РОЗДІЛ З. ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

# ГЛАВА 3. ЗАХИСТ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ ДО 1 кВ

## СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1. Ця глава Правил поширюється на захист електричних мереж напругою до 1 кВ змінного струму, які споруджують як у будівлях, так і поза ними.

Додаткові вимоги до захисту мереж зазначеної напруги наведено в інших главах цих Правил (1.4,1.7, 2.1, 2.4, 4.1).

## НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

1. У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи: Технічний регламент з електромагнітної сумісності обладнання, затверджений

постановою Кабінету Міністрів України № 1077 від 16 грудня 2015 р.

Технічний регламент низьковольтного електричного обладнання, затверджений постановою Кабінету Міністрів України № 1067 від 16 грудня 2015 р.

ДСТУ ЕЦ 60947-1:2014 Перемикач і контролер низьковольтні. Частина 1. Загальні правила (ЕИ 60947-1:2007, ЕК 60947-1:2007/А1:2011, ГОТ)

## ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

1. Нижче подано терміни, використані в цій главі Правил, та визначення позначених ними понять:

автоматичний вимикач

Контактний комутаційний апарат, здатний вмикати, проводити електричну енергію та вимикати струми за нормальних умов у колі, а також вмикати, про­водити протягом заданого часу та вимикати струми за обумовлених анормальних умов у колі, наприклад коротке замикання (ДСТУ ЕМ 60947-1) апарат (пристрій) захисту

Апарат (пристрій), який автоматично вимикає електричне коло, яке захищає, у разі виникнення режиму з порушенням робочого значення параметра (ДСТУ ЕК 60947-1)

вимикач (контактний)

Контактний комутаційний апарат, здатний вмикати, проводити та вимикати струми в нормальних умовах у колі, включно в разі обумовлених робочих пере­вантажень, а також протягом установленого часу проводити струм в обумовлених анормальних умовах, наприклад у разі короткого замикання (ДСТУ EN 60947-1) диференційний струм

Алгебраїчна сума миттєвих значень сил струмів у певній точці кола електро­установки (ІЕС 60364-1) [1] запобіжник (плавкий)

Апарат, який плавленням одного або кількох спеціально спроектованих і калі­брованих елементів розмикає коло, в яке його увімкнено, і вимикає струм, який перевищує задане значення протягом достатнього часу. Плавкий запобіжник має всі частини, що створюють укомплектований апарат (ДСТУ EN 60947-1) захисний пристрій диференційного струму

Пристрій, який реагує на диференційний струм (ДСТУ ЕхЧ 60947-1) комутаційна здатність (комутаційного апарата або плавкого запобіжника) Найбільша сила струму, яку може вимикати комутаційний апарат (плавкий запобіжник) у визначених умовах експлуатації комутаційний апарат

Апарат, призначений для вмикання або вимикання струму в одному або де­кількох електричних колах (ДСТУ ЕМ 60947-1) коротке замикання

Утворений випадково або навмисне контакт між кількома струмовідними частинами, який супроводжується зменшенням різниці потенціалів між цими частинами до нуля або значення, близького до нуля [1]

надструм

Струм, значення сили якого перевищує найбільше робоче (розрахункове) зна­чення сили струму навантаження електричного кола в разі перевантаження або короткого замикання [1]

плавка вставка

Струмовідяа частина запобіжника, що руйнується під дією струму, який пере­вищує певне значення протягом визначеного часу (ДСТУ EN 60947-1) розподільна електрична мережа

Низьковольтна електрична мережа, яка складається з джерел живлення і ліній електропередавання та призначена для живлення електроустановок будівель та інших низьковольтних електроустановок [і ].

У такій мережі можна виділити:

* живильні (розподільні) кола, від яких отримують живлення розподільні пристрої (пункти, щити, щитки) в будинках, будівлях і спорудах;
* групові (кінцеві) кола, які є частиною розподільної мережі від розподільних пристроїв (пунктів, щитів, щитків) до електроприймачів та розеток

струм замикання на землю

Електричний струм, що протікає в землю, відкриті і сторонні провідні частини та захисний провідник у разі пошкодження ізоляції струмовідної частини, яка перебуває під напругою [1]

струм короткого замикання

Надструм в електричному колі в разі короткого замикання [1]

струм перевантаження

Надструм, який може мати місце в непошкодженому електричному колі вна­слідок аномального електричного навантаження (перевантаження) або в пошко­дженому електричному колі з великим повним опором [1] струм уставки

Значення струму у головному колі з характеристиками реле або розчіплювача, на які відрегульовано реле чи розчіплювач (ДСТУ ЕИ 60947-1).

Примітка. Реле або розчіплювані можна охарактеризувати декількома струмовими уставками, які встановлюють за допомогою регулятора зі шкалою, змінних нагрівачіптощо

умовний струм спрацьовування (апарату захисту)

Визначене значення сили електричного струму, яке зумовлює спрацювання апарата захисту за встановлений час (ДСТУ ЕИ 60947-1).

## ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

1. У цій главі Правил використано такі позначення:

Ія - найбільша сила струму навантаження електричного кола, А;

Іг - допустима тривала сила струму кабелю (проводу), А;

І. - номінальна сила струму апарату (пристрою) захисту (для апаратів і при­строїв з регульованими характеристиками номінальною силою струму Іп є сила струму вибраної уставки);

І„ — сила струму, яка забезпечує надійне спрацювання апарата (пристрою) захисту і яку зазвичай приймають такою, що дорівнює:

■ ■ силі струму спрацьовування в разі заданого часу спрацьовування автома­тичного вимикача;

* силі струму плавкої вставки запобіжника в разі заданого часу спрацьовування запобіжника.

1. У цій главі Правил використано скорочення, визначені у главах 1.4, 1.7 та 2,4 цих Правил.

## ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1. Електрообладнання електричних мереж напругою до 1 кВ має відповідати вимогам Технічного регламенту низьковольтного електричного обладнання.

Захист електричної мережі напругою до 1 кВ змінного струму необхідно ула­штовувати так, щоб одночасно виконувалися такі вимоги:

* електрична мережа має проводити струм повного розрахункового наванта­ження протягом необмеженого часу;
* електрична мережа має проводити передбачений струм короткочасного перевантаження (пуск електродвигунів, вмикання трансформаторів і електрона­грівальних пристроїв тощо) протягом часу, за який струмовідні частини та ізоляція не нагріваються понад допустимі температури;
* електрична мережа повністю або її частина мають вимикатися за визначений проміжок часу, якщо вона може створювати загрозу для майка або здоров’я людей і свійських тварин.

1. Під час улаштування електричної мережі напругою до 1 кВ змінного стру­му потрібно передбачати захисти від надструмів, ураження електричним струмом у разі пошкодження ізоляції струмовідних частин та відхилень напруги.
2. Для захисту електричної мережі від надструмів треба застосовувати:

* автоматичні вимикачі;
* запобіжники;
* комбінації комутаційних апаратів з тепловими реле і запобіжниками;
* спеціалізовані електронні пристрої.

Захист людей і свійських тварин від ураження електричним струмом треба виконувати відповідно до вимог глави 1.7 цих Правил.

Для захисту електричної мережі від відхилень напруги використовують реле напруги, у тому числі розчіплювані мінімальної напруги автоматичних вимикачів.

1. Вибір апаратів захисту та їх характеристик потрібно виконувати після визначення перерізів проводів і жил кабелів та розрахунку струмів КЗ.

За неможливості забезпечити вимоги 3.1.7-3.1.8 вибраними апаратами захис­ту треба змінити характеристики мережі та повторити вибір апаратів захисту.

1. Розрахунки двофазних і трифазних струмів КЗ треба виконувати для живильних і групових кіл незалежно від типу системи (ТІЧ, ІТ, ТТ).

Силу струму трифазного КЗ треба визначати в місці встановлення апарата захисту; двофазного КЗ - у кінці кола, яке захищається.

1. У системі ТК (ТЇЧ-С, ТЇЧ-в) потрібно розраховувати силу струму зами­кання на землю між лінійним проводом і PEN- або РЕ-провідниками в кінці кола, яке захищається.

У системі ІТ, де всі відкриті частини електроустановки з’єднано з одним загаль­ним захисним РЕ-провідником, потрібно розраховувати силу струму подвійного замикання на землю за умови, іцо замикання однієї фази на землю сталося в кінці однієї з віддалених ліній електроустановки, а іншої - на віддаленому кінці іншої лінії цієї електроустановки, а також між лінійним проводом і Лг-провідником, якщо нейтраль електроустановки розподілено.

Розраховані значення сил струмів замикань на землю мають бути достатніми для спрацьовування апаратів захисту і перевіреними відповідно до вимог гла­ви 1.8 цих Правил.

1. Комутаційна здатність апарата захисту має бути не меншою ніж сила струму КЗ в місці встановлення апарата.
2. Найменша розрахункова сила надструму має забезпечувати вимикання за допомогою апарата захисту електричної мережі повністю або тієї її частини, яка може створювати загрозу для майна або ураження електричним струмом.
3. Апарати захисту від струмів перевантаження повніші вимикати будь- який струм перевантаження раніше, ніж такий струм може викликати підви­щення температури провідників, небезпечне для ізоляції, з’єднань, затискачів і навколишнього середовища.

Апарати захисту від струмів КЗ повинні вимикати будь-який струм КЗ раніше, ніж такий струм може викликати небезпеку внаслідок теплових і механічних дій на провідники та їх з’єднання.

Провідники мережі треба вважати захищеними від надструмів у разі, якщо живлення здійснюється від джерела енергії, максимальний струм якого не може перевищити допустимого тривалого струму провідників.

1. Якщо провали (зниження або втрата) напруги з наступним відновленням можуть створювати загрозу для людей, тварин або майна, то передбачають відпо­відний захист, який діє на вимикання електроустановки. Такий захист не потрібен, якщо зниження і втрата напруги не створюють загрози для людей.

У разі, коли захищуване обладнання допускає короткочасну перерву елек­тропостачання, можна застосовувати пристрій захисту від зниження або втрати напруги з витримкою часу під час спрацьовування.

Якщо повторне увімкнення захисного пристрою може викликати небезпеку для людей, тварин або майна, то таке увімкнення не повинно бути автоматичним,

1. Можливість приєднання електроустановки із системою ТТ до розподіль­ної мережі з глухозаземленою нейтраллю треба перевіряти відповідно до 1.7.62 цих Правил у разі живлення трансформаторної підстанції від повітряної лінії; таку перевірку виконувати не потрібно, якщо трансформаторна підстанція живиться від кабельної лінії.
2. Для забезпечення селективності пристрої захисту від струму КЗ треба вибирати таким чином, щоб струм КЗ, який виникає у будь-якому колі цієї мережі, можна було вимикати пристроєм захисту в колі, в якому виникло пошкодження, без будь-якої дії на інші кола мережі.

Для вимикання струму КЗ застосовують електромагнітні (термомагнітні, елек­тронні) розчіплювані автоматичного вимикача або запобіжники. Час вимикання КЗ має бути мінімальним.

1. У разі пошкодження ізоляції і виникнення струму замикання на землю час вимикання для електроустановок з типами системи Т!Ч, ТТ і ІТ має бути не більшим, ніж унормовано в пункті 1.7.82 цих Правил.
2. Для вимикання струму перевантаження використовують теплові роз­чіплювані автоматичних вимикачів, запобіжники та теплові або електронні реле з контакторами.
3. Для захисту від ураження електричним струмом людей і свійських тварин унаслідок пошкодження ізоляції застосовують пристрої захисту від надструмів і пристрої, які реагують на диференційний струм. Застосовувати останні потрібно з урахуванням типу системи електроустановки (ТІчї-С, ТМ-8, ІТ, ТТ) відповідно до вимог глави 1.7 цих Правил.
4. У системі ТТ для кіл, увімкнених на лінійну напругу, виявляти надструми в кожному з провідників не потрібно за одночасного виконання умов:

- у тому самому колі з боку живлення встановлено диференційний захист, призначений для знеструмлення фазних провідників;

* коло електроприймача, яке захищається диференційним захистом, не міс­тить нейтрального робочого провідника, виведеного від штучної нейтралі.

1. У системах ТТ і ТМ-й треба передбачати захист А-провідника (виявлення струму КЗ і вимикання) у всіх випадках за винятками:
2. якщо питомий опір А-провідника є меншим від питомого опору фазних про­відників;
3. одночасного виконання таких умов:

* А-провідник захищено від КЗ за допомогою апаратів захисту фазних про­відників;
* очікуваний робочий струм А-провідника є значно меншим від допустимого тривалого струму цього провідника.

Останню умову, як правило, виконують у разі рівномірного розподілу потуж­ностей електроприймачів між фазами.

1. У системі ІТ за наявності ТУ-провідника треба передбачати виявлення струму КЗ в У-провіднику з дією на вимикання всіх провідників відповідного кола, які перебувають під напругою. Цю вимогу можна не виконувати, якщо:

* А-провідник надійно захищено від струму КЗ апаратом захисту з боку жив­лення;
* електричне коло захищено за допомогою пристрою захисного вимикання, який реагує на залишковий диферєнцінний струм і має струм уставки, не більший ніж 0,15 максимально допустимого струму У-провідника. Такий пристрій має вимикати всі провідники, які перебувають під напругою. у тому числі У-провідник.

У разі вимикання У-провідника він має вимикатися після фазних провідників, а вмикатися одночасно із фазними провідниками або раніше.

## ВИМОГИ ДО АПАРАТІВ ЗАХИСТУ

1. Апарати захисту за своєю комутаційною здатністю мають відповідати максимальному значенню струму КЗ на початку ділянки електричної мережі, яка захищається (див. також главу 1.4 цих Правил).
2. Допускається встановлювати апарати захисту, які не є стійкими до макси­мальних значень струму КЗ, якщо апарат, який їх захищає, або найближчий апарат, розташований у напрямку до джерела живлення, забезпечує миттєве вимкнення струму КЗ. За таких обставин необхідно, щоб струми уставок розчіплювачів (від­січок) згаданих апаратів, які діють миттєво, були меншими від струму комутацій­ної здатності кожного з групи нестійких апаратів, і таке неселективне вимкнення всієї групи апаратів не загрожувало аварією, псуванням дорогого устаткування та матеріалів або розладом складного технологічного процесу.
3. У разі одностороннього живлення приєднання живильного провідника (кабелю або проводу) до апарата захисту треба виконувати до його нерухомих контактів.

Автоматичні вимикачі та запобіжники пробкового типу треба приєднувати до мережі таким чином, щоб у разі вигвинчування пробки запобіжника (автома­тичного вимикача) гвинтова гільза запобіжника (автоматичного вимикача) була знеструмленою.

1. Кожен апарат захисту повинен мати пояснювальний напис, який вказує значення номінального струму апарата, уставок розчіплювачів чи номінального

струму плавкої вставки, потрібних для мережі (окремої її ділянки), яка ним захи­щається.

Написи мають наносити: на апарат - иідприємство-виробник; на схему, розта­шовану поблизу місця встановлення апаратів захисту, - підприємство, відпові­дальне за монтаж (експлуатацію).

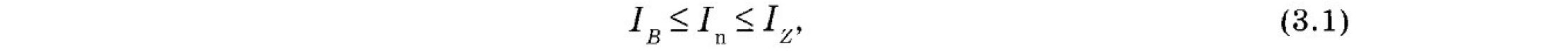
1. Для запобігання помилковим спрацьовуванням апаратів захисту за наяв­ності завад, зумовлених значними за силою струмами перехідних процесів, треба застосовувати апарати з відповідними функціональними характеристиками відпо­відно до вимог Технічного регламенту з електромагнітної сумісності обладнання.

## ВИБІР ЗАХИСТУ

1. Електричні мережі повинні бути захищеними від надструмів. Кабельні лінії електропередавання і повітряні, лінії, виконані СІП, мають бути захищеними від надструмів, викликаних перевантаженням.
2. Захист від струмів КЗ повинен забезпечувати найменший можливий час вимкнення та вимоги селективності (див. 3.1.17),
3. Всередині приміщень повинні бути захищеними від струмів перевантажень:

* освітлювальні мережі в житлових і громадських будівлях, у торгівельних приміщеннях, службово-побутових приміщеннях промислових підприємств;
* мережі для живлення побутових і переносних електроприймачів (прасок, чай­ників, плиток, кімнатних холодильників, пилососів, пральних і швейних машин, кондиціонерів, комп’ютерів, мікрохвильових печей та іншої побутової техніки);
* силові мережі на промислових підприємствах, у житлових і громадських будівлях, торговельних приміщеннях - лише в разі, якщо за умовами техноло­гічного процесу або за режимом роботи мережі може виникати тривале струмове перевантаження провідників;
* мережі всіх видів у пожежо- і вибухонебезпечних зонах.

1. У розподільних мережах, які захищають від струмів перевантажень, провідники треба вибирати за найбільшою розрахунковою силою струму. Мережу можна вважати захищеною від струмів перевантажень, якщо одночасно виконано умови:

І2<к-Іг (3.2)

де Ів - найбільша розрахункова сила струму навантаження, А;

/п - номінальна сила струму апарата захисту, А (для апаратів захисту з регу­льованими характеристиками номінальною силою струму є сила струму обраної уставки);

І7 - тривало допустима сила струму кабелю (проводу), А;

І2~ сила струму, яка забезпечує надійне спрацювання апарата захисту, А; к - коефіцієнт: к = 1,45 - у разі захисту мережі плавкими запобіжниками; к ~ 1,3 - уразі захисту мережі автоматичними вимикачами з тепловими розчіплю- вачами; к = 1,15 - у разі захисту мережі автоматичними вимикачами з електрон­ними розчіплювачами.

## МІСЦЯ ВСТАНОВЛЕННЯ АПАРАТІВ ЗАХИСТУ

1. Апарати захисту треба розташовувати в доступних для обслуговування місцях таким чином, щоб унеможливити їх механічні пошкодження. При цьому установлювати апарати треба так, щоб під час операцій з ними або під час їх авто­матичного вимкнення було усунуто небезпеку для обслуговуючого персоналу та можливість пошкодження оточуючих предметів.

Апарати захисту з відкритими струмовідними частинами мають бути доступ­ними для обслуговування лише спеціально підготовленими електротехнічними працівниками.

Апарати захисту треба, як правило, встановлювати безпосередньо в місцях приєднання захищуваних провідників до мережі.

1. Апарати захисту від струмів перевантаження треба установлювати, як правило, у місцях мережі, де зменшення перерізу (зміни матеріалу сгрумовідної жили, конструкції провідників або способу їх прокладання) викликає зменшення тривало допустимих струмів.

Дозволено встановлювати апарати захисту від струмів перевантаження за місцем зменшення перерізу (зміни матеріалу струмовідноїжили, конструкції про­відників та способу прокладання) провідників у напрямку передавання енергії, якщо на цій ділянці відсутні відгалуження (у тому числі до штепсельних розеток) енергії за таких умов:

* ділянку електропроводки захищено від струмів КЗ відповідно до 3.1.30;
* довжина ділянки не перевищує 3 м, а проводку не розташовано поблизу горючих матеріалів і ризик виникнення КЗ на цій ділянці відсутній.

Провідники на зазначеній ділянці можуть мати переріз менший, ніж переріз про­відників живильної лінії, але не менший ніж переріз провідників за апаратом захисту.

1. Для відгалужень, які виконують у важкодоступних місцях (наприклад, на великій висоті), апарати захисту дозволено встановлювати на відстані до ЗО м від точки відгалуження в зручному для обслуговування місці (на вводі до розпо­дільного пункту, у пусковому пристрої електроприймача тощо). При цьому пере­різ провідників відгалуження має бути не меншим від перерізу, який визначають розрахунковим струмом, але має забезпечувати не менше ніж 10 % пропускної здатності захищеної ділянки лінії до відгалуження. Провідники відгалуження в зазначених випадках потрібно прокладати в разі горючих зовнішніх оболонок або ізоляції провідників - у трубах, металорукавах або коробах; у решті випадків (крім кабельних споруд, пожежонебезпечних і вибухонебезпечних зон) - відкрито по буді­вельних конструкціях за умови їх захисту від можливих механічних пошкоджень.
2. У мережах (за винятком вибухо- і пожежонебезпечних зон) апарати захисту від перевантаження дозволено но встановлювати:

* на ділянках мережі, де змінюються переріз, матеріал або спосіб прокладання провідників, якщо ці ділянки захищено від перевантаження захистом, установле­ним перед цією ділянкою;
* па ділянках, де но може протікати струм перевантаження за умови, що ділянку захищено від струмів КЗ відповідно до 3.1.30;
* у мережах телекомунікацій, управління, сигналізації тощо.

У електричних колах, у разі вимикання яких може створюватися небезпека (кола живлення пожежних насосів, вентиляторів, які запобігають утворенню

вибухонебезпечних сумішей, механізмів власних потреб електростанцій, ванта­жопідйомних електромагнітів, кола збудження електричних машин, вторинні кола трансформаторів струму тощо), треба встановлювати, як правило, не апарати захисту від перевантажень, а пристрої аварійної сигналізації.,

1. Апарати захисту від струмів КЗ треба установлювати, як правило, у міс­цях мережі, де зміна перерізу струмовідної жили (матеріалу, способу прокладання) викликає зменшення тривало допустимих струмів.

Дозволено встановлювати апарати захисту від струмів КЗ за місцем зменшення перерізу (матеріалу, способу прокладання) провідників у напрямку передавання енергії у випадках:

* на цій ділянці відсутні відгалуження (у тому числі до штепсельних розеток), довжина ділянки не перевищує 3 м, а проводку не розташовано поблизу горючих матеріалів і ризик виникнення КЗ на цій ділянці відсутній;
* апарати захисту від струмів КЗ, які встановлено до такої ділянки, надійно захищають ділянку із зменшеним тривало допустимим струмом.

Апарати захисту від струмів КЗ дозволено не встановлювати:

* у колах живлення панелей і шаф захисту, обладнаних власним захистом від струмів КЗ;
* у колах, у разі вимикання яких може створюватися небезпека (кола живлення пожежних насосів, вентиляторів, які запобігають утворенню вибухонебезпечних сумі­шей, механізмів власних потреб електростанцій, вантажопідйомних електромагнітів, кола збудження електричних машин, вторинні кола трансформаторів струму тощо);
* у колах живлення електроустановок, якщо проводку не розташовано поблизу горючих матеріалів і ризик виникнення КЗ на цій ділянці відсутній.

Один і той самий апарат захисту від струмів КЗ може бути використано для захисту декількох паралельних провідників за умови, що характеристики апарата погодже.но з допустимими струмами цих провідників згідно з 3.1.30.

1. У разі захисту мережі із системою заземлення ТК-С запобіжниками останні треба встановлювати на всіх нормально незаземлених провідниках. Уста­новлювати запобіжники в Р К ,У - гі ро в і д н и к я х заборонено.
2. Апарати захисту дозволено не встановлювати (якщо це доцільно за умо­вами експлуатації) у місцях;

* відгалуження провідників від шин розподільного щита до апаратів, установ­лених утому самому щиті (при цьому провідники треба вибирати за розрахунковим струмом відгалуження);

-- зменшення перерізу живильної лінії по її довжині і на відгалуженнях від неї, якщо захистом попередньої ділянки лінії захищається ділянка зі зменшеним перерізом провідників або якщо незахищені ділянки лінії чи відгалуження від неї виконано провідниками, вибраними з перерізом, не меншим ніж половина перерізу провідників захищеної ділянки лінії;

* відгалуження від лінії живлення до силових електроприймачів, побутових електроприладів і світильників, якщо лінія, яка їх живить, захищається апаратом з уставкою не більшою ніж 25 А;

-- відгалуження провідників від лінії живлення кіл вимірювань, керування і сигналізації, якщо ці провідники не виходять за межі відповідних машини чи щита або якщо виходять за їх межі, але електропроводку виконано в негорючих трубах або вона має негорючу оболонку.

## БІБЛІОГРАФІЯ

1 ІЕС 60364-1:2005 Low-voltage electrical installations. Part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions (Електроустановки низьковольтні. Частина 1: Основні положення, оцінка загальних характеристик, терміни та визначення).

# ГЛАВА 3.2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

## СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1. Ця глава Правил поширюється на пристрої релейного захисту елементів електричної частини енергосистем, промислових та інших електроустановок напругою, вищою ніж 1 кВ: генераторів, трансформаторів (автотрансформаторів), блоків гене­ратор-трансформатор, ліній електропередавання, шин і синхронних компенсаторів.

Захист усіх електроустановок напругою, вищою ніж 750 кВ, кабельних ліній напругою, вищою ніж Зо кВ, а також передавання постійного струму в цій главі Правил не розглядається.

Вимоги до захисту електричних мереж напругою до 1 кВ, електродвигунів, конденсаторних установок наведено відповідно в главах 3.1, 5.3 і 5.6 цих Правил. Вимоги до автоматики, телемеханіки та кіл керування електроустановками наве­дено відповідно в главах 3.3 і 3.4 цих Правил.

Пристрої релейного захисту елементів електроустановок, не розглянуті в цій та інших главах, треба виконувати відповідно до загальних вимог цієї глави з ура­хуванням вимог ГКД 341.004.001.

## НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУІЕС/ТЛ 61850-1:2013 Комунікаційні мережі та системи на підстанціях. Частина 1. Вступ і огляд

СОУ НЕЕ 40.1-21677681-88:2013 ЩАПБВ.01.056-2013/111) Правила будови електроустановок. Пожежна безпека електроустановок, Інструкція

НІІАОП 40.1-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила ГКД 34.35.501-93 Пристрої релейного захисту і електроавтоматики енергосис­тем. Інструкція з обслуговування для оперативного персоналу

ГКД 34.35.603-95 Технічне обслуговування пристроїв релейного захисту та електроавтоматики електричних мереж 0,4-35 кВ. Правила

ГКД 34.35.604-96 Технічне обслуговування пристроїв релейного захисту, проти- аварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування і сигналізації електростанцій та підстанцій 110 кВ-750 кВ. Правила

ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ

СОУ-Н ЕЕ 35.514:2007 Технічне обслуговування мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування та сигналізації електростанцій і підстанцій від 0,4 кВ до 750 кВ

СОУ-Н МПЕ 40.1.35.301:2004 Перевірка трансформаторів струму, які вико­ристовуються в схемах релейного захисту. Інструкція

РД 34.35.302-90 Типова інструкція з організації та виконання робіт в пристроях релейного захисту і електроавтоматики електростанцій і підстанцій.

## ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, використані в цій главі, та визначення позначених ними понять:

ближнє резервування

Комплекс заходів з релейного захисту в межах захищуваної електроустановки (або її частини), який передбачає незалежну дію іншого захисту за усіх видів короткого замикання (КЗ) в зоні захисту за рахунок незалежного його живлення по колах струму, колах напруги, колах оперативного струму, у тому числі з викорис­танням двох груп електромагнітів вимкнення вимикача (за наявності). Пристрій резервування відмови вимикача (ПРВВ) є елементом ближнього резервування в разі відмови вимикача з метою локалізації пошкодження на об’єкті вибірник регулювання під напругою (РПН)

Елемент пристрою РПН, який забезпечує вибір відгалуження на регулювальній обмотці з переходом на інше відгалуження без комутації струму дальнє резервування

Комплекс заходів з релейного захисту, який забезпечує дію захистів суміжних приєднань у разі відмови в ліквідації КЗ захистів електроустановки, у тому числі з урахуванням дії ПРВВ дублюючий захист

Захист, який має однаковий принцип дії з основним і, як правило, однакові технічні характеристики та зону захисту, а також вихідні дії із забезпеченням необхідної чутливості, селективності та швидкодії захист з телеприскоренням

Резервний захист, де принаймні один ступінь захисту (дистанційного або/та струмового) має прискорення дії до 0 с (або мінімальної витримки часу 50-100 мс) у разі приймання дозвільного сигналу або неприймання блокуючого сигналу з протилежного кінця лінії

канальна апаратура передавання команд (РЗА і ПА)

Спеціальна апаратура підвищеної надійності функціонування, призначена для передавання команд телевимкнення (або дозвільних команд) релейного захисту та протиаварійної автоматики по високочастотних каналах повітряних ліній елек- тропередавання, кабельних лініях зв’язку або волоконно-оптичній лінії зв’язку (ВОЛЗ); може бути суміщеною з апаратурою зв’язку та телемеханіки або функці­онувати окремо

компенсаційний реактор

Реактор, з увімкненням якого в нейтраль шунтувального реактора повітряної лінії (ПЛ) 750 кВ або 500 кВ утворюється схема чотирипроменевого реактора, яка забезпечує зменшення струму підживлення дуги в місці КЗ за рахунок компенсації

ГЛАВА 3.2 Релейний захист міжфазних ємностей лінії. Вводиться в роботу у повнофазному реакторному режимі ПЛ, як правило, автоматикою на час безструмової паузи однофазного автоматич­ного повторного ввімкнення (ОАПВ) з метою полегшення умов погасання дуги за однофазних КЗ на лінії

контактор РПН

Елемент пристрою регулювання під напругою, який забезпечує комутацію кола з робочим струмом РПН через струмообмежувальний реактор або резистори основний захист

Захист, що забезпечує селективну дію за усіх видів КЗ, які можуть виникати в електроустановці або приєднанні без витримки часу (або з незначною витримкою) в межах цієї електроустановки або приєднання. Для електроустановок з двосто­роннім або багатостороннім живленням використовують захист з абсолютною селективністю

резервний захист

Захист, що виконує резервну дію, як правило, з витримкою часу за всіх видів КЗ, які можуть виникати в електроустановці або приєднанні у разі відмови осно­вних захистів, а також на суміжних приєднаннях з метою забезпечення дальнього резервування, Як резервні використовують, як правило, ступінчасті захисти від міжфазних КЗ і КЗ на землю селективність

Здатність захисту діяти з необхідною витримкою часу (або без витримки часу) в межах своєї зони захисту та не допускати попередньої дії у разі КЗ на суміжних приєднаннях (до ліквідації КЗ дією захистів цих приєднань)

чутливість

Забезпечення дії релейного захисту в межах своєї зони захисту з урахуванням усіх можливих режимів електричної мережі, навантажень і перехідних опорів у місці КЗ. Чутливість визначають за коефіцієнтом чутливості, який вказує на запас по параметру спрацювання в мінімальному режимі відносно уставки цього параметра для захисту швидкодійний захист

Релейний захист, час дії якого, як правило, не перевищує 0,2 с.

## ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

У цій главі Правил використано такі скорочення:

АВР - автоматичне ввімкнення резерву;

АГП - автоматичне гасіння поля;

АЕС - атомна електрична станція;

АІІВ - автоматичне повторне ввімкнення;

АСЗІ -■ автоматизована система збору інформації;

АСДУ — автоматизована система диспетчерського управління;

АСУТТТ - автоматизована система управління техноло­гічними процесами;

ВН - висока напруга;

ВОЛЗ - волоконно-оптична лінія зв'язку;

ВИ - власні потреби;

ВРУ - відкрита розподільна установка;

ВЧ - висока частота;

ДФЗ - диференційио-фазний захист;

КЗ - коротке замикання;

КІВ — контроль ізоляції вводів;

КР - компенсаційний реактор;

МПРЗА - мікропроцесорний пристрій релейний захисту та автоматики;

МСЗ - максимальний струмовий захист;

НН - низька напруга;

ОАПВ - однофазне АІІВ;

ПА - протиаварійна автоматика;

ПЛ - повітряна лінія електропередавання;

І1РВВ - пристрій резервування відмови вимикача;

РЗА - релейний захист і автоматика;

РПН - регулювання під напругою;

СЗНІІ - струмовий захист нульової послідовності;

СІІ - середня напруга;

ТН - трансформатор напруги;

ТПР - трансформатор поперечного регулювання;

ТС - трансформатор струму.

## ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1. Електроустановки мають бути обладнаними пристроями релейного за­хисту, призначеними для:

* автоматичного вимкнення пошкодженого елемента від непошкодженоз час­тини електричної системи (електроустановки);
* реагування та усування небезпечних, ненормальних режимів роботи елемен­тів електричної системи (наприклад, перевантаження по струму або потужності, підвищення напруги в обмотці статора генератора тощо).

Допускається робота релейного захисту з дією на сигнал в окремих обґрунтова­них випадках, якщо пошкодження не порушує роботи електричної системи, режиму роботи або умов експлуатації електроустановки, та в разі відсутності небезпеки для людей і навколишнього середовища.

Запроектовані пристрої релейного захисту і автоматики в частині безпеки по­винні забезпечувати вимоги НАПБВ.01.056 і НПАОП 1.1.10-1.01-01.

1. 3 метою здешевлення електроустановок замість автоматичних вимикачів та релейного захисту допускається застосовувати запобіжники або відкриті плавкі вставки, якщо вони:

* забезпечують необхідну селективність і чутливість;
* не перешкоджають застосуванню автоматики (автоматичне повторне ввім­кнення - АПВ, автоматичне ввімкнення резерву - АВР тощо), необхідної за умовами роботи електроустановки.

Під час використання запобіжників або відкритих плавких вставок залежно від рівня несиметрії в неповнофазному режимі та характеру навантаження, яке живиться, потрібно розглядати необхідність установлення на приймальній під­станції захисту від неповнофазного режиму.

1. Пристрої релейного захисту мають забезпечувати найменший можливий час вимкнення КЗ з метою збереження стійкої та безперебійної роботи непонікодже- них елементів енергосистеми, а також обмеження обсягів і масштабів пошкодження.

Під час проектування нових об’єктів та реконструкції діючих потрібно вра­ховувати призначення та умови експлуатації енергооб’єкта, вимоги до створення системи автоматичного або автоматизованого дистанційного управління. При цьому рекомендовано використовувати мікропроцесорні пристрої РЗА(МПРЗА), які забез­печують комплексне вирішення питань захисту, автоматики, визначення місця пошкодження на лініях, реєстрації аварійних подій, управління та моніторингу, мають більшу інформативність і здатність інтегруватися в АСУТП та АСДУ. МЇЇРЗА мають кращі характеристики спрацювання та можливість реалізації декількох наборів уставок, які треба, вводити в роботу оперативно або автоматично для адап­тації їх відповідно до режиму мережі чи стану пристроїв РЗА. Проектовані пристрої та обладнання РЗА повинні відповідати вимогам з електромагнітної сумісності та електромагнітних обставин.

1. Релейний захист, який діє на вимкнення, як правило, має забезпечувати селективність дії з тим, щоб у разі пошкодження будь-якого елемента електро­установки вимикався тільки цей пошкоджений елемент.

Допускається неселективна дія захисту (яка виправляється подальшою дією АПВ або АВР):

* для забезпечення, якщо це необхідно, прискорення вимкнення КЗ (див. 3.2.4);
* у разі використання на діючих об’єктах спрощених головних електричних схем з відділювачами в колах ліній або трансформаторів, які вимикають пошко­джений елемент у безструмову паузу. Треба приймати до уваги, що згідно з 4.2.214 цих Правил на підстанціях нового будівництва заборонено установлювати коротко- замикачі з відділювачами (потрібно передбачати їх заміну під час реконструкції підстанції).

1. Пристрої релейного захисту з витримками часу, які забезпечують селек­тивність дії, допускається застосовувати, якщо:

* у разі вимкнення КЗ із витримками часу забезпечується виконання ви­мог 3.2.4;
* релейний захист діє як резервний (див. 3.2,15).

1. Надійність функціонування релейного захисту (спрацювання за появи умов на спрацювання і неспрацювання за їх відсутності) має бути забезпечено застосуванням пристроїв, які за своїми параметрами та алгоритмом дії відповіда­ють вимогам щодо їх призначення, сертифіковані в Україні для використання в електроустановках відповідного класу напруги, а також належним обслуговуван­ням цих пристроїв.

За необхідності потрібно використовувати спеціальні заходи підвищення надійності функціонування, зокрема апаратне та схемне резервування (наприклад, у мікропроцесорних пристроях за рахунок використання додаткових програмно- функціональних модулів з іншими алгоритмами спрацювання та, за можливості, іншими принципами дії), забезпеченням самодіагностики пристроїв РЗА, безпе­рервного або періодичного контролю стану тощо. При виборі типів пристроїв РЗА, їх розміщення та уставок спрацювання треба враховувати ймовірність помилкових дій обслуговуючого персоналу під час проведення операцій з релейним захистом.

Склад і побудова релейного захисту та автоматики устаткування мережі 110 кВ і вище мають забезпечувати збереження функцій захисту цього устаткування мережі від усіх видів пошкоджень у разі виведення з роботи одного з пристроїв з будь-якої причини. При цьому потреба у виведенні устаткування з роботи не по­винна виникати. Зазначену вимогу треба виконувати з урахуванням 3.2.14, 3.2.15, 3.2.56, 3.2.57, 3.2.62, 3.2.66, 3.2.124,3.2.126-3.2.132, 3.2.135, 3.2.145.

1. За наявності релейного захисту, який має кола напруги, необхідно перед­бачати функції або пристрої:

* які автоматично виводять релейний захист із дії в разі вимкнення автома­тичних вимикачів, перегорання запобіжників та інших порушень кіл напруги (якщо ці порушення можуть призвести до помилкового спрацьовування захисту в нормальному режимі роботи приєднання) та сигналізують про порушення цих кіл; якщо несправність кіл змінної напруги зумовлює втрату набору захистів від усіх видів КЗ, то за відсутності резервних або дублюючих захистів дія таких функцій або пристроїв може супроводжуватися автоматичним або оперативним введенням у роботу аварійних струмових захистів, навіть якщо вони неселективні;
* які сигналізують про порушення кіл напруги, якщо ці порушення не призводять до помилкового спрацювання захисту в умовах нормального режиму, але можуть при­звести до зайвого спрацювання в інших умовах (наприклад, у разі КЗ поза зоною дії).

1. Під час настроювання швидкодійного релейного захисту на лініях електро- передавання з трубчастими розрядниками необхідно враховувати, що:

* найменший час спрацювання релейного захисту до моменту подання сигналу на вимкнення має біти більшим ніж час одноразового спрацювання розрядників (приблизно 0,06-0,08 с);
* пускові органи захисту, які спрацьовують від імпульсу струму розрядників, повинні мати якнайменший час повернення (приблизно 0,01 с від моменту зник­нення імпульсу).

Захист кабельних ліній 110 кВ і вище треба виконувати з урахуванням таких факторів;

* швидкодія захистів з урахуванням часу дії ПРВВ, у разі можливої відмови вимикачів, має забезпечувати термічну стійкість кабелю під час протікання мак­симальних струмів КЗ;
* під час прийняття технічних рішень з релейного захисту необхідно враховувати, чи є лінія змішаною (кабельно-повітряною) чи чисто кабельною, довжину кабельної лінії, технічні характеристики кабелю та. прийняті рішення при його прокладенні;
* треба враховувати особливості характеристик та улаштування кабельних ліній, а саме: малі значення питомого активного опору; великі значення питомих ємнісних провідностей; ускладнення організації ВЧ оброблення, що часто унеможливлює органі­зацію ВЧ трактів і використання ВЧ захистів; недоцільність використання АПВ тощо.

1. Для релейних захистів з витримками часу в кожному конкретному ви­падку потрібно розглядати доцільність забезпечення дії захисту у разі КЗ від початкового значення струму або опору для унеможливлення відмов спрацювання захисту (через загасання струмів КЗ у часі, в результаті виникнення коливань, появи і збільшення опору дуги в місці пошкодження тощо).
2. Захисти в електричних мережах 110 кВ та вище повинні мати пристрої, які блокують їхню дію під час коливань або асинхронного ходу, якщо в згаданих

ГЛАВА3.2 Релейний захист

481

мережах можливі такі коливання або асинхронний хід, які призведуть до зайвої роботи захистів.

Допускається виконувати захист без блокування під час коливань, якщо захист налаштовано за часом спрацьовування від коливань (витримка часу захисту - від 1,5-3,5 с, уточнюється за результатами розрахунків стійкості).

1. Дію релейного захисту та його несправність треба фіксувати вказівними (сигнальними) реле, вбудованими в реле покажчиками спрацювання, шляхом застосування світлодіодної індикації захистів, внутрішніми та зовнішніми реєстра­торами аварійних подій або іншими пристроями, які дають змогу забезпечувати облік, аналіз роботи, оперативне керування та експлуатацію захистів. Зазначені сигнальні реле та пристрої повинні мати дію на звукову та світлову попереджувальну сигналізацію і аварійну сигналізацію.

За обґрунтуванням щодо надійності допускається використовувати окремі циф­рові пристрої сигналізації, які суміщають у собі функції вказівних (сигнальних) реле, реєстраторів аварійних подій, елементів світлодіодної індикації захистів і центральної сигналізації.

1. Пристрої, які фіксують дію релейного захисту або його несправність, мають забезпечувати сигналізацію дії або несправності кожного захисту, а в разі складного захисту - окремих його частин (різні ступені захистів, окремі функціо­нальні блоки або кола захистів від різних видів пошкодження тощо) у тій мірі, яка є необхідною для швидкого та однозначного розуміння оперативним персоналом події, що сталася, а також для обліку і аналізу роботи захистів.

Для мікропроцесорних захистів інформація про їх спрацювання або несправ­ності має зберігатися у внутрішній пам’яті пристроїв у вигляді упорядкованих за часом повідомлень і реєстрограм з можливістю їх передавання в локальну обчис­лювальну мережу за допомогою вбудованих інтерфейсів з підтримкою стандартних протоколів передавання даних. Обсяг подій і сигналів, які фіксують внутрішні реєстратори, має бути мінімально необхідним для конкретизації обставин події, а також для з’ясування причин хибної дії кожної функції пристрою.

На енергооб’єктах зі значною кількістю приєднань, обладнаних мікропроцесор­ними захистами, необхідно передбачати автоматизовану систему збору інформації (АСЗІ) від мікропроцесорних пристроїв РЗА. АСЗІ може функціонувати окремо із забезпеченням передавання інформації на верхні рівні ієрархії оперативно-дис­петчерського управління або бути підсистемою у складі АСУТП,

За наявності на енергооб’єкті АСУТП усі пристрої РЗА мають бути інтегро­ваними в цю систему на інформаційному рівні, а пристрої РЗА, які забезпечують керування комутаційними апаратами, мають виконувати функції нижнього рівня АСУТП, з підключенням їх до локальної мережі згідно із ДСТУ ІЕС/ТН 61850-1 або з підтримкою іншого стандартного протоколу за умови належного обґрун­тування.

1. На кожному з елементів електроустановки треба передбачати основний захист, призначений для його селективної дії в разі пошкодження в межах всього елемента, який захищається, з часом, меншим ніжу інших встановлених на цьому елементі захистів.
2. Для дії в разі відмов захистів або вимикачів потрібно передбачати ре­зервний захист, призначений для забезпечення дальнього резервування.

Якщо дальнє резервування не забезпечується або забезпечується з недопус­тимими для устаткування великими витримками часу, то необхідно передбачати попередню дію ділильних захистів на розділення мережі (вимкненням секційних або шиноз’єднувальних вимикачів тощо) або забезпечувати постійне розділення мережі, якщо це допустимо за режимом.

За неможливості забезпечення дальнього резервування потрібно передбачати ближнє резервування з використанням основного та резервного захистів або дублю­ючих комплектів. За цих умов ближнє резервування передбачає використання окремих захистів як резервних, що мають незалежне живлення по оперативному струму, струмових колах змінного струму та по колах змінної напруги (за наявності такої можливості) і діють на резервні (другі) електромагніти вимкнення вимикачів.

Резервні (дублюючі) захисти треба, як правило, розміщувати на окремій панелі (шафі) відносно основного захисту. Для ПЛ 110 кВ і вище, генераторів і транс­форматорів 6 кВ і вище розділення є обов’язковим. За належного обґрунтування резервний захист може мати аналогічні з основним захистом характеристики та алгоритм спрацювання. Наявність у МПРЗА поряд з функціями основних захистів функцій резервних захистів не забезпечує резервування дії захистів за умовами ближнього резервування.

Якщо основний захист елемента має абсолютну селективність (наприклад, високочастотний захист, поздовжній! поперечний диференціальні захисти), то на цьому елементі має бути встановлено резервний захист, який виконує функції не лише дальнього, а й ближнього резервування, тобто такого, що діє в разі відмови основного захисту цього елемента або виведення його з роботи.

Якщо основний захист ПЛ 110-220 кВ має відносну селективність (наприклад, ступінчасті захисти з витримками часу) або є комбінованим з функціями диферен­ціального та ступінчастих захистів, то:

* окремий резервний захист допускається не передбачати за умови, що дальня резервна дія захистів суміжних елементів мережі в разі КЗ на цій ПЛ забезпечується;
* треба передбачати заходи щодо забезпечення ближнього резервування, якщо дальнє резервування в разі КЗ на цій ПЛ не забезпечується.

1. Для ПЛ 500-750 кВ з шунтувальними реакторами на час їхньої роботи з неповним числом фаз реакторів (з однієї або обох сторін ПЛ) треба передбачати заходи в РЗА і ПА щодо забезпечення програмованого вимкнення фаз ПЛ (виперед­жувальне вимкнення пошкодженої фази) за однофазних КЗ для зниження рівня комутаційних перенапруг.
2. Для ПЛ 35 кВ і вище для підвищення надійності відключення пошко­дження на початку ПЛ як додатковий захист необхідно передбачати струмову від­січку без витримки часу за умови виконання вимог 3.2.27.
3. Якщо повне забезпечення дальнього резервування пов’язано зі значним ускладненням захисту або є технічно неможливим, допускається:

* не резервувати вимкнення КЗ за трансформаторами, на реактованих ПЛ, ПЛ 110 кВ і вище за наявності ближнього резервування, у кінці довгої суміжної ділянки ПЛ 6-35 кВ;
* мати дальнє резервування лише для тих видів пошкоджень, які мають най­більшу вірогідність виникнення па устаткуванні даної мережі без урахування нечастих режимів роботи і з урахуванням каскадної дії захистів;
* передбачати неселективну дію захисту в разі КЗ на суміжних елементах (за дальньої резервної дії) з можливістю знеструмлення в окремих випадках підстанцій; за цих умов потрібно по можливості забезпечувати виправлення цих неселективних вимкнень дією АПВ або АВР.

1. Пристрої резервування відмови вимикачів (ПРВВ) треба передбачати в електроустановках 110-750 кВ; при цьому за наявності дубльованих мікропроце­сорних пристроїв автоматики вимикачів функцію ПРВВ необхідно використовувати в кожному з них. В електроустановках 110 кВ і вище в разі використання одного мікропроцесорного пристрою автоматики вимикача рекомендовано дублювати функції ПРВВ, використовуючи мікропроцесорні пристрої захистів приєднань або диференціального захисту шин. Рекомендовано також застосовувати децентралізо­вані ПРВВ, тобто ПРВВ окремих вимикачів, резервній дії яких передує перевірка справного стану вимикача шляхом дії на його відключення.

Також можна застосовувати ПРВВ у МПРЗА приєднань 6-3 5 кВ у разі технічної доцільності їх використання порівняно з резервною дією максимального струмово- го захисту з боку живлення.

Допускається не передбачати ПРВВ в електроустановках 110-220 кВ з простими схемами первинних з’єднань за дотримання таких умов:

* якщо забезпечуються необхідна чутливість і допустимий за умовами стійкості час вимкнення від пристроїв дальнього резервування;
* якщо в разі дії резервних захистів немає втрати додаткових елементів через вимкнення вимикачів, які безпосередньо не пов’язано з вимикачем, що відмовив (наприклад, відсутні секціоновані шини, лінії з відгалуженням).

На електростанціях для запобігання пошкодженню генераторів у разі відмови генераторних або блочних вимикачів необхідно передбачати ПРВВ незалежно від інших умов.

У разі відмови одного з вимикачів пошкодженого елемента електроустановки (ПЛ, трансформатор, блок генератор-трансформатор, шини) ПРВВ має діяти на вимкнення вимикачів, суміжних з тим, який відмовив, із забороною АПВ. Питання заборони АПВ у разі пошкоджень з відмовою вимикачів ПЛ 110-220 кВ треба вирішувати індивідуально з міркувань оцінювання збитків від знеструмлення від­повідальних споживачів через неправильну роботу ПРВВ і збитків від повторного подавання напруги на приєднання, вимикач якого призвів до спрацювання ПРВВ.

На енергоблоках, де встановлено вимикачі в колах генераторної напруги, у разі відмови цих вимикачів ПРВВ має діяти на вимкнення вимикачів ВН блока.

Якщо захисти приєднано до виносних трансформаторів струму, то ПРВВ має діяти і в разі КЗ у зоні між цими трансформаторами струму і вимикачем.

Допускається застосовувати спрощені ПРВВ, які діють у разі КЗ з відмовами вимикачів не на всіх елементах (наприклад, лише в разі КЗ на ПЛ); за напру­ги 35-220 кВ, крім того, допускається застосовувати пристрої, які діють лише на вимкнення шиноз’єднувального (секційного) вимикача.

За наявності двох електромагнітів вимкнення вимикача дію захистів через ПРВВ треба передбачати на обидва електромагніти,

1. Під час проектування МПРЗА має бути опрацьовано питання електро­магнітних обставин на об’єкті проектування та електромагнітної сумісності за­проектованих пристроїв. Схеми підключення вторинних кіл до дискретних ВХОДІВ

МПРЗА мають забезпечувати надійне функціонування пристроїв у разі виникнен­ня комутаційних та електромагнітних завад (у тому числі при розтіканні струму по контуру заземлення) та роботу пристроїв контролю ізоляції мережі постійного струму в разі замикань на землю в даних колах з урахуванням 3.4.55.

Кола керування дискретними входами МПРЗА треба будувати таким чином, щоб у режимі очікування спрацьовування було виконано такі умови:

* для мінімізації споживання потужності навантажувальними резисторами з мережі постійного струму кількість дискретних входів, які постійно перебувають під напругою, має бути мінімальною;
* для унеможливлення самовільної зміни режиму роботи пристроїв унаслідок зникнення електричного контакту в колах дискретних входів, які відповідають за введення функцій, набір захистів або уставок у нормальному режимі роботи мають бути активними за рівня керуючого сигналу «логічний нуль». Входи, які відповіда­ють за функції, режим роботи яких є нетривалим (прискорення, аварійні захисти тощо), повинні бути активованими «логічною одиницею».

Під час виконання резервного захисту елемента у вигляді окремого комплекту його треба здійснювати, як правило, таким чином, щоб було забезпечено можливість окремої перевірки або ремонту основного чи резервного захисту в разі працюючого елемента. При цьому основний і резервний захисти треба виконувати з урахуванням умов ближнього резервування згідно з 3.2.15.

1. Оцінювати чутливість основних типів релейних захистів треба за допо­могою коефіцієнта чутливості, який визначають:

* для захистів, які реагують на величини, які зростають в умовах пошко­джень, - як відношення розрахункових значень цих величин (наприклад, струму або напруги) у разі металевого КЗ у межах зони, яка захищається, до параметрів спрацювання захистів;
* для захистів, які реагують на величини, зменшувані в умовах пошкоджень, - як відношення параметрів спрацювання до розрахункових значень цих величин (наприклад, напруги або опору) в разі металевого КЗ у межах зони, що захищається.

Розрахункові значення величин треба установлювати виходячи з найбільш важких видів пошкодження, але для реально можливого режиму роботи елект­ричної системи.

1. Під час оцінювання чутливості основних захистів необхідно виходити з того, що треба забезпечувати такі найменші коефіцієнти їх чутливості:
2. максимальні струмові захисти з пуском і без пуску за напругою (направлені і ненаправлені), а також струмові одноступінчасті (направлені і ненаправлені) захисти, увімкнені на складові зворотної або нульової послідовностей:

* для органів струму і напруги - приблизно 1,5;
* для органу напрямку потужності зворотної та нульової послідовності - при­близно 2,0 за потужністю і приблизно 1,5 за струмом і напругою;
* для органу напрямку потужності, увімкненого на повний струм і напругу, - не нормується за потужністю і приблизно 1,5 за струмом.

Для максимальних струмових захистів трансформаторів з нижчою напру­гою 0,23-0,4 кВ найменший коефіцієнт чутливості може бути приблизно 1,5;

1. ступінчасті захисти струму або струму і напруги (направлені і ненаправлені), увімкнуті на повні струми і напругу або на складові нульової послідовності:

* для органів струму і напруги ступеня захисту, призначеного для дії в разі КЗ у кінці захищуваної ділянки без урахування резервної дії, - приблизно 1,5, а за наявності селективного резервного ступеня, який надійно діє, - приблизно 1,3; за наявності на протилежному кінці лінії окремого захисту шин відповідні коефіцієнти чутливості (приблизно 1,5 і приблизно 1,3) для ступеня захисту нульової послідовності допускається забезпечувати в режимі каскадного ви­микання;
* для органів напрямку потужності нульової та зворотної послідовності - при­близно 2,0 за потужністю і приблизно 1,5 за струмом і напругою;
* для органу напрямку потужності, увімкнутого на повний струмі напругу, - не нормується за потужністю і приблизно 1,5 за струмом;

1. дистанційні захисти від багатофазних та однофазних КЗ:

* для пускового органу будь-якого типу і дистанційного органу третьго ступе­ня - приблизно 1,5;
* для дистанційного органу другого ступеня, призначеного для дії в разі КЗ у кінці захищуваної ділянки без урахування резервної дії, - приблизно 1,5, а за наяв­ності третього Ступеня захисту - приблизно 1,25; для зазначеного органу коефіцієнт чутливості щодо струму має бути приблизно 1,3 (щодо струму точної роботи) в разі пошкодження в тій самій точці.;

1. поздовжні диференціальні захисти генераторів, трансформаторів, ліній та інших елементів, а також повний диференціальний захист шин-приблизно 2,0; для струмового пускового органу неповного диференціального дистанційного захисту шин генераторної напруги коефіцієнт чутливості має бути приблизно 2,0, а для першого ступеня неповного диференціального струмового захисту шин генератор­ної напруги, виконаного у вигляді відсічки, - приблизно 1,5 (у разі КЗ на шинах).

Для диференціального захисту генераторів і трансформаторів чутливість треба перевіряти в разі КЗ на виводах. При цьому незалежно від значень коефіцієнта чутливості для гідрогенераторів і турбогенераторів з безпосереднім охолоджен­ням провідників обмоток струм спрацювання захисту треба приймати меншим за номінальний струм генератора (див. 3.2.37). Для автотрансформаторів і підвищу­вальних трансформаторів потужністю 63 МВ ■ А і більше струм спрацювання без урахування гальмування рекомендовано приймати меншим від номі нальпого (для автотрансформаторів - меншим від струму, який відповідає типовій потужності). Для решти трансформаторів потужністю 25 МВ \* А і більше струм спрацювання без урахування гальмування рекомендовано приймати не більшим ніж 1,5 номіналь­ного струму трансформатора.

Допускається знижувати коефіцієнт чутливості для диференціального захисту трансформатора або блока генератор-трансформатор до значення приблизно 1,5 у таких випадках (у яких забезпечення коефіцієнта чутливості приблизно 2.0 пов’язано із значним ускладненням захисту або є технічно неможливим):

* у разі КЗ на виводах низької напруги (НН) понижувальних трансформаторів потужністю, меншою ніж 80 МВ ■ А (визначають з урахуванням регулювання напруги);
* на понижувальних трансформаторах із живленням лише з боку високої напруги (ВН) або в режимі увімкнення трансформатора під напругу, а також для короткочасних режимів роботи з одностороннім живленням інших трансформаторів (наприклад, у разі вимкнення однієї із сторін живлення).

Для режиму подання напруги на пошкоджені шини вмиканням одного з жи­вильних елементів коефіцієнт чутливості для диференціального захисту шин допускається знижувати до значення приблизно 1,5.

Зазначений коефіцієнт 1,5 стосується також диференціального захисту транс­форматора в разі КЗ за реактором, який установлено на стороні НН трансформатора і який входить до зони його диференціального захисту. За наявності інших захистів, які охоплюють реактор і задовольняють вимоги чутливості в разі КЗ за реактором, коефіцієнт чутливості диференціального захисту трансформатора в разі КЗ в цій точці допускається не забезпечувати.

1. *поперечні диференціальні направлені захисти паралельних* ліній:

* для реле струму і реле напруги пускового органу комплектів захисту від між- фазких КЗ і замикань на землю - приблизно 2,0 за увімкнутих вимикачів з обох боків пошкодженої ПЛ (у точці однакової чутливості) і приблизно 1,5 за вимкнуто­го вимикача з протилежного боку пошкодженої ПЛ;
* для органу напрямку потужності нульової послідовності - приблизно 4,0 за потужністю і приблизно 2,0 за струмом і напругою в разі увімкнутих вимикачів з обох боків і приблизно 2,0 за потужністю та приблизно 1,5 за струмом і напругою в разі вимкнутого вимикача з протилежного боку;
* для органу напрямку потужності, увімкнутого на повний струм і напругу, - за потужністю не нормується, а за струмом - приблизно 2,0 за увімкнутих вимикачів з обох боків та приблизно 1,5 за вимкнутого вимикача з протилежного боку;

1. направлені захисти з високочастотним блокуванням:

* для органу напрямку потужності зворотної або нульової послідовності, який контролює коло вимикання, - приблизно 3,0 за потужністю і приблизно 2,0 за струмом і напругою;
* для пускових органів, які контролюють коло вимикання, - приблизно 2,0 за струмом і напругою і приблизно 1,5 за опором;

1. диференціально-фазні високочастотні захисти:

* для пускових органів, які контролюють коло вимикання, - приблизно 2,0 за струмом і напругою і приблизно 1,5 за опором;

1. струмові відсічки без витримки часу, установлювані на генераторах потужністю до 1 МВт і трансформаторах у разі КЗ у місці встановлення захисту - приблизно 2,0;
2. захисти від замикань на землю на кабельних лініях у мережах з ізольованою нейтраллю (які діють на сигнал або на вимикання):

* для захистів, які реагують на струми основної частоти, - приблизно 1,25;
* для захистів, які реагують на струми підвищених частот, - приблизно 1,5;

1. захисти від замикань на землю на ПЛ у мережах з ізольованою нейтраллю, які діють на сигнал або на вимикання, - приблизно 1,5.
2. Під час визначення коефіцієнтів чутливості, зазначених у 3.2.22 (пере­ліки 1), 2), 5) і 7), необхідно враховувати таке:
3. чутливість за потужністю індукційного реле напрямку потужності пере­віряють лише в разі увімкнення його на складові струмів і напруги зворотної та нульової послідовностей;
4. чутливість реле напрямку потужності, виконаного за схемою порівняння (абсолютних значень або фаз), перевіряють: у разі увімкнення на повний струм і напругу - за струмом; у разі увімкнення на складові струмів і напруги зворотної та нульової послідовностей - за струмом і напругою.
5. Для генераторів, які працюють на збірні шини, чутливість струмового захисту від замикань на землю в обмотці статора, який діє на вимкнення, визнача­ють за його струмом спрацювання, який має бути не більшим ніж 5 А. Допускається як виняток збільшувати струм спрацювання до 5,5 А.

Для генераторів, які працюють у блоці з трансформатором, коефіцієнт чут­ливості захисту від однофазних замикань на землю, який охоплює всю обмотку статора, має бути не меншим ніж 2,0; для захисту напруги нульової послідовності, який охоплює не всю обмотку статора, напруга спрацювання має бути не більшою ніж 15 В.

1. Чутливість захистів на змінному оперативному струмі, які виконують за схемою з дешунтуванням електромагнітів вимикання, потрібно перевіряти з ураху­ванням справжньої струмової похибки трансформаторів струму після дешунтування. При цьому мінімальне значення коефіцієнта чутливості електромагнітів вимкнення, який визначають для умови їх надійного спрацювання, має бути приблизно на 20 % більшим від того, який приймають для відповідних захистів (див. 3.2.22).
2. Найменші коефіцієнти чутливості для резервних захистів у разі КЗ у кінці суміжного елемента або найбільш віддаленого з декількох послідовних елементів, які входять до зони резервування, мають бути (див. також 3.2.18):

* для органів струму, напруги, опору -- 1,2;
* для органів напрямку потужності зворотної та нульової послідовностей — 1,4 за потужністю і 1,2 за струмом і напругою;

-- для органу напрямку' потужності, увімкнутого на повний струм і напругу, - не нормуються за потужністю і 1,2 за струмом.

Під час оцінювання чутливості ступенів резервних захистів, які здійснюють ближнє резервування (див. 3.2.15), необхідно виходити з коефіцієнтів чутливості, наведених у 3.2.21 для відповідних захистів.

1. Для струмових відсічок без витримки часу, які встановлюють на лініях, і таких, які виконують функції додаткових захистів, коефіцієнт чутливості має бути приблизно 1,2 у разі КЗ у місці встановлення захисту в найбільш сприятливому за умовою чутливості режимі.
2. Якщо дія захисту наступного елемента є можливою через відмову вна­слідок недостатньої чутливості захисту попереднього елемента, то чутливість цих захистів необхідно узгоджувати між собою.

Допускається не узгоджувати між собою ступені цих захистів, призначені для дальнього резервування, якщо невимкнення КЗ унаслідок недостатньої чутливості захисту наступного елемента (наприклад, захисту зворотної послідовності генера­торів, автотрансформаторів) може призвести до тяжких наслідків.

1. У мережах із глухозаземленою нейтраллю виходячи з умов релейного захисту має бути вибраним такий режим заземлення нейтралей силових трансфор­маторів (тобто розміщення трансформаторів із заземленою нейтраллю), за якого зна­чення струмів і напруги в разі замикань на землю забезпечують дію релейного захисту елементів мережі за всіх можливих режимів експлуатації електричної системи.

Для підвищувальних трансформаторів і трансформаторів із дво- і тристороннім живленням (або істотним підживленням від синхронних електродвигунів чи син­хронних компенсаторів), які мають неповну ізоляцію обмотки з боку виводу нейтралі, як правило, має бути унеможливленим виникнення недопустимого для них режиму

роботи з ізольованою нейтраллю на шини або ділянку мережі 110-220 кВ, які виді­лилися, із замиканням на землю однієї фази (див. 3.2.66).

1. Кількість вторинних обмоток трансформаторів струму, їх клас точ­ності мають забезпечувати окреме підключення пристроїв РЗА і систем обліку та вимірювань (у тому числі автоматизованих інформаційно-вимірювальних систем комерційного обліку, моніторингу обладнання тощо) до різних вторинних обмоток.

Основні та резервні захисти кожного елемента мережі має бути включено на окремі вторинні обмотки трансформаторів струму.

Трансформатори струму, призначені для живлення струмових кіл пристроїв релейного захисту від КЗ, мають задовольняти такі вимоги:

1. 3 метою запобігання зайвим спрацюванням захисту в разі КЗ поза захищува- ною зоною похибка (повна або струмова) трансформаторів струму, як правило, не має перевищувати 10 %. Більш високі похибки допускаються в разі застосування захистів (наприклад, диференціальний захист шин з гальмуванням), правильна дія яких у разі завищених похибок забезпечується за допомогою спеціальних заходів.

Трансформатори струму, які використовують для мікропроцесорних пристроїв РЗА, мають задовольняти вимоги стандарту ІЕС 61869-2 [1] в частині врахування перехідних процесів у електричній мережі та вторинних колах, а також вимоги виробників пристроїв РЗА.

Зазначених вимог потрібно дотримуватися в таких випадках:

* для ступінчастих захистів - у разі КЗ у кінці зони дії ступеня захисту, а для направлених ступінчастих захистів - також і в разі зовнішнього КЗ;
* для решти захистів - у разі зовнішнього КЗ.

Для диференціальних струмових захистів (шин, трансформаторів, генераторів тощо) треба враховувати повну похибку, для решти захистів - струмову похибку, а в разі увімкнення останніх на суму струмів двох або більше трансформаторів струму і за режиму зовнішніх КЗ - повну похибку.

Під час розрахунків допустимих навантажень на трансформатори струму допус­кається як початкову приймати повну похибку.

1. Струмова похибка трансформаторів струму з метою запобігання відмовам захисту в разі КЗ на початку захищуваної зони не має перевищувати:

* за умови підвищеної вібрації контактів реле напрямку потужності або реле струму - значень, допустимих для вибраного типу реле;
* за умови гранично допустимого для реле напрямку потужності і направлених реле опорів кутової похибки - 50 % .

1. Напруга на виводах вторинної обмотки трансформаторів струму в разі КЗ в захищуваній зоні не має перевищувати значення, допустимого для пристрою РЗА, але не більше ніж. 1000 В.
2. Живлення кіл напруги релейних захистів та лічильників і вимірюваль­них приладів треба здійснювати від окремих вторинних обмоток ТН. Допускається живлення кіл зазначених приладів разом з релейним захистом від однієї обмотки ТН за умови їх підключення окремим кабелем через окремий захисний автомат. При цьому сумарне навантаження ТН має забезпечувати його роботу у відповід­ному класі точності згідно з вимогами до системи обліку електричної енергії. У разі живлення від вторинної обмотки лише кіл напруги релейного захисту має забезпечуватися робота ТН у класі точності 3.

З метою забезпечення ближнього резервування по колах змінної напруги для захистів, які реагують на однакові види пошкоджень, треба використовувати напругу, зняту з різних обмоток ТН (наприклад, для дистанційного захисту від однофазних КЗ використовувати напругу, зняту з основної обмотки ТН, а для СЗНП — напругу, зняту з додаткової обмотки).

Для кіл напруги релейних захистів зниження напруги від ТН до найвіддалені- шого пристрою РЗА, за умови підключення всіх захистів і приладів, які підключено до даного ТН, з урахуванням нижченаведеного резервування живлення, не має перевищувати 3 %.

Повинно забезпечуватись резервування живлення захистів по колах напруги з переведенням їх на Інший ТН згідно з 3.4.31.

Для ГІЛ 750 кВ та особливо відповідальних ПЛ 330, 400, 500 кВ треба перед­бачати по два ТН на ПЛ.

1. Захист із застосуванням реле прямої дії, як первинних, так і вторинних, а також захист па змінному оперативному струмі рекомендовано використовувати, якщо це можливо і якщо це призводить до спрощення та здешевлення електроустановки.
2. Як джерело змінного оперативного струму для захистів від КЗ, як пра­вило, потрібно застосовувати трансформатори струму елемента, який захищається. Допускається також застосовувати трансформатори напруги або трансформатори власних потреб.

У разі використання схем на змінному оперативному струмі для гарантованого вимкнення вимикачів залежно від конкретних умов має бути застосовано одну з таких схем: з дешунтуванням електромагнітів вимкнення вимикачів; з використанням бло­ків живлення; з використанням зарядних пристроїв із конденсаторами. Для вимикачів із вбудованими в блок керування або привід конденсаторами вимкнення команду на вимкнення від захистів треба подавати переважно сухим контактом пристрою захисту, що має гарантоване живлення, в коло вимкнення від зазначених конденсаторів,

У разі використання схем дешуптування електронними ключами, які мають залишкову напругу у відкритому стані, треба виконувати розрахунки, які підтвер­джують неспрацьовування струмових електромагнітів вимкнення від зазначеної залишкової напруги.

1. Улаштування релейного захисту і автоматики електроустановок повин­но забезпечувати можливість організації їх експлуатації відповідно до вимог ГКД 34.20.507 і РД 34.35.302.

Пристрої релейного захисту, які виводять з роботи за умовами режиму мережі, селективності дії або з інших причин, повинні мати спеціальні пристосування для виведення їх з роботи оперативним персоналом:

* безпосередньо в шафах (панелях) - за допомогою перемикальних пристроїв;
* для МГ1РЗА - дистанційно, за допомогою засобів телемеханіки або АСУТП у разі необхідності.

Для забезпечення експлуатаційних перевірок і випробувань у схемах пристроїв РЗА потрібно передбачати (там, де це необхідно) випробувальні блоки (рекомендовано з сигнальними контактами), вимірювальні затискачі або затискачі з розмикачами.

Проектами улаштування релейного захисту і автоматики електроустановок має бути забезпечена можливість обслуговування та перевірки пристроїв від­повідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 35.514, СОУ-ІЇ МПЕ 40.1.35.301, ГКД 34.35.501. ГКД 34.35.603 та ГКД 34.35.604.

## ЗАХИСТ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ, ЯКІ ПРАЦЮЮТЬ БЕЗПОСЕРЕДНЬО НА ЗБІРНІ ШИНИ ГЕНЕРАТОРНОЇ НАПРУГИ

1. Для турбогенераторів напругою, вищою ніж 1 кВ, потужністю понад 1 МВт, які працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, потрібно передбачати пристрої РЗА від таких видів пошкоджень і порушень нормального режиму роботи:
2. багатофазних замикань в обмотці статора генератора і на його виводах;
3. однофазних замикань на землю в обмотці статора;
4. подвійних замикань на землю, одне з яких виникло в обмотці статора, а друге - у зовнішній мережі;
5. замикань між витками однієї фази в обмотці статора (за наявності виведених паралельних віток обмотки);
6. зовнішніх КЗ;
7. перевантаження струмами зворотної послідовності (для генераторів потуж­ністю ЗО МВт і більше );
8. симетричного перевантаження обмотки статора;
9. перевантаження обмотки ротора струмом збудження (для генераторів із без­посереднім охолодженням провідників обмоток);
10. замикання на землю в одній точці кола збудження;
11. замикання на землю в другій точці кола збудження турбогенераторів (крім турбогенераторів потужністю до 120 МВт з безщітковою системою збудження);
12. асинхронного режиму;
13. підвищення напруги статора;
14. підвищення напруги на обмотці ротора;
15. зворотної потужності (для генераторів потужністю 120 МВт і більше).
16. Для турбогенераторів напругою понад 1 кВ потужністю 1 МВт і менше, які працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, необхідно перед­бачати пристрої РЗА відповідно до 3.2.35, переліки 1)-3), 5), 7).

Для турбогенераторів напругою до 1 кВ потужністю до 1 МВт, які працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, захист рекомендовано вико­нувати відповідно до 3.2.51.

1. Для захисту від багатофазних замикань у обмотці статора турбогенерато­рів напругою понад 1 кВ потужністю понад 1 МВт, які мають виводи окремих фаз зі сторони нейтралі, треба передбачати поздовжній диференціальний струмовий захист. Захист має діяти на вимкнення всіх вимикачів генератора, на гасіння поля, а також на зупин турбіни.

У зону дії захисту крім генератора мають входити з’єднання генератора зі збір­ними шинами електростанції (до вимикача).

Поздовжній диференціальний струмовий захист має бути виконано зі струмом спрацьовування, не більшим ніж 0,6 /ном.

Для генераторів потужністю до 30 МВт з непрямим охолодженням допускаєть­ся виконувати захист зі струмом спрацювання 1,3-1,4 Ітм.

Необхідно передбачати контроль несправності струмових кіл захисту. Поздо­вжній диференціальний струмовий захист має бути виконано з відстроюванням

від перехідних значень струмів небалансу (наприклад, реле з насичуваними трансформаторами струму).

Захист потрібно виконувати трифазним трирелейним або однорелейним у разі застосування МПРЗА. Для генераторів потужністю до ЗО МВт захист допускається виконувати двофазним дворелейним за наявності захисту від подвійних замикань на землю.

1. Для захисту від багатофазних замикань у обмотці статора генераторів напругою понад 1 кВ, потужністю до 1 МВт, які працюють паралельно з іншими генераторами або електроенергетичною системою, за наявності трансформаторів струму в нейтралі генератора має бути встановлено поздовжній диференціальний струмовий захист. За відсутності трансформаторів струму в нейтралі генератора необхідно передбачати струмову відсічку без витримки часу, встановлювану з боку виводів генератора до збірних шин. Струмова відсічка має задовольняти вимоги чутливості.

Застосовувати струмову відсічку замість диференціального захисту допускаєть­ся і для генераторів більшої потужності, які не мають виводів фаз із боку нейтралі.

Для одиночно працюючих генераторів напругою понад 1 кВ, потужністю до 1 МВт як захист від багатофазних замикань в обмотці статора потрібно застосо­вувати захист від зовнішніх КЗ (див. 3.2.45). Захист має діяти аналогічно 3.2.36.

1. Для захисту генераторів напругою понад 1 кВ від однофазних замикань на землю в обмотці статора за натурального ємнісного струму замикання на землю 5 А і більше (незалежно від наявності чи відсутності компенсації) має бути перед­бачено струмовий захист, який реагує на повний струм замикання на землю або на його складові вищих гармонік. За необхідності для його увімкнення може бути встановлено трансформатори струму нульової послідовності безпосередньо біля виводів генератора. Застосовувати захист рекомендовано і за ємнісного струму замикання на землю, меншого ніж 5 А. Захист має бути відрегульованим від пере­хідних процесів і. діяти відповідно до 3.2.37.

Якщо використовують МПРЗА, то, як правило, - із застосуванням селективного направленого захисту від замикань на землю.

Якщо захист від замикань на землю не встановлюють (оскільки за ємнісного струму замикання на землю, меншого ніж 5 А, він нечутливий) або він не діє (напри ­клад, за компенсації ємнісного струму в мережі генераторної напруги), то як захист генератора від замикань на землю можна використовувати встановлений на шинах пристрій контролю ізоляції, який діє на сигнал.

1. Якщо селективний направлений захист на генераторі не встановлено, а встановлено трансформатор струму нульової послідовності, то має бути перед­бачено струмовий захист від подвійних замикань на землю, приєднаний до ці.ого трансформатора струму.

Для підвищення надійності спрацьовувань за великих значень струму потрібно застосовувати реле з насичуваним трансформатором струму. Цей захист, виконаний без витримки часу, має діяти згідно з 3.2.37.

1. Д ля захисту від замикань між витками однієї фази в обмотці статора генератора з виведеними паралельними вітками має бути передбачено одноеис- темний поперечний диференціальний струмовий захист без витримки часу, який має діяти згідно з 3.2.37.

З метою діагностики стану генератора треба передбачати сигналізацію та реєстрацію значення струму небалансу поперечного диференціального захисту з уставкою 1,5-2 /неб. За розрахункове значення треба приймати максимальний струм небалансу, визначений під час випробувань у режимі КЗ і холостого ходу.

1. Для захисту генераторів потужністю понад ЗО МВт від струмів, зумовле­них зовнішніми несиметричними КЗ, а також від перевантаження струмом зворот­ної послідовності, потрібно передбачати струмовий захист зворотної послідовності, який діє на вимкнення з двома витримками часу (див. 3.2.46).

Для генераторів із безпосереднім охолодженням провідників обмоток захист потрібно виконувати з інтегрально-залежною від значення струму зворотної послі­довності характеристикою витримки часу. Допускається виконувати захист із багатоступінчастою витримкою часу. Витримка часу на вимкнення як для залеж­ного, так і ступінчастого захисту, не має перевищувати допустимих перевантажень генератора струмом зворотної послідовності.

Для генераторів із непрямим охолодженням провідників обмоток захист дозво­лено виконувати з двоступінчастою незалежною витримкою часу. Менша витримка часу захисту не має перевищувати допустимої тривалості двофазного КЗ на виводах генератора, більша - не має перевищувати тривало допустимий струм зворотної послідовності для цього типу генератора.

Струмовий захист зворотної послідовності повинен мати сигнальний орган, який з метою раннього виявлення неповнофазного режиму має спрацьовувати з витримкою часу 3-5 с за струму зворотної послідовності, не більшого ніж 8 % від номінального.

1. Для захисту генераторів потужністю понад ЗО МВт від зовнішніх симе­тричних КЗ необхідно передбачати максимальний струмовий захист із пуском за мінімальною напругою. Захист може бути виконано як у трифазному, так і однофаз­ному виконанні. За однофазного виконання одне реле струму має бути увімкнено на фазний струм, а реле мінімальної напруги - на міжфазну напругу. Струм спрацьову­вання захисту має бути приблизно 1,3-1,5 /ном, а напруга спрацьовування - близько 0,5-0,6 (7а(м. Якщо застосовують МПРЗА, то уставка за струмом може становити 1,2/ ;м.

На генераторах із безпосереднім охолодженням провідників обмоток замість зазначеного захисту може бути встановлено однорелейний дистанційний захист. Зона захисту має охоплювати збірні шини генераторної напруги.

1. Для захисту генераторів потужністю понад 1 МВт до 30 МВт від зовніш­ніх КЗ потрібно застосовувати максимальний струмовий захист із комбінованим пуском за напругою, виконаний з одним реле мінімальної напруги, увімкненим на міжфазну напругу, і одним пристроєм фільтр-реле напруги зворотної послідовності, яке розриває коло реле мінімальної напруги.

Струм спрацьовування захисту і напругу спрацьовування мінімального органу напруги потрібно приймати такими, що дорівнюють зазначеним у 3.2.43, напругу спрацювання пристрою фільтр-реле напруги зворотної послідовності - 0,1-0,121/ном.

1. Для генераторів напругою понад 1 кВ потужністю до 1 МВт як захист від зовнішніх КЗ треба застосовувати максимальний струмовий захист, який при­єднують до трансформаторів струму зі сторони нейтралі. Уставку захисту потрібно вибирати за струмом навантаження з необхідним запасом. Допускається також застосовувати спрощений мінімальний захист напруги (без реле струму).
2. Захист генераторів потужністю понад 1 МВт від струмів, зумовлених зовнішніми КЗ, має бути виконано з дотриманням таких вимог:

* захист потрібно приєднувати до трансформаторів струму, установлених на виводах генератора з боку нейтралі;
* за наявності секціонування шин генераторної напруги захист необхідно виконувати з двома витримками часу: з меншою витримкою - на вимкнення від­повідних секційних і шиноз’єднувального вимикачів, з більшою - на вимкнення вимикача генератора і гасіння поля.

Допускається приєднувати струмовий захист зворотної послідовності та дис­танційний захист до трансформаторів струму, установлених з боку підключення генератора до збірних шин. У цьому випадку необхідно передбачати додатковий резервний захист, який приєднують до трансформатора струму з боку нейтралі генератора і який призначено для резервування диференціального захисту в разі пошкоджень генератора, який відключено від системи шин.

1. На генераторах із безпосереднім охолодженням провідників обмоток має бути передбачено захист ротора від перевантаження з інтегрально-залежною характеристикою від значення струму ротора. Захист має бути приєднано до транс­форматора струму джерела живлення системи збудження (збудника у системі незалежного збудження, випрямного трансформатора - у системі самозбудження) або давача струму ротора (трансформатора постійного струму для будь-якої системи збудження, включаючи резервне). За відсутності давача струму ротора під час роботи генератора з резервним збудженням захист повинен реагувати на напругу обмотки ротора. За цих умов захист може бути виконано з незалежною витримкою часу. Захист з витримкою часу, яка відповідає тепловій характеристиці ротора генератора, повинен діяти на вимкнення вимикача генератора і гасіння поля. З меншою витримкою часу від захисту треба виконувати розвантаження ротора через автоматичний регулятор збудження.

Для генераторів напругою понад 1 кВ потужністю до 1 МВт має бути передбачено сигналізацію перевантаження ротора з уставкою 1,06 /рот ном з витримкою часу 5 с. За відсутності давача струму ротора сигналізацію можна виконувати за значенням перевищення напруги обмотки ротора.

Захист від підвищення напруги ротора треба виконувати за допомогою роз­рядника багаторазової дії з напругою спрацьовування 1700 В ефективних (2400 В максимальних). Для запобігання перенапругам обмотка збудження має бути зако­роченою на шунтувальний опір як після спрацьовування розрядника, так і після вимкнення АГП, а для генераторів потужністю, меншою ніж 30 МВт, за відсутності розрядника-лише після вимкнення АГГІ. На генераторах потужністю до 120МВт з безщітковою системою збудження захист треба виконувати нелінійним опором, який під’єднують паралельно до обмотки збудження.

1. Захист генератора від струмів, зумовлених симетричним перевантажен­ням, має бути виконано у вигляді максимального струмового захисту, який діє на сигнал з витримкою часу, не більшою ніж 10 с, і використовує струм однієї фази статора. Струм спрацьовування не має перевищувати 1,251 (для МПРЗА -1,11 с!с).

Для розвантаження і, за необхідності, для автоматичного вимкнення гене­ратора з безпосереднім охолодженням провідників обмоток у разі симетричних перевантажень допускається застосовувати захист ротора, який виконують згідно

з 3.2.47 і який реагує на перевантаження ротора, які супроводжують симетричні перевантаження турбогенераторів.

Для захисту від замикань на землю в одній точці кола збудження турбогенера­торів, генераторів потужністю понад ЗО МВт з безпосереднім охолодженням про­відників обмоток статора треба застосовувати окремий пристрій з дією на сигнал з витримкою часу 5-10 с. Контроль ізоляції обмотки ротора генераторів потужністю до ЗО МВт з непрямим охолодженням провідників обмоток статора можна здійсню­вати періодичним її вимірюванням.

1. Захист від замикань на землю в другій точці кола збудження турбоге­нераторів має бути передбачено в одному комплекті на декілька (але не більше трьох) генераторів з близькими параметрами кіл збудження. Захист треба вводити в роботу лише в разі появи замикання на землю в одній точці кола збудження, яка виявляється захистом від замикань в одній точці, або за результатами періодичного контролю ізоляції (див. главу 1.6 цих Правил). Захист має діяти па вимкнення вимикача генератора і гасіння поля на генераторах з безпосереднім охолоджен­ням провідників обмоток і на сигнал або на вимкнення на генераторах з непрямим охолодженням.

3.2.56 На турбогенераторах з безпосереднім охолодженням провідників обмоток рекомендовано встановлювати пристрої захисту від асинхронного режиму з втратою збудження. Як виняток замість цього допускається передбачати автоматичне вияв­лення асинхронного режиму за. положенням пристроїв АГП або фактом зниження струму ротора нижче номінального значення струму холостого ходу. У разі дії зазна­чених пристроїв захисту або вимкнення АГП на генераторах, для яких допускається асинхронний режим, треба подавати сигнал про втрату збудження, а на генераторах, де дозволено асинхронний хід за пониженого значення активної потужності, сигнал треба подавати в систему АСУ ЇП на зниження потужності до допустимого значення.

Генератори, для яких не допускається асинхронний режим, а в умовах дефіциту реактивної потужності в системі і решту генераторів, які втратили збудження, треба відключати від мережі в разі дії зазначених пристроїв (захисту або АГП).

1. Захист генераторів напругою до 1 кВ, потужністю до 1 МВт з незаземленою нейтраллю, які працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, від усіх видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи потрібно виконувати установ­ленням на виводах автоматичного вимикача з максимальними розчіплговачами або вимикача з максимальним струмовим захистом у двофазному виконанні. За наявності виводів збоку нейтралі зазначений захист, якщо можливо, потрібно приєднувати до трансформаторів струму, установлених на цих виводах. Для зазначених генераторів із глухозаземленою нейтраллю цей захист треба передбачати в трифазному виконанні.
2. На турбогенераторах потужністю понад ЗО МВт має бути передбачено захист від підвищення напруги на обмотці статора. Захист має діяти на гасіння поля генератора. Допускається дія захисту на зупин агрегату. Захист має діяти з витримкою часу в режимі холостого ходу згідно з 3.2.93.
3. Захист зворотної потужності, який визначають за переходом генера­тора в режим двигуна, має бути застосовано на тих генераторах, які працюють з турбінами, на яких заборонено роботу в безпаровому режимі. Захист має діяти на вимкнення вимикачів і гасіння поля генератора з витримкою часу, яку визначають за допустимим режимом турбіни в цьому режимі.

## ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ (АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ) З ОБМОТКОЮ ВИЩОЇ НАПРУГИ 3 кВ 1 ВІЩЕ 1 УНТУВАЛЬНИХ РЕАКТОРІВ 500-750 кВ

1. Для трансформаторів[[1]](#footnote-1) треба передбачати пристрої релейного захисту від таких видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи:
2. багатофазних замикань у обмотках і на виводах;
3. однофазних замикань на землю в обмотці та на виводах, приєднаних до мережі з глухозаземленою нейтраллю;
4. виткових замикань у обмотках;
5. струмів у обмотках, зумовлених зовнішніми КЗ;
6. струмів у обмотках, зумовлених перевантаженням;
7. зниження рівня масла;
8. часткового пробою ізоляції уводів 500-750 кВ;
9. втрати охолодження;
10. однофазних замикань на землю в мережах 3-10 кВ з ізольованою нейтраллю, якщо трансформатор живить мережу, в якій вимкнення однофазних замикань на землю є необхідним згідно з вимогами безпеки (див. 3.2.111).

Рекомендовано, крім того, застосовувати захист від однофазних замикань на землю на стороні 6-35 кВ автотрансформаторів з вищою напругою 220 кВ і вище.

Під час проектування нових підстанцій (електростанцій) та реконструкції дію­чих потрібно застосовувати МПРЗА, які поряд з перевагами, зазначеними в 3.2.4, мають кращу здатність до налаштування, більші можливості компенсації впливу перехідних процесів та більшу гнучкість в реалізації уставок та схемних рішень.

1. Для шунтувальних реакторів 500-750 кВ треба передбачати пристрої релейного захисту від таких видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи:
2. однофазних і двофазних замикань на землю в обмотках і на виводах;
3. виткових замикань у обмотках;
4. замикань між паралельними (розщепленими) обмотками однієї фази;
5. зниження рівня масла;
6. втрати охолодження;
7. часткового пробою ізоляції вводів.

У разі використання компенсаційного реактора, підключеного до нейтралі шун­тувального реактора 750 кВ, для нього необхідно передбачати пристрої релейного захисту від однофазних замикань на землю та міжвиткових замикань у обмотці.

1. Газовий захист від пошкоджень усередині бака, які супроводжуються виділенням газу, і від зниження рівня масла треба передбачати для:

* трансформаторів потужністю 6,3 МВ • А і більше;
* шунтувальних реакторів напругою 500-750 кВ;
* компенсаційних реакторів;
* внутрішньоцехових знижувальних трансформаторів потужністю 630 кВ • А і більше.

Газовий захист можна встановлювати також на трансформаторах потужні­стю 1-4 МВ • А.

Газовий захист має діяти на сигнал у разі слабкого газоутворення і зниження рівня масла та на вимкнення за інтенсивного газоутворення і подальшого зниження рівня масла,

Захист від пошкоджень усередині бака трансформатора, які супроводжуються виділенням газу, може бути виконано також із застосуванням реле тиску.

Захист від зниження рівня масла має бути виконано також у вигляді окремого реле рівня в розширювачі трансформатора (з дією на сигнал), а також у вигляді окремого реле рівня масла в баку контактора РШІ, з дією на відключення.

Для захисту контакторного пристрою РПН з розривом дуги в маслі потрібно передбачати окремі реле: газове і тиску.

Для захисту вибірників РПН, які розміщуються в окремому баку, потрібно передбачати окреме газове реле.

Газові захисти треба виконувати з дією на вимкнення вимикачів з усіх боків з забороною АПВ, пуском пожежогасіння та на закриття відсіяних клапанів (за їх наявності). За наявності в газових реле двох вимикальних контактів рекомен­довано виконувати їх. з дією на обидві групи вихідних реле (див. 3.2.57). У разі використання як основних, так 3 резервних (або дублюючих) захистів МПРЗА без організації окремих груп вихідних реле дія газового захисту через обидва мікро­процесорні пристрої є обов’язковою.

Для компенсаційного реактора, який вводиться в роботу автоматикою на час безструмової паузи ОАПВ, захист виконують із дією на увімкнення вимикача, який його шунтує.

Має бути передбачено можливість переведення дії вимикального елемента газового захисту на сигнал з виконанням окремої сигналізації від сигнального і вимикальних елементів газового реле (які відрізняються характером сигналу).

Допускається виконувати газовий захист з дією вимикального елемента лише на сигнал для:

* трансформаторів, установлених у районах, які зазнають землетрусів;
* внутрішньоцєхових знижувальних трансформаторів потужністю 2,5 МВ ■ А і менше, які не мають вимикачів з боку вищої напруги.

1. Для захисту від пошкоджень на виводах, а також від внутрішніх пошко­джень треба передбачати:
2. поздовжній диференціальний струмовий захист без витримки часу на транс­форматорах потужністю 6,3 МВ-А і більше, на шунтувальних реакторах 500­750 кВ, а також на трансформаторах потужністю 4 МВ - А за паралельної роботи останніх з метою селективного вимкнення пошкодженого трансформатора.

Поздовжній диференціальний захист може бути передбачено на трансформа­торах меншої потужності, але не меншої ніж 1 МВ ■ А, якщо:

* струмова відсічка не задовольняє вимоги чутливості, а максимальний стру­мовий захист мас витримку часу, більшу ніж 0,5 с;
* трансформатор установлено в сейсмічно небезпечному районі, який піддається землетрусам.

Для трансформаторів 330 кВ і вище та шунтувальних реакторів 500 -750 кВ потрібно передбачати дублюючі, комплекти поздовжніх диференціальних струмо- вих захистів.

Для трансформаторів 220 кВ потужністю 125 МВ\*А і вище дублюючі комп­лекти поздовжніх диференціальних струмових захистів потрібно передбачати в разі неефективності дальнього резервування.

У разі застосування двох комплектів поздовжнього диференціального струмо- вого захисту допускається суміщувати їх у одному мікропроцесорному пристрої з резервними ступінчастими захистами (дистанційними та струмовими). а для шунтувальних реакторів - також із поперечними диференціальними струмовими захистами, У разі застосування одного комплекту поздовжнього диференціального струмового захисту резервні ступінчасті захисти треба розміщувати в окремому пристрої та мати окреме живлення по колах змінного та постійного струму, навіть у разі застосування резервних ступінчастих захистів у цьому комплекті основного захисту. Для шунтувальних реакторів у цьому разі має бути окремий комплект поперечного диференціального струмового захисту.

Для компенсаційних реакторів (КР) необхідно застосовувати поздовжній дифе­ренціальний струмовий захист, додатково до газового з аналогічною дією, а також передбачати ПРВВ КР з дією на вимкнення шунтувального реактора;

1. струмову відсічку без витримки часу, яку встановлюють з боку живлення і яка охоплює частину обмотки трансформатора, якщо не передбачено диференці­ального захисту, і ступінь МСЗ з витримкою часу, узгодженою з захистами сторін СН таНН.

Захисти від внутрішніх пошкоджень потрібно виконувати з дією на окремі групи вихідних реле із самоутримуванням на 0,7-1,0 с, із забезпеченням їх неспра- цьовунання під час замикань на землю жил контрольних кабелів у колах захистів, які діють на дану групу вихідних реле. В обґрунтованих випадках як вихідні реле допускається застосовувати внутрішні реле МПРЗА.

Під час підключення двох трансформаторів до однієї системи шин без вимикачів необхідно передбачати захисти від внутрішніх пошкоджень з дією на вимкнення обох трансформаторів з усіх сторін. Вимкнення необхідно виконувати з блокуван­ням самоутримання вихідних реле.

Зазначені захисти мають діяти на вимкнення всіх вимикачів трансформатора із забороною АПВ, пуском пожежогасіння та на закриття відсічних клапанів (за їх наявності).

1. Поздовжній диференціальний струмовий захист потрібно виконувати із застосуванням спеціальних реле струму, відстроєних від стрибків струму намаг­нічування, перехідних і сталих струмів небалансу (наприклад, трансформатори струму з насиченням, гальмуванням по струму, а для МПРЗА — із застосуванням спеціальних алгоритмів).

На трансформаторах потужністю до 25 МВ • А допускається виконувати захист з реле струму, відстроєними за струмом спрацьовування від стрибків струму намаг­нічування і перехідних значень струмів небалансу (диференціальна відсічка), якщо при цьому забезпечено необхідну чутливість.

Поздовжній диференціальний захист має бути виконано таким чином, щоб у зону його дії входили з’єднання трансформатора із збірними шинами.

За наявності захисту, який забезпечує вимикання (з необхідною швидкодією) КЗ у з’єднаннях трансформатора із збірними шинами для диференціального захисту необхідно застосовувати трансформатори струму, вбудовані в трансформатор.

Якщо в колі НН трансформатора встановлено реактор і захист трансформатора не забезпечує, вимог чутливості в разі КЗ за реактором, то трансформатори струму допускається встановлювати з боку виводів НН трансформатора для виконання захисту реактора.

1. Пуск автоматики пожежогасіння на трансформаторах, автотрансфор­маторах і шунтувальних реакторах необхідно здійснювати від диференціальних, газових, струменевих захистів, реле надлишкового тиску та пристроїв контролю ізоляції вводів (КІВ) (останній за наявності фазоселективних органів, які виявля­ють пошкоджений увід) з фіксацією їх дії на час, достатній для надійного пуску схеми пожежогасіння.

У разі значної протяжності ошинування трансформаторів (автотрансформато­рів) для унеможливлення зайвої роботи системи пожежогасіння диференціальний захист трансформатора (автотрансформатора) треба підключати до вбудованих трансформаторів струму з уведенням ошинування в зону дії інших швидкодійних захистів, які не потребують пуску системи пожежогасіння. Пуск систем пожежо­гасіння трансформаторів, автотрансформаторів і шунтувальних реакторів потрібно виконувати з контролем їх вимкненого стану з усіх боків і на закриття відсічного клапана (за його наявності).

1. Пристрій КІВ 500-750 кВ мас бути виконано з дією на сигнал за частко­вого пробою ізоляції уводів, яке не потребує негайного вимкнення, і на вимкнення в разі пошкодження ізоляції вводу (до того, як станеться повний пробій ізоляції).

Має бути передбачено блокування, яке запобігає помилковим спрацьовуванням пристрою КІВ у разі обривів у колах приєднання КІВ до виводів.

1. У разі приєднання трансформаторів (крім внутрішньоцехових) до ліній без вимикачів (наприклад, за схемою блока лінія-трансформатор) для вимкнення пошкоджень у трансформаторі має бути передбачено один з таких заходів:
2. установлення з боку ВН знижувального трансформатора відкритих плав­ких вставок, які виконують функції короткозамикача і відділювача, у поєднанні з АПВ лінії;
3. передавання вимикального сигналу на відключення з забороною АПВ вими­кача (або вимикачів) протилежного кінця лінії; для резервування передавання вимикального сигналу необхідно передбачати резервну дію захисту (з остановом ВЧ передавача в разі наявності ВЧ захисту) або дублювання передавання вимикального сигналу. При цьому ВЧ канали для апаратури передавання команд і диференційно- фазного захисту (ДФЗ) мають бути незалежними.

Під час вирішення питання про необхідність застосування передавання вими­кального сигналу замість заходів згідно з переліком 1) треба враховувати:

* потужність трансформатора і допустимий час ліквідації пошкодження в ньому;
* віддаленість підстанції від живильного кінця лінії та здатність вимикача вимикати невіддалені КЗ;
* характер споживача щодо необхідної швидкості, відновлення напруги;

1. установлення запобіжників з боку ВН знижувального трансформатора.

Заходи згідно з переліками 1)-3) можна не передбачати для блоків лінія-транс­форматор. якщо в разі двостороннього живлення трансформатор захищається загальним захистом блока (високочастотним або поздовжнім диференціальним спеціального призначення), а також за потужності трансформатора 25 МВ ■ А і

ГЛАВА 3.2 Релейний захист менше в разі одностороннього живлення, якщо захист живильної лінії забезпе­чує також захист трансформатора (гивидкодійний захист лінії частково захищає трансформатор і резервний захист лінії з часом, не більшим ніж 1 с, захищає весь трансформатор); при цьому газовий захист виконують з дією вимикяльного еле­мента лнще на сигнал.

У разі застосування заходів згідно з переліком 3) на трансформаторі потрібно встановлювати:

* за наявності з боку ВН трансформатора 110 кВ і вище вбудованих трансфор­маторів струму - захист за 3.2.56, 3.2.57, 3.2.62 і 3.2.63;
* за відсутності вбудованих трансформаторів струму - диференціальний (відпо­відно до 3.2.57) або максимальний струмовий захист, виконаний із застосуванням накладних або магнітних трансформаторів струму, і газовий захист за 3.2.56.

Пошкодження на виводах ВН трансформаторів допускається ліквідовувати захистом лінії.

В окремих випадках за відсутності вбудованих трансформаторів струму допус­кається застосовувати виносні трансформатори струму, якщо в разі використання накладних або магнітних трансформаторів струму не забезпечуються необхідні характеристики захисту.

Якщо застосовують відкриті плавкі вставки (див. перелік 1), то для підвищення чутливості газовий захист можна виконувати з дією на виконання штучного КЗ на вставках механічним шляхом.

Якщо в навантаженнях трансформаторів підстанцій містяться синхронні елек­тродвигуни, то має бути вжито заходів щодо запобігання вимиканню відділювачем (у разі КЗ в одному з трансформаторів) струму від синхронних електродвигунів.

1. На трансформаторах потужністю 1 МБ ■ А і більше як захист від струмів в обмотках, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, має бути передбачено такі захисти з дією на вимикання:
2. на підвищувальних трансформаторах з двостороннім живленням - струмовий захист зворотної послідовності від несиметричних КЗ і максимальний струмовий захист з мінімальним пуском напруги від симетричних КЗ або максимальний стру­мовий захист з комбінованим пуском напруги (див. 3.2.44);
3. на знижувальних трансформаторах - максимальний струмовий захист з комбінованим пуском напруги або без нього; на потужних знижувальних транс­форматорах за наявності двостороннього живлення можна застосовувати струмовий захист зворотної послідовності від несиметричних КЗ і максимальний струмовий захист з мінімальним пуском напруги від симетричних КЗ.

Під час вибору струму спрацьовування максимального струмового захисту необ­хідно враховувати можливі струми перевантаження за вимкнення трансформаторів, які працюють паралельно, і струм самозапуску електродвигунів, що живляться від трансформаторів.

На трансформаторах (автотрансформаторах) 220 кВ потужністю 63 МВ - А і вище та автотрансформаторах 330 кВ і вище будь-якої потужності потрібно перед­бачати ступінчастий дистанційний захист для дії в разі зовнішніх багатофазних КЗ. Рекомендовано включати обмотки трансформаторів у зони дії окремих ступенів дистанційних захистів. Можна суміщувати дистанційний захист в одному пристрої з основним за умов згідно з 3.2.57.

1. На трансформаторах потужністю, меншою ніж 1 МВ ■ А (підвищувальних і знижувальних), як захист від струмів, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, треба передбачати максимальний струмовий захист, з дією на вимкнення.
2. Захист від струмів, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, треба встановлювати:

* на двообмоткових трансформаторах - з боку основного живлення;
* на багагообмоткових трансформаторах, приєднаних за допомогою трьох і більше вимикачів, — з усіх боків трансформатора; допускається не встановлювати захист на одному з боків трансформатора, а виконувати його з боку основного жив­лення таким чином, щоб він з меншою витримкою часу вимикав вимикачі з того боку, на якому захист відсутній;
* на знижувальному двообмотковому трансформаторі, який живить окремо секції, які працюють, - з боку живлення і з боку кожної секції;
* у разі застосування накладних трансформаторів струму на боці ВН - з боку НН на двообмотковому трансформаторі і з боку НН та СН - на триобмотковому трансформаторі.

Під час виконання захисту від струмів, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, за 3,2,62 (перелік 2) потрібно також розглядати необхідність і можливість до­повнення його струмовою відсічкою, призначеною для вимикання з меншою ви­тримкою часу КЗ на шинах СН та НН (виходячи з рівня струмів КЗ, наявності окре­мого захисту шин, можливості узгодження із захистами елементів, які відходять).

1. Якщо захист підвищувальних трансформаторів від струмів, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, не забезпечує необхідної чутливості і селективності, то для захисту трансформатора допускається застосовувати реле струму відповід­ного захисту генераторів.
2. На підвищувальних трансформаторах потужністю 1 МВ ■ А і більше, на трансформаторах з дво- і тристороннім живленням і на автотрансформаторах за умови необхідності резервування вимикання замикань на землю на суміжних еле­ментах, а на автотрансформаторах, крім того, і за умови забезпечення селективності захистів від замикань на землю мереж різної напруги має бути передбачено струмо­вий захист нульової послідовності від зовнішніх замикань на землю, установлюваний з боку обмотки, приєднаної до мережі з великими струмами замикання на землю,

За наявності частини трансформаторів (з числа тих, які мають неповну ізоляцію обмотки з боку нульового виводу) з ізольованою нейтраллю треба забезпечувати заходи із запобігання неприпустимому режиму нейтралі цих трансформаторів від­повідно до 3.2.29. З цією метою у випадках, коли на електростанції або підстанції встановлено трансформатори із заземленою та ізольованою нейтраллю, що мають живлення з боку НН, має бути передбачено захист, який забезпечує вимикання трансформатора з ізольованою нейтраллю або її автоматичне заземлення до вими­кання трансформаторів із заземленою нейтраллю, які працюють на ті самі шини або ділянку мережі.

1. На автотрансформаторах (багатообмоткових трансформаторах) з живлен­ням із декількох боків захист від струмів, викликаних зовнішніми КЗ на землю, необхідно виконувати направленим, якщо це потрібно за умовами селективності.

Можна суміщувати струмові захисти нульової послідовності від зовнішніх КЗ на землю в одному пристрої з основним захистом за умов згідно з 3.2.57.

3.2.68На автотрансформаторах 220-750 кВпідстанцій, блоках генератор-транс­форматор 330-750 кВ і автотрансформаторах зв’язку 220-750 кВ електростанцій треба передбачати можливість оперативного прискорення захистів від струмів, зумовлених зовнішніми КЗ, у разі виведення з дії диференціальних захистів шин або ошиновки, що забезпечує вимикання пошкоджень на елементах, які залишилися без швидкодійного захисту з витримкою часу близько 0,5 с. Для МПРЗА вищеза­значене можна виконувати переходом на інший набір уставок.

1. На знижувальних трансформаторах і блоках трансформатор-магістраль з ВН до 35 кВ і з’єднанням обмотки НН за схемою з’єднання «у зірку» із заземле­ною нейтраллю необхідно передбачати захист від однофазних замикань на землю в мережі НН, який виконують із застосуванням:
2. максимального струмового захисту від зовнішніх КЗ, який установлюють з боку ВН (якщо це потрібно за умовою чутливості - у трифазному виконанні);
3. автоматичних вимикачів або запобіжників на виводах НН;
4. спеціального захисту нульової послідовності, який установлюють в нульовому проводі трансформатора (за недостатньої чутливості захистів за переліками 1) і 2).

Для промислових електроустановок, якщо збірку на боці НН з апаратами захисту приєднань розташовано безпосередньо близько від трансформатора (до 30 м) або з’єднання між трансформатором і збіркою виконано трифазними кабелями, допускається захист за переліком 3) не застосовувати.

У разі застосування захисту за переліком 3) допускається не узгоджувати його із захистами елементів, які відходять від збірки на боці НН.

Для схеми лінія-трансформатор у разі застосування захисту за переліком 3) допускається не прокладати спеціальний контрольний кабель для забезпечення дії цього захисту на вимикач з боку ВН і виконувати його з дією на автоматичний вимикач, установлений з боку НН.

Вимоги цього пункту поширюються також на захист зазначених трансформа­торів запобіжниками, установленими з боку ВН.

1. 3 боку НН знижувальних трансформаторів з ВН 3-10 кВ, які живлять збірки з приєднаннями, захищеними запобіжниками, треба установлювати голо­вний запобіжник або автоматичний вимикач.

Якщо запобіжники на приєднаннях НН і запобіжники (або релейний захист) з боку ВН обслуговуються і перебувають у віданні одного й того самого персоналу (наприклад, лише персоналу енергопідприємства або лише персоналу споживача), то головний запобіжник або автоматичний вимикач з боку НН трансформатора можна не встановлювати.

1. Захист від однофазних замикань на землю за 3.2.54 (перелік 9), має бути виконано відповідно до 3.2.112.

За наявності на трансформаторі вимикача з пофазним приводом необхідно передбачати захист трансформатора від неповнофазного режиму з боку вимикача.

1. На трансформаторах потужністю 0,4 МВ ■ А і вище залежно від імовірності та значення можливого перевантаження необхідно передбачати максимальний стру- мовий захист від струмів, зумовлених перевантаженням обмоток, з дією на сигнал. Для підстанцій без постійного чергування персоналу допускається передбачати дію цього захисту на автоматичне розвантаження або вимкнення (за неможливості ліквідації перевантаження іншими засобами).

Для автотрансформатора контроль струмів перевантаження необхідно викону­вати з боку обмоток ВН, НН і загальної обмотки - з боку нейтралі.

1. За наявності з боку нейтралі трансформатора окремого додаткового транс­форматора для регулювання напруги під навантаженням необхідно додатково до зазначених у 3.2.54-3.2.60, 3.2.62,3.2.66 передбачати такі захисти:

* газовий захист додаткового трансформатора;
* максимальний струмовий захист з гальмуванням у разі зовнішніх КЗ від пошкоджень у первинній обмотці додаткового трансформатора, за винятком випад­ків, коли цю обмотку вводять у зону дії диференціального струмового захисту кіл з боку НН автотрансформатора;
* диференціальний захист, який охоплює вторинну обмотку додаткового трансформатора.

У разі підключення з боку нейтралі автотрансформатора окремого трансфор­матора поперечного регулювання напруги під навантаженням (ТІІР) необхідно передбачати для нього такі захисти:

* газовий захист власне ТПР і захист контакторного пристрою РПН, який можна виконувати із застосуванням струмового реле;
* диференціальний захист, який охоплює регулювальну обмотку ТПР;
* максимальний струмовий захист з гальмуванням по фазному струму та додат­ково по струму 3 • І0 (у разі зовнішніх КЗ у мережі з глухозаземленою нейтраллю) від пошкоджень у компенсаційній обмотці ТПР;
* захист збуджувальної обмотки ТПР, який необхідно забезпечувати диференці­альним струмовим захистом кіл з боку НН автотрансформатора; для резервування захисту цієї обмотки її рекомендовано також включати в зону дії максимального струмового захисту з гальмуванням.

1. Захист лінійного додаткового трансформатора, установленого з боку НН автотрансформатора, необхідно виконувати:

* газовим захистом власне додаткового трансформатора і захистом контактор­ного пристрою РПН, який може бути виконано із застосуванням реле тиску або окремого газового реле;
* диференціальним струмовим захистом кіл з боку НН автотрансформатора.

## ЗАХИСТ БЛОКІВ ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР

1. Захист блоків генератор-трансформатор має включати в себе захисти генератора, блокового трансформатора, трансформатора (трансформаторів) влас­них потреб, випрямного трансформатора в системі паралельного самозбудження та безщіткового збудження, а також ошиновки від блокового трансформатора до системи шин ВРУ.

Під час проектування нових блоків та реконструкції діючих доцільно викорис­товувати МГіРЗА, які поряд із перевагами, зазначеними в 3.2.4, завдяки багато- функціональності значно спрощують виконання релейного захисту, а також мають більше можливостей щодо реалізації уставок та схемних рішень.

1. Захист блоків потужністю понад 120 МВт має бути виконано з двох вза­ємно резервованих систем захисту, кожна з яких має бути повністю незалежною від іншої. Відмова в одній системі захистів не має призводити до недопустимого

ГЛАВА3.2 Релейний захист збільшення часу вимкнення пошкодженого обладнання другою системою захисту. У цьому разі, за можливості, рекомендовано виконувати незалежні системи захисту з різними принципами дії. Так, для резервування диференціальних захистів генератора і трансформаторів (блокового та власних потреб) може бути виконано диференціальний захист блока, який має охоплювати не лише генератор і блоковий трансформатор, а й ошиновку від блокового трансформатора до трансформаторів ВИ.

1. Незалежні пристрої РЗА має бути максимально розділено за колами трансформаторів струму та напруги, джерелами живлення і колами керування на постійному оперативному струмі, за вихідними колами і дискретними входами (для МПРЗА).
2. За умови виконання захистів на базі МПРЗА в кожній з мікропроцесор­них взаємно резервованих систем РЗА має бути передбачено максимально можливу автономність виконання різних функцій, які входять до цієї системи захисту, таким чином, щоб відмова виконання однієї функції не призводила до відмови виконання іншої функції.

МПРЗА мають забезпечувати можливість їхнього застосування як пристроїв нижнього рівня АСУТП; має бути передбачено можливість виконання додаткових функцій інформації - осцилографування, реєстрація подій, відомості про стан самих пристроїв, видача необхідної інформації для аналізу правильності дій при­строїв РЗА тощо.

1. Для блоків генератор-трансформатор з генераторами потужністю, біль­шою ніж 10 МВт, потрібно передбачати пристрої РЗА від таких видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи:

* замикань на землю в обмотці статора та в колах генераторної напруги;
* багатофазних замикань у обмотці статора генератора і на його виводах;
* замикань між витками однієї фази у обмотці статора турбогенератора (для генераторів, які мають два або три паралельних витки обмотки статора);
* багатофазних замикань у обмотках і на виводах трансформаторів;
* однофазних замикань на землю в обмотці трансформатора та на її виводах, приєднаних до мережі з великими струмами замикання на землю;
* замикань між *витками в обмотках трансформаторів;*
* зовнішніх КЗ;
* перевантаження генератора струмами зворотної послідовності (для блоків з генераторами потужністю, більшою ніж ЗО МВт);
* симетричного перевантаження обмотки статора генератора і обмоток транс­форматора;
* перевантаження обмотки ротора генератора струмом збудження (для турбо­генераторів із безпосереднім охолодженням провідників обмоток і для гідрогене­раторів);
* підвищення напруги на обмотці ротора;
* підвищення напруги на обмотці статора генератора і трансформаторі блока;
* замикань на землю в одній точці кола збудження;
* замикань на землю в другій точці кола збудження (для турбогенераторів потужністю, меншою ніж 160 МВт);
* асинхронного режиму із втратою збудження;
* зниження/підвищення частоти (перезбудження генератора і трансформатора);
* зворотної потужності (для турбогенераторів потужністю, більшою ніж 120 МВт);
* відмови вимикачів (блокового, генераторного);
* пошкоджень усередині трансформаторів (виділення газів, зниження рівня мас, скидання або підвищення тиску в баках);
* часткового пробою ізоляції вводів 500 і 750 кВ трансформаторів;
* випадкового ввімкнення генератора в мережу (для блоків з генераторами потужністю, більшою ніж 300 МВт).

1. Вказівки щодо виконання захисту генераторів і підвищувальних транс­форматорів, які стосуються їхньої відокремленої роботи, є дійсними й у випадку, коли їх об’єднано в блок генератор-трансформатор (автотрансформатор) з ураху­ванням вимог, наведених нижче.
2. На блоках з генераторами потужністю ЗО МВт і більше треба передба­чати захист від замикань на землю в колі генераторної напруги, яка охоплює всю обмотку статора. Дублюючий комплект захисту повинен захищати не менше ніж 85 % обмотки статора. Його дозволяється виконувати за іншим принципом дії.

Має бути, забезпечено відстроювання зазначеного захисту від КЗ на землю на шинах ВН (СН, за наявності) і на власних потребах. У разі складності таких нала­штувань за уставками спрацювання вказане має досягатися схемними рішеннями та блокуваннями.

За потужності генератора блока, меншої ніж ЗО МВт, дозволено застосовувати пристрої, які захищають не менше ніж 85 % обмотки статора. Застосовувати такі пристрої допускається також на блоках з турбогенераторами потужністю від ЗО до 160 МВт, якщо для захисту всієї обмотки статора потрібне увімкнення в коло генератора додаткової апаратури.

Захист має бути виконано з дією на вимкнення з витримкою часу, не більшою ніж 0,5 с, на всіх блоках без відгалужень на генераторній напрузі та з відгалу­женнями до трансформаторів власних потреб. На блоках, які мають електричний зв’язок з мережами власних потреб або споживачів, що живляться лініями від відгалужень між генератором і трансформатором, якщо ємнісний струм замикань на землю становить 5 А і більше, має бути встановлено селективний направлений захист від замикань на землю або захист від подвійних замикань на землю, оскільки де передбачено на генераторах, які працюють на збірні шини (див. 3.2.39 і 3,2.40). Захист має діяти на вимикання з витримкою часу, не більшою ніж 0,5 с. Аналогічний захист має бути встановлено па блоці, де встановлено два і більше генераторів без вимикачів у блоці з одним трансформатором (збільшений блок).

Якщо ємнісний струм замикання на землю становить менше ніж 5 А, то захист від замикань на землю може бути виконано так само, як і на блоках без відгалужень на генераторній напрузі, але з дією на сигнал.

За наявності вимикача в колі генераторної напруги, який відключає струми КЗ, захист має діяти на гасіння поля генератора та збудника, вимкнення генераторного вимикача, пуск ПРВВ генераторного вимикача, зупин турбіни та подачу сигналу в систему АСУТП.

За відсутності генераторного вимикача або з вимикачем навантаження захист мас діяти на гасіння поля генератора та збудника, вимкнення вимикача ВН блока, переведення власних потреб на резервне живлення, пуск ПРВВ вимикача блока, зупин турбіни та на подачу сигналу в систему АСУТП.

На вимикач навантаження не мають діяти електричні захисти блока генера­тор-трансформатор; дозволено дію лише технологічних захистів. Для запобігання пошкодженню вимикача має бути передбачено блокування вимкнень під час про­ходження струмів, більших ніж 1,05 номінального струму статора.

За наявності вимикача в колі генератора необхідно додатково передбачати сиг­налізацію замикань на землю з боку генераторної напруги трансформатора блока.

За наявності вимикача в колі ВН трансформатора власних потреб, який живиться з генераторної напруги, потрібно передбачати попередню дію захисту на його вимкнення з пуском АВР власних потреб.

1. На блоці з генератором із непрямим охолодженням, що складається з одного генератора і одного трансформатора, за відсутності, вимикача в колі гене­ратора рекомендовано передбачати один загальний поздовжній диференціальний захист блока, який має охоплювати також струмопровід генераторної напруги до трансформатора BIL

За наявності вимикача в колі генератора на генераторі та трансформаторі має бути встановлено окремі диференціальні захисти,

У разі застосування в блоці двох трансформаторів замість одного, а також у разі роботи двох і більше генераторів без вимикачів у блоці з одним трансфор­матором (збільшений блок) на кожному генераторі та трансформаторі потужні­стю 125 MB\* А і вище має бути передбачено окремий поздовжній диференціаль­ний захист. За відсутності вбудованих трансформаторів струму на уводах НН цих трансформаторів допускається застосовувати загальний диференціальний захист для двох трансформаторів.

На блоці з генератором із безпосереднім охолодженням провідників обмоток потрібно передбачати окремі поздовжні і диференціальні захисти генератора, окремі поздовжні диференціальні захисти блокових трансформаторів (або кожного трансформатора, якщо в блоці з генератором працюють два або більше трансформа­торів) і трансформаторів БІІ. Для АЕС із установленими енергоблоками потужні­стю 1000 МВт рекомендовано встановлювати два диференціальні захисти (основний і резервний) на кожний трансформатор власних потреб. За відсутності вбудованих трансформаторів струму на уводах НН двох чи більше трансформаторів, які працю­ють в блоці з генератором, допускається застосовувати загальний диференціальний захист для трансформаторів блока.

З боку вищої напруги диференціальний захист трансформатора блока може бути увімкнено на трансформатори струму, вбудовані в трансформатор блока. За цих умов для захисту ошиновки між вимикачами з боку ВН і трансформатором блока має бути встановлено окремий захист. Захист ошиновки повинен діяти на відключення блока згідно з 3.2.81.

Окремий диференціальний захист генераторів має бути виконано трифазним трирелейним або однорелейним у разі застосування МПРЗА зі струмом спрацю­вання, не більшим ніж 0,3 номінального струму генератора.

Для резервування зазначених диференціальних захистів на блоках з генерато­рами потужністю 160 МВт і більше, які мають безпосереднє охолодження провід­ників обмоток, необхідно передбачати резервний диференціальний захист, який охоплює генератор і трансформатор блока разом з ошиновкою з боку вищої напруги. Якщо не забезпечуються умови чутливості (3.2.22) в разі застосування диференці-

ального захисту блока, то необхідно передбачати дублюючі окремі диференціальні захисти для генератора і блокового трансформатора.

Рекомендовано встановлювати резервний диференціальний захист блоків і за потужності генераторів з безпосереднім охолодженням провідників обмоток, меншої ніж 160 МВт.

За наявності вимикача в колі генератора резервний диференціальний захист блока треба виконувати з витримкою часу 0,35-0,5 с.

За наявності вимикача в колі генераторної напруги, який відключає струми КЗ, диференціальний захист генератора має діяти без витримки часу згідно з 3,2.81.

Диференціальні захисти трансформаторів (блокового і ВП) як за наявності вими­кача в колі генераторної напруги, який відключає струми КЗ, так і за відсутності генераторного вимикача або з вимикачем навантаження мають діяти без витримки часу згідно з 3.2.81 для схеми без генераторного вимикача.

1. На турбогенераторах з двома або трьома паралельними гілками обмотки статора має бути передбачено односистемний поперечний диференціальний захист від ниткових замикань у одній фазі, що залежно від схеми первинних з’єднань блока (наявність чи відсутність вимикачів у колі генераторної напруги) має діяти без витримки часу на вимкнення згідно з 3.2.81.

Уставка захисту за струмом не має перевищувати 0,05 від номінального струму статора.

Діагностику стану генератора за значенням струму небалансу поперечного диференціального захисту треба здійснювати згідно з 3.2.40.

1. На блоках з генераторами потужністю 120 МВт і більше з безпосеред­нім охолодженням провідників обмоток має бути передбачено струмовий захист зворотної послідовності з інтегрально-залежною характеристикою, яка відповідає характеристиці допустимих перевантажень генератора, що захищається, струмами зворотної послідовності.

На блоках з вимикачем навантаження або за відсутності генераторного вими­кача захист за допомогою інтегрального органу має бути двоступінчастим: перший ступінь, який за часом спрацьовування на 0,2-0,3 с є меншим від допустимого перевантаження згідно з заводською документацією, має діяти на вимкнення вимикача ВН і в систему АСУТП для розвантаження турбіни до холостого ходу, а другий ступінь з уставкою допустимого перевантаження - на гасіння поля генера­тора та збудника, переведення власних потреб на резервне живлення, зупин тур- йіеги і дією в систему АСУТП. Крім того, має бути задіяно двоступінчасту відсічку, струм спрацювання якої вибирають із умов погодження з резервними захистами від міжфазних КЗ приєднань РУ з боку ВН блока. Першим ступенем відсічки має здійснюватися розділення шин, а другим, який за часом спрацьовування мас бути на ступінь селективності більшим, - вимкнення вимикача БН і дія системи АСУТП для розвантаження турбіни до холостого ходу.

За наявності вимикача в колі генераторної напруги, який відключає струми КЗ для збереження в роботі трансформатора блока, живлення ВП і запобігання невиправданим відключенням генератора під час КЗ з боку ВН, має бути відсічка, яка діє на вимкнення генераторного вимикача, гасіння поля генератора і збудника та зупин турбіни. Уставку спрацьовування відсічки вибирають виходячи з умов відстроювання від надперехідного струму зворотної послідовності за двофазного

КЗ на виводах генератора. Відключення інтегральним органом виконують ана­логічно описаному вище за відсутності генераторного вимикача або з вимикачем навантаження.

На блоках з генераторами потужністю, меншою ніж 160 МВт, які мають безпо­середнє охолодження провідників обмоток, а також на блоках з гідрогенераторами потужністю понад ЗО МВт, що мають непряме охолодження, струмовий захист зворотної послідовності потрібно виконувати з інтегрально-залежною витримкою часу. Допускається виконувати захист зі ступінчастою витримкою часу. За цих умов різні ступені захисту можуть мати одну або більше витримок часу (див. 3.2.88, перелік 4). Зазначену інтегрально-залежну або ступінчасту витримку часу потрібно узгоджувати з характеристикою допустимих перевантажень генератора струмом зворотної послідовності.

На блоках з турбогенераторами з непрямим охолодженням потужністю понад ЗО МВт захист має бути виконаним згідно з 3.2.42.

Крім захистів, що діють на вимкнення, на всіх блоках з турбогенераторами потужністю понад ЗО МВт треба передбачати сигналізацію перевантаження стру­мами зворотної послідовності, виконану відповідно до 3.2.42.

Струм зворотної послідовності для сигналізації має бути не більшим ніж 8 % від номінального - для турбогенераторів, 6 % - для гідрогенераторів з водяним охолодженням обмотки статора, 10 % - для гідрогенераторів потужністю, більшою ніж 125 МВт, з непрямим повітряним охолодженням і 12 % - для гідрогенераторів потужністю до 125 МВт з непрямим повітряним охолодженням статора.

1. На блоках з генераторами потужністю понад 30 МВт захист від зовнішніх симетричних КЗ має бути виконано, як зазначено в 3.2.43. За цих умов для гідро­генераторів напругу спрацювання захисту потрібно приймати приблизно 0,6-0,7 від номінальної. На блоках з турбогенераторами, які мають резервний збудник, зазначений захист має бути доповнено струмовим реле, увімкненим на струм з боку ВН блока.

На блоках з генераторами потужністю 60 МВт і більше замість зазначено]« захисту рекомендовано застосовувати дистанційний захист.

На блоках з генераторами з безпосереднім охолодженням провідників обмоток від зовнішніх симетричних КЗ має бути встановлено двоступінчастий дистанційний захист від міжфазних КЗ.

Перший ступінь цього захисту, який здійснює ближнє резервування, мас вико­нуватися з блокуванням у разі коливань і діяти, як зазначено в 3,2,88, перелік 3), з витримкою часу, не більшою ніж 1 с. Перший ступінь має надійно охоплювати трансформатор блока для забезпечення селективності із захистами суміжних еле­ментів. Резервування першим ступенем захистів генератора обов’язкове, якщо на блоці застосовуються окремі диференціальні захисти трансформатора і генератора. Опір спрацювання захисту необхідно вибирати з умов відстроювання від режиму найбільш реально можливого навантаження та за умови узгодження з захистами від міжфазних КЗ приєднань.

Другий ступінь, який здійснює дальнє резервування, має діяти, як зазначено в 3.2.88, перелік 2).

Рекомендовано встановлювати двоступінчастий дистанційний захист і за наявності резервного диференціального захисту з метою збільшення ефективності

дальнього резервування. Обидва ступені дистанційного захисту в цьому разі мають діяти, як зазначено в 3.2.88, перелік 2).

Для резервування захисту від міжфазних КЗ на блоках потужністю 1000 МВт АЕС рекомендовано встановлювати додатковий дистанційний захист, струмові кола якого під’єднано до трансформаторів струму наВРУ, а живлення оперативних кіл захисту здійснюється від щита постійного струму ВРУ. Захист має бути дво­ступінчастим, перший ступінь якого з витримкою часу, не більшою ніж 0,5 с, має захищати блоковий трансформатор і обладнання генераторної напруги, а другий ступінь з витримкою часу приблизно 2 с має захищати обмотку ВН трансформато­рів ВП.

1. Захист від зовнішніх КЗ на блоках з генераторами потужністю 30 МВт і менше потрібно виконувати відповідно до 3.2.44. Параметри спрацьовування захисту на блоках з гідрогенераторами потрібно приймати згідно з 3.2.43, 3,2.44 і 3.2.85.
2. На блоках генератор-трансформатор з вимикачем у колі генератора за відсутності резервного диференціального захисту блока має бути передбачено максимальний струмовий захист з боку ВН блока, призначений для резервування основних захистів трансформатора блока під час роботи з вимкненим генератором. Захист рекомендовано здійснювати у трифазному виконанні.
3. Резервні захисти блоків генератор трансформатор має бути виконано з урахуванням такого:
4. з боку генераторної напруги трансформатора блока захист не встановлюють, а використовують захист генератора;
5. у разі дальнього резервування захист має діяти, як правило, з двома витрим­ками часу: з першою - на поділ схеми з боку ВН блока {наприклад, на вимикання шиноз’єднувального і секційного вимикачів), з другою — на вимикання блока від мережі;
6. у разі ближнього резервування треба виконувати вимкнення блока (генера­тора) від мережі, гасіння поля генератора і зупин блока, якщо це потрібно, за 3.2.98;
7. окремі ступені або пристрої резервного захисту залежно від їхнього при­значення і доцільності використання в разі дальнього й ближнього резервування можуть мати одну, дві або три витримки часу. Необхідно, за можливості, забезпе­чити резервування захистів ШІ110 кВ та вище резервними захистами генератора або блока генератор-трансформатор;
8. органи пуску напруги захистів за 3.2.85 і 3.2.86 рекомендовано передбачати з боку генераторної напруги та з боку мережі.
9. Для блоків генератор-трансформатор потужністю більше ніж 120 МВт для захисту трансформаторів ВП від зовнішніх міжфазних КЗ і як резервування захисту від КЗ всередині трансформатора треба застосовувати дистанційні захисти як з боку ВН, так і з боку НН. Захист на боці ВН повинен охоплювати трансфор­матор, струмопроводи НН, включаючи вимикачі 6 кВ живлення власних потреб. Перший ступінь, який захищає трансформатор і струмопровід, має діяти згідно з 3.2.81, а другий ступінь - на вимкнення вимикачів живлення власних потреб.

Захист на боці НН має охоплювати струмопроводи 6 кВ і діяти на вимкнення вимикачів робочого живлення власних потреб.

Для блоків, де трансформатор ВП виконано з розщепленою обмоткою, необхідно застосовувати два комплекти, під’єднані до кіл напруги різних обмоток НН.

Для захисту трансформаторів ВП від зовнішніх КЗ можна застосовувати мак­симальний струмовий захист з блокуванням за напругою. Для забезпечення необ­хідної чутливості захисту з боку ВН необхідно виконувати блокування за напругою з обох боків НН.

Захист від перевантаження трансформаторів ВП треба виконувати струмовим захистом, під’єднаним до трансформаторів струму з ВН трансформаторів із дією на сигнал.

1. Захист випрямних трансформаторів у системі самозбудження та без- щіткового збудження турбогенераторів 1000 МВт AEC треба виконувати струмо- вою відсічкою та максимальним струмовим захистом, який має бути відстроєним від спрацьовування в разі перевантаження трансформатора під час форсування збудження.
2. На блоках з турбогенераторами захист від симетричних перевантажень статора потрібно виконувати так само, як на генераторах, які працюють на збірні шини (див. 3.2.48).

Для генераторів потужністю більше ніж 300 МВт за умови застосування МПРЗА захист рекомендовано виконувати з залежною від струму витримкою часу і дією на вимкнення згідно з 3.2.81. Пристрої захистів потрібно під’єднувати до групи трансформаторів струму, установлених на нейтральних виводах генератора.

Для генераторів потужністю, меншою ніж 300 МВт, захист необхідно викону­вати з незалежною витримкою часу 9 с з дією на сигнал.

На гідроелектростанціях без постійного чергування оперативного персоналу крім сигналізації симетричних перевантажень треба передбачати захист із неза­лежною характеристикою, який діє з більшою витримкою часу на вимкнення блока (генератора) і з меншою - на розвантаження.

1. На генераторах потужністю 120 МВт і більше з безпосереднім охоло­дженням провідників обмоток захист від перевантаження обмотки ротора струмом збудження треба виконувати з інтегрально-залежною витримкою часу, яка відпо­відає характеристиці допустимого перевантаження генератора струмом збудження. Захист має бути увімкнено на давані струму ротора згідно з 3.2,47, а для безщіткової системи збудження турбогенераторів потужністю більше ніж 300 МВт - на індукцій­ний давач струму ротора. Цей захист має діяти на вимкнення відповідно до 3.2.81.

За неможливості увімкнення захисту на струм ротора (наприклад, за безіціт- кового збудження генераторів потужністю, меншою ніж 120 МВт), допускається застосовувати захист з незалежною витримкою часу, який реагує на підвищення напруги в колі збудження.

У захисті має бути передбачено можливість дії з меншою витримкою часу на зниження струму збудження. За наявності пристроїв обмеження перевантаження в регуляторі збудження дію на розвантаження можна здійснювати одночасно від цих пристроїв і від захисту ротора.

На турбогенераторах потужністю, меншою ніж 160 МВт, з безпосереднім охо­лодженням провідників обмоток і на гідрогенераторах потужністю понад 30 МВт з непрямим охолодженням захист необхідно виконувати аналогічно тому, як зазна­чено в 3.2.47,

За наявності пристроїв групового керування збудженням на генераторах захист рекомендовано виконувати із залежною витримкою часу.

У разі роботи генераторів із резервним збудником захист ротора від переванта­ження має залишатися в роботі. За неможливості використання захисту із залеж­ною витримкою часу допускається передбачати на резервному збуднику захист з незалежною витримкою часу.

1. На блоках з турбогенераторами потужністю 120 МВт і більше для запо­бігання підвищенню напруги в режимі холостого ходу має бути передбачено захист від підвищення напруги. Уставка захисту за напругою має бути вищою від значення номінальної напруги генератора на 20 % . У режимі холостого ходу захист мас діяти без витримки часу, а під час переходу генератора з режиму навантаження в режим холостого ходу захист треба вводити з витримкою часу, не більшою ніж 3 с. Під час дії захисту має бути забезпечено гасіння поля генератора. Стан холостого ходу потрібно визначати за відсутності струму генератора (для блоків з вимикачем у колі генераторної напруги) або за відсутності струму на боці ВН трансформатора (для блоків без вимикача в колі генераторної напруги). За умови використання МПРЗА рекомендовано застосовувати також захист від пониження напруги з дією на сигнал.

На блоках із гідрогенераторами для запобігання підвищенню напруги під час скидань навантаження має бути передбачено захист від підвищення напруги, який має діяти на вимкнення блока (генератора) і гасіння поля генератора. Допускається дія захисту на зупин агрегату.

1. Захист від замикань на землю в одній точці кола збудження має бути передбачено на гідрогенераторах, на турбогенераторах з водяним охолодженням обмотки ротора і на всіх турбогенераторах потужністю 120 МВт і вище. Захист має контролювати значення опору ізоляції ротора з колами збудження. У разі зниження опору ізоляції кіл збудження до 10 кОм для турбогенераторів з водяним охолоджен­ням вентилів робочої системи збудження має поступати сигнал, а в разі зниження до 4 кОм - відбуватися вимкнення згідно з 3.2.81. На гідрогенераторах захист має діяти на вимкнення, а на турбогенераторах потужністю, меншою ніж 120 МВт, - на сигнал.

Захист від замикань на землю в другій точці кола збудження турбогенераторів (крім турбогенераторів з безщітковою системою збудження) треба встановлювати на блоках потужністю, меншою ніж 120 МВт, відповідно до 3.2.49.

1. На блоках з турбогенераторами потужністю 120 МВт і більше, які мають безпосереднє охолодження провідників обмоток, і з гідрогенераторами потрібно передбачати пристрої захисту від асинхронного режиму з втратою збудження.

Зазначені пристрої рекомендовано застосовувати і на турбогенераторах потуж­ністю, меншою ніж 120 МВт, з безпосереднім охолодженням провідників обмоток. На цих турбогенераторах допускається також передбачати автоматичне виявленая асинхронного режиму лише в разі вимкнення положення пристроїв автоматичного гасіння поля або в разі зниження струму ротора, нижчого від номінального струму холостого ходу (без застосування захисту від асинхронного режиму).

Після переходу в асинхронний режим турбогенератора, який втратив збу­дження, зазначені вище пристрої захисту мають діяти з витримкою часу, не біль­шою ніж 2 с на гасіння поля генератора, подавати сигнал про втрату збудження і здійснювати автоматичне перемикання навантаження власних потреб на резервне джерело живлення, а також діяти на систему АСУТП для зниження навантаження турбіни до допустимого для роботи генератора в цьому режимі значення активної потужності.

У сі гідрогенератори та турбогенератори, які не допускають асинхронного режиму, а також решта турбогенераторів в умовах дефіциту реактивної потужності в системі під час дії зазначених пристроїв, потрібно вимикати від мережі згідно з 2.3.81.

Для асинхронізованих турбогенераторів захист від асинхронного режиму має діяти без витримки часу на вимкнення АГП, увімкнення автоматів, які закоро- чують обидві обмотки ротора, та розвантаження турбіни до значення потужності, допустимої для цього режиму. Необхідно передбачати відмову одного або обох вимикачів, які закорочують обмотки ротора. За цих умов ротор замикається на опір самосинхронізації, і розвантаження турбіни має бути більш глибоким.

1. За наявності вимикача в колі генератора з безпосереднім охолодженням провідників обмоток або в колі трансформатора власних потреб на генераторній напрузі потрібно передбачати резервування в разі відмови цього вимикача (напри­клад, застосуванням ПРВВ).
2. ПРВВ 110 кВ і вище на електростанціях має бути виконаним з ураху­ванням такого:
3. для запобігання зайвому вимкненню декількох блоків резервним захистом у разі виникнення на одному з них неповнофазного режиму в результаті відмови вимикача з пофазним приводом за його вимкнення на електростанціях з генерато­рами, які мають безпосереднє охолодження провідників обмоток, потрібно перед­бачати прискорення захистів з пуском ПРВВ (наприклад, від струмового захисту нульової послідовності трансформатора блока з боку мережі з великим струмом замикання па землю);
4. для електростанцій, на яких блоки генератор-трансформатор і лінії мають загальні вимикачі (наприклад, у разі застосування полуторної схеми або схеми багатокутника), необхідно передбачати пристрій телевимкнення для вимкнення вимикача, і заборони АПВ на протилежному кінці лінії під час дії ПРВВ у разі його пуску від захисту блока. Крім того, потрібно передбачати дію ПРВВ на зупин передавача ВЧ захисту.

Для запобігання несинхронному неповнофазному увімкненню блока, в режимі ремонту (вимкненого положення) шинного вимикача і вимкненні лінії з відмо­вою загального вимикача на непошкодженій фазі необхідно передбачати окрему команду пристрою телевимкнення для заборони АПВ на протилежному кінці лінії в разі дії захисту від неперемикання фаз.

1. На блоках з вимикачем, який відключає струми КЗ, захисти статора гене­ратора від внутрішніх пошкоджень, а також захисти ротора генератора мають діяти на гасіння поля генератора та збудника, на вимкнення генераторного вимикача, пуск ПРВВ генераторного вимикача, а також діяти на систему АСУТП,

На блоках з вимикачем навантаження або за відсутності генераторного вими­кача ці захисти мають діяти на гасіння поля генератора та збудника, вимкнення вимикача ВН, вимкнення вимикачів основного живлення власних потреб для їхнього переведення на живлення від резервного джерела за допомогою АВР, зупин турбіни, пуск ПРВВ, а також діяти на систему АСУТП.

Резервні захисти генератора і трансформатора блока в разі зовнішніх пошко­джень мають діяти відповідно до 3.2.88. переліки 2)—4).

На теплових електростанціях з блоковою схемою в тепловій частині в разі вимкнення блока за внутрішніх пошкоджень має забезпечуватися повний зупин

блока. За зовнішніх пошкоджень, а також у разі дії захистів у тих випадках, коли може бути швидко відновлено роботу блока, блок треба переводити на навантаження власних потреб або в режим холостого ходу, якщо в такому режимі допускається робота з тепломеханічним устаткуванням.

На гідроелектростанціях за внутрішніх пошкоджень основного електричного обладнання блока, крім вимкнення блока, треба виконувати зупин агрегату. Зупин агрегату допускається виконувати також у разі вимкнення блока внаслідок зовніш­ніх пошкоджень.

1. На блоках генератор-трансформатор-лінія основний захист лінії та резерв­ний захист з боку енергосистеми має бути виконано відповідно до вимог цієї глави щодо захисту лі ній, а щодо блока функції резервного захисту лінії треба виконувати резервними (дублюючими) захистами блока.

Захист блока потрібно виконувати згідно з вищенаведеними вимогами.

Дію захисту блока на вимкнення вимикача і пуск ІІРВВ з боку енергосистеми треба передавати за допомогою двох взаєморезервованих пристроїв телевимкнення високочастотним каналом, а за наявності ВОЛЗ - через відповідну апаратуру по каналах ВОЛЗ або через апаратуру но кабелю зв’язку. Крім того, рекомендовано передбачати одночасну дію захисту блока на зупин передавача високочастотного захисту.

Диференціальний захист блока генернтор-транеформатор-лінія можна викону­вати із застосуванням виділених окремих пар волокон каналів ВОЛЗ або проводів зв’язку.

На блоках з турбогенераторами (за блокової схеми в тепловій частині) з боку енергосистеми за допомогою пристрою телевимкнення на протилежний кінець лінії треба передавати дію захисту шин (за подвійної системи шин) або дію ПРВВ (за полуторної схеми або схеми багатокутника) відповідно на переведення блока в режим холостого ходу або на гасіння поля генератора і зупин блока. Крім того, рекомендовано застосовувати пристрій телевимкнення для прискорення гасіння поля генератора і вимкнення власних потреб у разі дії резервних захистів з боку енергосистеми.

За неповнофазнрго вимкнення вимикача з боку мережі з великим струмом замикання на землю потрібно проводити прискорений запуск ПРВВ так само, як це передбачено в 3.2.97, перелік 1).

1. Для захисту генератора і силового трансформатора від перегрівання, пов’язаного з підвищенням магнітного потоку за умови зниження частоти за номінальної напруги на статорі, на блоки потужністю 120 МВт і більше має бути встановлено спеціальний захист від перезбудження. Захист має діяти на заборону збудження генератора під час початкового збудження та на гасіння поля генератора під час роботи генератора в режимі холостого ходу на зниженій частоті. За умови застосування МПРЗА захист має реагувати на відношення напруга/яастота.

На АЕС, де згідно з вимогами на обладнання не дозволено тривало працювати як на пониженій, так і на підвищеній частоті, потрібно встановлювати захист від пониження/підвищення частоти, який має діяти на вимкнення вимикачів ВН з витримкою часу, яку визначають за вимогами на обладнання.

1. Захист від однофазних замикань на землю в обмотці трансформатора і на його виводах, приєднаних до мережі з великими струмами замикання на землю,

має бути виконано, як правило, з використанням трансформаторів струму нульової послідовності, увімкнених на струм нейтралі трансформатора блока. Захист має бути багатоступінчастим і діяти своїми ступенями на ділення шин, вимкнення вимикачів ВН та зупин блока (гасіння поля генератора, переведення власних потреб на резервне живлення та зупин турбіни). За допомогою захисту треба здійснювати прискорений пуск ПРВВ для ліквідації неповнофазних режимів.

Для трансформаторів, які працюють у режимі з ізольованою нейтраллю, захист треба виконувати з контролем напруги на вторинній обмотці трансформатора напруги шин, на які під’єднано блок, за схемою «розімкнутий трикутник», з конт­ролем відсутності струму у нейтралі трансформатора і контролем спрацьовування захисту на суміжному блоці з заземленою нейтраллю.

1. Захист обмотки ротора від перенапруг треба виконувати за допомогою розрядника багаторазової дії, згідно з 3.2.47 (підрозділ «Захист турбогенераторів, що працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги»).
2. Захист від пошкоджень всередині бака трансформаторів (блокового і ВП), які супроводжуються виділенням газів, підвищенням або зниженням (скидом) тиску, а також зниженням рівня масла, потрібно виконувати згідно з 3.2.56. Дія захисту повинна бути аналогічною дії диференціальних захистів трансформаторів. Пуск автоматики пожежогасіння за умови спрацьовування газового захисту треба здійснювати згідно з 3.2.59,

Аналогічно має діяти захист від підвищення температури обмотки та масла в трансформаторах.

Захист зворотної потужності, яку визначають за переходом генератора в режим двигуна, призначено для запобігання пошкодженням турбіни в безпаровому режимі. Захист має діяти на вимкнення вимикача ВН, гасіння поля генератора і збудника та на переведення живлення власних потреб від резервного живлення. Для газотурбінних установок захист має діяти без витримки часу, для установок з паровими турбінами - витримку часу визначають допустимою тривалістю роботи в безпаровому режимі. Дія захисту має блокуватися за фактом відсутності струму генератора та пуску захисту зворотної послідовності.

1. Захист від часткового пробою ізоляції уводів 500 і 750 кВ трансформа­торів блока треба виконувати відповідно до 3.2.60.
2. Захист від випадкового увімкнення генератора в мережу призначають для запобігання увімкненню зупиненого генератора або генератора, який оберта­ється з частотою, значно нижчою від номінальної. Для генераторів з вимикачем у колі генераторної напруги, який відключає струм КЗ, захист має діяти на вимкнення та пуск ПРВВ цього вимикача, а для генераторів з вимикачами навантаження чи без вимикача в колі генераторної напруги - на вимкнення та пуск ПРВВ вимикача ВН.

## ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ І КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ У МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 3-10 кВ З ІЗОЛЬОВАНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

1. Для ліній у мережах 3-10 кВ з ізольованою нейтраллю (у тому числі й з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор) треба передбачати пристрої РЗА від багатофазних і однофазних замикань на землю.
2. Захист від багатофазних замикань треба передбачати в двофазному виконанні і вмикати в одні й ті самі фази по всій мережі даної напруги для забезпе­чення вимкнення в більшості випадків подвійних замикань на землю лише одного місця пошкодження.

Захист має бути виконано дво- або трирелейним залежно від вимог чутливості та надійності.

1. На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатофазних замикань потрібно встановлювати, як правило, двоступінчастийструмовий захист, перший ступінь якого виконано у вигляді струмової ВІДСІЧКИ, а другий - у вигляді максимального струмового захисту з незалежною або залежною характеристикою витримки часу.

На нереактованих кабельних лініях з одностороннім живленням, які відходять від шин електростанцій, струмові відсічки має бути виконано без витримки часу, а зону їх дії має бути визначено за умови вимкнення КЗ, які супроводжуються залишковою напругою на шинах зазначених електростанцій, нижчою ніж 0,5-0,6 від номінальної. Для виконання зазначеної умови допускається виконувати захист неселективним у поєднанні з пристроями АПВ або АВР, які повністю або частково виправляють неселективну дію захисту. Відповідно до зазначених вимог відсічки рекомендовано встановлювати також на лініях, що відходять від шин підстанцій, які живлять синхронні електродвигуни значної потужності.

Якщо на нереактованих кабельних лініях з одностороннім живленням, які відходять від шин електростанцій, струмові відсічки за вимогами селективності не можна застосовувати, то для забезпечення швидкодії допускається передбачати захисти за 3.2.109, перелік 2) або 3). Застосовувати ці захисти допускається також для робочих ліній власних потреб теплових електростанцій.

На реактованих лініях, вимикачі яких не розраховано на вимикання КЗ до реактора, застосування струмових відсічок не допускається.

1. На одиночних лініях з двостороннім живленням за наявності або від­сутності обхідних зв’язків, а також на лініях, які входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, рекомендовано застосовувати такі самі захисти, що й на одиночних лініях з одностороннім живленням (див. 3.2.108), виконуючи їх за необхідності направленими.

З метою спрощення захистів і забезпечення їх селективної дії допускається застосовувати автоматичний поділ мережі на радіальні ділянки в момент виник­нення пошкодження з подальшим автоматичним її відновленням.

Якщо ненаправлений або направлений струмовий ступінчастий захист не забезпечує необхідної швидкодії та селективності, допускається передбачати такі захисти:

1. дистанційний захист у найпростішому виконанні;
2. поперечний диференціальний струмовий захист (для здвоєних кабельних ліній);
3. поздовжній диференціальний струмовий захист для коротких ділянок ліній (у разі необхідності прокладання спеціального кабелю лише для поздовжнього диференціального захисту, довжина якого має бути не більшою ніж 3 км).

Для направлених і дистанційних захистів відповідно до 3.2.8 треба передбачати функцію контролю несправності кіл напруги. Зазначена функція в захистах ліній

3-10 кВ має забезпечувати в необхідних випадках блокування відповідних ступенів захисту або їх переведення в яенаправдені струмові захисти з окремими уставками. У разі блокування треба передбачати ступені резервних струмових захистів, які про­довжують працювати вразі блокування основних. Функцію контролю несправності кіл напруги має бути реалізовано найпростішими засобами, доступними за наявної схеми з’єднань кіл трансформаторів напруги.

Для захистів, зазначених у переліках 2) і 3), як резервний захист треба перед­бачати струмовий захист.

1. У разі виконання захисту паралельних ліній 3-10 кВ потрібно керува­тися вказівками для паралельних ліній у мережах 35 кВ {див. 3.2.120).
2. Захист від однофазних замикань на землю треба виконувати у вигляді:

* селективного захисту (що встановлює пошкоджений напрямок), який діє на сигнал;
* селективного захисту (що встановлює пошкоджений напрямок), який діє на вимкнення, коли це необхідно за вимогами безпеки (такий захист має бути вста­новленим на живильних елементах у всій електрично зв’язаній мережі);
* селективного захисту з дією на вимкнення (не за вимогами безпеки) і мож­ливістю відновлення нормального режиму за допомогою АПВ, коли така дія є обгрунтованою;
* пристрою контролю ізоляції; при цьому відшукання пошкодженого елемента треба виконувати спеціальними пристроями; як виняток допускається відшукувати пошкоджений елемент почерговим вимкненням приєднань.

1. Захист від однофазних замикань на землю має бути виконаним, як пра­вило, з використанням трансформаторів струму нульової послідовності. В разі від­сутності трансформаторів струму нульової послідовності можливість використання фільтру струмів нульової послідовності іншого виду повинно бути підтверджено розрахунком рівня небалансу струмів для цього фільтру. Захист у першу чергу має реагувати на сталі замикання на землю; допускається також застосовувати пристрої, які реєструють короткочасні замикання без забезпечення повторності дії.

Захист від однофазних замикань на землю, який діє на вимкнення без витримки часу за вимогами безпеки або діє на вимкнення в разі обґрунтування доцільності такої дії (див. 3.2.111), має вимикати лише елемент, що живить пошкоджену ділянку. При цьому як резервний по відношенню до захисту, що діє на вимкнення за вимоги безпеки, має бути передбачено захист, який виконують у вигляді захисту нульової послідовності з витримкою часу близько 0,5 с, і який діє на вимкнення всієї електрично зв’язаної мережі - системи (секції) шин або живильного транс­форматора. Селективний захист від однофазних замикань на землю без витримки часу, якщо його виконують без пуску по напрузі нульової послідовності, повинен бути відстроєним від кидка зарядного струму лінії в разі її включення.

Збільшення струму промислової частоти спеціально для забезпечення дії захисту в мережі з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор, за допомогою розладу реактора, як правило, передбачати не допускається.

Для селективного захисту від однофазних замикань на землю в мережах з ізо­льованою, заземленою через активний опір нейтраллю або в мережах з комбінова­ним заземленням нейтралі (через дугогасний реактор і активний опір) переважно слід передбачати:

* при співвідношенні струму замикання на землю і часткових ємнісних струмів у непошкоджених приєднаннях більше двох-трьох - прості струмові захисти нульової послідовності, відстроєні від рівнів часткових струмів непошкоджених приєднань;
* в іншому випадку - направлений захист нульової послідовності.

Для селективного захисту від однофазних замикань на землю в мережах з ней- траллю, заземленою через дугогасний реактор, слід передбачати захист, що реагує на рівень вищих гармонійних складових струму нульової послідовності як такий, дія якого не залежить від зміни режиму компенсації.

У всіх видах захисту від однофазних замикань на землю для підвищення надій­ності визначення режиму замикання, коли це можливо, слід використовувати пуск по напрузі нульової послідовності незалежно від наявності інших пускових органів.

1. У всіх випадках, коли використовується заземлення нейтралі через активний опір, незалежно від дії при однофазних замиканнях на землю осно­вних захистів приєднань на сигнал або відключення, заземлюючий опір має бути обладнано захистом, що діє на його відключення в разі однофазних замикань на землю з витримкою часу, відстроєною від максимальної витримки часу захистів приєднань. Термічну стійкість заземлюючого опору потрібно розраховувати на час дії його захисту.

## ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ І КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ У МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 20 кВ І 35 кВ З ІЗОЛЬОВАНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

1. Для ліній у мережах 20 кВ і 35 кВ з ізольованою нейтраллю треба передбачати пристрої релейного захисту від багатофазних і однофазних замикань на землю.
2. Захист від багатофазних замикань слід передбачати у двофазному дво- або трирелейному виконанні і вмикати в одні й ті самі фази по всій мережі даної напруги для забезпечення вимкнення в більшості випадків подвійних замикань на землю лише одного місця пошкодження. З метою підвищення чутливості до пошкоджень за трансформаторами із з’єднанням обмоток У/Д (зірка - трикутник) рекомендовано виконувати трирелейний захист.

Захист від однофазних замикань на землю слід виконувати з дією на сигнал або вимкнення. Використання захисту з дією на вимкнення повинно бути обґрунтова­ним. Захист з дією на сигнал треба виконувати селективним у всіх випадках, коли це можливо, а захист з дією на вимкнення - взагалі у всіх випадках. Захист з дією на вимкнення, якщо таку дію обґрунтовано не вимогами безпеки, переважно необхідно доповнювати АПВ. Як селективний захист переважно необхідно використовувати направлений захист нульової послідовності з пуском по струму і напрузі нульової послідовності. Використання фільтру струмів нульової послідовності, виконаного на основі трьох фазних трансформаторів струму, повинне супроводжуватись вико­нанням розрахунку допустимого небалансу. Як виняток, коли неможливе інше, для здійснення захисту допускається використовувати пристрій контролю ізоляції.

У разі використання в мережах 20 і 35 кВ складних режимів заземлення нейтралі (компенсованної, заземленої через активний опір або з комбінованим заземленням через дугогасний реактор і активний опір) для виконання захистів

від однофазних замикань на землю слід керуватися вимогами 3.2.112, 3.2.113, які стосуються виконання захистів у таких режимах для мереж 3-10 кВ.

1. Під час вибору типу основного захисту треба враховувати вимоги щодо забезпечення сталості роботи енергосистеми та надійної роботи споживача анало­гічно до 3.2.124.
2. На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатофазних замикань має бути встановлено переважно ступінчасті захисти струму або сту­пінчасті захисти струму і напруги; якщо такі захисти не задовольняють вимоги чутливості чи швидкості вимкнення пошкодження (див. 3.2.124) (наприклад, на головних ділянках) то дистанційний ступінчастий захист установлюють переважно з пуском за струмом, У останньому випадку як додатковий захист рекомендовано застосовувати струмову відсічку без витримки часу.

Тут і далі у всіх випадках, якщо використовують дистанційні і направлені захисти відповідно до 3.2.8, треба передбачати функцію контролю несправності кіл напруги. Зазначена функція в захистах ліній 20-35 кВ має забезпечувати в необхідних випадках блокування відповідних ступенів захисту або їх переведення в ненаправлені струмові захисти з окремими уставками. У разі блокування треба передбачати ступені резервних струмових захистів, які продовжують працювати в разі блокування основних. Функцію контролю несправності кіл напруги треба реалізувати переважно за схемою «Д/Т» (трикутник/зірка) як таку, що дає змогу правильно виявляти пошкодження кіл напруги в найбільшій кількості випадків.

Для ліній, які складаються з декількох послідовних ділянок, з метою спрощення допускається застосовувати неселективні ступінчасті захисти струму і напруги в поєднанні з пристроями почергового АПВ.

1. На одиночних лініях, які мають живлення з двох або більше боків (останнє - на лініях з відгалуженнями), як за наявності, так і за відсутності обхідних зв’язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою жив­лення, рекомендовано застосовувати такі самі захисти, що й на одиночних лініях з одностороннім живленням (див. 3.2.117), виконуючи їх за необхідності направ­леними, а дистанційні з пуском по опору. При цьому допускається неселективне вимкнення суміжних елементів у разі КЗ в « мертвій» зоні за напругою реле напрямку потужності, якщо струмову відсічку, яку застосовують як додатковий захист (див. 3.2.117), не встановлюють (наприклад, через недостатню її чутливість). Захист установлюють, як правило, лише з тих боків, звідки може бути подано живлення.
2. На коротких одиночних лініях з двостороннім живленням, коли це потрібно за умови швидкості дії, допускається застосовувати поздовжній диференціальний захист як основний. При цьому довжина кабелю, який прокладають спеціально для цього захисту, не має перевищувати 4 км. Для контролю справності допоміжних про­водів захисту треба передбачати спеціальні пристрої. На додаток до поздовжнього дифе­ренціального захисту як резервний має бути застосовано один із захистів за 3.2.118.
3. На паралельних лініях, які мають живлення з двох або більше боків, а також на живильному кінці паралельних ліній з одностороннім живленням можна використовувати такі самі захисти, що й на відповідних одиночних лініях (див. 3.2.117 і 3.2.118).

Для прискорення вимкнення пошкодження, особливо в разі використання стру­мових ступінчастих захистів або ступінчастих захистів струму і напруги, на лініях

з двостороннім живленням можна додатково застосовувати захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії. Цей захист можна виконувати у вигляді окремого поперечного струмового направленого захисту або лише у вигляді кола прискорення встановлених захистів (максимальний струмовий, дистанційний) з контролем напрямку потужності в паралельній лінії.

На приймальному кінці двох паралельних ліній з одностороннім живленням, як правило, треба застосовувати поперечний диференціальний направлений захист.

1. Якщо захист за 3.2.120 не задовольняє вимоги швидкодії, а захист із конт­ролем напрямку потужності в паралельній лінії є непридатним або небажаним, то як основний захист (у разі роботи двох паралельних ліній) на двох паралельних лініях з двостороннім живленням і на живильному кінці двох паралельних ліній з односторон­нім живленням треба застосовувати поперечний диференціальний направлений захист.

При цьому в режимі роботи однієї лінії, а також як резервний (у разі роботи двох ліній) потрібно застосовувати ступінчастий захист за 3.2.117 і 3.2,118. Допускається вмикати цей захист або окремі його ступені на суму струмів обох ліній (наприклад, резервний ступінь з метою збільшення його чутливості до пошкоджень на суміж­них елементах). Допускається також застосовувати поперечний диференціальний направлений захист на додаток до ступінчастих струмових захистів для зменшення часу вимкнення пошкодження на лініях, які захищають, якщо за умови швидкості дії встановлювати його не обов’язково.

В окремих випадках на коротких паралельних лініях допускається застосову­вати поздовжній диференціальний захист (див. 3.2.119).

## ЗАХИСТ ЛІНІЙ У МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 110-750 кВ З ЕФЕКТИВНО ЗАЗЕМЛЕНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

1. Для ліній у мережах 110-750 кВ з ефективно заземленою нейтраллю треба передбачати пристрої РЗА від багатофазних замикань, від замикань на землю, від неповнофазного режиму та від перевантажень. Під час проектування нових ліній та реконструкції діючих потрібно застосовувати МПРЗА, які поряд з перевагами, зазначеними в 3.2.4, є більш швидкодійними, мають кращу здатність до налаштування, більші можливості компенсації впливу перехідних процесів і більшу гнучкість у реалізації уставок і схемних рішень.
2. Захисти має бути обладнано функціями або пристроями, які блокують їх дію в разі коливань або асинхронного ходу, за яких імовірні зайві спрацьовування захисту. Допускається виконувати захист без блокувальних пристроїв, якщо його час дії складає 1,5-3,5 с, що більше періоду коливань за розрахунками стійкості.
3. Для ліній 330 кВ і вище як основний треба передбачати захист, що діс без уповільнення в разі КЗ у будь-якій точці ділянки, яку захищають.

Для ліній напругою 1.10--220 кВ питання про тип основного захисту, зокрема про необхідність застосування захисту, який діє без уповільнення в разі КЗ у будь-якій точці ділянки, що захищається, треба вирішувати в першу чергу з урахуванням вимоги збереження стійкості роботи енергосистеми. Якщо за результатами розра­хунків стійкості не пред’явлено інших, жорсткіших вимог щодо роботи енергосис­теми, то може бути прийнято, що вимога до стійкості енергосистеми, як правило, задовольняється в разі, коли КЗ, за яких залишкова напруга на шинах електро-

ГЛАВА3.2 Релейний захист станцій і підстанцій є нижчою ніж 0,6-0,7 !7ном, відключають без витримки часу. Менше значення залишкової напруги (0,6 [7 ) може допускатися для ліній 110 кВ, менш відповідальних ліній 220 кВ (у дуже розгалужених мережах, де живлення споживачів надійно забезпечується з декількох боків), а також для ліній 220 кВ, на яких КЗ не призводить до значного скидання навантаження споживачів.

Під час вибору типу захистів, які встановлюють на лініях 110 220 кВ, крім вимоги збереження стійкості роботи енергосистеми треба враховувати таке:

1. на лініях, які відходять від АЕС, і на всіх елементах прилеглої до АЕС мережі, на яких багатофазні КЗ призводять до зниження залишкової напруги прямої послі­довності з боку ВН блоків АЕС більше ніж до 0,45 £7ном, потрібно забезпечувати резервування швидкодійних захистів з витримкою часу, який враховує дію ПРВВ і не перевищує 1,5 с;
2. пошкодження, вимкнення яких з витримкою часу може призвести до пору­шення роботи відповідальних споживачів, треба відключати без витримки часу (наприклад, пошкодження, за яких залишкова напруга на шинах електростанцій та підстанцій буде нижчою ніж 0,6 І/нон, і вимкнення їх з витримкою часу може призвести до саморозвантаження споживачів унаслідок лавини напруги, або пошко­дження, за яких залишкова напруга становить 0,6 Ї7ном і більше, але вимкнення їх з витримкою часу може призвести до порушення технології);
3. у разі запровадження швидкодійного АПВ на лінії має бути встановлено швидкодійний захист, який забезпечить вимкнення пошкодженої лінії без витримки часу з обох боків;
4. у разі вимкнення з витримкою часу пошкоджень зі струмами, які в декілька разів перевищують номінальний, необхідно враховувати допустиме перегрівання провідників;
5. для кабельних ліній та змішаних кабельно-повітряних ліній напругою 110 кВ і вище, з урахуванням вимог, викладених у 3.2.9, необхідно як основний передба­чати захист, що забезпечує вимкнення КЗ на лінії без витримки часу. На кабельних лініях 220 кВ і вище зазначений захист рекомендовано виконувати дубльованим;
6. швидкодійний захист має бути встановлено в разі, якщо повітряна лінія проходить через територію населеного пункту або в інших місцях, де затягування з відключенням КЗ є реальною загрозою для життя людини;
7. для захисту системоутворювальних ЛЕП основної мережі з ОАПВ напру­гою 330 кВ і вище, крім основного захисту, треба передбачати встановлення двох комплектів резервних захистів з телеприскоренням. За належного обґрунтування може бути передбачено встановлення двох комплектів основних захистів та окремий комплект резервного захисту з телеприскоренням.

У складних мережах допускається застосовувати швидкодійні захисти і за від­сутності викладених вище умов, якщо це необхідно для забезпечення селективності,

1. Під час оцінювання забезпечення вимог стійкості виходячи зі значень залишкової напруги за 3.2.124 необхідно керуватися таким:
2. для одиночного зв’язку між електростанціями або енергосистемами зазначену в 3.2.124 залишкову напругу має бути перевірено на шинах підстанцій та електро­станцій цього зв’язку у разі КЗ на їх шинах і лініях, які відходять від цих шин; для одиночного зв’язку, що містить частину ділянок з паралельними лініями, - також у разі КЗ на кожній із цих паралельних ліній;
3. за наявності декількох зв'язків між електростанціями або енергосистемами зазначене в 3.2.124 значення залишкової напруги треба перевіряти на итинах лише тих підстанцій або електростанцій, які з’єднано цими зв’язками; у разі КЗ - на лініях зв’язків та на інших лініях, які живляться від їх шин, а також на лініях, що живляться від шин проміжних підстанцій зв’язків;
4. залишкову напругу має бути перевірено в разі КЗ у кінці зони, охоплюваної першим ступенем захисту в режимі каскадного вимкнення пошкодження, тобто після вимкнення вимикача з протилежного кінця лінії захистом без витримки часу.
5. На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатофазних зами­кань необхідно встановлювати ступінчасті струмові захисти або ступінчасті захисти струму і напруги. Якщо такі захисти не задовольняють вимоги чутливості або швидко­сті вимкнення пошкодження (див. 3.2.124), наприклад на головних ділянках, або якщо це доцільно за умови узгодження захистів суміжних ділянок із захистом даної ділянки, то треба передбачати ступінчастий дистанційний захист. У останньому випадку як додатковий захист рекомендовано застосовувати струмову відсічку без витримки часу.

Від замикань на землю треба передбачати, як правило, ступінчастий струмо- вий направлений або понаправлений захист нульової послідовності. Захист треба встановлювати, як правило, лише з тих боків, звідки може подаватися живлення.

Якщо дія захистів дальнього резервування суміжних приєднань у разі КЗ не забезпечується на цій лінії, то необхідно передбачати захисти для ближнього резервування згідно з 3.2.15.

На лініях має бути передбачено захист від неповнофазного режиму, виконаний з контролем неперемикання фаз і спрацьовування струмового органу чутливого ступеня захисту від струмів нульової послідовності з дією на передачу команди на вимкнення протилежного кінця, зупин ВЧ передавача (за наявності такої можли­вості) і на сигнал черговому персоналу.

На лініях рекомендовано встановлювати захист від перевантаження, викона­ний як максимальний струмовий, що діє з незалежною витримкою часу на сигнал черговому персоналу зі струмом спрацьовування, максимально допустимим з точки зору навантаження лінії.

Для ліній, які складаються з декількох послідовних ділянок, з метою спрощення допускається застосовувати неселєктивні ступінчасті захисти струму і напруги (від багатофазних замикань) і ступінчасті струмові захисти нульової послідовності (від замикань на землю) у поєднанні з пристроями почергового АПВ.

1. На одиночних лініях, які живляться з двох або більше боків (останнє - на лініях з відгалуженнями), як за наявності, так і за відсутності обхідних зв’язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, від багатофазних замикань як резервний або основний треба застосовувати ступінчас­тий дистанційний захист (останнє - лише на лініях 110-220 кВ).

Як додатковий захист рекомендовано застосовувати струмову відсічку без витримки часу. В окремих випадках допускається використовувати струмову від­січку для дії за помилкового увімкнення на трифазну закоротку в місці встанов­лення захисту, якщо струмова відсічка в режимах двостороннього живлення лінії не задовольняє вимоги чутливості (див. 3.2.27).

Від замикань на землю можна передбачати, як правило, ступінчастий струмовий направлений або ненаправлеиий захист нульової послідовності; додатково, у разі

застосування МПРЗА можна використовувати дистанційний захист від однофазних КЗ за належної ефективності його використання.

Якщо дія захистів дальнього резервування суміжних приєднань у разі. КЗ не забезпечується на цій лінії, то захисти для ближнього резервування необхідно передбачати згідно з 3.2.15.

1. Як основний захист від багатофазних замикань на приймальному кінці головних ділянок кільцевої мережі з однією точкою живлення рекомендовано засто­совувати одноступінчастий струмовий направлений захист; на інших одиночних лініях (переважно 110 кВ) в окремих випадках допускається застосовувати ступін ­часті струмові захисти або ступінчастий захист струму і напруги, виконуючи їх за потреби направленими. Захист потрібно установлювати, як правило, лише з тих боків, звідки може подаватися живлення.
2. На паралельних лініях із живленням з двох або більше боків, а також на живильному кінці паралельних ліній з одностороннім живленням можна застосову­вати такі самі захисти, що й на відповідних одиночних лініях (див. 3.2.126і 3.2.127).

Для прискорення вимкнення замикань на землю, а в окремих випадках - і замикань між фазами, на лініях з двостороннім живленням можна застосовувати додатковий захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії. Цей захист можна виконувати у вигляді окремого поперечного струмового захисту (з увімкненням реле на струм нульової послідовності або на фазні струми) або лише у вигляді кола прискорення встановлених захистів (струмового нульової послі­довності, максимального струмового, дистанційного тощо) з контролем напрямку потужності в паралельних лініях.

З метою підвищення чутливості захисту нульової послідовності допускається передбачати виведення з роботи окремих його ступенів у разі вимкнення вимикача паралельної лінії.

На приймальному кінці двох паралельних ліній з одностороннім живленням, як правило, треба передбачати поперечний диференціальний направлений захист.

1. Якщо захист за 3.2.129 не задовольняє вимоги швидкодії (див. 3.2,124), то як основний захист (у разі роботи двох паралельних ліній) на живильному кінці двох паралельних ліній 110-220 кВ з одностороннім живленням і на двох паралель­них лініях 110 кВ з двостороннім живленням (переважно в розподільних мережах) можна застосовувати поперечний диференціальний направлений захист.

При цьому в режимі роботи однієї лінії, а також як резервний у разі роботи двох ліній застосовують захист за 3.2.126 і 3.2.127. Допускається вмикати цей захист або окремі його ступені на суму струмів обох ліній (наприклад, останній ступінь струмового захисту нульової послідовності) з метою підвищення її чутливості до пошкоджень на суміжних елементах.

Застосовувати поперечний диференціальний направлений захист допускається додатково до ступінчастих струмових захистів паралельних ліній 110 кВ для змен­шення часу вимкнення пошкодження на лініях у випадках, якщо за умов швидкодії (див. 3.2.124) його використання не обов’язкове.

1. Якщо захист за 3.2.127-3.2.129 не задовольняє вимогу швидкодії (див. 3.2.124) і при цьому забезпечується дальнє резервування дією захистів суміж­них приєднань, то як основні захисти одиночних і паралельних ліній з двостороннім живленням потрібно передбачати мікропроцесорні високочастотні та поздовжні

диференціальні захисти, суміщені з резервними ступінчастими захистами, а зазна­чені ступінчасті захисти застосовувати для дальнього резервування. У разі, якщо захист за 3.2.127-3.2.129 не задовольняє вимогу швидкодії (див. 3.2.124} і при цьому не забезпечується дальнє резервування дією захистів суміжних приєднань, то як основні захисти одиночних і паралельних ліній з двостороннім живленням потрібно передбачати мікропроцесорні високочастотні та поздовжні диференціальні захисти, а зазначені ступінчасті захисти застосовувати для ближнього і дальнього резервування згідно з 3.2.15.

Для ПЛ110-220 кВ виконувати основний захист рекомендовано із застосуван­ням високочастотного блокування дистанційного та струмового направленого нульо­вої послідовності захистів або диференціально-фазний захист, якщо це доцільно за умови чутливості та швидкодії (наприклад, на лініях з відгалуженнями) або для спрощення захисту.

За необхідності прокладання спеціального кабелю застосування поздовжнього диференціального захисту треба обґрунтовувати техніко-економічним розрахунком.

Для кабельних ліній 110 кВ і вище з урахуванням 3.2.9 та 3.2.124 як основний необхідно передбачати поздовжній диференціальний захист лінії із застосуванням ВОЛЗ або кабельних ліній зв’язку.

У разі застосування ВОЛЗ для захистів як каналів обміну даними по кінцях лінії треба передбачати окремі виділені пари волокон волоконно-оптичної лінії зв’язку з узгодженням параметрів оптичного кабелю з параметрами оптичних інтерфейсів захистів. Допускається резервування каналів захисту з використанням мульти­плексорного обладнання за наявності належного обґрунтування.

У разі несправності каналу треба здійснювати автоматичний контроль справ­ності каналу з можливістю блокування захисту.

На лініях 330-400 кВ додатково до високочастотного захисту необхідно перед­бачати використання канальної апаратури для передавання команд (вимикання або дозвільних) но окремих ВЧ каналах, кабельних лініях зв’язку або виділених волокнах ВОЛЗ для прискорення дії ступінчастих резервних захистів і забез­печення передавання команд з телевимкнення на протилежний кінець лінії. За наявної можливості рекомендовано передбачати дублювання передавання команд телевимкнення тателеприскорення. На лініях 500-750 кВ необхідно передбачати дублювання передавання зазначених команд по окремих каналах.

Допускається у випадках, якщо це потрібно за умов швидкодії (див, 3.2.124) або чутливості (наприклад, на лініях з відгалуженнями), застосовувати команду вимикання для прискорення дії ступінчастих захистів ліній 110-220 кВ.

1. Під час виконання основного захисту за 3.2.131 як резервні захисти необхідно застосовувати:

* від багатофазних КЗ, як правило, - дистанційні захисти, у разі МПРЗА- пере­важно п’ятиступінчасті з виконанням дії одного із ступенів у зворотному напрямку;
* від замикань на землю - ступінчасті струмові направлені або ненаправлені захисти нульової послідовності, а за відсутності ускладнень під час виконання, пов’язаних із впливом взаємоіндукції, наявністю відгалужень тощо, - також одно­фазні дистанційні захисти.

У разі виведення з дії основного захисту, зазначеного в 3.2.131, якщо цей захист встановлено на вимогу швидкого вимкнення пошкодження (див. 3.2,124), допус-

ГЛАВА 3.2 Релейний захист кається передбачати несєлективне оперативне прискорення резервних захистів. Для МПРЗА вищезазначене можна реалізовувати переходом па інший набір уставок.

1. Основні захисти, швидкодійні ступені резервних захистів від усіх видів замикань, органи визначення напрямку потужності і вибіркові органи пристрою ОАПВ для ліній 330 750 кВ мають бути спеціального виконання, що забезпечує їх нормальне функціонування (із заданими параметрами) в умовах інтенсивних перехідних електромагнітних процесів і значної ємнісної провідності ліній та їх електромагнітну сумісність за конкретних електромагнітних обставин на об’єкті використання. Для цього треба передбачати:

* у комплектах захистів і вимірювальних органах ОАПВ - заходи, які обме­жують вплив перехідних електромагнітних процесів (наприклад, низькочастотні фільтри для обмеження впливу гармонійних складових);
* у диференціально-фазному високочастотному захисті, установленому на лініях завдовжки понад 150 км, - пристрої компенсації струмів, зумовлених ємнісною провідністю лінії;
* застосування екранованих кабелів, установлення в МПРЗА на дискретних входах шунтувальних резисторів та необхідних уповільнень для запобігання їх спрацюванню від комутаційних та електромагнітних завад.

У разі увімкнення швидкодії:них захистів на суму струмів двох або більше трансформаторів струму за неможливості виконання вимог 3.2.30 рекомендовано передбачати спеціальні заходи для запобігання зайвим спрацьовуванням захистів у разі зовнішніх пошкоджень (наприклад, загрублення захистів) або встановлювати в колі лінії окремий комплект трансформаторів струму для живлення захисту.

У захистах, установлених на лініях 330-750 кВ, обладнаних пристроями поздо­вжньої ємнісної компенсації, треба передбачати заходи для запобігання зайвим спрацьовуванням захисту в разі зовнішніх пошкоджень, зумовлених виливом вищезазначених пристроїв (наприклад, може бути використано реле напрямку потужності зворотної послідовності або дозвільний сигнал).

1. У разі застосування ОАПВ пристрої РЗА потрібно виконувати таким чином, щоб:
2. у разі замикання на землю однієї фази, а в окремих випадках -1 в разі зами­кань між двома фазами було забезпечено вимкнення лише однієї фази (з подальшим її автоматичним повторним вмиканням);
3. за неуспішного повторного вмикання на пошкодження, зазначені в перелі­ку 1), було забезпечено вимкнення трьох фаз з забороною АІІВ, оскільки тривалий неповнофазний режим роботи лінії потребує виконання заходів згідно з 3.3.8, а виконання ТАПВ після неуспішного ОАПВ, як правило, є недопустимим через технічні умови на вимикачі;
4. за інших видів пошкодження захист діяв на вимкнення трьох фаз.

## ЗАХИСТ ШИН. ЗАХИСТ НА ОБХІДНОМУ, ШИНОЗ’ЄДНУВАЛЬНОМУ ТА СЕКЦІЙНОМУ ВИМИКАЧАХ

1. Для збірних шин 110 кВ і вище електростанцій 1 підстанцій необхідно передбачати окремі пристрої РЗА у разі;
2. двох систем шин (подвійна система шин, полуторна схема тощо) і одиночної секціонованої системи шин;
3. одиночної несекціонованої системи шин, якщо вимкнення пошкоджень на шинах дією захистів приєднаних елементів є неприпустимим за умов, аналогічних наведеним у 3,2.124, або якщо на лініях, які живлять ці шини, є відгалуження.

На тинах електростанцій ПО кВ і вище з метою недопущення експлуатації станції в умовах відсутності диференціального захисту шин з будь-яких причин рекомендовано встановлювати підмінний дублюючий комплект захисту шин.

1. Для збірних шин Зо кВ електростанцій і підстанцій окремі пристрої РЗА необхідно передбачати:

* за умов, аналогічних наведеним у 3.2.124;
* для двох систем або секцій шин, якщо в разі застосування для їх розділення захисту, установленого на шиноз’єднувальному (секційному) вимикачі, або захис­тів, установлених на елементах, які живлять ці шини, не задовольняються вимоги надійності живлення споживачів (з урахуванням можливостей, які забезпечуються пристроями АПВ і АВР).

1. Як захист збірних шин електростанцій і підстанцій 35 кВ і вище необ­хідно передбачати, як правило, диференціальний струмовий захист без витримки часу, що охоплює всі елементи, приєднані до системи або секції шин. Захист треба виконувати із застосуванням спеціальних реле струму, відстроєних від спрацювань за перехідних і сталих струмів небалансу (наприклад, реле, увімкнених через наси­чувані трансформатори струму, реле з гальмуванням).

У разі приєднання трансформатора (автотрансформатора) 330 кВ і вище більше ніж через один вимикач рекомендовано передбачати диференціальний струмовий захист ошиновки даної сторони трансформатора.

1. Для подвійної системи шин електростанцій і підстанцій 35 кВ і вище з одним вимикачем на приєднання диференціальний захист шин треба передбачати у виконанні для фіксованого розподілу приєднань.

У захисті шин 110 кВ і вище потрібно передбачати можливість зміни фіксації в разі переведення приєднання з однієї системи шин на іншу з використанням положення роз’єднувачів приєднань, існуючих технічних можливостей для мікро­процесорного диференціального захисту і додаткових випробувальних блоків у диференціальних захистах на електромеханічних реле.

1. Диференціальний захист згідно з 3.2.137 і 3.2.138 треба виконувати з пристроєм контролю справності вторинних кіч задіяних трансформаторів струму, який діє з витримкою часу на виведення захисту з роботи і на сигналізацію несправ­ності струмових кіл.

Небаланс диференціального захисту в разі застосування МПРЗА треба фіксувати на внутрішньому реєстраторі аварійних подій, а в разі його збільшення рекомен­довано забезпечувати дію на попереджувальну сигналізацію.

1. Для секціонованих шин 6-Ю кВ електростанцій має бути передбачено двоступінчастий неповний диференціальний захист, перший ступінь якого вико­нано у вигляді етрумової відсічки за струмом і напругою або дистанційного захисту, а другий - у вигляді максимального струмового захисту (МСЗ). Захист має діяти на вимкнення живильних приєднань і трансформатора власних потреб.

Якщо другий ступінь неповного диференціального захисту не забезпечує необхід­ної чутливості в разі КЗ в кінці реактованих ліній, які живляться (велике наванта­ження на шинах генераторної напруги, вимикачі ліній установлено за реакторами), то його необхідно виконувати у вигляді окремих комплектів максимальних струмових захистів із пуском або без пуску напруги, які встановлюють уколах реакторів; дію цих комплектів на вимкнення живильних приєднань треба контролювати за допомогою додаткового пристрою, який встановлений на них і спрацьовує в разі виникнення КЗ. При цьому на секційному вимикачі має бути передбачено захист (призначений для ліквідації пошкоджень між реактором і вимикачем), який вводять у дію на час вимкнення вимикача приєднання. У разі переведення частини живильних приєднань на резервну систему шин має бути передбачено встановлення неповного диференці­ального захисту шин у виконанні для фіксованого розподілу приєднань.

Якщо можливі часті режими роботи з розподілом живильних елементів на різні системи шин, допускається передбачати окремі дистанційні захисти, які установ­люють на всіх живильних елементах, крім генераторів.

1. Для секціонованих шин 6-10 кВ електростанцій із генераторами потуж­ністю 12 МВт і менше допускається не передбачати спеціального захисту; при цьому ліквідацію КЗ на шинах треба здійснювати дією максимальних струмових захистів генераторів.
2. Спеціальних пристроїв РЗА для одиночної секціонованої та подвійної систем шин 6-10 кВ знижувальних підстанцій, як правило, не треба передбачати, а ліквідацію КЗ на шинах треба здійснювати дією захистів трансформаторів від зовнішніх КЗ і захистів, установлених на секційному або шиноз’єднувальному вимикачі. Рекомендовано застосовувати логічний захист шин, виконаний на основі окремих ступенів максимального струмового захисту з боку НН трансформаторів, секційного або шиноз’єднувального вимикача, з блокуванням його спрацьовування в разі факту пуску МСЗ приєднань, які живляться від даного вводу трансформато­рів, з урахуванням можливої дії АВР.

З метою підвищення чутливості і прискорення дії захисту шин потужних під­станцій допускається застосовувати захист, увімкнений на суму струмів живиль­них елементів. За наявності реакторів на лініях, які відходять від шин підстанцій, захист шин допускається виконувати аналогічно до захисту шин електростанцій.

1. За наявності трансформаторів струму, вбудованих у вимикач, для дифе­ренціального захисту шин і для захистів приєднань, які відходять від цих шин, треба застосовувати трансформатори струму, розміщені з різних боків вимикача, щоб пошкодження у вимикачі входили в зони дії цих захистів.

Якщо вимикачі не мають вбудованих трансформаторів струму, то з метою еко­номії потрібно передбачати виносні трансформатори струму лише з одного боку ви­микача і встановлювати їх по можливості таким чином, щоб вимикачі входили в зону дії диференціального захисту шин. При цьому в захисті подвійної системи шин із фіксованим розподілом елементів має бути передбачено застосування двох осердь трансформаторів струму в колі шиноз’єднувального вимикача. Як ви­няток, допускається застосовувати одне осердя трансформаторів струму в колі ши- ноз’єднувального вимикача для мікропроцесорного диференціального захисту, за умови його виконання згідно з 3.2.138, із урахуванням протилежної полярності підключення його в струмові кола зон захисту відповідних систем шин. У цьому

випадку треба унеможливлювати врахування струму приєднання в диференціаль­ному струмі обох зон захисту як у разі вимкненого положення принаймні одного роз’єднувача, так і в разі вимкненого положення вимикача.

У разі застосування окремих дистанційних захистів для захисту шин транс­форматори струму цих захистів у колі секційного вимикача треба встановлювати між секцією шин і реактором.

1. Захист шин потрібно виконувати таким чином, щоб у разі випробову­вання пошкодженої системи або секції шин забезпечувалося селективне вимкнення системи шин (секції) без витримки часу.
2. На обхідному вимикачі шин 110 кВ і вище за наявності шиноз’єднуваль- ного (секційного) вимикача треба передбачати захисти, які застосовують під час перевірки й ремонту захисту, вимикача і трансформаторів струму будь-якого при­єднання цих шин. З цією метою рекомендовано застосовувати мікропроцесорний захист з достатнім числом наборів уставок для заміни всіх приєднань, які обслуговує цей обхідний вимикач, і до складу якого входять:

* не менше ніж три ступеня дистанційного захисту і струмова відсічка від багатофазних КЗ;

-■ чотириступінчастий струмовий направлений захист нульової послідовності від замикання на землю, а також дистанційний захист від однофазних КЗ (за необхідності).

При цьому на шиноз’сднувальному (секційному) вимикачі треба передбачати такі захисти (для поділу систем або секцій шин за відсутності ПРВВ або виведення його чи захисту шин із дії, а також для підвищення ефективності дальнього резервування):

* двоступінчастий струмовий захист від багатофазних КЗ;
* триступінчастий струмовий захист нульової посл ідовності від замикань на землю.

Допускається встановлювати складніші захисти на шиноз’єднувальному (сек­ційному) вимикачі, у тому числі ті, які підключено на суму струмів трансформа­торів струму шикоз’єднувального та секційного вимикачів, якщо це потрібно для підвищення ефективності дальнього резервування.

На шиноз’єднувальному (секційному) вимикачі 110 кВ і вище, призначеному для виконання функції обхідного вимикача, треба передбачати ті самі захисти, що й на обхідному і шиноз’єднувальному (секційному) вимикачах у разі їх роздільного виконання.

Рекомендовано передбачати переведення основних швидкодійних захистів ліній і трансформаторів ПО кВ і вище на обхідний вимикач, а для приєднань 220 кВ і вище зазначена вимога є обов’язковою.

На шиноз’єднувальному (секційному) вимикачеві 3-35 кВ має бути передбачено двоступінчастий струмовий захист від багатофазних КЗ.

1. Окрему або підмінну панель захисту, призначену спеціально для засто­сування замість захисту лінії, в разі його відсутності (виведення для відновлення, на перевірку тощо), потрібно передбачати за схем електричних з’єднань шин, у яких відсутній обхідний вимикач (наприклад, чотирикутник, полуторна схема тощо); таку окрему панель захисту рекомендовано передбачати для ліній 330-500 кВ, а також для ліній 220 кВ, які не мають окремого основного захисту.

Допускається передбачати окрему панель захисту для ліній 110 кВ, які не мають окремого основного захисту, при схемах електричних з’єднань «місток» з вимикачами у колах ліній і «багатокутник», якщо під час перевірки захисту лінії

ГЛАВА 3.2 Релейний захист ліквідовувати пошкодження на ній відповідно до поставлених вимог простішими засобами технічно неможливо.

## ЗАХИСТ СИНХРОННИХ КОМПЕНСАТОРІВ

1. Пристрої релейного захисту синхронних компенсаторів потрібно вико­нувати аналогічно до тих, які передбачаються для турбогенераторів відповідних потужностей з такими відмінностями:
2. захист від струмів, зумовлених симетричним перевантаженням, яке діє на сигнал, треба виводити на період пуску, якщо в цьому режимі можлива його дія;
3. необхідно передбачати мінімальний захист напруги, який діє на вимкнення вимикача синхронного компенсатора. Значення напруги спрацьовування захисту має бути таким, що дорівнює 0,1-0,2 !7юн, витримка часу - близько 10 с;
4. необхідно передбачати захист, який діє в разі короткочасного зникнення живлення підстанції (наприклад, у безструмову паузу АПВ живильної лінії). Захист треба виконувати у вигляді мінімального захисту частоти і діяти на вимкнення вимикача синхронного компенсатора або на АГП. Допускається застосовувати захист, виконаний на інших засадах, наприклад, захист, який реагує на швидкість зниження частоти;
5. на синхронних компенсаторах потужністю 50 МВАр і більше необхідно передбачати захист від втрати збудження (зниження струму збудження нижче від допустимої межі) з дією на вимкнення синхронного компенсатора або на сигнал. Для синхронних компенсаторів, на яких передбачено можливість переведення на режим роботи з негативним струмом ротора, цей захист можна не застосовувати;
6. на синхронних компенсаторах, що не мають обмоток від’ємного збудження, має бути встановлено і постійно бути в роботі захист обмотки ротора від перенапруг (розрядник, гасильний опір тощо). Захист має бути виконано аналогічно до 3.2.47;
7. для синхронного компенсатора, який працює в блоці з трансформатором, у разі замикання на землю в обмотці статора має бути передбачено дію захисту, установленого з боку НН трансформатора;
8. струмовий захист зворотної послідовності повинен мати сигнальний орган, який діє з витримкою часу, не більшою ніж 10 с. Струм зворотної послідовності для сигналізації має становити не більше ніж 12 % від номінального.

Якщо струм замикання на землю з боку НН трансформатора перевищує 5 А, допускається не встановлювати дугогасний реактор і виконувати захист з двома витримками часу; з меншою витримкою часу передбачають вимкнення вимикача синхронного компенсатора, а з більшою - подачу сигналу.

У разі струму замикання на землю до 5 А захист має бути виконано з однією витрим­кою часу і з дією на сигнал. Для синхронних компенсаторів потужністю 50 МВАр і більше має бути передбачено можливість дії захисту на сигнал або на вимикання.

1. На підстанціях без постійного чергування персоналу захист від переванта­ження синхронного компенсатора треба виконувати з незалежною витримкою часу; він має діяти з меншою витримкою часу па сигнал та зниження струму збудження, а з більшою - на вимкнення синхронного компенсатора (якщо запобігання тривалим перевантаженням не забезпечено пристроями автоматичного регулювання збудження).
2. Захист від замикань на землю в колі збудження синхронного компен­сатора потрібно виконувати гак само, як для гідрогенераторів (див. 3.2.94).

## БІБЛІОГРАФІЯ

1ІЕС 61869-2:2012 Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current transformers (Вимірювальні трансформатори - Частина 2: Додаткові вимоги до трансформаторів струму).

# ГЛАВА 3.3 АВТОМАТИКА ТА ТЕЛЕМЕХАНІКА

## СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1. Ця глава Правил поширюється на автоматичні та телемеханічні пристрої енергосистем, електричних мереж, електроустановок споживачів та електростанцій з електричною частиною їх АСУТП, які призначено для здійснення:
2. автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) ліній або окремих фаз ліній, шин та інших електроустановок після їх автоматичного вимкнення;
3. автоматичного ввімкнення резерву (АВР) живлення устаткування або його власних потреб;
4. увімкнення на паралельну роботу синхронних генераторів і синхронних компенсаторів;
5. регулювання напруги і реактивної потужності регулюванням збудження електричних машин;
6. регулювання частоти і активної потужності;
7. запобігання порушенням стійкості;
8. припинення асинхронного режиму;
9. обмеження зниження частоти;
10. обмеження підвищення частоти;
11. обмеження зниження напруги;
12. обмеження підвищення напруги;
13. запобігання перевантаженню устаткування;
14. автоматичного моніторингу режимів енергосистеми (регіону);
15. автоматичного та автоматизованого диспетчерського контролю і управління обладнанням енергооб’єктів і режимами енергосистеми (регіону).

Функції пристроїв (переліки 4-12) визначаються повністю або частково за умовами роботи енергосистеми та технічними характеристиками устаткування, на які вони діють.

Автоматизовані системи управління технологічними процесами підстанцій енергосистем (АСУТП ПС) мають відповідати вимогам глави 3.5 цих Правил. АСУТП електричних станцій у цих Правилах не розглядаються.

В енергосистемах і на енергооб’єктах можна встановлювати пристрої (комп­лекси) автоматичного управління, не охоплені цими Правилами, якщо їх засто­сування регламентовано іншими документами. Дії таких пристроїв (комплексів) мають бути узгодженими між собою, а також з дією пристроїв (комплексів) та систем, які розглядаються в цих Правилах.

В електричних мережах зовнішнього і внутрішнього електропостачання під- приємств-споживачів електроенергії треба застосовувати пристрої автоматики, які не допускають за короткочасних перерв електропостачання, зумовлених дією захистів і автоматики, порушень найбільш відповідальних технологічних процесів (див. також 5.3.52, 5.3.53 і 5.3.58),

Деякі функції (наприклад АРЧП, АОЗЧ, АОПЧ тощо) можна інтегрувати в АСУТП електростанцій. У цьому випадку їх дії повинні відповідати цим Правилам.

## НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУІЕС 60050-604:2004 Словник електротехнічних термінів. Глава 604. Ви­роблення, передавання та розподіляння електричної енергії. Експлуатація елект­роустановок (ІЕС 60050-604:1987, ГОТ)

ДСТУ4265:2003 Системи збудження турбогенераторів, гідрогенераторів та синхронних компенсаторів. Загальні технічні умови

ІЕС 60870-5-104:2006 Telecontrol equipment and system - Part 5-104: Trans­mission protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport prolfies (Пристроїта системи телемеханіки. Частина 5-104. Протоколи передавання. Доступ до мережі згідно з ІЕС 60870-5-101 із використанням стандартних профілів передавання даних)

ІЕС 61850 Communication networks and systems for power utility automation (Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних під­приємств)

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электро­снабжения общего назначения (Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення).

## ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цій главі Правил використано терміни та визначення означених ними понять, установлені в ДСТУ ІЕС 60050-604: автоматичне ввімкнення резерву, автома­тичне повторне ввімкнення, швидкодійне автоматичне повторне ввімкнення.

## ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

У цій главі Правил використано такі скорочення:

АВР - автоматичне ввімкнення резерву;

АВВП - автоматичне відділення всіх або частини блоків електростанцій на навантаження власних потреб;

АВЗН - автоматичне відділення усіх або частини блоків електростанцій на збалансоване навантаження власних потреб і споживання прилеглого до електро­станції району мережі;

АГП — автоматичне гасіння поля;

АЗПС - автоматичне запобігання порушенням стійкості;

АЛАР - автоматична ліквідація асинхронного режиму;

АОЗН - автоматичне обмеження зниження напруги;

АОЗЧ - автоматичне обмеження зниження частоти;

АОПН - автоматичне обмеження підвищення напруги;

АОПЧ - автоматичне обмеження підвищення частоти;

АПВ - автоматичне повторне ввімкнення;

АР - асинхронний режим;

АРЗ - автоматичне регулювання збудження;

АРН - автоматичне регулювання напруги;

АРЧП - автоматичне регулювання частоти і активної потужності;

АСОЕ - автоматизована система обліку електроенергії;

АСУТП - автоматизована система управління технологічними процесами; АЧД - автоматика частотна ділильна;

АЧП - автоматичний частотний пуск;

АЧР - автоматичне частотне розвантаження;

ГА - гідроагрегат;

ДАР - додаткове автоматичне розвантаження;

ЕС - електроенергетична система;

ЕРС - електрорушійна сила;

КВН - контроль відсутності напруги;

КЗ - коротке замикання;

КНН - контроль наявності напруги;

КП - контрольований пункт;

КС - контроль синхронізму;

НАПВ - несшіхронне АГІВ;

ОАПВ - однофазне АГІВ;

ОЕС - об’єднана енергосистема;

ОІК — оперативно-інформаційний комплекс;

ПА - протиаварійна автоматика;

ГІРВВ - пристрій резервування відмови вимикача;

ПР - первинне регулювання;

ПУ - пункт управління;

ПС - підстанція;

РПН - пристрій регулювання напруги трансформаторів під навантаженням; РУ - розподільна установка;

САВН - спеціальне автоматичне вимкнення навантаження;

САРЧП - система автоматичного регулювання частоти та потужності; СЗТМІ - система збору телемеханічної інформації;

ТАПВ - трифазне АПВ;

ТВ - телевимірювання;

ТВП - телевимірювання поточні;

ТК - телекерування;

ТС - телесигналізація;

ЧАВР - частотне автоматичне введення резерву;

ЧАПВ - частотне АПВ;

ШАПВ - швидкодійне АГІВ.

## АВТОМАТИЧНЕ ПОВТОРНЕ ВВІМКНЕННЯ

1. Пристрої автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) треба передбачати для швидкого відновлення живлення споживачів або міжсистемних і внутрішньо- системних зв'язків шляхом автоматичного ввімкнення вимикачів, вимкнутих пристроями релейного захисту.

Потрібно передбачати АПВ:

1. повітряних і змішаних (кабельно-повітряних) ліній усіх класів напруги вище 1 кВ.

Відмова від застосування АПВ має бути в кожному окремому випадку обґрун­тованою. На кабельних лініях 35 кВ і нижче АПВ рекомендовано застосовувати у випадках, коли воно буде ефективним не дивлячись на значну ймовірність пошкоджень з утворенням відкритої дуги (наприклад, за наявності декількох проміжних збірок або живлення по одній лінії декількох підстанцій), а також з метою виправлення неселективної дії захисту. Питання про застосування АПВ на кабельних лініях 110 кВ і вище має вирішуватися в кожному окремому випадку з урахуванням конкретних умов під час проектування схем комутацій. За наявності телекерування (ТК) в мережах напругою від 1 до 35 кВ АПВ улаштовують, як пра­вило, на лініях, які забезпечують живлення споживачів І і II категорій надійності електропостачання;

1. шин електростанцій та підстанцій (див, 3.3.24 і 3.3.25);
2. трансформаторів (див. 3.3.26);
3. відповідальних електродвигунів, які вимикаються для забезпечення само­запуску інших відповідальних електродвигунів (див. 3.3.38).

Для здійснення АПВ за переліками 1)—3) потрібно також передбачати пристрої АПВ на обхідних, шиноз’єднувальних і секційних вимикачах.

1. Пристрої АПВ треба виконувати таким чином, щоб вони не діяли в разі:
2. вимкнення вимикача персоналом дистанційно або за допомогою ТК;
3. автоматичного вимкнення від релейного захисту безпосередньо після ввім­кнення персоналом дистанційно або за допомогою ТК;
4. вимкнення вимикача:

* захистом від внутрішніх пошкоджень трансформаторів, автотрансформаторів і обертових машин;
* пристроями ПА;
* у разі відключень вимикача, коли дія АПВ є неприпустимою;

1. АПВ після дії АЧР повинно виконуватися відповідно до 3.3.80.

Схемні рішення пристроїв АІІВ треба виконувати таким чином, щоб:

* забезпечити їх автоматичне введення (повернення) після успішного ввім­кнення вимикача;
* унеможливити багаторазове ввімкнення на КЗ за будь-якої несправності в схемі пристрою.

1. У разі застосування АПВ потрібно, як правило, передбачати прискорення дії релейного захисту на випадок неуспішного АПВ. Прискорення дії релейного захисту після неуспішного АПВ виконують за допомогою пристрою прискорення після вмикання вимикача, яке, як правило, має використовуватися і в разі ввім­кнення вимикача ключем керування, за командою ТК або пристроєм АВР. У разі прискорення захисту після вмикання вимикача треба вжити заходів проти його

ГЛАВА 3.3 Автоматика та телемеханіка можливого вимикання захистом від поштовху струму (наприклад, у разі неодно­часного ввімкнення фаз вимикача). Не слід прискорювати дію релейного захисту після ввімкнення вимикача, коли лінію вже ввімкнено під напругу іншим своїм вимикачем (тобто за наявності симетричної напруги на лінії).

Допускається не прискорювати після АГІВ дію релейних захистів ліній напру­гою 35 кВ і нижче, виконаних на змінному оперативному струмі, якщо для цього потрібне значне ускладнення захистів і час їх дії в разі металевого КЗ поблизу місця встановлення не перевершує 1,5 с.

1. Пристрої трифазного АПВ (ТАПВ) застосовують переважно за невідпо­відності між раніше поданою оперативною командою і вимкненим положенням вимикача; допускається також застосовувати пристрої ТАПВ від захисту.
2. Можна застосовувати, як правило, пристрої ТАПВ одноразової або дво­разової дії (останнє - якщо це припустимо за умовами роботи вимикача). Пристрій ТАПВ дворазової дії рекомендовано застосовувати для повітряних ліній, особливо для одиничних з одностороннім живленням. У мережах напругою 35 кВ і нижче пристрій ТАПВ дворазової дії рекомендовано застосовувати в першу чергу для ліній, які не мають резервування по мережі.

У мережах з ізольованою або заземленою через дугогасні реактори (компен­сованою) нейтраллю, як правило, застосовують блокування другого циклу ТАПВ у разі замикання на землю після ТАПВ першого циклу (наприклад, за наявності напруги нульової послідовності). Витримка часу ТАПВ в другому циклі має бути не меншою ніж 15—20 с.

1. Для прискорення відновлення нормального режиму роботи лінії електро- передавання витримку часу пристрою ТАПВ (особливо для першого циклу ТАПВ двократної дії на лініях з одностороннім живленням) треба приймати мінімально можливою з урахуванням часу згасання дуги та деіонізації середовища в місці пошкодження, а також з урахуванням часу готовності вимикача та його приведення до повторного увімкнення.

Витримку часу пристрою ТАПВ на лінії з двостороннім живленням треба виби­рати також з урахуванням можливого неодночасного відключення пошкодження з обох кінців лінії; при цьому час дії захистів, призначених для дальнього резер­вування, враховувати не потрібно. Допускається не враховувати неодночасність вимикання вимикачів по кінцях лінії, коли вони вимикаються дією високочас­тотного захисту.

Для підвищення ефективності ТАПВ одноразової дії допускається збільшува­ти його витримку часу, враховуючи можливості режиму роботи споживача.

1. На одиночних лініях 110 кВ і вище з одностороннім живленням, для яких припустимий у разі неуспішного ТАПВ перехід на тривалу роботу двома фазами, треба передбачати ТАПВ дворазової дії на живильному кінці лінії. Переведення лінії на роботу двома фазами може проводити персонал ПС на місці або за допомогою ТК.

Для можливості переведення лінії після неуспішного ТАПВ на роботу двома фазами треба передбачати пофазпе керування роз’єднувачами або вимикачами на живильному і приймальному кінцях лінії.

У разі переведення лінії на тривалу роботу двома фазами за необхідності вжи­вають заходів до зменшення перешкод у роботі ліній зв’язку через неповнофазний режим роботи лінії електропередавання. Для цього допускається обмежувати

потужність, яка передається по лінії в неповнофазному режимі (якщо де можливо за умовами роботи споживача).

В окремих випадках за наявності спеціального обґрунтування допускається також перерва в роботі лінії зв’язку на час неповнофазного режиму лінії електро- передавання.

1. На лініях, вимкнення яких не призводить до порушення електричного зв’язку між генерувальними джерелами (наприклад, на паралельних лініях з одностороннім живленням) слід установлювати пристрої ТАПВ без перевірки синхронізму.
2. На одиночних лініях з двостороннім живленням (за відсутності шунту­вальних зв’язків) має передбачатися один з таких видів ТАПВ (або їх комбінацій):

а) швидкодійне ТАПВ (ШАПВ);

б) несинхронне ТАПВ (НАПВ);

в) ТАПВ з контролем синхронізму (ТАПВ КС).

Крім того, можна передбачати однофазне АПВ (ОАПВ) у поєднанні з різними видами ТАПВ, якщо вимикачі обладнано пофазним керуванням і не порушується стійкість паралельної роботи частин енергосистеми в циклі ОАІ1В.

Вибирати вид АІІВ потрібно виходячи із сукупності конкретних умов роботи системи і устаткування з урахуванням 3.3.11-3.3.15.

1. ШАПВ (одночасне ввімкнення вимикачів з мінімальною витримкою часу з обох кіпців лінії) рекомендовано передбачати згідно з 3.3.10, як правило, за невеликої розбіжності кута між векторами ЕРС з’єднуваних систем, який виникає за час паузи ШАПВ, та за допустимих струмів несинхронного ввімкнення для гене- рувального обладнання. ШАПВ можна застосовувати за наявності вимикачів, які допускають ШАПВ, якщо після ввімкнення забезпечується збереження синхронної паралельної роботи систем (максимальні електромагнітні моменти синхронних генераторів та компенсаторів є меншими з урахуванням необхідного запасу від електромагнітного моменту, який виникає в разі трифазного КЗ на виводах цих машин).

ШАПВ повинно вмикатися від швидкодійних захистів та блокуватися в разі спрацьовування резервних захистів або під час роботи ПРВВ.

Якщо зберегти стійкість енергосистеми за неуспішного ШАПВ без обмежень від протиаварійної автоматики (на електростанціях та/або у споживачів) неможливо, то ТГІАПВ, як правило, не застосовують.

1. Несинхронне АПВ (НАПВ) можна застосовувати на лініях згідно з 3.3.10 (в основному в мережі 110-220 кВ), якщо:

а) максимальні електромагнітні моменти синхронних генераторів і компенса­торів, які виникають за несинхронного увімкнення, є меншими (з урахуванням необхідного запасу) від електромагнітного моменту, який виникає за трифазного КЗ на виводах цих машин. При цьому як практичні критерії оцінювання допусти­мості НАПВ необхідно приймати розрахункові початкові значення періодичних складових струмів статора за кута ввімкнення 180°;

б) максимальний струм через трансформатор (автотрансформатор) за кута ввімкнення 180" є меншим від струму КЗ на його виводах з розрахунку живлення від шин нескінченної потужності;

в) після НАПВ досить швидко відновлюється синхронна робота. Якщо внаслі­док НАПВ можливе виникнення тривалого асинхронного ходу, то треба вживати спеціальних заходів для його запобігання або припинення.

За дотримання цих умов НАПВ допускається застосовувати також у режимі ремонту на паралельних лініях.

Під час виконання НАПВ необхідно вживати заходів щодо запобігання зайвим спрацьовуванням захисту. Для цього рекомендовано, зокрема, здійснювати ввім­кнення вимикачів за НАПВ у певній послідовності, наприклад виконанням АПВ з одного з боків лінії з контролем наявності напруги на ній після успішного ТАПВ з протилежного боку.

1. АПВ з контролем синхронізму (АПВ КС) можна застосовувати на лініях згідно з 3.3.10 для ввімкнення лінії за значних ковзань частоти (приблизно до 4 % ) з контролем допустимого кута розбіжності між векторами ЕРС з’єднуваних систем (кута випередження).

На кінці лінії, який треба вмикати першим, установлюють прискорене ТАПВ (з пуском від швидкодійного захисту, зона дії якого охоплює всю лінію) без контролю напруги на лінії (БК) або ТАПВ з контролем відсутності напруги на лінії (ШАПВ ТАПВ КВН), а на другому її кінці - ТАПВ з контролем синхронізму (ТАПВ КС). Останнє проводять за умови, що увімкнення першого кінця лінії було успішним (це може бути визначено, наприклад, за допомогою контролю наявності напруги на лінії).

Для контролю синхронізму можна застосовувати пристрої, побудовані за прин­ципом синхронізатора з постійним кутом випередження.

Пристрої АПВ треба виконувати таким чином, щоб була можливість змінюва­ти черговість увімкнення вимикачів на кінцях лінії.

Під час виконання пристрою ТАИВ КС необхідно прагнути до забезпечення його дії за можливо більшої різниці частот. Максимальний допустимий кут увімкнення в разі застосування ТАПВ КС треба приймати з урахуванням умов, зазначених у 3.3.12. У разі застосування пристрою ТАПВ КС його рекомендовано використову­вати для ввімкнення лінії персоналом (напівавтоматична синхронізація).

1. На лініях, обладнаних трансформаторами напруги, для контролю відсут­ності напруги (КВН) і контролю наявності напруги (КНН) на лінії за різних видів ТАІ1В рекомендовано використовувати органи, які реагують на лінійну (фазну) напругу і на напругу зворотної та нульової послідовностей. У деяких випадках, наприклад на лініях без шунтувальних реакторів, напругу нульової послідовності можна не використовувати.
2. ОАПВ без автоматичного переведення лінії на довготривалий неповно- фазний режим у разі стійкого пошкодження фази треба застосовувати:

а) на одиничних значно навантажених міжсистемних або внутрішньосистемних лініях електропередавання;

б) на значно навантажених міжсистемних лініях 220 кВ і вище з двома і більше обхідними зв’язками за умови, що вимкнення одного з них може призвести до по­рушення динамічної стійкості енергосистеми;

в) на міжсистемних і внутрішньосистемних лініях різних класів напруги, як­що трифазне вимкнення лінії вищої напруги може призвести до неприпустимого перевантаження ліній нижчої напруги з можливістю порушення стійкості енер­госистеми;

г) на лініях, які пов’язують з системою великі блокові електростанції без зна­чного місцевого навантаження;

д) на лініях електропередавання, де здійснення ТАПВ пов’язане зі значним скиданням навантаження внаслідок пониження напруги.

Пристрій ОАПВ треба виконувати таким чином, щоб у разі виведення його з роботи або зникнення живлення автоматично здійснювалося переведення дії захистів лінії на вимкнення трьох фаз.

Вибір пошкоджених фаз у разі КЗ на землю має здійснюватися за допомогою вибірних органів, які можуть бути також використані як додатковий швидкодій- ний захист лінії в циклі ОАПВ і ТАПВ, а також у разі одностороннього ввімкнення лінії оперативним персоналом. Витримка часу ОАГІВ має відстроюватися від часу згасання дуги в неповнофазному режимі з урахуванням можливості неодночасного спрацьовування захисту по кінцях лінії, а також від каскадної дії вибірних органів. Для підвищення динамічної стійкості шляхом зменшення витримки часу ОАПВ рекомендовано застосовувати адаптивні ОАПВ, які контролюють процес деіонізації середовища та згасання дуги в місці однофазного КЗ.

1. На лініях за 3.3.15 ОАПВ треба застосовувати в поєднанні з різними видами ТАПВ. При цьому має бути передбачено можливість заборони ТАПВ у всіх випад­ках ОАПВ або лише за неуспішного ОАПВ. Залежно від конкретних умов допус­кається ТАПВ після неуспішного ОАПВ спочатку на одному кінці лінії з контро­лем відсутності напруги на лінії та зі збільшеною (відносно ОАПВ) витримкою часу.
2. На одиничних лініях з двостороннім живленням, які пов’язують систему з електростанцією невеликої потужності, можна застосовувати ТАПВ з автоматичною самосинхронізацією гідрогенераторів для гідроелектростанцій і ТАПВ у поєднанні з ділильними пристроями - для гідро-1 теплоелектростанцій.
3. На лініях з двостороннім живленням за наявності декількох обхідних зв’язків треба застосовувати:
4. за наявності двох зв’язків, а також трьох зв’язків (якщо ймовірне одночасне тривале вимкнення двох зв’язків, наприклад, двоколової лінії):

* НАПБ (в основному для ліній 110-220 кВ і за дотримання умов, зазначених у 3.3.12 для випадку вимкнення всіх зв’язків);
* АІІВКС (у разі неможливості виконання несинхронного АІІВ з причин, зазна­чених у 3.3.12, для випадку вимкнення всіх зв’язків).

Для відповідальних ліній за наявності двох зв’язків, а також, за наявності трьох зв’язків, два з яких - двоколова лінія, за неможливості застосування ТАПВ з причин, зазначених у 3.3.12, дозволено застосовувати пристрої ОАПВ, ШАПВ або АГІВ КС (див. 3.3.11, 3.3.13, 3.3.15). При цьому пристрої ОАПВ і ШАПВ треба доповнювати пристроями контролю синхронізму;

1. за наявності трьох (якщо всі лінії одноколові) і більше зв’язків або якщо в піеляаварійному режимі залишається два і більше зв’язків - АПВ без контролю синхронізму.
2. Пристрої АПВ КС потрібно виконувати на одному кінці лінії з контро­лем відсутності напруги на лінії та з контролем синхронізму (АПВ КВН КС), на другому кінці - лише з контролем синхронізму (АПВ КС). Схеми пристрою АПВ КС лінії треба виконувати однаково на обох кінцях з урахуванням можливості зміни черговості увімкнення вимикачів лінії в разі АПВ.

ГЛАВА 3.3 Автоматика та телемеханіка

Рекомендовано використовувати пристрої АПВ КС для перевірки синхронізму з’єднуваних систем у разі увімкнення лінії персоналом.

1. Допускається спільне застосування декількох видів трифазного АПВ на лінії, наприклад ШАПВ і АПВ КС. Допускається також використовувати різні види пристроїв АПВ на різних кінцях лінії, наприклад ШАПВ без контролю напруги (див. 3.3.13) на одному кінці лінії і ТАПВ КНН КС - на другому.
2. Допускається поєднувати ТАПВ з неселективними швидкодіяними захис­тами для виправлення неселективної дії останніх. У мережах, які складаються з ряду послідовно ввімкнених ліній, уразі застосування на них нєселективних швид- кодійних захистів для виправлення їх дії рекомендовано застосовувати почергове АПВ; можна також застосовувати пристрої АПВ з прискоренням захисту до АПВ або з кратністю дії (не більше трьох), яка зростає в напрямку до джерела живлення.
3. У разі застосування одноразового ТАПВ ліній, які живлять трансформа­тори, з боку вищої напруги яких установлено короткозаминачі і віддільники, для вимкнення віддільника в безструмову паузу час дії пристрою АПВ має бути відстро­єним від сумарного часу ввімкнення короткозамикача і вимкнення віддільника. У разі застосування ТАПВ дворазової дії (див. 3.3.6) час дії АПВ у першому циклі за вказаною умовою не повинен збільшуватися, якщо вимкнення віддільника перед­бачається у безструмову паузу другого циклу АПВ.

Для ліній, на які замість вимикачів встановлено віддільники, вимкнення від­дільників у разі неуспішного АПВ у першому циклі треба виконувати в безструмову паузу другого циклу АПВ.

1. Якщо внаслідок дії АПВ можливе несинхронне увімкнення синхрон­них компенсаторів або синхронних електродвигунів і якщо таке увімкнення для них є неприпустимим, а також для вимкнення підживлення від цих машин місця пошкодження передбачають автоматичне вимкнення цих синхронних машин у разі зникнення жи влення або переведення їх у асинхронний режим вимкненням АГП з подальшим автоматичним увімкненням або відновленням синхронної роботи після відновлення напруги в результаті успішного АПВ.

Для ГІС із синхронними компенсаторами або синхронними електродвигунами треба застосовувати заходи, які запобігають зайвим спрацьовуванням АЧР у разі дії АПВ.

1. АПВ шин електростанцій і ПС за наявності спеціального захисту шин та вимикачів, які допускають АПВ, треба виконувати за одним з двох варіантів:

1. Автоматичне випробування шин напругою від АПВ вимикача одного з жи­вильних елементів з подальшим оперативним відновленням схеми;

1. Автоматичне збирання схеми; при цьому першим від пристрою АПВ вмика­ється один із живильних елементів (наприклад, лінія, трансформатор) за успішного увімкнення цього елемента проводиться подальше, якомога повніше автоматичне відновлення схеми доаварійного режиму шляхом увімкнення інших елементів.

АПВ шин за варіантом 2 рекомендовано застосовувати в першу чергу для ПС без постійного чергування оперативного персоналу.

Під час виконання АПВ шин треба застосовувати заходи, які унеможливлюють несинхронне ввімкнення (якщо воно є неприпустимим).

Має забезпечуватися достатня чутливість захисту шин на випадок неуспішно­го АПВ.

Вимоги варіантів 1 і 2 поширюються лише на ПС із відкритими розподільними пристроями (ВРП, КРП).

Для розподільних пристроїв з елегазовою ізоляцією внутрішнього виконання АЇЇВ шин не виконують. Дозволено не виконувати АПВ шин відкритих розподіль­них пристроїв, якщо відключення системи шин не призводить до знеструмлення споживачів або обмеження видачі (передавання) потужності.

1. На двотрансформаторних знижувальних ПС за роздільної роботи транс­форматорів, як правило, треба передбачати пристрої АПВ шин середньої та нижчої напруги в поєднанні з пристроями АВР; за внутрішніх пошкоджень трансформа­торів має діяти АВР, за інших пошкоджень - АПВ (див. 3.3.42).

Для двотрансформаторної ПС, у нормальному режимі якої передбачають пара­лельну роботу трансформаторів на шинах даної напруги, допускається додатково до пристрою АПВ установлювати пристрій АВР, призначений для режиму, коли один із трансформаторів виведено в резерв,

1. Пристроями АПВ треба, обладнувати всі одиничні знижувальні транс­форматори потужністю понад 1 МВ\* А на ПС енергосистем, які мають вимикач і максимальний струмовий захист з живильного боку, якщо вимкнення трансфор­матора призводить до знеструмлення електроустановок споживачів.
2. За неуспішного АПВ, яке вмикається першим вимикачем елемента, при­єднаного за допомогою двох або більше вимикачів, АПВ решти вимикачів цього елемента, як правило, має бути забороненим.
3. За наявності на ПС або електростанції вимикачів з електромагнітним при­водом, якщо від пристрою АІ1В можуть бути одночасно ввімкнутими два або більше вимикачів, для забезпечення необхідного рівня напруги акумуляторної батареї в разі увімкнення та для зниження перерізів кабелів кіл живлення електромагнітів увімкнення АПВ, як правило, треба виконувати таким чином, щоб одночасне ввімкнення декількох вимикачів було неможливим (наприклад, застосування на приєднаннях АПВ з різними витримками часу).

Допускається в окремих випадках (переважно за напруги 110 кВ і великого числа приєднань, обладнаних АПВ) одночасно вмикати від АПВ два вимикачі.

1. Дію пристроїв АПВ треба фіксувати вказівними реле, вбудованими в реле покажчиками спрацьовування, лічильниками числа спрацьовувань чи іншими пристроями аналогічного призначення відповідно до вимог глави 3.5 цих Правил.

## АВТОМАТИЧНЕ ВВІМКНЕННЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ТА УСТАТКУВАННЯ

1. Пристрої автоматичного ввімкнення резерву (АВР) застосовують для відновлення живлення споживачів шляхом їх автоматичного приєднання до резервного джерела живлення за вимкнення робочого джерела живлення та зне­струмлення електроустановок споживача. Пристрої АВР треба передбачати для від­новлення живлення споживачів І категорії надійності електропостачання шляхом автоматичного ввімкнення резервного устаткування після вимкнення робочого устаткування для недопущення порушення технологічного процесу.

Пристрої АВР також рекомендовано передбачати, якщо в разі їх застосування можливе спрощення релейного захисту, зниження струмів КЗ і здешевлення апа­ратури за рахунок заміни кільцевих мереж радіально-секціонованими тощо.

Пристрої АВР можна встановлювати на трансформаторах, лініях, секційних і шиноз’єднувальних вимикачах, електродвигунах тощо.

3.3.31. Пристрій АВР, як правило, має діяти в разі зникнення напруги на шинах електроустаткування, яке резервується, з будь-якої причини, у тому числі в разі дії захисту шин (у разі КЗ за відсутності АПВ шин (див. також 3.3.42).

Дію пристроїв АВР, які подають резервне живлення на розподільні пристрої власних потреб напругою 6 і 0,4 кВ ТЕС і АЕС (крім секцій надійного живлення на АЕС), необхідно автоматично блокувати на час відновлення робочого живлення секції власних потреб у разі успішної роботи пристроїв захисту (струмового, дис­танційного, дугового) та ПРВВ приєднань власних потреб.

З метою зменшення струмів навантаження, викликаних самозапуском двигу­нів власних потреб, у разі переходу з резервного на робоче живлення передбачено зворотне АВР для зменшення часу перерви живлення споживачів.

1. Пристрій АВР у разі вимкнення вимикача робочого джерела живлення має вмикати, як правило, без додаткової витримки часу, вимикач резервного дже­рела живлення (див. також 3.3.41). При цьому має бути забезпечено одноразовість дії пристрою.
2. Для забезпечення дії АВР у разі знеструмлення шин електроустаткування внаслідок зникнення напруги з боку робочого джерела живлення (наприклад, у разі вимкнення вимикача з протилежного кінця живильної лінії у випадках, коли релейний захист діє лише на вимкнення вимикачів з боку живлення) в схемі АВР додатково до зазначеного в 3.3.32 потрібно передбачати пристрій КНН, який у разі зникнення напруги на шинах електроустаткування з контролем наявності напруги з боку резервного джерела живлення має діяти з витримкою часу на вимкнення вимикача робочого джерела живлення з приймального боку. Пристрій КНН в АВР не потрібно передбачати, якщо робочий і резервний елементи мають одне джерело живлення.
3. Для трансформаторів і ліній малої довжини з метою прискорення дії АВР доцільно виконувати релейний захист з дією на вимкнення не лише вимикача з боку живлення, а й вимикача з приймального боку. З цією самою метою в найбільш відповідальних випадках (наприклад, на власних потребах електростанцій) у разі вимкнення з будь-яких причин вимикача лише з боку живлення треба забезпечувати негайне вимкнення по колу блокування вимикача з приймального боку.
4. Пристрій КНН пускового органу АВР, що реагує на зникнення напруги робочого джерела, має бути налаштованим на неспрацьовування від режиму само­запуску електродвигунів і від зниження напруги в разі віддалених КЗ. Напруга спрацьовування пристрою КНН на шинах резервного джерела пускового органу АВР має вибиратися по можливості виходячи з умови самозапуску електродвигунів. Час дії пускового органу АВР має бути більшим від часу вимкнення зовнішніх КЗ, за яких зниження напруги викликає спрацьовування пристрою КНН пускового органу, і, як правило, більшим від часу дії АПВ з боку живлення.

Пристрій КНН пускового органу АВР, як правило, має бути виконано таким чином, щоб унеможливлювалася його помилкова робота в разі перегоряння одного із запобіжників трансформатора напруги з боку обмотки вищої або нижчої напруги; у разі захисту обмотки нижчої напруги автоматичним вимикачем за його вимкнення дія пускового органу має блокуватися. Допускається не враховувати цю вимогу під

час виконання пристроїв АВР у розподільних мережах напругою 1-60 кВ, якщо для цього потрібне спеціальне встановлення трансформатора напруги.

1. Якщо в разі використання пуску АВР за напругою час його дії може виявитися неприпустимо тривалим (наприклад, за наявності у складі навантаження значної частки синхронних електродвигунів) рекомендовано додатково до пуско­вого органу за напругою застосовувати пускові органи інших типів {наприклад, таких, які реагують на зникнення струму, зниження частоти, зміну напрямку потужності тощо).

У разі застосування пускового органу А.ВР за зниженням частоти у разі зниження частоти з боку робочого джерела живлення до заданого значення і за нормальної частоти з боку резервного живлення пусковий орган АВР має діяти з витримкою часу на вимкнення вимикача робочого джерела живлення.

За технологічної необхідності можна виконувати пуск пристрою автоматичного вмикання резервного устаткування від різних спеціальних датчиків (тиску, рівня тощо).

1. Схема пристрою АВР джерел живлення власних потреб електростанцій після вмикання резервного джерела живлення замість одного з робочих джерел, яке вимикається, має зберігати можливість дії в разі вимкнення інших робочих джерел живлення.
2. Під час виконання пристроїв АВР треба перевіряти умови переванта­ження резервного джерела живлення і можливість самозапуску електродвигунів, і якщо має місце надмірне перевантаження або не забезпечується самозапуск, виконують розвантаження під час дії АВР (наприклад, вимкнення невідповідаль- них, а в деяких випадках і частини відповідальних електродвигунів; для останніх рекомендовано застосовувати АПВ).
3. Під час виконання АВР потрібно враховувати неприпустимість його дії на вмикання споживачів, вимкнутих пристроями АЧР. З цією мстою треба засто­совувати спеціальні заходи (наприклад, блокування за частотою).
4. У разі дії пристрою АВР, коли можливе ввімкнення вимикача на КЗ, як правило, потрібно передбачати прискорення дії захисту цього вимикача (див. також 3.3.4), При цьому має бути вжито заходів для запобігання вимкненню резервного живлення по колу прискорення захисту за рахунок стрибків струму увімкнення.

З цією метою на вимикачах джерел резервного живлення власних потреб електростанцій прискорення захисту треба передбачати лише в разі, якщо його витримка часу перевищує 1-1,2 с; при цьому до кола прискорення має бути введено витримку часу близько 0,5 с. Для інших електроустановок значення витримок часу приймають виходячи з конкретних умов.

1. У випадках, якщо в результаті дії АВР можливе несинхронне вмикання синхронних компенсаторів або синхронних електродвигунів і якщо воно для них є неприпустимим, а також для вимикання підживлення від цих машин місця пошкодження:, в разі зникнення живлення треба виконувати АВР з контролем синхронізму, або автоматично вимикати синхронні машини або переводити їх в асинхронний режим вимкненням АГП з подальшим автоматичним увімкненням або відновленням синхронізму після відновлення напруги внаслідок успішного АВР.

Для запобігання ввімкненню резервного джерела від АВР до вимкнення син­хронних машин допускається застосовувати уповільнення АВР. Якщо останнє є

неприпустимим для решти навантаження, допускається за спеціального обґрун­тування вимикати від пускового органу АВР лінію, що зв’язує шини робочого живлення з навантаженням, яке містить синхронні електродвигуни.

Для ПС із синхронними компенсаторами або синхронними електродвигунами треба застосовувати заходи, які запобігають неправильній роботі АЧР під час дії АВР (див. 3.3.80). З метою запобігання зайвим спрацьовуванням АЧР у безстру- мових паузах АПВ і АВР, обумовлених вибігом електродвигунів і синхронних компенсаторів, треба блокувати дію АЧР на час безструмової паузи.

1. Для запобігання вмиканню резервного джерела живлення на КЗ, його перевантаженню, полегшенню самозапуску електродвигунів, а також для від­новлення найбільш простими засобами нормальної схеми електроустановки після аварійного вимкнення і дії пристрою автоматики рекомендовано застосовувати поєднання пристроїв АВР і АПВ. Пристрої АВР мають діяти в разі внутрішніх пошкоджень робочого джерела; пристрій АПВ - у разі інших пошкоджень.

Після успішної дії пристроїв АПВ або АВР як правило, має забезпечуватися більш повне автоматичне відновлення схеми доаварійного режиму (наприклад, для ПС із спрощеними схемами електричних з’єднань з боку вищої напруги- вимкнення ввімкненого в разі дії АВР секційного вимикача з боку нижчої напруги після успішного АПВ живильної лінії).

## УВІМКНЕННЯ ГЕНЕРАТОРІВ

1. Увімкнення генераторів на паралельну роботу треба виконувати одним із таких способів: точною синхронізацією (ручною, напівавтоматичною і автома­тичною) або самосинхронізацією (ручною, напівавтоматичною і автоматичною).
2. Спосіб точної автоматичної або напівавтоматичної синхронізації як основний спосіб увімкнення на паралельну роботу за нормальних режимів треба передбачати для:

* турбогенераторів з непрямим охолодженням обмоток потужністю понад 3 МВт,

які працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги і з значенням періодичної складової перехідного струму поиад 3,5 • / ;

* турбогенераторів з безпосереднім охолодженням обмоток типів ТВВ, ТВФ, ТГВіТВМ;
* гідрогенераторів потужністю 50 МВт і більше.

У разі аварійних режимів у електричній системі увімкнення на паралельну роботу всіх генераторів незалежно від системи охолодження І потужності можна виконувати способом самосинхронізації виходячи з допустимості режиму роботи енергосистеми в кожному конкретному випадку.

1. Спосіб самосинхронізації як основний спосіб увімкнення на паралельну роботу можна передбачати для:

* турбогенераторів потужністю до 3 МВт;
* турбогенераторів з непрямим охолодженням потужністю понад 3 МВт, які пра­цюють безпосередньо на збірні шини, якщо періодична складова перехідного струму в разі увімкнення б мережу способом самосинхронізації не перевищує 3,5 \* Іт: ',
* турбогенераторів з непрямим охолодженням, які працюють у блоці з транс­форматорами;
* гідрогенераторів потужністю до 50 МВт;
* гідрогенераторів, електрично жорстко пов’язаних між. собою, і таких, які працюють через загальний вимикач за їх сумарної потужності до 50 МВт.

У зазначених в цьому пункті випадках можна не передбачати пристрої напів­автоматичної та автоматичної точної синхронізації.

1. У разі використання способу самосинхронізації як основного способу увімкнення генераторів на паралельну роботу передбачають установлення на гід­рогенераторах пристроїв автоматичної самосинхронізації, на турбогенераторах - ручної або напівавтоматичної самосинхронізації пристроїв.
2. У разі використання способу точної синхронізації як основного способу увімкнення генераторів на паралельну роботу, як правило, треба передбачати встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації. Для генераторів потужністю до 15 МВт допускається застосовувати ручну точну синхронізацію з блокуванням від несинхронного увімкнення.
3. Відповідно до зазначених положень усі генератори мають бути обладнаними відповідними пристроями синхронізації, розташованими на центральному пункті керування або на місцевому пункті керування - для гідроелектростанцій; на голов­ному щиті керування або на блокових щитах керування - для теплоелектростанцій,

Незалежно від застосованого способу синхронізації всі генератори мають бути обладнаними пристроями, які дають змогу в необхідних випадках виконувати руч­ну точну синхронізацію з блокуванням від несинхронного увімкнення.

1. У разі увімкнення в мережу способом точної синхронізації двох або більше гідрогенераторів, які працюють через один вимикач, генератори попередньо синхронізуються між собою способом самосинхронізації і з мережею - способом точної синхронізації.
2. На транзитних ПС та електростанціях, де потрібна синхронізація окремих частин електричної системи, треба передбачати пристрої для напівавтоматичної або ручної точної синхронізації.

## АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ ЗБУДЖЕННЯ,

## НАПРУГИ ТА РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

1. Пристрої автоматичного регулювання збудження (АРЗ), напруги та реактивної потужності призначено для:

* підтримування заданих графіків напруги в електричній системі в нормальних режимах її роботи;
* розподілу реактивного навантаження між джерелами реактивної потужності відповідно до заданого закону;
* підвищення статичної та динамічної стійкості електричних систем і демпфу- вання коливань у перехідних режимах.

1. Синхронні машини (генератори, компенсатори, електродвигуни) мають бути обладнаними пристроями АРЗ.

Автоматичні регулятори збудження АРЗ мають відповідати існуючим техніч­ним умовам на устаткування систем збудження і вимогам ДСТУ4265.

Для генераторів і синхронних компенсаторів потужністю, меншою ніж 2,5 МВт, за винятком генераторів електростанцій, які працюють ізольовано або в енергосис­темі невеликої потужності, допускається застосовувати лише пристрої релейного

форсування збудження. Синхронні електродвигуни має бути обладнано пристроями АРЗ відповідно до 5.3.12 і 5.3.13.

1. Має бути забезпечено високу надійність живлення відповідних кіл АРЗ та інших пристроїв системи збудження від трансформаторів напруги.

У разі підключення АРЗ до трансформаторів напруги, які мають запобіжники на стороні вищої напруги:

* АРЗ та інші пристрої системи збудження треба приєднувати до їх вторинних виводів без запобіжників і автоматичних вимикачів;
* пристрій релейного форсування потрібно виконувати таким чином, щоб уне­можливити його помилкову роботу в разі перегоряння одного із запобіжників з первинного боку трансформаторів напруги.

У разі підключення АРЗ до трансформаторів напруги, які не мають запобіж­ників на стороні вищої напруги:

* АРЗ та інші пристрої системи збудження треба приєднувати до їх вторинних виводів через автоматичні вимикачі;
* має бути передбачено заходи щодо використання допоміжних контактів автоматичного вимикача у відповідних колах АРЗ для обмеження недопустимого перевантаження або зниження збудження машини в разі його вимкнення.

До трансформаторів напруги, до яких підключають АРЗ та інші пристрої сис­теми збудження, як правило, не приєднують інші пристрої і прилади. В окремих випадках ці пристрої і прилади допускається приєднувати через окремі автоматичні вимикачі або запобіжники.

1. Пристрої АРЗ гідрогенераторів треба виконувати таким чином, щоб у разі скидання навантаження за справного регулятора швидкості унеможливлювалося спрацьовування захисту від підвищення напруги. За необхідності пристрій АРЗ можна доповнювати релейним пристроєм швидко дій ного зменшення магнітного потоку гідрогенератора.
2. Схема пристрою релейного форсування збудження має передбачати можливість переведення його дії з основного на резервний збудник (у разі заміни основного збудника).
3. Пристрої компаундування збудження треба приєднувати до трансформа­торів струму з боку виводу генератора або синхронного компенсатора (з боку шин).
4. Для синхронних генераторів і компенсаторів з безпосереднім охолоджен­ням генераторів потужністю до 200 МВт і компенсаторів потужністю 15 МВАр і більше, електростанцій та підстанцій без постійного оперативного персоналу в приміщенні щита керування має бути передбачено автоматичне обмеження пере­вантаження з витримкою часу, залежною від кратності перевантаження.

Пристрій автоматичного обмеження перевантаження не має перешкоджати форсуванню збудження протягом часу, який допускається для відповідного вико­нання машини.

1. Для генераторів потужністю 100 МВт і більше та для компенсаторів потужністю 100 МВАр і більше треба встановлювати швидкодійні системи збу­дження з АРЗ сильної дії.

В окремих випадках, які визначаються умовами роботи електростанції в енер­госистемі, допускається встановлювати АРЗ іншого типу.

1. Система збудження і пристрої АРЗ мають забезпечувати стійке регулю­вання в межах від найменшого допустимого до найбільшого допустимого значення

струму збудження. Для синхронних компенсаторів з нереверсивною системою збу­дження регулювання треба забезпечувати починаючи від значення струму ротора, який практично дорівнює нулю, а для компенсаторів з реверсивною системою збудження - від найбільшого допустимого значення від’ємного струму збудження.

Для машин, які працюють у блоці з трансформаторами, треба передбачати можливість струмової компенсації втрати напруги в трансформаторі.

1. Генератори потужністю 2,5 МВт і більше гідро- і теплових електростан­цій з числом агрегатів чотири і більше треба оснащувати загальностанційними АСУТП (включаючи групове управління збудженням),
2. Трансформатори (автотрансформатори) з РПН ПС з вищою напру­гою 220-750 кВ, пристанційних вузлів сонячних і вітрових електростанцій та власних потреб електростанцій, а також лінійні регулятори розподільних ПС для підтримування заданої напруги треба оснащувати системою автоматичного регулювання напруги (АРН). У разі необхідності автоматичні регулятори мають забезпечувати зустрічне регулювання напруги.

Підстанції, на яких передбачено паралельну роботу трансформаторів (автотранс­форматорів) з автоматичним регулюванням напруги, треба оснащувати загально- підстанційними АСУТП, які унеможливлюють появу неприпустимих зрівняльних струмів між трансформаторами (автотрансформаторами).

## АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

1. Системи автоматичного регулювання частоти і активної потужності (АРЧП) призначено для:

* підтримування частоти в енергооб’єднаннях та ізольованих енергосистемах у нормальних режимах згідно з вимогами ГОСТ 13109 шляхом первинного, вто­ринного та третинного регулювання частоти і потужності;
* регулювання добового графіка зовнішніх обмінних потоків потужностей енергооб’єднань та підтримання в допустимих межах перетікань потужності по контрольованих зовнішніх і внутрішніх зв’язках енергооб’єднань і енергосистем;
* економічного перерозподілу потужності між об’єктами керування на всіх рівнях диспетчерського управління (між об’єднаними енергосистемами, енергосис­темами в ОЕС, електростанціями в енергосистемах і агрегатами або енергоблоками в межах електростанцій).

1. Система АРЧП ОЕС, за наявності необхідного регулювального діапазону на виділених електростанціях, має забезпечувати:

-- підтримування середнього відхилення частоти від заданого значення в мелсах ±0,01 Гц за будь-які 0,5 години доби, з метою переважного утримання поточної частоти в межах зони регулювання ±0,02 Гц для запобігання зайвій роботі нормо­ваного первинного регулювання і обмеження перетікання потужності за контр­ольованими зв’язками з усуненням не менше ніж на 70% амплітуди коливань перетікання потужності з періодом 2 хв і більше;

* спільно з нормованим первинним регулюванням утримування відхилення поточної частоти від установлених значень ±0,05 Гц (нормальний рівень) і в межах±0,2 Гц (допустимий рівень) з відновленням установленого рівня частоти

ГЛАВА 3.3 Автоматика та телемеханіка і заданих сумарних зовнішніх і внутрішніх контрольованих перетікань за час, не більший ніж 15 хв.

Засобами нормованого і загального первинного регулювання частоти ОЕС має забезпечуватися утримання поточної частоти з динамічним відхиленням, яке виникає в разі значних аварійних небалансів потужності, не більше максимально допустимих ±0,8 Гц (миттєве значення).

1. До системи АРЧП мають входити:

* пристрої на диспетчерських пунктах енергосистем та ОЕС для автоматичного регулювання частоти та обміну і обмеження перетікань потужності по контрольо­ваних зовнішніх і внутрішніх зв’язках;
* пристрої розподілу керівних дій від систем АРЧП вищого рівня між керова­ними електростанціями і пристрої обмеження перетікань потужності контрольо­ваними внутрішніми зв’язками на диспетчерських пунктах енергосистем;
* станційні та/або блочні пристрої керування активною потужністю на елек­тростанціях;
* датчики перетікань активної потужності та засоби телемеханіки,

1. Пристрої АРЧП на диспетчерських пунктах мають забезпечувати вияв­лення відхилень фактичного режиму роботи від заданого, формування і передаван­ня керівних дій для диспетчерських пунктів нижчого рівня керування і для елек­тростанцій, які залучають до автоматичного керування потужністю.
2. Пристрої АРЧП електростанцій мають забезпечувати:

* первинне (нормоване і/або загальне) регулювання частоти в енергосистемі шляхом зміни активної потужності блоків і агрегатів електростанцій з метою усу- нення/зменшення небалансу потужності в ОЕС;
* можливість участі у вторинному регулюванні в ОЕС для компенсації небалансу потужності, ліквідації перевантаження транзитних зв’язків, відновлення частоти І заданих зовнішніх перетікань та відновлення резервів первинної регулюючої потужності, витраченої під час дії первинного регулювання;
* можливість участі в третинному регулюванні - автоматичній зміні потужності спеціально виділених енергоблоків (агрегатів) з метою відновлення вторинного резерву в міру його вичерпання, а також для здійснення оперативної корекції ре­жиму ОЕС в інших цілях.

Участь у вторинному і третинному регулюванні станційні системи АРПЧ здій­снюють шляхом:

* приймання і перетворення керуючих дій, які надходять з диспетчерських пунктів вищого рівня керування, і формування керівних дій на рівні управління електростанцій;
* формування керівних дій на окремі агрегати (енергоблоки);
* підтримування потужності агрегатів (енергоблоків) відповідно до отриманих керівних дій.

1. Керування потужністю електростанції треба здійснювати зі етатизмом за частотою, змінним у межах від 4 до 6 % (максимально до 10 % в окремих випадках) з дискретністю не гірше 1 %.
2. На гідроелектростанціях системи керування потужністю повинні бути автоматичні пристрої, які забезпечують пуск і зупин агрегатів, а за необхідності також переводять агрегати в режими синхронного компенсатора і генераторний

залежно від умов і режиму роботи електростанцій та енергосистеми з урахуванням наявних обмежень у роботі агрегатів.

Гідроелектростанції, потужність яких визначають за режимом водотоку, реко­мендовано обладнувати автоматичними регуляторами потужності за водотоком.

1. Пристрої АРЧП мають допускати оперативну зміну параметрів налашту­вань у разі зміни режимів роботи об’єкта керування, оснащуватися елементами сигналізації, блокуваннями і захистами, які запобігають неправильним їх діям під час. порушення нормальних режимів роботи об’єктів керування і в разі несправнос­тей у самих пристроях АРЧП.

Пристрої АРЧП не повинні перешкоджати функціонуванню пристроїв проти- аварійної автоматики.

На електростанціях пристрої АРЧП, які регулюють потужність агрегатів (енер­гоблоків), має бути обладнано елементами, які запобігають змінам технологічних параметрів агрегатів (енергоблоків) понад допустимі межі.

1. Засоби телемеханіки та зв’язку мають забезпечувати збір, оброблення та введення інформації про напрямок та величину перетікання потужності по контрольованих внутрішніх і міжсистемних зв’язках, передавання керівних дій і сигналів від пристроїв АРЧП на об’єкти керування, а також передавання необхідної інформації на вищий рівень керування.

Сумарне запізнення сигналів у засобах телемеханіки і пристроях АРЧП не має перевищувати 5 с.

## АВТОМАТИЧНЕ ЗАПОБІГАННЯ ПОРУШЕННЯМ СТІЙКОСТІ

1. Пристрої автоматичного запобігання порушенням стійкості (АЗПС) енергосистем треба передбачати залежно від конкретних умов там, де це технічно і економічно доцільно, - для збереження динамічної, статичної та термічної стій­кості в нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах роботи енергосистеми.

Пристрої АЗПС, відповідно до діючих вимог до цих пристроїв, необхідно перед­бачати у випадках, коли за їх відсутності при нормативних коефіцієнтах запасу з активної потужності та напруги в нормальному (доаварійному) режимі не забез­печується динамічна стійкість та/або нормативний коефіцієнт запасу з активної потужності та/або напруги в післяаварійному (вимушеному) режимі в разі:

* аварійного вимкнення лінії контрольованого перетину;
* відмови вимикача з дією ПРВВу разі КЗ у нормальному режимі роботи енер­госистеми і в нормальній схемі роботи мережі;
* значного аварійного дефіциту або надлишку потужності в одній із з’єднуваних частин енергооб’єднання.

3.3.72. Пристрої АЗПС можуть діяти на:

1. зміну генерації електростанцій шляхом:

* вимкнення частини генераторів;

швидкого зниження або збільшення навантаження паровими турбінами в межах можливостей теплосилового устаткування;

1. вимкнення (у виняткових випадках) частини навантаження споживачів, які легко переносять короткочасну перерву електропостачання, із застосуванням апаратури спеціального автоматичного вимкнення навантаження (САВН) та АЧР;
2. поділ енергосистем (якщо зазначених вище заходів недостатньо).

Пристрої АЗПС можуть змінювати режим роботи пристроїв поздовжньої і поперечної ємнісної компенсації та іншого устаткування ліній електропередавання (наприклад, шунтувальних реакторів), автоматичних регуляторів збудження генераторів тощо.

1. Інтенсивність керуючих дій пристроїв АЗПС (потужність генераторів чи споживачів, які вимикаються/ вмикаються, або глибина їх розвантаження/ навантаження тощо) має автоматично визначатися за параметрами вихідного режиму та інтенсивністю збурення (наприклад, навантаженням лінії, яка аварійно вимикається з КЗ або без нього, та видом і тривалістю КЗ або величиною аварійно­го дефіциту чи надлишку потужності).

## АВТОМАТИЧНЕ ПРИПИНЕННЯ АСИНХРОННОГО РЕЖИМУ

1. Для швидкого припинення асинхронного режиму (АР) у разі його виник­нення в енергосистемах треба застосовувати пристрої автоматичної ліквідації асинхронного режиму (АЛАР). Відновлення синхронної роботи як із застосуванням АЛАР, так і самочинне, необхідно резервувати поділом енергосистем.

Допустиму тривалість АР та заходи щодо його припинення необхідно встановлю­вати для кожного перетину з урахуванням необхідЕіості запобігання пошкодженню устаткування енергосистем, додатковим порушенням синхронізму та порушенням електропостачання споживачів.

Пристрої АЛАР мають відрізняти АР від синхронних коливань та КЗ.

1. Якщо тривалий АР є припустимим, то дію пристроїв АЛАР має бути спрямовано перш за все на створення або полегшення умов відновлення синхронної роботи за. рахунок швидкого набирання навантаження турбінами або часткового вимкнення споживачів у тій частині енергосистеми, в якій виник дефіцит потуж­ності, та/або зменшення генерувальної потужності шляхом дії на регулятори швидкості турбін або вимкнення частини генераторів у тій частині енергосистеми, в якій виник надлишок потужності.
2. Якщо відсутні умови для швидкого відновлення синхронної роботи або передбачені заходи виявилися неефективними, то пристрої АЛАР мають автома­тично за мінімальний час поділити енергосистему в попередньо заданих точках на несинхронно працюючі частини.
3. Під час розміщення в мережі енергосистеми пристроїв АЛАР та вибору алгоритму їх дії необхідно керуватися такими вимогами:

* пристрої АЛАР мають бути розміщеними якнайближче до електричного цен­тру коливання (мінімальний рівень напруги) за асинхронного режиму на електрич­них зв’язках між частинами енергосистеми та забезпечувати поділ енергосистеми з мінімальними небалансами обох частин і кількістю точок поділу;
* перші ступені пристроїв АЛАР повинні виявляти АР на першому циклі та блокуватися в разі КЗ, а резервні ступені - після, як правило, двох-чотирьох циклів.

Час дії резервних пристроїв АЛАР необхідно відстроювати від часу ліквідації КЗ за рахунок витримки часу або циклів АР.

## АВТОМАТИЧНЕ ОБМЕЖЕННЯ ЗНИЖЕННЯ АБО ПІДВИЩЕННЯ ЧАСТОТИ

1. Пристрої автоматичного обмеження зниження частоти (АОЗЧ) або її під­вищення (АОПЧ) мають забезпечувати живучість ОЕС України в разі аварійного виникнення в ОЕС чи окремих її частинах (регіонах) значного дефіциту або над­лишку активної потужності, у тому числі з аварійним відділенням від суміжних енергосистем і недопустимо тривалим та значним (нижче ніж 49,2 Гц) зниженням або підвищенням (50,5 Гц і більше) частоти, що загрожує пошкодженням облад­нання та безпечній роботі електростанцій, включаючи АЕС, порушує нормальну роботу обладнання споживачів і створює умови повного його знеструмлення в разі виникнення лавиноподібного падіння напруги та частоти.
2. Для запобігання аваріям, у тому числі й системним, які можуть виник­нути внаслідок порушення нормального режиму роботи основного обладнання та механізмів власних потреб електростанцій або стійкості енергосистем через зниження/підвищення частоти електричного струму в разі аварійного дефіциту/ надлишку активної потужності і їх ліквідації, необхідно, щоб:
3. пристрої АОЗЧ забезпечували:

* живучість ОЕС України або її окремих частин за всіх розрахункових аварій­них дефіцитів потужності, незалежно від схеми та режиму роботи ОЕС із сусідніми енергосистемами (паралельно чи автономно);
* зменшення дефіциту потужності і повну ліквідацію процесу аварійного зни­ження частоти та повернення частоти до доаварійного рівня;
* захист від тривалого аварійного зниження частоти в ОЕС України чи її відокремленій частині до рівня спрацювання уставок технологічного захисту на вимкнення блоків АЕС;
* умови роботи енергосистеми, які унеможливлюють виникнення лавиноподіб­ного падіння напруги та частоти у споживачів і їх повне знеструмлення;
* часткове або повне автоматичне ввімкнення споживачів, яких було відклю­чено засобами частотного розвантаження, після ліквідації аварійного дефіциту потужності та нормалізації частоти;
* автоматичне відділення усіх або частини блоків електростанцій на наванта­ження власних потреб ( АВВП) або на збалансоване навантаження власних потреб і споживання прилеглого до електростанції району мережі (АВЗН), якщо не вдалося унеможливити зниження частоти до рівня, небезпечного для обладнання електро­станцій;

1. пристрої АОПЧ (у разі аварійного відокремлення від енергосистеми району з надлишком активної потужності) забезпечували захист від тривалого підвищення частоти до рівня, небезпечного для обладнання електростанцій, електричних мереж і споживачів цього району шляхом зниження потужності електростанцій, розта­шованих у відокремленому районі, за рахунок:

* розвантаження енергоблоків (агрегатів) електростанцій первинними регуля­торами частоти та потужності із заданим етатизмом (САРЧП);
* переведення ГА ГАЕС у насосний режим;
* відключення окремих блоків АЕС станційним технологічним захистом у разі підвищення частоти до небезпечного для обладнання АЕС рівня (>50,о Гц);
* відключення від мережі або відділення на збалансоване навантаження блоків ТЕС і ГЕС та відключення від мережі ВЕС і СЕС у разі підвищення частоти до рівня, небезпечного для обладнання цих електростанцій.

1. АОЗЧ під час ліквідації аварійного зниження частоти має використо­вувати резерви потужності електростанцій і вимкнення частини навантаження споживачів за рахунок спрацювання автоматичних пристроїв:
2. автоматичного частотного введення резерву (АЧВР) електростанцій, призна­ченого для скорочення часу ліквідації аварійного дефіциту потужності в енерго­системах за рахунок термінового введення в роботу наявного резерву потужності електростанцій (включаючи ВЕС та СЕС потужністю, більшою ніж 25 МВт). АЧВР складається з пристроїв:

* централізованої системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП),
* нормованого та загального первинного регулювання (ПР) енергоблоків (агре­гатів) електростанцій;
* автоматичного частотного пуску (АЧП) резервних гідрогенераторів, газотур­бінних і парогазових установок, переведення в генераторний режим гідрогенерато­рів , які працюють у режимі синхронних компенсаторів, та автоматичне переведення у генераторний режим агрегатів ГАЕС, які працюють у насосному режимі, або їх автоматичне вимкнення. Уставки АЧП за частотою задають в межах від 49,3 до

1. Гц, також задається уставка обмеження АЧП (як правило, на 0,2 Гц вище), при досягненні якої припиняється автоматичний набір потужності;
2. автоматичного частотного розвантаження (АЧР), яке призначене для запо­бігання небезпечному зниженню частоти нижче аварійного значення (49,2 Гц) у разі виникнення аварійного дефіциту активної потужності шляхом вимкнення частини навантаження споживачів:

* невеликими чергами (обсягами) за відносно повільного зниження (спов­зання) частоти із швидкістю, не більшою ніж 1,7Гц/с, для припинення її зниження. Повільне зниження частоти є характерним для паралельної роботи ОЕС України із суміжними енергосистемами або в разі незначних аварійних дефіцитів по­тужності;
* чергами (обсягами) відповідно до аварійного дефіциту потужності, який виник, у разі зниження частоти із швидкістю понад 1,7 Гц/с, Як правило, значна швидкість зниження частоти є характерною для автономної роботи ОЕС України або її окремої частини при виникненні аварійного дефіциту потужності;
* невеликими чергами (обсягами) для підвищення частоти після закінчення процесу її зниження.

АЧР повинне мати децентралізовану структуру і виконуватися у вигляді сукуп­ності окремих автономних пристроїв, які діють на вимкнення заданих приєднань на електростанціях, а також на ПС електроенергетичних систем, електропередаваль­них компаній і споживачів. Пристрої АЧР, як правило, необхідно розташовувати на об’єктах електроенергетичних систем чи електропередавальних компаній.

Під час визначення сумарного обсягу навантаження, яке має відключатися дією пристроїв АЧР, треба виходити, як правило, з можливості виникнення аварійного дефіциту потужності б разі:

* вимкнення всіх живильних ліній споживача або дефіцитного району;
* вимкнення потужності найбільшого блока або двох блоків електростанції, якщо вони працюють на шини електростанції через загальний вимикач;
* виникнення асинхронного ходу по окремому перегину і, як наслідок, розви­ток аварії з вимкненням частини потужності, яка генерується;
* вимкнення потужності окремих блоків та електростанції“! у дефіцитній час­тині ОЕС з наступним вимкненням «слабких» зв’язків у окремих перетинах уна­слідок збільшення потужності, яка передається через перетин, понад межу його стійкості;
* повного відділення ОЕС від суміжних енергосистем або поділу її на частини з вимкненням міжсистемних (магістральних) зв’язків у разі порушення їх стій­кості внаслідок виникнення значних аварійних дефіцитів активної потужності (наприклад, уразі знеструмлення, посадки на «0» найбільшої електростанції або розвантаження енергоблоків АЕС відповідно до їх технологічного регламенту за зниження частоти нижче 49,0 Гц);
* виникнення непередбачуваного в розрахунках аварійного дефіциту активної потужності, що перевищує розрахунковий дефіцит (наприклад, у разі розвитку каскадної аварії);
* зниження потужності навантаження, заведеного на вимкнення від пристроїв АЧР, у вихідні та святкові дні, а також на час нічного провалу.

Обсяг споживання, зведений під всі черги АЧР, потрібно уточнювати під час виконання конкретних розрахунків. Обсяг споживання має становити:

* для гостродефіцитних районів - не менше ніж 70 % від споживання з пере­важним заведенням навантаження верхніх черг під швидкодійну АЧР-1Ш;
* у цілому по ОЕС України - не менше ніж 60 % від споживання.

Пристрої АЧР необхідно розташовувати таким чином, щоб можна було лікві­дувати дефіцит потужності у всіх можливих аварійних режимах (від місцевих до загальносистемних).

Потужність споживачів, які відключаються пристроями АЧР, та їх розміщення мають бути такими, щоб при їх роботі не порушувалася стійкість міжсистемних зв’язків і унеможливлювалося під час виникнення лавиноподібного падіння напруги та частоти в усіх реально можливих випадках аварійного дефіциту потужності.

Для безпечної експлуатації енергоблоків АЕС і ТЕС налаштовувати пристрої АЧР треба з таким розрахунком, щоб:

* короткочасне зниження частоти нижче ніж 46 Гц було цілком унеможлив­леним;
* тривалість роботи з частотою, нижчою ніж 47 Гц, була меншою ніж 10 с;
* тривалість роботи з частотою, нижчою ніж 48 Гц, була меншою ніж 1 хв;
* тривалість роботи з частотою, нижчою ніж 49 Гц, була меншою ніж 5 хв.

1. автоматики частотної ділильної (АЧД), яку призначено для відділення окре­мих енергоблоків (агрегатів) електростанцій на навантаження власних потреб або на збалансоване навантаження прилеглого району разом з навантаженням власних потреб електростанції.

АЧД дає можливість успішно мінімізувати збитки від аварій із значним дефіци­том потужності і створює умови для прискореного відновлення паралельної роботи енергосистем чи їх частин після частотних аварій.

Пристрої АЧД застосовують:

* у разі, якщо схема прилеглої до електростанцій мережі, а також блокові та загальностанційні системи автоматичного регулювання і автоматики це дозволяють;
* для резервування дії пристроїв АЧР і додаткового автоматичного розванта- жегшя (ДАР) під час аварій;
* замість пристроїв ДАР, якщо відсутня економічна доцільність їх застосування, в енергорайонах з особливо великим дефіцитом активної потужності, або якщо з якихось причин може мати місце недостатній обсяг розвантаження споживачів, що за місцевими факторами пов’язано із серйозними технічними труднощами реаліза­ції потрібного обсягу вимкнень (немає можливості швидко вимкнути навантаження потужного споживача або потужну живильну лінію або навантаження споживачів значно розосереджено по енергосистемі тощо);
* у разі, якщо необхідно забезпечити без обмежень електропостачання від шин електростанції споживачів особливої категорії;
* у разі, якщо електростанції визначено як резервні джерела енергії для роз­вороту з «нуля» інших електростанцій за їх знеструмлення.

На електростанціях з потужними блоками застосування АЧД можливе за наявності блочної автоматичної системи аварійного розвантаження блока, яка забезпечує збалансовану, тривалу і надійну (стійку) роботу блока на навантаження відокремленого району та/або власних потреб.

АЧД треба встановлювати на всіх електростанціях та блок-станціях, для яких її можна виконати за умовами їх роботи (схема електростанції або блок-станції, її положення в мережі, обмеження за теплофікаційним режимом тощо).

Розроблювати і виконувати АЧД (проведення реконструкції) необхідно з дотри­манням таких положень:

* для електростанцій малої потужності, а також для блокових електростанцій у першу чергу треба розглядати дію АЧ Д на виділення електростанції (або її частини для блочних електростанцій) із приблизно збалансованим навантаженням приле­глого району. При цьому необхідно використовувати мінімальне число вимикачів, які повинні спрацьовувати, та уникати складних операцій перемикань і телевими- кань. Під час виділення електростанції на приблизно збалансоване навантаження кращим є утворення невеликого надлишку генерувальної потужності, яка виді­ляється (з урахуванням дії пристроїв АЧР-ЧАПБ у районі, який виділяється);
* на блокових електростанціях, для яких відсутня можливість створення авто­матики, яка відділяє електростанцію чи її частину, треба передбачати дію АЧД на відділення одного блока з його власними потребами. При цьому має бути забезпе­чено та експериментально перевірено надійну роботу блока з навантаженням його власних потреб протягом не менше 15 хв у всіх режимах і технологічних схемах, зокрема за умови забезпечення живлення теплових власних потреб відокремлю­ваного блока. За необхідності треба передбачати переведення дії АЧД на інший у такий же спосіб підготовлений блок.

АЧД для виділення ТЕС, ГЕС великої та середньої потужності, агрегатів блок-станцій (ТЕД) на приблизно збалансоване навантаження та/або на наван­таження власних потреб, як правило, необхідно виконувати з двома пусковими органами: один з частотою і часом спрацьовування відповідно від 46,8 Гц до 47,2 Гц і 0,5 с, а інший - з частотою близько 47,5 Гц з затримкою на спрацювання від ЗО до 40 с.

Можливість вибору дещо різних уставок пуску АЧД доцільно використовувати для створення відносної селективності (наприклад, для випереджувального виді­лення раніше тієї з двох ТЕС, від якої залежить водопостачання);

1. частотного автоматичного повторного ввімкнення (ЧАПВ), яке призначене для автоматичного відновлення живлення частини споживачів, відключених при­строями АЧР, після підвищення частоти за рахунок мобілізації резервів потужності енергосистеми та відключення навантаження.

Сумарна потужність споживачів, яку підключають до ЧАПВ, не регламенту­ється і має визначатися місцевими умовами роботи енергосистем.

Під час налаштування пристроїв ЧАПВ необхідно враховувати, що:

* у першу чергу пристрої ЧАПВ необхідно встановлювати в найбільш відпо­відальних споживачів і споживачів, які живляться від ПС без постійного обслуго­вуючого персоналу;

-черговість включення споживачів від ЧАПВ має бути, як правило, зворотною до черговості вимкнення їх пристроями АЧР: ЧАПВ із більш низькими устав­ками за частотою мають підключати споживачів, які відключаються від АЧР-1 і АЧР-2н нижніми уставками за частотою, з інтервалом між чергами, не меншим ніж 5 с;

* з мінімальним часом до ЧАПВ мають підключатися споживачі, які відклю­чилися нижніми чергами АЧР із максимальним часом;
* до однієї черги ЧАПВ за частотою та часом допустимо підключати не більше ніж 1 % енергосистем усього обсягу споживання.

Для запобігання розвитку аварії чи збільшенню часу на її ліквідацію через дію пристроїв ЧАПВ і одночасно для забезпечення включення більшої частини наван­таження дією пристроїв ЧАПВ можна застосовувати пристрої ЧАПВ із контролем процесу зміни частоти після їхнього спрацювання.

1. Склад та налаштування пристроїв, які входять до складу АОЗЧ та АОПЧ, повинні забезпечувати:

* такі значення та тривалість процесу аварійного зниження або підвищення частоти (частотно-часову характеристику), які не призводять до порушення техно­логічного режиму роботи електростанцій і вимог чинних директивних документів з експлуатації обладнання АЕС, яке встановлює тривалість роботи в аварійних режи­мах з частотою, нижчою ніж 49,0 Гц, - не більше ніж 300 с, із частотою, нижчою ніж 48,0 Гц, - не більше ніж 60 с, а з частотою, нижчою ніж 47,0 Гц або більшою ніж 50,5 Гц, -не більше ніж 10 с;
* сумарну потужність навантаження, яку відключають пристроями АЧР, та витримку часу вимкнення відповідно до виникаючого аварійного дефіциту потуж­ності з урахуванням, за необхідності, можливого розвантаження енергоблоків АЕС технологічними захистами;
* ліквідацію як місцевих, так і загальносистемних дефіцитів/надлишків потужності з аварійним зниженням/підвищенням частоти в ОЕС України або в її відокремленій частині;
* врахування організації та налаштування аналогічних підсистем ПА, зокрема пристроїв АЧР, у суміжних енергосистемах інших країн, які працюють в одній синхронній зоні з ОЕС України або її частинами;
* їх періодичне корегування за результатами аналізу ефективності їх роботи під час реальних перехідних процесів у енергосистемі, зареєстрованих пристроями системи моніторингу перехідних режимів {СМПР).

1. Усі пристрої АОЗЧ та АОПЧ мають відповідати існуючим загальним вимогам до пристроїв релейного захисту і ПА та вимогам до вимірювання конт­рольованих параметрів, які повинні бути не гірше ніж:

* періодичність вимірювання частоти та швидкості відхилення частоти -0,1с, усереднення на інтервалі - 0,1 с, похибка - не більше 0,01 Гц та 0,05 Гц/с відповідно;
* діапазон зміни уставок за частотою - від 45,00 до 59 Гц з дискретністю 0,01 Гц, запасом - від 0,1 до 300 с з дискретністю 0,1 с;
* діапазони зміни уставок за швидкістю відхилення частоти - від 0,1 до 5 Гц/с з дискретністю 0,1 Гц/с, за часом - від 0,1 до 300 с з дискретністю 0,1 с;
* періодичність вимірювання активної потужності та напруги - не більше 1 с, усереднення на інтервалі -1с, похибка - не більше 1 % від повного діапазону ви­мірювання датчика параметра.

## АВТОМАТИЧНЕ ОБМЕЖЕННЯ ЗНИЖЕННЯ НАПРУГИ

1. Пристрої автоматичного обмеження зниження напруги треба передбачати з метою унеможливлення порушення стійкості енергосистем та навантаження спо­живачів у разі виникнення лавини напруги.

Пристрої АОЗН мають контролювати крім значення напруги інші параметри, включаючи похідну напруги, і впливати на форсування збудження синхронних машин, форсування пристроїв компенсації, вимкнення реакторів і, як виняток, за недостатності заходів у мережах і наявності обґрунтування - на вимкнення споживачів.

## АВТОМАТИЧНЕ ОБМЕЖЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ НАПРУГИ

1. Для обмеження перенапруг на лініях електропередавання 400, 500, 750 кВ (обладнаних реакторами з можливістю регулювання) в перехідних (кому­таційних, резонансних) і квазістаціонарних режимах треба застосовувати при­строї автоматичного керування шунтувальними і компенсаційними реакторами, а також пристрої керованої комутації вимикачів.

Силові вимикачі таких ПЛ мають забезпечувати безпечне та надійне керування в будь-яких перехідних і квазістаціонарних режимах. Використання передувім- кнених до вимикачів резисторів має бути обґрунтовано техніко-економічними розрахунками.

Структуру взаємозв’язків пристроїв РЗ і ПА з пристроями АШР, АКР та керо­ваної комутації визначає проектна організація.

Пристрої автоматичного обмеження підвищення напруги (АОПН) призначено для обмеження тривалості дії підвищеної напруги на електроустаткування елек­тричної мережі, яке виникає за комутацій фаз дальніх ліній 750-330 кВ в пере­хідних та квазістаціонарних режимах.

Пристрої АОПН передбачають на протяжних лініях, одностороннє вимкнення яких за рахунок зарядної потужності лінії призводить до значного підвищення напруги на її протилежному кінці. Пристрої АОПН мають спрацьовувати в разі

підвищення напруги вище 110-130 % від номінальної, за необхідності з контролем значення і напрямку реактивної потужності по лінії електропередавання.

У разі підвищення напруги понад 110-130 % від номінальної пристрої АОПН з витримкою часу, яка враховує допустиму для обладнання тривалість перенапруги і є відстроєною від комутаційних та атмосферних перенапруг і коливань, мають діяти:

* на увімкнення шунтувальних реакторів (якщо такі є на електростанції або підстанції);
* на вимкнення лінії із забороною АПВ (якщо на ПС відсутні шунтувальні реактори, або якщо вмикання реакторів не призводить до необхідного зниження напруги).

## АВТОМАТИЧНЕ ЗАПОБІГАННЯ ПЕРЕВАНТАЖЕННЮ УСТАТКУВАННЯ

1. Пристрої автоматичного запобігання перевантаженню устаткування при­значено для обмеження тривалості струму в лініях, трансформаторах, пристроях поздовжньої компенсації, який перевищує найбільше тривало допустиме значення, і допускається на час менше ніж 10-20 хв.

Зазначені пристрої мають, перш за все, розвантажувати обладнання (наприклад, шляхом розвантаження електростанцій або вимкнення споживачів, або поділу системи), а в разі неефективності вжитих заходів щодо розвантаження - вимикати устаткування, яке перевантажується, вживаючи, за необхідності, заходів щодо запо­бігання порушенню стійкості та іншим несприятливим наслідкам такого вимкнення.

## ТЕЛЕМЕХАНІКА

1. Системою збору телемеханічної інформації є програмно-апаратний комплекс, який виконує функції збору, передавання, оброблення та відображення необхідних даних про стан технологічних процесів на об’єктах електроенергетики.

Систему збору телемеханічної інформації (СЗТМІ) створюють для:

* забезпечення диспетчерських служб усіх рівнів інформацією про поточні топологію мережі, навантаження блоків електростанцій (атомних, теплових, гідравлічних) та споживання електричної енергії;
* забезпечення оперативного персоналу енергосистем і енергооб’єктів поточною інформацією про параметри роботи та стану обладнання;
* контролю небезпечних з точки зору сталості ЕС перетоків;
* контролю часу роботи обладнання в режимах регламентованого переванта­ження;
* контролю заданих графіків перетоків потужності по міждержавних ПЛ;
* контролю заданих графіків навантаження електростанцій;
* збору інформації для забезпечення роботи системи АРЧП, ПА та інших сис­темних пристроїв регулювання та керування.

1. Структура СЗТМІ має бути ієрархічною і складатися з рівнів:

* центрального;
* регіонального;
* локального (об’єктового).

Обладнання СЗТМІ повинне мати можливість інтеграції з електронними сис­темами та пристроями із стандартних інтерфейсів.

Локальна (об’єкгова) СЗТМІ має бути комплексом програмних і технічних (програмно-технічних) засобів, яка може використовуватися автономно або як підсистема в складі АСУТП енергооб’єкта..

1. Програмно-технічні засоби локальної СЗТМІ складаються з підрівнів:

* вимірювального, який включає вторинні кола вимірюваних трансформаторів, вимірювальні перетворювачі, дво- або багатопозиційні дискретні датчики теле­сигналізації (датчики ТС);
* комунікаційного, який включає програмно-технічні засоби для збору ін­формації;
* оброблення, відображення та передавання інформації на інші рівні (у тому числі зв’язок з АСУТП), який включає телекомунікаційне обладнання, засоби зв’язку та відповідне програмне забезпечення.

1. Засоби СЗТМІ мають забезпечувати:
2. приймання/передавання дискретних сигналів ТС та спрацювання охоронної сигналізації з додаванням мітки реального часу до кожного повідомлення. Усі вхідні канали ТС мають бути гальванічно розділеними.
3. приймання/передавання результатів телевимірювань та виконання (ТВ):

* аналого-цифрового перетворювання неперервних у часі сигналів із визна­ченою циклічністю;
* збір інформації від інтелектуальних вимірювальних перетворювачів;
* оцінки достовірності ТВ;
* додавання мітки реального часу для кожного ТВ.

Передавання результатів ТВ по каналах зв’язку від контрольованого пункту (КП) до пункту управління (ПУ) потрібно передбачати для таких випадків;

* досягнення вимірюваною величиною порогового значення;
* досягнення вимірюваною величиною граничного значення;
* досягнення вимірюваною величиною порогового значення і потім постійно до досягнення граничного значення;
* циклічно, наприклад через І с, 2 с, 5 с, 10 с, 20 с, ЗО с, 0,25 год, 0,5 год, 1 год, 2 год, 4 год, 12 год тощо. Час передавання треба встановлювати для кожного каналу окремо шляхом параметризації;
* за викликом;
* за генеральним запитом;

1. приймання по каналах зв’язку від ПУ до КП різних видів команд телекеру­вання (ТК) для виконання:

* одиничного і групового телерегулювання (ТР);
* імпульсного ТК;
* послідовного ТК.

Усі канали керування мають бути гальванічно розділеними.

1. Телесигналізацію треба використовувати для:

* відображення на диспетчерських пунктах положення і стану основного кому­таційного устаткування тих електроустановок, які перебувають у безпосередньому оперативному керуванні або віданні диспетчерських пунктів;
* передавання інформації до ОІК та/або інших пристроїв її оброблення;
* передавання аварійних і попереджувальних сигналів.

Телесигналізацію з електроустановок, які перебувають в оперативному керу­ванні декількох диспетчерських пунктів, треба передавати на диспетчерський пункт вищого рівня шляхом ретрансляції або відбору з диспетчерського пункту нижчого рівня. Систему передавання сигналів ТС треба виконувати з одним сту­пенем ретрансляції.

Для ТС про оперативний стан устаткування треба використовувати як датчик один допоміжний «сухий» контакт контрольованого устаткування, контакт реле- повторювача, пару контактів «замкнуто-розімкнено» групи контактів.

Під час формування однобітного телесигналу реле-повгорювачами РЗА вклю­ченого стану об’єкта рекомендовано використовувати розімкнуті контакти N0 реле-повторювача.

1. Телевимірювання має забезпечувати визначення основних електричних або технологічних параметрів, які характеризують режими роботи окремих елек­троустановок, необхідних для встановлення і контролю оптимальних режимів роботи системи енергопостачання в цілому, а також для запобігання можливим аварійним процесам або їх ліквідації.

Телевимірювання найбільш важливих параметрів, а також параметрів, необхід­них для подальшої ретрансляції, підсумовування або реєстрації треба виконувати безперервно.

Систему передавання результатів ТВ на диспетчерські пункти вищого рівня треба виконувати не більш ніж з одним ступенем ретрансляції.

Телевимірювання параметрів, які не потребують постійного контролю, треба здійснювати періодично або за викликом.

Під час улаштування ТВ потрібно враховувати необхідність місцевого відо­браження результатів вимірювань на КП. Вимірювальні перетворювачі (датчики телевимірювань), які забезпечують місцеве відображення результатів вимірювань, як правило, треба установлювати замість щитових приладів, якщо при цьому збе­рігається клас точності вимірювань (див. також главу 1.6 цих Правил).

1. Телекерування потрібно передбачати в обсязі, необхідному для централі­зованого розв’язання завдань щодо встановлення надійних і економічно вигідних режимів роботи електроустановок, які працюють у складних мережах, якщо ці завдання не може бути розв’язано засобами автоматики.

Телекерування треба застосовувати в першу чергу на об’єктах без постійного оперативного персоналу. Для телекерованих електроустановок операції ТК, так само, як і дія пристроїв захисту і автоматики, не мають вимагати додаткових опе­ративних перемикань на місці (з виїздом або викликом оперативного персоналу).

За приблизно рівноцінних техніко-економічних показників перевагу треба надавати автоматизації.

1. Локальна СЗТМІ має виконувати такі функції;

* збір інформації про стан двопозиційних і багатопозиційних об’єктів;
* збір інформації про поточні значення контрольованих параметрів;

~ збір інтегральних значень контрольованих параметрів;

* збір інформації з аналогових перетворювачів неелектричних величин (термо­пари, термоопори, манометри, густиноміри тощо);
* збір інформації з цифрових вимірювальних перетворювачів різних типів, елементів АСУТП, мікропроцесорних пристроїв РЗ і ПА;
* виведення сигналів ТР;
* цифрова фільтрація сигналів телевимірювань поточних значень параметрів (ТБП) з метою зменшення завад ліній електропередавання;
* апроксимація нелінійних характеристик датчиків ТВП;
* первинне оброблення інформації (підсумовування, масштабування, фільтра­ція, контроль швидкості зміни тощо);
* передавання і приймання телеінформації в різних обсягах по різних каналах зв’язку в різних напрямках (не менше чотирьох) з різними протоколами зв’язку;
* видача інформації персоналу енергооб’єкта;
* тестування (самотестування) приймальної та каиалоутворюючої апаратури;
* ретрансляція інформації від інших джерел (інші КП телемеханіки, елементи АСУТП, АСОЕ тощо);
* можливість віддаленої діагностики та налаштування апаратури (у тому числі зміни уставок РЗ і ПА), а також завантаження програмного забезпечення з дис­петчерського центру;
* обмін інформацією з АСУТП об’єкта.
* зберігання телемеханічної інформації в локальних архівах;
* телекерування об’єктів;
* виведення аварійно-попереджувальної сигналізації;
* синхронізація часу з астрономічним або еталонним джерелом часу.

1. У передбачених завданням на проектування випадках локальна СЗТМІ має виконувати також розширені функції, до яких відносяться:

* телерегулювання потужності, яка генерується енергоблоками електростанцій (ручне або автоматичне);
* автоматичне регулювання частоти і потужності;
* оцінювання стану обладнання;
* автоматичне перемикання схем РУ за програмами;
* гнучкий (налаштовуваний) інтерфейс оператора (додатково покажчик роботи системи, інформаційний дисплей тощо);
* реєстрація та подання інформації у зручному вигляді;
* ведення архівів даних (короткочасного і довготривалого зберігання).

У КП має бути передбачено можливість збереження усієї телеінформації, яка приходить по вхідних каналах у разі порушення зв’язку між КП та ПУ або в разі зникнення електроживлення на КІІ.

Має бути забезпечено можливість архівування інформації за 72 год з інтер­валом 1 с.

1. СЗТМІ має бути пристосованою до ремонту та обслуговування в умовах експлуатації навченим персоналом за наявності сервісного обладнання.

Для забезпечення ремонтопридатності мікропроцесорних пристроїв СЗТМІ схемно-конструктивні рішення мають передбачати стандартні широковживані конструктиви, які забезпечують:

* модульність конструкції з можливістю заміни несправного змінного елемента (плати, субблока, модуля, трансформатора, блока затискачів тощо);
* безперервну діагностику пристрою з повідомленнями про несправність та інформацією про характер відмови (код несправності) і про місце відмови (тип несправного модуля).

1. Під час застосування пристроїв телемеханіки треба передбачати можли­вість вимкнення на місці:

* одночасно всіх кіл ТК і ТС за допомогою пристроїв, які створюють, як правило, видимий розрив кола;
* кіл ТК і ТС кожного об’єкта за допомогою спеціальних затискачів, випробу­вальних блоків та інших пристроїв, які створюють видимий розрив кола.

1. Зовнішні зв’язки пристроїв телемеханіки треба виконувати відповідно до вимог глави 3.4 цих Правил.
2. Первинні перетворювачі (датчики ТВ) треба встановлювати відповідно до вимог глави 1.6 цих Правил.
3. СЗТМІ має передавати інформацію щодо:

* виділених ліній зв’язку;
* стандартних телефонних каналів тональної частоти;
* радіоканалів;
* оптоволоконних ліній зв’язку;
* радіорелейних ліній зв’язку;
* каналів супутникового зв’язку.

Посилання, які передаються по каналах зв’язку, мають відповідати серії між­народних стандартів ІЕС 60870-5-104 та ІЕС 61850.

Швидкість передавання має бути зі стандартного ряду (100, 200,300,600,1200, 2400, 4800, 9600,19200,38400, 57600,115200 Вод); 10/100 Мб/с для ІЕС60870-5- 104таІЕС61850).

1. Інтерфейси комунікаційних модулів має бути обладнано:

* гальванічною розв’язкою між інтерфейсом та мережею живлення;
* захистом від перенапруг відносно землі.

Сигнальні лінії має бути захищено від перенапруг.

Треба застосовувати інтерфейси:

* 11 24.(148232) - для організації передавання даних на інші рівні управління з використанням модемів (швидкість обміну - до 115 Кбіт/с);
* В 5485 або 148422 - для організації передавання даних між різними пристро­ями та контролерами всередині об’єктів (швидкість обміну - до 10 Мбіт/с);
* Епіегпеї для обміну інформацією по локальній обчислювальній мережі, а також для віддаленої діагностики та налаштування.

1. Система передавання сигналів телемеханіки мас працювати в режимі реального часу, часова розбіжність повних циклів отримання, передавання та обро­блення інформації має бути не більшою ніж 1 с, а також мати високу надійність та ефективність.
2. Потрібно використовувати дубльовані канали телемеханіки (один канал складається з двох або більше незалежних каналів). Дубльовані канали рекомендовано виконувати за різними трасами або з використанням різних засо­бів передавання.

Коефіцієнт готовності каналів має бути не меншим ніж 0,999, а час відновлен­ня - не більшим ніж 5 хв.

1. Пристрої телемеханіки відносяться до особливої групи І категорії надійності електропостачання. Живлення пристроїв телемеханіки (як основне, так і резервне) на ПУ і КП треба здійснювати разом із живленням апаратури каналів зв’язку.

Резервне живлення пристроїв телемеханіки на КП з оперативним змінним стру­мом треба передбачати за наявності, джерел резервування (інші секції систем шин, резервні уводи, акумуляторні батареї пристроїв каналів зв’язку, трансформатори напруги на уводах, відбір від конденсаторів зв’язку тощо).

Засоби телемеханіки повинні мати гарантоване електроживлення, яке забез­печує їх роботу в разі втрати основного живлення не менше ніж:

* 1 год - на ПС із двостороннім живленням;
* 2 год - на ПС із одностороннім живленням.

Резервне живлення пристроїв телемеханіки на КП, які мають акумуляторні батареї оперативного струму, має здійснюватися через перетворювачі. Резервне живлення пристроїв телемеханіки, установлених на диспетчерських пунктах об’єднаних енергосистем і підприємств електромереж, має здійснюватися від неза­лежних джерел (акумуляторної батареї з перетворювачами постійного струму в змінний або генератора, який приводиться в дію двигуном внутрішнього згоряння) спільно з пристроями каналів зв’язку.

Перехід на роботу від джерел резервного живлення в разі порушення електро­постачання основних джерел має бути автоматичним. Необхідність резервування живлення на диспетчерських пунктах промислових підприємств треба визначати залежно від вимог щодо забезпечення надійності електропостачання.

На енергооб’єктах допускається живлення пристроїв телемеханіки від секці- онованих щитів постійного оперативного струму (за умови технічної можливості живлення зазначених пристроїв постійним струмом).

1. Уся апаратура і панелі телемеханіки повинні мати маркування; їх треба встановлювати в місцях, зручних для експлуатації,
2. Додаткові вимоги до улаштування СЗТМІ встановлюють згідно з чин­ними галузевими документами з відповідних питань.

# ГЛАВА 3.4 ВТОРИННІ КОЛА

## СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1. Ця глава Правил поширюється на вторинні кола (кола керування, сигналізації, контролю, вимірювань, автоматики, релейного захисту, обчис­лювальної техніки, зв’язку, телемеханіки тощо) електроустановок.

Марки проводів і кабелів для вторинних кіл, способи їх прокладання і захисту треба вибирати з урахуванням вимог глав 1.3, 1.4, 2.1, 2.3, 3.1 та 4.2 цих Правил в тій частині, в якій їх не змінено цією главою.

Вимоги цієї глави Правил не поширюються на кола протипожежної сигна­лізації і автоматики, які треба виконувати відповідно до вимог ДБН В.2.5-56, ГКД 343.000.003.004. \*

## НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

1. У цій главі Правил є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУ 4499-1:2005 Системи кабельних коробів. Частина 1. Загальні вимоги

та методи випробування (ІЕС 61084 1:1991, NTEQ)

ДСТУ 4754:2007 Системи кабельних лотків і драбин. Загальні вимоги та методи випробування (ІЕС 61537:2001, MOD)

ДСТУ 4809:2007 Ізольовані проводи та кабелі. Вимоги пожежної безпеки та методи випробування

ДСТУ IEC/TR 61000-5-2:2010 Електромагнітна сумісність. Частина 5-2. Настанови щодо встановлення обладнання та притлумлення завад. Уземлю- вання та прокладання кабелів (IEC/TR 61000-5-2:1997, IDT)

ГОСТ 2.709-89 ЕСКД Обозначения условные проводов и контактних соедине­ний электрических элементов, оборудования и участков цепей в электрических схемах (ЄСКД Позначення умовні проводів і контактних з’єднань електричних елементів і ділянок кіл у електричних схемах)

ГОСТ 15845-80 Изделия кабельные. Термины и определения (Вироби кабельні. Терміни та визначення)

ДБН В.2.5-56:2014 Системи протипожежного захисту ГКД 343.000.003.004-2002 (НАПБ05.032-2002) Інструкція з протипожеж­ного захисту розподільних пристроїв, підстанцій та трансформаторів.

ГЛАВА 3.4 Вторинні кола

## ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

1. У цій главі Правил застосовано терміни і визначення позначених ними понять, які встановлено наступними документами:

ГОСТ 15845: кабель, провід;

ДСТУ 4754: система кабельних лотків або система кабельних драбин, кабельна драбина, кабельний лоток;

ДСТУ 4499-1: система кабельних коробів, кабельний короб.

1. У цій главі Правил додатково застосовано такі терміни і визначення позначених ними понять:

вторинні (допоміжні) кола

Сукупність кабелів, проводів та затискачів, які з’єднують пристрої керу­вання, захисту, автоматики, обчислювальної техніки, зв’язку, засоби вимірю­вань і сигналізації електростанції (підстанції)

випробувальний блок

Блок, призначений для багатополюсного штепсельного рознімання в колах релейного захисту, автоматики та вимірювань

дальнє резервування автоматичних вимикачів

Резервування відмови вимикання автоматичних вимикачів або релейного захисту суміжних елементів розподільної мережі, викликаної зменшенням сили струму короткого замикання по мірі віддалення від джерела живлення, вимиканням автоматичних вимикачів або релейним захистом наступної, ближ­чої до джерела живлення, ділянки затискач гвинтовий

Затискач для гвинтового з’єднання електричних провідників з захистом їх від механічних пошкоджень, непередбачуваного погіршення контактного тиску та унеможливлення замикання на корпус затискач з розмикачем

Затискач, який обладнано керованим вручну контактом з покажчиком стану контактного з’єднання затискач пружинний

Виконаний із спеціальної пружної сталі затискач для приєднання елек­тричних провідників, який автоматично створює нормоване зусилля стискання відповідно до діаметра (перерізу) етрумовідної жили без її пошкодження приєднання в електричній розподільній установці (приєднання) Електричне коло (обладнання, шини тощо) одного призначення (наймену­вання, напруги), приєднане до шин розподільної установки (генератора, щита, збірки), яке розміщене в межах одного об’єкта або окремої його частини.

## ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

1. У цій главі Правил застосовано такі скорочення:

АСУТП - автоматизована система управління технологічними процесами; АПВ - автоматичне повторне ввімкнення;

ВРУ - відкрита розподільна установка;

ЗРУ - закрита розподільна установка;

КЗ - коротке замикання;

КРУ - комплектна розподільна установка;

КРУЕ - комплектна розподільна установка елегазова;

КТЗАЗ - комплект технічних засобів апаратури зв’язку;

МО - монтажна одиниця;

ОПН - обмежувач перенапруг нелінійний;

ПА — протиаварійна автоматика;

РЗ - релейний захист;

РЗА - релейний захист і автоматика;

РУ - розподільна установка;

РЩ - розподільний щит.

## ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1. Робоча напруга вторинних кіл приєднання, яке не має зв’язку з іншими приєднаннями та апаратуру якого розташовано окремо від апаратури інших приєднань, має бути не більшою ніж 1 кВ. У решті випадків робоча напруга вторинних кіл має бути не більшою ніж 500 В.

Кліматичне виконання приєднуваних пристроїв і апаратів має відповідати умовам навколишнього середовища і вимогам безпеки.

1. Заборонено застосовувати кабелі і проводи з алюмінієвими жилами у вторинних колах:

* електростанцій з генераторами потужністю понад ЗО МВт;
* розподільних установок (РУ) і підстанцій з вищою напругою 220 кВ і вище, а також РУ і підстанцій, які приєднано до міжсистемних транзитних ліній елек- тропередавання;
* диференційних захистів шин і пристроїв резервування відмови вимикачів напругою 110 кВ і вище, а також засобів системної протиаварійної автоматики;
* технологічних захистів теплових електростанцій з робочою напругою до 60 В за діаметрів жил кабелів і проводів до 1 мм (див. також 3.4.8);
* пожежо- і вибухонебезпечних зон;
* керування комутаційними апаратами напругою 6 кВ і вище;
* трансформаторів струму та напруги;
* електроприймачів І категорії;
* електроприймачів особливої групи І категорії;
* агрегатів безперебійного живлення;
* автоматизованих дизельних електростанцій;
* установок пожежогасіння і пожежної сигналізації.

На електростанціях і підстанціях для вторинних кіл треба застосовувати проводи і контрольні кабелі з мідними жилами. Кабелі і проводи з алюмініє­вими жилами з напівтвердого алюмінію допускається застосовувати у вторин­них колах на об’єктах допоміжних споруд електростанцій і підстанцій, які не впливають на виробництво та передачу електричної енергії: очисні, інженерно- побутові споруди, механічні майстерні, котельні тощо.

На промислових підприємствах для вторинних кіл застосовують, як пра­вило, контрольні кабелі з алюмомідними або алюмінієвими жилами з напів-

твердого алюмінію. Контрольні кабелі з мідними жилами треба застосовувати тільки у вторинних колах, які розміщено в пожежо- і вибухонебезпечних зонах, у вторинних колах механізмів доменних і конвертерних цехів, головної лінії обтискних і безперервних високопродуктивних прокатних станів.

1. За умовою механічної міцності проводи і кабелі вторинних кіл мають відповідати таким вимогам:

* жили контрольних кабелів для приєднання під гвинт до затискачів панелей і апаратів повинні мати перерізи, не менші ніж 1,5 мм2 (а в разі застосування спе­ціальних затискачів - не менші ніж 1 мм2) для міді і 2,5 мм2 - для алюмінію; для струмових кіл - 2,5 мм2 для міді і 4 мм2 для алюмінію;
* для невідповідальних вторинних кіл, для кіл контролю і сигналізації допус­кається приєднання під гвинт кабелів з мідними жилами перерізом 1 мм2;
* у колах з робочою напругою 100 В і вище переріз мідних жил кабелів, які приєднують паянням, має бути не менше ніж 0,5 мм2;
* у колах з робочою напругою 60 В і нижче діаметр мідних жил кабелів, які приєднують паянням, має бути не менше ніж 0,5 мм;
* переріз жил кабелів зовнішніх зв’язків КТЗАЗ, в основному, має бути 0,35 мм2 або 0,5 мм2.

Перевагу необхідно віддавати кабелям типу « вита пара» (скручені два проводи) або «вита зірка» (скручені три проводи);

* пристрої зв’язку, телемеханіки і подібні до них треба приєднувати до затис­качів під гвинт;
* приєднання однодротових жил (під гвинт або паянням) допускається вико­нувати лише до нерухомих елементів апаратури;
* приєднання жил до рухомих або знімних елементів апаратури (втичних з’єднувачів, знімних блоків тощо), а також до панелей і апаратів, які піддаються вібрації, треба виконувати гнучкими (багатодротовими) жилами.

1. Перерізи жил кабелів і проводів мають задовольняти вимоги їх захисту від КЗ без витримки часу, допустимих тривалих струмів згідно з главою 1.3 цих Правил, термічної стійкості (для кіл змінного та постійного струму напру гою до 1 кВ, у тому числі від трансформаторів струму, акумуляторної батареї, щита постійного струму та кіл власних потреб, які використовують для РЗА), а також забезпечувати роботу апаратів у заданому класі точності. При цьому треба дотримуватися таких умов:
2. навантаження вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів, до яких приєднують лічильники і вимірювальні перетворювачі, мають відповідати діапа­зону значень, для яких унормовано клас точності;
3. втрати напруги у вторинних колах трансформатора напруги не мають пере­вищувати:

* для лічильників електричної енергії і вимірювальних перетворювачів - зна­чень, установлених в 1.5.19 цих Правил;
* для панелей (шаф) релейного захисту та автоматики - 3 %;
* для пристроїв автоматичного регулювання збудження - 1 %;
* для щитових приладів і датчиків, які використовуються для всіх видів вимі­рювання - 1,5 %.

У разі живлення зазначених навантажень спільними жилами їх переріз має бути вибраним за мінімальною з допустимих норм втрати напруги;

1. для кіл оперативного струму втрати напруги від джерела живлення мають становити:

* до панелі пристрою - не більше ніж 10 %;
* до електромагнітів керування, які не мають форсування, - не більше ніж 10 % за найбільшого струму навантаження;
* до електромагнітів керування, які мають триразове і більше форсування, - не більше ніж 25 % у разі форсованого значення струму.

1. За вимогами пожежної безпеки вторинні кола електроустановок поділяють на групи:

* кола електричної частини атомних електростанцій;
* кола підстанцій високої (110 кВ і вище) і надвисокої (330 кВ і вище) напруги, КРУЕ, енергоблоків або генераторів одиничною потужністю понад 50 МВт;
* кола підстанцій і РУ середньої (від 6 кВ до 35 кВ) напруги, електростанцій, енергоблоків і генераторів одиничною потужністю до 50 МВт;
* кола решти електроустановок.

У частині пожежної безпеки вторинні кола електроустановок мають відпо­відати таким вимогам:

* бути стійкими до поширення полум’я в разі одиночного прокладання - від­повідно до ДСТУ 4809 (пункт 4.1, таблиця 1);
* бути стійкими до поширення полум’я в разі прокладання в пучках - відпо­відно до ДСТУ 4809 (пункт 4.2, таблиця 2).

Інші вимоги пожежної безпеки до проводів і кабелів відповідно до ДСТУ 4809 треба зазначати в галузевих вимогах до електрообладнання.

1. Для зменшення індуктивних опорів жил кабелів розподіл вторинних кіл трансформаторів струму і трансформаторів напруги необхідно виконувати таким чином, щоб сума струмів цих кіл у кожному кабелі дорівнювала нулю.

В одному контрольному кабелі не допускається об’єднувати вимірювальні кола струму та напруги; кола керування з колами вимірювань та сигналізації; кола керування, вимірювань і сигналізації із силовими колами 0,4/0,23 кВ.

Допускається застосовувати спільні кабелі для кіл різних приєднань (за винятком взаємно резервованих кіл і взаємно резервованих приєднань) за умови, що всі жили кабелю мають ізоляцію, яка відповідає найвищій напрузі, застосовуваній у цих електричних колах. При цьому має бути виконано умови із захисту вторинних кіл від імпульсних завад.

1. У контрольних кабелях, перекладання яких потребує значних трудо- витрат, або час відновлення яких має бути мінімальним, потрібно передбачати резервні жили, кількість яких визначають за проектом, із урахуванням факто­рів, які сприяють імовірності пошкодження кабелів, та способу прокладання.

У разі прокладання кабелів у захисних трубах, коробах і пучками на лотках кількість резервних жил має становити 10 % від кількості робочих жил, але не менше однієї жили з урахуванням такого:

1. кількість резервних жил для кабелів з мідними жилами має становити:

* за кількості робочих жил від 2 до 7 - одна резервна жила;
* за кількості робочих жил від 8 до 26 - дві резервні жили;
* за кількості робочих жил понад 27 - три резервні жили;

1. кількість резервних жил для кабелів з алюмінієвими жилами має ста­новити:

* за кількості робочих жил від 4 до 10 - одна резервна жила;
* за кількості робочих жил від 14 до 37 - дві резервні жили;

1. кількість резервних жил для кабелів з алюмомідними жилами має ста­новити:

* за кількості робочих жил від 4 до 10 - одна резервна жила;
* за кількості робочих жил від 14 до 37 - дві резервні жили;
* за кількості робочих жил понад 37 - гри резервні жили.

Резервні жили мають бути заізольованими, мати маркування «Резерв» та назву кабелю.

Кабелі треба приєднувати до збірок затискачів.

Кабелі вторинних кіл приєднань 0,4-35 кВ треба приєднувати через збірки затискачів, які містять гвинтові або пружинні клеми.

Кабелі вторинних кіл приєднань 110-750 кВ треба приєднувати через збірки затискачів, які містять лише гвинтові клеми.

Виконання затискачів має відповідати матеріалу і перерізу жил кабелів.

Кількість затискачів має бути такою, щоб кожна жила всіх кабелів з будь- якого матеріалу приєднувалась до індивідуальної клеми, а також мався деякий експлуатаційний та модернізаційний запас вільних клем. Щільність збірки затискачів та їх конструкція мають забезпечувати вільне читання маркуваль­них написів на провідниках, тобто без їхнього відгинання.

Приєднувати дві мідні жили кабелю під один гвинт не рекомендовано, а приєднувати дві алюмінієві жили заборонено.

У місцях приєднання дроти та жили кабелів не мають піддаватися меха­нічному тяжінню.

До виводів трансформаторів струму, трансформаторів напруги, комбіно­ваних трансформаторів або окремих апаратів кабелі дозволено приєднувати безпосередньо.

Виконання затискачів та їх збірок має задовольняти такі вимоги:

* затискаючий вузол клеми має відповідати матеріалу провідника;
* конструкція затискача має містити мінімальну кількість відкритих стру- моведучих частин, а конструкція ряду затискачів - унеможливлювати випадкове об’єднання двох поряд розташованих клем через лопатку викрутки. Якщо гаку можливість не виключено, треба застосовувати ізоляційні перегородки або пусті затискачі;
* затискні гвинти повинні мати метричну різьбу стандартного кроку, не меншу ніж МЗ;
* товщина одного затискача (з ізоляцією) має бути не менше ніж 8 мм;
* вимірювальні затискачі не повинні містити пружинних елементів, які при­значено для відведення контактного містка. Місце розриву кола повинне мати можливість візуального контролю та сигнальні елементи, які привертають увагу до положення контактного містка. Потрібно передбачати оперування контактним містком за допомогою викрутки, видалення або фіксацію містка за розімкненого стану клеми.

1. Дозволено з’єднувати контрольні кабелі з метою збільшення їх довжини, якщо довжина траси перевищує будівельну довжину кабелю. Кабелі, які мають металеву оболонку, треба з’єднувати з установленням герметичних муфт.

Кабелі з неметалевою оболонкою або з алюмінієвими жилами треба з’єд­нувати на проміжних рядах затискачів або за допомогою спеціальних муфт, призначених для даної марки кабелів.

Місця з’єднань і відгалужень проводів і кабелів (крім прихованого про­кладання) мають бути доступними для огляду і ремонту. Ізоляція з’єднань і відгалужень має бути рівноцінною ізоляції жил проводів та кабелів, які з’єд­нуються. У місцях з’єднання та відгалужень провідники і кабелі не повинні зазнавати механічних зусиль.

1. Кабелі вторинних кіл, жили кабелів і проводи, які приєднують до збірок затискачів або апаратів, повинні мати маркування відповідно до ГОСТ 2.709 (див. також 3.4.46).
2. У разі прокладання проводів і кабелів по гарячих поверхнях або в місцях, де ізоляція може піддаватися дії масел та інших агресивних середовищ, треба застосовувати спеціальні проводи і кабелі (див. главу 2.1 цих Правил).

Проводи і жили кабелю, які мають несвітлостійку ізоляцію, має бути захи­щено від дії сонячного випромінювання.

1. Кабелі вторинних кіл трансформаторів напруги 110 кВ і вище, які прокладають від трансформатора напруги до щита, повинні мати металеву оболонку (броню) або екран, заземлені з обох кінців.

Кабелі, які не мають металевої оболонки (броні) або екрани, допускається застосовувати у вторинних колах трансформаторів напруги, якщо виклю­чена можливість неправильної дії релейного захисту під впливом поздовж­ніх е.р.с.

Кабелі в колах основних і додаткових обмоток одного трансформатора напруги 110 кВ і вище по всій довжині траси треба прокладати поряд.

У колах приладів і пристроїв, чутливих до електромагнітних завад, треба застосовувати екрановані проводи, а також контрольні кабелі із загальним екраном або кабелі з екранованими жилами.

1. Проводи та апаратуру, які застосовують у вторинних колах, треба розраховувати на напругу відповідно до робочої напруги джерела живлення (або розділового трансформатора), яке живить ці кола.

Опір ізоляції електрично пов’язаних вторинних кіл з робочою напругою, вищою ніж 60 В, відносно землі та між електрично не пов’язаними вторинними колами різного призначення має бути в межах кожного приєднання не нижче ніж 1 МОм.

Опір ізоляції вторинних кіл з робочою напругою, не вищою ніж 60 В, крім кіл напругою 24 В та нижче, має бути не нижче ніж 0,5 МОм.

Опір ізоляції вторинних кіл напругою 24 В і нижче та пристроїв на мікро- електронній та мікропроцесорній базі регламентують і вимірюють відповідно до рекомендацій заводу-виробника.

1. Контроль ізоляції кіл оперативного постійного і змінного струмів треба передбачати на кожному незалежному джерелі (включаючи розділовий трансформатор), яке не має заземлення.

Безперервному контролю ізоляції підлягають усі кола мережі постійного струму, у тому числі і ті, які відокремлено від полюсів опором приймачів, значення яких перевищує поріг спрацьовування пристрою контролю ізоляції.

Пристрій контролю ізоляції має забезпечувати подавання сигналу в разі несиметрії напруг полюсів та в разі зменшення опору ізоляції нижче вста­новленого значення, а для постійного струму - також вимірювання значення опору ізоляції полюсів.

1. Мережа оперативного постійного струму повинна мати систему пошуку «землі», яка складається з двох основних частин:

* стаціонарної - для автоматичного виявлення секції шин, на приєднаннях якої виникло зниження ізоляції відносно землі;
* переносної - у вигляді спеціалізованого приладу для ручного пошуку міс­цезнаходження дефекту ізоляції.

Пристрої пошуку « землі» мають зберігати працездатність за будь-якої зміни комутаційної схеми мережі оперативного постійного струму.

Пристрої контролю ізоляції мають коректно визначати симетричне зни­ження опору ізоляції полюсів оперативного постійного струму.

Пристрої контролю ізоляції мають забезпечувати передавання інформації про напругу та опір ізоляції полюсів в АСУТП, пристрої реєстрації та звукової сигналізації.

Напругу оперативного постійного струму як між полюсами, так і між кожним полюсом і землею, треба реєструвати за допомогою автоматичних реєструвальих пристроїв.

Спосіб приєднання кабелів розподільної мережі до затискачів щита постій­ного струму має забезпечувати можливість застосування струмових кліщів під час пошуку «землі».

Пристрої контролю ізоляції та пошуку «землі» не повинні вносити в розпо­дільну мережу оперативного постійного струму сигналів, здатних викликати хибні спрацьовування пристроїв РЗА.

Контроль ізоляції допускається не виконувати за нерозгалуженої мережі оперативного струму.

Схеми підключення вторинних кіл до дискретних входів мікропроцесорних пристроїв релейного захисту мають забезпечувати роботу пристроїв контролю ізоляції мережі постійного оперативного струму в разі замикання на землю в цих колах.

1. Живлення оперативним струмом вторинних кіл кожного приєднання треба виконувати через окремі автоматичні вимикачі.

Захисні апарати мають захищати вторинні кола від струмів короткого замикання (КЗ), перевантаження і бути чутливими до дугових КЗ.

Захисні апарати мають забезпечувати вимикання КЗ у будь-якій точці мережі оперативного струму, які супроводжуються зниженням напруги на збірках постійного оперативного струму глибиною, більшою ніж 80 %, з ча­сом, який не перевищує 40 мс.

Струмо-часові характеристики захисних апаратів мають забезпечувати селективне вимикання в усьому діапазоні можливих значень надструмів.

Дальнє резервування автоматичних вимикачів вторинних кіл приєднань має забезпечуватися дією запобіжників або автоматичних вимикачів, уста­новлюваних перед автоматичними вимикачами на верхньому рівні мережі живлення.

Запобіжники повинні мати датчики стану, а сигнали від них мають відобра­жатися в місцевій індикації та передаватися до системи збирання інформації та АСУТІЇ (за їх наявності).

1. Живлення оперативним струмом кіл релейного захисту, автоматики і керування вимикачами кожного приєднання слід передбачати через окремі захисні автоматичні вимикачі, не пов’язані з іншими колами.

Мережа оперативного постійного струму має забезпечувати робоче та резервне живлення таких основних електроприймачів:

* пристроїв РЗА;
* пристроїв керування та приводів високовольтних вимикачів;
* пристроїв сигналізації;
* пристроїв протиаварійної автоматики;
* пристроїв зв’язку, які забезпечують передавання сигналів РЗА;
* аварійного освітлення;
* приводів автоматичних ввідних і секційних вимикачів щитів власних потреб.

1. Збірки (секції) живлення пристроїв РЗА повинні мати окремі уводи від акумуляторної батареї, незалежні від кіл живлення інших електроприй­мачів.

Використовувати спільні захисні комутаційні апарати для кіл живлення пристроїв РЗА і кіл живлення приводів вмикання/ вимикання високовольтних вимикачів та інших силових електроприймачів заборонено.

Для приєднань напругою 110 кВ і виїде, а також для генераторів (блоків) потужністю 60 МВт і більше має бути передбачено роздільне живлення опера­тивним струмом із окремими автоматичними вимикачами або запобіжниками (від різних акумуляторних батарей, через різні секції щитів постійного струму, різні шафи розподілу оперативного струму) основних і резервних захистів.

Для підвищення надійності живлення оперативним струмом пристроїв РЗА сторін ВН та НН трансформаторних підстанцій треба виконувати роздільним.

Схема організації кіл оперативного струму має забезпечувати можливість переведення пристроїв РЗА з основного джерела живлення оперативним стру­мом на резервне без перерви живлення пристроїв РЗА.

Для пристроїв РЗА має бути виділено окремі секції шин або збірки на щитах постійного струму та окремі шафи розподілу оперативного струму.

Кола взаємного резервування між збірками щитів постійного струму і шафами розподілу оперативного струму повинні мати два комутаційних та захисних апарати, розміщені в різних шафах.

1. Пристрої РЗА і керування мають підлягати контролю стану кіл живлення оперативним струмом, який діє постійно. Контроль можна здійсню­вати за допомогою окремих реле, блок-контактів автоматичних вимикачів кіл живлення, світлових індикаторів або апаратів, які передбачають для контролю справності кола для наступної операції комутаційних апаратів з дистанційним керуванням.

Контроль справності кіл для подальшої операції як увімкнення, так і ви­мкнення, треба здійснювати на всіх вимикачах 110 -750 кВ. На вимикачах 6­35 кВ контроль справності кола вимкнення треба здійснювати у всіх випадках, а контроль справності кола увімкнення — на вимикачах відповідальних елемен-

тів, які вмикаються під дією пристроїв автоматичного введення резерву (АВР) або телекерування та на короткозамикачах.

Схемне виконання кіл приводів вимикачів на етапі їх виготовлення має забезпечувати можливість контролю справності кіл вимкнення та увімкнення.

1. В електроустановках, як правило, має бути забезпечено автоматичне подавання сигналу про порушення нормального режиму роботи і про виник­нення будь-яких несправностей. Перевірку справності цієї сигналізації має бути передбачено періодичним її випробуванням.

В електроустановках, які працюють без постійного чергування персоналу, має забезпечуватися подавання сигналу до пункту перебування персоналу.

Схему сигналізації спрацьовування захистів треба виконувати таким чином, щоб оперативний персонал до розшифрування протоколів засобів реє­страції чітко міг визначити, які захисти спрацювали першими (технологічні чи пристрої релейного захисту і протиаварійної автоматики) та в якій послі­довності.

1. Кола оперативного струму, в яких можлива помилкова робота різних пристроїв від імпульсних перенапруг, зумовлених роботою блискавкозахисту, комутаційних апаратів або короткими замиканнями у високовольтних розпо­дільних пристроях, повинні мати пристрої захисту від перенапруг.

У щитах постійного струму для захисту від перенапруг застосовують, як правило, кремнієві діоди, які підключають через запобіжники між кожним із полюсів та землею. Номінальний струм діодів має бути не менше ніж 160 А. Значення струму витоку діодів протягом терміну експлуатації не має переви­щувати допустимих значень, обумовлених нормованими значеннями опорів полюсів мережі постійного струму відносно землі (див. 3.4.17).

1. Заземлення у вторинних колах трансформаторів струму треба перед­бачати в одній точці на найближчій від трансформаторів струму збірці затис­качів або на затискачах трансформаторів струму.

Для захистів, які об’єднують декілька комплектів трансформаторів струму, заземлення треба передбачати в одній точці; у цьому разі допускається зазем­лення через пробивний запобіжник з пробивною напругою, не вищою ніж 1 кВ, і з шунтувальним опором 100 Ом для стікання статичного заряду.

Вторинні обмотки проміжних розділових трансформаторів струму допус­кається не заземлювати.

1. Вторинні обмотки трансформатора напруги треба заземлювати з’єднанням нейтральної точки або одного з кінців обмотки із заземлювальним пристроєм.

Заземлення вторинних обмоток трансформатора напруги має бути викона­ним, як правило, на найближчій від трансформатора напруги збірці затискачів або на затискачах трансформатора напруги.

Допускається об’єднувати вторинні заземлювані кола декількох трансфор­маторів напруги одного розподільного пристрою загальною заземлювальною шинкою. Якщо згадані шинки належать до різних розподільних пристроїв і їх розташовано в різних приміщеннях (наприклад, релейні щити розподільних пристроїв різної напруги), то ці шинки, як правило, не треба з’єднувати між собою.

Для трансформаторів напруги, які використовують як джерела оператив­ного змінного струму, якщо не передбачається робоче заземлення одного з полюсів мережі оперативного струму, захисне заземлення вторинних обмоток, трансформаторів напруги треба виконувати через пробивний запобіжник.

1. Трансформатори напруги мають бути захищені від КЗ у вторинних колах автоматичними вимикачами. Автоматичні вимикачі треба встановлю­вати у всіх незаземлених провідниках після збірки затискачів, за винятком кола нульової послідовності (розімкненого трикутника) трансформаторів напруги в мережах з великими струмами замикання на землю.

Для нерозгалужених кіл напруги автоматичні вимикачі допускається не встановлювати.

У вторинних колах трансформатора напруги має бути забезпечено мож­ливість створення видимого розриву (рубильники, роз’ємні з’єднувачі тощо).

Установлювати пристрої, якими може бути викликано розрив провідників між трансформатором напруги і місцем заземлення його вторинних кіл, заборонено.

1. На трансформаторах напруги, установлених у мережах з малими струмами замикання на землю без компенсації ємнісних струмів (наприклад, на генераторній напрузі блока генератор-трансформатор, на напрузі власних потреб електростанцій та підстанцій), за необхідності треба передбачати захист від перенапруги в разі самовільних зміщень нейтралі та в разі виникнення ферорезонансу.

Для запобігання зсуву нейтралі необхідно в колі додаткової обмотки «розі- мкнений трикутник» трансформатора напруги встановлювати резистор 25 Ом, розрахований на тривале проходження струму 4 А.

Не дозволено встановлювати резистор у колі додаткової обмотки трансфор­маторів напруги типів НАМИ та ЗИМИ.

1. У вторинних колах трансформаторів напруги 110 кВ і вище має бути передбачено резервування від іншого трансформатора напруги з ручним пере­веденням кіл на інший трансформатор напруги.

У разі перефіксації приєднань роз’єднувачами на іншу систему шин має забезпечуватися автоматичне перемикання живлення кіл напруги пристроїв РЗА на трансформатор напруги цієї системи шин.

1. Трансформатори напруги мають підлягати контролю справності кіл напруги.

Релейний захист, кола якого живляться від трансформаторів напруги, має бути обладнано пристроями, які:

* автоматично виводять захист із дії в разі вимкнення автоматичних вимикачів, перегорання запобіжників та інших порушень кіл напруги (якщо ці порушення можуть призвести до помилкового спрацьовування захисту в нормальному режимі) та сигналізують про порушення цих кіл;
* сигналізують про порушення кіл напруги, якщо ці порушення не призводять до помилкового спрацьовування захисту в умовах нормального режиму, але можуть призвести до зайвого спрацьовування в інших умовах (наприклад, у разі КЗ поза захищуваною зоною).

Незалежно від наявності або відсутності в колах захисту зазначених при­строїв має бути передбачено подавання сигналу:

* у разі вимкнення автоматичних вимикачів - за допомогою їх допоміжних контактів;
* у разі порушення роботи реле-повторювачів шинних роз’єднувачів - за допо­могою пристроїв контролю обриву кіл керування і реле-повторювачів;
* для трансформаторів напруги, у колі обмоток вищої напруги яких установ­лено запобіжники, у разі порушення цілості запобіжників - за допомогою пристроїв контролю справності кіл напруги.

1. Для контролю увімкненого стану автоматичних вимикачів, уста­новлених у колах вторинних обмоток трансформатора напруги, який вико­ристовується в схемах релейного захисту, АПВ, протиаварійної автоматики та телекерування, треба застосовувати швидкодійні реле-повторювачі. Реле- повторювачі повинні мати окреме живлення і підключатися через окремі авто­матичні вимикачі з обов’язковим контролем обриву кіл живлення.

У разі порушення роботи реле-повторювачів має бути передбачено сигнали від пристрою контролю обриву кіл керування, допоміжних контактів авто­матичного вимикача живлення кіл керування та самих реле-повторювачів.

1. У місцях, які піддаються струсам і вібраціям, має бути вжито заходів проти порушення контактних з’єднань проводів, помилкового спрацьовування реле, а також проти передчасного зношування апаратів і приладів.

## ПАНЕЛІ І ШАФИ КЕРУВАННЯ, ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ

1. Монтаж кіл постійного і змінного струму в межах щитових при­строїв (панелі, пульти, шафи, ящики тощо), а також внутрішніх схем з’єднань приводів вимикачів, роз’єднувачів та інших пристроїв за умовами механічної міцності має бути виконано проводами або кабелями з мідними жилами пере­різом, який відповідає вимогам 2.1.14 цих Правил.

Механічні навантаження на місця приєднання до збірок затискачів і паяння проводів не допускаються.

Для переходів дверцята пристроїв має бути обладнано мідними багато­дротовими проводами перерізом, не меншим ніж 0,5 мм2; допускається також застосовувати проводи з мідними однодротовими жилами перерізом, не меншим ніж 1,5 ми8, за умови, що джгут проводів працює лише на кручення.

Перерізи проводів щитових пристроїв та інших виробів заводського виго­товлення визначають за вимогами їх захисту від КЗ без витримки часу та допус­тимими струмовими навантаженнями згідно з главами 1.3 і 2.1 цих Правил, а для кіл, які йдуть від трансформаторів струму, крім того, і термічною стійкістю відповідно до вимог глави 1.4 цих Правил.

Застосовувати проводи і кабелі з алюмінієвими жилами для внутрішнього монтажу щитових пристроїв заборонено.

1. Панелі (шафи) повинні мати написи з обслуговуваних боків, які вка­зують приєднання, до яких належить панель, її призначення, порядковий номер панелі (шафи) в щиті, а встановлена на панелях, у шафах апаратура повин­на мати написи або маркування згідно зі схемами з лицьового та зворотнього боків.
2. З’єднання апаратів між собою в межах однієї панелі треба вико­нувати, як правило, безпосередньо без виведення з’єднувальних проводів на проміжні затискачі.

На затискачі або випробувальні блоки має бути виведено кола, в які потрібно вмикати випробувальні та перевірні апарати і прилади.

Не рекомендовано передбачати на рядах затискачів перемикання кіл, яке потрібне для зміни режиму роботи пристрою. Це треба виконувати згідно з

1. та 3.4.39 оперативно окремими апаратами.
2. Затискачі потрібно встановлювати лише там, де:

* провід переходить у кабель;
* об’ єднуються однойменні кола (збірка затискачів кіл вимкнення, кіл напруги тощо);
* потрібно вмикати переносні випробувальні та вимірювальні апарати, якщо немає випробувальних блоків або аналогічних пристроїв;
* декілька кабелів переходить у один кабель або перерозподіляються кола різних кабелів (див. також 3.4.13).

1. Затискачі, які належать до різних приєднань або пристроїв, має бути виділено в окремі збірки затискачів.

На рядах затискачів не можна розташовувати безпосередньо близько один від одного затискачі, випадкове з’єднання яких може викликати дію на керу­вання первинним обладнанням, дію на інші пристрої РЗА, що в свою чергу викликає дію на первинне обладнання або КЗ в колах оперативного струму чи в колах збудження (див. також вимогу 3.4.42).

У шафах РЗА і ПА приєднань 110 кВ і вище розводка кіл «+» та «~» власного оперативного струму має бути кільцевою (починатися від першого затискача еквіпотенціальної збірки і повертатися на останній, обходячи усі апарати на панелі).

У разі розміщення на панелі (у шафі) апаратури, яка належить до різних видів захистів або інших пристроїв одного приєднання, подавання живлення від полюсів оперативного струму через збірки затискачів, а також розведення цих кіл по панелі має бути виконано незалежно для кожного виду захистів або пристроїв.

Кожен пристрій РЗА і ПА повинен мати перемикальний пристрій, який комутує кола дії на первинне обладнання або на інші пристрої, які у свою чергу здатні діяти на первинне обладнання. Ці пристрої повинні бути розташовані на лицьовому боці панелі (шафи), створювати видимий розрив кіл, мати контроль положення пристрою і конструкцію, яка дає змогу оперативному персоналу за допомогою спеціальних індикаторів виконувати вимірювання потенціалів на його контактах перед їх замиканням.

Якщо в колах вимкнення від окремих комплектів захистів не передбачено накладок або випробовувальних блоків, то приєднання цих кіл до вихідного реле захисту або кіл вимкнення вимикача треба виконувати через окремі затискачі з розмикачами збірки затискачів; при цьому з’єднання по панелі зазначених кіл треба виконувати незалежно для кожного виду захистів.

1. Для проведення експлуатаційних перевірок і випробувань у колах РЗА треба передбачати випробувальні блоки або затискачі з розмикачами, які

забезпечують можливістю попереднього закорочування струмових кіл приєд­нання випробувальних апаратів для перевірки і налагодження пристроїв без від’єднання проводів і кабелів, вимкнення від джерела оперативного струму, трансформаторів напруги і трансформаторів струму.

Пристрої РЗА, які періодично виводять з роботи за вимогами режиму мережі, умовами селективності та з інших причин, повинні мати спеціальні перемикальні пристрої для виведення їх з роботи оперативним персоналом.

1. Збірки затискачів, допоміжні контакти вимикачів і роз’єднувачів і апарати треба встановлювати, а заземлювальні провідники вмонтовувати та­ким чином, щоб було забезпечено доступність і безпеку обслуговування збірок і апаратів вторинних кіл без зняття напруги з первинних кіл напругою, ви­щою ніж 1 кВ.
2. Для прокладання проводів і жил кабелів усередині шаф керування, захисту і автоматики потрібно застосовувати кабельні короби (лотки, драбини тощо). Виконання монтажу у вигляді джгутів не рекомендовано, за винятком ділянок, які прямують до окремого апарата.

Для виконання внутрішнього монтажу панелей (шаф) у коробах треба застосовувати одножильний дріт перерізом, не меншим за 1,5 ми2, або гнучкий багатожильний дріт перерізом, не меншим за 1,0 мма, для оперативних кіл і 2,5 мм2 та 1,5 мм2 відповідно для кіл змінного струму і напруги. Затискати необроблені кінці гнучких дротів дозволено лише в затискні вузли клем та апаратів пуансонного типу.

Оброблення кінців багатожильних дротів має бути виконано гільзовими або кільцевими наконечниками такого типорозміру, який відповідає затискачам апарата. Дозволено виконувати лудіння кінців для нридання їм штирьового або кільцевого вигляду.

Кріпити провідники (джгути) безпосередньо до металевих елементів кон­струкції шафи без застосування додаткової ізоляції в місці кріплення забо­ронено.

Кола вимірювальних трансформаторів потрібно прокладати окремо від решти вторинних кіл.

У нижній зоні панелі (шафи) на рівні близько 250 мм від підлоги потрібно передбачати вільну зону для підведення кабелів.

Проходи кабелів усередині панелей (шаф) потрібно виконувати за допомогою ущільнювальних пристроїв, виконаних з негорючого матеріалу, які запобігають потраплянню всередину пилу, вологи, гризунів, сторонніх предметів тощо.

Конструкція шаф має забезпечувати відведення тепла, яке утворюється всередині, без застосування примусової вентиляції шафи. Тепловий розрахунок шафи має передбачати можливість тривалої роботи шафи в умовах непрацездат­ного стану системи кондиціювання приміщення, де вона буде експлуатуватися. Шафи повинні мати суцільні бічні панелі з металу, навіть якщо їх установлюють в один ряд, та ущільнення в місцях заведення кабелів (як знизу, так і в разі застосування стельових кабельних конструкцій).

Для шаф, усередині яких монтують МП РЗА, необхідно передбачати вен­тиляційні отвори у верхній та нижній частинах задніх дверей.

1. Ряди затискачів треба встановлювати таким чином, щоб була вільною зона, достатня для прокладання та кріплення кабелів.

Ряди затискачів формують з набірних затискачів на струми від 16 до 40 А для иід’єднання жил контрольних кабелів і внутрішніх проводів. Конструкція затискача (клеми) має забезпечувати можливість зняття і заміни без розбирання ряду затискачів та унеможливлювати випадкове замикання поряд розміщених клем або дотик до клем, які перебувають нід напругою.

Під кожен гвинт затискача з боку панелі чи з боку кабелю можна приєдну­вати лише один дріт.

До одного затискача в разі застосування двоярусних затискачів можна, приєднувати не більше двох провідників (жил) одного перерізу з кожного баку клемного затискача (див, також 3.4.12).

1. У шафах РЗА треба застосовувати затискачі з розмикачами, пружинні і гвинтові з’єднувальні та/або вимірювальні (випробувальні) затискачі.

На панелях (шафах) РЗА приєднань 0,4-35 кБ треба застосовувати затис­качі, які виконують функції прохідних і вимірювальних клем. У технічно обґрунтованих випадках для зазначених приєднань дозволено застосовувати затискачі з розмикачами.

На панелях (шафах) РЗА приєднань 110 -750 кВ треба застосовувати лише прохідні і вимірювальні затискачі.

Затискачі з розмикачами використовують, як правило, для приєднання провідників у випадках, коли застосування вимірювальних блоків утруднене з огляду на їх значну кількість (кола сигналізації, вихідні кола релейного захисту, кола телесигналізації і телевимірювань).

З’єднувальні (місткові) затискачі застосовують для з’єднання:

* жил зовнішнього кабелю і внутрішнього провідника, який іде до апарата;
* жил контрольних кабелів (транзитних кіл);
* апаратів, установлених у шафі (на різних поверхнях шафи, або які відно­сяться до різних функціональних груп, або монтажних одиниць (МО).

За необхідності створення еквіпотенціального вузла затискачі об’єднують за допомогою контактного містка.

Вимірювальні (випробувальні) затискачі застосовують для:

* струмових кіл;
* забезпечення зручності експлуатації (у колах напруги, оперативного струму і увімкнення і вимкнення, які йдуть безпосередньо до приводу вимикача);
* вихідних кіл релейного захисту, якщо в них не передбачено пристроїв пере­микання (перемикачі, накладки, блоки тощо);
* кіл телесигналізації, які йдуть безпосередньо до панелі телесигналізації, і кіл телевимірювання;
* кіл реєстрації, сигналізації, збору інформації.

Для візуального поділу кіл або для електричного розділення сусідніх затис­качів застосовують розділювальні пластини.

Ряди затискачів на панелях (шафах) має бути розташовано таким чином, щоб було забезпечено можливість читання маркування дротів з обох боків клем та контролю положення контактних містків та перемичок. Розташування апа­ратів та кабелів не має затуляти клеми або унеможливлювати роботи на них.

1. У ряді затискачів потрібно передбачати маркувальні колодки для нанесення номера МО і її буквеного коду, найменування МО або функціональ­ного призначення кіл. Напис на маркувальній колодці виконують не більше ніж у два рядки, кількість знаків у кожному рядку має бути не більше дванадцяти. Кожен напис займає одну цілу колодку. Колодки обов’язково треба передбачати на початку ряду; їх також можна встановлювати в будь-якому місці всередині ряду, якщо це потрібно для розрізнювання призначення кіл.

На початку і наприкінці клемного ряду монтують кінцеві фіксатори.

1. Ряди затискачів формують вертикально і розташовують на лівій і правій бічних стінках шафи за видом з боку монтажу. За проектного обґрун­тування допускається горизонтальне розташування затискачів.

Максимальну кількість затискачів у одному вертикальному ряду визнача­ють за корисною висотою шафи і типом застосованого затискача. Межі корисної висоти в разі вертикального розташування затискачів, як правило, мають бути: верхня - не вищою ніж 2100 мм; нижня - не нижчою ніж 300 мм від рівня під­логи. Кількість затискачів у ряду визначають за їх шириною.

У разі розміщення в шафі двох МО з однаковим функціональним призначен­ням відносно вертикальної осі шафи ряди затискачів цих МО треба розміщувати на різних бічних стінках. Якщо під час розміщування ряду затискачів однієї з МО на бічній стінці шафи максимально можлива кількість затискачів вияви­лася недостатньою, то можна продовжити розміщення цього ряду на іншій, У цьому разі на початку ряду затискачів на іншій бічній стінці обов’язково встановлюють маркувальну колодку.

Кола керування вимикачами через основні і дублюючі електромагніти треба розташовувати на різних бічних стінках.

Затискачі всередині ряду треба розташовувати з урахуванням розміщення апаратів, тобто з верхньої частини ряду затискачів проводи треба прокладати до верхніх апаратів, а з нижньої - до нижніх апаратів.

У межах однієї шафи (за винятком шаф з однаковими МО) нумерацію вико­нують наскрізною, починаючи з одиниці, рахуючи зверху вниз. Відлік клем починають з лівої бічної стінки.

Допускається окремо нумерувати затискачі для кожної МО шафи (якщо МО однакові).

1. На кінцях провідників, які приєднують до апаратів або затискачів, розміщують маркування ХХ/ХХХ-ХХХХ, яке означає:

* XX - позначення елемента, від якого відходить провід;
* XXX - позначення елемента, до якого приходить провід;
* ХХХХ - маркування затискача, до якого приєднують провід, або позначення проводу.

Маркування наносять на маркувальні бирки з ізоляційного матеріалу.

Кола з однаковими марками з’єднують між собою в шафі і виводять на ряд затискачів, якщо це потрібно, від апарата, найближчого до ряду затискачів.

1. У шафах, де розташовано декілька окремих захистів, живлення яких здійснюється від загального джерела оперативного постійного струму, під’єднувати кожний захист до джерела треба окремо через ряд затискачів.
2. Кола в сусідніх рядах затискачів, перемикання яких може призвести до вимикання основного обладнання або короткого замикання, мають бути розділеними. Для унеможливленая помилкових операцій у разі випадкового перемикання сусідні клеми необхідно розділяти вільними затискачами, пере­городками або проміжними колами. До таких проміжних кіл відносяться:

~ кола «+» оперативних кіл і кола вмикання або вимикання;

* кола «+» і «-» оперативного струму;
* кола різного функціонального призначення (струмові, напруги, оперативні, сигналізації).

1. За можливості треба додержуватися такої послідовності розміщення кіл у рядах затискачів:

* струмові кола (фази А, В, С, ї>0 в межах кожної групи трансформаторів струму;
* транзитні струмові кола;
* кола напруги (фази А, В, С, N. Н, 17, К, Р) в межах кожного трансформатора напруги;
* кола оперативного струму: .\*+\*, проміжні кола «+\*, кола вмикання, кола вимикання, проміжні кола «-»;
* вихідні контакти
* кола сигналізації: \*+\*, кола реєстрації, допоміжні шинки, проміжні кола сигналізації, «-»;
* кола телемеханіки.

Передбачати транзитні оперативні кола через панель (шафу) заборонено.

## ЗАХИСТ ВТОРИННИХ КІЛ ВІД ЗАВАД

1. Розподільні та групові лінії, що використовуються для живлення мікропроцесорних пристроїв РЗА, установлених у розподільних пристроях (ЗРУ, ВРУ, КРУЕ, КРУ), треба виконувати екранованими кабелями.

Застосування неекранованих кабелів має бути обґрунтовано розрахунками.

1. Живлення пристроїв РЗА на електромеханічній базі та на мікро- електронній базі необхідно виконувати від різних фідерів мережі живлення.

Не рекомендовано підключати до однієї панелі (збірки) щита постійного струму кола живлення пристроїв, чутливих до перенапруг і високочастотних завад (мікропроцесорні пристрої РЗА, пристрої зв’язку тощо), та кола, які вихо­дять за межі приміщення (кола приводів вмикання/вимикання високовольтних вимикачів).

У пристроях РЗА для захисту від імпульсних завад необхідно використо­вувати захисні засоби (ДС-кола, діоди, варистори тощо). Застосування зазна­чених засобів не має впливати на корисний сигнал і знижувати надійність робо­ти РЗА.

1. Кола живлення змінним струмом пристроїв, чутливих до електро­магнітних завад (РЗА, АСУ ТП, телемеханіки, системи зв’язку тощо), треба виконувати окремими розподільними лініями (фідерами).

Для живлення пристроїв РЗА, АСУТП, телемеханіки та інших відповідаль­них споживачів необхідно використовувати джерела безперебійного живлення

з подвійним перетворенням і фільтрами для притлумлення високочастотних та імпульсних завад.

1. У разі прокладання кабелів вторинних кіл з метою зниження рівня дії електромагнітних, радіочастотних, магнітних завад на цифрові пристрої РЗА і АСУТП необхідно виконувати такі вимоги:
2. силові кабелі і кабелі вторинних кіл потрібно, за можливості, прокладати по різних трасах;
3. у разі прокладання їх по одній трасі відстань між ними має бути не мен­ше ніж:

* 0,45 м - для кабелів з колами напругою до 220 В;
* 0,6 м - для кабелів з колами напругою до 380 В;
* 1,2 м - для кабелів напругою до 6-10 кВ.

Застосовувати для внутрішнього освітлення панелей (шаф), які містять мікро- електронні або мікропроцесорні пристрої, люмінесцентні лампи (незалежно від типу пускорегулювальної апаратури) заборонено.

1. Вибір траси для прокладання кабелів вторинних кіл потрібно викону­вати згідно з вимогами глави 4.2 цих Правил таким чином, щоб розрахунковий рівень завад мав найменше значення. З цією метою траси кабелів вторинних кіл треба розташовувати в безпосередній близькості від горизонтальних зазем­лювачів на можливо максимальній довжині.

За необхідності вздовж кабельних трас прокладають додаткові горизон­тальні заземлювачі.

1. Траси кабелів вторинних кіл треба прокладати на відстані, не меншій ніж 10 м від основ (фундаментів,опор) з вентильними розрядниками, ОГІН і блискавковідводами.

Допускається зменшувати зазначену відстань до 5 м, при цьому між фун­даментами і кабелями необхідно прокладати додатковий поздовжній зазем­лювач довжиною, не меншою ніж 15 м, на відстані 0,5 м від кабельної траси. Зазначений поздовжній заземлювач треба розташовувати симетрично відносно фундаменту і з’єднувати із заземлювальним пристроєм по кінцях та в місці перетину з іншими горизонтальними заземлювачами.

1. Металеву оболонку (броню) кабелю вторинних кіл треба заземлювати з обох кінців кабелю. При цьому приєднання металевої оболонки (броні) до заземлювального пристрою треба виконувати в місці введення кабелю в при­міщення РІЦ, а також у місцях кінцевих розробок кабелів.

Екрани з фольги заземлюють лише в місцях кінцевих розробок кабелю з обох сторін відповідно до ДСТУ ІЕС/ TR 61000-5-2. Заземлення екранів виконують шляхом приєднання до заземлювальної поверхні затискача, яким охоплюється та стискається екрануюча фольга, загорнена на оболонку кабелю.

Заземлення екрана кабелю повинно мати достатню механічну міцність, що дозволяє під час експлуатації неодноразово від’єднувати і приєднувати екрануючий провідник. Приєднання заземлень екранів кабелів до контуру заземлення має бути гвинтовим. Заземлювальні провідники мають бути мар­кованими відповідно до назв кабелів.

Резервні жили контрольних кабелів, які виходять з приміщення, треба заземлювати.

1. У разі прокладання кабелів вторинних кіл в металевих коробах (лотках, кабельних драбинах) останні заземлюють по кінцях та в проміжних точках з кроком 5-10 м.
2. Для зв’язку технічних засобів АСУ ТП, які знаходяться в різних приміщеннях або кабельні траси яких проходять через РУ, як правило, необ­хідно застосовувати оптоволоконні кабелі. При цьому кабелі треба вибирати відповідно до умов прокладання (внутрішнє, зовнішнє).

Під час вибору оптоволоконних кабелів для внутрішнього прокладання необхідно передбачати їх захист від пошкоджень гризунами.

1. Для всіх шаф вторинних кіл зовнішнього встановлення необхідно передбачати антиконденсатне обігрівання.

У шафах, панелях, у приміщеннях релейних щитів або інших місцях, де є можливість пошкодження вторинних кіл гризунами, треба вживати додаткових заходів щодо запобігання їх появі або їх знищення.

1. Тут і далі під терміном «трансформатори» розуміють і автотрансформатори (відповідних на пруг і потужностей), якщо в тексті немає спеціального застереження. [↑](#footnote-ref-1)