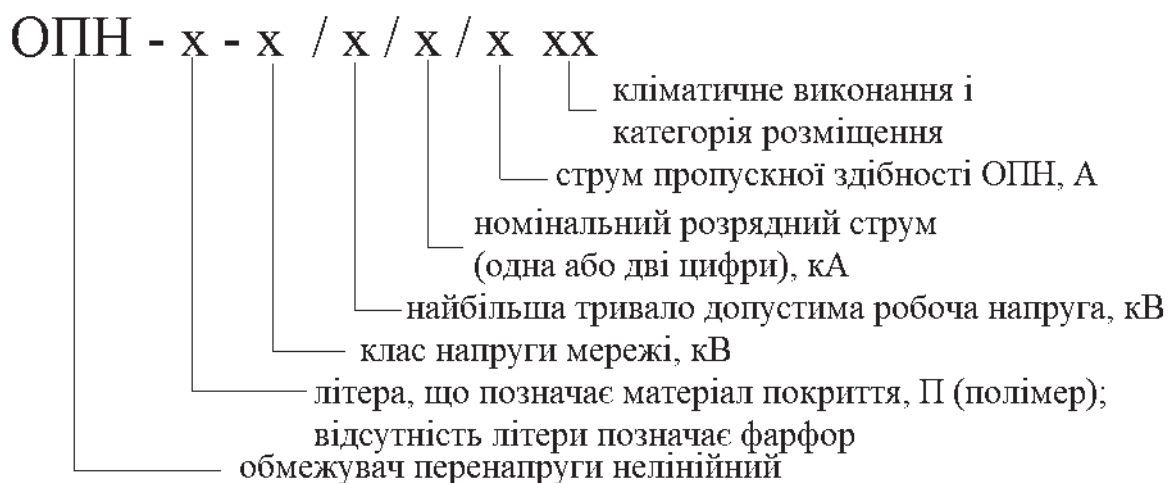


Рис. 9.9. Структурна схема умовного позначення

9.4. Вибір розрядників та ОПН

Вибір розрядників і ОПН проводять виходячи з їх призначення, конструктивного виконання (для внутрішньої або зовнішньої установки), необхідного рівня обмеження перенапруг, а також схеми мережі та її параметрів (найбільшого робочої напруги мережі, способу заземлення нейтралі, величини ємнісного струму замикання на землю і ступеня його компенсації, тривалості існування однофазного або трифазного замикання на землю і т.д.).

Отже, вибір розрядників для захисту від комутаційних перенапруг проводиться за умовами:

1. Найбільшої робочої напруги обладнання.

Для мереж 3-35 кВ, що працюють з ізольованою або компенсованою нейтраллю і допускають необмежено тривале існування струму замикання на землю, найбільша тривало допустима робоча напруга вибирається більшою або рівною найбільшій робочій напрузі електрообладнання даного класу напруги, кВ

$$U_{\text{макс.р}} \leq U_{\text{н.доп}};$$

де $U_{\text{макс.р}}$ — максимальна робоча напруга електроустановки.

У мережах 110-500 кВ, що працюють з ефективно заземленою нейтраллю, кВ

$$U_{\text{макс.р}} \leq \frac{U_{\text{н.доп}}}{\sqrt{3}}.$$

2. Залишкової напруги, кВ

$$U_{\text{зал}} \leq \sqrt{2} k_{\text{доп}} U_{\text{н.доп}},$$

де $k_{\text{доп}}$ — допустима кратність внутрішніх перенапруг для електрообладнання.

3. Здатності розсіювати енергію, кДж/кВ:

$$\frac{W_{\text{пог}}}{U_{\text{н.доп}}} \leq W_{\text{нум}},$$

де $W_{\text{пог}}$ — граничне значення поглинутої електроманітної енергії навантаження

$$W_{\text{пог}} = 0,5 L_{\text{нз}} \cdot I_{\text{зр}},$$

$L_{\text{нз}}$ — індуктивність навантаження, Гн;

$I_{\text{зр}}$ — струм зрізу, А.

4. Довжини шляху витоку, см:

$$l_{\text{роз}} \leq l_{\text{доп}},$$

де $l_{\text{роз}}$ — розрахункова довжина шляху витоку

$$l_{\text{роз}} = l_{\text{нум}} \cdot U_{\text{н.доп}},$$

$l_{\text{нум}}$ — питома довжина шляху витоку, см визначається в залежності від ступеня забруднення ізоляції ОПН згідно з [3].

5. Вибухобезпеки. Величина вибухобезпечного струму ОПН $I_{\text{кз}}$ повинна вибиратися на 15-20% більше значення ймовірного струму при КЗ всередині ОПН з урахуванням схеми, місця підключення і режиму роботи нейтралі мережі, кА:

$$(1,15 - 1,2) I_{\text{кз.роз}} \leq I_{\text{кз}},$$

де $I_{\text{кз}}$ — розрахунковий струм КЗ у місці установки обмежувача.

Якщо вибір розрядника проводиться для захисту електрообладнання від грозових перенапруг то він повинен задовольняти умові номінального розрядного струму:

$$I_{\text{р.м.макс}} \leq I_{\text{роз.ном}},$$

де $I_{\text{роз.ном}}$ — номінальний розрядний струм ОПН; $I_{\text{р.м.макс}}$ — найбільший розрахунковий струм мережі.

При цьому номінальний розрядний струм повинен бути не менше 5 кА, а в перерахованих нижче випадках 10 кА і більше:

- у районах з інтенсивною грозовою діяльністю (більше 50 грозових годин на рік;
- районах з високим ступенем промислових забруднень (IV ступінь забруднення атмосфери;
- у схемах грозозахисту, до яких пред'являються підвищені вимоги до надійності.

1. ІНСТРУКЦІЯ із застосування, монтажу та експлуатації засобів захисту від перенапруг в електроустановках напругою 6-750 кВ. затверджена МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ, НАКАЗ від 23.05.2014 № 374

2. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. — Х.: Форт, 2017 — 376 с.

3. Рекомендации по выбору и применению ОПН для оптимальной защиты электрооборудования // Электротехнический рынок. — №3 (9), 2007. — С. 14-21.

10 ЗАПОБІЖНИКИ

10.1. Загальні відомості

Запобіжник — це комутаційний електричний апарат, призначений для вимкнення електричного кола, яке захищається, руйнуванням спеціально передбачених для цього струмоведучих частин під дією струму, що перевищує певні значення.

Основні параметри плавких запобіжників

- номінальна напруга — це напруга, на яку розрахований запобіжник для тривалої роботи;

- номінальний струм плавкої вставки $I_{нвст}$ — це струм, який витримує плавка вставка тривалий час.

- номінальний струм I_n — це струм, рівний найбільшому номінальному струму плавкої вставки, яка може бути встановлена в даний запобіжник. В один і той же запобіжник в залежності від номінального струму захищеного об'єкту може вставлятися декілька плавких вставок, що розраховані на різні номінальні струми.

- максимальний струм вимкнення — це найбільший струм, який плавкий запобіжник може вимкнути без будь-яких пошкоджень або деформацій.

Вимоги до запобіжників: ампер-секундна характеристика запобіжника повинна проходити нижче характеристики захищеного об'єкту, при цьому забезпечувати селективність захисту; стабільні в роботі; висока вимикаюча здатність; легкі в обслуговуванні.

За своїм призначенням (категорією застосування) розрізняють [1]:

- запобіжники, призначені для захисту розподільних мереж (позначають літерами G або L),

- запобіжники, призначені для захисту напівпровідникових пристроїв (їх позначають літерою R)

- запобіжники, призначені для захисту кіл з електродвигунами (їх позначають літерою M).

Запобіжники категорії G або L мають відмикати коло із надструмом не одразу після його виникнення, а через визначений проміжок часу, тривалість якого визначається у залежності від рівня надструму. Ці запобіжники не припиняють живлення навантаження при випадкових короткочасних надструмах, які є безпечними для мереж, отже не переривають технологічний процес, пов'язаний з такими надструмами. Так само діють й запобіжники категорії M . Вставки запобіжників категорії R призначені для захисту напівпровідникових пристроїв від коротких замикань, вони мають діяти дуже швидко, їх ще називають швидкодіючими.

Основними елементами запобіжника є корпус, плавка вставка (плавкий елемент), контактна частина, дугогасильний пристрій та дугогасильне середовище. До складу вставки входить топкий елемент, який розтоплюється при надструмах. Для вставок дуже важливим є такий показник, як діапазон відмикання тобто діапазон очікуваних струмів, у межах якого забезпечується здатність до відмикання вставки. Якщо вставка здатна відмикати усі струми, які розтоплюють топкий елемент аж до номінальної здатності до відмикання, вона позначається літерою g , а якщо лише у частині цього діапазону — літерою a . Вставки, позначені літерою g , забезпечують захист обладнання від коротких замикань та перевантажень, а вставки, позначені літерою a забезпечують захист обладнання лише від коротких замикань.

Поєднання діапазону відмикання та категорії застосування прийнято називати *класом запобіжника*. Наприклад, запобіжники класу gG призначені для захисту мереж від перевантажень та коротких замикань, а запобіжники класу aR призначені для захисту напівпровідникових пристроїв лише від коротких замикань.

Важливою захисною характеристикою запобіжника є часово-струмова характеристика — крива, що показує залежність часу, наприклад, переддугового часу або часу спрацьовування, від очікуваного струму при заданих умовах роботи. Час спрацьовування складається з переддугового часу, тобто проміжку між моментом виникнення надструму й моментом початку розтоплення топкого елемента та часу горіння дуги, що виникає після розтоплення топкого елемента. Оскільки часо-струмові характеристики мають значний розкид, виробники в технічній документації для кожного значення номінального струму запобіжника певного типорозміру наводять так звану часо-струмову зону — область, яка обмежена мінімальною переддуговою часо-струмовою характеристикою та максимальною часо-струмовою характеристикою спрацьовування при визначених умовах. Часо-струмова зона запобіжника повинна розташовуватися нижче характеристики пошкодження об'єкту захисту, тобто залежності часу виходу з ладу цього об'єкту від очікуваного струму (рис. 10.1).

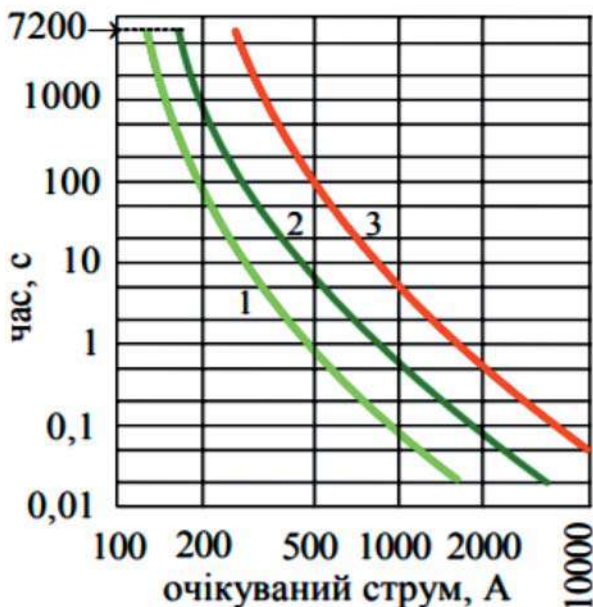


Рис. 10.1. Узгодження часо-струмової зони запобіжника з характеристикою пошкодження об'єкту захисту: 1 — мінімальна переддугова часо-струмова характеристика; 2 — максимальна часо-струмова характеристика спрацьовування; 3 — характеристика пошкодження об'єкту захисту

У запобіжників категорії *G* з номінальним струмом I_n , розтоплення топкого елемента не повинно наставати впродовж визначеного умовного часу при струмі $1,25 \cdot I_n$ (умовний струм нерозтоплення), а при струмі $1,6 \cdot I_n$ (умовний струм розтоплення) розтоплення має відбутися обов'язково впродовж того самого часу. В залежності від номінального струму і може становити від однієї до чотирьох годин. Зокрема, при $I_n = 100$ А зазначений умовний час становить дві години, тому зверху часо-струмова зона обмежена часом 7200 с (рис. 10.1).

Розрізняють запобіжники побутового призначення та промислові. В першому — небезпечні струмопровідні частини у робочому стані закриті ізоляційними деталями, що робить ці апарати відносно безпечними, навіть якщо їх експлуатацію здійснюють некваліфіковані особи.

У запобіжників другої групи — небезпечні струмопровідні частини є відкритими і доступними для прямого дотику, тому їх завжди монтують у закритих металевих шафах.

Вітчизняні запобіжники промислового призначення серії ПН2 (рис. 10.2) мають чотири типорозміри, які охоплюють діапазон номінальних струмів 31,5–630 А при номінальній напрузі 380 В. Здатність до вимкнення КЗ у запобіжників ПН2-100 (найменший габарит) становить 100 кА, а у запобіжників ПН2-600 становить лише 40 кА. Вітчизняні запобіжники для побутових електроустановок серії ПРС також мають чотири типорозміри, які охоплюють діапазон номінальних струмів 1–100 А при номінальній напрузі 380 В. Здатність до відмикання коротких замикань у запобіжників ПРС становить 15–20 кА.

Сучасні запобіжники промислового призначення європейської системи *NH* (рис. 10.3) охоплюють діапазон номінальних струмів від 2–1600 А при номінальній напрузі 500 В та 690 В. Здатність до вимкнення цих запобіжників сягає 160 кА. У порівнянні із ПН2, запобіжники системи *NH* при однакових номіналах мають менші розміри та більш економічні — розсіювана

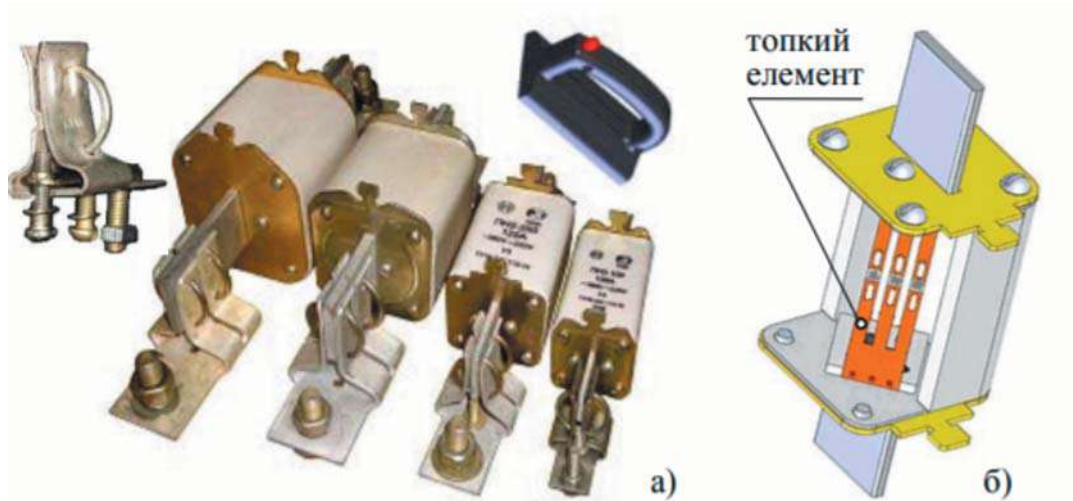


Рис.10. 2. Вітчизняні запобіжники промислового призначення серії ПН2:

а) чотири типорозміри (ПН2-600, ПН2-400, ПН2-250 та ПН2-100), ізоляційний знімач вставок (праворуч) та контакт основи (ліворуч) ; б) вставка запобіжника у перетині

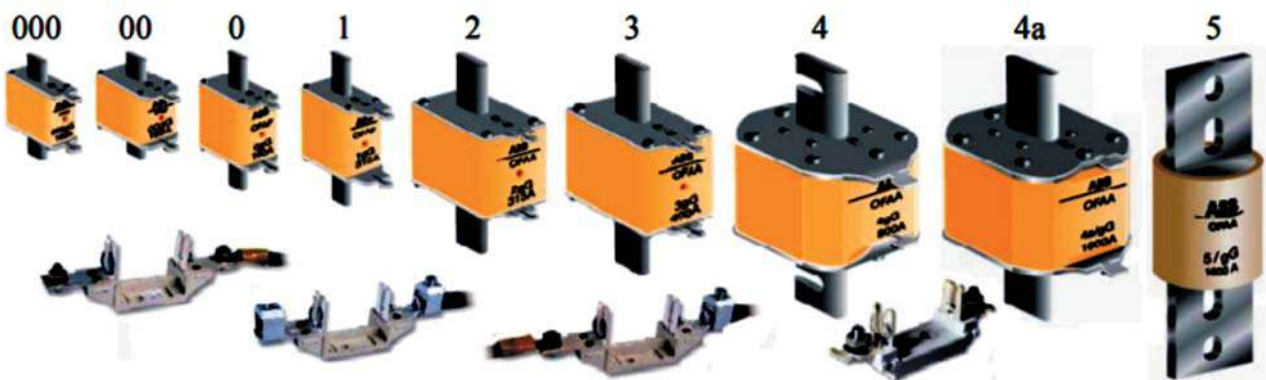


Рис. 10.3. Сучасні європейські запобіжники промислового призначення системи NH: вставки типорозмірів 000, 00, ... , 4а, 5 та ізоляційні основи з терміналами різних виконань (знизу) та різними можливостями приєднання зовнішніх провідників

потужність у вставках запобіжників системи *NH* приблизно на 30-40% менша ніж у вставках ПН2.

Топкі елементи запобіжників промислового призначення виготовляють з мідних тонких (товщиною порядку 0,1 мм) пластин з отворами різних форм (рис. 10.4, а), які розбивають топкий елемент на послідовні та паралельні ділянки. Проміжки між отворами називають перешийками, а ділянки без отворів — широкою частиною. Поблизу одного з рядів отворів розташовують канавку, заповнену легкотопкою компонентою — металургійним розчинником (олово). За наявності металургійного розчинника, коли при струмі, який перевищує

номінальне значення в 1,3-1,6 разів, температура топкого елемента сягає температури топлення розчинника (зазвичай — це 200-250°C), останній розтоплюється, піднімається до перешийків, розчиняє їх, внаслідок чого перешийки розтоплюються, на них виникає дуга, й запобіжник спрацює. Зазначимо, запобіжники з мідним топким елементом без металургійного ефекту не здатні здійснювати захист в зоні перевантажень, а можуть забезпечувати лише захист в зоні коротких замикань (діапазон відмикання *a*). Запобіжники з металургійним ефектом здатні здійснювати захист не тільки в зоні коротких замикань, а й у зоні перевантажень (діапазон відмикання *g*).

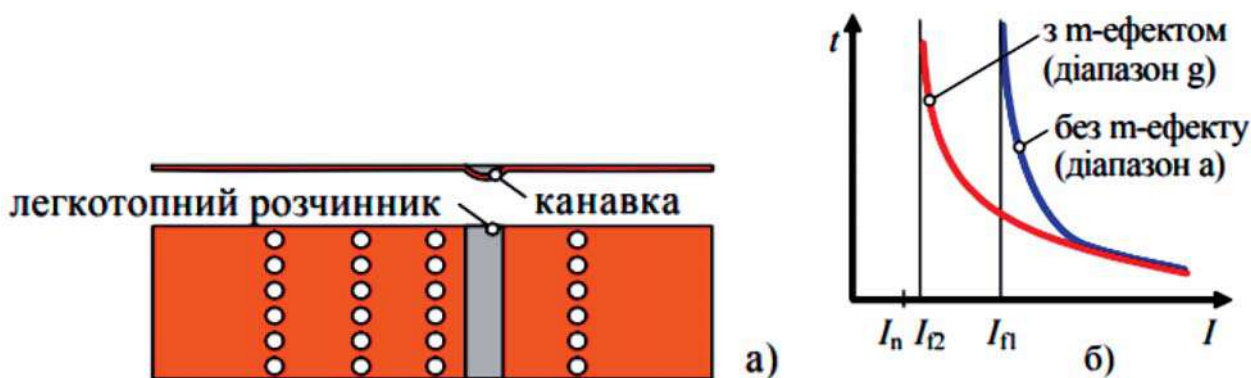


Рис. 10. 4. Приклад топкового елемента запобіжника промислового призначення

а) мідний топкий елемент з металургійним ефектом

б) приклади часо-струмових характеристик запобіжника

Сучасні запобіжники для побутових та аналогічних електроустановок європейських систем D , $D0$ та циліндричні вставки (рис. 10.5) охоплюють діапазон номінальних струмів від 2-100 А при номінальній

напрузі 400 В (система $D0$) та 500 В (система D та циліндричні вставки). Здатність до відмикання коротких замикань у цих запобіжників сягає 40-50 кА (системи D та $D0$) та 120 кА (циліндричні вставки).

Рис. 10.5. Вставки запобіжників побутового призначення систем $D0$, D , та циліндричні вставки різних типорозмірів, а також запобіжник системи $D0$ в зібраному стані на DIN рейці

Запобіжники системи $D0$ призначені тільки для захисту електропроводок (клас gG), циліндричні вставки, які застосовуються у комбінаціях з комутаційними апаратами, призначені для захисту електропроводок та кіл з електродвигунами (класи gG та aM), а запобіжники системи D забезпечують також захист напівпровідникових пристроїв, відтак охоплюють усі основні класи — gG , aR та aM . Запобіжники, призначені для захисту напівпровідникових пристроїв, зазвичай не мають основ та тримачів й закріплюються на шинопроводах за допомогою болтів через отвори на виводах (рис. 10.6). Топкі елементи цих запобіжників виготовляють з чистого срібла, мета-

лургійний ефект в них не застосовують. Незважаючи на це, вони забезпечують як діапазон a , так і діапазон g .



Рис. 10.6. Деякі вітчизняні швидкодіючі запобіжники для захисту напівпровідникових приладів

Запобіжники напругою до 1000 В

Запобіжники пробкові різьбові (ПРС), розбірні (ПР-2), розбірні з дрібнозернистим наповнювачем (ПН-2) та нерозбірні (НПН-2), швидкодійні (ПНБ-5, ПП-57).

Запобіжники ПР-2 випускаються на номінальні струми запобіжника $15 \div 1000$ А. Патрон запобіжника складається з товстостінної фібрової трубки, на кінцях якої закріплені втулки з різьбою. На втулки нагвинчуються ковпачки. Запобіжники на струми від 15 до 60 А мають спрощену конструкцію. Топка вставка просто притискається ковпачком до втулки. Ковпачки є вихідними контактами. У запобіжників на струми понад 60 А топка вставка приєднується до контактних ножів за допомогою болтів. Топка вставка штампується з цинку у вигляді пластини з вирізами (від одного до чотирьох вирізів в залежності від номінальної напруги). При струмах КЗ вставка перегорає одночасно в усіх або кількох звужених місцях. Після перегорання вставки виникає дуга. Під впливом температури дуги фіброві стінки патрона виділяють газ, внаслідок чого тиск у патроні за частки періоду піднімається до 4ч8 МПа, що сприяє гасінню дуги. Граничний струм вимикання до 20 кА.

Запобіжники ПН-2 випускають на номінальні струми до 630 А, вони більш досконалі ніж ПР-2. Корпус ПН-2 виготовляється з порцеляни або стеатиту. Усередині корпусу розташовані стрічкові топкі вставки та наповнювач. Топка вставка виготовляється з мідної стрічки завтовшки $0,15 \div 0,35$ мм та завширшки до 4 мм. Для зниження температури топлення вставки використовують металургійний ефект — на стрічки міді налютовані кульки олова. Металургійний ефект — це явище розчинення туготопкого металу в рідких, менш туготопких. У таких запобіжниках, як наповнювач, використовують сухий кварцовий пісок (99% SiO_2) чи крейду CaCO_3 . При КЗ топка вставка згорає і дуга горить у вузькій щілині, яка утворена зернами наповнювача. Граничний струм вимикання таких запобіжників сягає 50 кА.

Запобіжники НПН2-15 і НПН2-60 подібні до ПН-2, але мають нерозбірний патрон без контактних ножів і розраховані на струми відповідно до 15 та 60 А. Граничний струм вимикання дорівнює 10 кА. У малогабаритних розподільних пристроях використовуються запобіжники ПРС до 100 А, які мають граничний струм вимикання 60 кА. Швидкодійні запобіжники ПНБ-5 випускаються з топками вставками на струми $40 \div 630$ А та граничним струмом вимикання 150 кА. Патрон ПНБ-5 за конструкцією подібний до ПН-2, але топка вставка виконана із срібла. Окрім цього ПНБ-5 має пристрій для сигналізації спрацювання. Тепер промисловість випускає запобіжники нових серій з позначенням ПП. Цифри вказують на параметри цієї серії. Наприклад: ПП17 — запобіжники на номінальні струми 500, 630, 800 і 1000 А з граничним струмом вимикання до 110 кА; ПП-31 — розроблені замість ПН-2, вони мають алюмінієві вставки на струми від 32 до 1000 А та граничний струм вимикання 100 кА; швидкодійні запобіжники серії ПП-41, ПП-57, ПП-59, ПП-71 та ін. Ще одним недоліком запобіжників є одноразовість їх дії, тобто необхідність заміни після розтоплення топки вставки чи усього запобіжника.

Запобіжники напругою понад 1000 В

Запобіжники високої напруги поширені значно менше, ніж запобіжники низької напруги. Вони призначені для захисту силових трансформаторів, повітряних та кабельних ліній, конденсаторів, електродвигунів та трансформаторів напруги. Найбільше поширення мають запобіжники з дрібнозернистим наповнювачем та вихлопного типу. Запобіжники з кварцовим наповнювачем серії ПК є струмообмежувальними, вони випускаються на напругу 3, 6, 10, 20 та 35 кВ і номінальні струми до 100 А (при більших струмах до кожної фази може бути встановлено до 4 патронів на загальний струм до 400 А). Варіанти виконання: ПКТ — для захисту силових кіл (ліній, трансформаторів), ПКН — для захисту

трансформаторів напруги. Структура схематичного позначення запобіжників та зовнішній вигляд показані на рис. 10.7. та рис. 10.8. відповідно.

Патрон запобіжника ПК складається з порцелянової чи скляної трубки, армованої мосяжними ковпачками. Усередині патрона розташовані мідні або срібні топкі вставки. У запобіжниках на номінальні струми до 7,5 А топка вставка намотується на керамічний каркас, при номінальних струмах понад 7,5 А

топка вставка виконується у вигляді паралельних спіралей. Для зниження перенапруг при вимиканні використовують вставки змінного перерізу. Для вимикання струмів перевантаження на ступені меншого перерізу налютовують олов'яні кульки. Патрон має показчик спрацювання, та запобіжник ПКТ не має цього показчика. Топка вставка виконується із константанового дроту з чотириступеневим перерізом і намотується на керамічний каркас.

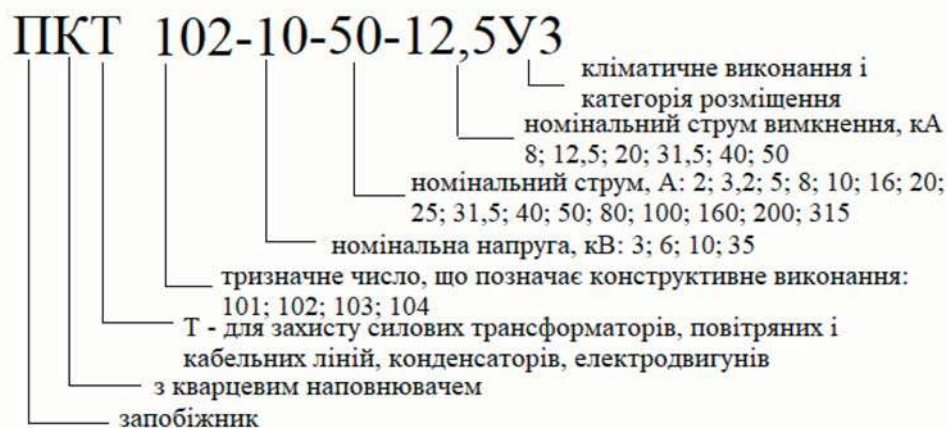


Рис. 10.7. Структура схематичного позначення запобіжників

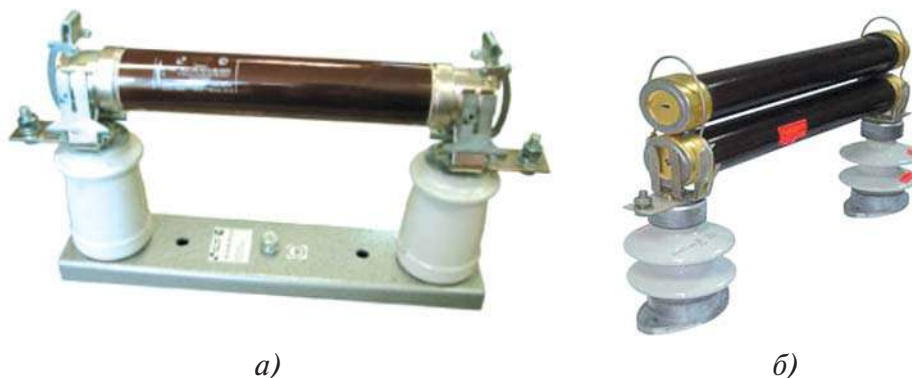


Рис. 10.8. Структура схематичного позначення запобіжників
а) зовнішній вигляд запобіжника типу ПКТ 101(внутрішній)
б) зовнішній вигляд запобіжника типу ПКТ 103 (зовнішній)

10.2. Вибір запобіжників

Вибір запобіжників виконується:

- за напругою

$$U_{уст} \leq U_n;$$

- за струмом запобіжника (основи)

$$I_{max} \leq I_n;$$

- за номінальним струмом плавкої вставки.

Номінальний струм плавкої вставки вибирається так, щоб у нормальному режимі і при допустимих перевантаженнях вимкнення запобіжника не відбувалося, а при довготривалих перевантаженнях і КЗ коло вимикалося б якомога швидше. При цьому виконуються умови селективності захисту. Номінальний струм запобіжника узгоджується з вибраним номінальним струмом плавкої вставки.

Запобіжники, обрані за нормальним режимом, перевіряються за граничним струмом вимкнення:

$$I_{г.вимк} \leq I_{відм}.$$

Технічні характеристики окремих типових виконань струмообмежуючих високовольтних плавких запобіжників з кварцевим наповненням типу ПК наведені в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1. Технічні характеристики високовольтних плавких запобіжників типу ПК

Серія	Тип виконання	Номінальна напруга, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Номінальний струм запобіжника, кА	Номінальний струм відключення, кА
ПКТ101-3	ПКТ101-3-2-8-31,5УЗ	3	3,6	2; 3,2; 5; 8	31,5
	ПКТ101-3-10-31,5УЗ	3	3,6	10; 16; 20; 31,5	31,5
	ПКТ101-3-2-8-40УЗ	3	3,6	2; 3,2; 5; 8	40
	ПКТ101-3-10-31,5-40УЗ	3	3,6	10; 16; 20; 31,5	40
ПКТ101-6	ПКТ101-6-2-8-20УЗ	6	7,2	2; 3,2; 5; 8	20
	ПКТ101-6-10-20-20УЗ	6	7,2	10; 16; 20	20
	ПКТ101-6-2-8-40УЗ	6	7,2	2; 3,2; 5; 8	40
	ПКТ101-6-10-31,5-40УЗ	6	7,2	10; 16; 20; 31,5	40
ПКТ101-10	ПКТ101-10-2-8-12,5УЗ	10	12	2; 3,2; 5; 8	12,5
	ПКТ101-10-10-20-12,5УЗ	10	12	10; 16; 20	12,5
	ПКТ101-10-2-8-20У1	10	12	2; 3,2; 5; 8	20
	ПКТ101-10-20-20У1	10	12	10; 16; 20	20
	ПКТ101-10-2-8-31,5УЗ	10	12	2; 3,2; 5; 8	31,5
	ПКТ101-10-10-20-31,5УЗ	10	12	10; 16; 20	31,5
ПКТ101-35	ПКТ101-35-2-8-8УЗ	35	40,5	2; 3,2; 5; 8	8
ПКТ102-35	ПКТ102-35-10-20-8УЗ	35	40,5	10; 16; 20	8
ПКТ103-3	ПКТ103-3-160-200-40УЗ	3	3,6	160;200	40
ПКТ103-6	ПКТ103-6-100-31,5УЗ	6	7,2	100	31,5
	ПКТ103-6-160-20УЗ	6	7,2	160	20
ПКТ103-10	ПКТ103-10-80-20УЗ	10	12	80	20
	ПКТ103-10-100-12,5УЗ	10	12	100	12,5
ПКТ103-35	ПКТ103-35-31,5-40-8УЗ	35	40,5	31,5; 40	8
ПKN001-10	ПKN001-10УЗ	10	12	-	не нормується
ПKN001-20	ПKN001-20УЗ	20	24	-	не нормується
ПKN001-35	ПKN001-35УЗ	35	40,5	-	не нормується

11

СТРУМОВЕДУЧІ ЧАСТИНИ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

11.1. Типи провідників, що використовуються у головних схемах

Ошиновку РУ та ПС слід виконувати переважно з алюмінієвих і сталевалюмінієвих проводів, штаб, труб і шин із профілів алюмінію та алюмінієвих сплавів електротехнічного призначення (рис. 11.1, 11.2). У разі спорудження ПС, РП і РУ поблизу морського узбережжя, солоних озер, хімічних підприємств, а також у місцях, де тривалий досвід експлуатації свідчить про руйнування алюмінію від корозії, необхідно застосовувати спеціальні алюмінієві, сталевалюмінієві проводи захищені від корозії, або проводи з міді чи мідних сплавів електротехнічного призначення [1]. У невідповідальних установках незначної потужності, що знаходяться в не агресивному навколишньому середовищі гнучку та жорстку ошиновку можливо виконувати зі сталі.

Гнучка ошиновка виконується з багатодровових проводів, що представляють собою звиті з окремих дротин конструкції у вигляді канату. У залежності від необхідного перетину проводу й діаметра окремих дротин провід може мати декілька повивів [2]. Багатодровові проводи складаються із дротин одного або різних металів. Алюмінієва частина проводів виготовляється з алюмінієвих дротин згідно ТУ-16-705.472.87, а стальна — з оцинкованих дротин марок ОС або МС згідно ГОСТ 9850-72. Мідні проводи виготовляються з дротин марок МТ, ММ згідно ТУ 16.К71.087-90. Загальний вигляд багатодровових проводів представлено на рис. 11.3.

У якості гнучкої ошиновки відкритих розподільних установок застосовують голій сталевалюмінієвий провід типу АС. Гнучкі струмопроводи для з'єднання генераторів і трансформаторів з РУ 6-10 кВ виконуються пучком проводів, закріплених



Рис. 11.1. Ділянка ВРУ 500 кВ
з гнучкою ошиновкою



Рис. 11.2. Ділянка ВРУ 110 кВ
з жорсткою ошиновкою

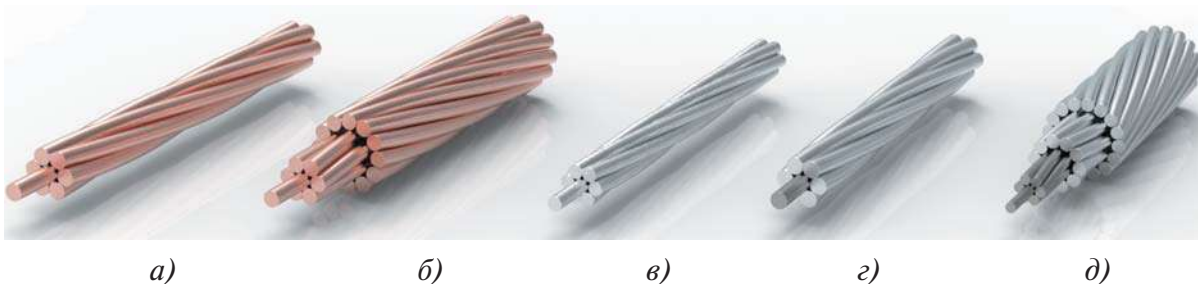


Рис. 11.3. Неізольовані проводи типів М (а, б), А (в) та АС (г, д)

по колу в кільцях-обоймах. Переріз окремих проводів у пучку доцільно вибирати якомога більшим (500, 600 мм²), так як це зменшує вартість струмопроводу в цілому.

Використання жорсткої ошиновки в порівнянні з гнучкою має ряд суттєвих переваг: досягається значне зменшення відстаней від струмоведучих частин до землі й між фазами, що різко скорочує розміри ВРУ високої й надвисокої напруги; підвищується надійність струмопроводів; застосування зварних з'єднань замість менш надійних пресованих затискачів, що використовуються на гнучкій ошиновці; полегшення ремонту й чистки опорних ізоляторів; менша небезпека проведення ремонтів; краща оглядовість жорстких шинних конструкцій.

У розподільних установках найбільшого поширення отримали шини прямокут-

ного, круглого або профільного перерізу (рис. 11.4, 11.5). Прямокутні шини зручні при виконанні монтажу, їх легко надійно з'єднати між собою та приєднувати до плоских контактів апаратів (рис. 11.6, 11.7), однак недостатня механічна міцність дозволяє застосовувати їх тільки в коротких прогонах, а корона обмежує значення напруги рівнем 20–24 кВ, при якій вони можуть використовуватися.

Максимальні розміри односмугових мідних і алюмінієвих шин за умовою механічної міцності становлять 120×10 мм, а їх граничне навантаження складає 2,65 кА для міді та 2,07 кА для алюмінію. При більших навантаженнях використовуються багатосмугові шини та шини профільного перерізу (коробчасті), що мають вищу пропускну здатність та механічну міцність.



Рис. 11.4. Сортамент мідних шин

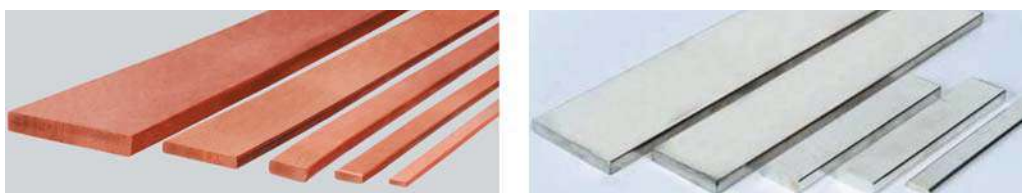


Рис. 11.5. Плоскі шини: а — мідні типу МТ; б — алюмінієві типу АТ

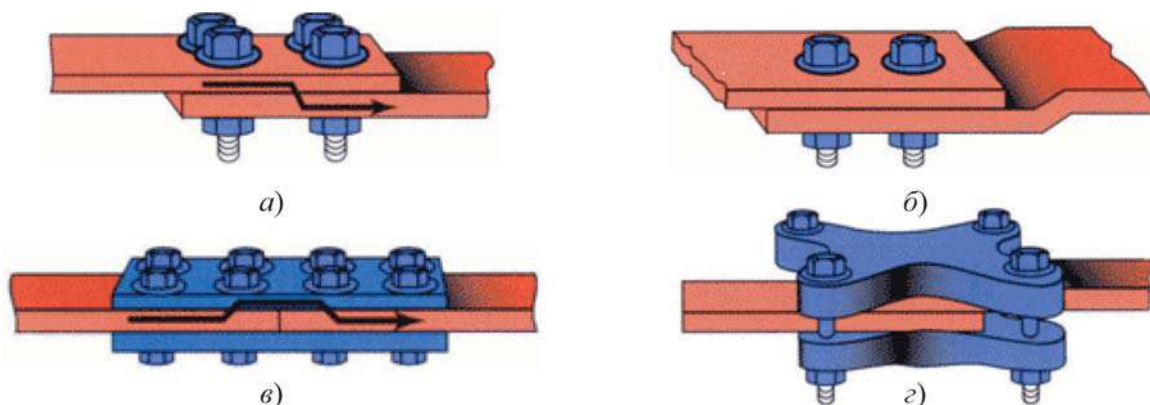


Рис. 11.6. Болтові з'єднання прямокутних шин:
а — нахлестом; б — нахлестом із висадкою «качки»;
в — впритул за допомогою накладок; г — нахлестом за допомогою стискачів

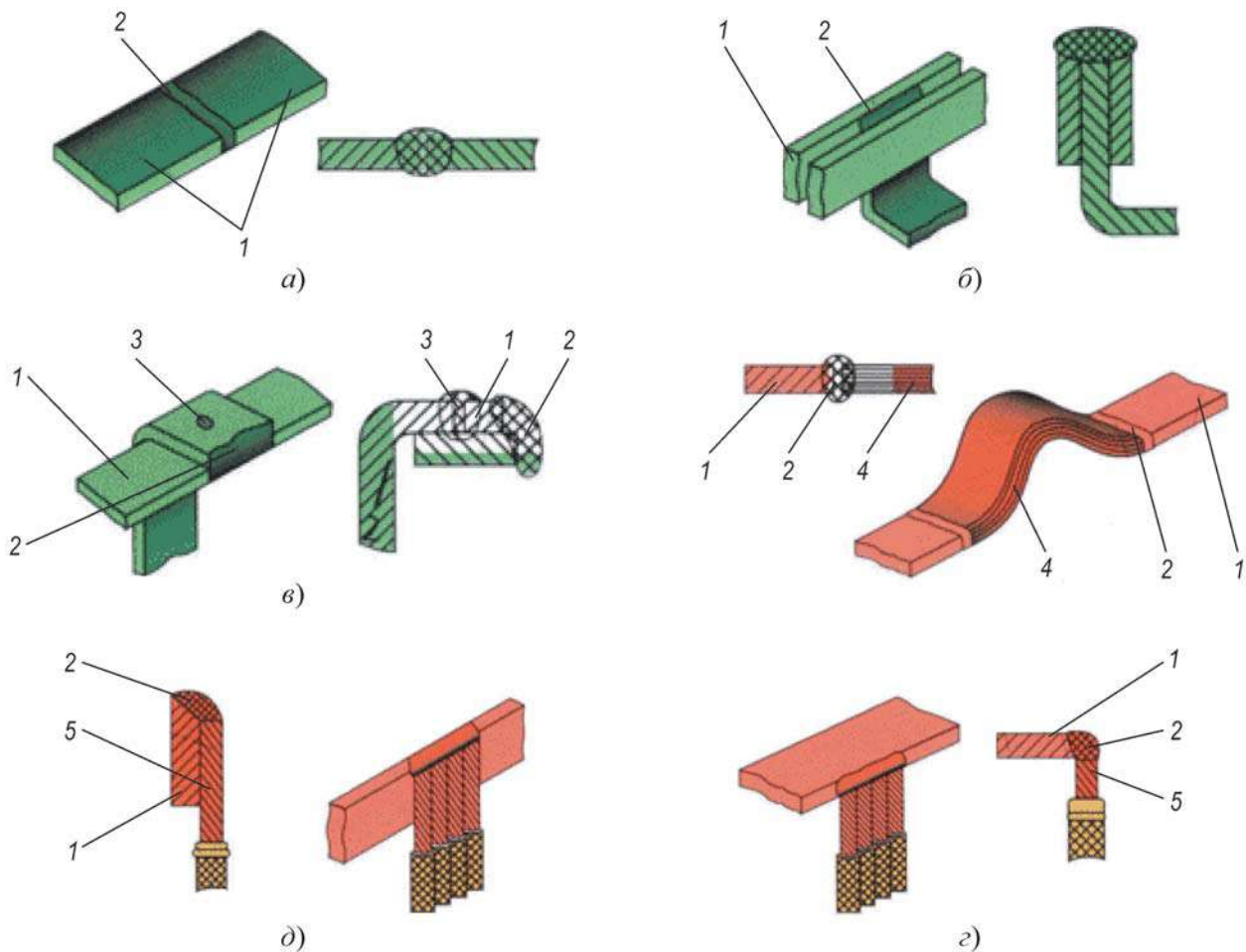


Рис. 11.7. Зварні з'єднання прямокутних шин і проводів із шинами:

а – впритул; б – приварка відгалуження до шин, що розташовані на ребро; в – приварка відгалуження нахлестом до шини, що розташована плазом; г – приварка компенсатора до шин;
1 – шина; 2 – шов; 3 – електрозаклепка; 4 – пакет гнучких шин; 5 – провід

Для електротехнічних цілей промисловість випускає мідні шини прямокутного перерізу наступних марок: ШММ, ШМТ, ШМТВ (ДЕСТ 434-78). Діапазони їх розмірів знаходяться в межах: ШММ, ШМТ (товщина 4-20 мм, ширина – 40-120 мм), ШМТВ (товщина 6-12 мм, ширина 80-100 мм). Для виготовлення ошиновки головних електричних кіл розподільних установок також можуть бути використані мідні шини, що виготовлені у відповідності з європейським стандартом EN DIN 13601:2002 марки SW004-R280 з діапазоном розмірів 2-40/3-200 мм.

Шини алюмінієві прямокутні у відповідності з ТУ 16-705.451–87 випускаються марок ШАТ з діапазоном розмірів смуг: товщина 4-10 мм, ширина 10-100 мм, дов-

жина 3-9 м. Шини марок А5, А5Е, А6, А7, АД00, АД0, АД31 та АД31Е (ДЕСТ-15176-89) випускаються з діапазоном розмірів смуг: товщина 3-110 мм, ширина 6-500 мм, довжина 6-10 м. У якості шин також використовують круглі алюмінієві труби пресовані, катані й тягнуті. Марки сплавів, розміри, теоретична маса та інші їх параметри приведені, відповідно, у ДЕСТ 18482-79 та ДЕСТ 18475-82.

З'єднання виводів потужних генераторів здійснюється за допомогою комплектних пофазноекраниваних струмопроводів серій ТЭНЕ, ТЭКН, ТЗМЭП кожна фаза яких розміщена у окремому захисному алюмінієвому кожуху. При значних відстанях на відкритому просторі доцільно використовувати гнучкі шинопроводи.

При виборі гнучкої та жорсткої ошиновки слід враховати наступне [3]:

1) її переріз повинен відповідати максимальним можливим струмам за найбільш несприятливих експлуатаційних режимів;

2) вона повинна мати достатню термічну стійкість у режимах КЗ;

3) вона повинна витримувати механічні навантаження, що створюються власною масою та масою зв'язаних із нею проводів та апаратів, а також зусиллями, що виника-

ють при КЗ та при дії атмосферних впливів (вітер, ожеледь);

4) в умовах нормальної експлуатації за робочої напруги на шинах не повинно виникати корони;

5) число з'єднань і ізоляторів повинно бути мінімальним.

Загальні рекомендації щодо вибору типів провідників залежно від місця їх установки в розподільних установках і пристроях електростанцій та підстанцій подані у табл. 11.1.

Таблиця 11.1. Рекомендації щодо вибору типів провідників основних електричних кіл електростанцій та підстанцій

$U_{ном}$, кВ	Ділянка мережі, де встановлюється провідник	Тип провідників
6-10	РП трансформаторної підстанції	провід типу АС; жорстка ошиновка алюмінієвими трубами
	з'єднання трансформатора ПС із ЗРУ або КРП	гнучкий підвісний струмопровід; шинний міст; закритий комплектний струмопровід
	всередині розподільної установки	шини
35 і вище	ВРУ підстанції	провід типу АС
6-10	виводи генератора ТЕЦ - стіна фасаду турбінного відділення	шинний міст
		комплектний пофазноекранований струмо-провід (для генераторів з $P_{ном} \geq 60$ МВт)
	ділянка між турбінним відділенням і ГРУ ТЕЦ	гнучкий підвісний струмопровід; шинний міст; закритий комплектний струмопровід
	всередині ЗРУ, збірні шини	голі жорсткі алюмінієві шини прямокутного або коробчастого перерізу
	від ГРУ ТЕЦ до виводів трансформатора зв'язку	шинний міст; гнучкий підвісний струмопровід; комплектний струмопровід
	Від стіни ГРУ до виводів ТВП, що встановлений поблизу ГРУ	голі жорсткі алюмінієві шини
	від стіни ГРУ до виводів ТВП, що встановлений біля фасадної стіни головного корпусу ТЕЦ	гнучкий струмопровід
	блок генератор-трансформатор КЕС, АЕС	комплектний пофазно екранований струмо-провід
	від ТВП до турбінного відділення КЕС, АЕС	закритий струмопровід
	кола резервного ТВП	кабель, гнучкий провід
35	РУ ТЕЦ, АЕС	провід типу АС

11.2. Вибір жорстких шин

$$I_{p.\max} \leq I_{\text{дон}}, \quad (11.1)$$

Вибір перерізу жорстких шин виконується за наступними умовами:

- допустимим тривалим струмом навантаження;
- термічною стійкістю;
- електродинамічною стійкістю;
- за відсутністю коронування.

Допустимий струм шин, А

де $I_{p.\max}$ — максимальний розрахунковий струм; $I_{\text{дон}}$ — тривалодопустимий струм шин вибраного перерізу (див. табл. 11.2-11.4). Для шин прямокутного перерізу шириною до 60 мм (рис. 11.8), розташованих плазом, допустимий струм приймається $0,95I_{\text{дон}}$, а шириною більше 60 мм — $0,92I_{\text{дон}}$ [1].

Таблиця 11.2. Допустимий тривалий струм для шин прямокутного перерізу [1]

Розміри, $a \times b$, мм (рис. 11.8, а)	Мідні шини			Алюмінієві шини			Сталеві шини	
	Струм у залежності від кількості смуг на один полюс або одну фазу, А						Розміри $a \times b$, мм	Струм, А
	1	2	3	1	2	3		
15×3	210	-	-	165	-	-	$16 \times 2,5$	55
20×3	275	-	-	215	-	-	$20 \times 2,5$	60
25×3	340	-	-	265	-	-	$25 \times 2,5$	75
30×4	475	-	-	365	-	-	20×3	65
40×4	625	-	-	480	-	-	25×3	80
40×5	700	-	-	540	-	-	30×3	95
50×5	860	-	-	665	-	-	40×3	125
100×5	1550	2075	2650	1190	1615	2085	50×3	155
50×6	955	-	-	740	-	-	60×3	185
60×6	1125	1740	2240	870	1350	1720	70×3	215
80×6	1480	2110	2720	1150	1630	2100	75×3	230
100×6	1810	2470	3170	1425	1935	2500	80×3	245
60×8	1320	2160	2790	1025	1680	2180	90×3	275
80×8	1690	2620	3370	1320	2040	2620	100×3	305
100×8	2080	3060	3930	1625	2390	3050	20×4	70
120×8	2400	3400	4340	1900	2650	3380	22×4	75
40×10	1000	1415	1805	795	1105	1405	25×4	85
50×10	1225	2135	2750	965	1675	2205	30×4	100
60×10	1475	2560	3300	1155	2010	2650	40×4	130
80×10	1900	3100	3990	1480	2410	3100	50×4	165
100×10	2310	3610	4650	1820	2860	3650	60×4	195
120×10	2650	4100	5200	2070	3200	4100	70×4	225
$60 \times 12,5$	1845	3195	-	-	-	-	80×4	260
$80 \times 12,5$	2375	3875	-				90×4	290
$100 \times 12,5$	2890	4515	-				100×4	325

Таблиця 11.3. Допустимий тривалий струм для шин коробчастого перерізу [1]

Розміри (рис. 11.8, б), мм				Поперечний переріз однієї шини, мм ²	Момент опору, см ²			Момент інерції, см ⁴			Допустимий тривалий струм, А, на дві шини	
					однієї шини		двох зрошених шин W_{y0-y0}	однієї шини		двох зрошених шин J_{y0-y0}	мідні	алюмінієві
					W_{x-x}	W_{y-y}		J_{x-x}	J_{y-y}			
a	b	c	R									
75	35	4	6	520	10,1	2,52	23,7	41,6	6,2	89	2730	-
75	35	5,5	6	695	14,1	3,17	30,1	53,1	7,6	113	3250	2670
100	45	4,5	8	775	22,2	4,51	48,6	111	14,5	243	3620	2820
100	45	6	8	1010	27	5,9	58	135	18,5	290	4300	3500
125	55	6,5	10	1370	50	9,5	100	290,3	36,7	625	5500	4640
150	65	7	10	1785	74	14,7	167	560	68	1260	7000	5650
175	80	8	12	2440	122	25	250	1070	114	2190	8550	6430
200	90	10	14	3435	193	40	422	1930	254	4220	9900	7550
200	90	12	16	4040	225	46,5	490	2250	294	4900	10 500	8830
225	105	12,5	16	4880	307	66,5	645	3450	490	7250	12 500	10 300
225	115	12,5	16	5450	360	81	824	4500	660	10300	-	10 800

Таблиця 11.4. Допустимий тривалий струм для шин круглого перерізу [1]

Діаметр D, мм (рис. 11.8, в)	Струми у круглих шинах, А		Мідні труби		Алюмінієві труби	
	Мідних	Алюмінієвих	Внутрішній (D) і зовнішній (d) діаметри, мм (рис. 11.8, г)	Струм, А	Внутрішній (D) і зовнішній (d) діаметри, мм (рис. 11.8, г)	Струм, А
6	155	120	12/15	340	13/16	295
7	195	150	14/18	460	17/20	345
8	235	180	16/20	505	18/22	425
10	320	245	18/22	555	27/30	500
12	415	320	20/24	600	26/30	575
14	505	390	22/26	650	25/30	640
15	565	435	25/30	830	36/40	765
16	610	475	29/34	925	35/40	850
18	720	560	35/40	1100	40/45	935
19	780	605	40/45	1200	45/50	1040
20	835	650	45/50	1330	50/55	1150
21	900	695	49/55	1580	54/60	1340
22	955	740	53/60	1860	64/70	1545
25	1140	885	62/70	2295	74/80	1770
27	1270	980	72/80	2610	72/80	2035
28	1325	1025	75/85	3070	75/85	2400
30	1450	1120	90/95	2460	90/95	1925
35	1770	1370	95/100	3060	90/100	2840
38	1960	1510	-	-	-	-
40	2080	1610	-	-	-	-
42	2200	1700	-	-	-	-
45	2380	1850	-	-	-	-

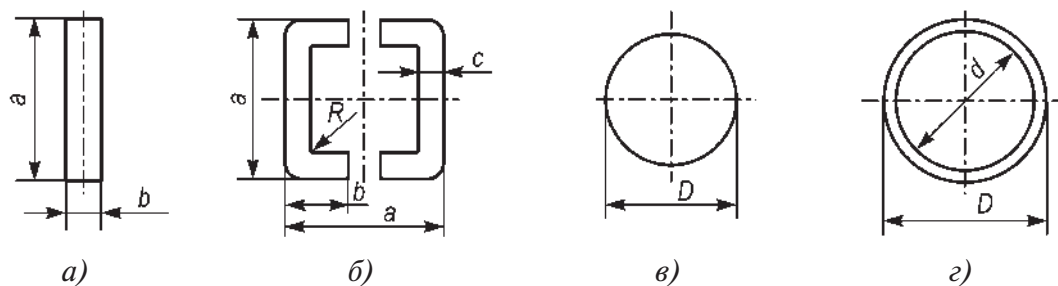


Рис. 11.8. Габаритні розміри шин:

а – прямокутного, б – коробчастого, в, г – круглого перетинів

Якщо температура повітря навколишнього середовища у якому знаходиться ошиновка відмінна від 25 °С, то проводиться уточнення значення допустимого струму

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_0}{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{\text{н.0}}}},$$

де $\Theta_{\text{доп}}$ – тривало допустима температура провідника, для неізолюваних проводів і пофарбованих шин, згідно [1] становить 70 °С; Θ_0 – дійсна температура повітря, °С; $\Theta_{\text{н.0}}$ – нормативна температура навколишнього середовища, рівна 25 °С.

Шини є термічно стійкими, якщо

$$\Theta_{\text{кз}} \leq \Theta_{\text{кз.доп}}, \quad (11.2)$$

де $\Theta_{\text{кз}}$ – температура шин при протіканні струму КЗ, °С; $\Theta_{\text{кз.доп}}$ – допустима температура нагріву шин при короткого замикання (табл. 11.5).

Зв'язок між енергією, що виділилась у провіднику внаслідок протікання струму

КЗ та його температурою встановлюється за допомогою функції

$$A_{\text{к}} = A_{\text{н}} + B_{\text{к}} / S^2,$$

де $A_{\text{н}}$ – значення функції $A_{\text{к}}$ при температурі $\Theta_{\text{н.0}}$, °С; S – площа поперечного перерізу провідника, мм²; $B_{\text{к}}$ – термічний імпульс, кА²·с

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.0}}^2 (t_{\text{відкл}} + T_{\text{а}}),$$

де $I_{\text{н.0}}$ – діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ, кА; $T_{\text{а}}$ – постійна часу кола КЗ, с; $t_{\text{відкл}}$ – розрахункова тривалість процесу КЗ: $t_{\text{відкл}} = t_{\text{з}} + t_{\text{в}}$, $t_{\text{з}}$ – час дії релейного захисту, с; $t_{\text{в}}$ – повний час відключення вимикача, с.

Кінцеву температуру нагріву провідника $\Theta_{\text{кз}}$ струмом короткого замикання знаходять на основі отриманого значення функції $A_{\text{к}}$ за кривими поданими на рис. 11.9.

Таблиця 11.5. Гранично допустимі температури нагріву провідників при КЗ [1]

Тип та конструктивні особливості провідника	$\Theta_{\text{кз.доп}}$, °С
Шини:	
- алюмінієві	200
- мідні	300
- сталеві, що мають безпосередній контакт з апаратами	300
- сталеві, що не мають безпосереднього контакту з апаратами	400
Проводи неізолювані мідні за натягу, Н/мм²:	
- менше 20;	250
- 20 та більше	200
Проводи неізолювані алюмінієві при тяжіннях, Н/мм²:	
- менше 10;	200
- 10 та більше	160
Алюмінієва частина сталюалюмінієвих проводів	200

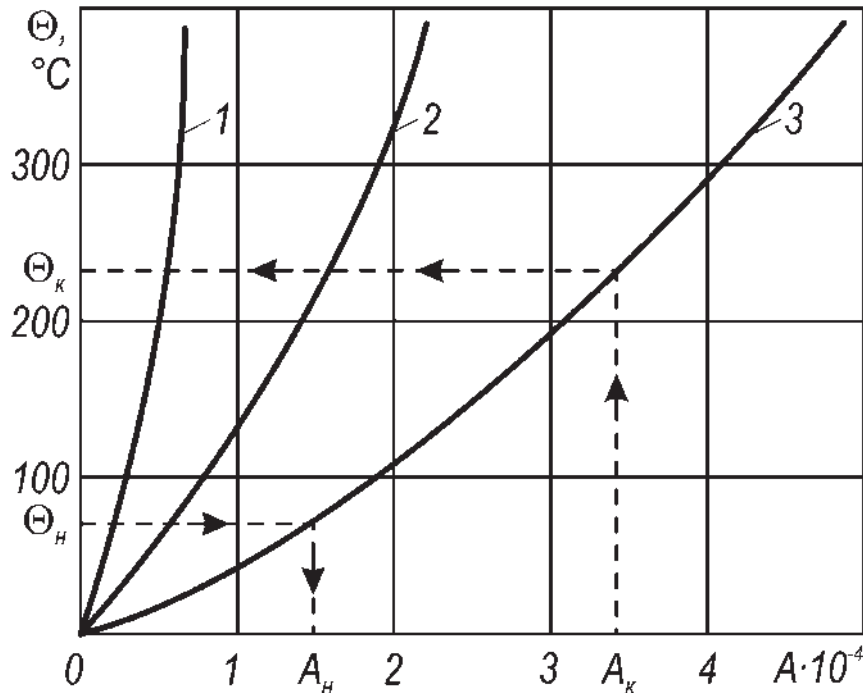


Рис. 11.9. Криві для визначення температури нагріву струмами КЗ провідників:
1 – сталевих; 2 – алюмінієвих; 3 – мідних

Перевірка шин за електродинамічною стійкістю зводиться до механічного розрахунку шинної конструкції при КЗ. При проектуванні нових конструкцій РУ з жорсткими шинами частота власних коливань, Гц, може бути визначена так [4]:

- для алюмінієвих шин

$$\nu_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{S}};$$

- для мідних шин

$$\nu_0 = \frac{125,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{S}},$$

де l – довжина прогону між опорними ізоляторами шинної конструкції, м; J – момент інерції поперечного перерізу шини відносно осі, що перпендикулярна напрямку згинаючої сили, см⁴; S – площа поперечного перерізу шини, см².

Змінюючи довжину прогону й форму перерізу шин добиваються того, щоб механічний резонанс був виключений, тобто $\nu_0 < 30$ Гц або $\nu_0 > 200$ Гц. Тоді при розрахунку шин на електродинамічну стійкість виходять з припущення, що шина кожної фази є батопрогонною балкою, яка вільно лежить

на жорстких опорах з рівномірно розподіленим навантаженням.

Механічний розрахунок односмугових шин.

Шини є механічно міцними, якщо виконується умова

$$\sigma_{p.\max} \leq \sigma_{\text{дон}},$$

де $\sigma_{p.\max}$ – напруга у матеріалі шини, що виникає під дією згинаючого моменту, МПа

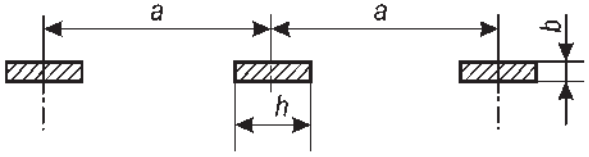
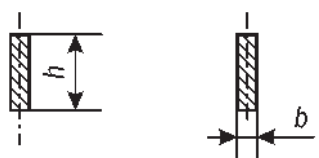
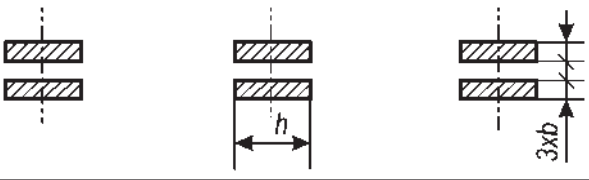
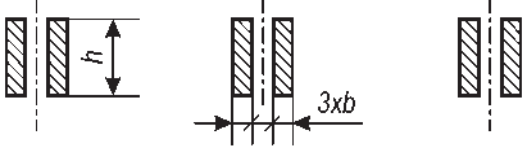
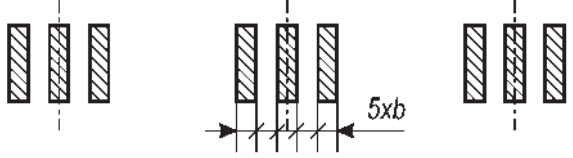
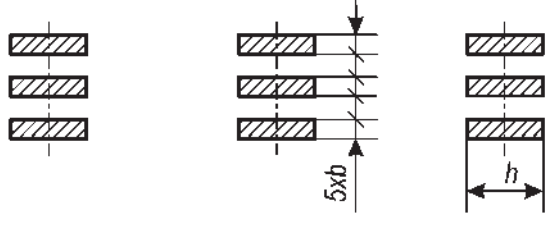
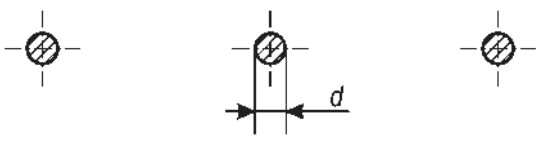
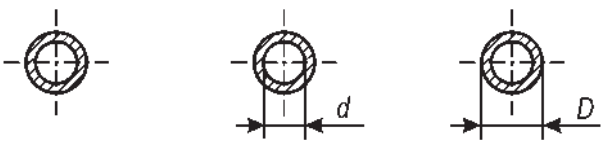
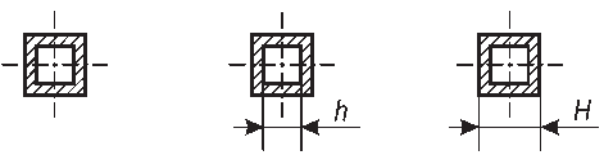
$$\sigma_{p.\max} = \sqrt{3} \frac{(i_{y0}^{(3)} l)^2}{aW} \cdot 10^{-8},$$

i_{y0} – ударний струм трифазного КЗ, кА;
 a – відстань між фазами шин, м (табл. 11.6);
 W – момент опору шини відносно осі, що перпендикулярна дії зусилля, м³ (табл. 11.6); $\sigma_{\text{дон}}$ – допустима механічна напруга в матеріалі шин (табл. 11.7). Для пресованих шин із алюмінієвого сплаву, загартованих або штучно зістарених, згідно [1]

$$\sigma_{\text{дон}} \geq 0,7 \sigma_{\text{роз}}.$$

У табл. 11.6 подані значення допустимих напруг у матеріалі шин з врахуванням зниження міцності у місцях зварювання [5].

Таблиця 11.6. Формули для розрахунку моменту опору W і моменту інерції J поперечних перерізів шин

Розташування шин	Момент опору W , м^3	Момент інерції J , м^4
	$\frac{bh^2}{6}$	$\frac{bh^3}{12}$
	$\frac{bh^2}{6}$	$\frac{hb^3}{12}$
	$\frac{bh^2}{3}$	$\frac{bh^3}{6}$
	$\frac{hb^2}{3}$	$\frac{hb^3}{6}$
	$3,3b^2h$	$1,65b^3h$
	$\frac{bh^2}{2}$	$\frac{bh^3}{4}$
	$\frac{\pi d^3}{32}$	$\frac{\pi d^4}{64}$
	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$
	$\frac{(H^4 - h^4)}{6H}$	$\frac{(H^4 - h^4)}{12}$

Таблиця 11.7. Основні механічні характеристики матеріалів шин

Матеріал шини	Марка	Тимчасовий опір розриву $\sigma_{\text{дон}}$, МПа		Допустима напруга $\sigma_{\text{дон}}$, МПа		Модуль пружності E , 10^{10} Па
		матеріалу	у області зварного з'єднання	матеріалу	у області зварного з'єднання	
Алюміній	A0, A1	118	118	118	82,3	7
	АД0	59-69	59-69	59-69	41-48	7
Алюмінієвий сплав	АД31Т	127	120	120	89	7
	АД31Т1	196	120	120	137	7
	АВТ1	304	152	152	213	7
	1915Т	353	318	318	247	7
Мідь	МГМ	345 - 355	-	-	171,5-178	10
	МГТ	245 - 294	-	-	171,5-206	10
Сталь	Ст.3	-	-	320	260,7	20

Механічний розрахунок багатосмугових шин. При виконанні кожної фази з декількох смуг (рис. 11.10), виникають електродинамічні зусилля між фазами та між смугами всередині пакету. Для надання пакету жорсткості встановлюють прокладки між смугами із матеріалу шин. Повздовжня відстань між прокладками l_p вибирається так, щоб електродинамічні сили струмів КЗ не викликали доторкання смуг, м

$$l_n < 6,83 \sqrt{\frac{a_c}{i_{yd}^{(3)}}} \sqrt[4]{\frac{EJ_c}{k_\phi}}, \quad (11.3)$$

де a_c — відстань між осями смуг, м; E — модуль пружності матеріалу шин, Па (табл. 11.7); J_c — момент інерції смуги, м^4 (табл. 11.6); k_ϕ — коефіцієнт форми шин, що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії (рис. 11.11).

З метою запобігання різкого збільшення зусиль у смугах внаслідок механічного резонансу, частота власних коливань повинна бути не більше 200 Гц. Тому попередньо прийнята довжина прогону між прокладками повинна задовольняти також умові

$$l_n < 0,133 \sqrt[4]{\frac{EJ_c}{m_c}}, \quad (11.4)$$

де m_c — маса одиниці довжини смуги, кг/м.

До розрахунку приймається менше з двох значень l_n , що були визначені за виразами (11.3) і (11.4).

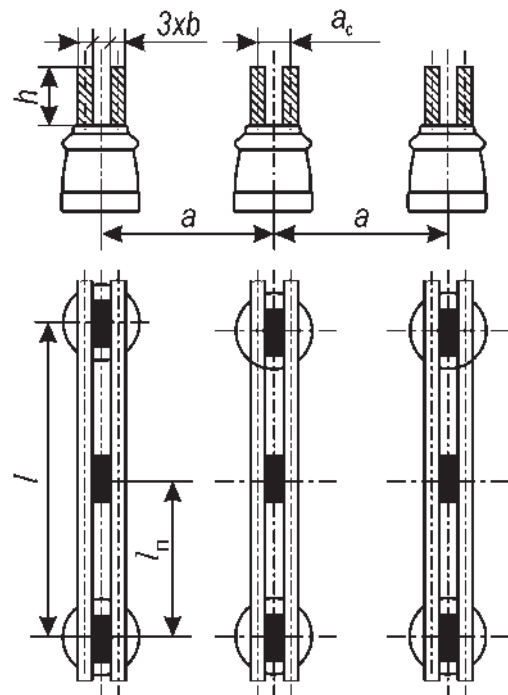


Рис. 11.10. Розташування двосмугових шин

Багатосмугові шини є механічно міцними, якщо

$$\sigma_{p.\max} = \sigma_c + \sigma_\phi \leq \sigma_{\text{дон}}, \quad (11.5)$$

де σ_c — механічна напруга в матеріалі шин внаслідок взаємодії смуг, МПа. Якщо вважати багатосмугові шини балками довжиною l_c зі защепленими кінцями й рівномірно розподіленим навантаженням, тоді буде справедлива рівність

$$\sigma_c = \frac{f_c l_n^2}{12W_c} \cdot 10^{-6}.$$

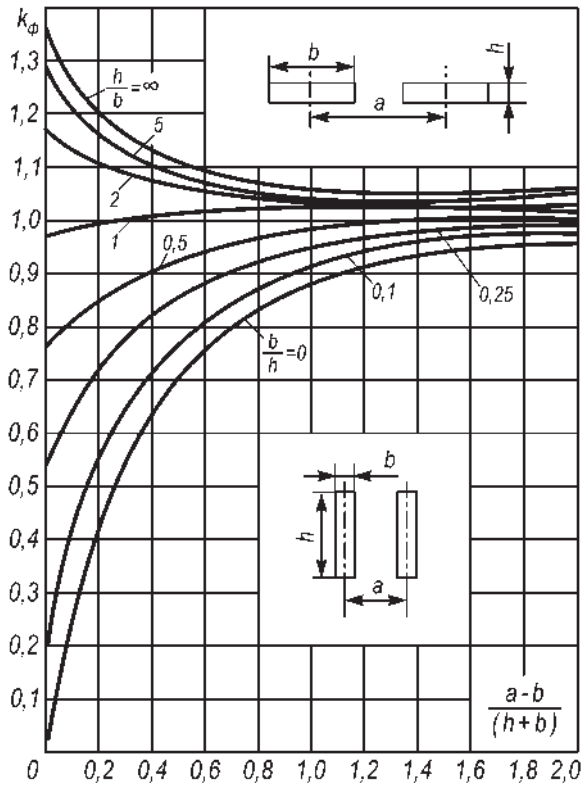


Рис.11.11. Криві для визначення коефіцієнта форми шин

При визначенні механічної напруги внаслідок взаємодії смуг приймають такі розподіли ударного струму КЗ у смугах: у двосмугових пакетах — по $0,5i_{y0}^{(3)}$ на смугу; у трисмугових — $0,4i_{y0}^{(3)}$ у бічних смугах, та $0,2i_{y0}^{(3)}$ у середній. Тоді згинаюча сила взаємодії між смугами у двосмугових пакетах і сила, що діє на крайні смуги у трисмугових пакетах, відповідно, складуть, Н/м

$$f_{c(2)} = \frac{k_{\phi} (i_{y0}^{(3)})^2}{40b},$$

$$f_{c(3)} = \frac{k_{\phi 1.2} + k_{\phi 1.3}}{125b} (i_{y0}^{(3)})^2,$$

де $k_{\phi 1.2}$ — коефіцієнт форми шин для першої і другої смуг пакету; $k_{\phi 1.3}$ — коефіцієнт форми для першої й третьої смуг пакету; b — ширина смуги пакету, м.

Момент опору однієї смуги, м³

$$W_c = \frac{b^2 h}{6}.$$

Механічна напруга в матеріалі шин внаслідок взаємодії фаз при трифазному короткому замиканні, МПа

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \frac{(i_{y0}^{(3)} l)^2}{a W_{\phi}} \cdot 10^{-8}, \quad (11.6)$$

де W_{ϕ} — момент опору пакету шин, м³ (див. табл. 11.6).

Якщо умова (11.5) не виконується, то слід зменшити σ_c або σ_{ϕ} , для цього необхідно зменшити l_c чи l_{ϕ} або збільшити W_{ϕ} чи a .

Максимально допустима відстань між прокладками багатосмугової шини, м

$$l_{n.max} = \sqrt{\frac{12(\sigma_{don} - \sigma_{\phi}) W_c}{f_c}} 10^3.$$

У прийнятих до установки шин довжина l_c має бути кратною 1.

Механічний розрахунок шин коробчастого перерізу. Перевірка на механічну міцність шин коробчастого перерізу, як і багатосмугових шин, проводиться за умовою (11.5). Напруга у матеріалі шин із-за взаємодії фаз при короткому замиканні визначається за виразом (11.6) з урахуванням розташування шин (рис. 11.12):

- при горизонтальному розташуванні шин (рис. 11.12, а) і жорсткому з'єднанні їх між собою $W_{\phi} = W_{y0-y0}$, при відсутності жорсткого з'єднання — $W_{\phi} = 2W_{y-y}$;

- якщо шини розташовані у вертикально (рис. 11.12, б) то $W_{\phi} = 2W_{x-x}$.

Значення W_{x-x} , W_{y-y} , W_{y0-y0} подані у табл. 11.3.

Механічна напруга від взаємодії двох шин однієї фази, МПа

$$\sigma_c = \frac{f_c l_c^2}{12W_{y-y}} \cdot 10^{-6},$$

де f_c — сила взаємодії між двома швелерами, що складають одну фазу, Н/м

$$f_c = \frac{5}{h} (i_{y0}^{(3)})^2 10^{-2}.$$

Якщо шини жорстко з'єднані за всією довжиною, то $\sigma_c = 0$.

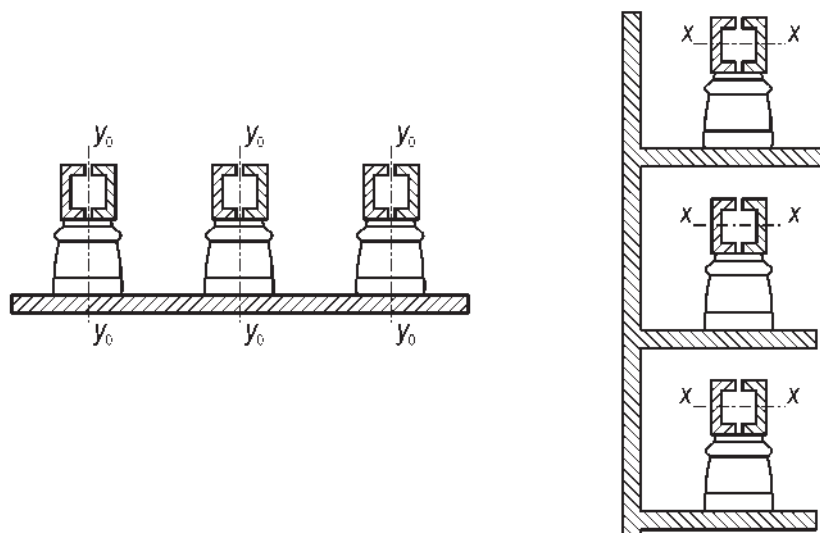


Рис. 11.12. Варіанти розташування шин коробчастого перерізу:
а — горизонтальне; б — вертикальне

Механічний розрахунок шин, що розташовані у вершинах трикутника. У ряді конструкцій РУ шини фаз розташовані так, що їх переріз є вершинами трикутника — рівностороннього або прямокутного (табл. 11.8). При розташуванні шин у вершинах рівностороннього трикутника шини всіх фаз знаходяться в однакових умовах і максимальна сила взаємодії виявляється рівною силі, що

діє на фазу В у випадку розташування шин у горизонтальній площині, Н/м

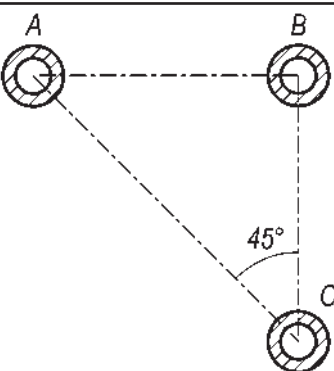
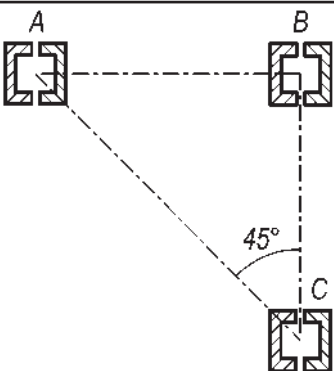
$$f_{\phi} = \sqrt{3} \frac{(i_{y0}^{(3)})^2}{10a}.$$

Якщо коробчасті шини розташовані у вершинах прямокутного трикутника, визначення σ_c і l_c у цьому випадку проводиться так же, як і при розташуванні шин у горизонтальній або вертикальній площинах.

Таблиця 11.8. Формули для механічного розрахунку шин розташованих у вершинах трикутника

Розташування шин	Напруга у матеріалі шин від взаємодії між фазами, МПа	Сили, що діють на ізолятор, Н
	$\sigma_{\phi.\max} = \sqrt{3} \frac{(i_{y0}^{(3)})^2 l^2}{aW} 10^{-8}$	$F_p = \sqrt{3} \frac{(i_{y0}^{(3)})^2 l}{a} 10^{-7};$
	$\sigma_{\phi.\max} = 2,5 \frac{(i_{y0}^{(3)})^2 l^2}{aW_{y0-y0}} 10^{-8}$	$F_{32} = 1,62 \frac{(i_{y0}^{(3)})^2 l}{a} 10^{-7};$ $F_{cm} = 1,3 \frac{(i_{y0}^{(3)})^2 l}{a} 10^{-7}.$

Продовження табл. 11.8

Розташування шин	Напруга у матеріалі шин від взаємодії між фазами, МПа	Сили, що діють на ізолятор, Н
	$\sigma_{\phi.\max} = 1,64 \frac{(i_{y\delta}^{(3)})^2 l^2}{aW} 10^{-8}$	$F_p = 1,5 \frac{(i_{y\delta}^{(3)})^2 l}{a} 10^{-7} ;$
	$\sigma_{\phi.\max} = 2,2 \frac{(i_{y\delta}^{(3)})^2 l^2}{aW_{y0-y0}} 10^{-8}$	$F_{ze} = F_{cm} = 1,62 \frac{(i_{y\delta}^{(3)})^2 l}{a} 10^{-7} .$

Примітка. У розрахункових формулах $i_{y\delta}$ — у амперах, l та a — у метрах; W — у кубічних метрах; F_p , F_{ze} , F_{cm} — сили, відповідно, розтягуючі, згинаючі та стискаючі.

Від довжини прогону та питомого навантаження на шини залежить також механічне навантаження на ізолятори, тому їх вибір проводиться одночасно з вибором шин. Для кріплення жорстких шин використовуються опорні та прохідні ізолятори.

Перевірка шин за умовою коронування полягає у визначенні діаметрів одиничних або складених (розщеплених) провідників конструкції й відстаней між ними, при яких виконується умова

$$E_{\max} \leq 0,9 E_0,$$

де $E_{\max}$ — максимальна напруженість поверхні попередньо вибраних шин, кВ/см; E_0 — початкова напруженість електричного поля виникнення коронного розряду, кВ/см

$$E_0 = 24,5\delta \left[1 + \frac{0,65}{(\delta r)^{0,38}} \right],$$

r — радіус шини, см; δ — відносна густина повітря, в.о.: $\delta = 0,00289 p_n / (273 + \Theta_n)$, що відповідає тиску p_n , Па та температурі Θ_n , °C навколишнього повітря. При розрахунку д використовуються середньорічні значення температури повітря приведені в [1].

Максимальна напруженість електричного поля нерозщепленої шини середньої фази з рівною поверхнею, кВ/см

$$E_{\max} = k \frac{0,816 U_{\phi}}{r \ln(a_{cp}/r)},$$

де U_{ϕ} — діюче значення лінійної напруги, кВ; k — коефіцієнт запасу, приймається рівним 1,03-1,05; a_{cp} — середня геометрична відстань між провідниками фаз, см. Для горизонтально розташованих шин, при однакових відстанях між найближчими фазами $a_{cp} \approx 1,26a$; a — відстань між фазами (рис. 11.13).

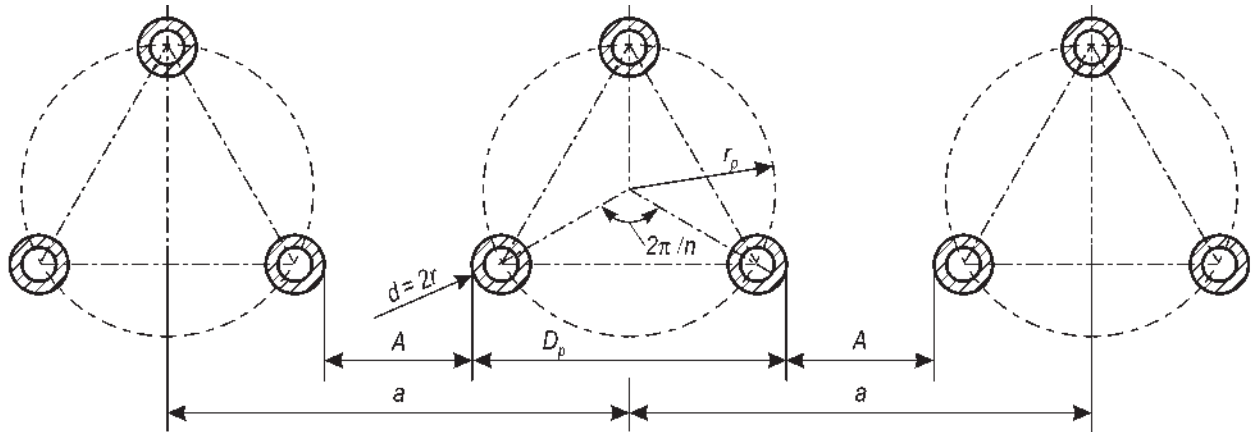


Рис. 11.13. Конструкція провідників із розщеплених трубчатих шин

Максимальна напруженість електричного поля для розщеплених провідників, кВ/см, визначається за виразом

$$E_{\max} = k k_n \frac{0,816U}{nr \ln(a_{cp}/r_e)},$$

де n – число провідників у розщепленій фазі; r – радіус складеного провідника, см; k_n – коефіцієнт запасу для складеного провідника, приймається рівним 1,07; r_e – еквівалентний радіус розщепленої шини, см.

Якщо провідники розщепленої фази розташовані у вершинах правильного багатокутника з радіусом описаного кола r_p , тоді еквівалентний радіус розщепленої трубчатої шини буде рівним

$$r_e = \sqrt[n]{n \cdot r \cdot r_p^{n-1}},$$

де $r_p = D_p / 2 \sin(0,5\pi)$, D_p – відстань між осями провідників розщепленої фази.

Коефіцієнт підсилення електричного поля, за умови, що $D_p \geq 10r$, дорівнює

$$k_n = 1 + (n-1)r/r_p.$$

11.3. Вибір гнучких шин

Вибір перерізу гнучких шин виконується за наступними умовами:

- за допустимим струмом, $I_{роз. \max} \leq I_{дон}$;
- за термічною стійкістю, $\Theta_{кз} \leq \Theta_{кз. доп}$;
- за електродинамічною стійкістю, $b \leq b_{дон}$;

- на відсутність коронування, $E_{\max} \leq 0,9E_0$.

Значення допустимих струмів для алюмінієвих, сталюалюмінієвих та мідних неізолюваних проводів подано в табл. 11.9,

Попередньо вибраний переріз гнучкої ошиновки за умовою допустимого струму (11.1) перевіряється за умовою термічної стійкості (11.2).

Перевірка гнучких шин за електродинамічною стійкістю полягає в розрахунку можливості сплітання шинної конструкції при 2-х фазному КЗ і може бути проведена наступним чином [4, 6].

Визначається зусилля від 2-го струму КЗ, Н/м

$$f_k = \frac{0,15 (I_{n0}^{(3)})^2}{D},$$

де D – відстань між фазами, м.

Знаходиться сила тяжіння одного метру проводу струмопроводу у ньютонх: $g = 9,8m$, де m – маса 1 м струмопроводу, кг.

Задавшись максимальною стрілою провисання проводу h у метрах, визначають відношення $\sqrt{h}/t_e$, де t_e – еквівалентний за імпульсом струму час дії швидкодіючого захисту, с. Для кіл генераторів і трансформаторів $t_e = t_3 + 0,05$, t_3 – час дії захисту, с; час 0,05 с враховує вплив аперіодичної складової струму КЗ.

Таблиця 11.9. Допустимий тривалий струм для неізольованих проводів [1, 2]

Номинальний переріз, мм ²	Переріз (алюміній / сталь), мм ²	Струм, А, для проводів марок					
		АС, АСКС, АСК, АСКП		М		А і АКП	
		зовні приміщень	усередині приміщень	зовні приміщень	усередині приміщень	зовні приміщень	усередині приміщень
50	50/8	210	165	275	219	215	165
70	70/11	265	210	337	268	265	210
95	95/16	330	260	422	341	320	255
120	120/19	390	313	485	395	375	300
	120/27	375	-	-	-	-	-
150	150/19	450	365	570	465	440	355
	150/24	450	365	-	-	-	-
	150/34	450	-	-	-	-	-
185	185/24	520	520	650	540	500	410
	185/29	510	510	-	-	-	-
	185/43	515	515	-	-	-	-
240	240/32	605	505	760	685	590	490
	240/39	610	505	-	-	-	-
	240/56	610	-	-	-	-	-
300	300/39	710	600	880	680	680	570
	300/48	690	585	-	-	-	-
	300/66	680	-	-	-	-	-
330	330/27	730	-	-	-	-	-
400	400/22	830	713	1050	815	815	690
	400/51	825	705	-	-	-	-
	400/64	860	-	-	-	-	-
500	500/27	960	830	-	980	980	820
	500/64	945	815	-	-	-	-
600	600/72	1050	920	-	1100	1100	955
700	700/86	1180	1040	-	-	-	-

За діаграмою рис. 11.14 визначають відхилення проводу b у метрах на кут α . Знайдене значення b порівнюють із максимальним допустимим, м

$$b_{\text{дон}} = 0,5(D - d - \alpha_{\text{дон}}),$$

де d — діаметр струмопроводу; $b_{\text{дон}}$ — найменша допустима відстань на просвіт між сусідніми проводами фаз у момент їх найбільшого зближення; для струмопро-

водів генераторної напруги $\alpha_{\text{дон}} = 0,22$ м; для ВРУ 35 кВ — 0,44 м; 110 кВ — 1,0 м; 150 кВ — 1,4 м; 220 кВ — 2 м; 330 кВ — 2,8 м; 500 кВ — 4,2 м.

Якщо виявиться, що $b > b_{\text{дон}}$, то необхідно зменшити стрілу провису або збільшити відстань між проводами фаз. Стрілу провису зменшують шляхом встановлення додаткових опор, тобто зменшенням довжини прогону.

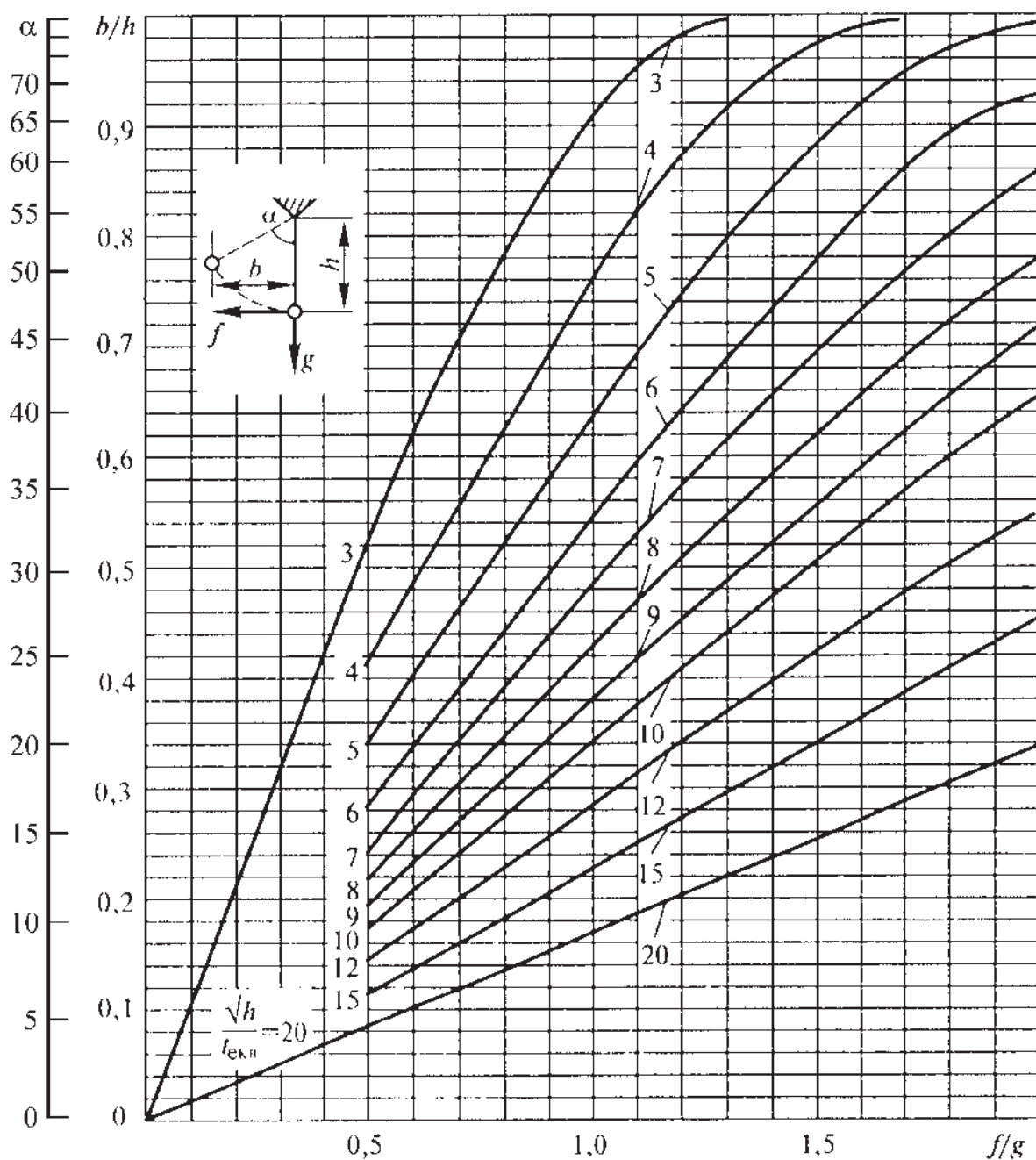


Рис.11.14. Діаграма для визначення відхилення гнучкого струмопроводу з горизонтальним розташуванням фаз внаслідок дії струмів КЗ

Перевірка гнучких провідників за умовою коронування проводиться для напруги 35 кВ і вище. Проводи не будуть коронувати, якщо найбільша напруженість поля біля поверхні будь-якого провідника не більше $0,9E_0$, тобто

$$E_{роз} \leq 0,9E_0, \quad (11.7)$$

при горизонтальному розташуванні проводів умова (11.7) набуде вигляду

$$1,07E_{роз} \leq 0,9E_0.$$

де $E_{роз}$ — розрахункове значення напруженості на поверхні провідника; E_0 — максимальне значення початкової критичної напруженості електричного поля, кВ/см

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right),$$

де m — коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні провідника (для багатодієвих проводів $m=0,82$); r_0 — радіус проводу, см.

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу, кВ/см

$$E_{\text{роз}} = \frac{0,354U}{r_0 \lg\left(\frac{D_{\text{сп}}}{r_0}\right)},$$

де U — лінійна напруга, кВ; $D_{\text{сп}}$ — середньгеометрична відстань між проводами фаз, см; при горизонтальному розташуванні фаз $D_{\text{сп}} = 1,26D$, де D — відстань між сусідніми фазами, см.

Максимальна напруженість електричного поля навколо розщеплених проводів (РУ 330 кВ і вище), кВ/см

$$E_{\text{роз}} = k \frac{0,354U}{nr_0 \lg\left(\frac{D_{\text{сп}}}{r_{\text{екв}}}\right)},$$

де k — коефіцієнт, що враховує число проводів у фазі; $r_{\text{екв}}$ — еквівалентний радіус розщепленого проводу, що визначається в залежності від числа проводів n у фазі:

n	2	3	4
k	$1 + 2r_0/a$	$1 + 2\sqrt{3}r_0/a$	$1 + 3\sqrt{2}r_0/a$
$r_{\text{екв}}$	$\sqrt{r_0/a}$	$\sqrt[3]{r_0 a^2}$	$\sqrt[4]{\sqrt{2}r_0 a^3}$

Відстань a між проводами з розщепленою фазою приймається в установках 220 кВ рівною 20-30 см, в установках 330-750 кВ — 40 см.

1. Правила улаштування електроустановок. 5—те вид., перероб. і доп. Х.: Форт, 2017. — 760 с.
2. ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Взамен ГОСТ 839-74; Введ. с 23.06.80. Москва: Изд-во стандартов, 2002. — 21 с.
3. Электрическая часть электростанций: Учебник для вузов / Под. ред. С.В. Усова. — Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1987. — 616 с.
4. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие для вузов / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. — Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. — 312 с.
5. ГОСТ 30323-95. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания/
6. Семчинов А.М. Токопроводы промышленных предприятий. — Л. Энергоатомиздат, 1982. — 208 с.
7. «Загальні технічні вимоги до проектування та експлуатації конструкцій жорсткої ошиновки у відкритих розподільчих установках напругою від 110 до 750кВ» в комплекті з методичними вказівками СОУ 40.1-32385941-39: 2011 «Проектування жорсткої ошиновки у відкритих розподільчих установках напругою від 110 до 750 кВ».

12 КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ

12.1. Класифікація розподільних установок

Розподільна установка — це сукупність електрообладнання, призначеного для приймання і розподілу електричної енергії одного класу напруги. Розподільна установка містить набір комутаційних апаратів, збірні та з'єднувальні шини, допоміжні пристрої РЗіА, засоби обліку та вимірювання.

Розподільні установки класифікуються за призначенням: комплектні розподільчі пристрої (КРУ); збірні розподільчі пристрої.

Комплектна розподільна установка (КРУ) — це розподільна установка, що складається із закритих шаф з апаратами, вимірювальних й захисних приладів й допоміжних пристроїв, що вбудовані в них. Шафи повністю зібрані на заводі, і готові до роботи одразу після встановлення. Комплектні установки в порівнянні зі збірними конструкціями електротехнічних установок мають наступні основні переваги: менші обсяги будівельно-монтажних робіт; економія трудовитрат; більша надійність і безпека при їх обслуговуванні; менші експлуатаційні витрати; зручність і швидкість при реконструкції; менші терміни проектування [1].

За місцем розташування — відкриті та закриті.

Відкриті розподільні установки (ВРУ) — розподільні установки, у яких силові провідники розташовуються на відкритому повітрі без захисту від впливу навколишнього середовища. Зазвичай у вигляді ВРУ виконуються розподільні установки на напругу від 27,5 кВ.

Закриті розподільні установки (ЗРУ) — розподільні установки, обладнання яких встановлюється в закритих приміщеннях, або захищене від контакту з навколишнім середовищем спеціальними кожухами (в т. ч. шафи КРУЗ — комплектні розподільні

установки зовнішнього виконання). Зазвичай такі розподільні установки застосовують на напруги до 35 кВ. Застосування ЗРУ високих напруг доцільно: у місцевості з агресивним середовищем (морське повітря, підвищене запилення), холодним кліматом, при будівництві в обмежених умовах, у міських умовах для зниження рівня шуму та для архітектурної естетичності.

12.2. Відкрита розподільна установка

Відкрита розподільна установка (ВРУ) — розподільна установка, обладнання якої розташовується на відкритому повітрі і призначена для прийому та розподілення електроенергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц номінальною напругою 35-220 кВ.

ВРУ використовуються для комплектування блочних трансформаторних підстанцій (КТПБ) напругою 35-220 кВ. Відкриті розподільні установки виконуються з уніфікованих транспортабельних блоків заводського виготовлення, що складаються з металевих каркасів і змонтованим на ньому високовольтним обладнанням, елементами ошиновування та додаткових кіл. Ошиновування ВРУ здійснюється з труб алюмінієвого сплаву. Кожний блок представляє собою шафу відкритої розподільної установки та виконує функції приєднання. Обладнання ВРУ монтується на попередньо спроектований та підготовлений майданчик зі змонтованим фундаментом. Кабелі допоміжних кіл на території ВРУ прокладаються в підвісних металевих лотках із збірного залізобетону. Для забезпечення безпеки виробництва ремонтних робіт на блоках приєднань ВРУ 35-220 кВ струмопровідні частини, що знаходяться під напругою. Територія обов'язково огорожується.

Такі розподільні установки мають переваги, а саме: можливість застосовувати га-

баритні елементи ВРУ на високих класах напруги; виготовлення ВРУ не потребує додаткових витрат на будівництво приміщень; зручність при розширенні та модернізації; можливе візуальне спостереження всіх апаратів ВРУ.

Недоліки: експлуатація ВРУ затруднена в несприятливих кліматичних умовах, крім того, навколишнє середовище сильніше впливає на елементи ВРП, що призводить до їх раннього зносу; більші габарити ВРУ ніж ЗРУ.

Таблиця 12.1. Технічні характеристики ВРУ 35-220 кВ

Найменування параметру	Клас напруги ВРУ			
Номінальна напруга, кВ	35	110	150	220
Найбільша робоча напруга, кВ	40,5	126	172	252
Номінальний струм, А:				
- головних кіл	630	630	630	630
- збірних шин	1000	1000, 2000	1000, 2000	1000, 2000
Ударний струм короткого замикання, кА	52	52	52	65, 81
Струм термічної стійкості протягом 3 с, кА	20	20	20	20, 31,5
Номінальна напруга допоміжних кіл, В:				
- змінного струму	380/220	380/220	380/220	380/220
- постійного струму	220	220	220	220
- трансформаторів напруги	100	100	100	100

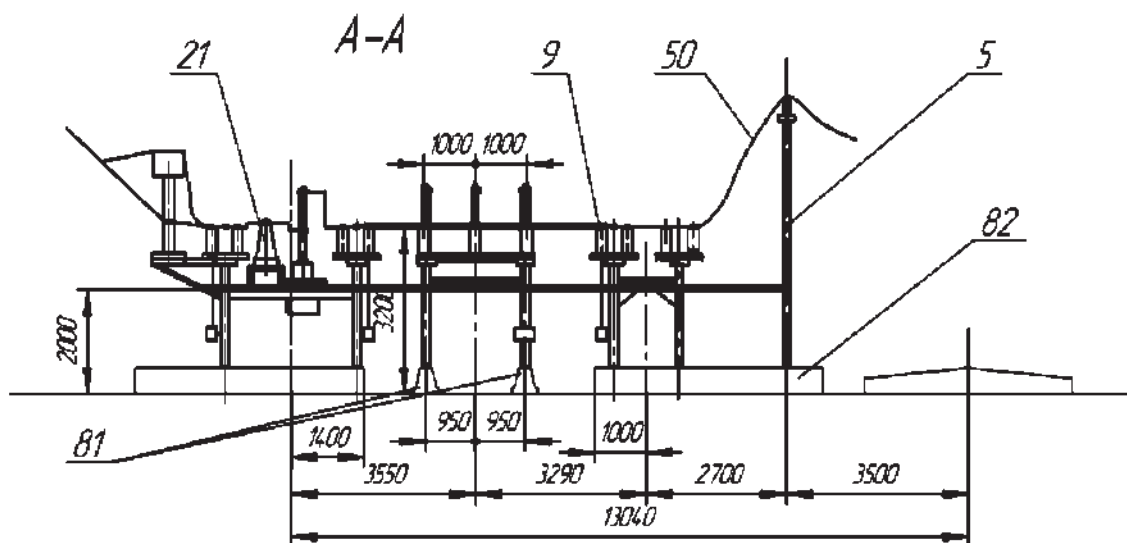


Рис. 12.1. Розріз А-А модуля ВРУ 35 кВ за схемою 35-5А [2]:
5 – блок опорних ізоляторів 35 кВ; 9 – блок шинних апаратів 35 кВ;
21 – блок вимикача 35 кВ; 50 – шина; 81, 82 – лежень

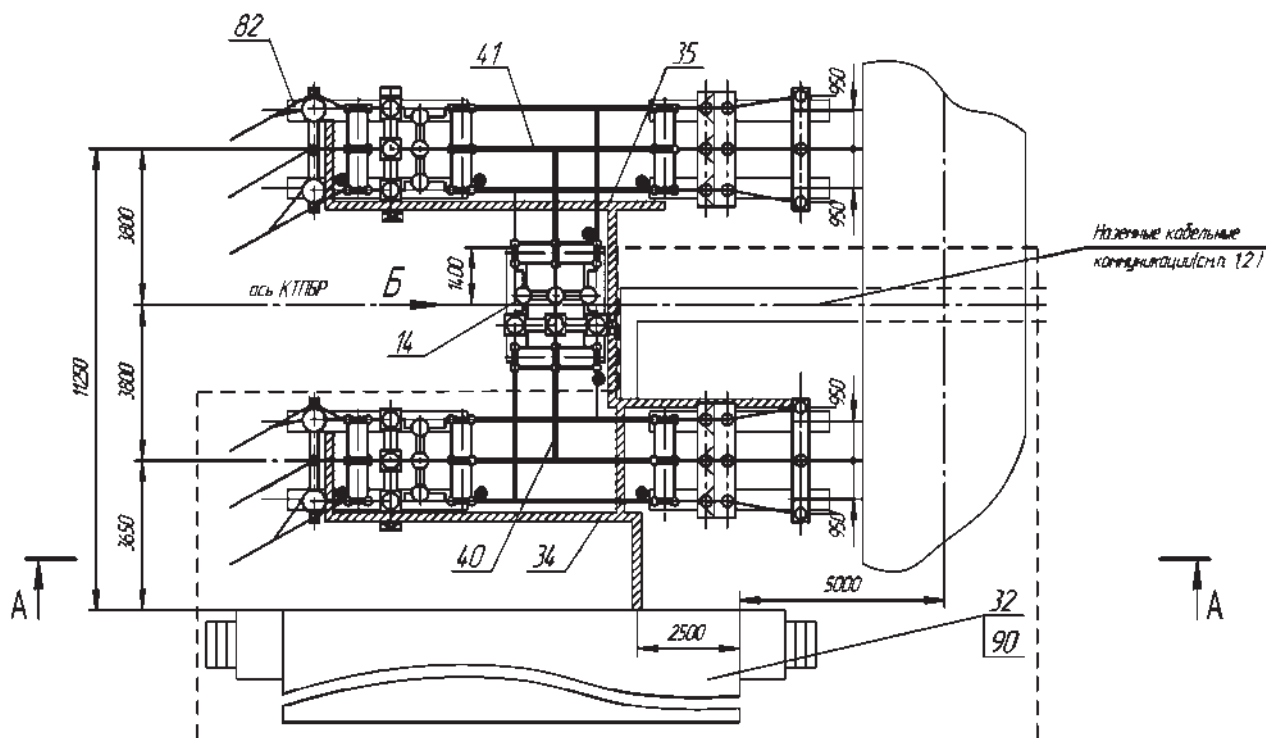


Рис. 12.2. Вид зверху модуля ВРУ 35 кВ за схемою 35-5А [2];

14 – блок вимикача 35 кВ; 32 – загальнопідстанційний пункти керування;

34, 35 – розкладка кабельної конструкції; 40, 41 – ошиновка ОРУ 35 кВ; 90 – фундамент.

Відкриті ВРУ (рис. 12.1 та рис. 12.2) входять до складу комплектних трансформаторних підстанцій 35-220 кВ. Типові схеми з'єднання ВРУ Рівненського заводу високовольтної апаратури наведені в [1].

12.3. Закриті розподільні установки

У деяких випадках для ЗРУ використовується те ж обладнання, що і для ВРУ, але з розміщенням усередині приміщення. Типовий клас напруги: 35-110 кВ, рідше 220 кВ. Більш практично застосовувати для ЗРУ спеціальне обладнання. На напругу до 35 кВ виготовляють РП у вигляді шаф, що сполучаються боковими стінками в загальний ряд. У таких шафах елементи з напругою до 1 кВ виконують проводами в твердій ізоляції, а елементи від 1 до 35 кВ – провідниками з повітряної ізоляцією.

В ЗРУ напругою вище 35 кВ повітряна ізоляція не застосовується, а модулі різного технологічного призначення розміщуються у середині корпусів, що заповнюється елегазом (КРУЕ).

12.3.1. Комплектні розподільні установки серії КУ-10Ц, К30, К-35 (ТОВ ВС РЗВА)

КРУ серії КУ-10Ц комплектуються вакуумними вимикачами ВР1 і ВР2. КРУ серії КУ-10 комплектуються вакуумними вимикачами ВР3, або вакуумними вимикачами VD4 (виробництва ABB) або елегазовими вимикачами LF (виробництва Schneider Electric).

Надійність шаф за механічним і комутаційним ресурсом визначається параметрами встановлених вимикачів, і для шаф з вимикачами серій ВР становить:

- механічний ресурс – до 100 000 циклів;
- комутаційний ресурс при номінальному струмі – до 50 000 цикл;
- комутаційний ресурс при номінальному струмі вимкнення – до 100 вимкнень.

Шафи з вакуумними вимикачами комплектуються обмежувачами перенапруг типів Polim D (виробництва ABB) або ОПНС.

Велика кількість типовиконань і висока універсальність шаф КРУ серій КУ-10Ц і КУ-10 дозволяє застосовувати їх як при будівництві нових, так при реконструкції

або нарощуванні потужності діючих розподільних установок 6-10 кВ будь-якої складності:

- одностороннє обслуговування і малі габаритні розміри шаф дозволяють розмістити РП на будівельній площі мінімальних розмірів;

- за схемними рішеннями шафи КУ-10Ц, спільно з КУ-10, можуть замінити як шафи більшості старих серій, так і шафи, що виробляються наразі;

- КУ-10Ц і КУ-10 можуть стикуватися по збірних шинах з шафами інших серій, від будь-яких виробників, за допомогою перехідних шаф;

- великий вибір схем допоміжних з'єднань, як на змінному, так і на постійному оперативному струмі;

- схеми допоміжних з'єднань виконуються як на традиційних реле, так і з використанням сучасних мікропроцесорних пристроїв;

- схеми обліку активної і реактивної енергії виконуються як з використання звичайних, так і багатотарифних програмованих лічильників;

- можливість інтеграції в інформаційно-комп'ютерні системи контролю та управління, завдяки використанню пристроїв мікропроцесорного релейного захисту.

Комплектні розподільні установки внутрішнього встановлення серії КУ-10Ц (рис. 12.3) призначені для прийому і розподілу електроенергії трифазного змінного струму з частотою 50 і 60 Гц і номінальною напругою 6-10 кВ в системах з ізольованою або частково заземленою нейтраллю. КРУ серії КУ-10Ц використовуються в розподільних установках власних потреб електростанцій всіх видів, на електричних підстанціях, в електроустановках підприємств всіх галузей промисловості, залізниць і метрополітенів.

В залежності від призначення і виду комплектації шафи можуть бути з викотним елементом або без нього. Вибір схем головних з'єднань визначає наявність або відсутність фасадних дверей: КРУ серії КУ-

10Ц на струми від 1600 А до 3150 А мають підйомно-поворотні двері оригінальної конструкції; шафи на номінальні струми 2000 А і 3150 А (струм відключення 31,5 кА) мають укорочені фасадні двері і фартух, який опускається при переміщенні викотного елемента.



Рис. 12.3. Зовнішній вигляд комірки комплектного розподільного пристрою серії КУ-10Ц

Шафи серії КУ-10Ц можуть виготовлятися як з одностороннім так і з двостороннім обслуговуванням. Комутаційні апарати. КРУ серії КУ-10Ц комплектуються вакуумними вимикачами ВР1, ВР2 і ВР3. Ці вимикачі розраховані на роботу при номінальних струмах до 3150 А і номінальних струмах вимкнення до 40 кА. Апарати мають комутаційні ресурси до 50 000 циклів ВВ при номінальних струмах, і 100 — при номінальних струмах вимкнення.

Комплектні розподільні установки внутрішньої установки серії КУ-10С призначені для роботи в мережах трифазного змінного струму, класу напруги 6; 10 кВ частоти 50 і 60 Гц у системах з ізольованою або заземленою через дугогасний реактор або активний опір нейтраллю. Шафи КРУ серії КУ-10С (рис. 12.4.) створені для установки в розподільні установки електричних станцій всіх видів, на електричних підстанціях і в електроустановках промислових підприємств [2].

Таблиця 12.2. Основні технічні параметри КУ10Ц

Параметр	Значення параметра
Номінальна напруга, кВ	6; 10
Найбільша робоча напруга, кВ	7,2; 12
Номінальний струм головних з'єднань, А	630; 1 000; 1 600; 2 000; 2 500; 3 150
Номінальний струм збірних шин, А	1 000; 1 600; 2 000; 2 500; 3 150
Номінальний струм вимкнення вимикача, кА	20; 31,5
Струм термічної стійкості, кА (3 с)	20; 31,5
Струм електродинамічної стійкості, кА	51; 81
Номінальна напруга допоміжних кіл змінного струму, В	220
Номінальна напруга допоміжних кіл постійного (випрямленого) струму, В	220
Габаритні розміри, мм	
- ширина	750; 900
- глибина	1 000; 1 200; 1 300
- висота	2 000
Маса, кг	560 -1 250



Рис. 12.4. Комплектна розподільна установка серії КУ-10С

Конструкція шафи КРУ представляє собою металоконструкцію, виготовлену зі сталі з алюцинковим покриттям. З'єднання виконані на посилених сталевих витяжних заклепках і різьбових з'єднаннях.

Комутаційні апарати. Для встановлення в КУ-10С використовується серія вакуумних вимикачів ВРС, а також вимикачі HD4 і VD4. Вимикачі серії ВРС-10 розраховані на роботу при номінальних струмах до 4 000 А і номінальних струмах вимкнення до 40 кА. Апарати ВРС-10 мають комутаційні ресурси до 50 000 циклів ВВ при номінальних струмах, і 100 – при струмах вимкнення.

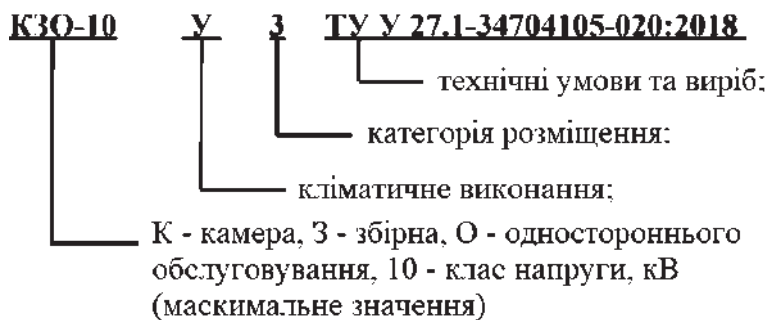
Камери збірні одностороннього обслуговування серії КЗО-10 (рис. 12.5) внут-

рішньої установки, призначені для використання в розподільних установках власних потреб електростанцій усіх видів, на електростанціях, в електроустановках промислових підприємств та на об'єктах загальнопромислового, сільськогосподарського призначення. Камери призначені для роботи в мережах трифазного змінного струму, класу напруги 6; 10 кВ і частоти 50 Гц, на номінальні струми 630 1250 А, зі струмом вимикання 20 кА для систем з ізольованою або заземленою через дугогасний реактор або активний опір нейтраллю. Кліматичне виконання камер – У категорії 3.



Рис. 12.5. Комплектна розподільна установка серії КЗО-10

Структура умовного позначення серії КЗО:



У якості базової комплектації камер застосовуються:

- вимикач вакуумний: ВРС;
- вимикач навантаження: ВНР;
- трансформатори струму типів: ТОЛУ;
- трансформатори напруги типів: IVS1F; IVD (ф. Веонтон);
- трансформатор власних потреб: ТСКС;

- обмежувачі перенапруги: ОПН;
- трансформатори струму нульової послідовності: ТЗЛУ;
- запобіжники силові (патрони): ПКТ і ін.

Габаритні, установочні та приєднувальні розміри лінійної шафи КЗО-10 показані на рис. 12.6.

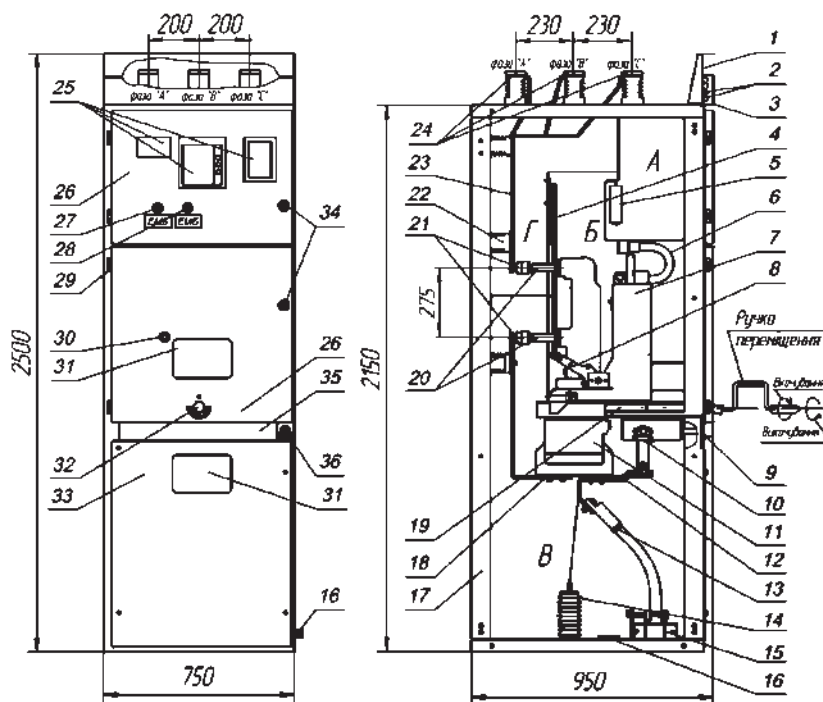


Рис. 12.6. Габаритні, установочні, приєднувальні розміри камери КЗО-10:

А – відсік релейний; Б – відсік висувного елементу;

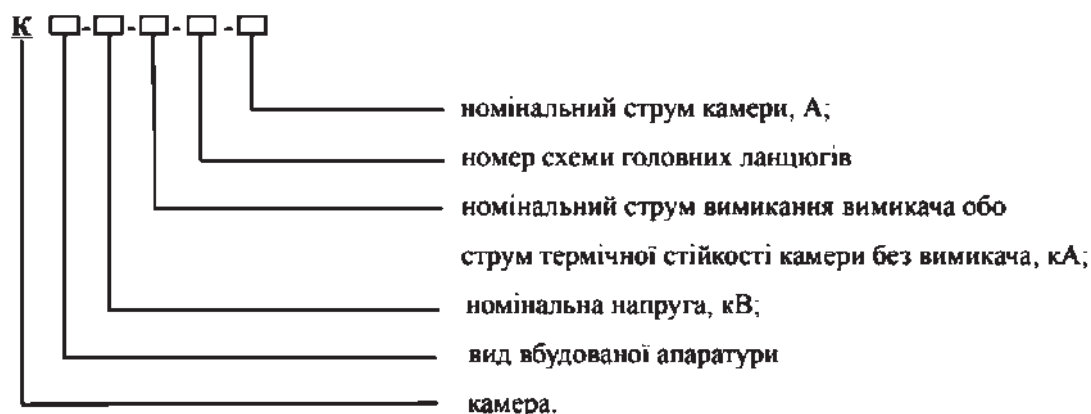
В – відсік лінійних шин та ТС; Г – відсік відпайок збірних шин

- 1 – перегородка, 2 – кабелі; 3 – кожух; 4 – механізм шторочний; 5 – отвір міжрелейного зв'язку;
- 6 – джгут; 7 – висувний елемент; 8 – привод механізму шторного; 9 – перегородка легкоземна;
- 10 – заземлювач; 11 – ТС; 12 – контакт; 13 – кабель силовий; 14 – ОПН; 15 – ТС нульової послідовності;
- 16 – шина заземлення магістральна; 17 – каркас; 18 – відпайка ТС; 19 – напрямні; 20 – контакти втичні рухомі;
- 21 – контакти втичні нерухомі; 22 – ізолятор опорний; 23 – відпайка збірних шин; 24 – шина збірна;
- 25 – елементи РЗА; 26 – двері; 27 – кнопка ЕМБ висувного елемента; 28 – кнопка ЕМБ заземлювача;
- 29 – завіси дверей; 30 – отвір аварійного вимкнення вимикача пружинним приводом;
- 31 – вікно оглядове; 32 – отвір ручки переміщення висувного елемента; 33 – перегородка фасадна;
- 34 – замок дверей; 35 – перегородка легкоземна; 36 – отвір ручки вмикання-вимикання заземлювача.

Таблиця 12. 3. Основні параметри камер КЗО

Параметр	Од. виміру	Значення
Номінальна напруга	кВ	6; 10
Номінальний струм головних ланцюгів	А	400, 630; 1000; 1250
Номінальний струм головних ланцюгів з запобіжником	А	20, 31,5; 40; 50; 80; 100; 125; 160
Частота	Гц	50
Номінальний струм збірних шин	А	630; 1000; 1250
Номінальний струм вимикання вимикача, вбудованого в камеру	кА	20; 0,63
Струм термічної стійкості	кА	20
Проміжку часу термічної стійкості	с	3;1
Номінальний струм електродинамічної стійкості головних ланцюгів камер	кА	51
Номінальна напруга вторинних ланцюгів: - змінного струму; - постійного (випрямленого) струму	В	-220 -220
Тривалість термічної стійкості блокуючих електромагнітів заземлювача та висувного елемента	с	Не більше 60

Умовне позначення типовиконання камери в залежності від вбудованої в неї апаратури або приєднання та його розшифровка:



Приклади запису умовного позначення КЗО:

КВВ-10-20-01-630 — камера з вимикачем вакуумним напругою 10 кВ, номінальний струм вимикання 20 кА, виконана по схемі головних ланцюгів 01 з номінальним струмом 630 А.

КШР-10-20-101-1000 — камера з шинним роз'єднувачем напругою 10 кВ, номі-

нальний струм термічної стійкості 20 кА, виконана по схемі головних ланцюгів 101 з номінальним струмом 1000 А.

ШШП-10-20-720-1000-2000 — шинопровід шинної перемички напругою 10 кВ, номінальний струм термічної стійкості 20 кА, виконаний по схемі головних ланцюгів 720 з номінальним струмом 1000 А, з відстанню між фасадами 2000 мм.

Таблиця 12. 4. Класифікація виконань камер

Найменування показників класифікації	Виконання
Рівень ізоляції	нормальний
Наявність ізоляції струмоведучих частин	з не ізольованими шинами
Наявність висувних елементів в камерах	з висувними елементами; без висувних елементів
Від лінійних високовольтних приєднань	1. Шинні 2. Кабельні 3-з фазні до 240 мм кв. до 2 шт; до 12 шт в ККС 3. Кабельні 1-но фазні до 185 мм кв. до 2-х шт.; до 10 шт. на фазу в ККС
Умови обслуговування	з одностороннім обслуговуванням
Тип основних камер в залежності від вбудованої апаратури і приєднання	КВВ - з вимикачем вакуумним КВН - з вимикачем навантаження КШР - з шинним роз'єднувачем КТН - з трансформаторами напруги ККС - з кабельними збірками КГВ - з глухим вводом (шинним) КСТ - з трансформатором власних потреб КПС - з силовими запобіжниками КЗЗШ- з заземлювачем збірних шин
Тип вбудованого вимикача	ВРС, ВНР
Вид управління	Місцеве, дистанційне
Типи шинопроводів	ШШВ- шино проводи шинного вводу від стіни на камеру ШШП - шино провід шинної перемички між рядами камер по збірним шинам

Комплектні розподільні установки внутрішнього установлення серії КУ35 призначені для прийому і розподілу електроенергії трифазного змінного струму з частотою 50 і 60 Гц і номінальною напругою 35 кВ.

Шафи серії КУ35 (рис. 12.7) призначені для використання як у складі комплектних трансформаторних підстанцій, так і як самостійної розподільної установки внутрішнього встановлення.

Всі металеві вузли і деталі шафи виконані зі сталевих листів. З'єднання всіх елементів здійснюється болтами і гайками типу М8.

Комутаційні апарати. КРУ серії КУ35 комплектуються вакуумними вимикачами ВР35 з литими полюсами з епоксидного компаунда. Вимикачі розраховані на робо-

ту при номінальних струмах до 3150 А і номінальних струмах вимкнення до 31,5 кА. Апарати мають комутаційні ресурси до 30 000 циклів ВВ при номінальних струмах і 50 – при струмах вимкнення.



Рис. 12.7. Комплектний розподільний пристрій серії КУ35

Таблиця 12.5. Основні технічні характеристики КУ35

Параметр	Значення
Номинальна напруга, кВ	35
Найбільша робоча напруга, кВ	40,5
Номинальний струм головних кіл шаф, А	630; 1 000; 1 600; 2 500; 3 150
Номинальний струм збірних шин, А	1 000; 1 600; 3 150
Номинальний струм вимкнення вимикача, кА	20; 25; 31,5
Номинальний струм електродинамічної стійкості головних кіл, кА	51; 81
Габаритні розміри, мм	
ширина	1 500
глибина	2 800; 3 150*
висота	2 532
Маса, кг	не більше 2000

12.3.2. Розподільні установки типу NXAIR (компанії Siemens AG)

NXAIR — це розподільна установка середньої напруги до 40,5 кВ в металевому корпусі для внутрішнього встановлення з класифікацією за стійкістю до внутрішньої дуги до 50 кА, при тривалості горіння дуги впродовж 1 сек [3].

Розподільна установка середньої напруги NXAIR (рис. 12.8) до 17,5 кВ, до 40 кА випускається для підприємств електропостачання та різних промислових підприємств. Перевагами NXAIR є: безпека персоналу, висока експлуатаційна надійність і зручність в роботі; компактні розміри, мінімальна кількість компонентів, що вимагають технічного обслуговування; приводний механізм.



Рис. 12.8. Комплексний розподільний пристрій NXAIR компанії «Siemens» до 40,5 кВ

Таблиця 12.6. Технічні характеристики NXAIR (компанії «Siemens»)

Параметр	Од. виміру	Значення			
Номинальна напруга	кВ	7.2	12	15	17,5
Номинальна частота	Гц	50/60	50/60	50/60	50/60
Номинальна однохвилинна випробувальна напруга промислової частоти	кВ	20 (32)	28 (42)	36	38
Номинальна напруга грозового імпульсу	кВ	60	75	95	95
Номинальний короткочасний струм, 3 сек	кА	40	40	40	40
Номинальний піковий струм 50 Гц / 60 Гц	кА	100/104	100/104	100/104	100/104
Номинальний струм вимикання КЗ	кА	40	40	40	40
Номинальний струм вмикання КЗ	кА	100/104	100/104	100/104	100/104
Номинальний струм збірних шин	А	4000	4000	4000	4000
Номинальний струм фідерів	А	4000	4000	4000	4000

Розподільна установка середньої напруги NXAIR (рис. 12.9) до 17,5 кВ для 50 кА застосовується в різних галузях промисловості та в окремих областях виробництва і розподілу електроенергії. Розподільна установка також може застосовуватися як генераторна КРУ до 15 кВ на всіх типах електростанцій шляхом установки вакуумних вимикачів.



Рис. 12.9. Комплектна розподільна установка NXAIR компанії «Siemens» до 17,5 кВ

Таблиця 12.7. Технічні характеристики NXAIR до 17,5 кВ, 50 кА, до 4000 А

Параметр	Од. виміру	Значення			
Номинальна напруга	кВ	7,2	12	15	17,5
Номинальна частота	Гц	50/60	50/60	50/60	50/60
Номинальна однохвилинна випробувальна напруга промислової частоти	кВ	20 (32)	28 (42)	36	38
Номинальна напруга грозового імпульсу	кВ	60	75	95	95
Номинальний короткочасний струм, 3 сек	кА	50	50	50	50
Номинальний піковий струм 50 Гц / 60 Гц	кА	125/130	125/130	125/130	125/130
Номинальний струм вимикання КЗ	кА	50	50	50	50
Номинальний струм вмикання КЗ	кА	125/130	125/130	125/130	125/130
Номинальний струм збірних шин	А	4000	4000	4000	4000
Номинальний струм фідерів	А	4000	4000	4000	4000

Розподільна установка середньої на-
пруги NXAIR M 24 кВ до 25 кА призначені
для підприємств електропостачання,

об'єктів інфраструктури та промислових
підприємств.

Таблиця 12.8. Технічні характеристики NXAIR M 24 кВ, до 25 кА

Параметр	Од. виміру	Значення
Номінальна напруга	кВ	24
Номінальна частота	Гц	50/60
Номінальна однохвилинна випробувальна напруга промислової частоти	кВ	50 (65)
Номінальна напруга грозового імпульсу	кВ	125
Номінальний короткочасний струм, 3 сек	кА	25
Номінальний піковий струм 50 Гц / 60 Гц	кА	63/65
Номінальний струм вимикання КЗ	кА	25
Номінальний струм вмикання КЗ	кА	63/65
Номінальний струм збірних шин	А	2500
Номінальний струм фідерів	А	2500

Розподільна установка середньої на-
пруги NXAIR S 40,5 кВ, до 31,5 кА призна-
чені для підприємств електропостачання,

об'єктів інфраструктури та промислових
підприємств.

Таблиця 12.9. Технічні характеристики NXAIR M 24 кВ, до 25 кА

Параметр	Од. виміру	Значення
Номінальна напруга	кВ	40,5
Номінальна частота	Гц	50/60
Номінальна однохвилинна випробувальна напруга промислової частоти	кВ	95
Номінальна напруга грозового імпульсу	кВ	190
Номінальний короткочасний струм, 3 сек	кА	31,5
Номінальний піковий струм 50 Гц / 60 Гц	кА	80
Номінальний струм вимикання КЗ	кА	31,5
Номінальний струм вмикання КЗ	кА	80
Номінальний струм збірних шин	А	3150
Номінальний струм фідерів	А	2500

12.3.3. КРУ типу SIMOSEC (ф. Siemens AG)

SIMOSEC (рис. 12.10) до 24 кВ; 25 кА;
струм збірних шин 1250 А, струм фідерів
1250 А [3]:

- металевий корпус;
- одинарна система збірних шин;
- технологія повітряної ізоляції в поєднанні з функціями комутації в газовій ізоляції;

Переваги:

- безпека експлуатації та надійність;
- безпека персоналу;
- компактна конструкція;
- економічність, екологічність.



Рис. 12.10. Комплектний розподільний пристрій SIMOSEC до 24 кВ (компанії Siemens)

Таблиця 12.10. Технічні характеристики SIMOSEC до 24 кВ; 25 кА

Параметр	Од.виміру	Значення				
Номінальна напруга	кВ	7,2	12	15	17,5	24(25)
Номінальна частота	Гц	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Номінальна змінна випробувальна напруга промислової частоти	кВ	20	28(42)	36	38	50
Номінальна випробувальна напруга грозового імпульсу	кВ	60	75	95	95	120
Номінальний короткочасний струм, 3 сек	кА	21	21	21	21	21
Номінальний короткочасний струм, 2 сек	кА	25	25	25	25	25
Номінальний робочий струм	кА	63,65	63,65	63,65	63,65	63,65
Номінальний струм вимкнення при КЗ	кА	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
Номінальний струм КЗ	А	63, 65	63, 65	63, 65	63, 65	63, 65
Номінальний оптимальний струм збірних шин	А	630	630	630	630	630
Номінальний струм фідерів	А	1250	1250	1250	1250	1250

12.3.4. Розподільні пристрої серії UniSec, SafeRing (ф. ABB Ltd)

Розподільні пристрої середньої напруги з повітряної ізоляцією. Для вторинного розподілу електроенергії використовуються КРУ ABB серії UniSec, оснащені вимикачами, вимикачами навантаження і запобіжниками. Знімні і вкатні вакуумні та елегазові вимикачі [4].

Широкий асортимент захисних реле сучасного технічного рівня, вбудованих в знімні вимикачі або окремо розташовані, що виконують функції захисту, контролю та вимірювання.

Кожна комірka повністю виконана з оцинкованого металевих листа і складається з різних відсіків. Кріпиться до підлоги і закриває обладнання пластиною з отворами для проходження кабелів середньої напруги.



Рис. 12.11. Розподільні установки середньої напруги серії UniSec (ABB)

Всі шафи з дверима мають механічне взаємоблокування, що дозволяє відкривати двері лише в умовах безпеки. Металевий жолоб, відокремлює ланцюги низької напруги від ланцюгів середньої напруги.

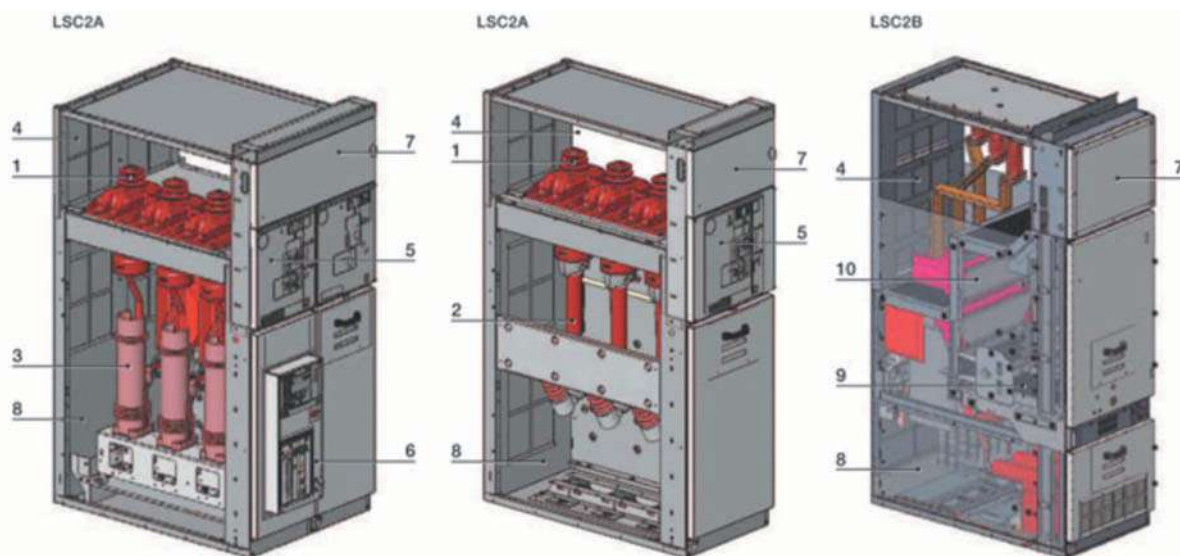


Рис. 12.12. Варіанти типових виконань розподільних пристроїв UniSec

Кожна комірka складається з декількох силових відсіків: відсік кабелів 8, відсік шин 4, відсік апаратів 9.

Відсіки відокремлені один від одного металевими перегородками, вимикачем навантаження, багатофункціональним апаратом або металевими шторками (або ізольованими якщо на 24 кВ) 10 в разі вкатних вимикачів.

Шафи можуть бути обладнані відсіком допоміжних ланцюгів 7, в якому розміщуються всі прилади і кабельна провідка.

Як правило, захищене від внутрішньої дуги КРУ обладнано каналом для відводу газів, що утворюються під час горіння дуги.

Всі шафи мають доступ спереду, і операції обслуговування можуть виконуватися при установці КРУ до стіни.

Комірки середньої напруги SafeRing (ф. ABB Ltd).

Компактні розподільні пристрої (КРП) з елегазовою ізоляцією 10-20 кВ SafeRing (рис. 12.13) – установки для мереж 10, 20 кВ. Має різні конфігурації, які використовую-

ються в більшості варіантів трансформаторних підстанцій 10, 20 кВ. КРУ SafeRing та SafePlus мають однаковий зовнішній вигляд. SafeRing оснащується герметичним контейнером з нержавіючої сталі, в якому розміщуються робочі механізми та комутаційні апарати. Контейнер заповнений елегазом, який знаходиться під невеликим надлишковим тиском і забезпечує високий рівень надійності, безпеки персоналу та мінімальні вимоги до обслуговування. Для захисту трансформатора, можливе використання комбінації вимикача навантаження з запобіжником або силового вимикача з пристроєм релейного захисту [4].

Шафи середньої напруги SafePlus призначені для використання на об'єктах міських компактних трансформаторних підстанцій; невеликих промислових виробництв; на вітрових електростанціях.



Рис. 12.13. Компактний розподільний пристрій ABB SafeRing

SafePlus дозволяє використовувати широкий спектр мікропроцесорних пристроїв релейного захисту. Також, SafePlus може поставлятися з інтегрованим обладнанням телемеханіки.

Таблиця 12. 11. Технічні параметри комірки середньої напруги SafePlus

Параметр	Од. виміру	Значення			
Номинальна напруга	кВ	12	15	17,5	24
Випробувальна напруга промислової частоти	кВ	28	38	38	50
Випробувальна імпульсна напруга	кВ	95	95	95	125
Номинальний струм	А	630			
Вимикаюча здібність:					
Струм навантаження	А	630			
Струм заряду ненавантаженого кабелю	А	135			
Струм замикання на землю	А	200	150		
Струм заряду кабелю з замкненням на землю	А	115	87		
Вмикаюча здібність	кА	62,5	52,5	50	
Номинальний струм термічної стійкості, 1 сек.	кА	25	-	-	-
Номинальний струм термічної стійкості, 3 сек.	кА	21			
Кількість операцій		1000 ВВ (вручну)			

12.3.5. Розподільні пристрої RM 6, SM6 (ф. Schneider Electric)

Комірки середньої напруги Schneider Electric RM6 (рис. 12.14) – компактна розподільна установка, призначена для установки в розімкнених/замкнених кільцевих і радіальних схемах живлення середньої на-

пруги. Виконує функції приєднання, живлення та захисту трансформаторів потужністю до 4000 кВА за допомогою силового вимикача та пристрою релейного захисту. Комутаційні апарати і збірні шини розташовані в герметичному корпусі, заповненому елегазом на весь термін служби.

RM6 дозволяє організувати розподільну підстанцію на 2, 3 або 4 приєднання: із захистом лінії вимикачем 630 А; з комутацією лінії вимикачем 630 А; з вбудованим живленням для пристроїв телекерування [5].



Рис. 12.14. Комірки середньої напруги RM6 (Schneider Electric)

Корпус RM6 заповнений елегазом з надлишковим тиском 0,2 бар. Строк служби не менше 30 років. Обслуговування RM6 протягом зазначеного терміну не потрібно. Вимикач навантаження з гасінням електричної дуги на основі принципу автодугтя в елегазі. Вимикачі на 200 А і 630 А — гасіння електричної дуги здійснюється методом обертання дуги і автокомпресії в елегазі, що дозволяє вимикати струми короткого замикання. Приєднання, живлення, захист ліній і трансформаторів здійснюється за допомогою вимикачів. Вимикачі оснащені незалежними реле захисту. Пристрій релейного захисту не потребує додаткового джерела живлення і живиться від первинних перетворювачів струму.

Комутаційний апарат поєднує в собі одночасно функції двох пристроїв, вимикача навантаження (вимикача) і заземлюючого роз'єднувача, і має три положення: ввімкнено, вимкнено, заземлено. Рухомий контакт переміщається в вертикальній площині. Така конструкція повністю виключає можливість накладання заземлення при ввімкненому вимикачі навантаження (вимикачі).

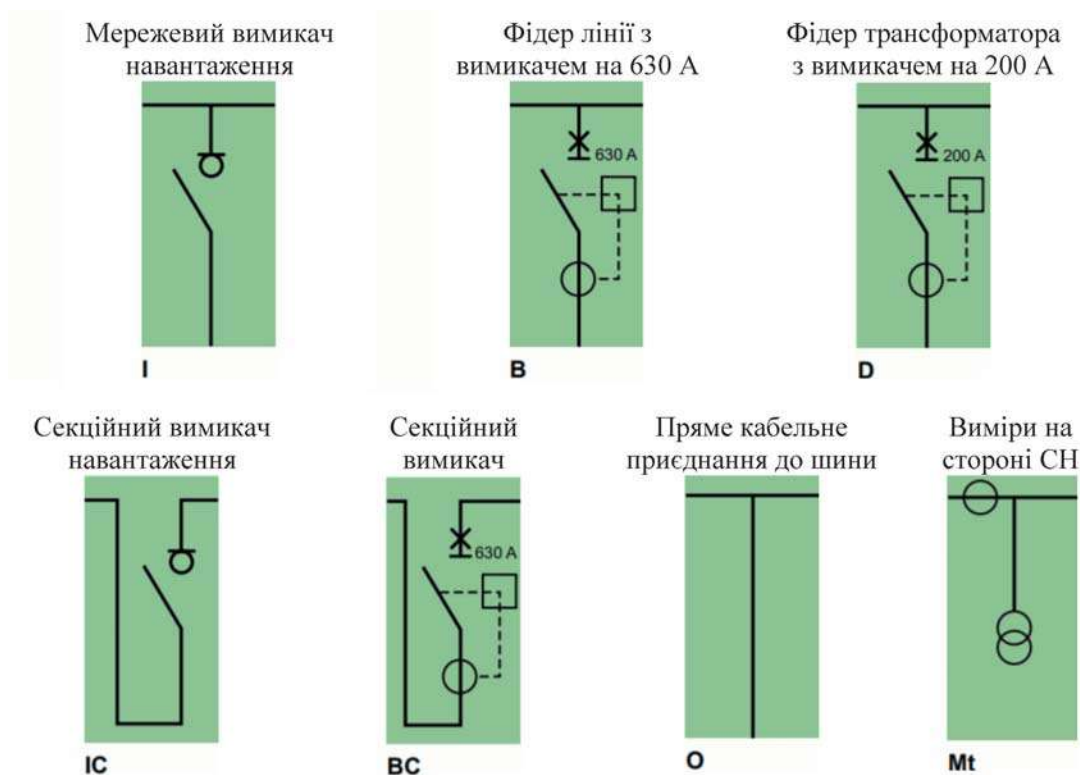


Рис. 12.15. Схеми приєднань у комірках RM6 (Schneider Electric)

Конструкція RM6 практично виключає коротке замикання всередині розподільної установки. Разом з тим, для забезпечення повної безпеки персоналу, RM6 має стійкість до внутрішньої дуги.

РУ на базі RM6 має функції СН, які дозволяють здійснювати: приєднання, живлення та захист трансформаторів у радіальних або розімкнутих кільцевих мережах за допомогою вимикачів з номінальним струмом 200 А з незалежним ланцюгом захисту; захист ліній за допомогою вимикачів 630 А; побудова понижуючих підстанцій на стороні СН.

Комірки середньої напруги SM6 (Schneider Electric)

SM6 (рис. 12.16) – серія модульних комірок у металевих корпусах, для внутрішнього встановлення зі стаціонарними або викатними елегазовими або вакуумними комутаційними апаратами, а саме: вимикачами навантаження; вимикачами серії SF1, SFset або Evolis; контакторами Rollarc 400 або 400D; роз'єднувачами.

Приєднання кабелів здійснюється спереду. Всі органи управління розташовані на передній панелі, що спрощує експлуатацію. Комірки можуть бути укомплектовані додатковими пристроями (РЗА, трансформаторами струму нульової послідовності, вимірювальними трансформаторами, обмежувачами перенапруги і т.д.). Розподільний пристрій SM6 добре адаптований для дистанційного керування.



Рис. 12.16. Комірки середньої напруги SM6 (Schneider Electric)

Таблиця 12.12. Основні характеристики SM6

Параметр	Од. виміру	Значення			
Номінальна напруга	кВ	7,2	12	17,5	24
Рівень ізоляції					
Ізоляція	50/60 Гц 1 хв	20	28	38	50
Ізоляційний пром.	50/60 Гц 1 хв	23	32	45	60
Ізоляція	1,2/50 мкс (кВ пік)	60	75	95	125
Ізоляційний пром.	1,2/50 мкс (кВ пік)	70	85	110	145
Вимикаюча здатність					
Трансформатор без навантаження	А	16			
Кабель без навантаження	А	31,5			
Номінальний струм	А	400-630-1250			
Струм термічної стійкості	кА/1 с				
		25	630-1250		
		20	630-1250		
		16	630-1250		
		12.5	400-630-1250		
Струм вмикання	кА	62.5	630		
		50	630		
		40	630		
		31.5	400-630		

12.3.6. Комірки розподільні середньої напруги Xiria (Eaton Corporation plc)

Нове покоління комірок Xiria (рис. 12.17) характеризується високим рівнем експлуатаційної безпеки та придатністю для використання в мережах з напругою до 24 кВ. КРУ Xiria можуть складатися з двох, трьох або чотирьох секцій. Основна частина первинних ланцюгів і механізмів приводів поміщені в повністю герметичний корпус, який захищає їх від впливу навколишнього середовища. У кожній з трьох або чотирьох секцій можна довільно вибирати функціональний блок з двох варіантів: вакуумний вимикач навантаження КРУ для кабельних ліній; вакуумний автоматичний вимикач для захисту трансформаторів і кабельних з'єднань. Механізм вимикачів був розроблений з мінімальним числом деталей, а також спеціально адаптований для комутації після тривалого періоду бездіяльності.

Повністю адаптовані до роботи в автоматизованих мережах. Основне ізолююче середовище — чисте зневоднене повітря, дугогасне середовище — вакуум [6].



Рис. 12.17. Комірки середньої напруги Xiria (Eaton Holec)

Таблиця 12.13. Технічні характеристики Xiria E від «Eaton Holec»

Параметри	Од. виміру	Значення				
Номинальна напруга	кВ	3,6	7,2	12	17,5	24
Імпульсна напруга	кВ	40	69	75	95	125
Перенапруга промислової частоти	кВ	10	20	28	38	50
Номинальна частота	Гц	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Стійкість до електричної дуги	кА-с	20-1	20-1	20-1	16-1	16-1
Збірні шини						
Номинальний струм	А	630	630	630	630	630
Струм термічної стійкості при КЗ	кА-с	20-3	20-3	20-3	16-3	16-3
Струм вмикання на КЗ	кА	50	50	50	40	40
Автоматичний вимикач						
Номинальний струм	А	200/500	200/500	200/500	200/500	200/500
Вимикаюча здібність	кА	20	20	20	16	16
Струм вмикання на КЗ	кА	50	50	50	40	40
Струм термічної стійкості при КЗ	кА-с	20-3	20-3	20-3	16-3	16-3
Вимикач навантаження						
Номинальний струм	А	630	630	630	630	630
Струм вмикання на КЗ	кА	50	50	50	40	40
Струм термічної стійкості при КЗ	кА-с	20-3	20-3	20-3	16-3	16-3

Розподільні пристрої середньої напруги з комбінованою ізоляцією серії XIRIA E (рис. 12.18) для застосування в «інтелектуальних мережах». Система характеризується високим рівнем експлуатаційної безпеки і підходить для використання в мережах напругою до 24 кВ.

Розподільний пристрій Xiria E виконано з вакуумним вимикачем компанії Eaton,

що не потребує обслуговування, кількість комутацій якого становить 30000 циклів. У комірці Xiria E всі первинні ланцюги і механізми знаходяться в повністю герметичному корпусі, який захищає всю систему від впливу навколишнього середовища. Є досить компактним з шириною секції 500 мм і підключенням кабелю з фронту комірки.

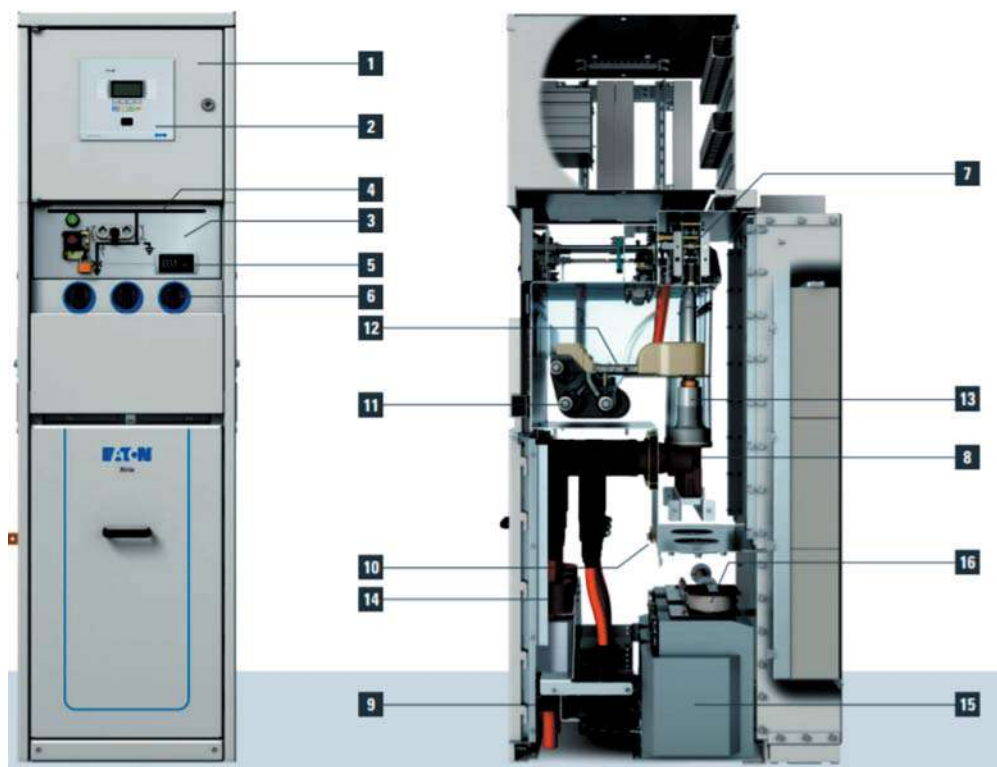


Рис. 12. 18. Базова комплектація секції Xiria E з вакуумним вимикачем:

- 1 — відсік низьковольтного обладнання; 2 — захисне реле;
- 3 — панель керування з приводом автоматичного вмикання з двохпозиційного перемикача;
- 4 — мнемосхема; 5 — система індикації напруги; 6 — вікно; 7 — механізм; 8 — кабельні конуси;
- 9 — кабельні зажими; 10 — заземлююча шина; 11 — головні шини;
- 12 — двохпозиційний перемикач/заземлювач; 13 — вакуумна камера; 14 — трансформатори струму;
- 15 — трансформатори напруги; 16 — котушка та резистор для захисту ТН від ферорезонансу

1. Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Величко Т.В. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання. Навчальний посібник для напряму підготовки 6.050701 "Електроенергетика та електротехнології". Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2009. — 334 с.

2. РЗВА. Комплектні трансформаторні підстанції 35-220кВ .Технічна інформація. Редакція 12, 2014 р.

3. <https://new.siemens.com/ua/ru.html>

4. http://abr-electric.com.ua/abb/air_insulated_switchgears.html

5. <https://www.se.com/ua/uk/product-category/87897-комірки-середньої-напруги/>

6. [http://eleng.com.ua/p/elektrotexnika/osn/ysn61020-kv/yachejki-srednego-napryazheniya-serii-xiria-e-\(eaton\).html](http://eleng.com.ua/p/elektrotexnika/osn/ysn61020-kv/yachejki-srednego-napryazheniya-serii-xiria-e-(eaton).html)

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Таблиця А.1. Трифазні двообмоткові трансформатори 35 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулю- вання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВар
			ВН	НН							
ТМ-100/35	0,1	±2х1,5%	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6
ТМ-160/35	0,16	±2х1,5%	35	0,4; 0,69	6,5	2,6; 3,1	0,7	2,4	127; 148	498	3,8
ТМ-250/35	0,25	±2х1,5%	35	0,4; 0,69	6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3	72; 82	318	5,7
ТМН (ТМ)- 400/35	0,4	±6х1,5%	35	0,4; 0,69	6,5	7,6; 8,5	1,9	2,0	23,5; 26,2	126	12,6
ТМН (ТМ)- 630/35	0,63	±6х1,5%	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	11,6; 12,2	2,7	1,5	14,9; 14,2	79,6	15
ТМН (ТМ)- 1000/35	1	±6х1,5%	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,1
ТМН (ТМ)- 1600/35	1,6	±6х1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	11,2; 12,4	49,2	17,6
ТМН (ТМ)- 2500/35	2,5	±6х1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
ТМН (ТМ)- 4000/35	4	±6х1,5%	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН (ТМ)- 6300/35	6,3	±6х1,5%	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТД-10000/35	10	±2х2,5%	38,5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,96	11,1	80
ТМН-10000/35	10	±9х1,3%	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС- 10000/35	10	±8х1,5%	36,75	6,3; 10,5	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ТД-16000/35	16	±2х2,5%	38,5	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,6	0,52	7,4	96
ТДНС- 16000/35	16	±8х1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	10	85	18	0,5 5	0,45	8,4	88
ТРДНС- 25000/35	25	±8х1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	9,5	115	25	0,5	0,25	5,1	125
ТРДНС- 32000/35	32	±8х1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	145	30	0,4 5	0,19	4,8	144
ТРДНС- 40000/35	40	±8х1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	170	36	0,4	0,14	3,9	160
ТРДНС- 63000/35	63	±8х1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	250	50	0,3	0,1	2,5	220

Примітка.

1. Регулювання напруги здійснюється на стороні ВН шляхом РПН або ПБЗ.
2. Трансформатори типу ТМ, вказані в дужках, мають ПБЗ ±2х2,5 % на стороні ВН.

Таблиця А.2. Трифазні двообмоткові трансформатори 110 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулю- вання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _г , Ом	X _г , Ом	ΔQ _х , кВар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10х1,5% -8х1,5%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±9х1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	±9х1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9х1,78%	115	6,6; 11; 34,5	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН- 25000/110 (ТРДНФ- 25000/110)	25	±9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТДНЖ- 25000/110	25	±9х1,78%	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175
ТД-40000/110	40	±2х2,5%	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260
ТРДН- 40000/110	40	±9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН- 63000/110 (ТРДН)	63	±9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТРДЦНК- 63000/110	63	±9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	245	59	0,6	0,8	22	378
ТДЦ-80000/110	80	±2х2,5%	121	6,3;10,5; ; 13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480
ТРДЦН- 80000/110 (ТРДН, ТРДЦНК)	80	±9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТДЦ- 125000/110	125	±2х2,5%	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТРДЦН- 125000/110	125	±9х1,78%	115	10,5-10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
ТДЦ- 200000/110	200	±2х2,5%	121	13,8; 15,75	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000
ТДЦ- 250000/110	250	±2х2,5%	121	15,75	10,5	640	200	0,5	0,15	6,1	1250
ТДЦ- 400000/110	400	±2х2,5%	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800

Примітка.

1. Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН в нейтралі, за винятком трансформаторів типу ТМН-2500/110 з РПН на стороні НН і ТД з ПБЗ на стороні ВН.
2. Трансформатори типу ТРДН можуть виготовлятися також з нерозщепленою обмоткою НН 38,5 кВ, трансформатори 25 МВА – з 27,5кВ (для електрифікації залізниць).

Таблиця А.3. Трифазні двообмоткові трансформатори 110 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Каталожні дані							Розрахункові дані								
		U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %			ΔР _к , кВт	ΔР _х , кВт	I _х , %	R, Ом			X, Ом			
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	ΔQ, кВар 75,6
ТДТН-10000/110	10	115	11,5; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7	110
ТДТН-16000/110*	16	115	22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	100	23	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160
ТДТН-25000/110	25	115	11,5; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	175
ТДТНЖ-25000/110	25	115	38,5; 27,5	6,6; 11; 27,5	10,5 (17)	17 (10,5)	6	140	42	0,9	1,5	1,5	1,5	57	0 (33)	33 (0)	225
ТДТН-40000/110*	40	115	11,5; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0 (22,3)	22,3 (0)	240
ТДТНЖ-40000/110	40	115	27,5; 35,5	6,6; 11; 27,5	10,5 (17)	17 (10,5)	6	200	63	0,8	0,9	0,9	0,9	35,5	0 (20,7)	20,7 (0)	320
ТДТН-63000/110* (ТДЦТН, ТДТНМ)	63	115	11; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6,5	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441
ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК)	80	115	38,5	6,6; 11	11 (17)	18,5 (10,5)	7 (6,5)	390	82	0,6	0,4	0,4	0,4	18,6 (21,7)	0 (10,7)	11,9 (0)	480

* При X_т обмотки СН, рівному нулю, обмотки НН виготовляються з U_н рівним 6,3 або 10,5 кВ.*Примітка.*

Всі трансформатори мають РПН $\pm 9 \times 1,78\%$ у нейтралі ВН, за винятком трансформатора ТНДТЖ-40000 з РПН $\pm 8 \times 1,5\%$ на ВН. Трансформатори ТДТН-10000, 16000, 25000, 40000, 63000/110 мають також ПБЗ на стороні 34,5 і 38,5 кВ $\pm (2 \times 2,5\%)$.

Таблиця А.4. Трифазні двообмоткові трансформатори 150 кВ

Тип	Sном, МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані			
			Уном обмоток, кВ		Uк, %	ΔРк, кВт	ΔРх, кВт	Іх, %	Rт, Ом	Xт, Ом	ΔQх, кВар	
			ВН	НН								
ТДН-16000/150	16	±8х1,5%	158	6,6; 11	11	85	21	0,8	8,3	172	128	
ТРДН-32000/150	32	±8х1,5%	158	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	145	35	0,7	3,54	82	224	
ТРДН-63000/150	63	±8х1,5%	158	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	235	59	0,65	1,48	41,6	410	
ТЦ-250000/150, ТДП-250000/150	250	-	165	10,5; 13,8; 15,75	11	640	190	0,5	0,3	12	1250	

Примітка.

Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН у нейтралі ВН (трансформатори 16-63 МВА) або ПБЗ (трансформатор 250 МВА).

Таблиця А.5. Трифазні триобмоткові трансформатори та автотрансформатори 150 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулю- вання	Каталожні дані										Розрахункові дані						
			Уном обмоток, кВ			U _к , %			ΔР _к , кВт			I _х , %	R _г , Ом			X _г , Ом			ΔQ, кВар
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН- 16000/150	16	±8х1,5%	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	96	-	-	25	4,7	4,7	4,7	176	0	103,5	160
ТДТН- 25000/150	25	±8х1,5%	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	145	-	-	34	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,5	225
ТДТНЖ- 25000/150	25	±8х1,5%	158	27,5; 38,5	6,6;11; 27,5	18	10,5	6	145	-	-	34	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,4	225
ТДТН- 40000/150	40	±8х1,5%	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	185	-	-	53	1,45	1,45	1,45	70	0	42,2	320
ТДТН- 63000/150	63	±8х1,5%	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	285	-	-	67	0,9	0,9	0,9	44,7	0	26,8	431
АТДТНГ- 100000/150	100	±4х2,5%	158	115	6,6	5,3	15	15	310	235	230	75	0,54	0,2	14,2	6,6	6,6	30,9	1500

Примітка.

1. Для автотрансформатора потужність обмотки НН рівна 20 % номінальної.

2. Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН в нейтралі ВН або (для автотрансформатора 100 МВА) на стороні СН.

Таблиця А.6. Трифазні двообмоткові трансформатори 220 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані							Розрахункові дані						
			Уном обмоток, кВ		U _к , %	ΔР _к , кВт	ΔР _х , кВт	I _х , %	R _г , Ом	X _г , Ом	ΔQ _х , кВар	R _г , Ом	X _г , Ом	ΔQ _х , кВар	R _г , Ом	X _г , Ом
			ВН	НН												
ТРДН-40000/220	40	±8х1,5%	230	6,6-6,6; 11-11	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360	5,6	158,7	360	5,6	158,7
ТРДЦН-63000/220 (ТРДН)	63	±8х1,5%	230	6,6-6,6; 11-11	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504	3,9	100,7	504	3,9	100,7
ТДЦ-80000/220	80	±2х2,5%	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480	2,9	80,5	480	2,9	80,5
ТРДЦН-100000/220	100	±8х1,5%	230	11-11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700	1,9	63,5	700	1,9	63,5
ТДЦ-125000/220	125	±2х2,5%	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625	1,4	51,5	625	1,4	51,5
ТРДЦН-160000/220	160	±8х1,5%	230	11-11; 38,5	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960	1,08	39,7	960	1,08	39,7
ТДЦ-200000/220	200	±2х2,5%	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	900	0,77	32,2	900	0,77	32,2
ТДЦ-250000/220	250	-	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,6	25,7	1125	0,6	25,7	1125	0,6	25,7
ТДЦ-400000/220	400	-	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,4	0,29	16,1	1600	0,29	16,1	1600	0,29	16,1
ТЦ-630000/220	630	-	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35	0,2	11,6	2205	0,2	11,6	2205	0,2	11,6
ТЦ-1000000/220	1000	-	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,2	6,7	3500	0,2	6,7	3500	0,2	6,7

Примітка.

1. Регулювання напруги здійснюється у нейтралі ВН.

2. Трансформатори з розщепленою обмоткою можуть виготовлятися також з нерозщепленою обмоткою НН на 38,5 кВ.

Таблиця А.7. Трифазні триобмоткові трансформатори та автотрансформатори 220 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулю- вання	Каталожні дані										Розрахункові дані						
			Уном обмоток, кВ			U _к , %			ΔР _к , кВт			I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ, кВар
			ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН- 25000/220	25	±12х1%	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5	135	-	-	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТНЖ- 25000/220	25	±8х1,5%	230	27,5; 38,5	6,6;11; 27,5	12,5	20	6,5	135	-	-	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТН- 40000/220	40	±12х1%	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5	220	-	-	1,1	3,6	3,6	3,6	165	0	125	440
ТДТНЖ- 40000/220	40	±8х1,5%	230	27,5; 38,5	6,6;11; 27,5	12,5	22	9,5	240	-	-	1,1	3,9	3,9	3,9	165	0	125	440
АТДЦТН- 63000/220/110	63	±6х2%	230	121	6,6;11; 27,5; 38,5	11	35,7	21,9	215	-	-	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315
АТДЦТН- 63000/220/ 110/0,4*	63	±8х1,5% ПБЗ на 0,4кВ - ±2х2,5%	230	121	0,4	11			180	-	-	0,4	1,2	1,2	120	104	0		
АТДЦТН- 125000/220/110 (у знаменнику випуск після 1985р.)	125	±6х2%	230	121	6,3;6,6; 10,5; 11;38,5	11/ 11	31/ 45	19/ 28	290/ 305	-	-	0,5	0,5/ 0,5 2	0,52	1,0/ 3,2	48,6/ 49,0	0	82,5/ 131	625
АТДЦТН- 125000/220/ 110/0,4*	125	±6х2% ПБЗ на 0,4кВ - ±2х2,5%	230	121	0,4	11	14	14	305	-	-	0,25	0,52	0,52	52	49	0		
АТДЦТН- 200000/220/110	200	±6х2%	230	121	6,3;6,6; 10,5;11; 15,75; 38,5	11	32	20	430	-	-	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН- 250000/220/110	250	±6х2%	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8	520	-	-	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250

* Призначені для зв'язку електричних мереж напругою 220 і 110 кВ і живлення власних потреб підстанцій потужністю 0,63 і 1,25 МВА напругою 0,4 кВ відповідно.

Примітка.

1. Для АТ потужність обмотки НН рівна 50 % від номінальної.
2. Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН в нейтралі ВН (±8х1,5%; ±12х1%) або на стороні СН (±6х2%).

Таблиця А.8. Трифазні двообмоткові трансформатори 330 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					Розрахункові дані			
			Уном обмоток, кВ		U _к , %	ΔР _к , кВт	ΔР _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВар
			ВН	НН							
ТРДНС-40000/330	40	±8х1,5%	330	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	11	180	80	1,4	12,3	299	560
ТРДЦН-63000/330	63	±8х1,5%	330	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	11	265	120	0,7	7,3	190	441
ТДЦ-125000/330	125	-	347	10,5; 13,8	11	360	145	0,5	2,78	106	625
ТДЦ-200000/330	200	-	347	13,8; 15,75; 18	11	560	220	0,45	1,68	66,2	900
ТДЦ-250000/330	250	-	347	13,8; 15,75	11	605	240	0,45	1,2	52,9	1125
ТЦС-400000/330, ТДЦ-400000/330	400	-	347	15,75; 20	11	810	365	0,4	0,6	33	1600
ТЦ-630000/330	630	-	347	15,75; 20; 24	11	1300	405	0,35	0,4	21	2205
ТЦ-1000000/330	1000	-	347	24	11,5	2200	480	0,4	0,26	13,2	4000
ТЦ-1250000/330	1250	-	347	24	14	2300	750	0,75	0,2	10,6	5375

Таблиця А.9. Трифазні та однофазні автотрансформатори 330 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Каталожні дані										Розрахункові дані					
		Уном обмоток, кВ			U _к , %		ΔР _к , кВт			I _х , %	ΔР _х , кВт	R _т , Ом			X _т , Ом		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
АТДЦТН- 125000/330/110	125	330	115	6,3;10,5; 15,75; 38,5	10	35	24	370	-	-	115	1,3	1,3	2,6	91,5	0	213,4
АТДЦТН- 200000/330/110	200	330	115	6,6; 10,5; 38,5	10	34	22,5	600	-	-	180	0,8	0,8	2,0	58,5	0	126,6
АТДЦТН- 250000/330/150	250	330	158	10,5; 38,5	10,5	54	42	660	490	400	165	1,07	0,08	4,3	49	0	186,2
АТДЦТН- 240000/330/220	240	330	242	11; 38,5	7,3/ 9,6	70/ 74	60	430/ 560	260	250	130	0,4/ 0,53	0,4/ 0,53	7,3/ 7,2	39,2/ 59,2	0	278,4/ 312,1
АОДЦТН- 133000/330/220	133	330/√3	230/√3	10,5; 38,5	9	60,4	48,5	280	125	105	55	0,62	0	3,5	28,7	0	136,5
																	599

Примітка.

- Для АТ потужність обмотки НН складає 50 % номінальної, за винятком АТ потужністю 200 і 250, 240 і 133 МВА, для яких вона складає 40 і 25% номінальної відповідно.
- Регулювання напруги здійснюється на стороні СН за рахунок РПН ±6х2%, за винятком АТ потужністю 240 МВА, що не має регулювання.
- З 2004 р. група компаній «Гольятинський трансформатор» випускає трансформатори напругою 330 кВ і вище.

Таблиця А.10. Послідовні регульовані трансформатори

S _{ном} , МВА	Тип регулювального трансформатора	Тип силового автотрансформатора	Каталожні дані										Розрахун- кові дані ΔQ _{ст} , кВар
			Номинальна напруга автотрансформатора, кВ			Номинальна напруга обмоток, кВ		U _к , %	ΔР _к , кВт	ΔР _х , кВт	I _х , %		
			ВН	СН	НН	збуджу- ючої	регулюючої						
240	ВРТДНУ- 240000/35/35	АТДЦТГ-240000/220	230	121	11	11	±24,2	10,9-0-10,5	154	40	3,8	9120	
			230	121	38,5	38,5	+24,9÷-26,2	11,1-0-11,3	178	47	3,8	9120	
			330	165	11	11	±33,8	11,8-0-11,8	183	40	3,8	9120	
		АТДЦТГ-240000/330 (АТДЦТ)	330	242	11	11	+31,4÷-33,1	10-0-10,1	85	30	4,0	9600	
			347	242	11	11	+38,3÷-40,4	12,8-0-13	132	29	3,8	9120	
			347	242	38,5	38,5	+24,9÷-26,2	11,1-0-11,3	178	47	3,8	9120	
92	ОДЦТНП-92000/150	АОДЦТН- 333000/750/330	750/√3	330/√3	15,75	-	-	6,67	185	110	0,7	644	

Таблиця А.11. Трифазні і однофазні двообмоткові трансформатори 500-750 кВ (без регулювання напруги)

Тип	S _{ном} , МВА	Каталожні дані						Розрахункові дані				
		U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔР _к , кВт	ΔР _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВар		
		ВН	НН									
ТДЦ-250000/500; ТЦ-250000/500	250	525	15,75	13	600	250	0,45	2,65	143	1125		
ТДЦ-400000/500; ТЦ-400000/500	400	525	13,8; 15,75; 20	13	800	350	0,4	1,4	89,5	1600		
ТЦ-630000/500	630	525	15,75; 20; 24	14	1300	500	0,35	0,9	61,3	2205		
ТЦ-1000000/500	1000	525	24	14,5	2000	600	0,38	0,55	40	3800		
ОЦ-533000/500*	533	525/√3	15,75; 24	13,5	1400	300	0,3	0,45	23,3	4797		
ОРЦ-417000/750*	417	787/√3	20; 24	14	800	400	0,3	0,96	69,3	3753		

* Обмотка НН виконується розщепленою на дві потужності 50% кожна.

Таблиця А.12. Лінійні регульовальні трансформатори

Тип	Sном, МВА	Uном, кВ	Каталожні дані								Розрахункові дані				
			Рх, кВт	Рх, кВт							Ix, %	X, Ом	ΔQст, кВар		
				Положення перемикача											
			Положення перемикача							1	11-13			1	11-13
			1	23	1; 23	11-13	3,5	5	2,35						
ЛТМН-16000/10	16	6,6; 11	35	20	9,5	3,5	5	2,35	0,04-0,1	800	376				
ЛТДН-40000/10 (ЛТГДН)	40	6,6; 11	70	38	18,5	7	3,5	2,5	0,02-0,04	1400	1000				
ЛТДН-63000/35	63	38,5	110	60	25	12	3,1	2,1	0,33	1953	1323				
ЛТДН-100000/35	100	38,5	140	75	40	16	3,5	1,5	0,2	3500	1500				

*Примітка.*Каталожні і розрахункові дані приведені до U_{ном} і прохідної потужності.Положення 1 і 23 відповідають максимальній і мінімальній напрузі ±10x1,5% U_{ном}; 11-13 - нульові положення перемикача.

Таблиця А.13. Трифазні і однофазні автотрансформатори 500-750-1150 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані										Розрахункові дані								
			Уном обмоток, кВ			Собмоток, %			U _к , %			ΔР _к , кВт	ΔР _х , кВт	І _х , %	R _г , Ом			X _г , Ом			ΔQ, кВар
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-250000/500/110	250	±8х1,4% РПН в нейтралі ВН	500	121	10,5; 11; 38,5	100	100	40	10,5 13	24 33	13 18,5	550 640	270 230	0,45 0,45	1,7 2,28	0,47 0,28	3,52 5,22	107,5 137,5	0 0	132,5 192,5	1125 1125
АТДЦТН-500000/500/220	500	+8х1%; -8х1,25% РПН в лінії СН	500	-	230	100	-	100	11,5	-	-	1050	230	0,3	1,05	-	1,05	57,5	-	-	1500
АОДЦТН-167000/500/220	167	±6х2,1% РПН в лінії СН	500/ √3	230/ √3	11; 38,5; 15,75; 20; 38,5	100	100	30; 40; 50	11	35	21,5	325	125	0,4	0,65 0,58 0,66	0,32 0,39 0,31	2,8 2,9 2,7	61,1	0	113,5	2004
АОДЦТН-167000/500/330	167	±8х1,5% РПН в лінії СН	500/ √3	330/ √3	10,5; 38,7	100	100	20	9,5	67	61	320	70	0,3	0,48	0,48	2,4	38,8	0	296	1503
АОДЦТН-267000/500/220	267	±8х1,4% РПН в лінії СН	500/ √3	230/ √3	10,5; 15,5; 20,2	100	100	25; 30; 45	11,5	37	23	490	150	0,35	0,28	0,28	1,12 0,9 0,6	39,8	0	75,6	2803
АОДЦТН-333000/750/330	333	±10% РПН в лінії СН	750/ √3	330/ √3	15,75	100	100	36	10	28	17	580	250	0,35	0,49	0,49	1,36	59,1	0	98,5	3497
АОДЦТН-417000/750/500	417	±5% РПН в нейтралі ВН	750/ √3	500/ √3	10,5; 15,75	100	100	12; 8	11,5	81	68	700	280	0,2	0,12	0,12	2,2 3,24	55,1	0	309	2502
АОДЦТ-667000/1150/500	667	-	1150/ √3	500/ √3	20	100	100	27	11,5	35	22	1250	350	0,35	0,83	0,42	3,7	80,9	0	150,4	7004

ДОДАТОК Б

Таблиця Б.1. Технічні дані роз'єднувачів

Тип	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	Граничний наскрізний струм головних ножів, кА	Струм термічної стійкості головних ножів / час проход- ження струму термічної стійкості, кА/с	Тип приводу		Маса, кг
					головних ножів	заземлю- ючих ножів	
1	2	3	4	5	6	7	8
Для внутрішньої установки							
РВР (3)- 10/2500У2(УЗ)	10	2500	125	45/4	ПДВ-1УЗ;	ПР-3УЗ	—
					ПЧ-50УЗ;		
					ПР-3УЗ		
РВР (3)- 10/4000УЗ	10	4000	125	45/4	ПДВ-1УЗ;	ПР-3УЗ	—
					ПЧ-50УЗ;		
					ПР-3УЗ		
РВР (3)-Ш- 10/2000УЗ	10	2000	85	31,5/4	ПДВ-1УЗ;	ПР-3УЗ	—
					ПЧ-50УЗ;		
					ПР-3УЗ		
РВР (3)-Ш- 12/2000ТЗ	12	2000	85	31,5/4	ПД-1ТЗ;	ПР-3Т	—
					ПЧ-50Т;		
					ПД-1ТЗ		
РВР (3)- 12/4000ТЗ	12	4000	125	45/4	ПД-1ТЗ	ПЧ-50Т	—
РВР (3)- 24/6300ТЗ	24	6300	220	80/4	ПД-1ТЗ	ПЧ-50Т	—
РВР (3)- 24/8000ТЗ	24	8000	300	112/4	ПД-1ТЗ	ПЧ-50Т	—
РВР (3)- 20/6300УЗ	20	6300	220	80/4	ПДВ-1УЗ;	ПЧ-50Т	155-225
					ПЧ-50		
РВР (3)- 20/8000УЗ	20	8000	300	112/4	ПЧ-50	ПЧ-50	227-205
РВ-20/630УЗ	20	630	50	20/4	ПР-3	ПЧ-50	85
РВ-20/1000УЗ	20	1000	55	20/4	ПР-3	ПЧ-50	87
РВ-35/630УЗ	35	630	50	20/4	ПР-3	ПЧ-50	86
РВ-35/1000УЗ	35	1000	55	20/4	ПР-3	ПЧ-50	147
РВ3-1а-20/630УЗ	20	630	50	20/4	ПР-3	ПР-3	95
РВ3-1а (16)- 20/1000УЗ	20	1000	55	20/4	ПР-3	ПР-3	96
РВ3-1а (16)- 35/630УЗ	35	630	50	20/4	ПР-3	ПР-3	97
РВ3-1а (16)- 35/1000УЗ	35	1000	80	31,5/4	ПР-3	ПР-3	171
РВ3-2-20/630УЗ	20	630	50	20/4	ПР-3	ПР-3	113
РВ3-2-20/1000УЗ	20	1000	55	20/4	ПР-3	ПР-3	114
РВ3-2-35/630УЗ	35	630	51	20/4	ПР-3	ПР-3	115
РВ3-2-35/1000УЗ	35	1000	80	31,5/4	ПР-3	ПР-3	195
РВ (3)-33/800ТЗ	33	800	38	16/4	ПР-3Т	ПР-3Т	—
РВ (3)-33/400ТЗ	33	400	21	8/4	ПР-3Т	ПР-3Т	—
РВК-10/2000	10	2000	85	31,5/4	ПР-3УЗ;	—	26
					ПЧ-50УЗ;		
					ПДВ-1УЗ		74
РВК-35/2000	35	2000	115	45/4	ПР-3УЗ	—	—
РВП (3)- 20/12500УЗ	20	12500	250	100/4	ПД-12УЗ	ПЧ-50	23

продовження таблиці Б.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
РВ-6/400	6	400	41	16/4	ПР-10; ПР-11	—	43
РВФ-6/400	6	400		16/4			SS
РВФ-6/630	6	630		20/4		—	83
РВФ-6/1000	6	1000		40/4		—	44
РВФ3-6/630	6	630		20/4		ПР-10; ПР-11	70
РВФ3-6/1000	6	1000		31,5/4		ПР-10; ПР-11	31
РВ3-10/400	10	400		16/4		ПР-10; ПР-11	33
РВ3-10/630	10	630		20/4		ПР-10; ПР-11	49
РВ3-10/1000	10	1000		31,5/4		ПР-10; ПР-11	45
РВФ3-10/630	10	630		20/4		ПР-10; ПР-11	71
РВФ3-10/1000	10	1000		31,5/4		ПР-10; ПР-11	14-17
РЛВОМ-10/1000	10	1000		40/4		—	26
РВ-10/400	10	400		16/4		—	28
РВ-10/630	10	630		20/4		—	42
РВ-10/1000	10	1000		40/4		—	5,9
РВО-40/400	10	400		16/4		—	6,3
РВО-10/630	10	630		20/4		—	11
РВО-10/1000	10	1000'		40/4		—	37
РВФ-10/400	10	400		16/4		—	
РВФ-10/630	10	630		20/4		—	40
РВФ-10/1000	10	1000		40/4		ПР	65
РВ3-11/630	11	630		20/4		ПР	53
РВ3-11/1000	11	1000	81	31,5/4	ПР-10; ПР-11	ПР	61
РЛВОМ-11/1000	11	1000	100	40/4	ПР-10; ПР-11	—	20-24,7
РВФ-11/630	11	630	52	20/4	ПР-10; ПР-11	—	64
РВФ-11/1000	11	1000	100	40/4	ПР-10; ПР-11	—	70
РВО-11/630	11	630	52	20/4	ПР-10; ПР-11	—	11,5
РВО-11/1000	11	1000	100	40/4	ПР-10; ПР-11	—	14,2
РВФ3-11/630	11	630	52	20/4	ПР-10; ПР-11	ПР	69
РВФ3-11/1000	11	1000	81	31,5/4	ПР-10; ПР-11	ПР	75
РВ-15С-1У3	15	—	450/210	90/4	ПДВ-1У3	—	—
Для зовнішньої установки							
РНД (3)- 35/1000У1	35	1000	63	25/4	ПР-У1; ПВ-20У2	ПР-У1; ПВ-20У2	—
РНД (3)- 35/1000ХЛ1	35	1000	63	25/4	ПР-ХЛ1- 110В; ПВ- 20У; ПРН- 110В	ПР-ХЛ1; ПВ-20	—
РНД (3)- 35Б/1000У1	35	1000	63	25/4	ПВ-20У; ПРН-110; ПР-У1	ПР-У1; ПВ-20У	—
РНД (3)- 35У/1000У1	35	1000	63	25/4	ПР-У1; ПРН- 110; ПВ-20У	ПР-У1; ПВ-20У	—
РНД3-Э5/2000У1	35	2000	80	31,5/4	ПР-У1; ПРН-110	ПР-У1	
РНД3-35/2000У1	35	2000	80	31,5/4	ПР-У1; ПРН-110	ПР-У1	—
РНД (3)- 35(Б)/2000У1	35	2000	80	31,5/4	ПР-У1; ПРН-110	ПР-У1	—
РВД (3)- 35У/2000У1	35	2000	80	31,5/4	ПВ-20У; ПРН-110; ПР-У1	ПВ-20У; ПР-У1	—
РНД (3)- 35/3200У1	35	3200	125	50/3	ПР-У1	ПР-У1	—

продовження таблиці Б.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
РНД (3)- 33У/630ТУ	33	630	64	25/4	ПР-Т1	ПР-Т1	—
РНД (3)- 33У/1250Т1	33	1250	80	31,5/4	ПР-Т1	ПР-Т1	—
РНД (3). 66/6300Т1	66	630	80	31,5/3	ПР-Т1; ПДВ-220Т	ПР-Т1	—
РНД (3)- 66У/1250Т1	66	1250	100	40/3	ПР-Т1; ПДВ-220Т	ПР-Т1	—
РНД (3)- 110/630Т1	110	630	100	40/3	ПР-Т1; ПДВ-220Т	ПР-Т1	—
РНД (3) 110/1250Т1	110	1250	100	40/3	ПР-Т1; ПДВ-220Т	ПР-Т1	—
РНД (3)- 132/630Т1	132	630	100	40/3	ПР-Т1; ПДВ-220Т	ПР-Т1	—
РНД (3)- 132/1250Т1	132	1250	100	40/3	ПР-Т1; ПДВ-220Т	ПР-Т1	—
РНД (3)- 220/630Т1	220	630	80	31,5/3	ПР-Т1; ПДВ-220Т		
РНД (3)- 220/1250Т1	220	1250	80	31,5/3	ПР-Т1; ПДВ-220Т	ПР-Т1	
РНД (3)- 220У/1250Т1	220	1250	80	31,5/3	ПР-Т1; ПДВ-220Т	ПР-Т1	
РНД (3)- 110(Б)(У)/1000У1 (ХЛ)	110	1000	80	31,5/3	ПР-У1; ПНД-1У1; ПДН-110В	ПР-У1; (ПР-ХЛ1)	
РНД (3)- 110(У)/2000У1 (ХЛ)	110	2000	100	40/3	ПР-У1; ПНД-1У1	ПР-У1	
РНД (3)- 110/3200У1	110	3200	125	50/3	ПР-У1; ПНД-1У1	ПР-У1	
РНД (3)- 150/1000У1	150	1000	100	40/3	ПР-У1; ПДН-1У1	ПР-У1	
РНД (3)- 150/2000У1	150	2000	100	40/3	ПР-У1; ПДН-1У1	ПР-У1	
РНД (3)- 15Р/3200У1	150	3200	112	45/3	ПР-У1; ПНД-1У1	ПР-У1	
РНД (3)- 220/1000У1 (ХЛ1)	220	1000	100	40/3	ПР-У1; ПДН-1У1	ПР-У1	—
РНД (3)- 220(У)/2000У1 (ХЛ1)	220	2000	100	40/3	ПР-У1; ПДН-1У1	ПР-ХЛ1	—
РНД (3)- 220/3200У1	220	3200	125	50/3	ПР-У1; ПДН-У1	ПР-У1	—
РНД- 330(У)/3200У1	330	3200	160	63/2	ПДН-1У1	ПРН-1У1	—
РНД-500/3200У1 (ХЛ1)	500	3200	160	63/2	ПДН-1У1	ПРН-1У1	—
РНД3.1(2)- 330(У)/3200У1	3,00	3200	160	63/2	ПДН-1У1	ПРН-1У1	—
РНД3.1(2)- 500/3200У1 (ХЛ1)	500	3200	160	63/2	ПДН-1У1	ПРН-1У1	—
РПД-500 У1 1(2)/3200У1	500	3200	160	63/2	Електро- двигунний	—	6060

продовження таблиці Б.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
РПД-750-1(2)/3200У1	750	3200	160	63/2	Електро-двигунний	—	9330
РНВ (3).1(2)-500/2000Т1	500	2000	45	16/2	ПДН-220Т	ПРН-1Т1	
РНВ (3).1(2)-750П/4000	750	4000	160	63/2	ПДН-1	ПРН-1	—
РОН-10К/500У2	10	500	180	71/4	ПЧН	—	135

Примітка. Позначення типу роз'єднувача: Р – роз'єднувач; В – внутрішньої установки; Н – зовнішньої установки; К – з коробчатою струмоведучою системою; Д – двоколонковий; В – з вертикальним рухом головних ножів (РНВ); Р – рубаючого типу; Ф – фігурний; Л – лінійний; О – однополюсний; 3-і заземляючими ножами; У – з посиленою ізоляцією; Б – з механічним блокуванням головних і заземлюючих ножів; П – наявність важеля передачі для зменшення крутящего моменту на валу електродвигунного приводу; цифри 1 і 2, які стоять перед першим дефісом, позначають число заземлюючих ножів з пластинами. Цифра в чисельнику – номінальна напруга, кВ; цифра в знаменнику – номінальний струм, А, літери після цифр означають кліматичне виконання (У – район з помірним кліматом; Т – з тропічним кліматом; ХЛ – з холодним кліматом); цифри 1 і 3 на кінці позначають категорію розміщення (1 – на відкритому повітрі, 3 – в закритому приміщенні з природною ізоляцією, 2 – для роботи в приміщеннях з вільним доступом зовнішнього повітря).

Таблиця Б.2. Параметри роз'єднувачів 10-750 кВ

Параметри, одиниці виміру	Типи роз'єднувачів							
	РЛНД-1-10/200УХЛ1	РГ-35/1000УХЛ1	РГН-110/1000УХЛ1	РГН-150/1000УХЛ1	РГ-330/3150УХЛ1	РГЖ-500/3150УХЛ1	РПГ-500/3150УХЛ1	РПГ-750/3150УХЛ1
Номінальна напруга, кВ	10	35	110	150	330	500	500	750
Найбільша робоча напруга, кВ	12	40,5	126	172	363	525	525	787
Номінальний струм, А	200	1000	1000	1000	3150	3150	3150	3150
Струм електродинамічної стійкості, кА	6,3	40	80	80	160	160	160	160
Струм термічної стійкості, кА	15,75	16	31,5	31,5	63	63	63	63
Час протікання номінального короткочасного витримується струму, с:								
для головних ножів (головного струмоведучого контуру)	3	3	3	3	2	2	2	2
для заземлювачів	1	1	1	1	1	1	1	1
Довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції, см	30	75	190	270	580	840	840	1260

Таблиця Б.3. Параметри відокремлювачів, короткозамикачів, заземлювачів

Тип	Uном, кВ	Iном, А	Амплітуда гранич- ного наскріз- ного струму, кА	Граничний струм термічної стійкості / час протікання граничного струму термічної стійкості, кА / с	Час відклю- чення / включення, с/с	Тип приводу		Маса, кг
						головних ножів	заземлю- ючих ножів	
Відокремлювачі								
ОД (3)-1а (16)(2)- 35/630	35	630	80	12,5/4	0,5/-	ШПОМ	ПРН-110М	69; 73; 76
ОД (3)-1а (16)(2)- 110У/630	110	630	80			22/3	0,5/-	
ОД-110/1000У1	110	1000	80	31,5/3	0,38/-	ПРО-1У1	—	—
ОД-150У/1000У1	150	1000	80	31,5/3	0,4/-	ПРО-1У1	—	—
ОД-220/1000У1	220	1000	80	31,5/3	0,5/-	ПРО-1У1	—	—
ОД-110/800Т1	110	800	80	31,5/3	0,32/-	ПРО-1Т1	—	—
Короткозамикачі								
КРН-35У1	35	—	42	12,5/4	-/0,1	ПРК-1У1	—	48
КЭ-35У-Т1	35	—	42	12,5/4	-/0,12	ПРК-1У1	—	76
КЗ-110У-У1 (Т1)	110	—	32	12,5/3	-/0,18	ПРК-1У1	—	210
КЗ-150У-У1	150	—	32	12,5/3	-/0,23	ПРК-1У1	—	250
КЗ-110У1	110	—	51	20/3	-/0,14	ПРК-1У1	—	180
КЗ-150У1	150	—	51	20/3	-/0,2	ПРК-1У1	—	210
КЗ-220У1	220	—	51	20/3	-/0,25	ПРК-1У1	—	250
Заземлювачі								
ЗОН-110М (У)(Т)- 1(11) У1	110	400	16	6,3/3	—	ПРН-11		104
ЗОВ-20*	20	235			112/4		ПЧ-50	
ЗР-10УЗ	10	235	—	90/1	—	ПЧ-50	—	37
ЗР-24УЗ	24	235	—	90/1	—	ПЧ-50	—	42
ЗР-35УЗ	35	235	—	90/1	—	ПЧ-50	—	44
ЗР-12ТЗ	12	235	—	90/1	—	ПЧ-50	—	37
ЗР-24ТЗ	24	235	—	90/1	—	ПЧ-50	—	43
ЗР-36ТЗ	36	235	—	90/1	—	ПЧ-50	—	46
ЗР-330-1УХЛ1	330	—	—	—	—	ПРН-1У1	—	210
ЗР-330-2УХЛ1	330	—	—	—	—	ПРН-1У1	—	210
ЗР-500-1УХЛ1	500	160	—	63/!	—	ПРН-1У1	—	275
ЗР-500-2УХЛ1	500	160	—	63/1	—	ПРН-ТУ1	—	265
ЗР-750-1УХЛ1	750	—	—	—	—	ПРН-У1	—	430
ЗР-750-2УХЛ1	750	—	—	—	—	ПРН-1У1	—	430

Таблиця Б.4. Технічні характеристики роз'єднувачів виробництва компанії ABB

Тип	Триколонкові роз'єднувачі з подвійним розривом на номінальну напругу від 10 кВ до 35 кВ			Двоколонкові горизонтально-поворотні роз'єднувачі з центральним розривом на номінальну напругу від 110 кВ до 150 кВ		
	NRB 12	NRB 24	NRB 52	NSA 123	NSA 145	NSA 170
Номінальна напруга, кВ	10	20	35	110	110	150
Найбільша робоча напруга, кВ	12	24	52	126	145	172
Частота, Гц	50			50		
Номінальний струм, А	1250 або 2500			1250-3150		
Струм термічної стійкості, А	31,5			до 50		
Випробувальна напруга повного грозового імпульсу, кВ						
- відносно землі	95	150	250	550	650	750
- між контактами, що розімкнені	110	175	290	630	750	860
Випробувальна однохвилинна напруга промислової частоти, кВ:						
- відносно землі	35	55	105	230	275	325
- між контактами, що розімкнені	45	75	145	265	315	440
Тип приводу	Двигунний або ручний			Двигунний або ручний		
Тип ізоляції	Фарфор або полімер			Фарфор або полімер		
Можлива кількість заземлюючих ножів	0; 1; 2			0; 1; 2		
Варіанти встановлення	Паралельно Послідовно			Паралельно Послідовно Ступінчасто-кільова		
Висота установки над рівнем моря, м, не більше	1000			1000		
Довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції, мм / кВ	> 25			> 25		
Максимальна температура навколишнього середовища, °С	+50			+50		
Мінімальна температура навколишнього середовища, °С	-40			-40		
Відносна вологість, %	100			100		

ДОДАТОК В

Таблиця В.1. Технічні характеристики оливонаповнених трансформаторів струму серії ТФЗМ 35-500 кВ

Тип виробу	Номинальний первинний струм, А	Номинальний вторинний струм, А	Кількість вторинних обмоток		Струм термічної стійкості, кА	Струм електродинамічної стійкості, кА
			для захисту	для вимірювань		
ТФЗМ 33А-Т1	100; 150; 200; 300; 400; 600; 1200	5	2	1	4,6; 7; 9; 14; 18; 28; 56	14; 21; 28; 42; 56; 84; 169
ТФЗМ 35 А –У1	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000	5	1	1	0,6; 0,7; 1,1; 1,5; 1,9; 2,3; 3,5; 5,8; 7; 11,6; 15; 22; 30; 37	3; 4; 6; 8; 10; 15; 21; 31; 42; 63; 84; 127; 107; 134
ТФЗМ 35 А –ХЛ1	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000	5	1	1	0,6; 0,7; 1,1; 1,5; 1,9; 2,3; 3,5; 5,8; 7; 11,6; 15; 22; 30; 37	3; 4; 6; 8; 10; 15; 21; 31; 42; 63; 84; 127; 107; 134
ТФЗМ 35 Б-І У1	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1200; 1500; 2000	5	2	1	0,7; 1; 1,5; 2,1; 2,3; 3,5; 4,7; 7; 10,5; 15; 21; 31; 30; 37; 39; 41; 55	3; 4; 6; 8; 10; 15; 21; 31; 42; 63; 84; 127; 107; 134; 120; 106; 141
ТФЗМ 35 Б-І ХЛ1	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1200; 1500; 2000	5	2	1	0,7; 1; 1,5; 2,1; 2,3; 3,5; 4,7; 7; 10,5; 15; 21; 31; 30; 37; 39; 41; 55	3; 4; 6; 8; 10; 15; 21; 31; 42; 63; 84; 127; 107; 134; 120; 106; 141
ТФЗМ 35 Б –ІІ У1	500; 1000; 2000; 3000	1 або 5	2	1	49; 49; 57; 57	125; 125; 145; 145
ТФЗМ 66 В – Т1	200-400; 600-1200	5	2	1	9-18; 18-36	24-48; 48-96
ТФЗМ 110 Б – І У1	50-100; 75-150; 100-200; 150-300; 200-400; 300-600; 400-800	5	2	1	2-4; 3-6; 4-8; 6-12; 8-16; 13-26; 14-28	10-20; 15-30; 21-42; 31-62; 42-84; 63-126; 62-124
ТФЗМ 110 Б – І ХЛ1	50-100; 75-150; 100-200; 150-300; 200-400; 300-600; 400-800	5	2	1	2-4; 3-6; 4-8; 6-12; 8-16; 13-26; 14-28	10-20; 15-30; 21-42; 31-62; 42-84; 63-126; 62-124
ТФЗМ 110 Б – ІІІ У1	750-1500; 1000-2000	1 або 5	2	1	26-52; 34-68	79-158; 106-212
ТФЗМ 110 Б – ІІІ ХЛ1	750-1500; 1000-2000	1 або 5	2	1	26-52; 34-68	79-158; 106-212
ТФЗМ 110 Б – ІV У1	100; 150; 200; 300; 400; 600; 750; 1000; 1200; 1500; 2000	1 або 5	3	1	4; 6; 8; 12; 16; 26; 26; 30; 40; 45; 60	20; 30; 42; 62; 84; 84; 90; 120; 150; 200
ТФЗМ 110 Б – ІV ХЛ1	100; 150; 200; 300; 400; 600; 750; 1000; 1200; 1500; 2000	1 або 5	3	1	4; 6; 8; 12; 16; 26; 26; 30; 40; 45; 60	20; 30; 42; 62; 84; 84; 84; 90; 120; 150; 200
ТФЗМ 110 Б – ІV Т1	100; 150; 200; 300; 400; 600; 750; 1000; 1200; 1500; 2000	1 або 5	3	1	4; 6; 8; 12; 16; 26; 26; 30; 40; 45; 60	20; 30; 42; 62; 84; 84; 84; 90; 120; 150; 200
ТФЗМ 132 Б –Т1	200-400; 300-600; 500-1000; 600-1200; 750-1500	1 або 5	2	1	11-22; 17-34; 17-34; 17-34; 17-34	30-60; 45-90; 45-90; 45-90; 45-90
ТФЗМ 150 А – І У1	600-1200	1 або 5	3	1	14-28	52-104
ТФЗМ 150 Б – І У1	600-1200	1 або 5	3	1	14-28	52-104
ТФЗМ 150 Б – ІІ У1	1000-2000	1 або 5	3	1	41,6-83,2	113-226
ТФЗМ 220 Б – І Т1	300-600; 400-800; 600-1200; 750-1500; 1000-2000	1 або 5	3	1	10-20; 9-18; 20-40; 17-34; 19,6-39,2	27-54; 24-48; 54-108; 45-90; 50-100
ТФЗМ 220 Б – ІV У1	500-1000-2000	1 або 5	3	1	9,8-19,8-39,2	9,8-19,8-39,2
ТФЗМ 220 Б – ІV ХЛ1	500-1000-2000	1 або 5	3	1	9,8-19,8-39,2	9,8-19,8-39,2
ТФЗМ 220 Б – ІІ Т1	300-600; 400-800; 600-1200; 750-1500; 1000-2000	1 або 5	3	1	10-20; 9-18; 20-40; 17-34; 19,6-39,2	27-54; 24-48; 54-108; 45-90; 50-100
ТФЗМ 220 Б – ІІІ ХЛ1	200-400-800; 300-600-1200	1 або 5	3	1	4,5-9-18; 9,8-19,8-39,2	12-24-48; 25-50-100
ТФЗМ 220 Б – ІІІ У1	200-400-800; 300-600-1200	1 або 5	3	1	4,5-9-18; 9,8-19,8-39,2	12-24-48; 25-50-100
ТФЗМ 500 Б – І У1	500-1000-2000	1	3	1	34-68-68	90-180-180
ТФЗМ 500 Б – ІІ Т1	500-1000-2000	1	3	1	34-68-68	90-180-180
ТФЗМ 500 Б – ІІ Т1	500-1000-2000	1	3	1	34-68-68	90-180-180
ТФЗМ 500 Б – І ХЛ1	500-1000-2000	1	3	1	34-68-68	90-180-180
ТФЗМ 500 Б – ІІІ УХЛ1	500-1000-2000	1	4	1	34-68-68	90-180-180
ТФЗМ 500 Б – ІV УХЛ1	500-1000-2000	1	4	1	34-68-68	90-180-180

Таблиця В.2. Технічні характеристики трансформаторів струму оливонаповнених серії ТФМ

Тип	Номинальна напруга, кВ	Номинальний первинний струм, А	Число вторинних обмоток	Номинальний вторинний струм, А	Номинальне вторинне навантаження з $\cos\varphi = 0,8$, ВА в класах точності				
					0,2S	0,2	0,5	5P	10P
ТФМ-35-ІІ-У1	35	15; 30; 50	3	1; 5	20	—	20	—	20
		100				20	30	20	20
		200; 300; 400		1; 5	30	20	30	20	20
		750; 1000							
		1200; 1500							
		2000							
		3000							
ТФМ-110-ІІ-У1	110	100; 200; 300; 400; 600; 1200	4	1; 5	30	20	30	20	30
		750; 1500							40
		500; 1000; 2000							40
ТФМ-110-ІІ-ІУ1	110	100; 200; 300; 400; 600; 1200	5	5	30	20	30	20	30
		750; 1500							40
ТФМ-110-ІІ-1 (ХЛ1, Т1)	110	2х(100; 200) 2х(300; 400; 500; 600) 2х(750; 1000)	до 5	1; 5	20	20	30	20	30
ТФМ-110-ІІ-2 (ХЛ1, Т1)	110	3000; 4000	до 5	1; 5	20	30	30	20	30
ТФМ-220-ІІ-1 (ХЛ1, Т1)	220	2х(300; 400; 500; 600; 750; 1000)	до 5	1; 5	20	30	30	30	40
ТФМ-220-ІІ-2 (ХЛ1, Т1)	220	3000; 4000	до 5	1; 5	20	30	30	30	40
ТФМ-330-ІІ-1 (ХЛ1, Т1)	330	2х(300; 400; 500; 600; 750; 1000)	до 5	1; 5	20	30	30	30	40
ТФМ-330-ІІ-2 (ХЛ1, Т1)	330	3000; 4000	до 5	1; 5	20	30	30	30	40
ТФМ-500-ІІ-1 (ХЛ1, Т1)	500	2х(600; 750; 1000)	до 5	1; 5	20	30	30	30	40
ТФМ-500-ІІ-2 (ХЛ1, Т1)	500	3000; 4000	до 5	1; 5	20	30	70 (0,2S 30)	50	75
ТФМ-750-ІІ-1 (ХЛ1, Т1)	750	2х(600; 750; 1000)	до 5	1; 5	20	30	50 (0,2S 30)	50	75
ТФМ-750-ІІ-2 (ХЛ1, Т1)	750	3000; 4000	до 5	1; 5	20	30	50 (0,2S 30)	50	75

Таблиця В.3. Технічні характеристики трансформаторів струму оливоонаповнених серії ТФРМ та ТФУМ

Тип	Номинальний первинний струм, А	Номинальний вторинний струм, А	Кількість вторинних обмоток		Струм термічної стійкості, кА	Струм електро-динамічної стійкості, кА
			для захисту	для вимірювань		
ТФРМ 330 Б – У1	1000-2000, 1500-3000	1	4	1	63	160
ТФРМ 500 Б – У1	1000-2000, 1500-3000, 2000-4000	1	4	1	47	120
ТФРМ 500 Б – II У1	1000-2000, 1500-3000, 2000-4000	1	4	1	47	120
ТФРМ 750 А – У1	1000-2000, 1500-3000, 2000-4000	1	4	–	47	120
ТФРМ 750 А – I У1	1000-2000, 1500-3000, 2000-4000	1	4	1	47	120
ТФРМ 1150 А – У1	2000-4000	1	4	1	40	110
ТФУМ 330 А – У1	500-1000-2000	1 або 5	3	1	19,3-38,6-77,2	49,5-99-198
ТФУМ 330 А – II У1	500-1000-2000	1 або 5	3	1	19,3-38,6-77,2	49,5-99-198

Таблиця В.4. Технічні характеристики трансформаторів струму газонаповнених серії ТОГ

Тип виробу	Номинальний первинний струм, А	Номинальний вторинний струм, А	Кількість вторинних обмоток		Струм термічної стійкості, кА	Струм електро-динамічної стійкості, кА
			для захисту	для вимірювань		
ТОГ 110 – II – I У1	50; 75; 100; 150; 200	1 або 5	3	1	3-10	10-40
ТОГ 110–II–II У1	300-600; 400-800; 500-1000; 750-1500; 1000-2000; 1500-3000	1 або 5	3	1	22-70	36-240
ТОГ 150 – II – I У1	300-600; 600-1200; 1000-2000	1 або 5	3	1	37	120
ТОГ 220 – II – I У1	300-600, 400-800, 500-1000, 600-1200, 1000-2000, 1500-3000	1 або 5	3	1	63	161
ТОГ 330–II–IУ1	1000-2000; 1500-3000; 2000-4000	1	4	1	63	161
ТОГ 500–II-I У1	1000-2000; 1500-3000; 2000-4000	1	4	1	63	161
ТОГ 750	1000 - 2000; 2000 - 4000; 1500 - 3000	1	4	1	84	214

Таблиця В.5. Технічні характеристики трансформаторів струму елегазових серії ТГФ-110 та ТГФ-220

Найменування параметру	ТГФ-110	ТГФ-220
Номинальна напруга, кВ	110	220
Номинальна частота, Гц	50 і 60	50 і 60
Номинальний первинний струм (варіанти виконання), А	50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 750, 1000, 1500, 2000, 300-600, 400-800, 600-1200, 750-1500, 1000-2000	100-200, 150-300, 200-400, 300-600, 400-800, 500-1000, 600-1200, 750-1500, 1000-2000, 1500-3000
Номинальний вторинний струм (варіанти виконання), А	1 і 5	1 і 5
Кількість вторинних обмоток, в тому числі: для вимірів для захисту	1 або 2 3 або 4	1 або 2 3 або 4
Номинальний клас точності вторинних обмоток: для вимірів для захисту	0,2S, 0,2 (0,5, 0,5S), 5P, 10P	0,2S, 0,2 (0,5, 0,5S), 5P, 10P
Номинальне вторинне навантаження, ВА	(*) для захисту 30-60	(**) 20-60 для захисних обмоток
Коефіцієнт безпеки приладів вторинних обмоток	5-15	5-15
Номинальна гранична кратність вторинних обмоток для захисту	15-30	15-40
Струм електродинамічної стійкості, кА	10-150	50-150
Струм термічної стійкості, кА	4-60	20-60
Час протікання струму термічної стійкості, с	3	3
Питома довжина шляху витоку, см/кВ	2,25	2,25
Інтенсивність часткових розрядів внутрішньої ізоляції первинної обмотки, кА, не більше	10	10
Ізольююча середа	SF6	SF6
Тиск елегазу, абс, МПа	0,42	0,42
Виток елегазу за рік, % від маси елегазу, не більше	1	1
Маса елегазу, кг	5	10
Повний строк служби, роки	40	40
Маса трансформатору струму, кг	500	850
Випробувальна напруга U (50 Гц, 1 хв.), кВ	230	440

Примітка

(*) – для вимірів та обліку при $\cos\varphi_2 = 0,8$ 2÷60 ВА; при $\cos\varphi_2 = 1$ $I_{2н} = 1$ А 1;2 ВА; при $\cos\varphi_2 = 1$ $I_{2н} = 5$ А 2,5;3,75 ВА; (**) – для вимірів при $\cos\varphi_2 = 0,8$ 3÷30 ВА; при $\cos\varphi_2 = 1$ 1÷2,5 ВА.

Таблиця В.6. Технічні характеристики трансформатору струму елегазового ТГФ-330

Характеристики	Значення
Номинальна напруга, кВ	330
Номинальний первинний струм, А	500-1000, 600-1200, 750-1500, 1000-2000, 1500-3000
Номинальний вторинний струм, А	1; 5
Кількість вторинних обмоток, в тому числі: для вимірів для захисту	1; 2 3; 4; 5
Номинальне вторинне навантаження вторинних обмоток з $\cos\varphi_2 = 0,8$, ВА, для вимірів для захисту з $\cos\varphi_2 = 1$, ВА, для вимірів	5;10; 15; 20; 30 20; 30; 50; 60 2
Номинальна гранична кратність вторинних обмоток для захисту	20; 30; 40
Номинальний коефіцієнт безпеки приладів вторинної обмотки для вимірів та обліку	5; 10
Струм термічної стійкості, кА	50-60
Струм електродинамічної стійкості, кА	125-150
Час протікання струму термічної стійкості, с	3
Питома довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції, см/кВ, не менше	2,25
Виток газу з трансформатору струму за рік, % від маси, не більше	1
Сейсмостійкість, балів за шкалою MSK	9

Таблиця В.7. Технічні характеристики трансформатору струму елегазового ТГФ-500

Характеристики	Значення	
Номинальна напруга, кВ	500	
Найбільша робоча напруга, кВ	525	
Номинальна частота, Гц	50 і 60	
Номинальний первинний струм, А	600-1200, 1000-2000, 1500-3000, 2000-4000	
Номинальний вторинний струм, А	1 або 5	
Питома довжина шляху витoku, см/кВ	2,25	
Однохвилинний струм термічної стійкості, кА	86-104	
Струм електродинамічної стійкості, кА	127-153	
Кліматичне виконання	УХЛ1	УХЛ
Нижче значення робочої температури, °C	-50	-60
Ізольююча середа	елегаз	суміш: елегаз 35%, азот 65%
Номинальний тиск заповнення, МПа ізб	0,32	0,5
Тиск аварійної сигналізації, МПа ізб	0,22	0,3
Тиск попереджувальної сигналізації, МПа ізб	0,24	0,32
Загальне число вторинних обмоток	max 6	
Клас точності обмоток для вимірів	0,1	

Таблиця В.8. Технічні характеристики трансформаторів струму елегазових серій ТГФМ-110 та ТГФМ-220

Характеристики	Значення				
	ТГФМ-110			ТГФМ-220	
Номінальна напруга, кВ	110			220	
Найбільша робоча напруга, кВ	126			252	
Номінальна частота, Гц	50 і 60			50	
Номінальний первинний струм, А	50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 300-600, 400-800, 600-1200, 750-1500, 1000-2000			300-600, 500-1000, 600-1200, 750-1500, 1000-2000, 1500-3000	
Номінальний вторинний струм, А	1 або 5			1 або 5	
Питома довжина шляху витоку, см/кВ	2,25			2,25	
Однохвилинний струм термічної стійкості, кА	7-104			86-104	
Струм електродинамічної стійкості, кА	10-150			125-150	
Кліматичне виконання	У1**	УХЛ1*	УХЛ	УХЛ1*	УХЛ
Нижче значення робочої температури, °C	-50	-55	-60	-50	-60
Ізольююча середа	елегаз	елегаз	суміш: елегаз 60%, азот 40%	елегаз	суміш: елегаз 30%, азот 70%
Номінальний тиск заповнення, МПа ізб	0,24			0,32	0,45
Тиск аварійної сигналізації, МПа ізб	0,12	0,12	0,14	0,22	0,36
Тиск попереджувальної сигналізації, МПа ізб	0,15	0,15	0,16	0,24	0,38
Загальне число вторинних обмоток	max 7			max 6	
Клас точності обмоток для вимірів	0,2S, 0,2, 0,5S, 0,5			0,2S, 0,2, 0,5S, 0,5	
Номінальне навантаження обмоток для виміру, ВА	2-30			2-30	
Коефіцієнт безпеки обмоток для вимірів	5, 10, 15			5, 10, 15	
Клас точності обмоток для захисту	5P, 10P			5P, 10P	
Номінальне навантаження обмоток для захисту, ВА	10-60			10-60	
Номінальна гранична кратність обмоток для захисту	20-40			20-40	

Таблиця В.9. Технічні характеристики трансформаторів струму вимірювальних сухих вбудованих серій ТВ-10; ТВ-35; ТВ-110; ТВ-220

Тип	Варіант виконання	Номинальний струм, А		Вторинне навантаження при $\cos \varphi = 0,8$, ВА, в класі точності				Струм термічної стійкості, кА (кратність)	Номинальна гранична кратність	Тривалість протікання струму кз, с
		первинний	вторинний	0,5	1	3	10			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТВ-10-I	6000/5	6000	5	20	—	—	—	85,5	3	4
ТВ-10-II	5000/5	5000		30	—	—	—		10	
	6000/5	6000		30	—	—	—		10	
ТВ-10-III	6000/5	6000		30	—	—	—	(28)	10	3
ТВ-10-IV	8000/5	8000		30	—	—	—	(28)	16	
ТВ-35-I	200/5	75	5	—	—	—	20	10	—	4
		100		—	—	—	20		—	
		150		—	—	20	—		5	
		200		—	—	20	—		9	
ТВ-35-II	300/5	100	5	—	—	—	20	10	—	4
		150		—	—	20	—		5	
		200		—	—	20	—		9	
		300		—	10	—	—		25	
	600/5	200		—	—	20	—		9	
		300		—	10	—	—		25	
		400		—	20	—	—		16	
		600		10	—	—	—		16*	
	1500/5	600		10	—	—	—		16*	
		750		30	—	—	—		13*	
		1000		30	—	—	—		10*	
		1500		30	—	—	—		6,5*	
	150/5***	50		—	—	—	10	25	—	3
		75		—	—	—	20		—	
		100		—	—	—	20		—	
		150		—	—	—	30		—	
	300/5***	100		—	—	—	20		—	
		150		—	—	—	30		—	
		200		—	—	—	40		—	
		300		—	—	30	—		7	
	600/5***	200		—	—	—	40		—	
		300		—	—	30	—		7	
		400		—	—	40	—		8	
		600		—	30	—	—		14	
	1000/5	400		—	—	40	—		8	
		600		—	30	—	—		14	
		750		30	—	—	—		20	
		1000		30	—	—	—		22	
	1200/5	600		30	—	—	—		34	
		800		30	—	—	—		31*	
		1000		30	—	—	—		25*	
		1200		30	—	—	—		21*	
	1500/5	600		30	—	—	—		34	
		750		30	—	—	—		33*	
		1000		30	—	—	—		25*	
		1500		30	—	—	—		17*	

продовження табл. В.9.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТВ-35-II-1	600/5***	200	5	5	—	—	—	25	50	3
		300		10	—	—	—		45	
		400		30	—	—	—		25	
		600		30	—	—	—		34	
ТВ-35-III	200/5***	75	5	—	—	—	20	25	—	4
		100		—	—	—	20		—	
		150		—	—	20	—		5	
		200		—	—	20	—		9	
	300/5	100		—	—	—	20		—	
		150		—	—	20	—		5	
		200		—	—	20	—		9	
		300		—	10	—	—		16	
	600/5	200		—	—	20	—		9	
		300		—	10	—	—		16	
		400		—	20	—	—		12	
		600		10	—	—	—		30	
ТВ-35-III	1500/5	600	5	10	—	—	—	25	30	4
		750		30	—	—	—		20	
		1000		30	—	—	—		22	
		1500		30	—	—	—		16*	
ТВ-35-IV	1200/5	600	5	—	30	—	—	50	25	4
		800		30	—	—	—		30	
		1000		30	—	—	—		36	
		1200		30	—	—	—		41*	
	2000/5	1000		30	—	—	—		36	
		1200		30	—	—	—		41*	
		1500		30	—	—	—		33*	
		2000		30	—	—	—		24*	
	3000/5	1200		30	—	—	—		41*	
		1500		30	—	—	—		33*	
		2000		30	—	—	—		24*	
		3000		30	—	—	—		16*	
	1200/1	600	1	—	30	—	—		25	
		800		30	—	—	—		30	
		1000		30	—	—	—		36	
		1200		30	—	—	—		41*	
	2000/1	1000		30	—	—	—		36	
		1200		30	—	—	—		41*	
		1500		30	—	—	—		33*	
		2000		30	—	—	—		25*	
	3000/1	1200		30	—	—	—		41*	
		1500		30	—	—	—		33*	
		2000		30	—	—	—		25*	
		3000		30	—	—	—		16*	
ТВ-35-V	300/5***	100	5	—	—	—	20	40	—	4
		150		—	—	20	—		6	
		200		—	—	20	—		8	
		300		—	10	20	—		12	
	600/5	200		—	—	20	—		8	
		300		—	10	20**	—		12	
		400		—	20	—	—		16	
		600		10	30**	—	—		16	

продовження табл. В.9.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
TB-35-V	1500/5	600		10	30**	—	—		16	
		750		30	—	—	—		20	
		1000		30	—	—	—		26*	
		1500		30	—	—	—		26*	
	2000/5	750		30	—	—	—		20	
		1000		30	—	—	—		26	
		1500		30	—	—	—		26*	
		2000		40	—	—	—		20*	
TB-110-I	200/5***	75	5	—	—	—	10	20	—	3
		100		—	—	20	—		—	
		150		—	—	20	—		—	
		200		—	—	10**	30		22	
	300/5	100		—	—	20	—		—	
		150		—	—	20	—		—	
		200		—	—	10**	30		22	
		300		—	—	15**	40		20	
TB-110-I	600/5	200	5	—	—	10**	30	20	22	3
		300		—	—	15**	40		20	
		400		—	—	30	—		15	
		600		10	20	50**	—		25	
	1000/5	400		—	10	30**	—		15	
		600		10	20	50**	—		25	
		750		20	25	75**	—		15	
		1000		30	50**	—	—		20*	
	1200/5	600		10	—	—	—		35*	
		750		20	—	—	—		35*	
		1000		30	—	—	—		35*	
		1200		30	—	—	—		35*	
TB-110-II	200/5***	75	5	—	—	—	15	50	—	3
		100		—	—	20	—		5	
		150		—	—	20	—		10	
		200		—	10	20**	—		20	
	300/5***	100		—	—	20	—		5	
		150		—	—	20	—		10	
		200		—	10	20**	—		20	
		300		—	15	30**	—		20	
	600/5	200		—	—	15	—		34	
		300		—	15	—	—		50	
		400		—	25	—	—		40	
		600		25	—	—	—		60	
	1000/5	500		10**	15	—	—		80	
		600		25	—	—	—		60	
		750		50	—	—	—		37	
		1000		50	—	—	—		50*	
	2000/5	1000		50	—	—	—		50*	
		1200		50	—	—	—		42	
		1500		50	—	—	—		33*	
		2000		50	—	—	—		25*	
	1000/1	500	1	25**	60	—	—		50	
		600		30	—	—	—		50	
		750		50	—	—	—		37	
		1000		50	—	—	—		50*	

продовження табл. В.9.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТВ-110-II	2000/1	1000		50	—	—	—		50*	
		1200		50	—	—	—		42	
		1500		50	—	—	—		33*	
		2000		50	—	—	—		25*	
ТВ-220-I	600/5	200	5	—	—	—	40	25	—	3
		300		—	—	20	—		20	
		400		—	—	30	—		20	
		600		10	—	50**	—		18	
	1000/5	400		—	—	30	—		20	
		600		—	20	50**	—		18	
		750		15	30**	—	—		32	
		1000		20	50**	—	—		25*	
	2000/5	500		—	—	50	—		13	
		1000		20	50**	—	—		25*	
		1500		30	—	—	—		16	
		2000		50	—	—	—		12	
ТВ-220-I	1000/1	400	1	—	—	40	—	25	15	3
		600		10	—	40**	—		22	
		750		15	40**	—	—		25	
		1000		30	—	—	—		25*	
	2000/1	500		—	20	40**	—		19	
		1000		30	—	—	—		25	
		1500		40	—	—	—		16	
		2000		50	—	—	—		13	
ТВ-220-II	1200/5	600	5	—	15	—	—	40	50	3
		800		20	—	—	—		50	
		1000		30	—	—	—		40*	
		1200		30	—	—	—		33	
	2000/5	1000		30	—	—	—		40*	
		1200		30	—	—	—		33	
		1500		30	—	—	—		27	
		2000		30	—	—	—		20*	
	3000/5	1200		30	—	—	—		33	
		1500		30	—	—	—		27	
		2000		30	—	—	—		20*	
		3000		30	—	—	—		17	
	1200/1	600	1	—	15	—	—		50	
		800		20	—	—	—		50	
		1000		30	—	—	—		40*	
		1200		30	—	—	—		33	
	2000/1	1000		30	—	—	—		40*	
		1200		30	—	—	—		33	
		1500		30	—	—	—		27	
		2000		30	—	—	—		20*	
	3000/1	1200		30	—	—	—		33	
		1500		30	—	—	—		27	
		2000		30	—	—	—		20*	
		3000		30	—	—	—		13	

Примітка.

* - Значення номінальної граничної кратності обмежена допустимим струмом термічної стійкості.

** - Вторинне навантаження, при якій гарантована номінальна гранична кратність.

*** - Термічна стійкість для даного виконання вказана при обмотці, замкнутої на номінальне навантаження.

Таблиця В.10. Основні технічні характеристики трансформаторів струму серії ТПК-10, ТЛК-10, ТЛМ-10

Параметр	Величина		
	ТПК-10	ТЛК-10	ТЛМ-10
Номинальна напруга, кВ	10	10	10
Найбільша робоча напруга, кВ	12	12	12
Номинальна частота, Гц	50	50 або 60	50
Номинальний первинний струм, А	5; 10; 15; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000	5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000	5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500
Номинальний вторинний струм, А	5 або 1	5	5 або 1
Кількість вторинних обмоток	2	2 або 3 або 4	2 або 3
Номинальне навантаження вторинних обмоток при активно-індуктивному характері навантаження та $\cos\varphi_2 = 0,8$, ВА, для вимірів для захисту	10 15	10 15	10 15
Значення класів точності вторинних обмоток: для вимірів для захисту	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5 10P	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5 10P	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5 10P
Значення номінальної граничної кратності вторинних обмоток для захисту	10	10	10
Значення номінального коефіцієнта безпеки приладів обмотки для вимірювання	-	2-20	2-20
Значення однохвилинного струму термічної стійкості, кА однохвилинного трисекундного	0,35-31,5	0,35-40	0,35-31,5
Струм електродинамічної стійкості, кА	1,54-81	1,54-100	1,5-100
Тип трансформатору струму	прохідний литий вимірювальний трансформатор струму	опорний литий вимірювальний трансформатор струму	опорний литий вимірювальний трансформатор струму
Загальний вид			

Таблиця В.11. Технічні характеристики трансформаторів струму серії ТПЛ-10-М

Параметр	Величина
Номинальна напруга, кВ	10 або 11
Найбільша робоча напруга, кВ	12
Номинальна частота, Гц	50
Номинальний первинний струм, А	10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 80, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 750, 800, 1000, 1500, 2000
Номинальний вторинний струм, А	1 або 5
Кількість вторинних обмоток	3
Значення номінального вторинного навантаження, ВА вторинних обмоток: - для вимірювань при $\cos\phi = 1$ при активно-індуктивному навантаженні і $\cos\phi = 0,8$ - для захисту при активно-індуктивному навантаженні і $\cos\phi = 0,8$	1; 2; 2,5 3; 5; 10; 15; 20; 25; 30 15
Значення класів точності вторинних обмоток: для вимірів для захисту	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1 5P; 10P
Значення номінальної граничної кратності вторинної обмотки для захисту, не менше: при номінальній первинній струмі, А, в класі точності 0,5 і 1: 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 80, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 750, 800, 1000 500 1200 1500 2000 при номінальній первинній струмі, А, в класі точності 0,5S: 10, 20, 40, 50, 80, 100, 200, 400, 500, 1200, 1500, 2000 15, 30, 75, 150, 300, 600, 750, 800, 1000 при номінальній первинній струмі, А, в класі точності 0,2 і 0,2S: 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 80, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 750, 800, 1000 500, 1200, 1500, 2000 при номінальній первинній струмі, А, в класі точності 5P і 10P: 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 600 80, 400, 750, 800 500 1000 1200 1500, 2000	10 5 11 12 13 5 10 10 5 13 15 11 18 9 10
Значення кратності трисекундного струму термічної стійкості, при номінальному первинному струмі, А: 5-300 400-2000	60 45
Значення кратності струму електродинамічної стійкості, при номінальній первинній струмі, А: 5-300 400-1000 1200-2000	265 200 112
Тип трансформатору струму	прохідний литий вимірювальний трансформатор струму
Загальний вид <i>Примітка.</i> Трансформатори ТПЛ-10-М призначені для добудови та ремонтних цілей замість трансформаторів струму ТПЛ-10, знятих з виробництва.	

Таблиця В.12. Технічні характеристики трансформаторів струму серії ТШЛ-10

Параметр	Величина
Номинальна напруга, кВ	10 або 11
Найбільша робоча напруга, кВ	12
Номинальна частота, Гц	50 або 60
Номинальний первинний струм, А – ТШЛП-10; ТШЛПК-10; ТШЛП-10-1; ТШЛПК-10-1 – ТШЛ-10; ТШЛК-10; ТШЛ-10-1; ТШЛК-10-1	1000; 1500; 2000 2000; 3000; 4000; 5000
Номинальний вторинний струм, А	5
Кількість вторинних обмоток	2
Номинальне вторинне навантаження обмотки з коефіцієнтом потужності $\cos\varphi_2 = 0,8$, ВА: для вимірів для захисту	20 30
Значення класів точності вторинних обмоток: для вимірів для захисту	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S 10P
Кратність трисекундного струму термічної стійкості	35
Номинальна гранична кратність обмотки для захисту	25
Випробувальна напруга, кВ: - однохвилинна промислової частоти - грозового імпульсу повного	42 75
Тип трансформатору струму	шинний литий вимірювальний трансформатор струму
Загальний вид	

Таблиця В.13. Технічні характеристики трансформаторів струму серії ТЛК-35

Найменування параметра	Показники
1	2
Номинальна напруга, кВ	35
Найбільша робоча напруга, кВ	40,5
Номинальна частота, Гц	50 або 60
Номинальний первинний струм, А	150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000; 3000
Номинальний вторинний струм, А	1 або 5
Число вторинних обмоток	2
Клас точності при номінальному первинному струмі, А:	
обмотки для вимірювань: 150–1500 2000 і 3000	0,2 S; 0,5 S 0,5
обмотки для захисту: 150–1500 2000 і 3000	10P 5P; 10P

продовження табл. В.13.

1	2	
Номінальне вторинне навантаження з коефіцієнтом потужності $\cos\varphi=0,8$, ВА, при номінальному первинному струмі, А:		
обмотки для вимірювань: 150–800 в класі точності 0,2S 150–800 в класі точності 0,5S 1000; 1500 в класі точності 0,2S; 0,5S 2000; 3000 в класі точності 0,5	10 20 20 15	
обмотки для захисту: 150–1000; 2000; 3000 1500	15 30	
Номінальна гранична кратність обмотки для захисту при номінальному первинному струмі, А:		
150–1500, 3000 в класі точності 10P 2000 в класі точності 5P; 10P 3000 в класі точності 5P	10 12 8	
Трисекундний струм термічної стійкості, кА, не менше, при номінальному первинному струмі, А:		
150 200–1000 1500, 2000 3000	20 31,5 50 100	
Струм електродинамічної стійкості, кА, при номінальному первинному струмі, А:		
150 200–1000 1500, 2000 3000	51 80 125 250	
Випробувальна напруга, кВ:		
однохвилинна промислової частоти грозового імпульсу повного	95 220	
Вторинне навантаження, ВА	Класи точності при номінальному первинному струмі, А	
	від 150 до 1500	2000; 3000
40 75	3 -	1 3
Тип трансформатору струму	однофазний вимірювальний трансформатор струму з литою ізоляцією	
Загальний вид		

Таблиця В.14. Технічні характеристики трансформаторів струму серії ТПЛ-20 і ТПЛ-35

Найменування параметра	Показники	
	ТПЛ-20	ТПЛ-35
Номинальна напруга, кВ	20	35
Найбільша робоча напруга, кВ	24	40,5
Номинальний первинний струм, А*	300, 400, 600, 800, 1000, 1500	
Номинальний вторинний струм, А	1; 5	
Номинальна частота, Гц	50 або 60	
Кількість вторинних обмоток	2	
Номинальне вторинне навантаження при $\cos\varphi=0,8$, ВА:		
- обмотки для вимірювань	20	
- обмотки для захисту	20	
Клас точності вторинної обмотки для вимірювання при номінальному первинному струмі, А:	0,2S; 0,5S; 0,5; 1,0	
- для захисту	10P	
Номинальна гранична кратність обмотки для захисту при номінальному первинному струмі, А:		
300,	13	10
400	13	13
600	18	18
800; 1000	24	24
1500	26	26
Трисекундний струм термічної стійкості, кА, при номінальному первинному струмі, А:		
300,	16	12
400	16	16
600	24	24
800,	32	32
1000	40	40
1500	60	60
Струм електродинамічної стійкості, кА, при номінальному первинному струмі, А:		
300,	41	31
400	41	41
600	61	61
800,	82	82
1000	102	102
1500	153	153
Випробувальна напруга, кВ:		
- однохвилинна промислової частоти	65	95
- грозового імпульсу повного	125	220
Тип трансформатору струму	прохідний литий вимірювальний трансформатор струму	
Загальний вид		

ДОДАТОК Г

Таблиця Г.1. Технічні характеристики вимірювального сухого трансформатора напруги серії НОС

Тип	Номинальні напруги обмоток, В		Гранична потужність, ВА
	ВН	НН	
НОС-0,5 УХЛ4	220, 660, 380, 500	100	160
НОС-0,5 О4			
НОС-3 У5	3000		250
НОС-3 Т5			
НОС-6 У5	6000	127-100	400
НОС-6 Т5			

Таблиця Г.2. Технічні характеристики вимірювальних трансформаторів напруги антирезонансних серії 3хЗНОЛ.06

Характеристики	Значення	
	3хЗНОЛ.06-6	3хЗНОЛ.06-10
Клас напруги, кВ	6	10
Найбільша робоча напруга, кВ	7,2	12
Номинальна лінійна напруга на виводах первинної обмотки, В	6000, 6300, 6600, 6900	10000, 10500, 11000
Номинальна лінійна напруга на виводах основної вторинної обмотки, В	100	
Напруга на виводах розімкненого трикутника додаткових вторинних обмоток: - при симетричному режимі роботи мережі, В, не більше - при замиканні однієї з фаз мережі на землю, В	3 від 90 до 110	
Номинальна потужність, ВА, в класі точності: - 0,2 - 0,5 - 1,0 - 3,0	90 150 225 600	150 225 450 900
Гранична потужність поза класом точності, ВА	1200	1890
Потужність навантаження на виводах розімкненого трикутника додаткової вторинної обмотки при напрузі 100 В і коефіцієнті потужності навантаження 0,8 (характер навантаження індуктивний), ВА	400	
Схема і група з'єднання обмоток	У/У _н	
Номинальна частота, Гц	50 або 60	

Таблиця Г.3. Технічні характеристики вимірювальних трансформаторів напруги сухих заземлюючих серії ЗНОЛ-10

Характеристики	Значення		
	ЗНОЛ-3	ЗНОЛ-6	ЗНОЛ-10
Клас напруги, кВ	3	6	10
Найбільша робоча напруга, кВ	3,6	7,2	12
Номинальна напруга первинної обмотки, В	3000/√3 3300/√3	6000/√3 6300/√3 6600/√3 6900/√3	10000/√3 10500/√3
Номинальна напруга основної вторинної обмотки, В	100/√3 або 110/√3		
Номинальна напруга додаткової вторинної обмотки, В	100/√3 або 100 або 110/√3 або 110		
Номинальна потужність з коефіцієнтом потужності активно-індуктивного навантаження 0,8, ВА, в класі точності: - 0,2 - 0,5 - 1,0 - 3,0	15 30 50 150	30 50 75 200	50 75 150 300
Номинальна потужність додаткової вторинної обмотки з коефіцієнтом потужності активно-індуктивного навантаження 0,8 в класі точності 3, ВА	150	200	300
Гранична потужність поза класом точності, ВА	250	400	630
Схема і група з'єднання обмоток	1/1/1-0-0		
Номинальна частота, Гц	50 або 60		
Випробувальна напруга, кВ: - однохвилинне промислової частоти - грозового імпульсу повного - грозового імпульсу зрізаного	24 40 50	32 60 70	42 75 90

Таблиця Г.4. Технічні характеристики вимірювальних масляних трансформаторів напруги антирезонансних серії НАМИ-10

Найменування параметру	Значення	
Клас точності	0,2	0,5
Значення номінальної напруги первинної обмотки, кВ	10 або 6	
Значення найбільшої робочої напруги, кВ	12 або 7,2	
Значення номінальної напруги основної вторинної обмотки, кВ	0,1	
Значення номінальної напруги додаткової вторинної обмотки, В	100/√3	
Значення номінальної потужності обмоток, ВА основний вторинної	75	
додаткової вторинної	30	
Значення граничної потужності поза класом точності, ВА трансформатора	1000	
основних вторинних обмоток	150	
додаткових вторинних обмоток	100	
Значення частоти змінного струму, Гц	50	
Схема і група з'єднань обмоток	У _Н /У _Н /П-0	

Таблиця Г.5. Технічні характеристики трифазного антирезонансного масляного трансформатора напруги НАМИТ-10 (аналог трансформатора НАМИ-10-95)

Найменування параметру	Значення	
Клас напруги, кВ	10	6
Клас точності	0,5	
Значення номінальної напруги первинної обмотки на виводах "АВ" і "ВС", кВ	10	6; (6,3)
Значення номінальної напруги первинної обмотки на виводах "ВХ", кВ	10/√3	6/√3
Значення найбільшої робочої напруги, кВ	12	7,2
Значення номінальної напруги основної вторинної обмотки, кВ	0,1; (0,11)	
Значення номінальної напруги додаткової вторинної обмотки, кВ	0,1/3; (0,11/3)	
Значення номінальної потужності обмоток, ВА, при симетричному навантаженні основної вторинної на виводах "ab" "BC" "ca" в класі точності	0,5 1,0 3,0 додаткової вторинної	
	100; 100; 0 150; 150; 0 150; 150; 0 30	
Значення граничної потужності поза класом точності, ВА	1000	
трансформатора	900	
основних вторинних обмоток	100	
додаткових вторинних обмоток	50	
Значення частоти змінного струму, Гц	Ун/Ун/П-0	
Схема і група з'єднань обмоток		

Таблиця Г.6. Технічні характеристики сухих вимірювальних трансформаторів напруги серії НОЛ

Характеристики	Значення		
	НОЛ-3	НОЛ-6	НОЛ-10
Клас напруги, кВ	3	6	10
Найбільша робоча напруга, кВ	3,6	7,2	12
Номінальна напруга первинної обмотки, В	3000 3300	6000,6300 6600,6900	10000 11000
Номінальна напруга вторинної обмотки, В	100 или 110*		
Номінальна частота, Гц	50 або 60		
Номінальна потужність, ВА, в класі точності:			
- 0,2**	15	30	50
- 0,5	30	50	75
- 1,0	50	75	150
- 3,0	75	200	300
Гранична потужність поза класом точності, ВА	150	400	630
Схема і група з'єднання обмоток	1/1-0		
Випробувальна напруга, кВ однохвилинна:			
- промислової частоти	24	32	42
- грозового імпульсу повного	40	60	75
- грозового імпульсу зрізаного	50	70	90

Примітка.

* – номінальна напруга вторинної обмотки 110 В тільки для трансформаторів з номінальною напругою первинної обмотки 6600 і 11000 В;

** – вищий клас точності 0,2 тільки для трансформаторів з номінальною напругою вторинної обмотки 100 В.

Таблиця Г.7. Технічні характеристики однофазних литих заземлювальних трансформаторів напруги серії ЗНОЛ-35

Назва параметра	Значення
Клас напруги, кВ	35
Значення найбільшої робочої напруги, В	40500
Значення номінальної частоти змінного струму, Гц	50
Клас точності	0,2; 0,5; 1
Значення номінальної напруги первинної обмотки, В	$35000/\sqrt{3}$
Значення номінальної напруги основної вторинної обмотки, В	$100/\sqrt{3}$
Значення номінальної напруги додаткової вторинної обмотки, В	100/3
Значення номінальної потужності основної вторинної обмотки, ВА, при активно-індуктивному навантаженні і коефіцієнті потужності 0,8:	
- 0,2;	20
- 0,5;	60
- 1	120
Значення номінальної потужності додаткової вторинної обмотки при роботі в класі точності 3, ВА	100
Значення граничної потужності при роботі за межами класу точності, ВА	600
Схема і група з'єднання обмоток	1/1/1-0-0

Трансформатор напруги серії НКФА 110-220 (оливонаповнені, стійкі до ферорезонансу)

Трансформатор розроблений з виконанням на дві вторинні обмотки (одна основна і одна додаткова) і на три вторинні обмотки (двома основними і однією додатковою).

Таблиця Г.8. Габаритні, встановлені, приєднувальні розміри і маса трансформаторів серії НКФА 110-220

Тип трансформатора	Рисунок	Розміри, мм, не менше		Маса, кг	
		Н	Н1	масла	трансформатора
НКФА-110 II	Г.1	2100	1870	240	800
НКФА-110 IV		2200	1970	260	900
НКФА-150 IV	Г.2	4060	3825	480	1560
НКФА-220 II		4250	4005	520	1760
НКФА-220 IV					

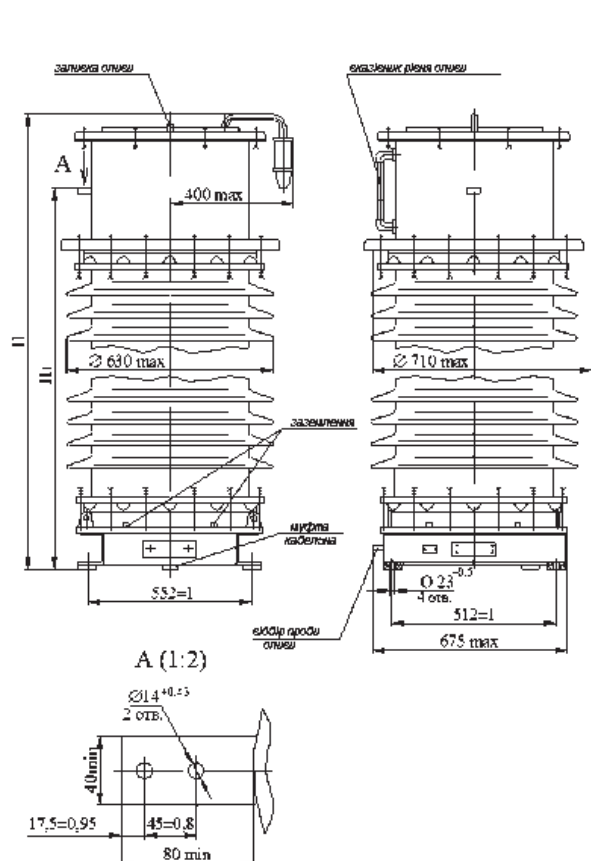


Рисунок Г.1. Габаритні розміри трансформаторів напруги НКФА-110 II-IV

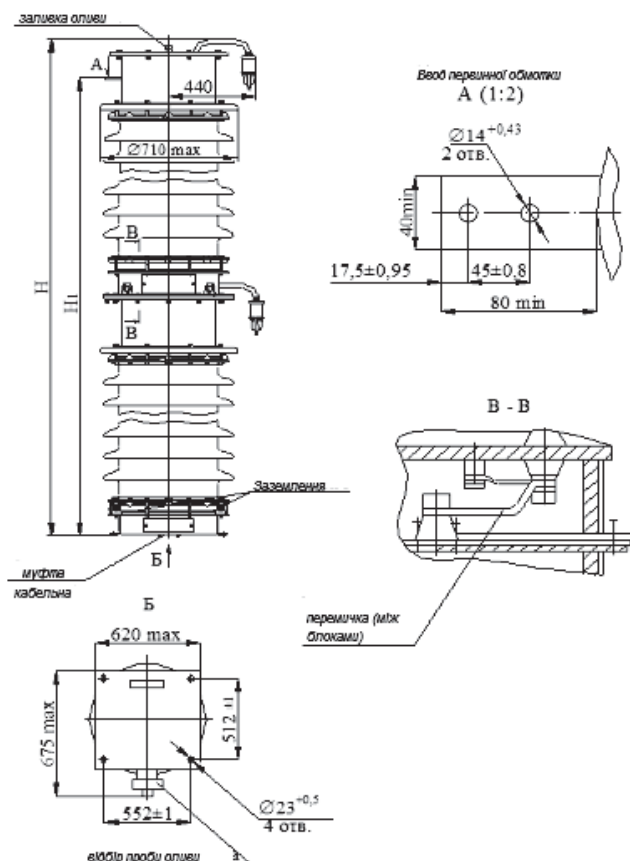


Рисунок Г.2. Габаритні розміри трансформаторів напруги НКФА-150, НКФА-220

Таблиця Г.9. Основні параметри і характеристики серії НКФА

Найменування параметра	Значення параметра для трансформатора		
	НКФА-110	НКФА-150	НКФА-220
1. Номінальна напруга первинної обмотки, кВ	110/√3	150/√3	220/√3
2. Найбільша робоча лінійна напруга, кВ	126	172	252
3. Номінальна напруга вторинних обмоток, В: основної; додаткової.	100/√3 100		
4. Кількість вторинних обмоток: основних; додаткових.	2 1		
5. Клас точності трансформатора	0,2; 0,5; 1,0; 3,0; 3P		
6. Клас точності вторинних обмоток: основних; додаткових.	0,2; 0,5; 1,0; 3,0 3P		
7. Номінальна потужність вторинної основної обмотки (у вищому класі точності 0,2) з $\cos\varphi_2=0,8$, ВА (за відсутності навантаження на інших обмотках)	100		

продовження табл. Г.9

Найменування параметра	Значення параметра для трансформатора		
	НКФА-110	НКФА-150	НКФА-220
8. Номінальна потужність в класі точності 0,2 основних вторинних обмоток при одночасному включенні на них навантаження, ВА	75/25		
9. Номінальна потужність вторинної основної обмотки з $\cos\varphi_2=0,8$, ВА (за відсутності навантаження на інших обмотках):			
у класі точності 0,2;	100		
у класі точності 0,5;	200		
у класі точності 1,0;	400		
у класі точності 3,0.	1200		
10. Номінальна потужність вторинної додаткової обмотки з $\cos\varphi_2=0,8$ в класі точності 3Р, ВА	1200		
11. Гранична потужність трансформатора, ВА	2000		
12. Гранична потужність вторинних обмоток, ВА:			
основних (кожній);	1000		
додаткової.	1600		

Трансформатор напруги ЗНОЛ-35 Б уземлені

Трансформатор ЗНОЛ-35Б призначений для живлення електричних вимірювальних приладів, ланцюгів захисту і сигналізації в електроустановках змінного струму частоти 50 або 60 Гц.

Умови роботи:

- висота над рівнем моря не більше 1000 м ;
- температура навколишнього повітря від -60°C до $+50^{\circ}\text{C}$;
- навколишнє середовище не вибухонебезпечне, таке, що не містить агресивних газів і пари в концентраціях, що руйнують метали і ізоляцію;
- робоче положення – вертикальне;
- трансформатор не має власного захисту від резонансних явищ і комутаційних перенапружень в мережі.

Таблиця Г.10. Технічні характеристики

Найменування параметрів	Показники			
Клас напруги, кВ	35	27	27	35
Найбільша робоча напруга, кВ	40,5	30	30	40,5
Номінальна напруга первинної обмотки, В	35000/√3	27500	27500	35000/√3
Номінальна напруга основної вторинної обмотки, В	100/√3	100	100-127-230	100-127-230
Номінальна напруга додаткової вторинної обмотки, В	100/√3	127	-	-
Номінальна потужність основної і вторинної обмотки, ВА в класі точності				
0,2	75	-		
0,5	150	150		
1	300	300		
3	600	600		
Номінальна потужність додаткової вторинної обмотки, ВА, в класі точності 3,0	100/3	400	-	-
Гранична потужність поза класом точності, ВА	1000			
Схема і група з'єднання обмоток	1/1/1-0-0		1/1-0	
Номінальна частота, Гц	50 або 60			

продовження табл. Г.10

Найменування параметрів		Показники	
Випробувальна напруга, кВ: однохвилинна промислової частоти грозового імпульсу грозового імпульсу зрізаного	95	80	95
	190	170	190
	220	200	220
Маса, кг	90 max		

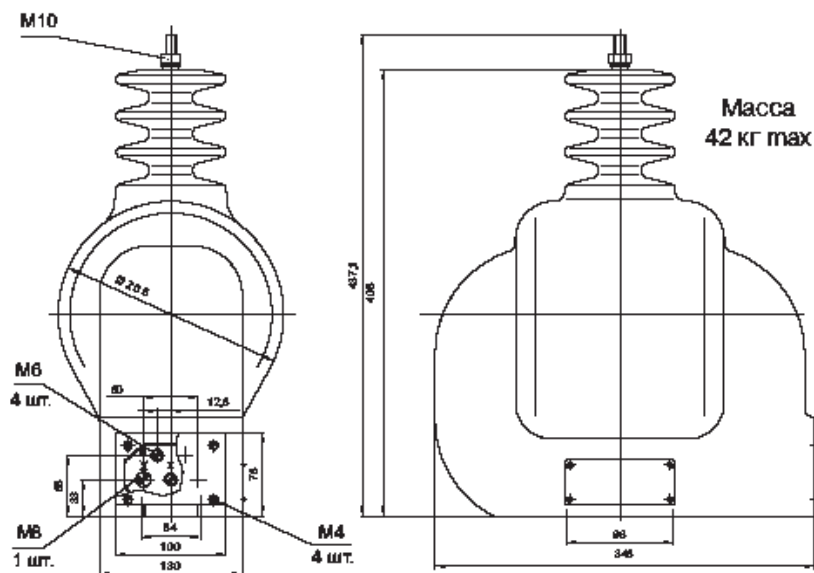


Рисунок Г.3. Загальний вигляд трансформаторів ЗНОЛ

Трансформатор напруги ЗНОЛ-10 ІІІ уземлені

Трансформатор ЗНОЛ-10ІІІ призначений для установки у відкритих розподільчих пристроях і служить для живлення ланцюгів вимірювання, автоматики, сигналізації і захисту в електричних установках змінного струму частоти 50 або 60 Гц в мережах з ізолюваною нейтраллю. Допускається тривала експлуатація трансформатора, як силового. При цьому потужність, що віддається трансформатором, не повинна перевищувати граничну потужність, і навантаження повинне підключатися до основної вторинної обмотки.

Умови роботи:

- висота над рівнем моря не більше 1000 м ;
- температура навколишнього повітря від -60°C до +50°C;
- навколишнє середовище не вибухонебезпечне, таке, що не містить агресивних газів і пари в концентраціях, що руйнують метали і ізоляцію;
- робоче положення – вертикальне;
- довжина шляху виток - ІІІ по ДЕСТ 9920.

Таблиця Г.11. Технічні характеристики

Найменування параметрів	ЗНОЛ-10-III
Клас напруги, кВ	10
Найбільша робоча напруга, кВ	12
Номінальна напруга первинної обмотки, В	10000/ $\sqrt{3}$ 10500/ $\sqrt{3}$
Номінальна напруга основної вторинної обмотки, В	100/ $\sqrt{3}$
Номінальна напруга додаткової вторинної обмотки, В	100/ $\sqrt{3}$ або 100
Номінальна потужність з коефіцієнтом потужності активно-індуктивного навантаження 0,8, ВА, в класі точності:	
0,2	50
0,5	75
1	150
3	300
Номінальна потужність додаткової вторинної обмотки з коефіцієнтом потужності активно-індуктивного навантаження 0,8 в класі точності 3, ВА	300
Гранична потужність поза класом точності, В-А	630
Схема і група з'єднання обмоток	1/1/1-0-0
Номінальна частота, Гц	50 або 60
Випробувальна напруга, кВ:	
однохвилинна промислової частоти	42
грозового імпульсу повного	75
грозового імпульсу зрізаного	90

ДОДАТОК Д

Таблиця Д.1. Скляні лінійні штирові ізолятори

Тип ізолятора	Мінімальне механічне навантаження, кН	Довжина витоку, мм	Максимальна напруга 50Гц під час дощу	Максимальна імпульсна напруга 1,2/50, кВ
ШС-10Д	13	280	40	+100/-100
ШС-10Е	12,5	290	42	+105/-105
ШС-10И	12,5	350	45	+115/-115
ШС-20	13	360	40	+125/-125
НС-18А	3	—	8	+36/-36

Таблиця Д.2. Опорні ізолятори внутрішньої установки

Тип фарфорового ізолятора	Номинальна напруга, кВ	Випробувальна напруга грозового імпульсу, кВ	Мінімальна руйнівна сила на згин, кН	Довжина шляху витоку, см
ИО-10-20,00 УЗ	10	—	20	—
ИО-10-3,75 I УЗ	10	—	3,75	—
ИО-10-3,75 II УЗ	10	—	3,75	—
ИО-10-7,5 УЗ	10	80	7,5	—
ИО-1-2,5 УЗ	1	—	2,5	—
ИО-20-3,75 УЗ	20	125	3,75	—
ИО-35-3,75 УЗ	35	195	3,75	—
ИО-35-7,5 УЗ	35	195	7,5	—
ИО-3-600 У1	3	—	6	—
ИО-6-3,75 I УЗ	6	—	3,75	—
ИО-6-3,75 II УЗ	6	—	3,75	—
ИОР-10-20 УХЛ2	10	80	20	—
ИОР-10-3,75 УЗ	10	—	3,75	—
ИОР-10-30 УХЛ2	10	80	30	—
ИОР-10-7,5 I УХЛ2	10	80	7,5	—
ИОР-10-7,5 II М УХЛ2	10	80	7,5	—
ИОР-10-7,5 II УХЛ2	10	80	7,5	—
ИОР-10-7,5 III М УХЛ2	10	80	7,5	—
ИОР-10-7,5 III УХЛ2	10	80	7,5	—
ИОР-1-2,5	1	—	2,5	—
ИОР-20-7,5 УХЛ2	20	125	7,5	—
ИОР-20-8,0 УХЛ2	20	125	80	—
ИОР-24-6 УХЛ2	24	—	6	42
ИОР-24-8 УХЛ2	24	—	8	42
ИОР-35-3,75 УХЛ2	35	195	3,75	—
ИОР-35-7,5 УХЛ2	6	—	3,75	—
ИОР-6-1,0 УЗ	6	—	1	—
ИОР-6-2,5 УЗ	6	—	2,5	—
ИОР-6-3,75 УЗ	20	125	5	—
ОФР-10-7,5 II УХЛ2	10	80	7,5	—
ОФР-10-750м	10	80	7,5	—
ОФР-20-500 УХЛ2	20	125	5	—
ОФР-20-7,5 II УХЛ2	20	125	7,5	—
ОФР-35-3,75 II УХЛ2	35	190	3,75	—

Таблиця Д.3. Штирові фарфорові ізолятори

Тип ізолятора	Мінімальне механічне навантаження, кН	Пробивна напруга в ізоляційному середовищі, кВ	Довжина шляху витоку, мм	Імпульсна напруга 1,2/50+/-, кВ
ТФ-20	—	8	—	—
ШФ-20Г	13	180	400	135
ШФ-10Г	12,5	—	256	—
ШФ-20Г1	13	180	400	125

Таблиця Д.4. Опорно-стержневі фарфорові ізолятори

Тип ізолятора	Номінальна напруга, кВ	Мінімальна руйнівна сила на вигин, кН	Випробувальна напруга повного грозового імпульсу, кВ	Довжина шляху витоку, см
ИОС-10-500	10	5	80	20
ИОС-10-600	10	6	80	30
ИОС-10-2000-01	10	20	80	20
ИОС-10-2000	10	20	80	20
ИОС-10-2000	10	20	80	20
ИОС-10-800	10	8	80	30
ИОС-20-2000	20	20	125	40
ИОС-20-2000-01	20	20	125	40
ИОС-35-500-01	35	5	195	75
ИОС-35-500-03	35	5	195	105
ИОС-35-1000	35	10	195	95
ИОС-35-2000	35	20	195	70
ИОС-110-400	110	4	—	190
ИОС-110-400	110	4	—	205
ИОС-110-600	110	6	—	223
ИОС-110-600	110	6	—	223
ИОС-110-600-I М	110	6	450	223
ИОС-110-600-II М	110	6	450	290
ИОС-110-300-	110	3	—	200
ИОС-110-1250	110	12,5	—	210
ИОС-110-1250 М	110	12,5	—	210
ИОС-110-2000	110	20	—	190
ИОС-110-2000 М	110	20	—	190
ИОС-110-2000-01 М	110	20	—	200
ИОС-110-2000-01	110	20	—	200

Таблиця Д.5. Опорно штирові ізолятори

Тип ізолятора	Номінальна напруга, кВ	Випробувальна напруга грозового імпульсу, кВ	Мінімальна руйнівна сила на згин, кН
ОНШ-10-6 УХЛ1 (ОШН-6-80 УХЛ1)	10	80	6
ОНШ-10-20 УХЛ1 (ОШН-20-80УХЛ1)	10	80	20
ОНШ-15-5 УХЛ1	15	120	5
ОНШ-20-10 УХЛ1 (ОШН-10-125 УХЛ1)	20	125	10
ОНШ-35-20-1 УХЛ1 (ОШН-20-195 УХЛ1)	35	195	20

Таблиця Д.6. Опорні ізолятори внутрішньої установки полімерні

Тип ізолятора	Номинальна напруга, кВ	Руйнівна сила, кН	Будівельна висота, мм	Взаємозамінність
ОСК 4-20	20	4	350	ИОСК 4-20-Е04-3 УХЛ1, ИОС 20-500С4-170
ОСК 4-20	20	4	350	ИОСК 4-20-Е041-3 УХЛ1
ОСК 8-10	10	8	120	ИОСК 8-10-А01-1 УХЛ1, ИОР-10-7,50 ПУХЛ
ОСК 8-20	20	8	170	ИОСК 8-20-В01-1 УХЛ1, ИОР-20-7,50 ПУХЛ
ОСК 8-20	20	8	420	ИОСК 8-20-К071-4 УХЛ1
ОСК 10-20	20	10	280	ИОСК 10-20-Е05-3 УХЛ1, ОНШ 20-10
ОСК 20-20	20	20	355	ИОСК 20-20-М04-2 УХЛ1, ИОС 20-2000

Таблиця Д.7. Полімерні опорні ізолятори

Тип ізолятора	Номинальна напруга, кВ	Ступінь забруднення	Нормована руйнівна сила на вигин, кН	Застосування, взаємозамінність
1	2	3	4	5
ИОСК 12,5-10	10	5	12,5	С12,5-80-ПОСК 12,5-10-Д03-5 УХЛ1
ИОСК 20-10	10	5	20	ИОС 10-2000ОСК 20-10-Е05-5 УХЛ1
ИОСК 20-10	10	1	20	ОНШ-10-20(20-80) СК 20-10-Л07-1 УХЛ1
ИОСК 6-10	10	1	6	ОСК 6-10/80-І УХЛ1
ИОСК 6-10	10	1	6	ОСК 4-10/80-І УХЛ1
ИОСК 20-35	35	2	20	С-20-200 ПОСК 20-35-Д02-2 УХЛ1
ИОСК 10-35	35	1	10	ОНШ 35ОСК 10-35-А01-1 УХЛ1
ИОСК 10-35	35	2	10	ОНШ 35ОСК 10-35-А01-2 УХЛ1
ИОСК 10-35	35	1	10	ИОС-35-1000ОСК 10-35-Г04-1 УХЛ1
ИОСК 10-35	35	2	10	ИОС-35-1000ОСК 10-35-Г04-2 УХЛ1
ИОСК 12,5-35	35	1	12,5	С-12,5-200 ПОСК 12,5-35-В02-1 УХЛ1
ИОСК 12,5-35	35	2	12,5	С-12,5-200 ПОСК 12,5-35-В02-2 УХЛ1
ИОСК 16-35	35	2	16	ШФ-35ОСК 16-35-А08-2 УХЛ1
ИОСК 20-35	35	1	20	ОНШ 35ОСК 20-35-А01-1 УХЛ1
ИОСК 20-35	35	2	20	ОНШ 35ОСК 20-35-А01-2 УХЛ1
ИОСК 20-35	35	1	20	ИОС-35-2000ОСК 20-35-Г05-1 УХЛ1
ИОСК 20-35	35	1	20	С-20-200 ПОСК 20-35-Д02-1 УХЛ1
ИОСК 5-35	35	2	5	ИОС-35-500-03ОСК 5-35-Е06-2 УХЛ1
ИОСК 8-35	35	2	8	ИОС-35-500-01ОСК 8-35-В01-2 УХЛ1
ИОСК 8-35	35	2	8	С4-195-1-ОСК 8-35-В02-2 УХЛ1
ИОСК 8-35	35	2	8	С8-200 ПОСК 8-35-В03-2 УХЛ1
ИОСК 10-110	110	1	10	ИОС 110-300ОСК 10-110-А01-1 УХЛ1
ИОСК 10-110	110	2	10	ИОС 110-300ОСК 10-110-А01-2 УХЛ1
ИОСК 10-110	110	2	10	ИОС 110-300ОСК 10-110-А02-2 УХЛ1
ИОСК 10-110	110	1	10	С6-450-І-02ОСК 10-110-В02-1 УХЛ1
ИОСК 10-110	110	2	10	С6-450-ІІ-02ОСК 10-110-В02-2 УХЛ1
ИОСК 10-110	110	1	10	ИОС 110-400ОСК 10-110-В03-1 УХЛ1
ИОСК 10-110	110	2	10	ИОС 110-400ОСК 10-110-В03-2 УХЛ1
ИОСК 10-110	110	2	10	УСТ-110ОСК 10-110-В04-2 УХЛ1
ИОСК 10-110	110	1	10	ИОС 110-600ОСК 10-110-В05-1 УХЛ1
ИОСК 10-110	110	2	10	ИОС 110-600ОСК 10-110-В05-2 УХЛ1
ИОСК 10-110	110	2	10	С 550-ОСК 10-110-Г09-2 УХЛ1
ИОСК 10-110	110	1	10	ИОС 110-400ОСК 10-110-В031-1 УХЛ1
ИОСК 10-110	110	2	10	ИОС 110-400ОСК 10-110-В031-2 УХЛ1

продовження табл. Д.7.

1	2	3	4	5
ИОСК 12,5-110	110	1	12,5	ИОС 110-1250ОСК 12,5-110-В06-1 УХЛ1
ИОСК 12,5-110	110	2	12,5	ИОС 110-1250ОСК 12,5-110-В06-2 УХЛ1
ОТК 20-110	110	1	20	ИОС 110-2000
ОТК 20-110	110	1	20	ИОС 100-2000-01
ОТК 20-110	110	2	20	ИОС 110-2000
ОТК 20-110	110	2	20	ИОС 100-2000-01
ОТК 20-110	110	2	20	3 ОНШ 35-20
ОТК 8-220-А05-2	220	2	8	С6-950-ПУХЛ
ОТК 8-220-А09-2	220	2	8	С6-950-ПУХЛ
ОТК 8-220-А10-2	220	2	8	С8-950-ПУХЛ
ОТК 8-220-В06-2	220	2	8	С8-950-ПУХЛ

Таблиця Д.8. Ізолятори прохідні внутрішньої установки неармовані

Тип ізолятора	Номинальна напруга, кВ	Довжина шляху витоку, см	Маса, кг
ИП 10-80 02	10	21	3,35
ИП 10-100 02	10	21	5,3
ИП 10-100 I 02	10	21	5,3
ИП 10-120 02	10	21	5,9
ИП 10-140 02	10	21	6,2

Таблиця Д.9. Штирові полімерні ізолятори

Тип ізолятора	Номинальна напруга, кВ	Випробувальна напруга грозового імпульсу, кВ	Мінімальна руйнуюча сила на згин, кН	Довжина шляху витоку, см	Напруга під час дощу, кВ
ОЛК-12,5-10 УХЛ1	10	100	12,5	35	45
ОЛК-12,5-20 УХЛ1	20	145	12,5	40	67
ОЛК-4-10 УХЛ1	10	100	4	35	45
ОЛК-4-20 УХЛ1	20	145	4	40	67
ШПУ-10 УХЛ1	10	105	13	28	45
ШПУ-20 УХЛ1	20	125	13	40	65
ШПУ-35 УХЛ1	35	190	18	75	90

Таблиця Д.10. Прокідні фарфорові ізолятори

Тип ізолятора	Номинальна напруга, кВ	Імпульсна напруга, кВ	Номинальний струм, А	Мінімальна руйнуюча сила на згин, кН
1	2	3	4	5
ИПУ-10/630-7,5 УХЛ1	10	80	630	7,5
ИПУ-10/630-7,5М УХЛ1	10	80	630	7,5
ИПУ-10/1000-7,5 УХЛ1	10	80	1000	7,5
ИПУ-10/1600-12,5 УХЛ1	10	80	1600	12,5
ИПУ-10/2000-12,5 УХЛ1	10	80	2000	12,5
ИПУ-10/3150-12,5 УХЛ1	10	80	3150	12,5
ИП-10/1000-7,5 УХЛ, Т2	10	80	1000	7,5
ИП-10/630-7,5 УХЛ, Т2	10	80	630	7,5
ИП-20/6300-20 УХЛ2	20	125	6300	20
ИП-20/10000-20 УХЛ Т2	20	125	10000	20
ИП-20/16000-20 УХЛ Т2	20	125	16000	20
ИП-35/3150-20 УХЛ, Т1	35	195	3150	20
ИП-35/5000-42,5 УХЛ, Т1	35	195	5000	42,5

продовження табл. Д.10.

1	2	3	4	5
ИП-10/1600-7,5УЗ	10	80	1600	7,5
ИП-10/1600-7,5 УХЛ, Т2	10	80	1600	7,5
ИП-10/6300-42,5 УХЛ Т1	10	80	6300	42,5
ИП-10/10000-42,5 УХЛ Т1	10	80	10000	42,5
ИП-10/10000-42,5 УХЛ2	10	80	10000	42,5
ИП-24/3150 УХЛ, Т2	24	150	3150	30
ИП-35/400-7,5 УХЛ1	35	195	400	7,5
ИП-35/630-7,5 УХЛ1	35	195	630	7,5
ИП-35/1000-7,5 УХЛ1	35	195	1000	7,5
ИП-35/1600-7,5 УХЛ1	35	195	1600	7,5
ИП-10/2000-30 УХЛ Т2	10	80	2000	30
ИП-10/5000-42,5 УХЛ Т1	10	80	5000	42,5
ИП-10/5000-42,5 УХЛ2	10	80	5000	42,5
ИП-20/1600-20 УХЛ2	20	125	1600	20
ИП-20/2000-12,5 УХЛ, Т1	20	125	2000	12,5
ИП-20/2000-20 УХЛ2	20	125	2000	20
ИП-20/3150-12,5 УХЛ Т1	20	125	3150	12,5
ИП-20/3150-20 УХЛ2	20	125	3150	20
ИП-35/1000-7,5 УХЛ2	35	195	1000	7,5
ИП-35/1600-7,5 УХЛ2	35	195	1600	7,5
ИП-35/6300-20 УХЛ Т1	35	195	6300	20
ИП-35/6300-42,5 УХЛ Т1	35	195	6300	42,5
ИП-35/10000-42,5 УХЛ Т1	35	195	1000	42,5

Таблиця Д.11. Підвісні скляні ізолятори

Тип ізолятора	Механічна руйнуюча сила, кН	Діаметр ізолюючої деталі, мм	Будівельна висота	Маса, кг
ПС-40	40	175	110	1,7
ПС-70	70	255	127/146	3,4
ПС-120	120	255	127/146/170	3,9
ПС-160	160	280	146/170	6,2
ПС-210	210	300	170	7,1
ПСД-70	70	270	127	4,4
ПСВ-120	120	290	146	5,7

Таблиця Д.12. Лінійні підвісні фарфорові ізолятори

Найменування параметру	ПФ70А	ПФ70Д
Довжина шляху витоку, мм	303	303
Мінімальна руйнуюча сила на вигин, кН	70	70
Пробивна напруга, кВ	130	130
Напруга, що витримується, кВ:		
- під дощем	40	40
- імпульсна	110	110
- при нормованому рівні радіоперешкод 30 дБ	15	—
- при нормованому рівні радіоперешкод 60 дБ	—	20
- при нормованому рівні радіоперешкод 86 дБ	—	25
Маса, кг	4,9	4,5

Таблиця Д.13. Ізолятори підвісні полімерні ЛКЦ для ЛЕП

Тип ізолятора	Номинальна напруга, кВ	Мінімальна руйнівна сила, кН	Довжина шляху витоку, см	Замінний ізолятор
ЛКЦ 70/10-3	10	70	42	ПС-70Е – 1 шт.
ЛКЦ 70/20-4	20	70	84	ПС-70Е – 2 шт.
ЛКЦ 70/35-7	35	70	130	ПСД-70Е-3 шт.
ЛКЦ 70/35-4	35	70	85	ПС-70Е-3 шт.
ЛКЦ 70/110-4	110	70	252	ПС-70Е-8 шт.
ЛКЦ 70/150-7	150	70	465	ПСД-70Е-11 шт.
ЛКЦ 70/220-7	220	70	686	ПСД-70Е-16 шт.
ЛКЦ 70/35-3	35	70	90	ПС-70Е-3 шт.
ЛКЦ 70/110-3	110	70	264	ПС-70Е-8 шт.
ЛКЦ 70/150-3	150	70	356	ПС-70Е-11 шт.
ЛКЦ 70/220-3	220	70	480	ПС-70Е-15 шт.
ЛКЦ 120/110-3	110	120	254	ПС-120Б-8 шт.
ЛКЦ 120/110-7	110	120	350	ПСВ-120Б-8 шт.
ЛКЦ 120/150-3	150	120	336	ПС-120Б-10 шт.
ЛКЦ 120/150-7	150	120	450	ПСВ-120Б-10 шт.
ЛКЦ 120/220-4	220	120	520	ПС-120Б-16 шт.
ЛКЦ 120/220-7	220	120	690	ПСВ-120Б-15 шт.
ЛКЦ 160/220-3	220	160	468	ПС-160Д-12 шт.
ЛКЦ 160/330-3	330	160	720	ПС-160Д-18 шт.
ЛКЦ 160/330-6	330	160	1000	ПСВ-160А-18 шт.
ЛКЦ 160/500-3	500	160	950	ПС-160Д-24 шт.
ГЛК 160/750-3	750	160	1440	ПС-160Д-37 шт.
ЛКЦ 300/330-3	330	300	685	ПС-300В-17 шт.
ЛКЦ 300/500-3	500	300	913	ПС-300В-23 шт.
ГЛК 300/750-3	750	300	1370	ПС-160Д-35 шт.
ЛКЦ 70/10-5	10	70	550	ПС-70Е – 1 шт.

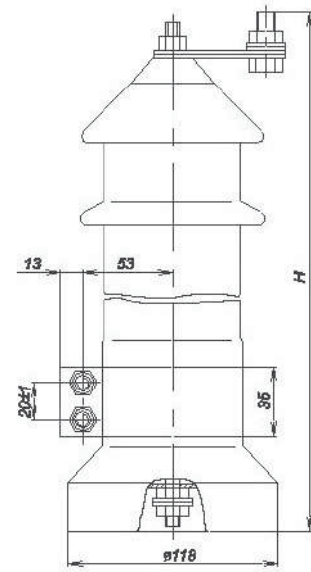
ДОДАТОК Е

РВО – XX Н У(Т) 1

- Р – розрядник
- В – вентильний
- О – полегшений
- XX – клас напруги, кВ
- Н – підвищеної надійності та довговічності
- У(Т) – кліматичне виконання
- 1 – категорія розміщення

Гарантійний строк експлуатації розрядника РВО складає:

- 3 роки з дня введення в експлуатацію для розрядників РВО-6У1 та РВО-10У1;
- 11,5 років зберігання та експлуатації
(з них 10 років експлуатуються під напругою) для РВО-6Н и РВО-10Н.



Таблиця Е.1. Технічні характеристики вентильних розрядників РВО-6 У1 (РВО-6Н У1), РВО-10 У1 (РВО-10Н У1)

Найменування параметра	РВО-6 У1 РВО-6Н	РВО-10 У1 РВО-10Н
Клас напруги мережі, кВ дійсне	6	10
Найбільша допустима напруга, кВ дійсна	7,5	12,7
Пробивна напруга при частоті 50 Гц в сухому стані та під час дощу, кВ дійсна.		
- не менше	16	26
- не більше	19	30,5
Імпульсна пробивна напруга при перед розрядному часі від 2 до 20 мкс, кВ, не більше	32	48
Напруга, що залишилась при хвилі імпульсного струму 8/20 мкс, кВ, не більше		
- з амплітудою струму 3000 А	25	43
- з амплітудою струму 5000 А	27	45
Випрямлена випробувальна напруга при вимірі струму витоку, кВ	6	10
Струм витоку, мкА, не більше	6	6
Струмова пропускна здібність:		
- 20 імпульсів струму хвилею 16/40 мкс, кА	5,0	5,0
- 20 імпульсів струму прямокутної хвилі довжиною 2000 мкс, А	75	75
Довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції, см, не менше	18	26
Допустиме тяжіння проводів, Н, не менше	300	300
Висота (Н), мм, не більше	294	411
Маса, кг, не більше	3,1	4,2

PBC – XX У 1

P – розрядник;

B – вентильний;

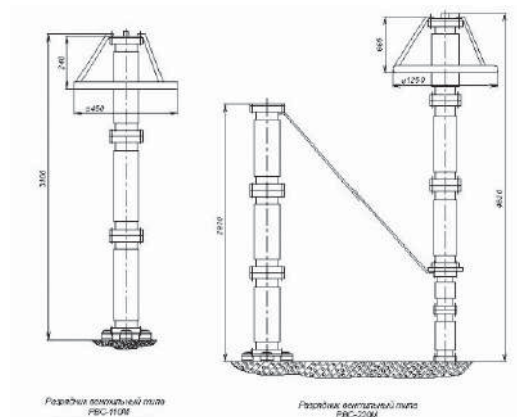
C – станціонарний, кВ;

У – кліматичне виконання;

1 – категорія розміщення

ГАРАНТІЯ

Гарантійний строк експлуатації складає 3 роки з дня вводу в експлуатацію.



Таблиця Е.2. Технічні характеристики вентильних розрядників PBC-110 М У1, PBC-150 М У1, PBC-220 М У1

Найменування параметра	PBC-110M	PBC-150M	PBC-220M
Клас напруги мережі, кВ дійсне	110	150	220
Найбільша допустима напруга, кВ дійсна	102	138	198
Пробивна напруга при частоті 50 Гц в сухому стані та під час дощу, кВ дійсна.			
- не менше	200	275	400
- не більше	250	345	500
Імпульсна пробивна напруга при перед розрядному часі від 2 до 20 мкс, кВ, не більше	285	375	530
Напруга, що залишилась при хвилі імпульсного струму 8/20 мкс, кВ, не більше			
- з амплітудою струму 3000 А	315	435	630
- з амплітудою струму 5000 А	335	465	670
- з амплітудою струму 10000 А	367	510	734
Струмова пропускна здібність:			
20 імпульсів струму хвилею 16/40 мкс, кА	10	10	10
20 імпульсов струму прямокутної хвилі тривалістю 2000 мкс, А	150	150	150
Допустиме тяжіння проводів, Н, не менше	500	500	500
Довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції, см, не менше	345	396	690
Маса, кг, не більше	175	338	497

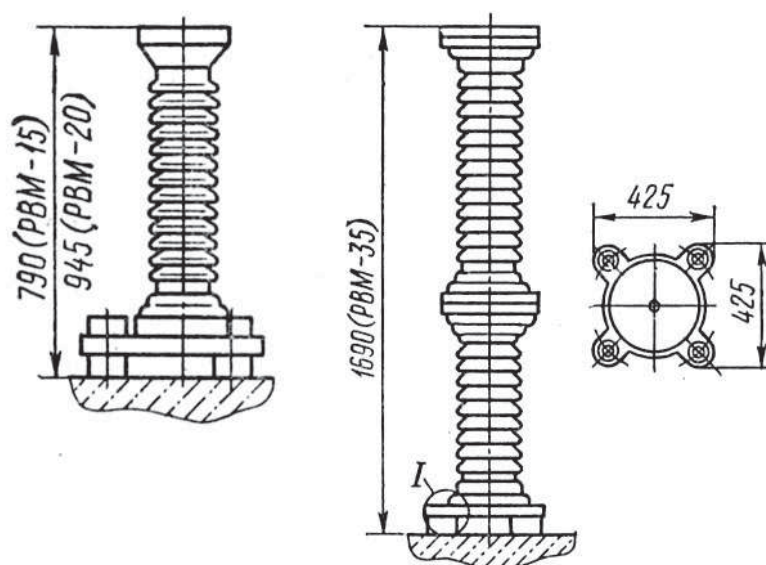
Вентильний розрядник PBM-3У1, PBM-6У1, PBM-10У1 з магнітним гасінням дуги призначений для захисту від атмосферних перенапруг ізоляції електрообладнання змінного струму частотою 50 та 60 Гц номінальною напругою 3-10 кВ

Таблиця Е.3. Технічні характеристики вентильних розрядників PBM-15 У1, PBM-20 У1, PBM-35 У1

Найменування параметра	PBM-3У1	PBM-6У1	PBM-10У1
Клас напруги мережі, кВ дійсне.	3	6	10
Номинальна напруга, кВ дійсна.	3,8	7,6	12,7
Пробивна напруга при частоті 50 Гц в сухому стані та під час дощу, кВ дійсна.			
- не менше	7,5	15,0	25
- не більше	9,5	18,0	30
Імпульсна пробивна напруга при перед розрядному часі від 2 до 10 мкс, кВ, не більше	8	15,3	25,5
Залишкова напруга при імпульсному струмі довжиною фронту 10 мкс, кВ не більше			
- з амплітудою 3000 А	9,0	17,0	28,0
- з амплітудою 5000 А	9,5	18,0	30,0
- з амплітудою 10000 А	11	20,0	33,0
Випрямлена випробувальна напруга при вимірі струму витоку, кВ	4	6	10
Струм витоку, мкА	380-450	120-220	200-280
Маса, кг.	28	34	38
Висота (Н), мм	380	475	715

Таблиця Е.4. Технічні характеристики вентильних розрядників PBM-15 У1, PBM-20 У1, PBM-35 У1

Найменування параметру	PBM-15У1	PBM-20У1	PBM-35У1
Клас напруги мережі, кВ дійсна	15	20	35
Номинальна напруга, кВ дійсна	19	25	40,5
Пробивна напруга при частоті 50 Гц в сухому стані та під час дощу, кВ дійсна			
-не менше	35	47	75
-не більше	43	56	90
Імпульсна пробивна напруга при перед розрядному часі від 2 до 10 мкс, кВ, не більше	57	74	116
Напруга, що залишилась при хвилі імпульсного струму 8/20 мкс, кВ, не більше			
-з амплітудою струму 3000 А	47,0	62,0	67,0
- з амплітудою струму 5000 А	51,0	67,0	105,0
- з амплітудою струму 10000 А	57,0	74,0	116,0
Випрямлена випробувальна напруга при вимірі струму витоку, кВ	18	24	18
Струм витоку, мкА	500-700	500-700	500-700
Маса, кг	117	130	212



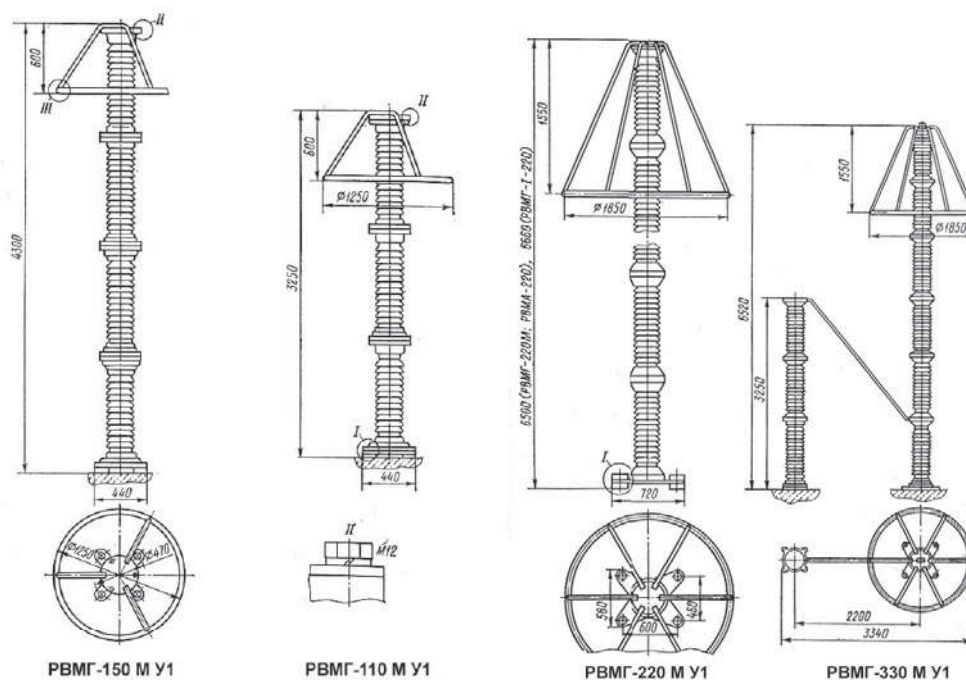
Вентильний розрядник RBMG-110-М У1, RBMG-150-М У1, RBMG-220 М У1, RBMG-330 М У1 з магнітним гасінням дуги призначений для захисту від атмосферних перенапруг ізоляції електрообладнання змінного струму частотою 50 Гц і 60 Гц номінальною напругою 110 -330 кВ.

Умови роботи:

- Висота над рівнем моря не більше 1000 м;
- Температура оточуючого повітря від -45° С до +40 °С;
- Відносна вологість повітря при температурі +28 °С до 100 %.

Таблиця Е.5. Технічні характеристики вентильних розрядників RBMG

Найменування параметру	РВМГ-110М У1	РВМГ-150М У1	РВМГ-220М У1	РВМГ-330М У1
Клас напруги мережі, кВ дійсна	110	150	220	330
Номінальна напруга, кВ дійсна	100	138	200	290
Пробивна напруга при частоті 50 Гц в сухому стані та під час дощу, кВ дійсна				
-не менше	170	230	340	465
-не більше	195	265	390	535
Імпульсна пробивна напруга при перед розрядному часі від 2 до 10 мкс, кВ, не більше	265	370	515	700
Напруга, що залишилась при хвилі імпульсного струму 8/20 мкс, кВ, не більше				
-з амплітудою струму 3000 А	245,0	340,0	475,0	-
- з амплітудою струму 5000 А	265,0	370,0	515,0	730,0
- з амплітудою струму 10000 А	295,0	410,0	570,0	800,0
Випрямлена випробувальна напруга при вимірі струму витоку, кВ	30	30	30	30
Струм витоку, мкА	900-1300	900-1300	900-1300	900-1300
Маса, кг.	330	420	670	1025



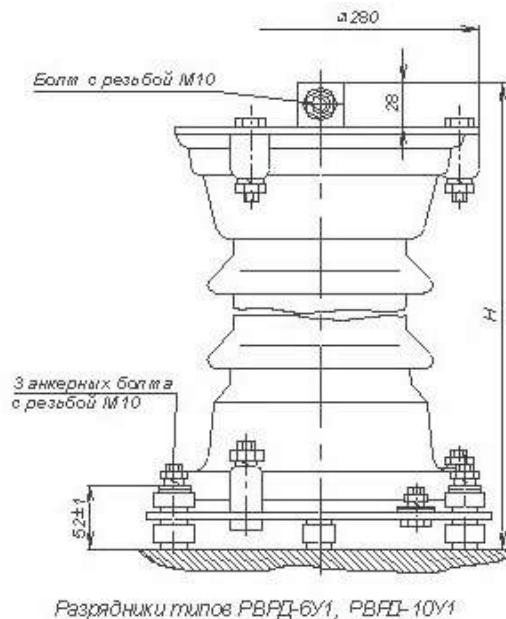
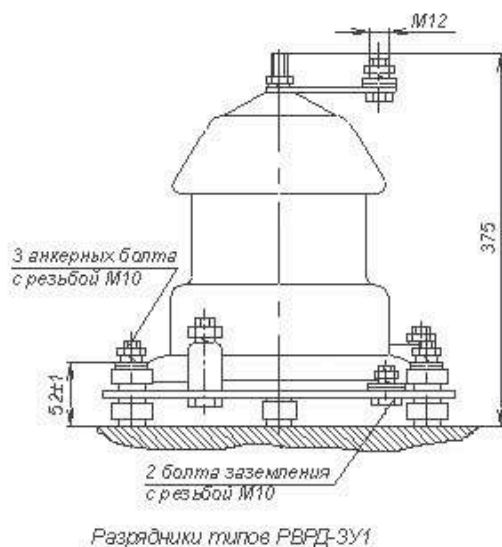
Умовні позначення

РВРД-XX У1

- Р – розрядник;
- В – вентильний;
- РД – с подовженням дуги;
- XX – клас напруги, кВ;
- У – кліматичне виконання;
- 1 – категорія розміщення.

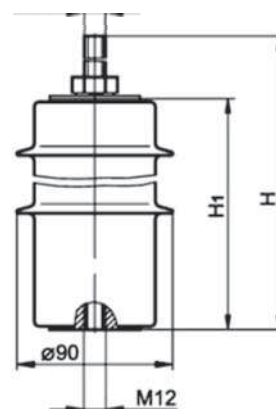
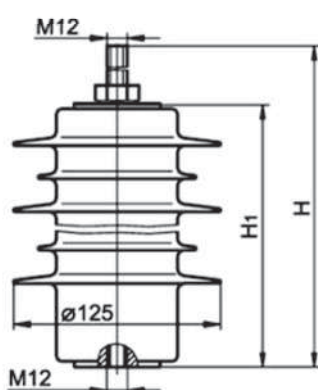
Таблиця Е.6. Технические характеристики вентильных разрядников РВРД-3 У1, РВРД-6 У1, РВРД-10 У1

Найменування параметру	РВРД-3У1	РВРД-6У1	РВРД-10У1
Клас напруги мережі, кВ дійсна	3	6	10
Номинальна напруга, кВ дійсна	3,8	7,5	12,7
Пробивна напруга при частоті 50 Гц в сухому стані та під час дощу, кВ дійсна			
-не менше	7,5	15	25
-не більше	9	18	30
Імпульсна пробивна потужність при перед розрядному часі від 2 до 20 мкс і при повторному імпульсі 1,2/50 мкс, кВ не більше	7	14	23,5
Напруга, що залишилась при хвилі імпульсного струму 8/20 мкс, кВ, не більше			
-з амплітудою струму 3000 А	7	14	23,5
- з амплітудою струму 5000 А	8	16	26,5
- з амплітудою струму 10000 А	9	18	30,5
Струмова пропускна здатність:			
- 20 імпульсів струму хвилею 16/40 мкс, кА	10	10	10
- 20 імпульсів струму прямокутної хвилі тривалістю 2000 мкс, А	800	800	800
Допустиме тяжіння проводу, Н, не менше	300	300	300
Довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції, см, не менше	18	22,5	38
Висота (Н), мм, не більше	375	451	591
Маса, кг, не більше	19	24	33



Таблиця Е.7. Обмежувачі перенапруги

Тип ОПН	Призначення ОПН
ОПН-П1-3/3,0/10/2 УХЛ1 ОПН-П1-3/3,0/10/2 УХЛ2 ОПН-П1-6/6,0/10/2 УХЛ1 ОПН-П1-6/6,0/10/2 УХЛ2 ОПН-П1-6/6,6/10/2 УХЛ1 ОПН-П1-6/6,6/10/2 УХЛ2 ОПН-П1-10/10,5/10/2 УХЛ1 ОПН-П1-10/10,5/10/2 УХЛ2	Призначенні для захисту тривалого навантаження від комутаційних перенапруг. Спосіб встановлення – «фаза-земля» з боку комутуючого приєднання або паралельно контактам вмикання.
ОПН-П1-3/3,3/10/2УХЛ1 ОПН-П1-3/3,3/10/2УХЛ2 ОПН-П1-6/6,9/10/2УХЛ1 ОПН-П1-6/6,9/10/2УХЛ2 ОПН-П1-10/11,5/10/2УХЛ1 ОПН-П1-10/11,5/10/2УХЛ2	Призначені для захисту двигунового і трансформаторного навантаження, кабельних мереж від грозових і комутаційних перенапруг. Спосіб встановлення – «фаза-земля». Місці встановлення – лінійний відсік комірок КРП, вхідні зажими двигунів, біля трансформатора.
ОПН-П1-3/3,6/10/2УХЛ1 ОПН-П1-3/3,6/10/2УХЛ2 ОПН-П1-6/7,2/10/2УХЛ1 ОПН-П1-6/7,2/10/2УХЛ2 ОПН-П1-10/12,0/10/2УХЛ1 ОПН-П1-10/12,0/10/2УХЛ2	Призначені для захисту трансформаторного навантаження і іншого комутаційного електрообладнання підстанцій від грозових і комутаційних перевантажень. Спосіб встановлення – «фаза-земля». Місце встановлення – лінійний відсік комірок КРП, біля трансформатора.

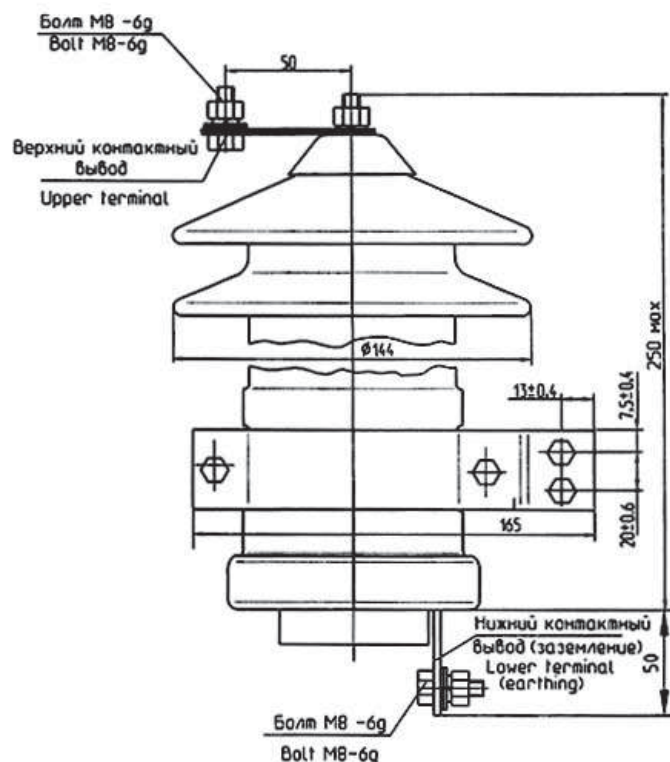


Тип ограничителя	Дуг.* см, не менее	Н, мм, не более	Н1, мм, не более	Масса кг, не более	Варианты КМЧ			
ОПН-П1-3/3,0/10/2УХЛ1	28	195	145	1,85	№ 1-6			
ОПН-П1-3/3,3/10/2УХЛ1								
ОПН-П1-3/3,6/10/2УХЛ1								
ОПН-П1-6/6,0/10/2УХЛ1	28			2,15				
ОПН-П1-6/6,6/10/2УХЛ1								
ОПН-П1-6/6,9/10/2УХЛ1								
ОПН-П1-6/7,2/10/2УХЛ1	39	250	200	3,0				
ОПН-П1-10/10,5/10/2УХЛ1								
ОПН-П1-10/11,5/10/2УХЛ1								
ОПН-П1-10/12,0/10/2УХЛ1								

Тип ограничителя	Дуг.* см, не менее	Н, мм, не более	Н1, мм, не более	Масса кг, не более	Варианты КМЧ			
ОПН-П1-3/3,0/10/2УХЛ2	13	175	125	2,1	№ 7-13			
ОПН-П1-3/3,3/10/2УХЛ2								
ОПН-П1-3/3,6/10/2УХЛ2								
ОПН-П1-6/6,0/10/2УХЛ2	13			2,35				
ОПН-П1-6/6,6/10/2УХЛ2								
ОПН-П1-6/6,9/10/2УХЛ2								
ОПН-П1-6/7,2/10/2УХЛ2	22	225	175	3,15				
ОПН-П1-10/10,5/10/2УХЛ2								
ОПН-П1-10/11,5/10/2УХЛ2								
ОПН-П1-10/12,0/10/2УХЛ2								

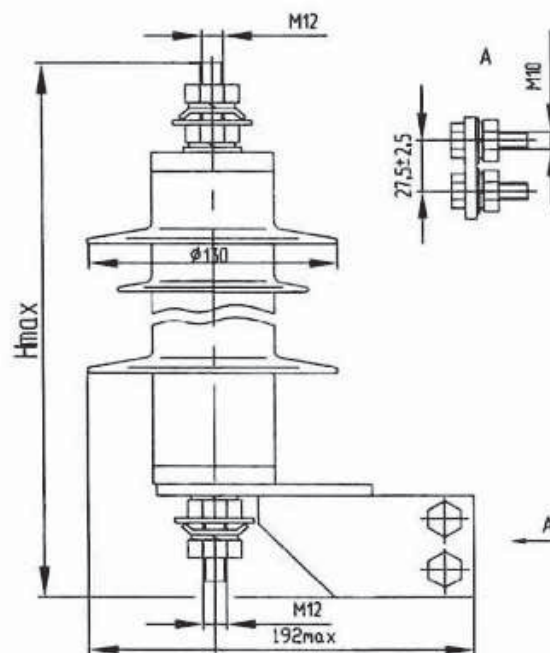
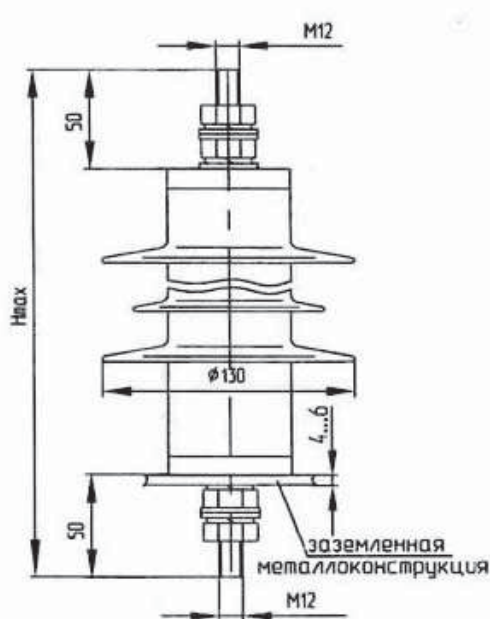
Таблиця Е.9. Обмежувачі перенапруги ОПНФ

Найменування параметра	ОПНФ- 6/7,2 III УХЛ1	ОПНФ- 6/7,6 III УХЛ1	ОПНФ- 10/12 III УХЛ1	ОПНФ- 10/12,7 III УХЛ1
Клас напруги мережі, кВ дійсне	6	6	10	10
Номінальна напруга (U_n), кВ дійсна	7,2	7,6	12	12,7
Найбільша тривала допустима робоча напруга (U_{np}), кВ дійсна	9,0	9,5	15	15,9
Номінальний розрядний струм, кА	5			
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі струму 30/60 мкс, кВ, не більше				
З амплітудою 125 А	17,5	18,2	29,0	30,6
З амплітудою 500 А	18,3	19,3	30,5	32,3
Залишкова напруга при грозовому імпульсі 8/20 мкс, кВ, не більше				
З амплітудою 500 А	18,5	19,5	30,8	32,6
З амплітудою 2500 А	21,0	22,2	35,2	37,2
с амплитудой 5000А	22,5	23,6	37,6	40,0
З амплітудою 10 000А	24,5	25,6	40,7	42,8
Питома енергоємність одного імпульсу струму (2000 мкс, 300 А) кДж/кВ U_{np}	1,5			
Струмова пропускна здібність, кількість впливів:				
при імпульсі струму великої тривалості 2000 мкс амплітудою 300А	20			
при грозовому імпульсі струму 8/20 мкс з амплітудою 2 кА	20			
При імпульсі великого струму 4/10 мкс з амплітудою 65 кА	2			
Категорія пожежобезпеки	С(10 кА)			
Група віброміцності і вібростійкості	М6			
Довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції см, не менше	32			
Допустиме тяжіння проводів в горизонтальному напрямі, Н, не менше	300			
Маса, кг, не більше	5,5	5,5	6,0	6,0
Строк служби, років	30			



Таблиця Е.10. Обмежувачі перенапруги ОПН

Найменування параметра	ОПН-1-3/3,8 III УХЛ1; ОПН-2-3/3,8 III УХЛ1	ОПН-1-6/7,2 III УХЛ1; ОПН-2-6/7,2 III УХЛ1	ОПН-1-6/7,6 III УХЛ1; ОПН-2-6/7,6 III УХЛ1	ОПН-1-10/12 III УХЛ1; ОПН-2-10/12 III УХЛ1	ОПН-1-10/12,7 III УХЛ1; ОПН-2-10/12,7 III УХЛ1
Клас напруги мережі, кВ дійсне	3	6	6	10	10
Номінальна напруга (U_n), кВ дійсна	3,8	7,2	7,6	12	12,7
Найбільша тривала допустима робоча напруга (U_{np}), кВ дійсна	4,7	9,0	9,5	15	15,9
Номінальний розрядний струм, кА	5				
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі струму 30/60 мкс, кВ, не більше					
з амплітудою 125 А	9,1	17,5	18,2	29,0	30,6
з амплітудою 500 А	9,6	18,3	19,3	30,5	32,3
Залишкова напруга при грозовому імпульсі 8/20 мкс, кВ, не більше					
з амплітудою 500 А	9,7	18,5	19,5	30,8	32,6
з амплітудою 2500 А	11,1	21,0	22,2	35,2	37,2
з амплітудою 5000А	11,8	22,5	23,6	37,6	40,0
з амплітудою 10 000А	12,8	24,5	25,6	40,7	42,8
Струмова пропускна здібність, кількість впливів:					
при імпульсі струму великої тривалості 2000 мкс амплітудою 300А	20				
при грозовому імпульсі струму 8/20 мкс з амплітудою 2 кА	20				
При імпульсі великого струму 4/10 мкс з амплітудою 65 кА	2				
Категорія пожежобезпеки	С(10 кА)				
Група віброміцності і вібростійкості	М6				
Допустиме тяжіння проводів в горизонтальному напрямі, Н, не менше	300				
Строк служби, років	30				



Типовое исполнение	Высота, Н, мм	Масса, кг, не более
ОПН-1-3/3,8ШУХЛ1	255	1,9
ОПН-1-6/7,2ШУХЛ1	255	2,0
ОПН-1-6/7,6ШУХЛ1		
ОПН-1-10/12ШУХЛ1	310	2,8
ОПН-1-10/12,7ШУХЛ1		

Типовое исполнение	Высота, Н, мм	Масса, кг, не более
ОПН-2-3/3,8ШУХЛ1	265	2,5
ОПН-2-6/7,2ШУХЛ1	265	2,6
ОПН-2-6/7,6ШУХЛ1		
ОПН-2-10/12ШУХЛ1	320	3,4
ОПН-2-10/12,7ШУХЛ1		

Таблица Е.11. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПН-П1-110, ОПН-П2-110 другого класу пропускної здатності

Найменування параметра	ОПН-П1- 110/73/10/2 УХЛ1 ОПН-П2- 110/73/10/2 УХЛ1	ОПН-П1- 110/77/10/2 УХЛ1 ОПН-П2- 110/77/10/2 УХЛ1	ОПН-П1- 110/83/10/2 УХЛ1 ОПН-П2- 110/83/10/2 УХЛ1	ОПН-П1- 110/88/10/2 УХЛ1 ОПН-П2- 110/88/10/2 УХЛ1
1	2	3	4	5
Клас напруги мережі, кВ дійсне	110			
Номінальна напруга (U_n), кВ дійсна	73	77	83	88
Найбільша тривала допустима робоча напруга ($U_{вр}$), кВ дійсна	91	96	104	110
Номінальний розрядний струм, кА	10			
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі струму 30/60 мкс, кВ, не більше				
з амплітудою 125 А	177	187	201	214
з амплітудою 500 А	179	189	203	216
Залишкова напруга при грозовому імпульсі 8/20 мкс, кВ, не більше	187	197	211	225
з амплітудою 500 А				
з амплітудою 2500 А	180	190	204	217
з амплітудою 5000А	216	228	245	260
з амплітудою 10 000А	232	245	264	280
з амплітудою 20 000А	252	266	286	304
Струмова пропускна здібність, кількість впливів:				
- при імпульсі струму великої тривалості 2000 мкс, амплітудою 550 А	20	20	20	20
- при грозовом імпульсі струму 8/20 мкс, амплітудою 10 кА	20	20	20	20

продовження табл. Е.11.

1	2	3	4	5
- при імпульсі великого струму 4/10 мкс, амплітудою 100 кА		2	2	2
Залишкова напруга при імпульсі струму 1/10 мкс з амплітудою 10 кА, кВ не більше:	274	289	311	330
Питома енергоємність одного імпульсу струму (2000 мкс, 550 А), кДж/кВ U_{np}	2,8			
Категорія пожежобезпеки	А (40 кА)			
Група віброміцності і вібростійкості	М1			
Довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції для III та IV ступеню забруднення см, не менше	315(390)			
Допустиме тяжіння проводу в горизонтальному напрямі, Н, не менше (Для опорного виконання П1)	500	500	500	500
Допустима сумарне механічне навантаження на розтягування від власної ваги, ваги криги з товщиною стінки 20 мм., а також вага проводу (подвісне виконання П2), Н, не менше	1100	1100	1100	1100
Маса, кг, не більше	50	50	50	50
Строк служби, років	30	30	30	30

Таблиця Е.12. Технічні характеристики обмежувачів перенапруг ОПН-П1-110, ОПН-П2-110 третього класу пропускної здібності:

Найменування параметра	ОПН-П1- 110/73/10/3 УХЛ1 ОПН-П2- 110/73/10/3 УХЛ1	ОПН-П1- 110/77/10/3 УХЛ1 ОПН-П2- 110/77/10/3 УХЛ1	ОПН-П1- 110/83/10/3 УХЛ1 ОПН-П2- 110/83/10/3 УХЛ1	ОПНП1- 110/88/10/3 УХЛ1 ОПН-П2- 110/88/10/3 УХЛ1
Клас напруги мережі, кВ дійсне	110			
Номінальна напруга (U_n), кВ дійсна	73	77	83	88
Найбільша тривала допустима робоча напруга (U_{np}), кВ дійсна	91	96	104	110
Номінальний розрядний струм, кА	10			
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі струму 30/60 мкс, кВ, не більше				
з амплітудою струму 500 А	177	187	202	213
з амплітудою струму 1000 А	185	195	210	222
з амплітудою струму 2000 А	191	203	222	233
Залишкова напруга при грозовому струмі 8/20 мкс, кВ, не більше				
з амплітудою струму 500 А	178	188	203	215
з амплітудою струму 5000 А	210	222	240	254
з амплітудою струму 10000 А	226	238	257	22
з амплітудою струму 20000 А	240	264	285	300
Струмова пропускна здібність, кількість впливів:				
- при імпульсі струму великої тривалості 2000 мкс, амплітудою 850 А	20	20	20	20
- при грозовому імпульсі струму 8/20 мкс, амплітудою 10 кА	20	20	20	20
- при імпульсі великого струму 4/10 мкс, амплітудою 100 кА	2	2	2	2
Залишкова напруга при імпульсі струму 1/10 мкс з амплітудою 10 кА, кВ не більше:	251	265	287	302
Питома енергоємність одного імпульсу струму (2000 мкс, 850 А), кДж/кВ U_{np}	4,8			
Категорія пожежобезпеки	А (40 кА)			
Група віброміцності і вібростійкості	М1			
Довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції для III та IV ступеню забруднення см, не менше	315(390)			
Допустиме тяжіння проводу в горизонтальному напрямі, Н, не менше (Для опорного виконання П1)	500	500	500	500
Допустима сумарне механічне навантаження на розтягування від власної ваги, ваги криги з товщиною стінки 20 мм., а також вага проводу (подвісне виконання П2), Н, не менше	1100	110	1100	1100
Маса, кг, не більше	50	50	50	50
Строк служби, років	30	30	30	30

Таблиця Е.13. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПН-П1-110, ОПН-П2-110 четвертого класу пропускної здібності

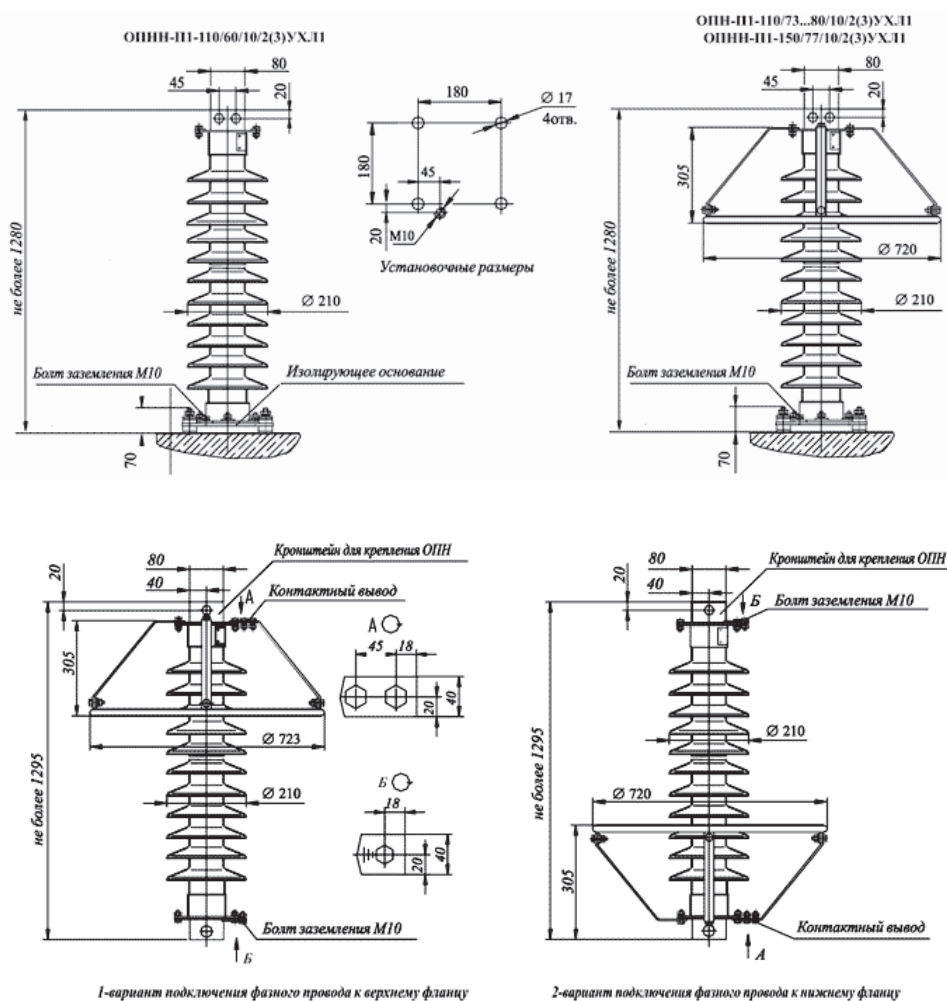
Найменування параметру	ОПН-П1-110/73/20/4 УХЛ1	ОПН-П1-110/77/20/4 УХЛ1	ОПН-П1-110/83/20/4 УХЛ1	ОПН-П1-110/88/20/4 УХЛ1
Клас напруги мережі, кВ дійсне	110			
Найбільша тривало допустима робоча напруга, U_p , кВ дійсне	73	77	83	88
Номинальна напруга (U_n), кВ дійсна	91	96	104	110
Номинальний розрядний струм, кА	20			
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі струму 30/60 мкс, кВ, не більше				
з амплітудою струму 500 А	171	180	193	206
з амплітудою струму 1000 А	177	187	201	214
з амплітудою струму 2000 А	185	196	210	224
Залишкова напруга при грозовому струмі 8/20 мкс, кВ, не більше				
з амплітудою струму 10000 А	212	223	240	255
з амплітудою струму 20000 А	231	244	262	278
з амплітудою струму 40000 А	259	273	293	312
Струмова пропускна здібність, кількість впливів:				
- при імпульсі струму великої тривалості 2000 мкс, амплітудою 1200 А амплітудою 1500 А	20	20	20	20
- при грозовому імпульсі струму 8/20 мкс, амплітудой 20 кА	20	20	20	20
- при імпульсеі великого струму 4/10 мкс, амплітудою 100 кА	2	2	2	2
Залишкова напруга при імпульсі струму 1/10 мкс з амплітудою 20 кА, кВ не більше:	256	264	289	305
Питома енергоємність одного імпульсу струму (2000 мкс), кДж/кВ U_{np} амплітудою1200 А	6,35			
Категорія пожежобезпеки	А (40 кА)			
Група віброміцності і вібростійкості	М1			
Довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції для II та IV ступеня забруднення см, не менше	280 (390)			
Допустиме тяжіння проводів в горизонтальному напрямі, Н, не менше (Для опорного виконання П1)	500	500	500	500
Маса, кг, не більше	95	95	95	95
Строк служби, років	30	30	30	30

Таблиця Е.14. Технічні параметри обмежувачів перенапруги ОПНН-П1-110 для захисту нейтралі:

Найменування параметрів	ОПНН-П1- 110/60/10/2 УХЛ1	ОПНН-П1- 110/60/10/3 УХЛ1	ОПНН-П1- 10/60/20/4 УХЛ1
1	2	3	4
Клас напруги мережі, кВ дійсне	110		
Найбільша тривало допустима робоча напруга, U_{np} , кВ дійсне	60		
Номинальна напруга (U_n), кВ дійсне	75		
Номинальний розрядний струм, кА	10		20
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі струму 30/60 мкс, кВ, не більше	147		
з амплітудою струму 250 А	148	147	140
з амплітудою струму 500 А	155	153	146
з амплітудою струму 1000 А		159	152
з амплітудою струму 2000 А			
Залишкова напруга при грозовому струмі 8/20 мкс, кВ, не більше - с амплітудой тока 500 А	149	149	
з амплітудою струму 5000 А	178	173	
з амплітудою струму 10000 А	191	186	174
з амплітудою струму 20000 А	207	204	190
з амплітудою струму 40000 А			213
Залишкова напруга при крутому імпульсі струму 1/10 мкс з амплітудою , кВ, не більше:	225	206	
- 10 кА			206
- 20 кА			
Питома енергоємність одного імпульсу струму (2000 мкс), кДж/кВ U_{np}	2,8	4,8	
з амплітудою 550 А			
з амплітудою 850 А			
з амплітудою 1200 А			6,35

продовження табл. Е.14.

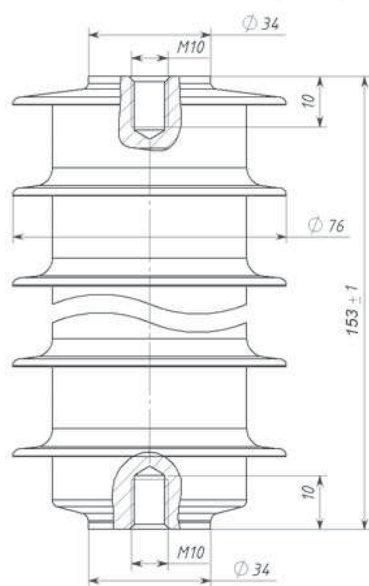
1	2	3	4
Струмова пропускна здібність, кількість впливів: - при імпульсі струму великої тривалості 2000 мкс, амплітудою: для 2 класа - 550 А для 3 класа - 850 А для 4 класа - 1200 А - при грозовому імпульсі струму 8/20 мкс, амплітудою 10 кА - при імпульсі великого струму 4/10 мкс, амплітудою 100 кА		20 20 2	
Категорія пожежобезпеки		А (40 кА)	
Група віброміцності і вібростійкості		М1	
Допустиме тяжіння проводу в горизонтальному напрямі, Н, не менше		500	
Строк служби, років		30	
Маса, кг, не більше	50		85



Таблиця Е.15.Обмежувачі перенапруги ОПН-10 першого класу пропускної здібності

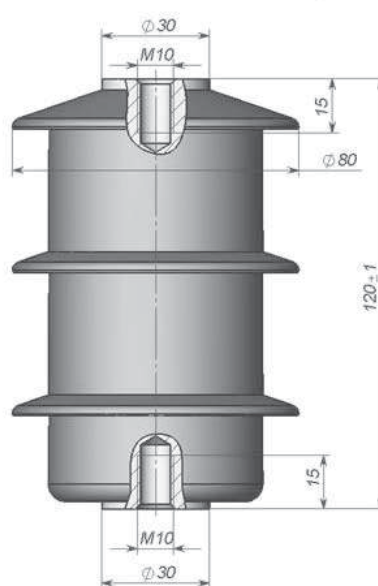
Позначення ОПНп	Найбільша допустима робоча напруга, $U_{\text{пр}}$, кВ	Номінальний розрядний струм, кА	Пропускна здібність на прямокутному імпульсі струму 2000 мкс, А	Залишкова напруга, кВ не більше						Питома енергія розсіювання пропускної здібності кДж/кВ
				При струмі комутаційних перенапруг і на хвилі 30/60 мкс з амплітудою			При струмі грозових перенапруг на хвилі 8/20 мкс з амплітудою			
				0,125 кА	0,25 кА	0,5 кА	2,5 кА	5 кА	10 кА	
ОПНп-10/12/1 УХЛ1 (УХЛ2)	12	5	300	28,6	30,1	31,8	37,7	40,8	46,1	1,96
ОПНп-10/12,7/1 УХЛ1 (УХЛ2)	12,7	5	300	29,5	31,0	32,8	38,9	42,1	47,5	1,96

НАРУЖНАЯ УСТАНОВКА (УХЛ1)



МАССА 1,2 КГ.

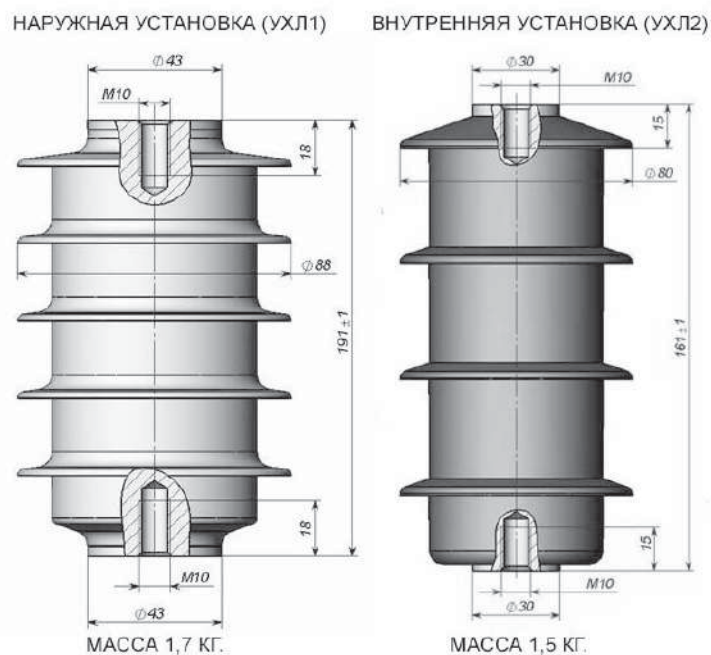
ВНУТРЕННЯЯ УСТАНОВКА (УХЛ2)



МАССА 1,1 КГ.

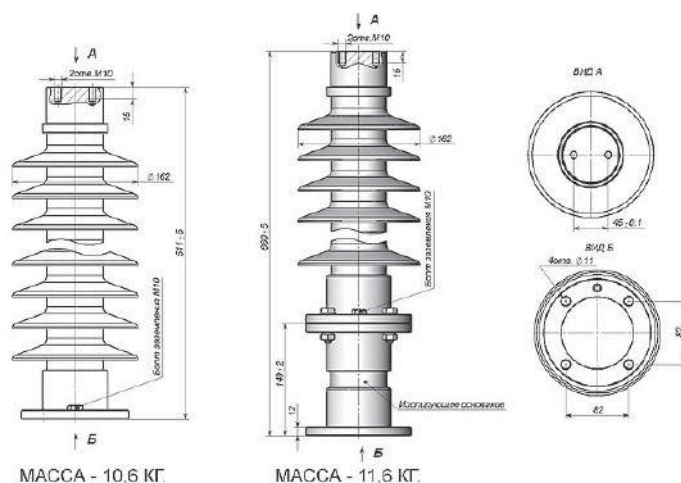
Таблица Е.16. Обмежувачі перенапруги ОПН-10 другого і третього класу пропускну здібності

Позначення ОПНп	Найбільша тривала допустима робоча напруга, $U_{пр}$, кВ	Номинальний розрядний струм, кА	Пропускна здібність на прямокутному імпульсі струму2000 мкс, А	Залишкова напруга, кВ не більше						Питома енергія розсіювання пропускну здібності кДж/кВ
				При струмі комутаційних перенапруг і на хвилі 30/60 мкс з амплітудою			При струмі грозових перенапруг на хвилі 8/20 мкс з амплітудою			
				0,25 кА	0,5 кА	1 кА	5 кА	10 кА	20 кА	
ОПНп- 10/550/10,5 УХЛ1 (УХЛ2)	10,5	10	550	25,0	26,1	27,7	31,0	33,6	37,8	3,24
ОПНп- 10/550/11,5 УХЛ1 (УХЛ2)	11,5	10	550	27,4	28,6	30,3	34,0	36,8	41,4	3,24
ОПНп- 10/550/12 УХЛ1 (УХЛ2)	12,0	10	550	28,5	29,8	31,7	35,5	38,4	43,2	3,24
ОПНп- 10/550/12,7 УХЛ1 (УХЛ2)	12,7	10	550	30,2	31,5	33,5	37,5	40,6	45,8	3,24
ОПНп- 10/10,5/10/500- III УХЛ1	10,5	10	500	24,8	25,7	26,6	31,3	34,3	38,7	2,5
ОПНп- 10/11,5/10/500- III УХЛ1	11,5	10	500	27,2	28,2	29,2	34,3	37,5	42,3	2,5
ОПНп- 10/12/10/500-III УХЛ1	12	10	500	28,4	29,4	30,5	35,7	39,2	44,2	2,5
ОПНп- 10/10,5/10/850- III УХЛ1	10,5	10	850	25,6	26,6	27,7	31,3	33,6	38	4,5
ОПНп- 10/11,5/10/850- III УХЛ1	11,5	10	850	28,1	29,1	30,3	34,3	36,8	41,6	4,5
ОПНп- 10/12/10/850-III УХЛ1	12	10	850	29,3	30,4	31,6	35,8	38,7	43,5	4,5



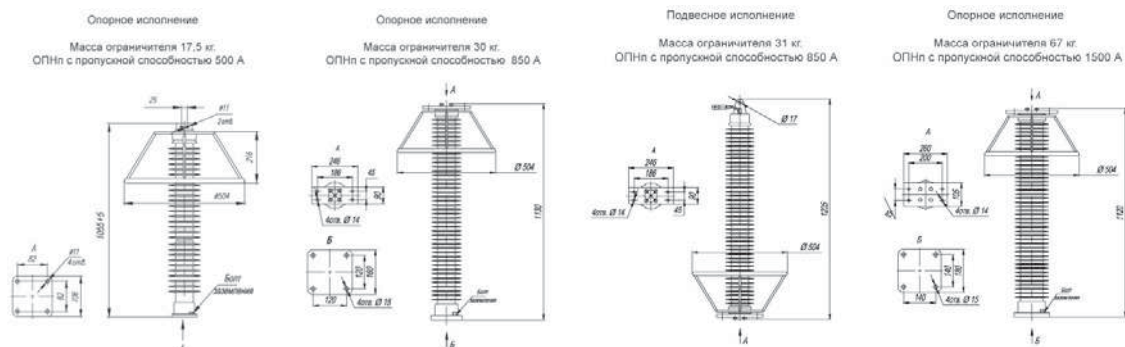
Таблиця Е.17. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПН-35

Позначення ОПНп	Найбільша тривала допустима робоча напруга, $U_{пр}$, кВ	Номинальний розрядний струм, кА	Пропускна здібність на прямокутному імпульсі струму2000 мкс, А	Залишкова напруга, кВ не більше						Питома енергія розсіювання пропускної здібності кДж/кВ
				При струмі комутаційних перенапруг і на хвилі 30/60 мкс з амплітудою			При струмі грозових перенапруг на хвилі 8/20 мкс з амплітудою			
				0,25 кА	0,5 кА	1 кА	5 кА	10 кА	20 кА	
ОПНп-35/550/37-10-III УХЛІ	37	10	550	88	91,9	97,6	109	118	133	3,24
ОПНп-35/550/40,5-10-III УХЛІ	40,5	10	550	96,3	101	107	120	130	146	3,24
ОПНп-35/800/40,5-10-III УХЛІ	40,5	10	800	102	107	113	120	130	142	4,63
ОПНп-35/550/41-10-III УХЛІ	41	10	550	97,5	102	108	121	131	148	3,24
ОПНп-35/550/44-10-III УХЛІ	44	10	550	105	109	116	130	141	159	3,24
ОПНп-35/550/45-10-III УХЛІ	45	10	550	107	112	119	133	144	162	3,24
ОПНп-35/38,5/10/500-III-УХЛІ	38,5	10	500	91,2	94,2	97,8	114,7	125,7	141,5	2,5
ОПНп-35/40,5/10/500-III-УХЛІ	40,5	10	500	95,9	99,1	102,9	120,7	132,2	148,9	2,5
ОПНп-35/42/10/500-III-УХЛІ	42	10	500	99,3	102,8	106,8	125,1	137,1	154,6	2,5
ОПНп-35/38,5/10/850-III-УХЛІ	38,5	10	850	94	97,5	101,4	114,8	123,2	139,5	4,5
ОПНп-35/40,5/10/850-III-УХЛІ	40,5	10	850	98,9	102,5	106,7	120,8	129,6	146,7	4,5
ОПНп-35/42/10/850-III-УХЛІ	42	10	850	102,5	106,3	110,6	125,3	134,4	152	4,5



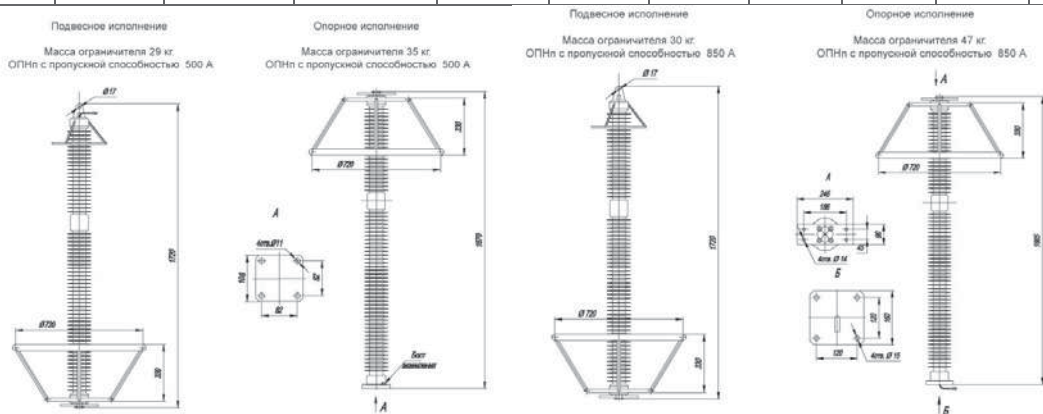
Таблиця Е.18. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПН-110

Позначення ОПНп	Найбільша тривала допустима робоча напруга, $U_{пр}$, кВ	Номинальний розрядний струм, кА	Пропускна здібність на прямокутному імпульсі струму 2000 мкс, А	Залишкова напруга, кВ не більше						Питома енергія розсіювання пропускної здібності кДж/кВ
				При струмі комутаційних перенапруг і на хвилі 30/60 мкс з амплітудою			При струмі грозових перенапруг на хвилі 8/20 мкс з амплітудою			
				0,25 кА	0,5 кА	1 кА	5 кА	10 кА	20 кА	
ОПНп-110/73/10/500-III-УХЛІ (-IV-УХЛІ)	73	10	500	171	178	185	217	237	269	2,5
ОПНп-110/78/10/500-III-УХЛІ (-IV-УХЛІ)	78	10	500	183	190	197	231	254	288	2,5
ОПНп-110/83/10/500-III-УХЛІ (-IV-УХЛІ)	83	10	500	195	202	210	245	270	306	2,5
ОПНп-110/88/10/500-III-УХЛІ (-IV-УХЛІ)	88	10	500	206	214	222	261	286	324	2,5
ОПНп-110/73/10/850-III-УХЛІ (-IV-УХЛІ)	73	10	850	178	185	192	218	234	264	4,5
ОПНп-110/78/10/850-III-УХЛІ (-IV-УХЛІ)	78	10	850	190	197	205	233	250	282	4,5
ОПНп-110/83/10/850-III-УХЛІ (-IV-УХЛІ)	83	10	850	203	210	219	248	266	301	4,5
ОПНп-110/88/10/850-III-УХЛІ (-IV-УХЛІ)	88	10	850	215	223	232	262	282	318	4,5
ОПНп-110/73/20/1500-II-УХЛІ	73	20	1500	168	173	179	203	215	234	7,31
ОПНп-110/78/20/1500-II-УХЛІ	78	20	1500	179	185	192	217	230	250	7,31
ОПНп-110/83/20/1500-II-УХЛІ	83	20	1500	190	197	204	231	244	266	7,31
ОПНп-110/88/20/1500-II-УХЛІ	88	20	1500	202	209	216	244	259	282	7,31



Таблиця Е.19. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПН-150

Позначення ОПНп	Найбільша тривала допустима робоча напруга, $U_{\text{пр}}$, кВ	Номінальний розрядний струм, кА	Пропускна здібність на прямокутному імпульсі струму 2000 мкс, А	Залишкова напруга, кВ не більше						Питома енергія розсіювання пропускної здібності кДж/кВ
				При струмі комутаційних перенапруг і на хвилі 30/60 мкс з амплітудою			При струмі грозових перенапруг на хвилі 8/20 мкс з амплітудою			
				0,25 кА	0,5 кА	1 кА	5 кА	10 кА	20 кА	
ОПНп-150/100/10/500-III-УХЛІ	100	10	500	235	244	253	296	324	368	2,5
ОПНп-150/105/10/500-III-УХЛІ	105	10	500	248	256	265	311	341	387	2,5
ОПНп-150/110/10/500-III-УХЛІ	110	10	500	258	268	278	325	357	405	2,5
ОПНп-150/100/10/850-III-УХЛІ	100	10	850	244	253	263	298	313	328	4,5
ОПНп-150/105/10/850-III-УХЛІ	105	10	850	256	266	277	320	336	352	4,5
ОПНп-150/110/10/850-III-УХЛІ	110	10	850	269	278	290	362	380	400	4,5

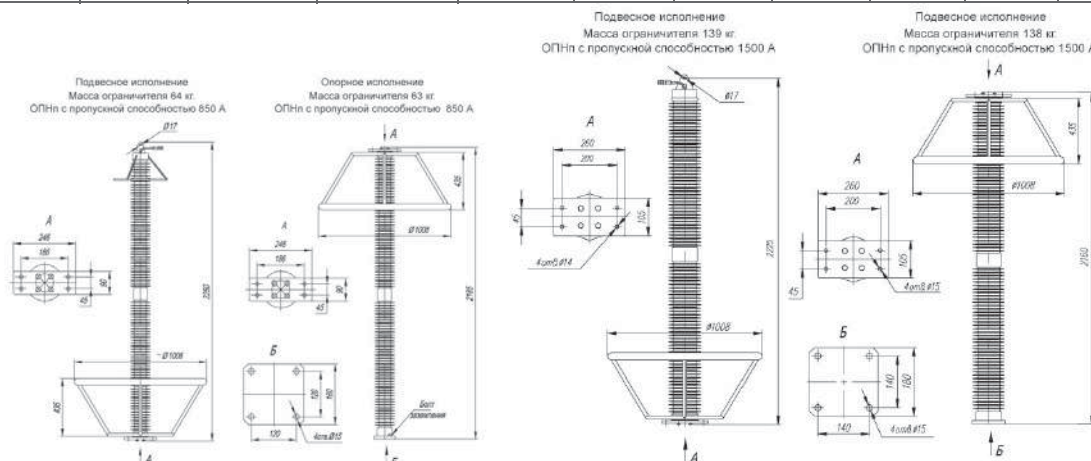


Таблиця Е.20. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПН-220

Позначення ОПНп	Найбільша тривала допустима робоча напруга, $U_{\text{пр}}$, кВ	Номинальний розрядний струм, кА	Пропускна здібність на прямокутному імпульсі струму 2000 мкс, А	Залишкова напруга, кВ не більше						Питома енергія розсіювання пропускної здібності кДж/кВ
				При токе коммутационных перенапряжений на волне 30/60 мкс с амплитудой			При токе грозовых перенапряжений на волне 8/20 мкс с амплитудой			
				0,25 кА	0,5 кА	1 кА	5 кА	10 кА	20 кА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ОПНп-220/146/10/850-III-УХЛІ	146	10	850	356	370	384	436	468	258	4,43
ОПНп-220/156/10/850-III-УХЛІ	156	10	850	380	395	410	466	500	565	4,43

продовження табл. Е.20.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ОПНп-220/176/10/850-III-УХЛІ	176	10	850	429	446	463	526	564	637	4,43
ОПНп-220/146/20/1500-II-УХЛІ	146	20	1500	335	347	359	406	430	467	7,31
ОПНп-220/156/20/1500-II-УХЛІ	156	20	1500	358	370	383	433	459	499	7,31
ОПНп-220/176/20/1500-II-УХЛІ	176	20	1500	404	418	432	489	518	563	7,31



Таблиця Е.21. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПН-ПІ-150 другого класу пропускної здібності

Найменування параметру	ОПН-ПІ-150/100/10/2 УХЛІ	ОПН-ПІ-150/105/10/2 УХЛІ	ОПН-ПІ-150/115/10/2 УХЛІ
Клас напруги мережі, кВ дійсне	150		
Найбільша тривала допустима робоча напруга, U_p , кВ дійсна	100	105	115
Номінальна напруга (U_n), кВ дійсна	125	131	144
Номінальний розрядний струм, кА	10		
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі струму 30/60 мкс, кВ, не більше:			
З амплітудою струму 250 А	244	256	280
З амплітудою струму 500 А	247	259	284
З амплітудою струму 1000 А	257	269	295
Залишкова напруга при грозовому струмі 8/20 мкс, кВ, не більше:			
З амплітудою струму 500 А	248	260	285
З амплітудою струму 5000 А	297	312	341
З амплітудою струму 10000 А	319	335	368
З амплітудою струму 20000 А	346	363	398
Струмова пропускна здібність, кількість впливів:			
при імпульсі струму великої тривалості 2000 мкс, амплітудою 550 А	20	20	20
при грозовому імпульсі струму 8/20 мкс, амплітудою 10 кА	20	20	20
при імпульсі більшого струму 4/10 мкс, амплітудою 100 кА	2	2	2
Залишкова напруга при імпульсі струму 1/10 мкс з амплітудою 10 кА, кВ не більше:	374	393	431
Питома енергоємність одного імпульсу струму (2000 мкс, 550 А), кДж/кВ U_{np}	2,8		
Категорія пожежобезпеки	А (40 кА)		
Група віброміцності і вібростійкості	М1		
Довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції для III и IV ступеня забруднення см, не менше	425(535)		
Допустиме тяження проводу в горизонтальному напрямі, Н, не менше (Для опорного виконання ПІ)	500	500	500
Маса, кг, не більше	80	80	80
Срок служби, років	30	30	30

Таблиця Е.22. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПН-П1-150 третього класу пропускної здібності:

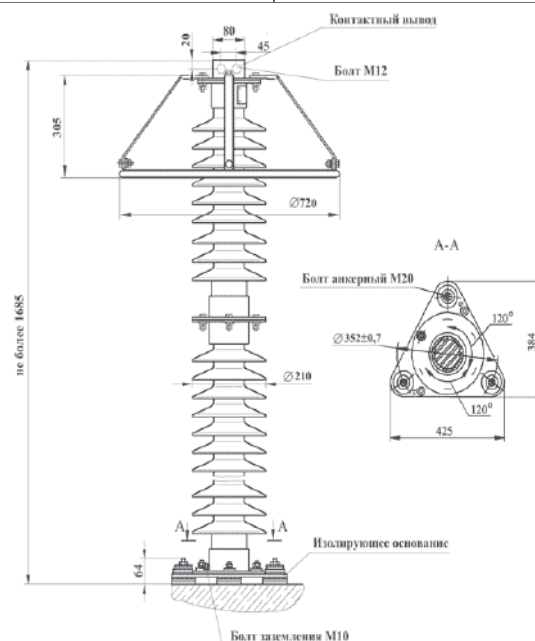
Найменування параметру	ОПН-П1-150/100/10/3 УХЛ1	ОПН-П1-150/105/10/3 УХЛ1	ОПН-П1-150/115/10/3 УХЛ1
Клас напруги мережі, кВ дійсне	150		
Найбільша тривала допустима робоча напруга, U_p , кВ дійсна	100	105	115
Номинальна напруга (U_n), кВ дійсна	125	131	144
Номинальний розрядний струм, кА	10		
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі струму 30/60 мкс, кВ, не більше:			
З амплітудою струму 500 А	246	260	285
З амплітудою струму 1000 А	257	271	297
З амплітудою струму 2000 А	267	280	305
Залишкова напруга при грозовому струмі 8/20 мкс, кВ, не більше:			
З амплітудою струму 500 А	249	262	288
З амплітудою струму 5000 А	291	307	337
З амплітудою струму 10000 А	312	329	361
З амплітудою струму 20000 А	347	365	402
Струмова пропускна здібність, кількість впливів:			
при імпульсі тривалого впливу 2000 мкс, амплітудою 850 А	20	20	20
при грозовому імпульсі струму 8/20 мкс, амплітудою 10 кА	20	20	20
При імпульсі великого струму 4/10 мкс, амплітудою 100 кА	2	2	2
Залишкова напруга при імпульсі струму 1/10 мкс з амплітудою 10 кА, кВ не более:	349	368	405
Питома енергоємність одного імпульсу струму (2000 мкс, 850 А), кДж/кВ $U_{нр}$	4,8		
Категорія пожежобезпеки	А (40 кА)		
Група віброміцності і вібростійкості	М1		
Довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції для III и IV ступеня забруднення см, не менше	425(535)		
Допустиме тяження проводу в горизонтальному напрямі, Н, не менше (Для опорного виконання П1)	500	500	500
Маса, кг, не більше	80	80	80
Срок служби, років	30	30	30

Таблиця Е.23. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПН-П1-150 четвертого класу пропускної здібності:

Найменування параметру	ОПН-П1-150/100/20/4 УХЛ1	ОПН-П1-150/105/20/4 УХЛ1	ОПН-П1-150/115/20/4 УХЛ1
Клас напруги мережі, кВ дійсне	150		
Найбільша тривала допустима робоча напруга, U_p , кВ дійсна	100	105	115
Номінальна напруга (U_n), кВ дійсна	125	131	144
Номінальний розрядний струм, кА	20		
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі струму 30/60 мкс, кВ, не більше:			
З амплітудою струму 500 А	234	246	269
З амплітудою струму 1000 А	243	255	280
З амплітудою струму 2000 А	254	267	293
Залишкова напруга при грозовому струмі 8/20 мкс, кВ, не більше:			
З амплітудою струму 10000 А	290	304	333
З амплітудою струму 20000 А	316	332	364
З амплітудою струму 40000 А	355	372	408
Струмова пропускна здібність, кількість впливів:			
- при імпульсі струму великої тривалості 2000 мкс, амплітудою 1200 А амплітудою 1500 А	20	20	20
- при грозовому імпульсі струма 8/20 мкс, амплітудою 20 кА	20	20	20
- при імпульсі великого струму 4/10 мкс, амплітудою 100 кА	2	2	2
Залишкова напруга при імпульсі струму 1/10 мкс з амплітудою 10 кА, кВ не більше:	347	371	404
Питома енергоємність одного імпульсу струму (2000 мкс, 1200 А), кДж/кВ U_{np}	6,35		
Категорія пожежобезпеки	А (40 кА)		
Група віброміцності і вібростійкості	М1		
Довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції для II і IV ступеня забруднення см, не менше	390 (535)		
Допустиме тяження проводу в горизонтальному напрямі, Н, не менше (Для опорного виконання П1)	500	500	500
Маса, кг, не більше	120	120	120
Срок служби, років	30	30	30

Таблиця Е.24. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПНН-П1-150 для захисту нейтралі:

Найменування параметру	ОПНН-П1-150/77/10/2 УХЛ1	ОПНН-П1-150/77/10/3 УХЛ1	ОПНН-П1- 150/77/20/4 УХЛ1
Клас напруги мережі, кВ дійсне	150		
Найбільша тривала допустима робоча напруга, U_p , кВ дійсна	77		
Номинальна напруга (U_n), кВ дійсна	96		
Номинальний розрядний струм, кА	10		20
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі струму 30/60 мкс, кВ, не більше:			
З амплітудою струму 250 А	187	187	180
З амплітудою струму 500 А	189	195	187
З амплітудою струму 1000 А	197	203	196
З амплітудою струму 2000 А			
Остающеся напруга при грозовому імпульсі тока 8/20 мкс, кВ, не більше:			
-с амплитудой тока 500 А	190	188	
-с амплитудой тока 5000 А	228	222	
-с амплитудой тока 10000 А	245	238	223
-с амплитудой тока 20000 А	264	264	244
-с амплитудой тока 40000 А			273
Залишкова напруга при імпульсі струму 1/10 мкс з амплітудою 10 кА, кВ не більше:			
-10 кА	289	265	
-20 кА			264
Питома енергосмність одного імпульсу струму (2000 мкс), кДж/кВ U_{np}	2,8	4,8	6,35
-амплітудою 550 А			
- амплітудою 850 А			
- амплітудою 1200 А			
Струмова пропускна здібність, кількість впливів:			
- при імпульсі струму великої тривалості 2000 мкс, амплітудою:	20		
для 2 класу - 550 А			
для 3 класу - 850 А	20		
для 4 класу - 1200 А	2		
-при грозовому імпульсі струму 8/20 мкс, амплітудою 10 кА			
-при імпульсі великого струму 4/10 мкс, амплітудою 100 кА			
Категорія пожежобезпеки	А (40 кА)		
Група віброміцності і вібростійкості	М1		
Допустиме тяження проводу в горизонтальному напрямі, Н, не менше (Для опорного виконання П1)	500		
Маса, кг, не більше	30		
Срок служби, років	55		95



Ограничители перенапряжений типов ОПН-П1-150/100/10/2(3)УХЛ1, ОПН-П1-150/105/10/2(3)УХЛ1, ОПН-П1-150/115/10/2(3)УХЛ1 и ОПНН-П1-220/120/10/2(3)УХЛ1

Таблиця Е.25. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПН-П1-220 для другого класу пропускної здібності:

Найменування параметру	ОПН- П1- 220/154/10/2 УХЛ1	ОПН- П1- 220/163/10/2 УХЛ1	ОПН- П1- 220/172/10/2 УХЛ1
Клас напруги мережі, кВ дійсне	220		
Найбільша тривала допустима робоча напруга, U_p , кВ дійсна	154	163	172
Номинальна напруга (U_n), кВ дійсна	192	204	215
Номинальний розрядний струм, кА	10		
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі струму 30/60 мкс, кВ, не більше:			
З амплітудою струму 250 А	374	394	428
З амплітудою струму А	378	398	432
З амплітудою струму 1000 А	394	414	450
Остающеся напруження при грозовом імпульсе тока 8/20 мкс, кВ, не більше:			
З амплітудою струму 500 А	380	401	435
З амплітудою струму 5000 А	456	482	513
З амплітудою струму 10000 А	494	522	553
З амплітудою струму 20000 А	533	564	596
Струмова пропускна здібність, кількість впливів:			
- при імпульсі струму великої тривалості 2000 мкс, амплітудою 550 А	20	20	20
- при грозовому імпульсі струму 8/20 мкс, амплітудою 10 кА	20	20	20
- при імпульсі великого струму 4/10 мкс, амплітудою 100 кА	2	2	2
Залишкова напруга при імпульсі струму 1/10 мкс з амплітудою 10 кА, кВ не більше:	573	606	641
Питома енергоємність одного імпульсу струму (2000 мкс, 550 А), кДж/кВ U_{np}	2,8		
Категорія пожежобезпеки	А (40 кА)		
Група віброміцності і вібростійкості	М1		
Довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції для III и IV ступені забруднення см, не менше	630(790)		
Допустиме тяження проводу в горизонтальному напрямі, Н, не менше (Для опорного виконання П1)	500	500	500
Маса, кг, не більше	100	100	100
Срок служби, років	30	30	30

Таблиця Е.26. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПН-П1-220 третього класу пропускної здібності:

Найменування параметру	ОПН- П1- 220/154/10/3 УХЛ1	ОПН- П1- 220/163/10/3 УХЛ1	ОПН- П1- 220/172/10/3 УХЛ1
Клас напруги мережі, кВ дійсне	220		
Найбільша тривала допустима робоча напруга, U_p , кВ дійсна	154	163	172
Номинальна напруга (U_n), кВ дійсна	192	204	215
Номинальний розрядний струм, кА	10		
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі струму 30/60 мкс, кВ, не більше:			
З амплітудою струму 500 А	375	396	419
З амплітудою струму 1000 А	390	412	436
З амплітудою струму 2000 А	407	432	457
Залишкова напруга при грозовому струмі 8/20 мкс, кВ, не більше:			
З амплітудою струму 500 А	378	401	425
З амплітудою струму 5000 А	444	472	500
З амплітудою струму 10000 А	476	506	536
З амплітудою струму 20000 А	525	561	592
Струмова пропускна здібність, кількість впливів:			
- при імпульсі струму великої тривалості 2000 мкс, амплітудою 850 А	20	20	20
- при грозовому імпульсі струму 8/20 мкс, амплітудою 10 кА	20	20	20
- при імпульсі великого струму 4/10 мкс, амплітудою 100 кА	2	2	2
Залишкова напруга при імпульсі струму 1/10 мкс з амплітудою 10 кА, кВ не більше:	528	565	596
Питома енергоємність одного імпульсу струму (2000 мкс, 850 А), кДж/кВ U_{np}	4,8		
Категорія пожежобезпеки	А (40 кА)		
Група віброміцності і вібростійкості	М1		
Довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції для III і IV ступені забруднення см, не менше	630(790)		
Допустиме тяження проводу в горизонтальному напрямі, Н, не менше (Для опорного виконання П1)	500	500	500
Маса, кг, не більше	100	100	100
Срок служби, років	30	30	30

Таблиця Е.27. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПН-П1-150 четвертого та п'ятого класу пропускної здібності:

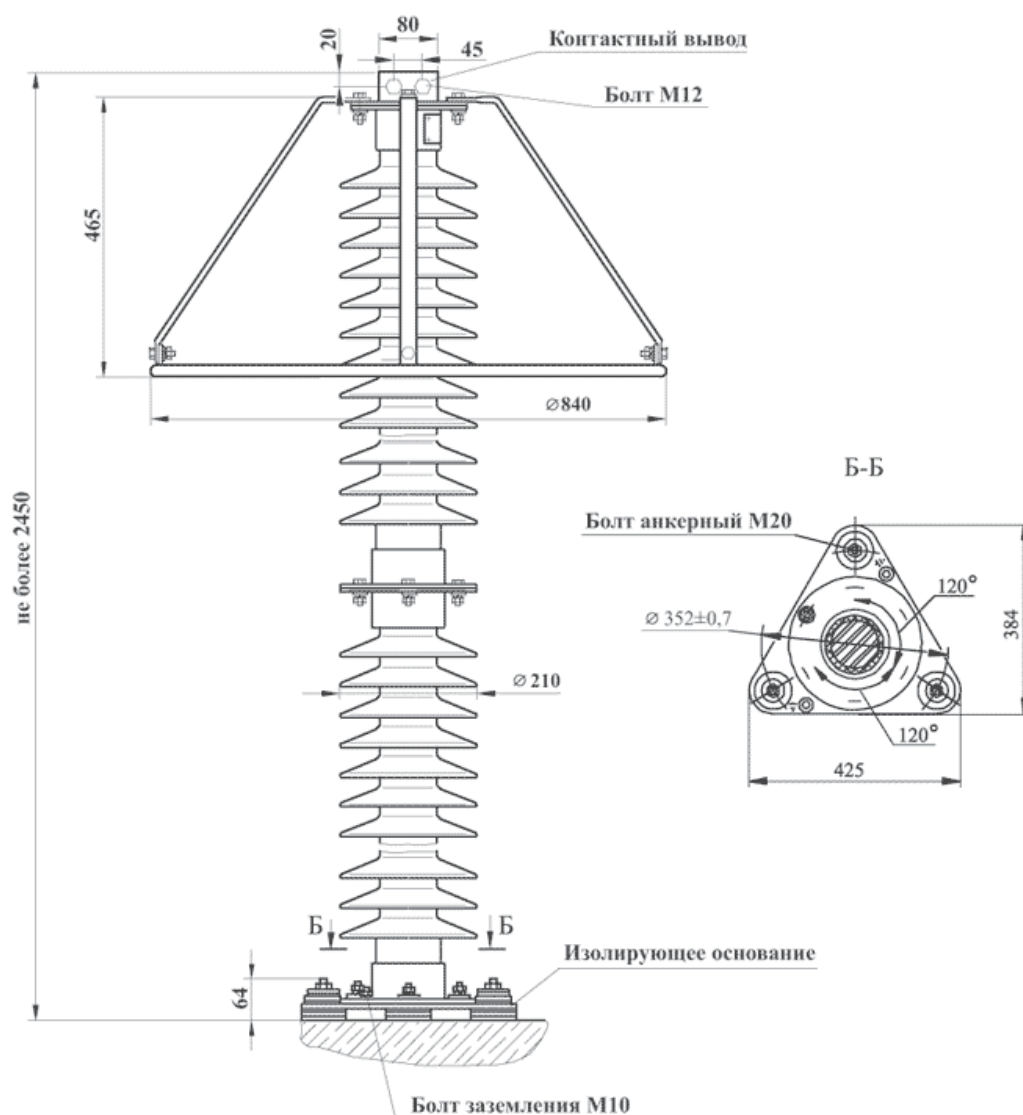
Найменування параметру	ОПН- П1- 220/154/20/4 УХЛ1	ОПН- П1- 220/163/20/4 УХЛ1	ОПН- П1- 220/172/20/4 УХЛ1	ОПН- П1- 220/154/20/5 УХЛ1	ОПН- П1- 220/163/20/5 УХЛ1	ОПН- П1- 220/172/20/5 УХЛ1
Клас напруги мережі, кВ дійсне	220					
Найбільша тривала допустима робоча напруга, U_p , кВ дійсна	154	163	172	154	163	172
Номинальна напруга (U_n), кВ дійсна	192	204	215	192	204	215
Номинальний розрядний струм, кА	20					
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі струму 30/60 мкс, кВ, не більше:						
З амплітудою струму 500 А	360	381	403	366	388	409
З амплітудою струму 1000 А	374	395	418	381	404	426
З амплітудою струму 2000 А	392	414	438	396	420	443
Залишкова напруга при грозовому струмі 8/20 мкс, кВ, не більше:						
З амплітудою струму 10000 А	446	473	499	440	467	492
З амплітудою струму 20000 А	487	516	545	477	507	534
З амплітудою струму 40000 А	546	578	610	531	564	594
Струмова пропускна здібність, кількість впливів:						
- при імпульсі струму великої тривалості 2000 мкс, амплітудою 1200 А амплитудой 1500 А	20	20	20	20	20	20
- при грозовому імпульсі струму 8/20 мкс, амплітудою 20 кА	20	20	20	20	20	20
- при імпульсі великого струму 4/10 мкс, амплітудою 100 кА	2	2	2	2	2	2
Залишкова напруга при імпульсі струму 1/10 мкс з амплітудою 20 кА, кВ не більше	537	570	603	544	568	604
Питома енергоємність одного імпульсу струму (2000 мкс, 850 А), кДж/кВ $U_{\text{нр}}$ амплітудою 1200 А амплітудою 1500 А	6,35			7,67		
Категорія пожежобезпеки	А (40 кА)					
Група віброміцності і вібростійкості	М1					
Довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції для II и IV ступені забруднення см, не менше	570 (790)					
Допустиме тяження проводу в горизонтальному напрямі, Н, не менше (Для опорного виконання П1)	500	500	500	500	500	500
Маса, кг, не більше	180	180	180	190	190	190
Срок служби, років	30	30	30	30	30	30

Таблиця Е.28. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПНН-П1-220 для захисту нейтралі

Найменування параметру	ОПНН-П1-220/120/10/2 УХЛ1	ОПНН-П1- 220/120/10/3 УХЛ1	ОПНН-П1- 220/120/20/4 УХЛ1
I	2	3	4
Клас напруги мережі, кВ дійсне	220		
Найбільша тривала допустима робоча напруга, U_p , кВ дійсна	120		
Номинальна напруга (U_n), кВ дійсна	150		
Номинальний розрядний струм, кА	10		20
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі струму 30/60 мкс, кВ,:	294		
З амплітудою струму 250 А	297	297	281
З амплітудою струму 500 А	308	309	291
З амплітудою струму 1000 А		318	305
З амплітудою струму 2000 А			
Залишкова напруга при грозовому струмі 8/20 мкс, кВ, не більше:			
З амплітудою струму 500 А	298	299	
З амплітудою струму 5000 А	358	350	
З амплітудою струму 10000 А	384	376	348
З амплітудою струму 20000 А	417	419	380
З амплітудою струму 40000 А			426

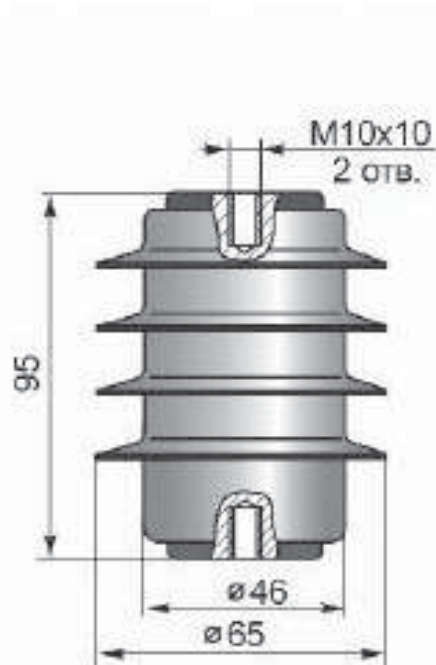
продовження табл. Е.28.

1	2	3	4
Залишкова напруга при крутому імпульсі струму 1/10 мкс с амплітудою , кВ, не більше: -10 кА -20 кА	452	422	421
Питома енергоємність одного імпульсу струму (2000 мкс), кДж/кВ U_{np} -амплітудою 550 А - амплітудою 850 А - амплітудою 1200 А	2,8	4,8	6,35
Струмова пропускна здібність , кількість впливів : -при імпульсі струму великої тривалості 2000 мкс, амплітудою: для 2 класу - 550 А для 3 класу - 850 А для 4 класу - 1200 А -при грозовому імпульсі струму 8/20 мкс, амплітудою 10 кА -при імпульсі великого струму 4/10 мкс, амплітудою 100 кА	20 20 2		
Категорія пожежобезпеки	А (40 кА)		
Група віброміцності і вібростійкості	М1		
Допустиме тяжіння проводу в горизонтальному напрямі, Н, не менше (Для опорного виконання П1)	50		
Маса, кг, не більше	30		
Срок служби, років	70		120

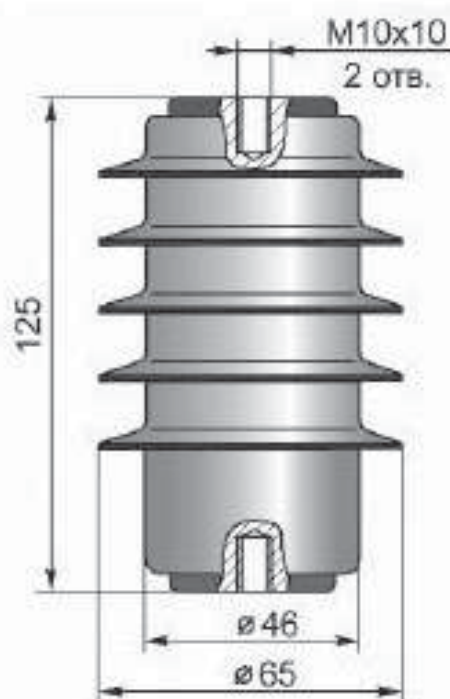


Таблиця Е.29. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПН-КР/TEL (перший клас пропускної здібності, внутрішнього встановлення)

Позначення ОПН	Найбільша тривала допустима робоча напруга, $U_{пр}$, кВ	Номинальний розрядний струм, кА	Пропускна здібність на прямокутному імпульсі струму 2000 мкс, А	Залишкова напруга, кВ не більше					
				При струмі комутаційних перенапруг і на хвилі 30/60 мкс з амплітудою			При струмі грозових перенапруг на хвилі 8/20 мкс з амплітудою		
				125 А	250 А	500 А	5 кА	10 кА	20 кА
ОПН-КР/TEL-6/6,0 УХЛ2	6	6,0	250	14,3	14,6	15,0	17,7	19,0	21,2
ОПН-КР/TEL-6/6,9 УХЛ2	6	6,9	250	16,2	16,5	17,5	20,0	21,5	24,0
ОПН-КР/TEL-10/10,5 УХЛ2	10	10,5	250	24,8	25,4	26,1	30,7	33,00	36,7
ОПН-КР/TEL-10/11,5 УХЛ2	10	11,5	250	26,9	27,6	28,3	33,3	35,8	39,9
ОПН-КР/TEL-10/12,0 УХЛ2	10	12,0	250	29,7	30,4	31,3	36,9	39,6	44,1



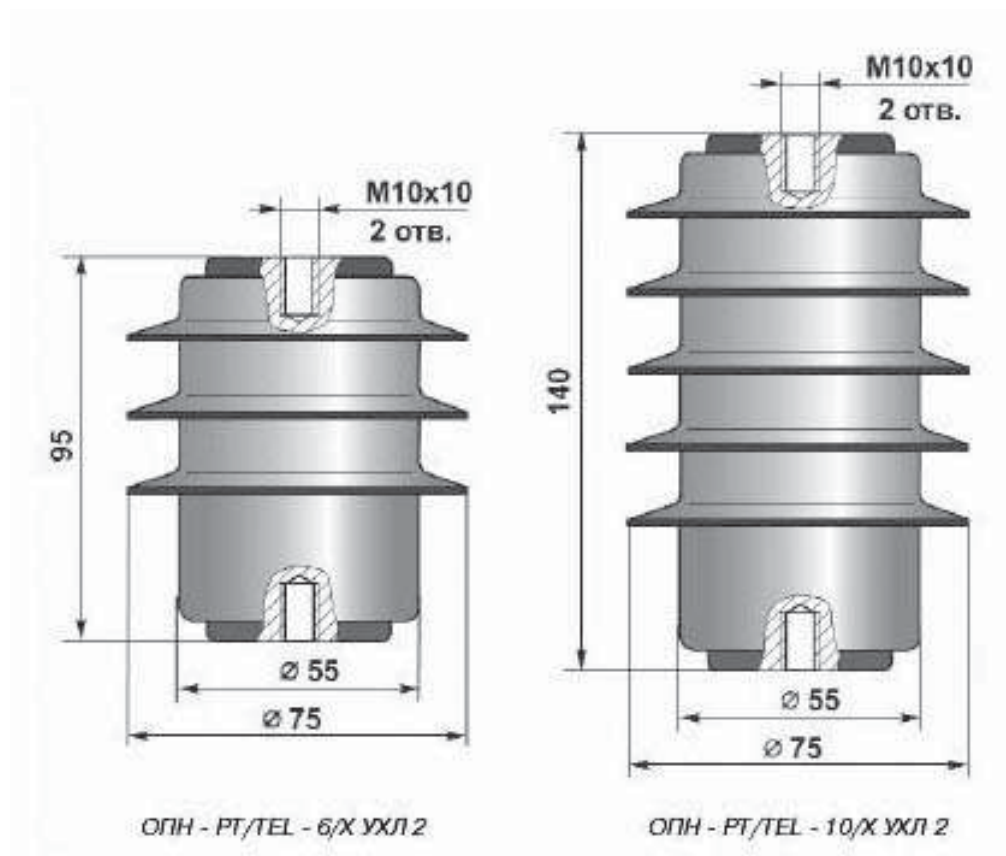
ОПН - КР/TEL - 6/Х УХЛ 2



ОПН - КР/TEL - 10/Х УХЛ 2

Таблиця Е.30. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПН-РТ/TEL (другий клас пропускної здібності, внутрішнього встановлення)

Позначення ОПН	Найбільша тривала допустима робоча напруга, $U_{пр}$, кВ	Номинальний розрядний струм, кА	Пропускна здібність на прямокутному імпульсі струму 2000 мкс, А	Залишкова напруга, кВ не більше					
				При струмі комутаційних перенапруг і на хвилі 30/60 мкс з амплітудою			При струмі грозових перенапруг на хвилі 8/20 мкс з амплітудою		
				0,25 кА	0,5 кА	1 кА	5 кА	10 кА	20 кА
ОПН-РТ/TEL-6/6,0 УХЛ2	6	6,0	550	13,3	14,0	14,4	17,2	18,7	21,0
ОПН-РТ/TEL-6/6,9 УХЛ2	6	6,9	550	15,3	16,1	16,6	19,7	21,5	24,1
ОПН-РТ/TEL-10/10,5 УХЛ2	10	10,5	550	23,2	24,5	25,2	30,0	32,7	36,6
ОПН-РТ/TEL-10/11,5 УХЛ2	10	11,5	550	25,4	26,9	27,6	32,8	35,8	40,1



Таблиця Е.31. Технічні характеристики обмежувачів перенапруги ОПН/TEL (перший клас пропускної здібності, зовнішнього встановлення)

Позначення ОПН	Найбільша тривала допустима робоча напруга, $U_{\text{пр}}$, кВ	Номінальний розрядний струм, кА	Пропускна здібність на прямокутному імпульсі струму 2000 мкс, А	Залишкова напруга, кВ не більше					
				При струмі комутаційних перенапруг і на хвилі 30/60 мкс з амплітудою			При струмі грозових перенапруг на хвилі 8/20 мкс з амплітудою		
				125 А	250 А	500 А	5 кА	10 кА	20 кА
ОПН/TEL-6/7,6 УХЛІ	6	6,9	250	18,5	18,9	19,5	22,9	24,6	27,6
ОПН/TEL-10/12,6 УХЛІ	10	12,6	250	30,8	31,5	32,4	38,2	41,0	46,0

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	3
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ	4
РОЗДІЛ 1. ЕНЕРГЕТИЧНА ГАЛУЗЬ УКРАЇНИ	5
1.1. Паливно-енергетичний комплекс України	5
1.2. Атомна енергетика	9
1.3. Гідроенергетика	14
1.4. Теплова електростанція	17
1.5. Нетрадиційні та поновлювані технології виробництва електричної енергії	21
1.5.1. Технологія виробництва електричної енергії на ВЕС	23
1.5.2. Технологія виробництва електричної енергії на СЕС	24
1.5.3. Технологія виробництва електричної енергії на геотермальних електростанціях	25
1.5.4. Технологія виробництва електричної енергії на біостанціях	27
РОЗДІЛ 2. ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ..	29
2.1. Класифікація та структурні схеми підстанцій	29
2.2. Головні схеми електричних з'єднань підстанцій	31
2.2.1. Загальна характеристика і основні вимоги до вибору головних схем електричних з'єднань	31
2.2.2. Схеми розподільних пристроїв електроустановок	31
РОЗДІЛ 3. ТРАНСФОРМАТОРИ І АВТОТРАНСФОРМАТОРИ	42
3.1. Типи трансформаторів, автотрансформаторів та їх параметри	42
3.2. Елементи конструкції силових трансформаторів	48
3.3. Схеми і групи з'єднання обмоток трансформаторів та автотрансформаторів	52
3.4. Системи охолодження трансформаторів та автотрансформаторів	56
3.5. Паралельна робота трансформаторів	58
3.6. Регулювання напруги трансформаторів	60
3.7. Режими навантаження та знос ізоляції трансформаторів	65
3.8. Вибір трансформаторів	70
3.8.1. Вибір типу трансформаторів підстанцій	70
3.8.2. Вибір місця встановлення трансформаторів	70
3.8.3. Вибір кількості трансформаторів підстанцій	72
3.8.4. Вибір потужності трансформаторів підстанцій	73

РОЗДІЛ 4. ВИСОКОВОЛЬТНІ ВИМИКАЧІ	76
4.1 Загальні відомості	76
4.2. Параметри вимикачів	78
4.3. Класифікація вимикачів	79
4.4. Вибір високовольтних вимикачів	81
4.5. Вакуумні вимикачі	83
Вакуумні вимикачі серії ВР	83
Вакуумні вимикачі серії VD4 (виробник АВВ)	88
Вакуумні вимикачі серії ЕВОЛІС (виробник Merlin Gerin)	90
4.6. Елегазові вимикачі	91
Елегазові вимикачі серії HD4 (виробник АВВ)	91
Елегазові вимикачі напругою 110-750 кВ (виробник АВВ)	93
Елегазові вимикачі 35 – 110 кВ (виробник CG Power Systems)	97
4.7. Вимикачі навантаження	98
4.8. Приводи вимикачів	101
РОЗДІЛ 5. РОЗ'ЄДНУВАЧІ. КОРОТКОЗАМИКАЧІ. ВІДОКРЕМЛЮВАЧІ	107
5.1. Загальні відомості	107
5.2. Роз'єднувачі внутрішньої установки	108
5.3. Роз'єднувачі зовнішньої установки	110
5.4. Короткозамикачі та відокремлювачі	115
5.5. Вибір роз'єднувачів, відокремлювачів та короткозамикачів	117
РОЗДІЛ 6. ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ	119
6.1. Загальні відомості	119
6.2. Схеми вмикання трансформаторів струму	122
6.3. Конструкція трансформаторів струму	124
6.4. Вибір трансформаторів струму	129
РОЗДІЛ 7. ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ	131
7.1. Основні поняття і визначення	131
7.2. Умовне позначення трансформаторів напруги	132
7.3. Схеми вмикання трансформаторів напруги	133
7.4. Конструкція трансформаторів напруги	135
7.5. Вибір та перевірка трансформаторів напруги	141
РОЗДІЛ 8. ІЗОЛЯТОРИ	142
8.1. Загальні відомості	142
8.2. Вибір ізоляторів для шинних конструкцій	148

РОЗДІЛ 9. РОЗРЯДНИКИ. ОБМЕЖУВАЧІ ПЕРЕНАПРУГИ НЕЛІНІЙНІ	150
9.1. Загальна відомості	150
9.2. Розрядники	151
9.3. Обмежувачі перенапруг нелінійні	154
9.4. Вибір розрядників та ОПН	158
РОЗДІЛ 10. ЗАПОБІЖНИКИ	159
10.1. Загальні відомості	159
10.2. Вибір запобіжників	164
РОЗДІЛ 11. СТРУМОВЕДУЧІ ЧАСТИНИ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК	166
11.1. Типи провідників, що використовуються у головних схемах	166
11.2. Вибір жорстких шин	170
11.3. Вибір гнучких шин	179
РОЗДІЛ 12. КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ	183
12.1. Класифікація розподільних установок	183
12.2. Відкрита розподільна установка	183
12.3. Закриті розподільні установки	185
12.3.1. Комплектні розподільні установки серії КУ-10Ц, К30, К-35 (ТОВ ВС РЗВА)	185
12.3.2. Розподільні установки типу NXAIR (компанії Siemens AG)	191
12.3.3. КРУ типу SIMOSEC (ф. Siemens AG)	194
12.3.4. Розподільні пристрої серії UniSec, SafeRing (ф. ABB Ltd)	195
12.3.5. Розподільні пристрої RM 6, SM6(ф. Schneider Electric)	196
12.3.6. Комірки розподільні середньої напруги Xiria (Eaton Corporation plc)	199
ДОДАТКИ	201
Додаток А	201
Додаток Б	209
Додаток В	215
Додаток Г	230
Додаток Д	238
Додаток Е	244