

МЕХАНІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Кафедра «Системи електричної тяги»

МЕТОДИЧНИЙ ПОСІБНИК

**з курсового та дипломного
проекування систем електропостачання залізниць**

Частина 2

Харків 2010

Методичний посібник розглянуто і рекомендовано до друку на засіданні кафедри "Системи електричної тяги"

21 грудня 2007 р., протокол № 5.

Методичний посібник призначений для студентів спеціальності «Електричні системи та комплекси транспортних засобів».

Укладачі

доценти М.О. Маковецький,
О.І. Семененко

Рецензент

доц. А.Ф. Агулов

МЕТОДИЧНИЙ ПОСІБНИК

з курсового та дипломного
проектування систем електропостачання
залізниць

Частина 2

Відповідальний за випуск Семененко О.І.

Редактор Буранова Н.В.

Підписано до друку 24.11.08 р.
Формат паперу 60x84 1/16 . Папір писальний.
Умовн.-друк.арк. 5,5. Обл.-вид.арк. 5,75.
Замовлення № Тираж 100. Ціна

Видавництво УкрДАЗТу, свідоцтво ДК 2874 від 12.06.2007 р.
Друкарня УкрДАЗТу,
61050, Харків - 50, майд. Фейєрбаха, 7

УКРАЇНСЬКА ДЕРЖАВНА АКАДЕМІЯ
ЗАЛІЗНИЧНОГО ТРАНСПОРТУ

Кафедра “Системи електричної тяги”

МЕТОДИЧНИЙ ПОСІБНИК

з курсового та дипломного
проектування систем електропостачання залізниць

Частина 2

Харків 2010

Методичний посібник розглянутий та затверджений на засіданні кафедри "Системи електричної тяги" 25 грудня 2007р.

Укладачі:
Доценти М.О.Маковецький
О.І.Семененко

Рецензент:
Доцент А.Ф.Агулов

ЗМІСТ

1	Вибір джерел живлення власних потреб	4
2	Розрахунок струмів короткого замикання у системах електропостачання	10
3	Вибір основного обладнання розподільних пристроїв	34
3.1	Вибір силових вимикачів	34
3.2	Вибір вимикачів навантаження	39
3.3	Вибір роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів та заземлювачів	39
3.4	Вибір запобіжників напругою вище 1000 В	46
3.5	Вибір трансформаторів струму	48
3.6	Вибір трансформаторів напруги	55
3.7	Вибір реакторів	57
3.8	Вибір шин	59
3.9	Вибір ізоляторів	68
4	Розташування електрообладнання на електричних станціях та підстанціях	72
5	Забезпечення електробезпеки у процесі проектування систем електропостачання	79
6	Техніко-економічна оцінка системи електропостачання	94
	Список літератури	106

1 ВИБІР ДЖЕРЕЛ ЖИВЛЕННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

Під власними потребами електричних станцій та підстанцій розуміють усі допоміжні пристрої, які потрібні для експлуатації. Основними електроприймачами власних потреб є установки операційного струму, електричне освітлення, системи опалення, водопостачання, вентиляції та підігріву зовнішніх масляних вимикачів і розподільних пристроїв. На тягових підстанціях залізниць від джерел власних потреб ще живиться система електропостачання (СЕР) засобів сигналізації, централізації та блокування (СЦБ). При цьому мінімальна потужність підвищувального трансформатора СЕР засобів СЦБ дорівнює 100 кВА. Потужність власних потреб на електричних станціях дорівнює (5-10)% від встановленої потужності, а на підстанціях - (2-3)%. Для живлення електроприймачів власних потреб змінного струму на підстанціях використовуються трансформатори власних потреб, а живлення споживачів власних потреб постійного струму здійснюється від акумуляторних батарей або від випрямних установок.

З метою більш надійного живлення споживачів змінної напруги, як правило, на підстанціях застосовується не менше двох трансформаторів власних потреб, які вмикаються до різних секцій розподільного пристрою. Вибір

потужності трансформаторів власних потреб здійснюється залежно від значень максимальної потужності навантаження з урахуванням коефіцієнта попиту. Тобто, якщо номінальні потужності електроприймачів власних потреб для однотипних навантажень P_{ni} , їх середні коефіцієнти одночасності K_{oi} та завантаження K_{zi} , а кількість однотипних приймачів m_i , то розрахункова максимальна сумарна потужність трансформатора власних потреб

$$S_{p\max} = \sum_{i=1}^n \frac{P_{ni} K_{oi} K_{zi} m_i}{\eta_i \cos \varphi_i},$$

де n – кількість різновидів електроприймачів.

За орієнтовними даними проектних організацій витрати потужності на власні потреби на тягових підстанціях мають такі значення:

- загальне навантаження з урахуванням підігріву вимикачів, опалення приміщень підстанції, електропостачання СЦБ та споживачів чергового пункту дистанції контактної мережі для опорної підстанції 220 кВ дорівнює близько 1400 кВА, для опорної підстанції 110 кВ – 970 кВА, на транзитних підстанціях 110(220) кВ – (400-800) кВА;
- на опалення приміщень підстанції постійного струму – 140 кВА, а на опалення приміщень підстанції змінного струму – 60 кВА;
- на опалення та вентиляцію приміщення акумуляторних батарей – 180 кВА;
- на освітлення приміщень підстанції – (4-6) кВА;
- на освітлення території підстанції – 35 кВА.

Для живлення такого власного навантаження на опорних підстанціях установлюють чотири трансформатори власних потреб потужністю (250-400) кВА, а на проміжних – по два потужністю (250-400) кВА.

Постійний оперативний струм має застосовуватися на

підстанціях напругою 110(220) кВ і на підстанціях напругою 35 кВ, на яких використовуються масляні вимикачі з електромагнітними приводами, що не можуть працювати від випрямних установок. Як джерела постійного оперативного струму на підстанціях використовуються акумуляторні батареї з напругою 220 В. Вони працюють у режимі постійного підзаряду і керуються зі шкафів керування оперативним струмом. Для зменшення ємності акумуляторних батарей інколи застосовують змішану систему постійного та випрямленого струму. Доцільність застосування такої системи має бути підтверджена техніко-економічним обґрунтуванням.

На підстанціях у більшості випадків застосовують свинцево-кислотні акумуляторні батареї. Промисловістю виробляються для підстанцій свинцево-кислотні стаціонарні акумуляторні батареї з тривалим розрядом типу С та СН і короткочасним типу СК. Номінальна ємність в одиничних елементах С-1, СН-1, СК-1 при восьмигодинному розряді дорівнює відповідно 40, 40 та 35 А. Ємність батареї з номером N у N -разів більше ємності акумуляторної батареї з типовим номером 1. На тягових підстанціях напругою 110(220) кВ застосовують батареї типу СК з номінальною напругою 2,15 В та номінальною ємністю 35 Аг і ємністю короткочасного двогодинного (аварійного) розряду 22 Аг. Вибір типового номера, тобто ємності акумуляторної батареї, здійснюють з урахуванням аварійного навантаження на неї при повному вимиканні підстанції від живильної мережі, можливості на певний час жити короткочасне навантаження при відсутності підзаряду батареї, а також з урахуванням можливості одночасної роботи декількох найпотужніших короткочасних навантажень.

Відповідно до вимог нормативних документів до проектування тягових підстанцій (ВНТП-81) акумуляторна батарея має забезпечувати роботу найпотужнішого

приводу вимикача після півгодинного її розряду струмом постійного та аварійного навантаження при відсутності її підзаряду, а також роботу аварійного освітлення, пристроїв телемеханіки та зв'язку після двогодинного її розряду. Крім того, досвід експлуатації СЕП залізниць показує, що на тягових підстанціях можлива одночасна робота навіть трьох потужних вимикачів.

На тягових підстанціях залізниць постійне навантаження на акумуляторні батареї напругою 220 В дорівнює 10-20 А, аварійне – 10-15 А, а короткочасне – до 700 А. Навантаження різних видів електрообладнання, яке живиться від акумуляторної батареї, наведені в таблиці 1.

Таблиця 1 - Навантаження акумуляторних батарей 220 В тягових підстанцій 110 кВ

Різні види електроприймачів	Струмове навантаження, А	Кількість електроприймачів, які працюють одночасно, шт.	Орієнтовне навантаження на батарею, А
1 Постійні:			
- сигнальні лампи комутаційних апаратів (масляних та швидкодіючих вимикачів, короткозамикачів та роз'єднувачів)	0,065	24	1,6
- утримуючі електромагніти:	1,0	2	2,0
ВАБ-28	0,5	14	7,0
ВАБ-43	0,5	2	1,0
АБ-2/4	-	-	1,0
- пристрої автоматики			
2 Аварійні:			
- пристрої телемеханіки і зв'язку	-	-	1,4
- аварійне освітлення	-	-	10,0
3 Короткочасні:	244	1	244

- привод ШПЕ-33 вимикача МКП-110	25	2	50
- вмикаючі електромагніти:	36,5	2	73
ВАБ-28	40	2	80
ВАБ-43			
АБ-2/4			

Як видно з таблиці 1, найбільше навантаження на батарею здійснюють види електроприймачів, що діють короткочасно. Однак номер батареї, тобто її ємність, потрібно вибирати після виконання двох розрахунків: визначення розрахункового струму тривалого розряду батареї в аварійному режимі та визначення розрахункового струму при короткочасному режимі розряду.

Розрахунковий струм тривалого розряду I_{mp} в аварійному режимі визначається як

$$I_{mp} = I_{пост} + I_{ав},$$

де $I_{пост}$ та $I_{ав}$ – відповідно струм постійного та аварійного навантаження (для СК-1 $I_{пост} = 4,4$ А;
 $I_{ав} = 11$ А при $t_{ав} = 2$ г).

Розрахункова ємність тривалого розряду визначається з виразу

$$Q_{розр} = I_{mp} t_{ав},$$

де $t_{ав}$ – тривалість аварійного розряду (для тягових підстанцій $t_{ав} = 2$ г).

Номер батареї (тобто ємності) з урахуванням аварійного розряду визначається як

$$N_{mp} \geq 1,1 Q_{розр} / Q_{N=1},$$

де $Q_{N=1}$ – ємність одиничного акумулятора при тривалому

аварійному розряді (для СК-1 $Q_{N=1}=22$ Аг при $t_{ав}=2$ г).

Розрахунковий струм короткочасного режиму визначається з виразу

$$I_{кч} = I_{тр} + I_{вмик},$$

де $I_{вмик}$ – струм найбільш потужного привода при його вмиканні або декількох, які працюють одночасно (для тягових підстанцій – 3 шт.)

Номер батареї за струмом короткочасного розряду вибирають з умови $I_{кч} \leq 46N$, тобто

$$N_{кч} \geq I_{кч}/46,$$

де $46N$ – короткочасний дозволений струм розряду акумуляторної батареї типу СК-1, А.

Після порівняння двох результатів розрахунків вибирають батарею з більшим номером.

При роботі приводів потужних вимикачів існують великі втрати напруги у колі їх живлення. Тому на тягових підстанціях значення напруги на затискачах батареї (на шинах увімкнення приводів вимикачів) у режимі постійного підзаряду дорівнює не 220, а 258 В, а на шинах керування – 230 В. Ці значення напруги створюють 120 ($258:2,15 = 120$) та 108 ($230:2,15 = 108$) елементів батареї, які з'єднані послідовно.

Як пристрої для заряду акумуляторних батарей застосовуються випрямні агрегати типу ВАЗП-380/260-40/80 з автоматичним стабілізуванням напруги і природним охолодженням. Ці пристрої забезпечують заряд акумуляторних батарей, їх підзаряд до напруги 2,15 В на елемент та живлення частини навантаження постійного струму. Потужність зарядного пристрою вибирають з урахуванням першого формульованого заряду батареї і одночасного живлення постійних споживачів. Значення

формульованого струму батареї залежить від номера батареї, наприклад, для батарей СК1-СК5 $I_{зар} = 5,25N$ (в амперах), а для СК6-СК20 $I_{зар} = 3,75N$.

Потужність пристрою для заряду акумуляторних батарей визначається з виразу

$$P_{розр} = U_{зар} (I_{зар} + I_{пост}) .$$

Заряд батареї вважається закінченим, коли в усіх банках відбувається інтенсивне виділення газу, на всіх елементах напруга досягла значення 2,15 В, а щільність електроліту дорівнює 1,20-1,21 г/см³.

Випрямлений оперативний струм для потужних кіл використовується на підстанціях 35, 10 та 6 кВ, а також на підстанціях 110 та 220 кВ, коли на них відсутні масляні вимикачі зі сторони 110 (220 кВ або вони вмикаються за допомогою приводів, які дозволяють використання випрямленого струму (ПЕ-11, ПЕВ-11, ПЕВ-12). Для живлення потужних кіл широко застосовуються випрямні пристрої з індуктивними накопичувачами енергії типу УКП. Для живлення кіл захисту, автоматики та керування застосовуються стабілізовані блоки живлення типу БЖНС, а для кіл сигналізації та блокування – нестабілізовані блоки типу БЖН.

2 РОЗРАХУНОК СТУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ У СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Струми короткого замикання (КЗ) у більшості випадків небезпечні для елементів електричних кіл та конструкцій електричного обладнання. Тому розрахунок струмів КЗ у СЕП здійснюється з метою забезпечення динамічної та термічної стійкості струмоведучих та інших елементів СЕП в аварійних режимах роботи, а також з метою вибору видів релейних захистів та їх режимів роботи. Розрахунок струмів КЗ у різноманітних точках як у наперед вибраних, так і у кінцевих схемах є одним з важливих етапів проектування

СЕП, тому що забезпечення динамічної та термічної стійкості є не тільки конструкторське, а і проектне питання. Необґрунтовано висока конструктивна стійкість елементів електроустановок призводить до перевитрат як електротехнічних матеріалів, так і коштів. Тому при проектуванні СЕП не слід завищувати деякі граничні значення динамічного та термічного навантаження, а слід шукати інші шляхи оптимального вирішення даного питання.

У багатьох випадках з метою забезпечення потрібної стійкості електричних пристроїв при КЗ застосовують різні технічні заходи з обмеження струму КЗ та його ударного значення. Такими заходами є: зменшення потужності живильних трансформаторів при незмінній напрузі мережі; застосування трифазних трансформаторів з іншою групою з'єднань фазних обмоток; збільшення опору кола КЗ; застосування блочних з'єднань без поперечного зв'язку між собою; увімкнення струмообмежувального реактора; застосування спеціальних схем з'єднання основних елементів, в яких з метою забезпечення високої надійності електропостачання у нормальному режимі здійснюється паралельна робота функційних пристроїв або електрообладнання, а в аварійних режимах швидко здійснюється перехід на роздільну роботу.

Зниження термічної дії струму КЗ здійснюється шляхом зниження значення струму короткого замикання, а також шляхом скорочення часу протікання струму короткого замикання.

Коротке замикання в СЕП може бути різним залежно від того, які електропровідні частини установки з'єднуються між собою. Воно може бути трифазним, двофазним, однофазним на землю в мережі з глухоза-земленою нейтраллю. Розрахунок значень струмів дво- та однофазного КЗ здійснюється тільки при проектуванні релейного захисту, який реагує на несиметричні короткі замикання. В усіх інших випадках при проектуванні СЕП обов'язково здійснюється розрахунок струмів КЗ для

найбільш небезпечного виду короткого замикання – трифазного. За даними цього розрахунку здійснюється вибір основного обладнання, проектування пристроїв залежного захисту та системної автоматики, аналіз стійкості СЕП та оцінка схеми електричних з'єднань.

Розрахунок струмів КЗ може бути виконаний в іменованих або у відносних одиницях, які приводяться до базисних умов. Застосування системи відносних одиниць значно спрощує розрахунки.

Розрахунок починають із складання розрахункової схеми у однофазному виконанні для розрахунку максимальних струмів КЗ при виборі основного обладнання або для розрахунку мінімальних струмів КЗ при проектуванні релейного захисту. На розрахункову схему наносяться усі елементи СЕП з їх параметрами. У таку схему мають бути введені власними надперехідними опорами усі генератори, синхронні компенсатори та асинхронні двигуни, які розташовані поблизу з точкою короткого замикання. Трансформатори, автотрансформатори, реактори, повітряні та кабельні лінії електропередачі, які з'єднують джерела живлення з точкою КЗ у СЕП, вводяться у розрахункову схему власними активними та реактивними опорами.

Узагальнене навантаження вводиться у розрахункову схему тільки у тих випадках, коли воно безпосередньо пов'язане з точкою КЗ. При цьому в узагальнене навантаження не повинні включатися потужні синхронні, асинхронні двигуни та синхронні компенсатори, тому що вони обертаються за інерцією і у момент КЗ розглядаються як джерела (генератори електроенергії), що живлять точку КЗ. Синхронні компенсатори та двигуни змінної напруги вводяться у розрахункову схему як самостійні елементи, коли вони розташовані електрично поблизу точки КЗ, а їх потужність дорівнює або перевищує 1000 кВА.

При розрахунку струмів КЗ у відносних одиницях узагальнене навантаження вводиться в розрахункову схему надперехідною електрорушійною силою (ЕРС) $E''_{*нав}$, яка у

відносних одиницях приймається $E_{*нав}'' = 0,85$, та надперехідним опором $X_{*нав}$, який розрахований у відносних одиницях при середній номінальній напрузі того ступеня, до якого ввімкнуте узагальнене навантаження. При розрахунку опір узагальненого навантаження приймають $X_{*нав} = 0,35$.

Потім на розрахунковій схемі намічають точки короткого замикання. Вибір точок короткого замикання здійснюється таким чином, щоб за даними розрахункових значень струмів КЗ можна було б здійснювати вибір основного обладнання усіх електричних станцій та підстанцій проектованої СЕП, а також електричних пристроїв системної автоматики та релейного захисту. В усіх випадках доцільно привести розрахунок струмів КЗ на затискачах генераторів і трансформаторів та на шинах розподільних пристроїв усіх напруг.

Далі при розрахунку у відносних одиницях з використанням розрахункової схеми визначають відносні опори окремих елементів кола короткого замикання і складають схему заміщення кола короткого замикання. На цій схемі кожний елемент кола зображується у вигляді еквівалентного опору (частіше тільки індуктивного), над яким у чисельнику дроби записують порядковий номер елемента кола, а у знаменнику – його відносний опір до точки КЗ.

Під відносним значенням будь-якої фізичної величини слід розуміти її відношення до другої однойменної фізичної величини, яка обрана за одиницю вимірювання. При розрахунку струмів короткого замикання потрібно усі опори елементів кола КЗ, які вказані на розрахунковій схемі і отримані при різних вихідних даних, перерахувати у відносні опори при базисних умовах. При цьому базисними є такі умови, які є однаковими розрахунковими для усіх опорів кола короткого замикання, що раніше були визначені при інших (різних) вихідних даних. Базисні умови характеризуються базисною потужністю $S_б$, базисною напругою $U_б$, базисним струмом $I_б$ та базисним опором $Z_б$.

За базисну потужність $S_б$ при розрахунках приймають

або сумарну потужність генераторів (тис. кВА, коли відомі їх потужності, або ціле число, кратне 10 (10000 кВА; 100000 кВА і т.д.), коли невідома потужність генераторів або точка короткого замикання живиться від системи необмеженої потужності.

Як базисну напругу приймають середню міжфазну (лінійну) напругу $U_b = U_{cp}$ того ступеня схеми СЕП, в якій розташована розрахункова точка КЗ. Ця обставина пов'язана з тим, що напруга на початку та в кінці лінії має різні значення. Для номінальних напруг $U_{ном}$, які дорівнюють 0,22, 0,38, 3, 6, 10, 25, 35, 110, 154 та 220 кВ, для розрахунку приймають такі значення напруги: 0,23, 0,4, 3,15, 6,3, 10,5, 26,2, 37, 115, 162 та 230 кВ відповідно, тобто приблизно на 5% вище номінальних значень.

При розрахунку струмів короткого замикання у відносних одиницях базисна потужність є однаковою для усіх елементів кола короткого замикання незалежно від значення напруги цих елементів. У зв'язку з неоднаковою напругою на елементах схеми заміщення базисний струм на цих елементах також має бути різним. Він знаходиться з виразу $S_{\bar{o}} = \sqrt{3}I_{\bar{o}}U_{\bar{o}}$, тобто

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3}U_{\bar{o}}}$$

Базисний опір визначається з виразу

$$Z_{\bar{o}} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3}I_{\bar{o}}} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\bar{o}}}$$

Таким чином, для розрахунку у відносних одиницях достатньо задатись базисними значеннями двох фізичних величин з чотирьох можливих, а решту розрахувати з останніх двох співвідношень. І коли величини базисної потужності, напруги, струму та опору визначені, тоді значення величин, які входять у розрахунок, у відносних одиницях визначаються таким чином

$$U_{*б} = \frac{U}{U_б}; \quad S_{*б} = \frac{S}{S_б}; \quad I_{*б} = \frac{I}{I_б}; \quad Z_{*б} = \frac{Z}{Z_б},$$

де * (зірка) вказує на те, що величина - у відносних одиницях, а індекс „б” вказує на те, що вона приведена до базисних умов.

Відносна величина повного опору елементів СЕП також може бути виражена як

$$Z_{*б} = \frac{Z}{Z_б} = \frac{Z\sqrt{3}I_б}{U_б} = \frac{\Delta U_б}{U_б} \quad \text{або} \quad Z_{*б} = Z \frac{S_б}{U_б^2}.$$

Наведені вирази свідчать про те, що значення повного опору у відносних одиницях за величиною чисельно дорівнює відносним втратам напруги у даному елементі схеми заміщення при протіканні крізь нього базисного струму.

При розрахунку відносних опорів елементів СЕП використовують паспортні та номінальні параметри електрообладнання. При цьому з метою спрощення розрахунків у більшості випадків номінальну напругу електроустановки прирівнюють до базисної напруги ступеня напруги СЕП, що вносить зовсім незначну похибку в розрахунках струмів короткого замикання.

Розрахунковим опором синхронного генератора (або компенсатора реактивної потужності) є його надперехідний опір по поздовжній осі $X_{*dг}''$, який наводиться в паспорті та виражається у відносних одиницях відносно $S_{ном.г}$, $U_{ном.г}$ та $I_{ном.г}$, тобто

$$X_{*dг}'' = X_г \frac{S_{ном.г}}{U_{ном.г}^2},$$

де $X_г = X_{*dг}'' \frac{U_{ном.г}^2}{S_{ном.г}}$ – індуктивний опір генератора, Ом.

Тоді при $U_{ном.з} = U_{ср} = U_{б}$ та $S_{ном.з} \neq S_{б}$ базисний опір синхронного генератора визначається як

$$X_{*б.з} = X_{з} \frac{S_{б}}{U_{б}^2} = X_{*дз}'' \frac{S_{б}}{S_{ном.з}}$$

Для синхронних електродвигунів, як правило, відомою величиною є його надперехідний опір $X_{*дсд}$ або кратність пускового струму $I_{*псд}$

$$I_{*псд} = \frac{I_{псд}}{I_{ном.сд}}$$

Надперехідний опір та кратність пускового струму синхронного двигуна пов'язані між собою таким співвідношенням

$$X_{*дсд}'' \approx \frac{1}{I_{*псд}}$$

Базисний опір синхронного двигуна визначається з виразу

$$X_{*б.сд} = X_{*дсд}'' \frac{S_{б}}{S_{ном.сд}},$$

де $S_{ном.сд}$ – номінальна потужність синхронного двигуна.

Для асинхронних двигунів, як правило, відома кратність пускового струму $I_{*п.ад}$, а значення його надперехідного опору $X_{*ад}''$ визначається як

$$X_{*ад}'' = \frac{1}{I_{*п.ад}}$$

Переведення надперехідного опору асинхронного двигуна до відносного базисного значення $X_{*б.ад}$ здійснюється за допомогою виразу

$$X_{*\delta.ad} = X_{*ad}'' \frac{S_{\delta}}{S_{ном.ad}},$$

де $S_{ном.ad}$ – номінальна потужність асинхронного двигуна.

Двообмоткові силові трансформатори входять у розрахункову схему заміщення як один відносний опір. У паспортних даних на двообмотковий трансформатор вказується напруга короткого замикання $U_k\%$ при його номінальній потужності, яка чисельно приблизно дорівнює індуктивному опору трансформатора, вираженому у відсотках, тобто $U_k\% \approx X_{ном.тр}\%$. Тому базисний опір двообмоткових трансформаторів $X_{*\delta.m}$ визначається з виразу, аналогічного для генераторів

$$X_{*\delta.m} = X_{*ном.тр} \frac{S_{\delta}}{S_{ном.тр}} = \frac{U_k}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{ном.тр}},$$

де $S_{ном.тр}$ – номінальна потужність трансформатора.

Триобмоткові силові трансформатори входять у розрахункову схему заміщення СЕП у вигляді трьох відносних опорів, які з'єднуються за схемою трипроменевої зірки. Для триобмоткових трансформаторів значення $U_k\%$ задаються для кожної пари обмоток при номінальній потужності трансформаторів: $U_{квс}\%$; $U_{квн}\%$; $U_{кcn}\%$. За номінальну потужність триобмоткового трансформатора приймають потужність найпотужнішої його обмотки. У переважній більшості випадків потужності усіх трьох обмоток у триобмоткових силових трансформаторів однакові. Базисні опори в променях зірки визначаються з виразів

$$X_{*\delta.в} = \frac{0,5}{100} (U_{квс}\% + U_{квн}\% - U_{кcn}\%) \frac{S_{\delta}}{S_{ном.тр}};$$

$$X_{*\delta.с} = \frac{0,5}{100} (U_{квс}\% + U_{кcn}\% - U_{квн}\%) \frac{S_{\delta}}{S_{ном.тр}};$$

$$X_{*б.н} = \frac{0,5}{100} (U_{квн} \% + U_{кcn} \% - U_{квс} \%) \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.тр}},$$

де символи „б”, „с”, „н” позначають високу, середню та низьку за напругою сторону трансформатора.

Базисні реактивний $X_{*б.р}$ та активний $R_{*б.р}$ опори реактора, коли відомі його індуктивний та активний опір у іменованих величинах, тобто в омах, визначаються відповідно з виразів

$$X_{*б.р} = X_p \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} \quad \text{та} \quad R_{*б.р} = R_p \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}.$$

Однак у більшості випадків опір реактора наводиться у паспортних даних у відносних одиницях $X_{*ном.р}$ або у відсотках $X_{ном.р} \%$. При номінальній напрузі $U_{ном.р}$ та струмі $I_{ном.р}$ реактора номінальні відносні опори реактора визначаються співвідношеннями

$$X_{*ном.р} = \frac{\sqrt{3} I_{ном.р} X_p}{U_{ном.р}}; \quad R_{*ном.р} = \frac{\sqrt{3} I_{ном.р} R_p}{U_{ном.р}},$$

де X_p, R_p – індуктивний та активний опір реактора, Ом.

Базисні відносні опори визначаються як

$$X_{*б.р} = \frac{\sqrt{3} I_{\bar{\sigma}} X_p}{U_{\bar{\sigma}}} \quad \text{та} \quad R_{*б.р} = \frac{\sqrt{3} I_{\bar{\sigma}} R_p}{U_{\bar{\sigma}}}.$$

Після підстановки X_p та R_p , які знаходяться з попередніх співвідношень, визначаються кінцеві вирази для розрахунку опорів реактора відносно базисних умов розрахунку струмів КЗ

$$X_{*б.р} = X_{*ном.р} \frac{I_{\bar{\sigma}} U_{ном.р}}{I_{ном.р} U_{\bar{\sigma}}} = \frac{X_{ном.р} \%}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}} U_{ном.р}}{\sqrt{3} I_{ном.р} U_{\bar{\sigma}}^2}.$$

Розрахунок відносного активного опору $R_{*бp}$ реактора виконується аналогічно, але використовується тільки при розрахунку струмів КЗ у колах напругою до 1000 В.

Базисні опори ліній електропередачі визначаються з виразів

$$X_{*б.л} = x_0 l \frac{S_{\bar{б}}}{U_{\bar{б}}^2}; \quad R_{*б.л} = r_0 l \frac{S_{\bar{б}}}{U_{\bar{б}}^2},$$

де x_0, r_0 – питомі реактивний та активний опір 1 км лінії, Ом/км, які беруться з довідкових таблиць 28, 29, що наведені у ч. 1 посібника [9];

l – довжина лінії, км.

При відсутності точних даних про питомий опір лінії при розрахунках приймають приблизні дані: для повітряної лінії електропередачі напругою 6 кВ та вище $x_0 = 0,4$ Ом/км; для трифазної кабельної лінії напругою 6 або 10 кВ $x_0 = 0,08$ Ом/км, а для напруги 35 кВ $x_0 = 0,12$ Ом/км.

В окремих випадках при проектуванні є відомою (або задається) потужність КЗ на шинах електроустановки $S_{кз.с}$ даної СЕП (наприклад, на шинах розподільного пристрою підстанції) або номінальна потужність вимикання вимикача на ввіді електроустановки $S_{ном.вим}$. У таких випадках при розрахунках струмів КЗ виникає потреба визначення відносного базисного опору системи $X_{*бс}$ до шин при прийнятій базисній потужності $S_{\bar{б}}$ СЕП. Відомо, що повний відносний опір системи $X_{*с} = 1$. Тоді при розташуванні точки КЗ на шинах з $S_{кз.с}$ або поблизу з вимикачем з $S_{ном.вим}$ та прийнятої $S_{\bar{б}}$ системи відносний базисний опір системи $X_{*бс}$ знаходиться з виразу

$$\frac{X_{*б.с}}{X_{*с}} = \frac{S_{\bar{б}}}{S_{кз.с}} \quad \text{або} \quad \frac{X_{*б.с}}{X_{*с}} = \frac{S_{\bar{б}}}{S_{ном.вим}},$$

$$\text{тобто } X_{*б.с} = X_{*с} \frac{S_{\bar{б}}}{S_{кз.с}} = \frac{S_{\bar{б}}}{S_{кз.с}} \quad \text{або} \quad X_{*б.с} = X_{*с} \frac{S_{\bar{б}}}{S_{ном.вим}} = \frac{S_{\bar{б}}}{S_{ном.вим}}.$$

При розрахунку в іменованих одиницях опори всіх елементів схеми заміщення СЕП приводять до однієї базисної напруги $U_{cp.б}$ того ступеня напруги, де розташована розрахункова точка КЗ. У такому випадку опір кожного елемента x різних ступенів за напругою у СЕП в іменованих одиницях, тобто в омах, перераховують до розрахункового ступеня напруги

$$X = \frac{xU_{cp.б}}{U_{б}},$$

де X – опір елемента розрахункової схеми, який приведений до базисної напруги $U_{cp.б}$;
 $U_{б} = U_{cp}$ – середня (базисна) напруга ступеня напруги схеми заміщення, де розташований елемент.

Розрахункові вирази для визначення опорів схеми заміщення СЕП, що проектується, у відносних та іменованих одиницях зібрані у таблиці 2.

Таблиця 2 - Розрахункові вирази опорів елементів СЕП у відносних та іменованих одиницях

Назва елемента	Вираз опору	
	у відносних одиницях	в іменованих одиницях
Синхронний генератор або двигун, або компенсатор	$X_{*б.г} = X_{*д}'' \frac{S_{б}}{S_{ном.г}},$ <p>де $X_{*д}'' \approx \frac{1}{I_{*нсд}}, I_{*нсд} = \frac{I_{нсд}}{I_{ном.сд}}$</p>	$X_{г} = X_{*д}'' \frac{U_{cp.б}^2}{S_{ном.г}}$
Асинхронний двигун	$X_{*б.ад} = X_{*ад}'' \frac{S_{б}}{S_{ном.ад}},$ <p>де $X_{*ад}'' \approx \frac{1}{I_{*над}}, I_{*над} = \frac{I_{над}}{I_{ном.ад}}$</p>	$X_{ад} = \frac{U_{cp.б}^2}{S_{ном.ад}}$

Реактор	$X_{*б.р} = \frac{X_{ном.р} \%}{100} \frac{I_{б} U_{ном.р}}{I_{ном.р} U_{ср}}$ де $X_{ном.р} \% / 100 = X_{*ном.р}$	$X_p = \frac{X_{ном.р} \%}{100} \frac{U_{ср.б}^2}{\sqrt{3} I_{ном.р} U_{ср}}$
Двообмотковий трансформатор	$X_{*б.тр} = \frac{U_{к} \%}{100} \frac{S_{б}}{S_{ном.тр}}$	$X_{тр} = \frac{U_{к} \%}{100} \frac{U_{ср.б}^2}{S_{ном.тр}}$
Лінія електропередачі	$X_{*б.л} = x_0 l \frac{S_{б}}{U_{ср}^2}$	$X_l = x_0 l \frac{U_{ср.б}}{U_{ср}^2}$
Система або вимикач	$X_{*б.с} = \frac{S_{б}}{S_{кз.с}}$ або $X_{*б.с} = \frac{S_{б}}{S_{ном.вим}}$	$X_c = \frac{U_{ср.б}^2}{S_{кз.с}}$ або $X_c = \frac{U_{ср.б}^2}{S_{ном.вим}}$

Після визначення відносних опорів схеми заміщення СЕП черговим етапом розрахунку струмів КЗ є спрощення розрахункової схеми та приведення її до такого радіально-променевого вигляду, коли від розрахункової точки КЗ повинно відходити декілька променів, кожний з яких має закінчуватись еквівалентним генератором.

При перетворенні схеми потрібно використовувати відомі вирази з курсу ТОЕ для послідовного та паралельного з'єднання елементів, а також вирази для перетворення трикутника у еквівалентну зірку, та навпаки, і вирази для перетворювання багатопроменевої зірки у повнокутний багатокутник з діагоналями. Так, наприклад, якщо опори пліч трикутника позначити як X_{AB} , X_{BC} , X_{CA} , а опори променів зірки як X_A , X_B , X_C , то вирази для переходу від трикутника до трипроменевої зірки мають такий вигляд

$$X_A = \frac{X_{AB} X_{CA}}{X_{AB} + X_{BC} + X_{CA}}; \quad X_B = \frac{X_{AB} X_{BC}}{X_{AB} + X_{BC} + X_{CA}}; \quad X_C = \frac{X_{BC} X_{CA}}{X_{AB} + X_{BC} + X_{CA}}$$

і навпаки

$$X_{AB} = X_A + X_B + \frac{X_A X_B}{X_C}; \quad X_{BC} = X_B + X_C + \frac{X_B X_C}{X_A};$$

$$X_{CA} = X_C + X_A + \frac{X_C X_A}{X_B} .$$

При переході від n -променевої зірки з опорами у променях $X_A, X_B, X_C, X_D \dots X_n$ до багатокутника з діагоналями опори пліч цього багатокутника $X_{AB}, X_{AC}, X_{AD}, X_{BC} \dots$ визначаються з виразів

$$X_{AB} = X_A X_B \left(\frac{1}{X_A} + \frac{1}{X_B} + \frac{1}{X_C} + \frac{1}{X_D} + \dots + \frac{1}{X_n} \right);$$

$$X_{AC} = X_A X_C \left(\frac{1}{X_A} + \frac{1}{X_B} + \frac{1}{X_C} + \frac{1}{X_D} + \dots + \frac{1}{X_n} \right);$$

.....

$$X_{BC} = X_B X_C \left(\frac{1}{X_A} + \frac{1}{X_B} + \frac{1}{X_C} + \frac{1}{X_D} + \dots + \frac{1}{X_n} \right) .$$

При послідовному з'єднанні n -опорів загальний (еквівалентний) опір дорівнює

$$X_e = X_1 + X_2 + X_3 + \dots + X_n .$$

При паралельному з'єднанні n -опорів еквівалентний опір дорівнює

$$X_e = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3} + \dots + \frac{1}{X_n}} .$$

При паралельному з'єднанні n -гілок, у кожній з яких є джерело ЕРС, тобто для радіально-променевої схеми, еквівалентна ЕРС визначається з виразу

$$E_e = \left(\frac{E_1}{X_1} + \frac{E_2}{X_2} + \dots + \frac{E_n}{X_n} \right) X_e .$$

Якщо для СЕП, що проектується, передбачено, крім

живлення від власних генераторів, живлення ще і від зовнішнього джерела (мережі), тоді напругу на затискачах енергосистеми можна вважати незмінною, а само джерело вважати джерелом необмеженої потужності. Слід пам'ятати, що при розрахунках струмів КЗ завжди систему необмеженої потужності потрібно виділяти в окремий промінь розрахункової схеми, для якого розрахунок має власні особливості. У даному випадку для визначення струму КЗ потрібно знати значення напруги на шинах джерела необмеженої потужності U_c та еквівалентний опір СЕП X_e від шин джерела необмеженої потужності до точки КЗ. Струм сталого КЗ I_∞ при живленні від джерела необмеженої потужності визначається для опорів, які виражені в омах, з виразу

$$I_\infty = \frac{U_c}{\sqrt{3}X_e},$$

а для опорів, визначених у відносних одиницях, з виразу

$$I_\infty = I \cdot I_\delta = \frac{U_{*\delta}}{X_{*\delta}} \frac{S_\delta}{\sqrt{3}U_\delta}.$$

Після того, як усі еквівалентні опори та ЕРС знайдені у всіх променях спрощеної розрахункової схеми, визначається струм у точці короткого замикання. Для цього визначають відносний струм I_{*i} в кожному промені приведеної радіально-променевої схеми, крім променя, який пов'язаний з системою необмеженої потужності, з виразу

$$I_{*i} = \frac{E_{*i}}{X_{*i}},$$

де E_{*i} – ЕРС, яка діє в i -му промені радіально-променевої схеми та приведена до базисних умов;

X_{*i} – приведений базисний опір i -го променя.

Коли в i -му промені джерелами ЕРС E_{*j} є синхронний генератор, синхронний компенсатор, синхронний або асинхронний двигуни, тоді при розрахунку значення струму короткого замикання враховуються їх надперехідні електрорушійні сили E'' та надперехідні опори X_d'' , які мають такі розрахункові усереднені значення:

- для синхронних турбогенераторів - $E'' = 1,08$,
 $X_d'' = 0,125$;
- для синхронних компенсаторів - $E'' = 1,2$, $X_d'' = 0,2$
;
- для синхронних двигунів - $E'' = 1,1$, $X_d'' = 0,2$
;
- для асинхронних двигунів - $E'' = 0,9$, $X_d'' = 0,2$
;
- для узагальненого навантаження - $E'' = 0,85$,
 $X_d'' = 0,35$;
- для дизель-генераторів з демпферними обмотками - $E'' = 1,12$,
 $X_d'' = 0,2$.

Початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ $I_{по}$ визначається підсумовуванням значень струмів у променях радіально-променевої схеми зі струмом сталого КЗ від джерела необмеженої потужності

$$I_{по} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}} \sum_{i=1}^n I_{*i} + I_{\infty}$$

Початкове значення аперіодичної складової $i_{ао}$ трифазного КЗ визначається як

$$i_{ao} = \sqrt{2}I_{no}$$

Значення аперіодичної складової струму i_{at} трифазного КЗ для довільного моменту часу t визначається з виразу

$$i_{at} = \sqrt{2}I_{no}e^{-\frac{t}{T_a}},$$

де $T_a = x/(r\omega)$ – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ, с;

x, r – реактивний та активний опір кола від джерела до точки КЗ;

ω – кутова частота напруги джерела.

Ударний струм короткого замикання i_y має місце за 0,01с після моменту виникнення КЗ і тому його значення розраховується як

$$i_y = \sqrt{2}I_{no}(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}) = \sqrt{2}K_y I_{no},$$

де $K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$ – ударний коефіцієнт.

В мережах напругою вище 1000 В, у яких переважають електроустановки з індуктивним опором, середнє значення $T_a=0,05$ с, тому $K_y=1,8$. При КЗ на шинах підстанцій 110-220 кВ $K_y \approx 1,8$; на шинах підстанцій 10-35 кВ $K_y \approx 1,49$; а у мережах напругою 10 кВ на шинах приоб'єктних підстанцій та у мережі напругою 0,4 кВ $K_y \approx 1,2$.

На закінчення слід підкреслити, що при проектуванні СЕП напругою до 1000 В у розрахункову схему заміщення вводяться як індуктивні, так і активні опори елементів. Вони підсумовуються окремо, а повний опір визначається як

$$Z = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2} .$$

При розрахунку несиметричних КЗ здійснюється розрахунок струмів КЗ прямої, зворотної та нульової послідовностей з використанням методу М.М. Шадріна. Ці розрахунки потрібні для проектування та налагодження релейних захистів від несиметричних КЗ і не потрібні для вибору силового обладнання СЕП, тому в даному посібнику не розглядаються.

Кінцеве значення струму КЗ може бути визначено як аналітичним методом, так і за допомогою спеціальних розрахункових кривих, наведених на рисунках 1, 2. Метод розрахункових кривих дозволяє визначити значення відносної періодичної складової струму КЗ I_{*nt} залежно від відносного розрахункового опору X_{*p} та часу t від моменту виникнення КЗ. Відносна періодична складова струму короткого замикання I_{*nt} дорівнює відношенню діючого значення струму КЗ для будь-якого моменту часу I_{nt} до базисного струму I_{σ}

$$I_{*nt} = I_{nt} / I_{\sigma} .$$

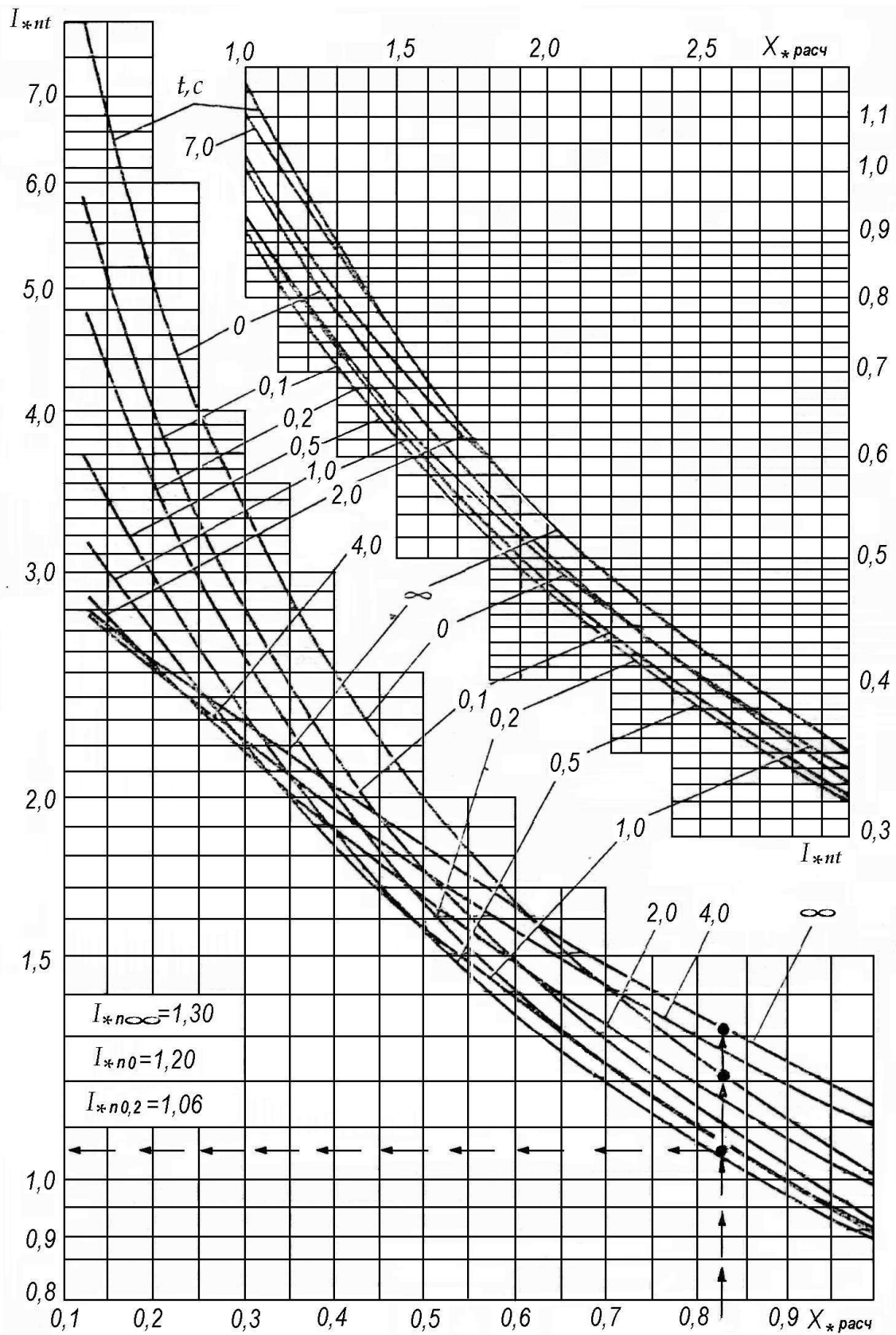


Рисунок1 - Розрахункові криві для турбогенераторів з автоматичним регулюванням напруги

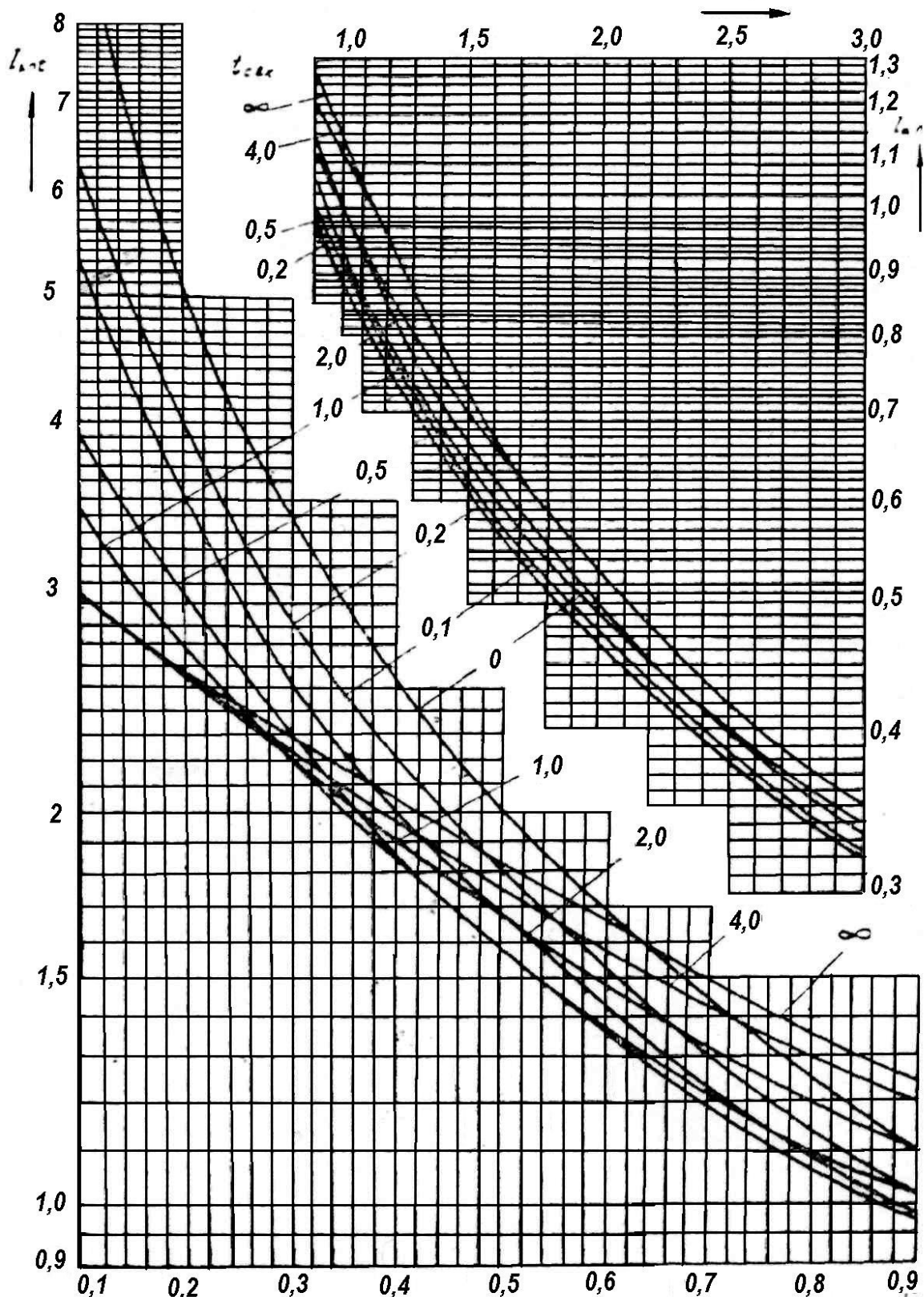


Рисунок 2 - Розрахункові криві для дизель-генераторів з автоматичним регулюванням напруги

Розрахункові криві побудовані для окремого генератора, який живить точку КЗ через той або інший опір. Кожна крива відповідає певному моменту часу. Дані криві викреслені у припущенні, що до моменту КЗ генератори працювали з номінальним навантаженням при $\cos\varphi = 0,8$ і мали номінальне значення напруги на власних затискачах. Ці ж криві застосовують для визначення відносної періодичної складової струму КЗ, коли точку короткого замикання живлять декілька генераторів, з використанням розрахункових кривих тих типів генераторів, сумарна потужність яких найбільша.

Розрахунок струмів КЗ з використанням розрахункових кривих може бути здійсненим як з урахуванням індивідуальних змін, так і з урахуванням тільки загальних змін, тобто з урахуванням або без урахування впливу окремих джерел живлення точки КЗ на підсумоване значення струму КЗ, які знаходяться у різних умовах відносно неї. Перший спосіб більш точний, але потребує більше часу для розрахунку. Відносну періодичну складову струму КЗ для часу $t < 0,1$ с визначають за допомогою кривої для моменту часу $t = 0$.

Розрахункові криві побудовані до значення $X_{*p} = 3$. Якщо $X_{*p} > 3$, то це означає значну електричну відстань точки КЗ від джерела (або джерел). У такому випадку періодична складова залишається практично незмінною, і тому струми КЗ визначають таким же чином, як і при живленні від джерела необмеженої потужності.

Розрахунок струмів трифазного КЗ здійснюється для максимального та мінімального режимів. Струм КЗ максимального режиму використовуються для вибору струмоведучих частин та апаратури електроустановок, а струми мінімального режиму – при розрахунку релейного захисту.

Розрахункову схему мінімального режиму складають з використанням розрахункової схеми максимального режиму виключенням з неї деяких паралельних елементів кіл, які можуть бути у дійсності вилучені зі схеми при деяких режимах роботи СЕП. Нижче наводиться приклад

розрахунку початкового надперехідного струму КЗ у точці K для схеми СЕП, яка зображена на рисунку 3, аналітичним методом та за допомогою методу розрахункових кривих.

Елементи схеми СЕП мають такі дані:

Г-1, Г-2 – дизель-генератор:	$P=1\text{МВт}; \cos\varphi = 0,8; X_d'' = 9\%;$
Т-5 – силовий трансформатор:	$S=4\text{МВА}; U_k = 6,5\%;$
Л-5 – кабельна лінія електропередачі:	$l = 6\text{км}; x_0 = 0,08\text{Ом/км};$
Т-4 – силовий трансформатор:	$S=10\text{МВА}; U_k = 10,5\%;$
Л-4 – повітряна лінія електропередачі:	$l = 15\text{км}; x_0 = 0,4\text{Ом/км};$
Т-3 – силовий трансформатор:	$S=10\text{МВА}; U_k = 10,5\%;$
Л-3 – повітряна лінія електропередачі:	$l = 50\text{км}; x_0 = 0,4\text{Ом/км};$
Т-2 – силовий трансформатор:	$S=10\text{МВА}; U_k = 10,5\%;$
Г-3 – генератор:	$P=20\text{МВт}; \cos\varphi = 0,85; X_d'' = 21\%;$
Л-2 – повітряна лінія електропередачі:	$l = 40\text{км}; x_0 = 0,4\text{Ом/км};$
Л-1 – повітряна лінія електропередачі:	$l = 60\text{км}; x_0 = 0,4\text{Ом/км};$
Т-1 – силовий трансформатор:	$S=60\text{МВА}; U_k = 10,8\%;$
С – система:	$S = \infty, x = 0.$

Спочатку вибираємо базисні величини:

$$S_{\bar{o}} = 10\text{МВА}; U_{\bar{o}} = U_{cp} = 115\text{кВ};$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3}U_{\bar{o}}} = \frac{10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 50\text{А}$$

Потім складаємо схему заміщення для максимального режиму (рисунок 3,б), нумеруємо кожний елемент схеми, визначаємо їх опори відносно базисної потужності та робимо надписи цих значень над кожним елементом схеми заміщення:

$$x_1 = X_{*\delta T-5} = \frac{U_{\kappa} \% S_{\bar{\sigma}}}{100 S_H} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{10}{4} = 0,14;$$

$$x_2 = X_{*\delta L-5} = x_0 l_5 \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2} = 0,08 \cdot 6 \cdot \frac{10 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,048;$$

$$x_3 = X_{*\delta T-4} = \frac{U_{\kappa} \% S_{\bar{\sigma}}}{100 S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10}{10} = 0,105;$$

$$x_4 = X_{*\delta L-4} = x_0 l_4 \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2} = 0,4 \cdot 15 \cdot \frac{10 \cdot 10^6}{(35 \cdot 10^3)^2} = 0,048;$$

$$x_5 = X_{*\delta T-3} = \frac{U_{\kappa} \% S_{\bar{\sigma}}}{100 S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10}{10} = 0,105;$$

$$x_6 = X_{*\delta L-2} = x_0 l_2 \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{10 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,012;$$

$$x_7 = X_{*\delta L-1} = x_0 l_1 \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{10 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,018;$$

$$x_8 = X_{*\delta T-1} = \frac{U_{\kappa} \% S_{\bar{\sigma}}}{100 S_H} = \frac{10,8}{100} \cdot \frac{10}{60} = 0,018;$$

$$x_9 = X_{*\delta L-3} = x_0 l_3 \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{10 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,015;$$

$$x_{10} = X_{*\delta T-2} = \frac{U_{\kappa} \% S_{\bar{\sigma}}}{100 S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10}{10} = 0,105;$$

$$x_{11} = X_{*\delta T-3} = \frac{X_d'' S_{\bar{\sigma}}}{100 S_{H\Gamma-3}} = \frac{X_d'' S_{\bar{\sigma}} \cos \varphi}{100 P_{H\Gamma-3}} = \frac{21}{100} \cdot \frac{10 \cdot 0,85}{20} = 0,09;$$

$$x_{12} = X_{*\delta T-1,2} = \frac{X_d'' S_{\bar{\sigma}}}{100 S_{H\Gamma-1,2}} = \frac{X_d'' S_{\bar{\sigma}} \cos \varphi}{100 P_{H\Gamma-1,2}} = \frac{9}{100} \cdot \frac{10 \cdot 0,8}{(1+1)} = 0,36.$$

Далі виконаємо перетворювання схеми заміщення шляхом підсумовування послідовно з'єднаних опорів. Після таких перетворювань схема заміщення набуває вигляду, який зображено на рисунку 3,в. При цьому

$$x_{13} = x_{10} + x_{11} = 0,105 + 0,09 = 0,195;$$

$$x_{14} = x_6 + x_7 + x_8 = 0,012 + 0,018 + 0,018 = 0,048;$$

$$x_{15} = x_{12} + x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 = 0,36 + 0,14 + 0,048 + 0,105 + 0,048 + 0,105 = 0,801.$$

У зв'язку з тим, що відносний опір (x_{14}) кола, який з'єднує джерела необмеженої потужності з точкою КЗ, значно менший за відносний опір (x_{15}), який з'єднує джерела обмеженої потужності з тією ж точкою, вплив складової струму КЗ від джерела обмеженої потужності не внесе значної зміни у розрахунки. В даному випадку подальші перетворювання схеми заміщення (рисунок 3,в) до схеми з одним променем здійснюються таким чином:

$$x_{16} = \frac{x_{15}x_{14}}{x_{15} + x_{14}} = \frac{0,801 \cdot 0,048}{0,801 + 0,048} = 0,046;$$

$$x_{17} = x_{16} + x_9 = 0,046 + 0,015 = 0,061;$$

$$x_{18} = x_{*\Sigma} = \frac{x_{17}x_{13}}{x_{17} + x_{13}} = \frac{0,061 \cdot 0,195}{0,061 + 0,195} = 0,047.$$

Тоді приблизна періодична складова струму КЗ у момент його виникнення аналітичним методом визначається як

$$I''_{\kappa} = \frac{I_{\sigma}}{X_{*\Sigma}} = \frac{50}{0,047} = 1064 \text{ А.}$$

Для порівняння здійснимо розрахунок струму короткого замикання в цій точці за допомогою розрахункових кривих. Для цього спочатку зірку з променями x_9 , x_{14} , x_{15} перетворимо у трикутник та визначимо опори його сторін (рисунок 3,г)

$$x_{19} = x_{14} + x_9 + \frac{x_{14}x_9}{x_{15}} = 0,048 + 0,015 + \frac{0,048 \cdot 0,015}{0,801} = 0,064;$$

$$x_{20} = x_{15} + x_9 + \frac{x_{15}x_9}{x_{14}} = 0,801 + 0,015 + \frac{0,801 \cdot 0,015}{0,048} = 1,066;$$

$$x_{21} = x_{15} + x_{14} + \frac{x_{15}x_{14}}{x_9} = 0,801 + 0,048 + \frac{0,801 \cdot 0,048}{0,015} = 2,905.$$

Коло з опором x_{21} (рисунок 3,з) характеризує перетікання струму між джерелами $S_{1,2}$ та S_4 , тобто між дизель-генераторами $G-1$, $G-2$ та шинами джерела необмеженої потужності. При розрахунку струмів КЗ приймається, що увесь струм тече до місця КЗ, тобто перетіканням струму нехтують. При такому допущенні можна вважати, що $x_{21} = \infty$ і схема заміщення має вигляд трипроменевої зірки з точкою КЗ у центрі (рисунок 3,д), тобто потрібний для розрахунку вигляд. Для даної схеми складова струму КЗ у промені необмеженої потужності визначається аналітичним методом

$$I_{кз4} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{x_{19}} = \frac{50}{0,064} = 781 \text{ А.}$$

Струми у променях з обмеженою потужністю визначимо за допомогою розрахункових кривих. При цьому припустимо, що усі генератори однотипні (що не відповідає дійсності, адже дизель-генератори, турбогенератори та гідрогенератори мають різні розрахункові криві).

Спочатку приведемо до базисних умов відносний опір x_{20} кола (променя) з дизель-генераторами $G-1$, $G-2$ ($S_{1,2}$)

$$x_{\text{розра.20}} = x_{20} \frac{S_{1,2}}{S_{\bar{\sigma}}} = 1,066 \cdot \frac{2,5}{10} = 0,267.$$

За допомогою розрахункових кривих (рисунок 1) знаходимо відносну періодичну складову струму КЗ на момент його виникнення, тобто при значенні $t = 0$:

$$I_{*nt} = 3,7.$$

Перераховуємо відносний струм даного променя в іменовані одиниці, тобто в ампера

$$I_{ном.S1,2} = \frac{S_{1,2}}{\sqrt{3}U_{\phi}} = \frac{2,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 12,5 \text{ A};$$

$$I''_{S1,2} = I_{ном.S1,2} I_{*nt} = 12,5 \cdot 3,7 = 46 \text{ A}.$$

Проводимо аналогічні операції для променя з генератором Г-3 (S_3)

$$x_{розр.13} = x_{13} \frac{S_3}{S_{\phi}} = 0,195 \cdot \frac{23,5}{10} = 0,46.$$

Знаходимо: $I_{*nt} = 2,15$.

$$I_{ном.S3} = \frac{S_3}{\sqrt{3}U_{\phi}} = \frac{23,5}{\sqrt{3} \cdot 115} = 117 \text{ A};$$

тоді

$$I''_{S3} = I_{ном.S3} I_{*nt} = 117 \cdot 2,15 = 252 \text{ A}.$$

Періодична складова струму КЗ в точці К у початковий момент визначається шляхом визначення суми струмів усіх променів

$$I''_{ко} = I''_{коS1,2} + I''_{коS3} + I_{кS4} = 46 + 252 + 781 = 1079 \text{ A}.$$

Таким чином, розрахунки струму КЗ аналітичним методом та за допомогою розрахункових кривих мають достатньо близькі кінцеві результати розрахунку.

3 ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

3.1 Вибір силових вимикачів

Вибір вимикачів здійснюється відповідно до номінальних значень напруги та струму, роду електроустановки, умов роботи, конструктивного виконання та комутаційної здатності і перевіряється на електродинамічну та термічну стійкість. При цьому мають

бути виконані такі умови:

$$U_{ном} \geq U_m; \quad I_{ном} \geq I_{p\max}; \quad i_{ГС} \geq i_y;$$

$$I_{ГТ} t_{ГТ} \geq B_k = I_{но}^2 [t_{вим} + T_a (1 - e^{-2t_{вим}/T_a})]; \quad I_{н.вим} \geq I_{но},$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга вимикача;

$I_{ном}$ – номінальний струм вимикача;

U_m – напруга мережі;

$I_{p\max}$ – максимальний робочий струм кола, яке комутує вимикач;

$i_{ГС}$ – амплітудне значення граничного крізного струму КЗ, який проходить через вимикач;

i_y – розрахункове значення ударного струму КЗ;

$I_{ГТ}$ – граничний струм термічної стійкості;

$t_{ГТ}$ – дозволений час дії граничного струму термічної стійкості;

$I_{но}$ – початкове діюче значення періодичної складової струму

$$\text{КЗ, } I_{но} = I_{\infty} = \frac{I_{n\max} x}{\sqrt{2}};$$

$t_{вим}$ – час вимикання КЗ, який дорівнює загальному часу спрацювання релейного захисту та власного часу вимикання вимикача;

$T_a = \frac{x}{\omega r}$ – постійна часу затухання аперіодичної складової (x , r – сумарні індуктивний та активний опір СЕП до точки КЗ);

$I_{н.вим}$ – номінальне значення струму вимикання вимикача;

B_k – тепловий імпульс.

У тих випадках, коли відсутні дані про час спрацювання релейного захисту та немає можливості його визначити шляхом розрахунку, його приймають умовно рівним 0,02 с.

Типи і технічні характеристики найбільш поширених вимикачів наведені у таблиці 3.

3.2 Вибір вимикачів навантаження

Вибір вимикачів навантаження здійснюється відносно номінального струму, номінальної напруги, робочої напруги, робочих струмів вмикання та вимикання. Також їх перевіряють на електродинамічну та термічну стійкість. Крім того, вимикачі навантаження, які мають у своїй конструкції запобіжники, мають додатково вибиратись, згідно із значеннями граничного струму вимикання запобіжника. При цьому вимикачі навантаження із запобіжниками на електродинамічну та термічну стійкість не перевіряються. Основні умови вибору вимикачів навантаження такі ж, як і для силових вимикачів (див. підрозд. 3.1). Технічні характеристики найбільш поширених вимикачів навантаження наведені у таблиці 4.

3.3 Вибір роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів та заземлювачів

Роз'єднувачі, віддільники, короткозамикачі та заземлювачі вибираються згідно з номінальною напругою, номінальним струмом, родом струму установки і конструктивним виконанням та перевіряються на електродинамічну та термічну стійкість. При їх виборі мають бути виконані перші чотири умови, які наведені у підрозд. 3.1 для силових вимикачів. При цьому п'ята умова не повинна виконуватися з причин того, що ці комутаційні апарати не призначені для вимикання електричних кіл під навантаженням. Однак короткозамикачі повинні вибиратись ще додатково згідно з номінальним струмом замикання. Основні технічні характеристики найбільш поширених роз'єднувачів наведені у таблиці 5, а віддільників, короткозамикачів та заземлювачів у таблиці 6.

3.4 Вибір запобіжників напругою вище 1000 В

Запобіжники вибираються відповідно до номінальної напруги, номінального струму, граничного вимикаючого струму, роду установки та конструктивного виконання. При цьому мають виконуватися такі умови:

$$U_{ном} \geq U_{л}; \quad I_{ном} \geq I_{рmax};$$

$$I_{вим.min} \geq I_{рфорс};$$

$$I_{вим.max} \geq 1,52I_{но} \quad \text{для звичайних запобіжників};$$

$I_{вим.max} \geq I_{но}$ для швидкодіючих запобіжників з кварцевим заповненням (типу ПК),

де $U_{ном}$, $I_{ном}$ – номінальні напруга та струм запобіжника;

$I_{рmax}$ – максимальний робочий струм кола, у яке вмикається запобіжник;

$I_{но}$ – початкове діюче значення аперіодичної складової струму КЗ у мережі за запобіжником;

$I_{вим.min}$, $I_{вим.max}$ – мінімальний та максимальний струми вмикання запобіжника;

$I_{рфорс}$ – максимальний струм форсованого режиму у перехідному процесі.

Третя умова є умовою для вибору плавкої вставки запобіжника. Плавка вставка не повинна плавитись при струмах, які обумовлені нормальними перехідними режимами мережі, тобто при вмиканні або вимиканні електроприймачів, у коло яких увімкнено запобіжник. Четверта умова характеризує граничні можливості запобіжника при коротких замиканнях у мережі. При цьому для звичайних запобіжників урахується і аперіодична

складову струму КЗ шляхом введення в четверту умову збільшуючого коефіцієнта, який дорівнює 1,52. Для швидкодіючих запобіжників типу ПК та інших дозволяється аперіодичну складову струму КЗ не враховувати. У таких запобіжниках час перегорання плавкої вставки та гасіння електричної дуги значно менше постійної часу електричного кола, яка визначає діюче значення аперіодичної складової, тобто доповнення до нагріву плавкої вставки за рахунок цієї складової струму КЗ. Технічні характеристики деяких запобіжників наведені в таблиці 7.

Таблиця 7 - Технічні характеристики запобіжників

Тип запобіжника	Номинальна напруга, кВ	Робоча найбільша напруга, кВ	Номинальний струм запобіжника, А	Номинальний струм патрона, А	Номинальний струм плавкої вставки, А	Мінімальний струм вимикання, А	Мінімальний струм вимикання, А	Орієнтовна ціна, грн
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПК1-3-8/2-40У3	3	3,6	32	32	2; 3,2; 5; 8;	40	4; 6,4; 10; 16;	-
ПК1-3-35/10-40У3	3	3,6	32	32	10; 16; 20; 32;	40	20; 32; 40; 64;	-
ПК1-6-8/2-40У3	6	7,2	32	8	2; 3,2; 5; 8;	40	4; 6,4; 10; 16;	-
ПК1-6-20/10-20У3	6	7,2	32	20	10; 15; 20;	40	20; 32; 40;	-
ПК1-6-8/2-20У3	6	7,2	20	8	2; 3,2; 5; 8;	20	4; 6,4; 10; 16;	-
ПК1-6-20/10-20У3	6	7,2	20	20	10; 16; 20	20	20; 32; 40	-
ПК1-6-32/32-20У3	6	7,2	32	32	32;	20	64;	-
ПК1-10-20/10-20У1	10	12	32	20	10; 16; 20;	20	70; 112; 140;	-
ПК1-10-8/2-20У1	10	12	32	8	2; 3,2; 5; 8;	20	14; 22; 35; 56;	-
ПК1-10-8/2-12,5У3	10	12	20	8	2; 3,2; 5 8;	12,5	6; 9,6; 15; 21;	-
ПК1-10-20/10-12,5У3	10	12	20	20	10; 16; 20;	12,5	30; 48; 60;	-
ПК1-10-32/32-12,5У3	10	12	32	32	32;	12,5	96;	-
ПК1-35-8/2-8У3	35	40,5	10	8	2; 3,2; 5; 8;	8	12; 19; 30; 48;	-
ПК1-35-10/10-3,2У3	35	40,5	10	10	10;	3,2	10;	-
ПК2-6-50/32-31,5У3	6	7,2	80	50	32; 40; 50;	31,5	65; 80; 100;	-
ПК2-6-80/80-20У3	6	7,2	80	80	80;	20	240;	-
ПК2-10-40/32-20У3	10	12	50	40	32; 40;	20	190; 240;	-
ПК2-10-50/50-12,5У3	10	12	50	50	50;	12,5	150;	-
ПК2-35-20/10-8У3	35	40,5	20	20	10; 16; 20;	8	60; 96; 120;	-

ПКЗ-6-100/80-31,5УЗ	6	7,2	160	100	80; 100;	31,5	160; 200;	-
ПКЗ-6-160/160-20УЗ	6	7,2	160	160	160;	20	480;	-
ПКЗ-10-80/50-20УЗ	10	12	100	80	50; 80;	20	200; 320;	-
ПКЗ-10-100/100-12,5УЗ	10	12	100	100	100;	12,5	300;	-
ПКЗ-35-40/32-8УЗ	35	40,5	40	40	32 40;	8	96; 120;	-
ПК4-6-200/160-31,5УЗ	6	7,2	320	200	160; 200;	31,5	320; 400;	-
ПК4-6-320/320-20УЗ	6	7,2	320	320	320;	20	960;	-
ПК4-10-160/100-20УЗ	10	12	200	160	100; 160;	20	400; 640;	-
ПК4-10-200/200-12,5	10	12	200	200	200;	12,5	600;	-
ПКТН-10УЗ	10	12	-	-	-	-	-	-
ПКТН-35УЗ	35	40,5	-	-	-	-	-	-
ПСН-10	10	12	-	-	8 – 100;	3,2	15;	240
ПС-35МУ1	35	40,5	-	-	8 – 100;	3,2	15;	430

3.5 Вибір трансформаторів струму

Вибір трансформаторів струму (ТС) здійснюється залежно від номінальної напруги, номінального первинного та вторинного струмів, роду електричної установки, конструкції, класу точності, граничного навантаження на вторинну обмотку ТС і перевіряється на електродинамічну та термічну стійкість при коротких замиканнях, а також на відповідність 10% похибці.

При цьому мають виконуватись такі умови:

$$U_{ном} \geq U_{роб}; \quad I_{1ном} \geq I_{роб}; \quad i_{дин} \geq i_y \quad \text{або} \quad \sqrt{2}I_{ном}K_{\delta} > i_y;$$

$$I_T^2 t_T \geq B_k \quad \text{або} \quad (I_{1ном} K_T)^2 t_N \geq B_k,$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга ТС, кВ;

$I_{1ном}$ – номінальний струм первинної обмотки ТС, А;

I_T – односекундний струм термічної стійкості з паспорта, кА;

B_k – тепловий імпульс при коротких замиканнях, кА;

$i_{дин}$ – амплітудне значення струму динамічної стійкості ТС згідно з паспортом;

i_y – розрахункове значення ударного струму, кА;

K_{δ} і K_T – коефіцієнти динамічної та термічної стійкості згідно з паспортом ТС, $K_{\delta} = i_{\delta} / \sqrt{2}I_{1ном}$; $\hat{E}_{\delta} = {}^2_{1N} / {}^2_{1iii}$.

У випадках, коли початково вибраний ТС не задовольняє умови динамічної або термічної стійкості, тоді вибирають інший ТС з ближчим більшим значенням номінального струму.

Перевірка ТС на відповідність класу точності здійснюється за допомогою розрахункової схеми. На цій схемі накреслюється уся кількість приладів та їх схем вмикання до даного ТС. Перевірку здійснюють для однієї найбільш завантаженої фази з такої умови:

$$S_{2ном} \geq S_{2розр.},$$

де $S_{2ном.} = I_{2ном.} Z_{ном.}$ – номінальна потужність вторинної обмотки ТС у даному класі точності, ВА;

$S_{2розр} = \sum S_{прил} + S_{конт.} + S_{пр}$ – потужність, яку споживають прилади від вторинної обмотки, ВА;

$\sum S_{прил}$ – сумарна потужність приладів, які ввімкнуті до вторинної обмотки ТС;

$S_{конт}$ – потужність, яка втрачається у контактах кола приладів, $S_{ей0} = I_{2ном}^2 r_{ей0}$ (приймають, що $r_{конт} = 0,1 \text{ Ом}$ незалежно від кількості контактів у колі);

$S_{пр}$ – потужність, яка втрачається у проводах, що з'єднують прилади та апарати з вторинною обмоткою ТС, ВА.

Потужність, що втрачається у проводах, визначається з виразу:

$$S_{пр} = I_{2ном}^2 r_{пр} = I_{2ном}^2 \rho \frac{l_{розр}}{q},$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводів (для міді $\rho = 0,0175$, а для алюмінію – $0,028 \text{ Ом м/мм}^2$);

q – поперечний переріз проводів для з'єднання приладів, мм^2 ;

$l_{розр}$ – розрахункова довжина проводів між приладами та ТС.

Розрахункова довжина проводів залежить від схеми з'єднання вторинних обмоток ТС. При живленні приладів від одного ТС $l_{розр} = 2l$, при з'єднанні трьох обмоток у „зірку” $l_{розр} = l$, а при з'єднанні двох обмоток у „неповну зірку” $l_{розр} = \sqrt{3} l$.

Для з'єднання вимірювальних приладів та інших апаратів застосовуються як мідні, так і алюмінієві проводи, однак згідно з вимогами Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) на підстанціях напругою 220 кВ та вище застосовують тільки мідні проводи. Лічильники, амперметри і релейний захист дозволяється вмикати до одних і тих самих ТС, коли така схема не призводить до порушення режиму роботи релейного захисту або до перевантаження ТС у даному класі точності. Мінімальний поперечний переріз з умов механічної міцності повинен дорівнювати не менше ніж $1,5 \text{ мм}^2$ для мідних і $2,5 \text{ мм}^2$ для алюмінієвих проводів. Також не рекомендується застосовувати проводи з поперечним перерізом більше 10 мм^2 . При неможливості виконати цю вимогу з причин невиконання умови $S_{2ном} \geq S_{2розр}$ потрібно зменшити навантаження на даний ТС, тобто відімкнути від нього частину приладів та увімкнути до другого комплекту ТС.

Слід пам'ятати, що похибки вимірювання, які характеризують точність ТС, не можуть бути кінцевою умовою обґрунтування його вибору. Для кінцевого вибору ТС має бути здійснена додаткова перевірка його на 10% похибку. Ця обставина пояснюється тим, що робота ТС з похибкою відповідного класу забезпечується при струмах первинної обмотки не більше 120% від номінальних значень та при навантаженні на вторинну обмотку, значення якого не виходять за межі номінальних, тобто

$$Z_2 \leq Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2} .$$

Як відомо, струми КЗ у багато разів перевищують номінальні значення, що призводить до насичення

магнітопроводу ТС і відповідно до різкого збільшення його абсолютної та кутової похибки. Теоретичним обґрунтуванням та дослідним шляхом встановлено, що струмовий захист надійно виконує свої функції, коли абсолютна похибка ТС не перевищує 10%, а кутова – 7°, що відповідає точці перегину на кривій намагнічування, тобто початку насичення магнітопроводу ТС. Для перевірки ТС з умови 10% похибки у довідковій літературі для різних типів трансформаторів струму наводяться криві 10% похибки, які визначені експериментальним шляхом. Ці криві показують залежність значення навантаження Z_2 на вторинну обмотку ТС від кратності m струму КЗ, у порівнянні з номінальним струмом ТС ($m = I_{кз} / I_{ном}$) при умові, що його похибка не перевищить граничні значення: абсолютна – 10%, а кутова – 7°. Для перевірки умови 10% похибки спочатку визначають навантаження на вторинну обмотку Z_2 , потім за кривими визначеної похибки отримують кратність $m_{дон}$ для відповідного номінального струму ТС ($I_{ном} = 15-600, 8000$ або 1000 А). Далі визначають розрахункову кратність струму короткого замикання у порівнянні з номінальним струмом вибраного ТС ($m_{розр} = 1,1 I_{кз} / I_{ном}$). Коли $m_{розр} \leq m_{дон}$, тоді вибраний ТС відповідає умовам вмикання релейного захисту до вторинної обмотки. А коли $m_{розр} > m_{дон}$, то потрібно вибрати ТС з більшим номінальним струмом або зменшити Z_2 шляхом збільшення поперечного перерізу з'єднувальних проводів.

Потрібно пам'ятати, що вбудовані в електрообладнання ТС, хоч і не вибираються за номінальними параметрами та не перевіряються на динамічну стійкість, вони також, як і усі інші ТС, мають бути перевірені на 10% похибку, тобто на гранично допустиме навантаження на них. Для потужних трансформаторів напругою 35 і 110 кВ найбільш поширеними є вбудовані ТС типу ТВТ-35 і ТВТ-110. У вимикачах типу С-35М, МКП-35, У-35, У-110 і МКП-110 застосовуються вбудовані трансформатори струму ТВ-35, ТВ-110 і ТВС-110. Технічні характеристики деяких найбільш поширених ТС наведені у

таблиці 8.

3.6 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги (ТН) вибираються відповідно до номінальної напруги первинної обмотки, класу точності, схеми з'єднання обмоток та конструктивного виконання. При цьому виборі має виконуватись така умова:

$$U_{ном} \geq U_{роб} ,$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга згідно з паспортом ТН, кВ;
 $U_{роб}$ – робоча напруга на шинах електроустановки, до яких вмикають ТН, кВ.

При вибраній кількості приладів та апаратів, і схемі їх вмикання до вторинної обмотки трансформатора напруги мають перевірятися на відповідність класу точності за умови, що:

$$S_{2ном} \geq S_{2розр} ,$$

де $S_{2ном}$ – номінальна потужність вторинної обмотки ТН у відповідному класі точності, ВА;
 $S_{2розр}$ – потужність приладів та реле, ВА.

Потужність приладів та реле, які ввімкнені до вторинної обмотки трансформатора напруги, визначається як

$$S_{2\text{ розр}} = \sqrt{(\sum P_{\text{прил}})^2 + (\sum Q_{\text{прил}})^2},$$

де $P_{\text{прил}}$; $Q_{\text{прил}}$ – активна та реактивна потужність приладу або реле у Вт та ВАР, яка наводиться у довідковій літературі на прилади та реле.

Трансформатори напруги класу точності 0,2 застосовують для живлення обмоток напруги лічильників електричної енергії, які встановлюються на потужних генераторах або на міжсистемних лініях електропередачі. Трансформатори напруги класу точності 0,5 застосовують для живлення розрахункових лічильників та вимірювальних приладів класу точності 1,0 або 1,5. Трансформатори напруги класу точності 1,0 застосовуються для живлення приладів класу точності 2,5, тобто клас точності ТН має бути не менше ніж на один ступінь вище класу точності вимірювального приладу. Трансформатори напруги класу точності 3,0 застосовуються для живлення релейного захисту та інших кіл автоматики.

Технічні характеристики деяких найбільш поширених ТН наведені у таблиці 9.

Таблиця 9 - Технічні характеристики трансформаторів напруги

Тип ТН	Номинальна напруга обмоток, В			Номинальна потужність, ВА, у класах точності				Максимальна потужність, ВА	Орієнтовна ціна, грн
	первинної	вторинної	додаткової	0,2	0,5	1	3		
НОС-3	3000	100	--	-	30	50	120	240	-
НОМ-3	3000	100	-	-	30	50	120	460	-
НОСК-6-66	6000	100	-	-	50	75	200	400	210
НОМ-6	6000	100	-	-	50	75	200	400	230
НОЛ08-692	6000	100	-	30	50	75	200	400	-
ЗНОЛ-06-6У3	6000/	100/	100/	15	30	50	150	240	-
ЗНОЛ-06-6Т3	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	30	50	75	200	400	-
ЗНОЛ-09-6У2	6000/	100/	100/	30	50	75	200	400	-
ЗНОЛ-09-6Т2	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	50	75	100	300	640	-
	6000/	100/	100/						
	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$						
	6000/	100/	або 100						
	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	100/						
	6000/	100/	$\sqrt{3}$						
	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	або 100						
ЗНОЛТ-6			-						
ЗНОЛТ-6Т	10000	100	-	-	50	75	200	400	1100
НОМ-10	10000	100	100/	50	75	150	300	640	260

НОЛ08-6У2 ЗНОЛ-06-10У3	10000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$ або 100/3	50	75 75	150 150	300 300	640 640	- -
ЗНОЛ-09-10У2	10000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3	50	75	100	300	640	-
ЗНОЛ-09-10Т2			або 100						
ЗНОЛТ-10	10000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3	-	75	150	300	640	1300
ЗНОЛТ-10Т			або 100						
НОМ-15	15000	100	-	-	80	150	320	840	-
ЗНОМ-15	15000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	-	80	150	320	640	-
НОМ-35	35000	100	-	-	150	250	600	1200	1500
ЗНОЛТ-35	35000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3	-	150	250	600	1200	-
ЗНОЛТ-35Т									
НКФ-110-57	110000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3 або 100	-	400	600	1200	2000	4400
НКФ-220-58	220000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100	-	400	600	1200	2000	9200
НКФУ-220-657	220000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100	-	-	-	-	-	30000
НТМН-3	3000	100	100/3	-	50	80	200	400	-
НТМК-6-48	6000	100	-	-	75	150	300	640	400
НТМН-6-66	6000	100	100/3	-	75	150	300	640	860
НТМК-10	10000	100	-	-	120	200	500	960	600
НТМН-10-66	1000	100	100/3	-	120	200	500	960	1000
НТМН-15	15000	100	100/3	-	120	200	480	960	-
НТМН-18	18000	100	100/3	-	120	200	480	960	-

3.7 Вибір реакторів

Реактори встановлюються в електроустановках змінної напруги з метою обмеження струмів КЗ. У закритих розподільних пристроях застосовуються, як правило, бетонні реактори з повітряним охолодженням. Вибір реакторів здійснюється згідно з номінальною напругою, номінальним струмом, номінальним індуктивним опором та конструктивним виконанням. Реактори перевіряють на електродинамічну та термічну стійкість. При цьому мають виконуватися такі умови:

$$U_{ном.р} \geq U_{роб}; \quad I_{ном.р} \geq I_{роб}; \quad x_{ном.р} \% \geq x_{розр.р} \%$$

де $U_{ном.р}$, $I_{ном.р}$ – номінальні напруга і струм реактора;
 $x_{ном.р} \%$ – відносний номінальний індуктивний опір реактора;

$X_{розр.р}$ % – розрахункове значення опору реактора (в довідковій літературі у більшості випадків індуктивний опір реактора наводиться у відносних одиницях $X_{ном.р}^*$ або у відсотках $X_{ном.р}$ %).

Потрібне (розрахункове) значення індуктивного опору реактора $X_{розр.р}$ % визначають наступним чином. Спочатку визначають відносний базисний опір до передбаченого місця встановлення реактора (на схемі з розрахунку струмів КЗ). Припустимо, що це точка К1 безпосередньо за потужним трансформатором. Потім переводять цей відносний опір в оми з виразів, Ом,

$$x_{*δк1} = \frac{\sqrt{3}I_δ x_{к1}}{U_{ср}}, \quad \text{тобто} \quad x_{ε1} = \frac{U_{нδ} \tilde{δ}_{*аε1}}{\sqrt{3}^2 \dot{а}}$$

Після цих розрахунків потрібно визначити допустимий струм короткого замикання за вимикачем з номінальною потужністю вимикання $S_{ном.вим}$, який на розрахунковій схемі встановлено нижче реактора, припустимо у точці К2, і передбачено для вимикання струму КЗ.

Цей струм визначається з виразу:

$$I_{к2} = S_{ном.вим} / \sqrt{3}U_{ном}$$

Потім визначається опір в омах до точки К2 з виразу:

$$x_{к2} = U_{ном} / \sqrt{3}I_{к2}$$

Потрібний опір реактора в омах визначається з виразу:

$$x_{розр.р} = x_{к2} - x_{к1}$$

Переведення індуктивного опору реактора у відносний опір у відсотках, який потрібен для вибору реактора за довідковою літературою, здійснюється за допомогою виразу:

$$x_p \% = x_{*p} 100 = \frac{\sqrt{3} I_{ном} x_{розр}}{U_{ном.p}} 100$$

Технічні характеристики деяких типів реакторів на номінальну напругу 10кВ наведені у таблиці 10.

Таблиця 10 - Технічні дані одинарних реакторів

Тип реактора	Номінальна напруга, кВ	Допустимий струм, А	Номінальний індуктивний опір, Ом (або %)	Номінальні втрати на фазу, кВт	Струм динамічної стійкості, (ампліт), кА	Струм і час термічної стійкості, кА/с (або кА с ^{1/2})	Орієнтовна ціна, грн
1	2	3	4	5	6	7	8
РБ-10-400-0,35 (РБУ; РБГ)	10	400	0,35	1,6	25	9,83/8	
РБ-10-400-0,45 (РБУ; РБГ)	10	400	0,45	1,9	25	9,83/8	
РБ-10-630-0,25 (РБУ; РБГ)	10	630	0,25	2,5	40	15,75/8	
РБ-10-630-0,40 (РБУ; РБГ)	10	630	0,40	3,2	32	12,6/8	
РБ-10-630-0,56 (РБУ; РБГ)	10	630	0,56	4,0	24	9,45/8	
РБ-10-1000-0,14 (РБУ; РБГ)	10	1000	0,14	3,5	63	24,8/8	

Продовження таблиці 10

1	2	3	4	5	6	7	8
РБ-10-1000-0,22 (РБУ; РБГ)	10	1000	0,22	4,4	49	19,3/8	
РБ-10-1000-0,28 (РБУ; РБГ)	10	1000	0,28	5,2	45	17,75/8	
РБ-10-1000-0,35 (РБУ; РБГ)	10	1000	0,35	5,9	37	14,6/8	
РБ-10-1000-0,45 (РБУ; РБГ)	10	1000	0,45	6,6	29	11,4/8	
РБ-10-1000-0,56 (РБУ; РБГ)	10	1000	0,56	7,8	24	9,45/8	
РБ-10-1600-0,14 (0,2; 0,25; 0,35)	10	1600	0,14	6,1	66	26/8	
РБД-10-2500-0,14 (0,2; 0,25; 0,35)	10	2150-2500	0,14 (0,2; 0,25; 0,35)	11-14	66	26/8	
РБДТ-10-4000-0,105	10	3750	0,105	18,5	97	38,2/8	
РБДГ-10-4000-0,18	10	3200	0,18	27,7	65	25,6/8	
РТМТ-35-200-6	35	200	6%	-	7,5	-	47000
РТМТ-35-500-10	35	500	10%	-	14,5	18кА с ^{1/2}	90000
РТДТ-35-1000-10	35	1000	10%	-	24,3	33,2кА с ^{1/2}	158000
ТОРМ-110-650-15	110	650	15%	-	12,4	15,4кА с ^{1/2}	150000
ТОРМТ-110-1350-15А	110	1350	15%	-	25	31,6кА с ^{1/2}	226000
ТОРМ-220-325-12	220	325	12%	-	-	-	678000

3.8 Вибір шин

Вибір шин здійснюється з умови забезпечення економічної щільності струму та перевіряється на тривалий допустимий струм навантаження, а також на електродинамічну та термічну стійкість від струмів КЗ. При цьому поперечний переріз шини визначається з виразу:

$$q_{ш} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}j_e},$$

де S_{\max} – максимальна потужність приєднаного до шин навантаження, кВА;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга шин, кВ;

j_e – економічна щільність струму шини, А/мм².

Економічна щільність струму залежить від матеріалу шини та від тривалості використання максимального навантаження. Значення економічної щільності струму шин, які виготовлені з мідного або з алюмінієвого матеріалу, наведені у таблиці 18 ч. 1 посібника [9]. Розрахункове значення поперечного перерізу шини порівнюється зі стандартними значеннями поперечних перерізів шин, і вибирається шина, яка має поперечний переріз, найближчий до розрахункового значення. Стандартні значення поперечних перерізів шин та їх тривалий максимальний допустимий струм наведені у таблицях 11, 12.

Таблиця 11 - Основні характеристики шин прямокутного перерізу

Розмір шини, мм	Поперечний переріз, мм ²	Допустимий струм, А					
		Одна штаба		Дві штаби		Три штаби	
		Мідь	Алюміній	Мідь	Алюміній	Мідь	Алюміній
15x3	45	210	165	-	-	-	-
20x3	60	275	215	-	-	-	-
25x3	75	340	265	-	-	-	-

30x4	120	475	365	-	-	-	-
40x4	160	625	480	-	-	-	-
40x5	200	700	540	-	-	-	-
50x5	250	860	665	-	-	-	-
50x6	300	955	740	-	-	-	-
60x6	360	1125	870	1740	1350	2240	1720
60x8	480	1320	1025	2160	1680	2790	2180
60x10	600	1475	1115	2560	2010	3300	2650
80x6	480	1480	1150	2110	1630	2720	2100
80x8	640	1690	1320	2620	2040	3370	2620
80x10	800	1900	1480	3100	2410	3990	3100
100x6	600	1810	1425	2470	1935	3170	2500
100x8	800	2080	1625	3060	2390	3990	3050
100x10	1000	2310	1820	3610	2860	4650	3650
120x8	960	2400	1900	3400	2650	4340	3380
120x10	1200	2650	2070	4100	3200	5200	4100

Таблиця 12 - Основні характеристики круглих та трубчатих шин

Шини круглі			Труби мідні		Труби алюмінієві		Труби сталеві		
Діаметр, мм	Допустимий струм, А		Діаметр внутрішній/зовнішній, мм	Допустимий струм, А	Діаметр внутрішній/зовнішній, мм	Допустимий струм, А	Діаметр труби		Допустимий струм, А
	мідь	алюміній					внутр., дюйм	зовн., мм	
6	155	120	12/15	340	13/16	295	1/4	13,5	75
7	195	150	14/18	460	17/20	345	3/8	17,0	90
8	235	180	16/20	505	18/22	425	1/2	21,35	118
10	320	245	18/22	555	27/30	500	3/4	26,75	145
12	415	320	20/24	600	26/30	575	1	33,5	180
14	505	390	22/26	650	25/30	640	1 1/4	42,45	220
15	565	435	25/30	830	36/40	765	1 1/2	48,0	255
16	610	475	29/34	925	35/40	850	2	60,0	320
18	720	560	35/40	1100	40/45	935	2 1/2	75,5	390
19	780	605	40/45	1200	45/50	1040	3	98,5	455

20	835	650	45/50	1330	50/55	1145	4	124,0	670
21	900	695	49/55	1580	54/60	1340	5	157,0	800
22	955	740	53/60	1860	64/70	1515	6	164	900
25	1140	885	62/70	2295	68/74	1770	-	-	-
27	1270	980	72/80	2610	72/80	1925	-	-	-
28	1325	1025	75/86	2770	75/85	2035	-	-	-
30	1450	1120	90/95	2860	90/95	2400	-	-	-
35	1770	1370	93/100	3060	90/100	2840	-	-	-
40	2080	1610	-	-	-	-	-	-	-
42	2200	1700	-	-	-	-	-	-	-
45	2380	1850	-	-	-	-	-	-	-

При перевірці шин на тривалий допустимий струм потрібно визначити максимальний робочий струм, який протікає через вибрану шину і порівняти його з допустимим струмом для відповідної шини (таблиці 11, 12). Цей струм визначається за максимальною потужністю навантаження, яке приєднане до шин. Для трифазної мережі:

$$I_{p.\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}$$

Перевірка шин на електродинамічну стійкість при струмах КЗ зводиться до перевірки їх на механічну міцність на вигинання. При цьому має виконуватися така умова:

$$\xi_{\text{розр}} \leq [\xi],$$

тобто розрахункова механічна напруга у матеріалі шини має бути менше гранично допустимої напруги. Гранично допустимі механічні напруги у матеріалі шин наведені у таблиці 13.

Таблиця 13 - Допустима механічна напруга у матеріалах шин

Матеріал шин	Марка	Допустима напруга, кН/см ²	Руйнівальна напруга, кН/см ²
Мідь	МГМ	171,5-178,4	245,0-254,8

	МГТ	171,5-205,8	245,0-294,0
Алюміній	АО, А1	82,3	117,6
	АДО	41,2-48,0	58,8-68,6
Алюмінієві сплави	АД31Т	91,0	130,0
	АД31Т1	137,2	196,0
Сталь	СТ3	190,7-322,4	272,4-460,5

Для визначення $\xi_{розр}$ потрібно визначити максимальне значення зусилля F , яке діє на шину при протіканні струму короткого замикання. При трифазному КЗ це зусилля у ньютонках визначається з виразу:

$$F^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} i_y^{(3)2} \frac{l k_\phi}{a},$$

а при двофазному – з виразу:

$$F^{(2)} = 2 \cdot 10^{-7} i_y^{(2)2} \frac{l k_\phi}{a},$$

де $i_y^{(3)}$, $i_y^{(2)}$ – ударний струм трифазного або двофазного КЗ відповідно, А;

l – довжина прорізів між ізоляторами, м;

a – відстань між шинами, м;

k_ϕ – коефіцієнт форми шин, який залежить від форми і геометричних розмірів шин та відстані між шинами: k_ϕ визначається зі спеціальних графіків, які побудовані для різних форм шин. Для площинних шин, коли їх периметр менше відстані між шинами, приймають $k_\phi \approx 1$.

Максимальний згинальний момент M (у ньютонках на сантиметр), який діє на шину при двох і більше прольотах, визначається з виразу:

$$M = F l / 10.$$

Розрахункове значення механічної напруги матеріалу

на вигинання при взаємодії двох шин сусідніх фаз $\xi_{розр}$ визначається з виразу

$$\xi_{розр} = M/W,$$

де W – момент опору поперечного перерізу шини відносно осі (лінії), яка спрямована перпендикулярно до напрямку дії сили, см^3 .

Момент опору поперечного перерізу шин залежить від конструкції шин і визначається з нижченаведених виразів.

$W = bh^2/6$ – для шин зі прямокутним поперечним перерізом, які мають ширину h і товщину b та установлені на площину;

$W = b^2h/6$ – для шин прямокутної форми, які установлені на ребро;

$W = 0,8r^3$ – для шин круглої форми радіусу r із суцільним поперечним перерізом;

$W = \frac{\pi(R^4 - r^4)}{4R}$ – для шин трубчатої форми зі зовнішнім радіусом R і внутрішнім r ;

$W = 1,44b^2h$ – для двоштабових шин пакета зі прямокутним поперечним перерізом, які установлені на ребро;

$W = 3,3b^2h$ – для триштабових шин пакета, які мають прямокутний поперечний переріз та установлені на ребро.

Коли шини розташовані у пакеті, тоді розрахункова напруга $\xi_{розр}$ у матеріалі шини складається з двох напруг на вигинання. Перша напруга ξ_n обумовлена силою міжфазної взаємодії, а друга напруга - силою взаємодії між шинами одного пакета. Сила взаємодії між фазами при трифазному $F^{(3)}$ та при двофазному $F^{(2)}$ КЗ визначається з вищенаведених виразів. Електродинамічна сила, яка діє на штаби всередині пакета шин, визначається з виразу:

$$F_n^{(3)} = 10^{-7} \delta_{uw} i_y^{(3)2} l_n / b ,$$

де l_n – відстань між прокладками пакета;

δ_{uw} – поправковий коефіцієнт, який залежить від кількості шин у пакеті та геометричних розмірів шини, тобто ураховує ефект близькості шин, визначається зі спеціальних графіків, $\delta_{uw} = 0,1-0,35$.

Для двоштабового пакета шин електродинамічна сила всередині пакета при установленні шин прямокутної форми на ребро визначається з виразу:

$$F_{n2}^{(3)} = 0,26 \cdot 10^{-7} i_y^{(3)2} l_n / b .$$

Для зниження розрахункових напруг на вигинання потрібно кваліфіковано зменшувати дію ударного струму КЗ шляхом зміни взаємного розташування шин, збільшенням відстані між фазними шинами, зменшенням прорізів між ізоляторами, збільшенням поперечного перерізу шин або моменту опору поперечного перерізу шин. Ця обставина пов'язана з тим, що механічна напруга у металі шин від згинальних моментів пропорційна квадрату відстані між ізоляторами або між прокладками у пакеті шин.

При перевірці вибраних шин на термічну стійкість спочатку визначається термічний коефіцієнт з виразу:

$$c = \sqrt{B_k / \delta_{uw}} ,$$

де B_k – значення теплового імпульсу для ввідного вимикача, який з'єднує вибрані шини зі живильною їх мережею, визначається з наведеного в підрозд. 3.1 виразу $B_k = I_{no}^2 [t_{вим} + T_a (1 - e^{-2t_{вим}/T_a})]$.

Після визначення термічного коефіцієнта з таблиці залежності температури шин від значення теплової функції

A (таблиця 14) визначають початкове значення теплової функції A_n , яке відповідає початковій температурі шин ϑ_n , за яку приймають тривало допустиму температуру (для мідних і алюмінієвих шин $\vartheta_n = 343$ K).

Таблиця 14 - Залежність температури шин від значення теплової функції

Теплова функція (A)	Температура нагріву шин, K		
	Мідних	Алюмінієвих	Сталевих
$0,5 \cdot 10^4$	298	336	523
$1,0 \cdot 10^4$	323	423	873
$1,5 \cdot 10^4$	363	498	-
$2,0 \cdot 10^4$	393	598	-
$2,5 \cdot 10^4$	423	-	-
$3,0 \cdot 10^4$	463	-	-
$3,5 \cdot 10^4$	505	-	-
$4,0 \cdot 10^4$	548	-	-
$4,5 \cdot 10^4$	573	-	-
$5,0 \cdot 10^4$	663	-	-

Потім з використанням знайдених значень термічного коефіцієнта та початкової теплової функції визначають кінцеве значення теплової функції A_k з виразу:

$$A_k = c^2 + A_n.$$

За кінцевим значенням теплової функції знаходять з цієї ж таблиці відповідну кінцеву температуру нагріву шини при КЗ до її вимикання, і порівнюють це значення з гранично допустимим значенням для вибраного матеріалу шини ϑ_2 (для міді $\vartheta_2 = 573$ K, а для алюмінію $\vartheta_2 = 473$ K). Коли $\vartheta_k \leq \vartheta_2$, тоді вибрана шина з умов термічної стійкості відповідає умовам роботи СЕП. Якщо $\vartheta_k > \vartheta_2$, то поперечний переріз шини потрібно вибрати з виразу:

$$d_{ш} = \frac{\sqrt{B_k}}{c},$$

де $c = 165A \cdot c^2/\text{мм}^2$ – для мідних шин і $c = 95A \cdot c^2/\text{мм}^2$ – для алюмінієвих.

Тепло віддається у довкілля з площини шин, які виконані у пакеті, тому при перевірці пакета шин на термічну стійкість потрібно у розрахунок вносити деякі зміни. Так, наприклад, для пакета шин з прямокутним поперечним перерізом, у випадку укладення пакета на ребро, термічний коефіцієнт дорівнює

$$c_{np} = \frac{c}{1 - \varphi},$$

де $\varphi = \sqrt{\left(\frac{a_n}{h}\right)^2 + 1} - \frac{a_n}{h}$ – поправковий коефіцієнт;

a_n – відстань між шинами у пакеті;

h – ширина шини.

При розміщенні пакета шин площиною допустимий струм має бути зменшеним на 5% для шин з шириною штабів до 60 мм і на 8% – з шириною штабів більше 60 мм.

На практиці може бути використана й інша подібна вищенаведена методика перевірки шин на термічну стійкість, за так званим методом фіктивного (еквівалентного) часу. Її сутність полягає у тому, що значення теплового імпульсу B_k отримують через значення сталого струму КЗ I_∞ і через фіктивний час його протікання t_ϕ :

$$B_k = \int_0^{t_k} i_k^2 dt = I_\infty^2 t_\phi.$$

Реальний час дії струму у колі КЗ СЕП t_k дорівнює сумі часів дії схеми захисту, спрацювання вимикача та гасіння електричної дуги у ньому. Ці дані не завжди відомі. Але відомо, що повний струм КЗ включає у себе дві складові: періодичну та аперіодичну. Тому тепловий імпульс може бути визначено так:

$$B_{\kappa} = \int_0^{t_{\kappa}} I_n^2 dt + \int_0^{t_r} i_a^2 dt = B_{\kappa n} + B_{\kappa a} = I_{\infty}^2 t_{\phi} = I_{\infty}^2 t_{\phi n} + I_{\infty}^2 t_{\phi a}$$

де $B_{\kappa n}$, $B_{\kappa a}$ – теплові імпульси від періодичної та аперіодичної складових струму КЗ;

$t_{\phi n}$, $t_{\phi a}$ – фіктивний час протікання періодичної та аперіодичної складових струму КЗ.

Під фіктивним часом дії струму КЗ розуміють час протікання сталого струму КЗ I_{∞} , за який виділяється така ж кількість тепла, як і при протіканні реальних струмів періодичної та аперіодичної складових струму КЗ, які змінюються за часом.

З метою спрощення розрахунків з визначення B_{κ} на практиці введена безрозмірна величина $\beta'' = I_{no} / I_{\infty} = I_{ao} / I_{\infty}$ і у довідковій літературі містяться графіки $t_{\phi n} = f(\beta'', t_{\kappa})$, які дозволяють легко знайти $t_{\phi n}$.

Аперіодична складова фіктивного часу $t_{\phi a}$ знаходиться розрахунковим шляхом з виразу:

$$t_{\phi a} = \beta''^2 T_a (1 - e^{-2t_{\kappa} / T_a})$$

Для кіл з напругою вище 1000 В часто при розрахунках $t_{\phi a}$ користуємося приблизним виразом, який отримано з вищенаведеного виразу при $T_a = x/\omega r = 0,05$ с і $t_{\kappa} \geq 0,1$ с. При цих даних $t_{\phi a} \approx 0,05 \beta''^2$.

Крім того, аперіодична складова у колах з напругою вище 1000 В затухає упродовж 0,1-0,2 с. При визначенні температури нагріву проводів та шин струмом КЗ її потрібно враховувати тільки при $t_{\kappa} \geq 1$ с.

При двофазному КЗ коефіцієнт β'' визначається так:

де $I_{no}^{(2)}$, $I_{no}^{(3)}$ – діючі початкові значення періодичної складової

струму КЗ при дво- та трифазному КЗ;
 $I_{\infty}^{(2)}$ – діюче стале значення струму двофазного КЗ.

3.9 Вибір ізоляторів

У процесі виготовлення ізолятори піддають декільком випробуванням (електричним, механічним, тепловим і на імпульсну міцність), які дають змогу зробити висновок про те, як вони будуть працювати у майбутньому у різних нормальних та аварійних умовах. Для нових типів ізоляторів встановлені такі типові електричні випробування: на імпульсну напругу стандартною формою імпульсу з загальною тривалістю 40 мкс та тривалістю його фронту 1,5 мкс; сухорозрядну напругу; мокророзрядну напругу; пробивну напругу. Крім того, нову електроустановку перед її вмиканням у роботу, а потім і під час експлуатації періодично піддають у суху погоду дії випробувальної напруги, яка не викликає розряду на поверхні ізолятора або його пробою.

З метою своєчасного виявлення у процесі експлуатації дефектних ізоляторів їх піддають випробуванням підвищеними випробувальними постійною та змінною напругами і одночасно при цьому визначають (вимірюють), крім діелектричних втрат $tg\delta$ та крізний струм, провідності ізолятора. Ці дані порівнюють з раніш виміряними даними і роблять висновок про придатність або непридатність ізолятора до подальшої експлуатації. У процесі проектування ізолятори вибирають відповідно до номінальної напруги, номінального струму (тільки для прохідних ізоляторів) та роду електроустановки і перевіряють на механічну міцність при струмах КЗ, а також на термічну стійкість (тільки для лінійних вводів і прохідних ізоляторів). При цьому мають виконуватися такі умови:

$$U_{н.ізол} \geq U_{роб}; \quad I_{н.ізол} \geq I_{роб.мах}; \quad G \leq [G]; \quad I_{доп.мс} \geq I_{\infty}.$$

де G – механічна напруга у матеріалі ізолятора, яка в опорних ізоляторах виникає від згинального моменту при струмах КЗ; а у підвісних ізоляторів від ваги проводів та ожеледі;

$[G]$ – максимальна допустима напруга матеріалу ізолятора.

$I_{\text{доп.мс}}$ – допустимий струм термічної стійкості.

Розрахункове навантаження на опорні ізолятори при трифазному і двофазному КЗ наведено у підрозд. 3.8. При цьому максимальне розрахункове навантаження не повинно бути більше 60% від зусилля, при якому відбувається руйнування ізолятора, тобто $F_{\text{розр.мак}} \leq 0,6F_{\text{руйн}}$.

Основні характеристики деяких ізоляторів наведені у таблиці 15.

Таблиця 15 - Характеристики ізоляторів

Тип ізолятора	Номінальна напруга, кВ	Витримуюча напруга, кВ		Номінальний струм, А	Руйнівне зусилля при статичному вигині, кН	Орієнтовна ціна, грн
		у суху погоду	під дощем			
1	2	3	4	5	6	7
1 Опорні внутрішнього установлення						
ОФ-1-250УТЗ	1	11	-	-	2,45	23
ОФ-6-375УЗ	6	36	-	-	3,675	6
ОФ-6-750крУЗ	6	36	-	-	7,35	19,5
ОФ-10-375УЗ	10	47	-	-	3,675	7,5
ОФ-10-750УЗ	10	47	-	-	7,35	22
ОФ-10-1250квУЗ	10	47	-	-	12,25	30,5
ОФ-10-2000 УЗ	10	47	-	-	19,6	31
ОФ-10-3000 УТЗ	10	47	-	-	29,4	130
ОФ-10-4250 квУЗ	10	47	-	-	41,65	-
ОФР-10-6000УЗ	10	47	-	-	58,8	305
ОФ-35-375 крУЗ	35	110	-	-	3,675	71
ОФ-35-750 квУЗ	35	110	-	-	7,35	50
ОФ-35-1250 квУЗ	35	110	-	-	12,25	-
ОФ-35-2000 квУЗ	35	110	-	-	19,6	-
2 Опорно-штиреві						

зовнішнього установлення						
ОНШ-6-350	6	-	-	-	3,43	23
ОНШ-10-500	10	-	-	-	4,9	27
ОНШ-10-2000 У1	10	-	-	-	19,6	56,5
ОНШ-35-1000	35	-	-	-	9,3	-
3 Опорно-стрижневі зовнішнього установлення						
ОНС-10-300	10	-	-	-	2,94	15,5
ОНС-10-500	10	-	-	-	4,9	-
ОНС-10-2000	10	-	-	-	19,6	93
КО-10	10	-	-	-	19,6	-
ОНС-35-300	35	-	-	-	2,94	-
ОНС-35-500	35	-	-	-	4,9	70
ОНС-35-1000	35	-	-	-	9,8	-
ОНС-35-1500	35	-	-	-	14,7	320
ОНС-35-2000	35	-	-	-	19,6	-
КО-35С	35	-	-	-	9,8	129
ИОС-35-500	35	-	-	-	4,9	90
ИОС-35-600ПсУ1	35	-	-	-	5,88	-
ИОС-35-1000ПсУ1	35	-	-	-	9,8	-
ОНС-110-300	110	-	-	-	3,43	257
КО-110-1000У1	110	-	-	-	9,8	381
КО-110-1250У1	110	-	-	-	12,25	900
КО-110-1500У1	110	-	-	-	14,7	1200
КО-110-2000У1	110	-	-	-	19,6	1200

Продовження таблиці 15

1	2	3	4	5	6	7
4 Прохідні внутрішнього установлення						
П-6/250-375	6	-	-	250	3,675	20
П-6/400-375	6	-	-	400	3,675	20
П-10/400-750	10	-	-	400	7,35	27
П-10/630-750	10	-	-	630	7,35	28
П-10/1000-750	10	-	-	1000	7,35	54,5
П-10/1600-750	10	-	-	1600	7,35	75
П-10/1000-2000	10	-	-	1000	19,6	-
П-10/2000-2000	10	-	-	2000	19,6	-
П-10/1000-3000	10	-	-	1000	29,4	166
П-10/1600-3000	10	-	-	1600	29,4	166
П-10/2000-300	10	-	-	2000	29,4	166
П-10/3200-3000	10	-	-	3200	29,4	166
П-10/5000-4250	10	-	-	5000	41,65	680
П-10/1000-4250	10	-	-	10000	41,65	680
П-35/400-750	35	-	-	400	7,35	165
П-35/630-750	35	-	-	630	7,35	200
П-35/1000-750	35	-	-	1000	7,35	225
П-35/1600-750	35	-	-	1600	7,35	240
5 Прохідні зовнішньо-внутрішнього						

установлення ИП-10/400-750У1	10	47	34	400	7,35	37
ИП-10/630-750У1	10	47	34	630	7,35	37
ИП-10/1000-750У1	10	47	34	1000	7,35	37
ИП-10/М-1250У1 (де М = 630; 1000; 1600; 2000; 3150А)	10	47	34	630-3150	12,25	-
ПН-10/М-4250 (М=5000;6300;8000;10000А)	10	52	34	5000-10000	41,65	710
ИП-35/М-750У1 (М=400;630;1000;1600)	35	110	85	400-1600	7,35	220-
ИПУ-35/М-750У1 (М=400;630;1000;1600;3150)	35	110	85	400-3150	7,35	265
ПНШ-35/3200-2000У1	35	110	85	3150	19,6	-
ПНШ-35/6300-2000У1	35	110	85	6300	19,6	900
ПНШ35/М-4250 (М=5000; 6300; 8000; 10000)	35	110	85	5000-10000	41,65	-

4 РОЗТАШУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ НА ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЯХ ТА ПІДСТАНЦІЯХ

Вибір території для побудови електричних станцій та підстанцій, розташування на них електроустановок та компонування електрообладнання має здійснюватися з урахуванням вимог діючих будівельних стандартів, Правил улаштування електроустановок та інших нормативних документів. Компонування електричної підстанції має бути пов'язано з генеральним планом об'єкта і забезпечувати зручне підведення автомобільного шляху, а у випадках потреби і залізничної колії, підходи та виходи повітряних та кабельних ліній електропередачі, а також вирішення інших питань при спорудженні та у процесі експлуатації підстанції.

Територія підстанцій обов'язково повинна мати зовнішнє огороження у випадках наявності на електричних підстанціях відкритих розподільних пристроїв. Електричні

будівлі і споруди за ступенем пожежної небезпеки відповідають виробничим спорудам категорії В і виготовляються з вогнетривких матеріалів. Основні та несучі конструкції будівлі повинні мати межу з вогнестійкості не нижче рівня, який встановлений будівельними нормами для будівель і споруд I та II ступеня з вогнестійкості. Електротехнічні споруди мають розділятися між собою протипожежними перегородками. Поздовжні та поперечні протипожежні перегородки і перекриття повинні мати межу з вогнестійкості не менше 0,75 години.

Компонування електрообладнання, конструктивне виконання, вибір несучих конструкцій, на яких потрібно розташовувати електрообладнання, а також умови монтажу струмоведучих частин, шин, ізоляторів та інших електропристроїв та апаратів у проекті електричної частини підстанції мають вирішуватися таким чином, щоб можна було як у процесі монтажу, так і в процесі її експлуатації виконати ряд умов і вимог: гарантування безпечного обслуговування електрообладнання; зручний нагляд за вимірювальними та контрольними приладами, покажчиками стану вимикачів та роз'єднувачів, рівнем масла у трансформаторах та інших маслонаповнених апаратах; безпечний огляд, заміну та ремонт електропристроїв та конструкцій; потрібний ступінь локалізації пошкоджень; потрібну механічну міцність; мінімальні витрати силових та контрольних кабелів, монтажних проводів, чорних та кольорових металів; можливість зручно транспортувати електрообладнання та інші вантажі, які потребує підстанція.

Масляні трансформатори повинні установлюватись так, щоб мінімальна вістань від них до стіни будівлі була не менше 0,8 м. Розміщення дверей і вікон на висоті будівлі до рівня кришки трансформатора не допускається. Від рівня кришки трансформатора та вище на 8 м дозволяється застосування вікон з армованим склом, що не відкидуються. В закритих камерах трансформаторів, а також у закритих розподільних пристроях має передбачатися місце для

встановлення стаціонарних піднімальних пристроїв. Крім того, коридори (проходи), які передбачаються у будівлях з електрообладнанням для нагляду та керування електроустановками, мають розділятися вогнетривкими перегородками на відсіки довжиною не більше 60 м. Мінімальні розміри проходів у щитових приміщеннях наведені у таблиці 16.

Відстань у світлі між оголеними струмоведучими частинами різних фаз, заземленими конструкціями, огороженням та між неогороженими струмоведучими частинами різних кіл розподільних пристроїв повинна бути не менше значень, які наведені у таблиці 17. Ширина коридора обслуговування на стороні 6-10 кВ розподільних пристроїв має гарантувати безпечне, зручне обслуговування та переміщення обладнання. При цьому відстань у світлі між огороженнями має бути не менше 1 м при однобічному та 1,2 м при двобічному розташуванні обладнання. У коридорі, який передбачено для керування приводами вимикачів та роз'єднувачів, ці розміри мають бути не менш 1,5 і 2 м відповідно.

Кількість виходів з будівлі розподільного пристрою має визначатись таким чином, щоб відстань від будь-якої точки коридора для обслуговування до виходу була не більше 30 м. Кабельні приміщення та кожний їх відсік повинні мати не менше двох виходів, а їх висота має бути не менше 3 м. У кабельних спорудах, а також у підвальних приміщеннях мають бути розміщені дренажні пристрої.

Двері між приміщеннями розподільних пристроїв як напругою до 1000 В, так і вище мають відчинятись у бік розподільного пристрою нижчої напруги. Крім того, двері повинні відчинятись назовні та мати замки, які самі зачиняються і відчиняються без допомоги ключа з внутрішнього боку приміщення розподільного пристрою.

Таблиця 16 - Мінімальні розміри проходів у щитових приміщеннях

№	Вид проходу	Розміри, м
1	Проходи обслуговування з лицьового та заднього боків щита у світлі:	

	- ширина - висота	0,8 (допускається зменшення до 0,6 м із заднього боку) 1,9
2	Відстань від найбільш виступаючих неогороджених неізольованих струмоведучих частин, які розташовані з одного боку проходу на висоті не менше 2,2 м, до протилежної стіни або обладнання з оголеними огороженими струмоведучими частинами: - при напрузі нижче 660 В - при напрузі 660-1000 В	1,0 при довжині щита < 7 м 1,2 при довжині щита ≥ 7 м 1,5
3	Відстань між неогороженими неізольованими струмоведучими частинами, які розташовані на висоті 2,2 м та більше з обох боків проходу: - при напрузі нижче 660 В - при напрузі 660-1000 В	1,5 2,0

Таблиця 17 - Відстань між оголеними струмоведучими частинами та елементами закритих розподільних пристроїв

№	Вид проміжку	Мінімальна відстань, мм при напрузі, кВ			
		6	10	35	110
1	Від струмоведучих частин до заземлених конструкцій та частин будови	90	120	290	700
2	Між провідниками різних фаз	100	130	320	800
3	Від струмоведучих частин до суцільних огорожень	120	150	320	730
4	Від струмоведучих частин до сітчастих огорожень	190	220	390	800
5	Між неогороженими струмоведучими частинами різних кіл	2000	2000	2200	2900

6	Від неогороджених струмоведучих частин до відмітки кола	2500	2500	2700	3400
7	Від неогороджених виводів із закритих розподільних пристроїв до землі	4500	4500	4750	550
8	Від контакта та ножа від'єднувача у ввімкнутому стані до ошиновки, яка приєднана до другого контакта	110	250	350	900

Підлоги приміщень кожного поверху повинні бути на одному рівні. Матеріал підлог має виключати можливість утворення цементного пилу. Наявність порогів у дверях та коридорах приміщень розподільного пристрою не допускається. Рівень підлоги у приміщеннях першого поверху повинен бути вище нульової відмітки не менше 0,2 м. Перекриття кабельних каналів мають бути виготовлені із залізобетонних конструкцій і укладатись на одному рівні з підлогою.

Під масляними трансформаторами, великооб'ємними масляними вимикачами та іншими маслonaповненими апаратами повинні розміщуватись маслоприймачі витоку масла в аварійних випадках місткістю не менше, ніж об'єм масла у маслonaповненому апараті.

Розташування камер трансформаторів та інших електричних апаратів у приміщеннях розподільного пристрою повинно здійснюватись таким чином, щоб, як правило, не допускати перехрещення власних силових та контрольних кабелів з кабелями, які належать до інших кіл.

Висота приміщень, у яких передбачається розташування комплектних розподільних пристроїв, має бути більше висоти шаф розподільних пристроїв не менше ніж 0,8 м. При цьому ширина приміщення має бути більше глибини (довжини) цих шаф на ширину проходів з лицьового та заднього боків і на ширину коридорів для керування електроустановками СЕП.

Габаритні розміри деяких типів комплектних

розподільних пристроїв наведені у таблиці 18.

Таблиця 18 - Габаритні розміри деяких типів розподільних пристроїв

№	Тип розподільного пристрою	Ширина, мм	Глибина, мм	Висота, Мм
1	КРУ2-10	900	1660	2350
2	КРУ2-10Е-2750	1350	166	2375
3	КР-10/500	1350	1600	2750
4	К-ХІІ	900	1700	2400
5	К-ХV	1350	1700	2800
6	К-ХХVІ(К-ХІІ/80)	900	1700	2400
7	К-ХХVІІ	1350	1700	2800
8	КР10-Д9	1500	2600	4100
9	КРУ2-107/Е	900	1660	2350
10	К-Х (К-ХХV)	900	1600	3100
11	К-ХХІ(К-ХХІІ)	900	1600	3100
12	К-ХХІV	1350	1600	3100
13	КСО-226	1000	1200	3085
14	КСО-366	1000	1000	3085
15	КСО-272	1200	1000	2900

Компонування електрообладнання відкритих розподільних пристроїв підстанцій має свої особливості, які залежать від багатьох чинників, насамперед, від: напруги, потужності та призначення підстанції, кліматичних умов, рельєфу та геології місцевості; напрямку повітряних та кабельних ліній електропередачі, що підходять до підстанції, естакад і тунелів; розташування під'їзних доріг та можливості під'їзду автокранів, телескопічних вишок та інших спеціальних машин і механізмів до силових трансформаторів, вимикачів, роз'єднувачів, розрядників, трансформаторів струму і напруги та інших порталів, на яких розташоване електрообладнання.

На електричних підстанціях, які живлять електроприймачі першої категорії, кабелеві канали мають бути відокремленими (власними) для кожної секції шин. Ошиновка у відкритих розподільних пристроях повинна

підвішуватися на одиночних гірляндах ізоляторів. Мінімальні відстані від струмоведучих частин до різних елементів розподільного пристрою залежать від напруги підстанції і наведені відповідно до вимог ПУЕ та Правил експлуатації електроустановок (ПЕЕ) у таблиці 19.

Таблиця 19 - Найменша відстань між струмоведучими частинами та іншими елементами у відкритих розподільних пристроях

№	Назва проміжку	Мінімальна відстань, мм при напрузі кола, кВ					
		до 10	20	35	110	150	220
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Від струмоведучих частин або від елементів обладнання та ізоляції, які знаходяться під напругою, до конструкцій або внутрішніх огорожень висотою не менше 2 м	200	300	400	900	1300	1800
2	Між проводами або шинами різних фаз	220	330	440	1000	1400	2000

Продовження таблиці 19

1	2	3	4	5	6	7	8
3	Від струмоведучих частин або елементів обладнання та ізоляції, які знаходяться під напругою, до внутрішніх огорожень висотою 1,6 м або до максимального габаритного розміру обладнання, яке транспортується	950	1050	1150	1650	2050	2550
4	Між струмоведучими частинами різних кіл у різній площині при обслуговуванні нижнього кола і на вимиканні верхнього	950	1050	1150	1650	2050	3000
5	Від неогороджених						

	струмоведучих частин до землі або до покрівлі будівлі при незначному провисанні проводу	2900	3000	3100	3600	4000	4500
6	Між струмоведучими частинами різних кіл у різних площинах та між струмоведучими частинами різних кіл у горизонтальній площині при обслуговуванні одного кола і при невмиканні іншого, а також від струмоведучих частин до верхньої частини зовнішньої огорожі	2200	2300	2400	2900	3300	3800
7	Від контакта та ножа роз'єднувача або заземлювача у вимкненому стані до ошиновки, яка з'єднується з другим контактом даного комутаційного апарата	240	365	485	1100	1550	2200

5 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКИ У ПРОЦЕСІ ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Електробезпека – це система організаційних і технічних заходів та засобів, які забезпечують захист людей від шкідливої та небезпечної дії електричного струму, електричної дуги електромагнітного поля та статистичної електрики. Електричний струм, який проходить крізь тіло людини, спричиняє часткове або повне ураження її організму.

Значення струму, який буде проходити крізь тіло людини у випадках його дотику до струмоведучих частин електроустановки, залежить від багатьох факторів, основними з яких є напруга електроустановки, опір людини, частота та рід струму, схема дотику людини до електропристрою, режим нейтралі електричної мережі, кліматичні умови розташування електроустановки та інші. Тому перед тим, як застосувати той чи інший захід щодо захисту

людини від ураження електричним струмом, насамперед проводиться аналіз небезпеки спроектованої електричної мережі. Він практично зводиться до розрахунку значення струму, який буде протікати крізь тіло людини в умовах, у яких може опинитись людина у процесі експлуатації, монтажу або налагодження електричних мереж та електроустановок. Крім того, аналіз потрібен також для оцінки впливу різноманітних факторів та параметрів мережі на небезпеку ураження людини електричним струмом.

Після такого аналізу потрібно визначити захисні технічні засоби, їх види, виконання та місця розташування у СЕП або в окремій електричній установці. Для захисту людини від ураження електричним струмом застосовують такі технічні заходи: забезпечення недосяжності струмоведучих частин; малі напруги; електричне відділення мереж; компенсування ємнісної складової струму замикання на землю; подвійна ізоляція; контроль та профілактика пошкоджень ізоляції; електричні та механічні блокування; нормальна, попереджувальна та аварійна сигналізація; попереджувальні плакати та надписи; індивідуальні засоби захисту; захисні вимикаючі пристрої; захисне заземлення електроустановок; занулення електроустановок. Застосування цих захисних заходів регламентується ПУЕ, ПЕЕ та іншими нормативними документами.

Застосування тих чи інших технічних заходів захисту або їх сукупності залежить від багатьох факторів, але практично в усіх випадках електроприймачі мають бути заземлені або занулені. Виняток складають електроустановки напругою до 1000 В при їх номінальній напрузі менше 12 В для особливо небезпечних електротехнічних приміщень, напругою 42 В для електротехнічних приміщень з підвищеною небезпекою та 110 В – для приміщень, які з точки зору електробезпеки не належать до небезпечних. Як правило, один технічний захід не може забезпечити достатню безпеку обслуговуючого персоналу та інших людей. Залежно від виду електроустановки, номінальної напруги, режиму нейтралі,

умов середовища приміщення та доступності електрообладнання потрібно застосовувати певний комплекс заходів, які мають забезпечити достатню електробезпеку.

Слід розрізняти види та призначення заземлень електроустановок. Основне заземлення, яке на схемах позначається символом R_o , передбачено для заземлення нейтралей трифазних генераторів або трансформаторів, що, у свою чергу, визначає режим нейтралі електричної мережі. Робоче або захисне заземлення, яке на схемах позначається символом R_p або R_3 , передбачено для заземлення електроприймачів постійної та змінної напруги з метою захисту обслуговуючого персоналу від ураження електричним струмом при появі потенціалу на струмопровідних частинах електроустановки в аварійних режимах роботи.

Повторне заземлення на схемах позначається символом R_n . Воно здійснює повторне заземлення нейтралі електричної мережі з глухозаземленою нейтраллю шляхом з'єднання захисного занулюючого проводу (або шини) через кожні 150м з R_n (або корпус електропристрою з'єднується з R_n безпосередньо) і передбачено для захисту персоналу від ураження електричним струмом до моменту вимикання аварійної електроустановки за допомогою занулення цієї ж електроустановки. Повторне заземлення електроустановок дозволяє знизити напругу доторкання до електроустановки приблизно у 2 рази (при $R_o = R_n$). Значення опору R_n залежить від допустимої тривалості часу протікання струму крізь тіло людини при даній напрузі дотику, тобто від часу спрацювання автоматичних пристроїв, які передбачені для вимикання електроустановки в аварійних режимах.

Крім вищезазначених, застосовуються ще такі заземлювальні пристрої, які використовуються у специфічних схемах захисту електроустановок від інших чинників. Одним з таких захистів є блискавкозахист. У більшості випадків заземлювальний пристрій блискавкозахисту є автономним, і його хвилевий опір має бути не більше 10-200 м. На схемах

він позначається символом R_z (опір заземлення). В окремих випадках є потреба здійснювати окреме заземлення електроустановок змінної і постійної напруги до власних контурів заземлення. Наприклад, так це робиться на тягових підстанціях постійного струму. Ця ситуація обумовлена тим, що при замиканні плюсового полюса на землю струми КЗ, які протікають у землі і досягають надзвичайно великих значень, викликають небезпечні для обслуговуючого персоналу крокові напруги. Для боротьби з цим явищем потрібно застосовувати спеціальний релейний захист від КЗ на землю, який працює на вимикання джерела постійної напруги – перетворювального агрегату тягової підстанції. Даний релейний захист має власний заземлювальний контур, до якого приєднується струмова обмотка реле замикання на землю. У цьому випадку значення опору заземлювального контуру визначається як надійністю роботи релейного захисту, так і безпекою дотику до корпусів та неструмопровідних частин електрообладнання постійного струму.

При розробленні захисного заземлення електроустановки, виробничого приміщення або об'єкта потрібно:

обумовити необхідність його застосування відповідно до вимог ПУЕ та ГОСТ 12.1.030-81;

відповідно до вимог ПУЕ забезпечити максимально допустиме значення опору заземлювального контуру;

залежно від розташування електроустановки та її зв'язків з іншим електрообладнанням СЕП, природно-кліматичних умов та інших обставин розробити ескізний проект конструкції заземлювального контуру;

обумовити технологію виконання заземлення окремих електроустановок та порядок його випробування у процесі налагодження, експлуатації та ремонту електроустановок.

Відповідно до вимог ПУЕ та ГОСТ 12.1.030-81 обов'язковому заземленню підлягають струмопровідні

частини електроустановок (корпуси) з номінальною напругою більше 12 В для особливо небезпечних з електробезпеки виробничих та інших приміщень, напругою більше 42 В для приміщень з підвищеною небезпекою і в усіх інших випадках при живленні електроприймачів від мережі постійного струму, від однофазних мереж змінного струму або від трифазних мереж змінного струму з ізольованою нейтраллю напругою до 1000 В та в усіх випадках при номінальній напрузі електроприймачів вище 1000 В незалежно від характеру струму та режиму нейтралі електричної мережі змінного струму (ізольована, глухозаземлена або компенсована). При цьому за номінальну напругу будь-якої електроустановки приймається найбільша напруга, під якою може знаходитись якийсь струмоведучий елемент електроустановки при нормальному режимі її роботи.

Максимально допустиме значення опору заземлювального контуру, до якого приєднуються корпуси електроприймачів або нейтралі джерел живлення, визначаються приблизно за емпіричними залежностями:

$$R_3 = 250 / I_3,$$

коли до контуру приєднуються корпуси електроустановок з напругою вище 1000 В або одночасно корпуси електрообладнання напругою вище 1000 В і до 1000 В;

$$R_3 = 125 / I_3,$$

коли до контуру приєднуються тільки корпуси електроустановок напругою до 1000 В (де I_3 – струм замикання фази на землю, А).

Значення струму замикання на землю і значення опору заземлювального контуру залежить від напруги мереж, режиму нейтралі мережі та питомого опору ґрунту (глина, суглинок, чорнозем, торф, пісок, супісок). У більшості випадків, як показує практика, розрахункове значення опору заземлювального пристрою для мереж напругою до 1000 В не перевищує 4 Ом (крім піщаних та супіщаних ґрунтів). Для силових трансформаторів потужністю до 100 кВА опір заземлювального контуру не повинен перевищувати 10 Ом.

Опір заземлювальних пристроїв електроустановок напругою 110 кВ та вище має бути не більше 0,5 Ом. Опір заземлювальних проводів, які з'єднують корпуси електроустановок з заземлювальним контуром, включно з перехідними опорами місць з'єднання в усіх випадках не повинен бути більше 0,1 Ом. Більш точне потрібне значення заземлювального пристрою для конкретного типу електроустановки необхідно обирати з нормативних документів (ПУЕ та ін.).

Незалежно від призначення заземлювального пристрою методика розрахунку його омичного опору є практично однаковою. При цьому визначення хвильового опору заземлювального контуру блискавкозахисту здійснюється за допомогою поправкових коефіцієнтів до омичного опору заземлювача, які залежать від конструкції заземлювального пристрою. На практиці використовуються як природні, так і штучні заземлювальні пристрої або їх сукупність. Як природні заземлювачі можуть бути використані підземні металеві частини або арматура залізобетонних фундаментів споруд, обсадні труби, трубопроводи негорючих та невибухових рідин та газів, броня або оболонка кабелів, які прокладені у землі, та інші подібні конструкції, які мають надійний та сталий контакт з ґрунтом. Штучний заземлювач являє собою спеціальну підземну конструкцію, яка виконана з вертикальних сталевих стрижнів – електродів довжиною 2,5-6 м, діаметром 10-50 мм, або з кутикової сталі товщиною стінки не менше 4 мм та горизонтальних штабів, що з'єднують ці електроди між собою шляхом зварювання.

Вихідними даними для розрахунку штучного заземлювального пристрою є: максимально допустимий омичний опір контуру, який залежить від напруги електричної мережі, її довжини, режиму нейтралі, конфігурації та геометричних розмірів конструктивних елементів заземлювального пристрою (вертикальних електродів та горизонтальних штабів); схема розташування електродів та відстань між ними; глибина розташування

верхньої частини заземлювального пристрою, тобто горизонтальних штабів. Результатом розрахунку є потрібна кількість вертикальних електродів для досягнення потрібного значення опору контуру при обраній схемі їх розташування.

Опір одного вертикального круглого електрода R_{e1} відносно землі при заглибленні його верхнього кінця від поверхні землі не більше 0,5-0,7м визначається з виразу:

$$R_{e1} = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d}, \quad (1)$$

де ρ – питомий опір ґрунту, Ом·м;

l – довжина електрода, м;

d – діаметр електрода, м (коли електрод виготовлено з кутикової сталі, тоді еквівалентний діаметр $d_e = 0,95b$, де b - ширина сторін кутика).

Орієнтовні значення питомого опору ґрунту при вологості 10-20% до маси ґрунту складають, Ом·м: глина – 40; суглинок – 100; пісок – 700; супісок – 300; торф – 20; чорнозем – 20; садова земля – 40; каменистий ґрунт – (500-800); скелястий – (104-107). Питомий опір води: морська – (0,2-1); річкова – (10-100); ставкова – (40-50); ґрунтова – (20-70); у струмках – (10-60). Ці дані використовуються для орієнтовних розрахунків опору заземлення. Для практичних розрахунків мають використовуватися значення питомих опорів, які отримані шляхом натурних вимірювань опору ґрунту на ділянці, де буде розміщений заземлювальний контур.

Горизонтальні заглиблені заземлювачі вкладаються у вигляді замкнутого контуру зі штабової або круглої сталі на дно котловану по периметру фундаменту будівлі або споруди. Опір такого заземлювача або з'єднувальної смуги вертикальних електродів комбінованого заземлювального пристрою визначається з виразу:

$$R_c = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bH}, \quad (2)$$

де l – довжина контуру або штаби, м;
 b – ширина штаби (або подвійний діаметр круглої сталі, м);
 H – глибина від поверхні землі, м.

При розрахунку кількості вертикальних електродів штучного заземлювального контуру у випадках, коли також використовуються природні заземлені металеві конструкції з опором R_n , приймається, що опори вертикальних електродів, горизонтальної штаби та природні з'єднані між собою паралельно. При цьому природний опір R_n визначається або шляхом вимірювання, або розраховується, коли відомі геометричні розміри підземних конструкцій та їх розташування. Емпіричні вирази для таких розрахунків наведені у таблиці 10.3 [10] та в інших довідкових джерелах. Крім того, при розрахунку опору заземлювального пристрою враховується взаємний вплив (екранування) металевих елементів контуру один на одного, який збільшує опір електродів. Цей вплив практично відсутній, коли електроди розташовані на відстані один від одного не менше 40 м. Ефект екранування враховується шляхом введення у розрахункові вирази поправкових коефіцієнтів використання електродів η_s та з'єднувальної штаби η_c .

Алгоритм розрахунку опору заземлювального контуру (пристрою) має таку послідовність:

1) визначається розрахунковий струм замикання на землю та потрібний опір заземлювального пристрою R_3 за вимогами ПУЕ або інших нормативних джерел;

2) визначається розрахунковий питомий опір ґрунту з урахуванням кліматичного коефіцієнта ψ , значення якого лежать у межах 1,0-2,5 залежно від глибини розташування контуру, типу ґрунту, його вологості, наведено у таблиці 20 ($\rho_{розр} = \psi\rho$, де ρ – питомий опір ґрунту з довідкової літератури

або виміряний);

Таблиця 20 - Значення розрахункових коефіцієнтів опору ґрунту

Ґрунт	Глибина розташування, м	Кліматичний коефіцієнт ψ при вологості ґрунту		
		велика	середня	сухий ґрунт
Суглинок	0,8-3,8	2,0	1,5	1,4
Садова земля глибиною 0,6 м	0-3	-	1,32	1,2
Гравій у суміші з глиною	0-2	1,3	1,2	1,1
Вапняк	0-2	2,5	1,51	1,2
Гравій у суміші з піском	0-2	1,5	1,3	1,2
Торф	0-2	1,4	1,1	1,0
Пісок	0-2	2,4	1,56	1,2
Глина	0-2	2,4	1,36	1,2

3) розраховується або вимірюється опір природних заземлювачів;

4) визначається опір штучного заземлювача R_w , який потрібно будувати додатково до природного, коли $R_n > R_3$ з виразу

$$R_w = \frac{R_n R_3}{R_n - R_3} \quad (3)$$

У випадках, коли природні заземлювачі не застосовуються, тоді приймають $R_w = R_3$, тобто потрібно споруджувати штучний заземлювальний пристрій з опором відповідно до вимог ПУЕ;

5) визначається опір одиночного вертикального електрода R_{e1} з виразу (1) або з виразів таблиці 10.3 [10] при інших умовах розташування елементів контуру або їх поперечного перерізу;

6) визначається орієнтовна кількість вертикальних електродів, схема їх розташування на плані та попередня відстань між ними, а потім за цими даними з таблиці 21 визначається коефіцієнт використання вертикальних електродів η_8 ;

Таблиця 21 – Коефіцієнти використання η_e вертикальних електродів без урахування з'єднувальної штаби

Співвідношення відстані між електродами до їх довжини	Розташування у ряд		Розташування по контуру	
	Кількість труб (кутиків)	η_e	Кількість труб (кутиків)	η_e
1	2	0,86	4	0,69
	3	0,78	6	0,62
	5	0,70	10	0,55
	10	0,59	20	0,47
	15	0,54	40	0,41
	20	0,49	60	0,39
2	2	0,91	4	0,78
	3	0,87	6	0,73
	5	0,81	10	0,68
	10	0,75	20	0,64
	15	0,71	40	0,58
	20	0,67	60	0,55
3	2	0,94	4	0,85
	3	0,91	6	0,80
	5	0,87	10	0,75
	10	0,81	20	0,71
	15	0,78	40	0,67
	20	0,76	60	0,65

7) розраховується опір з'єднувальної штаби $R_{c,розр}$ з виразу (2), або з потрібних виразів таблиці 10.3 [10] чи іншої довідкової літератури та визначається її реальний опір R_c з урахуванням екранування шляхом поділення розрахункового значення на коефіцієнт використання штаби η_c , який береться з таблиці 22 ($R_c = R_{c,розр} / \eta_c$);

8) визначається потрібний опір розтікання усіх вертикальних електродів $R_{e\Sigma}$ з виразу:

$$R_{e\Sigma} = \frac{R_{ш} R_c}{R_c - R_{ш}} \quad (4)$$

Таблиця 22 - Коефіцієнт використання η_c з'єднувальної штаби

Співвідношення відстані між електродами	Кількість труб (кутиків) заземлювача
---	--------------------------------------

ми до їх довжини	4	8	10	20	30	50	60
Розташування у ряд труб або кутиків							
1	0,77	0,67	0,62	0,42	0,31	0,21	0,20
2	0,89	0,79	0,75	0,56	0,46	0,36	0,27
3	0,92	0,85	0,82	0,68	0,58	0,40	0,36
Розташування по контуру труб або кутиків							
1	0,45	0,36	0,34	0,27	0,24	0,21	0,20
2	0,55	0,43	0,40	0,32	0,30	0,28	0,27
3	0,70	0,60	0,56	0,45	0,41	0,37	0,36

9) визначається кінцева кількість вертикальних електродів з урахуванням ефекту екранування з виразу:

$$n = \frac{R_{e1}}{\eta_e R_{e\Sigma}} \quad (5)$$

При розробленні занулення потрібно:

1)обумовити необхідність застосування занулення електроустановок спроектованої СЕП відповідно до вимог ПУЕ та інших нормативних актів або занулення з повторним їх заземленням;

2)привести нормативне значення опору заземлювального пристрою, до якого приєднується нейтраль електричної мережі;

3)вказати, як технологічно (конструктивно) виконується занулення конкретних електроустановок виробничого приміщення або технології, що розглядається, та навести порядок випробування у процесі налагодження, експлуатації та ремонту електроустановок.

Відповідно до вимог ПУЕ, ГОСТ 12.1.030-81 та інших нормативних документів занулення електроприймачів застосовується тоді, коли вони живляться від чотирипровідної електричної трифазної мережі змінного струму напругою до 1000 В з глухозаземленою нейтраллю. Нормоване значення опору заземлювального пристрою, до якого приєднується нейтраль силового трансформатора або генератора, визначається та розраховується так само,

як і опір заземлювального контуру, до якого приєднуються корпуси електроприймачів при їх захисному заземленні.

Випробування працездатності занулення здійснюється при введенні електроприймача в експлуатацію і періодично не рідше ніж один раз у п'ять років. Випробування на вимкненій електроустановці здійснюється за допомогою омметра шляхом вимірювання опору кола «фаза-нуль» для подальшого розрахунку струму КЗ. На електроустановках під напругою випробування занулення проводиться за методом «омметра-вольтметра» або за допомогою спеціального приладу типу М417.

Занулення вважається працездатним, і електроустановка допускається в експлуатацію, коли у процесі випробування підтвердилось, що струм КЗ по колу «фаза-нуль» не менше ніж у 3 рази перевищує номінальні значення плавкої вставки при захисті електроустановки за допомогою запобіжників. При цьому номінальний струм плавкої вставки запобіжника з достатньою для практики точністю може бути визначено з виразу

$$I_{ном.пв} = (1,25 - 1,3)I_{ном},$$

де $I_{ном}$ – номінальний струм навантаження.

При захисті електроустановки за допомогою автоматичних вимикачів (автоматів) з номінальним струмом до 100 А, які мають тільки електромагнітний розчеплювач, струм КЗ по колу «фаза-нуль» повинен не менше ніж в 1,4 рази перевищувати значення струму вставки електромагнітного розчеплювача, а для автоматів з номінальним струмом більше 100 А – в 1,25 разів. При цьому залежно від типу та потужності електроустановки, її призначення та режиму роботи струм вставки автомата $I_{уст}$ вибирається у 2-12 разів (залежно від його типу) більше номінального струму навантаження.

Розрахунок занулення зводиться до розрахунку та вибору поперечного перерізу занулюючого проводу, тобто

до розрахунку його опору, який є визначальним для струму в колі «фаза-нуль». Це потрібно для досягнення умов $I_{кз} \geq 3I_{ном}$ або $I_{кз} \geq 1,4I_{уст}$ залежно від застосованого захисного пристрою електроустановки, тобто залежно від виконавчого елемента максимального струмового захисту електроустановки. При цьому поперечний переріз захисного занулюючого проводу S_n не повинен виходити за межі $(0,5-1)S_\phi$ (де S_ϕ – поперечний переріз фазного проводу петлі «фаза-нуль»). Розрахунковий струм КЗ з урахуванням опору петлі «фаза-нуль» $Z_n = Z_\phi + Z_n$ у схемі з потужним трансформатором визначається з виразу

$$I_{кз} = \frac{U}{(Z_T / 3) + Z_n},$$

де U – діюча напруга «фаза-нуль», тобто фазна напруга трансформатора;

Z_T – повний опір обмоток трифазного трансформатора;

Z_n – повний опір кола «фаза-нуль».

Орієнтовні значення $Z_T/3$ сухих трифазних трансформаторів при вторинній напрузі 0,4 (0,23) кВ наведені у таблиці 23.

Таблиця 23 - Орієнтовні значення $Z_T / 3$ сухих трифазних трансформаторів при вторинній напрузі 0,4 (0,23) кВ

Потужність трансформатора, кВА	Схема з'єднання обмоток	$Z_T / 3$, Ом	Потужність трансформатора, кВА	Схема з'єднання обмоток	$Z_T / 3$, Ом
160	Δ / Y_0	0,055	560	Y / Y_0	0,043
180	Y / Y_0	0,151	630	Δ / Y_0	0,014
250	Δ / Y_0	0,035	750	Y / Y_0	0,036
320	Y / Y_0	0,085	1000	Δ / Y_0	0,09
400	Δ / Y_0	0,022			

Опір петлі «фаза-нуль» дорівнює:

$$Z_n = \sqrt{(R_\phi + R_n) + x_n^2},$$

де R_{ϕ} – активний опір фазного проводу;
 R_n – активний опір нульового проводу разом із занулюючим захисним проводом;
 x_n – індуктивний опір петлі «фаза-нуль».

Активний опір проводів визначається з виразу:

$$R_{np} = \rho \frac{l}{S},$$

де ρ – питомий опір, Ом·м/мм² (для міді $\rho = 0,0175$, для алюмінію – 0,028).

Індуктивний опір петлі «фаза-нуль» дорівнює сумі індуктивних опорів фазного x_{ϕ} та нульового x_n проводів та опору взаємоіндукції x_{ei} між цими проводами, тобто $x_n = x_{\phi} + x_n + x_{ei}$.

Індуктивні опори мідних та алюмінієвих проводів незначні за величиною, а тому при розрахунках у більшості випадків ними нехтують.

Для сталевих проводів активні та індуктивні опори залежно від щільності струму вибираються з таблиць довідкової літератури, а їх опір взаємоіндукції визначається з виразу:

$$x_{ei} = 10 \frac{\mu_0 l}{\pi} \ln \frac{2d}{D},$$

де μ_0 – магнітна проникність повітря;
 l – довжина лінії, м;
 d – відстань між проводами, м;
 D – діаметр проводу, мм.

Коли нульовий провід прокладається окремо від фазних проводів, тоді приймають, що $x_n = 0,6l$. При живленні електроприймачів кабельними лініями або сталевими проводами, які прокладені у залізних трубах, значенням x_n можна знехтувати.

Поперечний переріз S_ϕ фазних проводів, як правило, визначається за економічною щільністю струму з виразу:

$$S_\phi = \frac{I_{ном}}{j_e}$$

де $I_{ном}$ – номінальний струм лінії, А;

j_e – економічна щільність струму, А/мм² (для відкрито прокладених мідних проводів $j_e \approx (4-5)$, а для алюмінієвих – (2-2,5) А/мм²).

Номінальний струм лінії електропередачі $I_{ном}$ залежить від сумарної встановленої потужності трансформаторів S_Σ підстанції та її напруги U і визначається з виразу:

$$I_{ном} = \frac{S_\Sigma}{U \cos \varphi}$$

Номінальний струм лінії, яка живить окремий або групу електроприймачів, залежить від потужності електроприймача та його напруги і визначається з виразу:

$$I_{ном} = \frac{S_\Sigma}{U \cos \varphi}$$

де S , U – відповідно потужність та напруга електроприймачів.

Розрахунок занулення додатково включає в себе розрахунок напруги дотику до корпусу при наявності КЗ на корпус та розрахунок вторинного заземлення. Розрахунок напруги дотику здійснюється з метою визначення необхідності застосування вторинного заземлення на даній електроустановці. Вторинне заземлення електроустановки при її зануленні застосовується тоді, коли розрахункове значення напруги дотику перевищує найбільшу допустиму напругу дотику $U_{дом}$ та струм $I_{л}$, який проходить крізь тіло людини, при аварійному режимі електроустановки (таблиці 24, 25).

Таблиця 24 - Найбільша допустима напруга дотику $U_{дом}$ та струм $I_{л}$, що проходить крізь тіло людини в електроустановках напругою до 1000 В з

глухозаземленою або ізольованою нейтраллю
і вище 1000 В з ізольованою нейтраллю

Рід та частота струму	Нормована величина	Найбільше допустиме значення при тривалості дії струму, с											
		0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Більше 1,0
Змінний частоти 50 Гц	$U_{\text{дот}}$, В	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	36
	$I_{\text{л}}$, мА	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	36
Змінний частоти 400 Гц	$U_{\text{дот}}$, В	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40
	$I_{\text{л}}$, мА	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	15
Постійний	$U_{\text{дот}}$, В	650	500	400	300	270	230	220	210	200	190	180	-
	$I_{\text{л}}$, мА	650	500	400	300	270	230	220	210	200	190	180	-
Випрямлений дво-напівперіодний	$U_{\text{дот}}$, В	650	500	400	300	250	200	190	180	170	160	150	-
	$I_{\text{л}}$, мА	650	500	400	300	250	200	190	180	170	160	150	-
Випрямлений одно-напівперіодний	$U_{\text{дот}}$, В	220	200	100	70	55	50	40	35	30	27	25	12
	$I_{\text{л}}$, мА	220	200	100	70	55	50	40	35	30	27	25	12

Таблиця 25 - Найбільша допустима напруга дотику $U_{\text{дот}}$ в електроустановках змінного струму частоти 50 Гц напругою вище 1000 В з глухим заземленням нейтралі

Тривалість дії струму, до	0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	1-5
$U_{\text{дот}}$, В	500	400	200	130	100	65

6 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Метою техніко-економічної оцінки проекту СЕП є визначення собівартості передачі електричної енергії до її споживачів. Однією із спрощених методик визначення собівартості є методика, де собівартість електричної енергії C визначається співвідношенням повних річних приведених витрат B до втраченої упродовж року активної енергії W_p

$$C = \frac{B}{W_p}.$$

Повні річні приведені витрати B визначаються з виразу:

$$B = I + P_n K,$$

де I – річні експлуатаційні витрати;

P_n – нормативний коефіцієнт ефективності (при розрахунках в електроенергетиці $P_n = 0,15$);

K – капіталовкладення у спроектовану СЕП.

Річні експлуатаційні витрати складаються з амортизаційних відрахувань I_a , витрат на обслуговування електроустановок I_o та втрат електричної енергії протягом року I_e , тобто

$$I = I_a + I_o + I_e.$$

Амортизаційні відрахування I_a визначаються з виразу:

$$I_a = \frac{A \cdot K}{100},$$

де A – норма амортизаційних відрахувань у відсотках.

Норми амортизаційних відрахувань та витрати на експлуатацію різноманітного електрообладнання у відсотках від капіталовкладень, які можна використати при навчальному проектуванні СЕП, наведені у таблиці 26.

Таблиця 26 - Норми відрахувань на амортизацію та експлуатацію електрообладнання

№	Вид електрообладнання	Норми відрахувань від капітальних вкладень, %
---	-----------------------	---

		Амортизаційні			на експлуатацію	разом
		загальні	на встановлення	на кап. ремонт		
1	Силове електротехнічне обладнання та розподільні пристрої напругою: до 150 кВ; від 220 кВ та вище	6,4	3,5	2,9	3,0	9,4
		6,4	3,5	2,9	2,0	8,4
2	Повітряні ЛЕП: а) на металевих та залізобетонних опорах напругою: до 20 кВ; від 35 кВ та вище б) на дерев'яних опорах з просоченої деревини або непросоченої модрина напругою: до 20 кВ; від 35 до 220 кВ в) на дерев'яних опорах з непросоченої деревини напругою до 20 кВ	3,6	3,0	0,6	2,0	5,6
		2,4	2,0	0,4	0,4	2,8
		5,7	4,0	1,7	2,0	7,7
		4,9	3,3	1,6	0,5	5,4
		8,0	6,0	2,0	2,0	10,0
3	Кабельні ЛЕП із свинцевою оболонкою напругою до 10 кВ, прокладені у землі або приміщеннях	2,3	2,0	0,3	2,0	4,3
4	Кабельні ЛЕП з алюмінієвою оболонкою напругою до 10 кВ, прокладені: а) у землі; б) у приміщеннях	4,3	4,0	0,3	2,0	6,3
		2,3	2,0	0,3	2,0	4,3
5	Кабельні ЛЕП з пластмасовою ізоляцією напругою 10 кВ, які прокладені у землі або в приміщеннях	5,3	5,0	0,3	2,0	7,3
6	Кабельні ЛЕП напругою 20-35 кВ із свинцевою оболонкою, прокладені: а) у землі; б) під водою	3,4	3,0	0,4	2,0	5,4
		5,8	5,0	0,8	2,0	7,8
7	Випрямні установки	8,6	5,0	3,6	-	8,6
8	Кислотні акумулятори	9,1	5,9	3,2	1,0	10,1

Витрати на обслуговування електроустановок I_0 складають незначну частину від нових витрат, тому що пов'язані практично тільки з виплатою заробітної платні. Ця витратна частина коштів, як правило, не перевищує 1-2%. При

навчальному проектуванні при відсутності даних про заробітну платню на типових або аналогічних об'єктах дозволяється прийняти витрати на заробітну платню рівними 1% від капіталовкладень або зовсім знехтувати цими витратами.

Витрати, пов'язані з втратами електричної енергії в електрообладнанні спроектованої СЕП, визначаються з виразу:

$$C_{\text{сер}} = \tilde{N}_{\text{вд}} \Delta W_{\text{вд}},$$

де $C_{\text{сер}}$ - середня собівартість електроенергії в енергосистемі України (дорівнює близько 30 к./кВт·год).

Річні втрати електроенергії складаються з втрат у лініях електропередачі (ЛЕП) та втрат у силових трансформаторах. Втрати електричної енергії у вимірювальних трансформаторах струму і напруги незначні у порівнянні з втратами у силових трансформаторах, тому при розрахунках вони, як правило, не враховуються.

Річні втрати в потужних трансформаторах визначаються з виразу:

$$\Delta W_{\text{пт}} = P_{\text{хх}} \cdot 8760 + P_{\text{кз}} \frac{S_{\text{max}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \tau,$$

де $P_{\text{хх}}$, $P_{\text{кз}}$ – втрати холостого ходу і короткого замикання трансформатора, які визначаються за його паспортними даними;

$S_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos \varphi}$ – максимальне навантаження на трансформатор (P_{max}) береться з графіка навантаження;

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора;

τ – час найбільших втрат у трансформаторі або в ЛЕП.

Час найбільших втрат у трансформаторі або в ЛЕП τ залежить від часу використання максимального навантаження T_{max} , який визначається з річного графіка навантаження за тривалістю. Ця залежність наведена у

таблиці 27.

Таблиця 27 - Залежність часу найбільших витрат від тривалості використання максимального навантаження

$T_{max},$ г	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	8760
$\tau, г$	500	1000	1850	2650	3500	4550	5750	7100	8760

Річні втрати електроенергії у повітряних та кабельних ЛЕП $\Delta W_{пл}$ визначається з виразу:

$$\Delta W_{пл} = r_o l \frac{S_{max.л}^2}{U_{ном.л}^2} \tau,$$

де r_o – активний опір 1 км ЛЕП (визначається з таблиці 25 ч.1 посібника [9]).

l – довжина ЛЕП;

$S_{max.л}$ – максимальна потужність ЛЕП, яка визначається з графіка навантаження електроприймачів, що живляться від даної лінії;

$U_{ном.л}$ – номінальна напруга ЛЕП.

Загальні капіталовкладення K у спроектовану СЕП складаються з вартості електрообладнання, будівельних та монтажних робіт. Укрупнені показники вартості деякого електрообладнання, окремих елементів СЕП та окремих видів робіт наведені у таблицях 28-35.

Таблиця 28 - Орієнтовна укрупнена вартість закритих розподільних пристроїв

Тип комірки	$U_{ном},$ кВ	Вартість, тис. грн
Комірка з вимикачем МГ (КРУ) КРУН	6-10	32 25
Комірка з вимикачем МГГ		100
Комірки з віддільником	35	50

ЗРУ за схемою „місток” з віддільником		150
ЗРУ за схемою „місток” з вимикачем МГ у перемичці		200
ЗРУ за схемою два блоки „лінія-трансформатор”	110	250
ЗРУ за схемою „місток” з віддільником		320
ЗРУ за схемою „місток” з вимикачем у перемичці		800
Секційний або шиноз’єднувальний вимикач МГГ	6-10	107
Секційний вимикач МГГ з реактором		210
Комірка для підключення генератора з вимикачем МГГ		90
Комірка для підключення трансформатора зв’язку з вимикачем МГГ		107

Таблиця 29 - Орієнтовна вартість закритих розподільних пристроїв

Тип РП	Призначення камери і її основне обладнання	Тип привода, ТН, розрядника	Ном. струм, А	Вартість, тис. грн			
				обладнання	монтажу та матеріалів	будів. частини	повна
1	2	3	4	5	6	7	8
КСО-2УМ	Ввід або підхідна лінія з вимикачем типу ВМП	ППМ ПЕ	1000	17,5	0,6	3,8	21,9
				15,4	0,6	3,8	19,8
напругою до 10 кВ	Ввід до трансформатора напруги	НТМИ (НТМК)	600	5,9	0,4	3,8	10,1
	Ввід або підхідна лінія з вимикачем типу ВМП Прохідний ввід з вимикачем типу ВВМ	ППМ ПЕ	1500	23,1	0,9	7,6	31,6
			1500	21,5	0,9	7,6	30,0
		ППМ ПЕ	1500	22,8	1,0	7,6	31,4
			1500	20,6	1,0	7,6	29,2
	Ввід від силового трансформатора з вимикачем типу ВМП	ППМ	1500	22,8	1,0	7,6	31,4
			3000	26,9	1,0	7,6	35,4
		ПЕ	1500	20,6	1,0	7,6	29,2
			3000	23,6	1,0	7,6	32,2
	Підхідна лінія з вимикачем типу ВМП	ППМ ПЕ	1500	17,1	0,6	3,8	21,4
			1500	14,2	0,6	3,8	18,6
	Ввід до трансформатора власних потреб типу ТМ-25/10	ППМ ПЕ	1500	26,8	1,0	7,6	35,4
			1500	25,8	1,0	7,6	34,4
	Підхідна лінія або ввід	ПРА-17	400	4,5	0,6	3,8	8,9
	Секційний роз’єднувач	ПР-2	600	1,45	0,4	3,8	5,65
	Секційний вимикач типу ВМП	ППМ	1500	21,3	1,0	7,6	29,9
			3000	24,0	1,0	7,6	32,6
		ПЕ	1500	21,2	1,0	7,6	29,8
			3000	22,9	1,0	7,6	31,4

Продовження таблиці 29

1	2	3	4	5	6	7	8
	Трансформатор напруги НТМИ (НТМК)			5,6	0,4	3,8	
	Розрядники	РВП (РВМ)	400	3,80	0,4	3,8	8,0
	Резервована камера (ввід	ПР-2	1500	2,8	0,3	3,8	6,9

заземлення збірних шин)								
К-ХІІ до 1500А	Комірка з вимикачем ВМП	ППМ-10	600,	21,8	0,6	4,1	26,5	
		ПЕ-11	1500	22,8	0,6	4,1	27,5	
		ПЕВ-12		38,5	0,6	4,1	45,2	
К-ХV до 3000А напру-гою до 10 кВ	Комірка з трансформатором напруги	НТМИ	-	11,0	0,4	4,1	15,5	
		НТМИ	-	12,2	0,4	4,1	16,7	
	Комірка з розрядником	РВП	-	10,0	0,4	4,1	14,5	
						0,6	4,1	19,7
	Комірка з трансформа-тором власних потреб потужністю до 63 кВА			600,	8,8	0,4	4,1	12,3
				1500	3,3	0,4	4,1	7,8
КРУ-2 напру-гою до 10 кВ	Комірка з вимикачем ВМП	ППМ-10	600;	18,7	0,6	4,1	23,4	
		ПЕ-11	1500	600;	17,9	0,6	4,1	22,6
		ПЕВ-12	1500	3000	38,5	0,6	6,1	45,2
	Комірка з трансформатором напруги	НТМИ	-	9,3	0,4	4,1	13,8	
		РВП	-	5,8	0,4	4,1	10,3	
	Комірка з трансформа-тором власних потреб потужністю до 2 кВА	-	600	10,0	0,4	4,1	14,5	
		-	600	7,8	0,4	4,1	12,3	
	Комірка з роз'єднувачем або кабельним сполученням	-	1500	14,0	0,4	4,1	18,5	
		-	3000-	5,6	0,4	-	6,0	

Таблиця 30 - Орієнтовна вартість елементів відкритих розподільних пристроїв

Назва елемента розподільного пристрою	Маса обладнання, т	Площа, м ²	Вартість, тис. грн			
			обладнання	мон-тажу та мате-	будів. частини	повна

				ріалів		
1	2	3	4	5	6	7
Комірка з вимикачем ВМП 600-1500 А з приводом ПЕ-11	1,5	5	23	0,6	0,9	24,5
Комірка з вимикачем ВМП 3000 А з приводом ПЕВ-12	2,5	5	50,0	1,2	1,8	53,0
Комірка секціонування з вимикачем ВМП 3000 А з приводом ПЕВ-12	2,3	5	47,3	1,2	1,8	50,3
Комірка з секційним штепсельним роз'єднувачем 600-1500 А	0,8	5	11,6	0,4	0,9	12,9
Комірка з трансформатором напруги НТМИ	0,9	5	13,2	0,4	0,9	14,5
Комірка з розрядником РВП або РВМ	0,9	5	14,2	0,4	0,9	15,5
Комірка з трансформатором власних потреб	0,9	5	21,5	0,6	0,9	23,0
Відкритий розподільний пристрій 35 кВ з однією системою шин на залізобетонних конструкціях						
Ввід з одним короткозамикачем та 3 розрядниками РВС	0,9	100	4,9	2,7	16,8	24,4
Ввід з одним роз'єднувачем РЛНД, 1 віддільником, 1 короткозамикачем та 3 розрядником РВС	1,7	150	9,8	4,2	25,2	39,2
Ввід з 3 роз'єднувачами РЛНД, 1 віддільником, 1 короткозамикачем та 3 розрядником РВС	3,3	250	16	8,4	42,0	66,4
Два вводи з 2 роз'єднувачами РЛНД, 2 віддільниками, 1 короткозамикачем та 3 розрядниками РВС	3,7	300	18,9	11,5	50,4	80,8
Вимикачі:						
ВМК-35	4	200	22,0	6,2	33,6	61,8
ВБД-35	3	200	14,0	4,8	33,6	52,4
ВМ-35	2,3	200	13,1	4,3	33,6	51,0
МКП-35	5	200	16,7	5,1	33,6	55,4
МГ-35	2,2	200	15,0	3,3	33,6	52,5
Короткозамикач КЗ-35	0,4	150	3,0	1,9	25,2	30,1
Трансформатор напруги НОМ-35	1,7	150	7,6	2,4	25,2	35,2
Розрядник РВС-35	0,8	150	3,4	1,3	25,2	29,9
Віддільник ОД-35/600	0,8	200	3,5	3,0	33,6	40,1

Продовження таблиці 30

1	2	3	4	5	6	7
Відкриті розподільні пристрої 35кВ з двома системами шин на залізобетонних конструкціях						
Два вводи з 4 роз'єднувачами РЛНД, 2 короткозамикачами та 6 розрядниками РВС	4,3	400	20,0	9,6	67,2	96,8

Два вводи з 4 роз'єднувачами РЛНД, 2 віддільниками, 2 короткозамикачами та розрядниками РВС	5,2	500	27,0	13,4	84,0	124,4
Два вводи з 3 роз'єднувачами РЛНД, 3 віддільниками, 2 короткозамикачами та 6 розрядниками РВС	5,1	500	28,1	14,0	84,0	126,1
Відкриті розподільні пристрої 110кВ з однією системою шин на залізобетонних конструкціях						
Ввід з 1 короткозамикачем та 3 розрядниками РВС	1,5	100	8,5	3,1	16,8	28,4
Ввід з 1 роз'єднувачем РЛНД, 1 віддільником, 1 короткозамикачем та 3 розрядниками РВС	3,5	150	17,0	5,4	25,2	47,6
Ввід з 3 роз'єднувачами РЛНД, 1 короткозамикачем, 1 віддільником та 3 розрядниками РВС	7,3	250	28,2	11,0	42,0	81,2
Для вводу з 2 роз'єднувачами РЛНД, 2 віддільниками, 1 коротко-замикачем та 3 розрядниками РВС	7,4	300	34,1	13,7	50,4	95,5
Вимикачі:ВМК-110	14,0	500	64,8	12,9	84,2	161,8
МКП-110	22,3	500	66,0	12,1	84,2	162,4
МГ-110	10,0	500	58,4	5,6	84,2	148,2
ВВН-110	11,4	500	131,2	7,0	84,2	222,4
Віддільник ОД-110/600	1,7	250	5,7	3,7	42,0	51,4
Роз'єднувач РОНЗ-110/600	1,8	250	7,6	2,7	42,0	52,3
Короткозамикач КЗ-110	1,0	250	3,4	1,9	42,0	47,3
Трансформатор напруги НКФ-110	4,8	200	31,4	3,0	33,6	68,2
Розрядник РВС-110	3,2	200	10,2	2,1	33,6	45,9
Відкриті розподільні пристрої з двома системами шин на залізобетонних конструкціях						
Два вводи з 4 роз'єднувачами РЛНД, 2 короткозамикачами, та 6 РВС	9,4	400	35,7	13,3	67,2	116,0
Два вводи з 4 роз'єднувачами РЛНД, 2 віддільниками, 2 короткозамикачами та 6 розрядниками РВС	11,0	500	46,3	17,7	84,0	148,0
Два вводи з 3 роз'єднувачами РЛНД, 3 віддільниками, 2 короткозамикачами та 6 розрядниками РВС	10,4	500	47,3	18,2	84,0	149,5

Таблиця 31 - Орієнтовна вартість трифазних двообмоткових трансформаторів для внутрішнього встановлення

Тип трансформатора	Напруга, кВ	Потужність, кВА	Вартість, тис. грн			
			обладнання	монтажних робіт	будів. частини	Повна
Без регулювання під навантаженням						

ТМЗ	10	160	10	1,2	7,4	18,6	
		250	13,1	1,5	7,4	22,0	
		400	17,7	2,3	11,2	31,2	
		630	21,8	2,7	16,7	41,2	
		1000	33,6	3,1	16,7	53,4	
		1600	47,4	3,1	16,7	67,2	
ТНЗ	10	160	19,6	1,2	7,4	28,2	
		250	28,4	1,6	7,4	37,4	
		400	39,6	2,5	11,2	53,3	
		630	56,6	3,1	16,7	76,4	
		1000	87,6	3,5	16,7	107,8	
		1600	118,0	3,5	16,7	138,2	
ТСЗ	10	160	21,4	1,7	4,7	27,8	
		250	26,0	1,8	6,2	33,0	
		400	32,2	2,2	8,7	43,1	
		630	45,5	2,5	10,1	58,1	
		1000	67,2	2,5	10,1	79,8	
		1600	96,8	2,8	11,5	111,2	
ТМ	10	100	5,0	2,5	4,7	12,2	
		160	6,3	2,6	6,2	15,4	
		250	10,5	2,6	6,2	19,3	
		400	12,6	4,0	10,1	27,0	
		630	16,7	4,6	14,7	36,0	
		1000	26,6	4,7	14,7	48,0	
		1600	41,1	7,4	17,5	66,0	
		2500	46,3	8,6	34,9	89,8	
		4000	66,5	10,9	47,3	124,7	
ТМ	35	400	22,7	5,3	9,3	37,3	
		630	28,6	7,3	14,0	49,9	
		1000	37,8	7,7	23,2	68,7	
		1600	47,7	7,9	32,6	88,2	
		2500	61,7	10,2	46,5	118,4	
		4000	95,1	13,2	46,5	154,8	
ТМН	35	6300	112,8	14,9	68,5	196,2	
		З регулюванням під навантаженням					
		1000	57,3	9,7	28,0	95,0	
		1600	63,4	14,6	28,0	106,0	
		2500	84,3	15,7	28,0	128,0	
		4000	107,7	17,1	37,2	162,0	
ТМН	110	6300	155,1	17,7	37,2	210,0	
		10000	227,1	18,7	37,2	283,0	
		16000	311,8	21,0	37,2	370,0	
		2500	195,6	25,0	74,4	295,0	
ТМН	110	6300	264,0	29,6	74,4	368,0	
		10000	331,6	30,0	74,4	436,0	
		16000	423,4	32,2	74,4	530,0	

Таблиця 32 - Орієнтовна вартість одноколових повітряних ліній електропередачі напругою 6-110 кВ

Тип про-воду	Попе-реч-ний	Вартість, тис. грн/км на опорах		
		дерев'яних напругою, кВ	залізобетонних напругою, кВ	сталевих напругою, кВ

	пере- різ, мм ²	6-10	20	35	110	6-10	20	35	110	35	110
А	25	16,5	19,8	-	-	10,0	25,0	-	-	-	-
	35	17,5	20,9	-	-	11,2	26,0	-	-	-	-
	50	18,0	22,5	40,5	-	12,5	27,5	-	-	-	-
	70	21,5	24,5	43,0	60,0	14,5	29,5	59,0	65,0	82,2	104,0
	95	24,0	27,5	46,5	62,8	17,5	32,5	62,2	73,0	84,5	106,5
	120	26,5	30,0	50,0	65,0	20,0	35,5	64,0	81,0	87,3	110,0
	150	-	33,1	53,0	69,0	-	38,5	68,0	84,0	90,5	113,0
	185	-	-	58,2	72,8	-	-	72,2	88,0	95,2	117,0
	240	-	-	64,3	79,0	-	-	78,0	99,3	100,5	124,0
АС	16	16,5	-	-	-	11,7	-	-	-	-	-
	25	17,5	21,0	-	-	12,5	26,2	-	-	-	-
	35	18,5	22,3	-	-	13,5	27,2	-	-	-	-
	50	19,7	23,8	43,0	-	15,0	29,1	-	-	-	-
	70	21,8	26,0	48,5	62,0	17,0	31,0	61,0	77,0	84,0	106,0
	95	24,5	28,7	48,5	65,0	19,5	33,8	64,0	80,0	86,5	109,0
	120	27,0	31,5	52,0	67,5	22,0	36,7	67,0	83,5	89,0	111,0
	150	-	35,0	55,5	71,0	-	40,0	70,0	86,0	92,0	115,0
	185	-	-	60,0	75,0	-	-	74,0	90,0	97,0	119,0
240	-	-	66,5	81,0	-	-	80,0	96,0	102,5	126,0	
АСО	300	-	-	-	-	-	-	-	103,0	-	132,5

Таблиця 33 - Орієнтовна вартість будівельних робіт при прокладанні кабелів на конструкціях та у блоках

Назва споруди та вид прокладання кабелю	Кількість отворів або їх поперечний переріз, мм	Вартість, тис. грн/км	
		сухий ґрунт	мокрый ґрунт
Блоки з урахуванням	2	175,0	-
	4	206,0	-

колодязів	6	235,0	-
	8	264,0	-
Канали на території разом з переходами:			
- заглиблені	900x600	401,2	517,2
	600x600	321,9	413,2
	600x450	281,3	362,5
-заглиблені та посилені	900x600	478,0	594,0
	600x600	382,0	475,8
	600x450	334,0	414,7
- напівзаглиблені	900x600	390,0	505,7
	600x600	313,2	405,7
	600x450	273,3	354,4
Тунелі:			
Прохідні	2000x2200	740,0	875,0
Напівпрохідні	1500x600	1200,0	1440,0
Естакада:			
одноколова (18-42 кабелів) поєднана з технологічними трубопроводами	-	945,0	1440,0
	-	300,0	-

Таблиця 34 - Орієнтовна вартість будівельних робіт при прокладанні кабелів у траншеях механізованим способом

№	Вартість, тис. грн/км					
	з урахуванням переходів			без урахування переходів		
	при категорії ґрунту					
	I	II	III	I	II	III
1	11,2	12,7	14,2	3,9	4,4	5,3
2	15,8	17,8	19,7	4,8	5,4	6,2
3	20,6	23,1	25,3	5,9	6,4	7,6
4	25,4	28,6	31,4	7,2	7,9	9,0
5	30,5	34,2	37,5	8,7	9,4	10,8
6	35,3	39,8	43,7	9,9	10,8	12,4
7	41,2	46,5	50,8	12,2	13,2	15,0
8	47,2	52,8	57,5	14,5	15,5	17,4
9	53,6	59,5	64,7	17,9	17,9	20,0
10	59,1	66,3	72,0	19,2	20,4	22,7

Таблиця 35 - Орієнтовна вартість монтажу та матеріалів 1 км кабельної траси

Поперечний пер-	Вартість монтажу та матеріалів, тис. грн									
	при прокладанні на конструкціях					при прокладанні у траншеї				
	ААБГ, АОАБГ	ААШв	АСБГ, АОСБГ	АШв, ОАБГ	СБГ, ОСБГ	ААБ, АОАБ	ААШв	АСБ, АОСБ	АШв, ОАБ	СБ, ОСБ

ре- різ жи- ли, мм ²										
НАПРУГА 6 кВ										
10	16,7	-	20,4	-	21,7	17,3	-	21,4	-	22,6
16	18,1	-	22,5	-	25,5	18,9	-	23,6	-	26,4
25	19,5	-	24,8	-	29,1	20,3	-	26,0	-	30,4
35	22,4	-	28,6	-	34,8	23,0	-	30,0	-	35,5
50	24,9	25,5	37,3	38,2	54,0	24,8	22,2	37,6	34,8	54,4
70	27,9	29,3	41,7	47,3	63,6	28,0	26,0	42,2	43,7	64,7
95	31,9	33,6	48,0	58,2	77,4	32,6	30,0	48,8	54,5	78,5
120	37,5	37,0	54,9	68,9	91,2	38,0	35,5	55,9	64,7	92,2
150	42,9	42,9	61,9	80,6	106,0	43,8	39,2	63,5	77,4	107,1
185	50,8	50,8	70,0	98,6	115,6	50,3	45,8	67,9	94,4	115,6
240	59,3	59,0	-	121,9	-	59,8	54,2	76,3	116,6	139,9
НАПРУГА 10 кВ										
16	-	-	28,9	-	31,6	21,3	-	30,5	-	32,5
25	-	-	31,2	-	35,1	22,8	-	32,2	-	35,9
35	-	-	34,8	-	40,1	25,8	-	36,0	-	41,4
50	28,2	28,3	40,5	41,5	58,6	28,4	25,0	41,7	38,1	57,9
70	31,3	32,5	45,2	50,3	66,8	32,1	33,5	52,3	46,8	70,0
95	37,0	37,0	51,3	61,0	80,6	37,6	37,9	56,3	57,3	81,6
120	41,6	41,6	56,0	71,4	95,4	42,4	43,3	59,7	67,9	102,4
150	47,5	46,3	65,7	84,3	109,2	48,7	45,3	66,8	80,6	112,4
185	55,2	54,4	78,5	101,1	118,7	55,6	49,6	73,2	96,5	120,9
240	63,6	62,6	80,6	125,1	143,1	64,7	57,4	81,6	119,8	144,2
НАПРУГА 35 кВ										
50	-	-	-	-	-	-	-	168,0	-	-
70	133,6	-	189,8	151,6	201,4	143,1	-	195,0	161,1	207,8
95	143,1	-	192,9	167,5	218,4	152,7	-	199,3	177,0	224,7
120	152,7	-	197,2	183,4	227,2	163,2	-	203,5	194,0	230,0
150	164,3	-	202,5	201,4	230,0	176,0	-	208,8	213,1	236,4

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1 Крючков И.П., Кувшинский Н.Н., Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергия, 1978.

2 Прохорский Н.А. Тяговые и трансформаторные подстанции. – М.: Транспорт, 1983.

3 Электроснабжение: Учебник / Под ред. В.И. Шапошникова и Б.Т. Кононова. – М.: МО СССР, 1987. – Ч. 1.

4 Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1982.

5 Пронтарский А.Ф. Системы и устройства электроснабжения. – М.: Транспорт, 1979.

6 Тяговые подстанции / Ю.М. Бей, Р.Р. Мамошин, В.Н. Пупынин, М.Г. Шалимов. – М.: Транспорт, 1986.

7 Правила устройства электроустановок: ПУЭ-85. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

8 Электрические железные дороги: Учебн. для вузов ж.-д. транспорта / В.А.Кисляков, А.В.Плакс, В.Н.Пупынин и др.; Под ред. А.В.Плакса и В.Н.Пупынина. – М.: Транспорт, 1993.

9 Маковецкий М.О., Семененко О.І. Методичний посібник з курсового та дипломного проектування систем електропостачання залізниць. – Харків: ТОВ «Енергозберігаючі технології», 2004. – Ч.1.

10 Охрана труда в электроустановках / Под ред. Б.А. Князевского. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

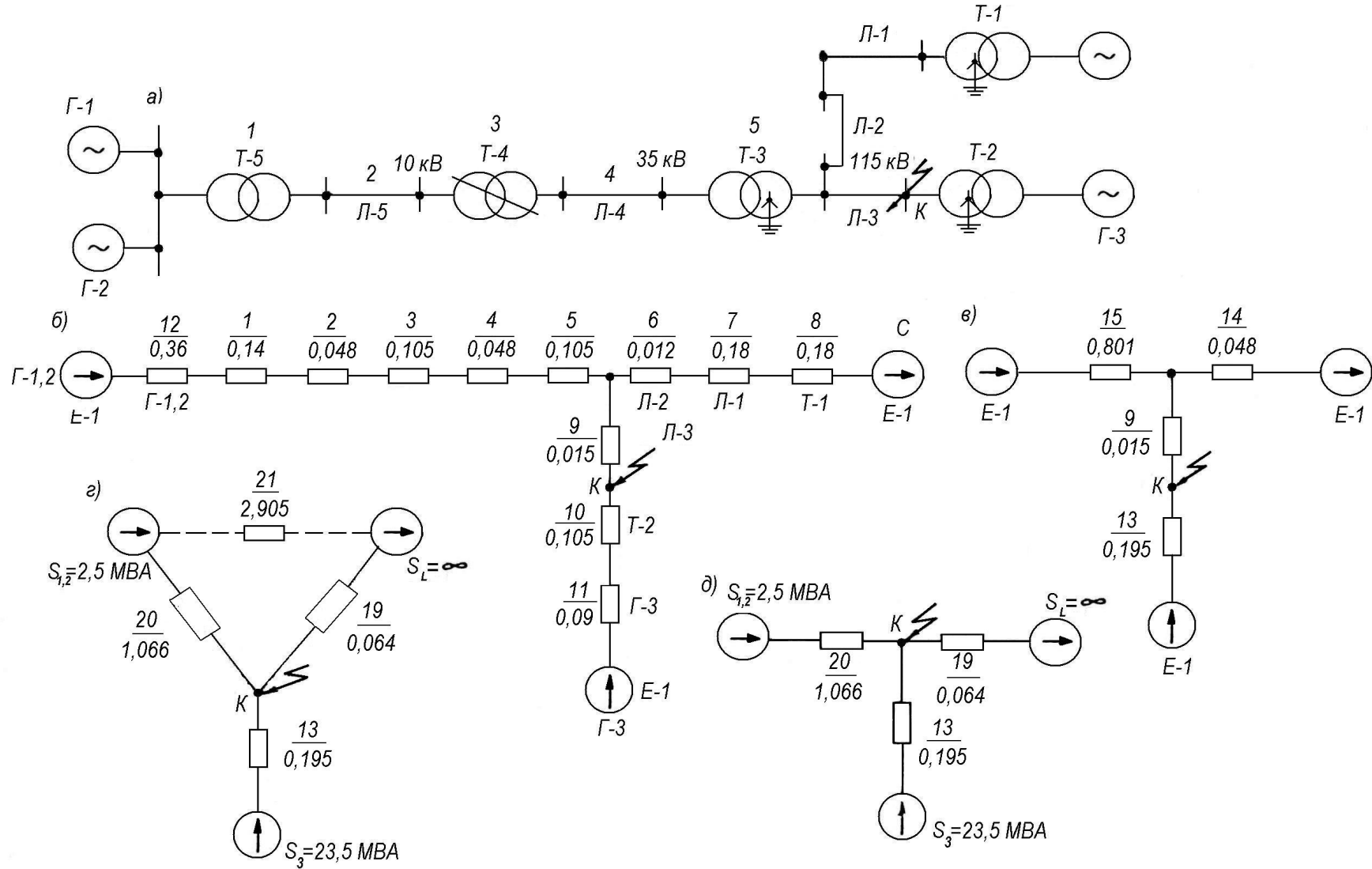


Рисунок 3 - Схема до прикладу розрахунку струмів короткого замикання

Таблиця 3 - Технічні характеристики вимикачів

Тип вимикача	Номинальна напруга, кВ	Номинальна робоча напруга, кВ	Номинальний струм, кА	Номинальний струм вимикача, кА	Граничний кризний струм, кА		Граничний струм термостійкості та дозволений час дії, кА/с	Власний час вимикача, с		Відстрочена пауза при АПВ, с	Тип привода	Маса, кг	Орієнтовна ціна, тис.грн
					Амплітудне значення	Діюче значення		вмикання	вимикання				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Масляні внутрішнього установочення													
ВММ-10-400-10У2	10	12	0,4	10	25	10	10/4	0,2	0,12	0,5			
ВММ-10-630-10У2	10	12	0,63	10	25	10	10/4	0,2	0,12	0,5			
ВММ-10-320-10ТЗ	10	12	0,32	10	25	10	10/4	0,2	0,12	0,5			
ВМГ-10-630-20УЗ	10	12	0,63	20	52	20	20/4	0,3	0,15	0,5			
ВМГ-10-1000-20УЗ	10	12	1,0	20	52	20	20/4	0,3	0,14	0,5			
ВП-10-630-20	10	12	0,63	20	52	20	20/4	0,3	0,12	0,5			
ВП-10-1000-20	10	12	1,0	20	52	20	20/4	0,3	0,12	0,5			
ВМП-10-630-20	10	12	0,63	20	64	20	20/8	-	0,1	-			
ВМП-10-1000-20	10	12	1,0	20	64	20	20/8	-	0,1	-			
ВМП-10-1250-20	10	12	1,25	20	64	20	20/8	-	0,1	-			
ВМПП-10-330-20	10	12	0,63	20	52	20	20/4	0,2	0,12	0,5			
ВМПП-10-1000-20	10	12	1,0	20	52	20	20/4	0,2	0,12	0,5			
ВМПП-10-1600-20	10	12	1,6	20	52	20	20/4	0,2	0,12	0,5			
ВМПП-10-630-31,5	10	12	0,63	31,5	80	31,5	31,5/4	0,2	0,12	0,5			
ВМПП-10-1000-31,5	10	12	1,0	31,5	80	31,5	31,5/4	0,2	0,12	0,5			
ВМПП-10-1600-31,5	10	12	1,6	31,5	80	31,5	31,5/4	0,2	0,12	0,5			
ВМПЭ-10-630(1000, 1600)-20(31,5)	10	12	0,63 (1,0;1,6)	20 (31,5)	52 (80)	20 (31,5)	20/4 (31,5/4)	0,3	0,12	0,5			

МГГ-10-3200-45У3	10	12	3,2	45	120	45	45/4	0,4	0,15	0,5			
МГГ-11-3500-1000Т3	11	12	5,6	63	170	64	64/4	0,4	0,15	0,5			
МГ-10-5000/1800	10	11,5	5,0	105	300	175	70/10	0,75	0,2	-			
МГ-20-6000/3000	20	23	6,0	87	300	175	85/10	0,7	0,2	-			
МГ-20-9500/3000	20	23	9,5	100	300	105	87/4	0,7	0,2	-			
ВГМ-20-90/11200У3	20	24	11,2	90	320	125	105/4	0,8	0,2	-			

Продовження таблиці 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Повітряні внутрішнього устанавлення													
ВВ-20	20	-	12,5	115	300	118	118/4	0,1	0,17	-	-	9310	220
ВВГ-20-160/12500У3	20	24	12,5	160	410	160	160/4	0,1	0,14	-	ШРПФ-3М	9150	225
ВВ-35-20/1250У3	35	40,5	1,25	20	52	20	20,4	0,28	0,08	0,1	ШРПФ-3М	-	-
Електромагнітні													
ВЭМ-6Э-1000/20Т3	6	7,2	1,0	20	52	20	20/5	0,25	0,07	0,5	ПЭГ-7	630	26
ВЭМ-10Э-1000/12,5У3	10	12	1,0	20	52	20	20/5	0,25	0,07	0,5	ПЭГ-7	610	19,2
ВЭМ-10Э-1000/20У3	10	12	1,0	20	52	20	20/4	0,4	0,07	0,5	ПЭГ-8	600	21
ВЭМ-10Э-1250/20УЭ	10	12	1,285	20	52	20	20/4	0,1	0,07	0,5	ПЭГ-8	599	-
ВЭ-10-1250/20	10	12	1,25	20	51	20	20/4	0,08	0,08	-	ППВ	522	-
ВЭ-10-1600/20	10	12	0,6	20	51	20	20/4	0,08	0,08	-	ППВ	522	-
ВЭ-10-1250-31,5	10	12	1,25	31,5	80	31,5	31,5/4	0,08	0,08	-	ППВ	563	-
ВЭ-10-1600-31,5	10	12	1,6	31,5	80	31,5	31,5/4	0,08	0,08	-	ППВ	563	-
ВЭ-10-2500-31,5	10	12	2,5	31,5	80	31,5	31,5/4	0,08	0,08	-	ППВ	574	-
ВЭМ-6-2000/40-125	6	7,2	2,0	40	125	-	40/4	0,35	0,08	-	ПЭ-22	1000	20
ВЭМ-3200/40-125	6	7,2	3,2	40	125	-	40/4	0,35	0,1	-	ПЭ-22	-	25
Масляні зовнішнього устанавлення													
МКП-35-1000-25	35	40,5	1,0	25	64	25	25/4	0,4	0,08	-			
МКП-35-1500-24,7	35	40,5	1,5	24,7	63	36	24,7/5	0,45	0,08	-			
МКП-110-630-20	110	126	0,63	20	52	20	20/3	0,5	0,08	0,8			
МКП-110-1000-20	110	126	1,0	20	52	20	20/3	0,5	0,08	0,8			
С-35М-630-10У1	35	40,5	0,63	10	26	10	10/3	0,3	0,08	-			
С-35-3200-50	35	40,5	3,2	50	127	50	50/4	-	0,08	-			
У-35-2000-40	35	40,5	2,0	40	102	40	40/4	0,38	0,08	0,7			
У-110-2000-40У1	110	126	2,0	40	102	40	40/3	0,8	0,08	0,9			

У-110-2000-50У1	110	126	2,0	50	135	50	50/3	0,65	0,08	0,7			
У-220-2000-25У1	220	252	2,0	25	64	25	25/3	0,45	0,08	0,9			
У-220-2000-40	220	252	2,0	40	102	40	40/3	0,45	0,08	0,7			
ВП-35-400-5	35	40,5	0,4	5	16	6,3	6,3/4	-	0,06	1,1			

Продовження таблиці 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Повітряні зовнішнього установлення													
ВВУ-35-40/2000	35	40,5	2,0	40	100	40	40/3	0,13	0,07	-	ШРНА	2500	147
ВВУ-35-40/3200	35	40,5	3,2	40	100	40	40/3	0,13	0,07	-	ШРНА	2510	161
ВВН-35-2	35	-	2,0	33	84	33	33/4	0,17	0,08	0,25	ШРНФ-24	3500	48,5
ВВУ-110-40/3200	110	126	2,0	40	102	40	40/3	0,2	0,07	0,25	ШРНА	5200	300
ВВБК-110-50/3200	110	126	3,2	50	-	-	-	0,1	0,04	-	-	7500	-
ВВБК-220-50/3200	220	252	3,2	50	-	-	-	0,1	0,04	-	-	14000	-

Таблиця 4 - Технічні характеристики вимикачів навантаження

Тип вимикача навантаження	Номинальна напруга, кВ	Робоча напруга, кВ	Номинальний струм, А	Робочий струм, А	Номинальний струм вимикання, кА		Граничний кризний струм, кА		Граничний струм вимикання, кА	Граничний струм термічної стійкості та час його дії, кА/с	Тип запобіжника	Маса, кг	Орієнтовна ціна, грн
					запобіжником	Контактами	еннямплітудне	діюче значення					
ВНП-3 ВН-16; ВНз-13	3	3,5	400	400	40	-	-	-	20	-	ПК-3/400	98	560
	6	6,9	400			0,8	25	14,5	5	6/10	-	36	330
	10	11,5	200			0,4	25	14,5	5	6/10	-	42	400
ВНП-16; ВНП-17 ВНПз-16; ВНПз-17 ВНПзп-16; ВНПзп-17	6	6,9	400	30	20	0,8	-	-	20	-	ПК-6/30	71	530
	6	6,9	400	75	20	0,8	-	-	20	-	ПК-6/75	72	600
	6	6,9	400	150	20	0,8	-	-	20	-	ПК-6/150	72	600
	10	11,5	200	30	12	0,4	-	-	9	-	ПК-10/30	72	600
	10	11,5	200	50	12	0,4	-	-	9	-	ПК-10/50	72	600
	10	11,5	200	100	12	0,4	-	-	6,5	-	ПК-10/100	72	600
ВН-11(Т)	10	12	200	-	-	0,4	70	-	-	30/0,5	-	70	850
ВНВ-10/320	10	12	320	-	-	-	70	-	-	30/0,3	-	170	2100
ВНТЭМ-6/630	6	7,2	630	-	-	1,0	80	31,5	80	31,5/1	-	70	-
ВНТЭМ-10/630	10	12	630	-	-	1,0	80	31,5	80	31,5/1	-	70	-
ВНСГ-15-31,5/12000У4	15	17,5	12000	-	-	-	480	190	82	190/4	-	8000	330000

Таблиця 5 - Технічні характеристики роз'єднувачів

Тип роз'єднувача	Місце її Установлення	Номинальна напруга, кВ	Робоча напруга, кВ	Номинальний струм, А	Граничний струм, кА крізьний	Аструм термічної	Граничний час дії струму термічної	Тип привода	Орієнтовна ціна,
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РВ-6/400 РВФ-6/400 РВЗ-6/400	В	6	6,9	400	50	16	4	ПР-10; ПР-11	165
РВ-6/600 (630) РВЗ-6/600 (630) РВФ-6/600	В	6	6,9	600	60	11	10	ПР-2; 2ПР-10	190 320 270
РВ-6/1000 РВЗ-6/1000	В	6	6,9	1000	120 80	40	4	ПР-10; ПР-11	-
РВ-10/400 РВФ-10/400 РВЗ-10/400	В	10	11,5	400	50	16	4	ПР-10; ПР-11	170 260 270
РВ-10/600 (630) РВЗ-10/600 (630) РВФ-10/600 (630) РВФЗ-10/630	В	10	11,5	600 (630)	60	20	4	ПР-2; 2ПР-10 (ПР-10; ПР-11) ПР-10; ПР-11	200 340 280 430
РВ-10/1000 РВЗ-10/1000 РВФ-10/1000 РВФЗ-10/1000	В	10	11,5	1000	120 81 81 81	40 40 40 31,5	4	ПР-10; ПР-11	360 580 760 -
РВР-Ш-10/2000 РВРЗ-Ш-10/2000	В	10	12	2000	85	31,5	4	ПДВ-1УЗ; ПР-3	800 1250
РВР-10/2500У2 РВРЗ-10/2500У2	В	10	12	2500					

Продовження таблиці 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РВР-10/4000 РВРЗ-10/4000	В	10	12	4000	-	71	-	ПР-3; П4-50; ПДВ-1УЗ	960 1360
РЛВ-10/2000	В	10	11,5	2000	86	36	10	ПР-3	-
РЛВ-10/3000	В	10	11,5	3000	140	50	10	ПР-3	-
РВК-10/2000	В	10	11,5	2000	85	28	10	ПР-3	320
РВК-10/3000	В	10	11,5	3000	200	60	10	П4-50; ПР-3	380
РВК-10/4000	В	10	11,5	4000	200	65	10	МРВ	-
РВК-10/5000	В	10	11,5	5000	200	70	10		730
РВК-11/1500Т	В	10	11,5	1500	200	70	10	П4-50Т	1650
РВУ-10/3000	В	10	11,5	3000	200	85	10	ПР-3; ПРВ-22Р	-
РВУ-10/4000	В	10	11,5	4000	200	85	10	ПР4-50; МРВ	-
РВ-11/630Т	В	11	12	630	52	20	4	ПР-10; ПР-11	1300
РВО-11/630Т									1500
РВЗ-11/630Т									1800
РВФ/11/630Т									1800
РВ-11/1000Т	В	11	12	1000	100	40	4	ПР-10; ПР-11	1550
РВЗ-11/1000Т					81	31,5			1900
РВФ-11/1000Т					100	40			1920
РВР-Ш-12/2000Т	В	12	-	2000	85	31,3	4	ПР-3Т; ПЧ-50Т; ПД-1Т	2700 3500
РВР-12/4000Т	В			4000	125	45	4		1750
РВР-12/4000Т									2100
РВ-35/400	В	35	40,5	400	42	16	4	ПР-3	880
РВЗ-35/400									1100
РВ-35/630									720
РВЗ-35/630	В	35	40,5	630	42	16	4	ПР-3	890
РВЗ-35/630УЗ					51	20	4		1000
РВ-35/1000УЗ	В	35	40,5	1000	80	31,5	4	ПР-3	930
РВЗ-35/1000УЗ									1290
РЛВ-Ш-35/400	В	35	40,5	400	50	10	10	ПР-3	-
РЛВ-Ш-35/600				600		14	10		
РВК-35/2000	В	35	40,5	2000	-	-	-	ПР-3; П4-50	650

Продовження таблиці 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вертикальні зовнішнього установлення									
РЛН-10/200	3	10	-	200	-	-	-	-	85
РЛН-10/400		10	-	400	-	-	-	-	90
РЛН-10/600		10	-	600	-	-	-	-	143
РОН-10К/4000		10	11,5	4000	250	65	10	ПЧК	800
ЗРН-20/400		20	-	400					850
Горизонтальні зовнішнього установлення									
РЛНДА-10/200	3	10	-	200	-	5	10	ПРНЗ-10	70
РЛНДА-10/400		10	-	400	-	5	10	ПРНЗ-10	730
РЛНДА-10/630		10		630	-	5	10	ПРНЗ-10	750
РОН(з)-33Т/600		33		600	80	15	10	ПРН-110МТ	1600
								ПРН-220МТ	3200
РЛНД-35/600		35	40,5	600	80	12	10	ПРН-110МТ	
РЛНД-35/630		35	40,5	630	64	20	4	ПРН-220МТ	450
РЛНДЗ-35/630	3	35	40,5	630	64	20	4		750
РЛНД-35/1000		35		1000	80	15	10		530
РНД-35/1000У1	3	35	40,5	1000	64	25	4	ПРН-110М;	480 –
РНД-35/1000ХЛ1								ПРН-220М;	1250
РНДЗ-35/1000								ПРН-110МХЛ	
РНД-35/2000	3	35	40,5	2000	84	31,5	4	ПРН-110М;	1100
РНДЗ-35/2000								ПРН-220;	–
РНД-35/2000У1								ПРН-110МХЛ	1600
РНД-35/2000ХЛ1								ПРН-220МТ	
РНДЗ-35/2000У1									
РНД-35/3200У	3	35	-	3200	128	50	4	ПРН-110М;	1500
РНДЗ-35/3200У								ПРН-220М	2500
РЛНД-110/600	3	110	-	600	80	12	10	ПРН-110М	1050
РЛНДЗ-110/600								ПРН-220М	1250
РОН-110/630	3	110	-	630	80	25	3	ПРН-110МТ	4000
РОН(з)-110Т/630								ПРН-220МТ	5000
РЛНД-110/1000	3	110	-	1000	80	15	10	ПРН-110М;	1100
								ПРН-220М	1230

Продовження таблиці 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РНД-110/2000 РНДЗ-110/2000	3	110	126	2000	100	40	3	ПРН-110М; ПДН1; ПРН-220	1800 -
РНД-110/3200 РНДЗ-110/3200	3	110	-	3200	128	50	3	ПДН-1 ПРН-220	3100 - - 4500
РЛНД-220П/600 РЛНД-220П/1000 РЛНД-220/2000	3	220 220 220	- - 252	600 1000 2000	60 80 100	12 15 40	10 10 4	ПДН-220 ПДН-1; ПРН-220	2500 2800 - 3400 4500
РНД-220Т/800 РНДЗ-220Т/800	3	220	252	800	80	19,6	10	ПРНЗ-132Т; ПДН-220Т	6400 7500
РНД-220Т/1000 РНДЗ-220/1000	3	220	-	1000	68	25	3	ПРН-220; ПДН-1	5400 6200
РНД-220/1500 РНДЗ-220/1500	3	220	252	1500	70	15	10	ПДН-220Т	7800- 16000
РНД-220/2000 РНДЗ-220/2000	3	220	-	2000	100	40	3	ПДН-1	10000- -13000

Таблиця 6 - Технічні характеристики короткозамикачів, віддільників та заземлювачів

Тип апарата	Номінальна напруга, кВ	Номіналь- ний струм, А	Граничний м, кВ крізьний	Струм термічної стійкості та час його дії, кА	Час вмикання (вимикан- ня)	Тип привода	Орієнтовна ціна	
							апарата	приво-да
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Короткозамикачі								
КЗ-35; КЗ-35Т КРН-35У1	35 35	- -	42 42	14,7/3 10/4	0,4 0,2	ШПКМ;ШПКТ ШПКМ	550;1230 700	950;1700
КЗ-110М КЗ-110Т	110 110	- -	34 34	13,3/3 13,3/3	0,35 0,4	ШПКМ ШПКТ	1200 2700	950 1700
КЗ-110У-У1 КЗ-150У-У1 КЗ-220М	110 150 220	- - -	32 32 34	12,5/3 12,5/3 13,3/3	0,3 0,35 0,4	Ручний Ручний ШПКМ	- - 3100	- - 950

Продовження таблиці 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Відділювачі								
ОД-35/630	35	630	80	12,5/4	0,5	ШПОМ	400	950
ОД(3)-1-35/630	35	630	80	12,5/4	0,5	ШПОМ	450	950
ОД(3)-2-35/630	35	630	80	12,5/4	0,5	ШПОМ	500	950
ОД-110М/630	110	630	80	22/3	0,5	ШПОМ	1000	950
ОД(3)-1-110М/630	110	630	80	22/3	0,5	ШПОМ	1100	950
ОД(3)-2-110М/630	110	630	80	22/3	0,5	ШПОМ	1200	950
ОД-110У/1000У1	110	1000	80	31,5/3	0,45	ПРО-1У1 та ПМПО	-	-
ОД-150М/630	150	630	80	27,4/3	0,7		2600	950
ОД-150М/1000	150	1000	80	27,4/3	0,7	ШПОМ ШПОМ	2650	950
ОД-220М/630	220	630	80	22/3	0,7		2700	950
ОД-220М/1000	220	1000	80	27,4/3	0,7	ШПОМ ШПОМ	2800	950
Заземлювачі								
ЗР-10У3	10	-	235	90/1	-	П4-50	-	200
ЗОВ-15,75Т	15,75	-	200	112/4	-	П4-50Т	1000	450
ЗОВ-20	20		235	112/4	-	П4-50	350	200
ЗР-35У3	35		235	90/1	-	П4-50	-	200
ЗОН-110МІ(ІІ)	110	400	16	4/10	-	ПРН-1	500	250
ЗОН-110УІ(ІІ)	110	400	16	4/10	-	ПРН-1	800	250
ЗОН-110ТІ(ІІ)	110	400	16	4/10	-	ПРН-1Т	1750	800

Таблиця 8 - Технічні характеристики трансформаторів струму

Тип трансформатора струму	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А		Варіант виконання вторинних обмоток (кл. точн.)	Номинальне навантаження, Ом, в кл. точності			Електродинамічна стійкість		Термічна стійкість		Орієнтовна ціна, грн
		первинної обмотки	вторинної обмотки		0,5	1	3(10)	кратність Ікз/Іном	І _{дин} , кА	кратність, с	кА/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТПЛ-6	6	300;	5	1/P	-	0,4	-	-	125	-	25/4	
		400	5	0,5/P	0,4	-	-	-	-	-	25/4	
		600; 800 1000; 1500	5	0,5/P	0,4	-	-	-	-	-	25/4	
ТПЛ-10	10	5-200	5	P; 0,5/P	-	-	-	250	-	45/4	-	144- 210
		300	5	P; P/P	0,4	1,0	1,2	175	-	45/4	-	
		400	5		0,6	1,0	1,6	165	-	35/4	-	
ТПЛУ-10	10	100-100	5	P; 0,5/P; P/P;	0,4/0,6	1	1,2	250	-	60/4	-	550
ТПЛМ-10	10	5	5	P; 0,5/P	0,4/0,6	-	-	-	1,8	-	0,17/4	-
		10	5	P; P/P;	0,6	-	-	-	3,5	-	0,32/4	-
		15	5						5,3	-	0,52/4	-
		20	5						7,0	-	0,66/4	-
		30	5						10,6	-	1,05/4	-
		40	5						14,0	-	1,33/4	-
		50	5						17,6	-	2,45/4	-
		75	5						26,4	-	3,45/4	-
		100	5						35,2	-	4,85/4	-
		150	5						52,0	-	6,25/4	-
ТПЛМУ-10	10	200	5						70,0	-	8,75/4	-
		300;400	5						70,0	-	12,5/4	-
		10	5	P; 0,5/P	0,4/0,6	-	-	-	3,5	-	0,52/4	-
		15	5	P; P/P;	0,6	-	-	-	5,3	-	0,66/4	-
		20	5						7,0	-	1,05/4	-
		30	5						10,6	-	1,33/4	-
		40	5						14,0	-	1,8/4	-
		50	5						17,6	-	3,45/4	-
		75	5						26,4	-	4,85/4	-
		100	5						35,2	-	6,2/4	-
150	5						52,0	-	8,85/4	-		
200	5						70,0	-	12,5/4	-		
300	5						70,0	-	17,5/4	-		

Продовження таблиці 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТПЛ-10К	10	10; 15; 30; 60; 100-400 600;800 1000; 1500	5 5 5 5	P; 0,5/ P; P/P;	0,4/ 0,6	- -	- -	- -	17,6; ..100	-	2,45/4 22,5/4	-
ТПОЛ-10	10	600;800 0 1000 1500	5 5 5	P; 0,5/ P; P/P;	0,4/ 0,6	0,6 -	1,2	160 140 90	- - -	65/1 55/1 35/1	- - -	195 195 250
ТПШЛ-10	10	2000; 3000; 4000; 5000	5 5	P; 0,5/ P; P/P;	0,8 1,2	1,2 3,0	2,4 4,0	- -	- -	70/1 70/1	- -	440 760
ТОЛ-10УТ2	10	30;...; 1500	5	0,5/P; P/P;	0,4/ 0,6	- -	- -	- -	15; .. 100	- -	1,4/4 31,5/4	-
ТШЛП-10	10	1000 2000	5	0,5/P; P/P;	0,8/ 1,2	1,2/ 2,4	2/3	- -	- -	70/1	-	700
ТКЛН-10	10	10-200	5	0,5/P; P/P;	0,4	-	0,6	100	-	50/1	-	-
ТПОЛ-27	27	1500 2500	5 5	P/P	0,8 2	- -	- -	70 50	-	20/4 20/4	- -	- -
ТПОЛ-35	35	400 600 800 1000 1500	5 5 5 5	P/1;P/P P/0,5; P/PP/0,5; P/PP/0,5; P/PP/0,5; P/P	-	0,8/ 0,6	- -	- -	100 100 100 100	-	40/4 40/4 40/4 40/4 35/4	1470 1470 1530 1500 1500
ТФН-35М	35	15-800 1000	5 5	0,5/P	0,8/2 0,8/2	4 4	- -	150 100	- -	65/1 65/1	- -	1500 1500
ТФНД-35М	35	15-600 800; 1000 2000	5 5 5	0,5/P/P	1,2 1,2	2,4 2,4	- -	150 100 50	- - -	45/4 32,5/4 32,5/4	- - -	2260 2400 2450

Продовження таблиці 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТФНР-35	35	500; 1000	5	0,5/P/P	1,2	-	-	-	125	-	49/4	2800

		2000										2800
		3200	5	0,5/P/P	2	-	-	-	145	-	57/4	4000
		1000	1		30	-	-	-	125	-	49/4	2800
		2000										
		3200	1		50	-	-	-	145	-	57/4	4000
ТФН-66 СТ	66	200-400	5	P/P/0,5	1,2	-	-	120	-	50/3	-	18000
ТФНУ-66 СТ	66	200-400	5	P/P/0,5	1,2	-	-	-	24-48	-	9,4-	23000
		600-1200	55		1,2	-	-	-	48-96	-	18,8/4	22500
ТФНД-110М	110	50-600	5	0,5/P/P	1,2	-	-	150	-	43/3	-	4700
		400-800	5	P	1,2	-	-	110	-	35/3	-	4700
ТФНД-11М-II	110	750-1500	5	0,5/P/P	0,8	-	-	75	-	60/1	-	5500
		1000-2000	5	0,5/P/P	0,8	-	-	75	-	60/1	-	5600
		750-1500	1		20	-	-	75	-	60/1	-	5500
		1000-2000	1		20	-	-	75	-	60/1	-	5600
ТФНД-220-I	220	300-600	5									
		1200	5	0,5/P/P	1,2	-	-	90	-	34/3	-	50000
		300-800	1									
		1200	1	0,5/P/P	30	-	-	90	-	34/3	-	50000
Вбудовані												
ТВТ-35-300	35	100	5 або 1	-	-	-	(15)	-	-	-	-	-
ТВТ-110-300	110	150		-	-	-	(15)	-	-	-	-	-
		200		-	-	-	(15)	-	-	-	-	-
		300		-	-	-	(30)	-	-	-	-	-
ТВТ-35-600	35	200	5 або 1	-	-	-	(15)	-	-	-	-	-
ТВТ-110-600	110	300		-	-	-	10	-	-	-	-	-
		400		-	-	-	20	-	-	-	-	-
		600		-	-	-	30	-	-	-	-	-
ТВТ-35-1000	35	400	5 або 1	-	-	-	20	-	-	-	-	-
ТВТ-110-1000	110	600		-	-	-	30	-	-	-	-	-
		750		-	-	-	75	-	-	-	-	-
		1000		-	30	-	-	-	-	-	-	-