

МІНЕНЕРГОВУГІЛЛЯ УКРАЇНИ

**ПРАВИЛА УЛАШТУВАННЯ
ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК**

**РОЗДІЛ 3
ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА**

Глава 3.3 Автоматика та телемеханіка

Видання офіційне

Київ 2015

ПЕРЕДМОВА

- 1. ЗАМОВЛЕНО:** Міністерство енергетики та вугільної промисловості України
- 2. РОЗРОБЛЕНО:** Відокремлений підрозділ «Науково-технічний центр електроенергетики» державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго»
- 3. РОЗРОБНИКИ:** А. Квицинський (керівник розробки), Г. Кот, І. Майстренко, В. Молчанов, І. Петренко, М. Поночевний, В. Редін (відповідальний виконавець), В. Сантоцький, В. Стафійчук
- 4. ВНЕСЕНО:** Відділ нормативно-технологічного забезпечення роботи електричних мереж та станцій Департаменту електроенергетичного комплексу Міненерговугілля України, К. Новиков
- 5. УЗГОДЖЕНО:** Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України

- 6. ЗАТВЕРДЖЕНО
ТА НАДАНО
ЧИННОСТІ:** Наказ Міністерства енергетики та вугільної галузі України від 13 листопада 2015 р. № 726
- 7. НА ЗАМІНУ:** Глави 3.3 розділу 3 «Правил устро́йства електроустановок», затвердженої Головною державною інспекцією з надзвичайного нагляду за безпекою приладів Міністерства енергетики та вугільної галузі України від 20 травня 1980 р.
- 8. ТЕРМІН
ПЕРЕВІРКИ:** 2020 р.

Право власності на цей документ належить державі.

Відтворювати, тиражувати і розповсюджувати його повністю чи частково на будь-яких носіях інформації без офіційного дозволу Міністерства енергетики та вугільної галузі України заборонено.

© Міністерство енергетики та вугільної галузі України, 2015



МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

НАКАЗ

«13» 11. 2015

м. Київ

№ 726

Про внесення змін та доповнень
до розділу 3 Правил улаштування
електроустановок

Відповідно до Закону України «Про електроенергетику» та Положення про Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, затвердженого Указом Президента України від 06.04.2011 № 382, враховуючи розвиток науково-технічного прогресу щодо улаштування електроустановок,

НАКАЗУЮ:

1. Внести зміни та доповнення до розділу 3. Захист і автоматика Правил улаштування електроустановок, виклавши глави 3.3. та 3.4. (далі – глави 3.3. та 3.4. розділу 3 ПУЕ), у редакції, що додається.
2. Глави 3.3. та 3.4. розділу 3 ПУЕ набувають чинності через 90 днів після дати підписання цього наказу.
3. Об'єднанню енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» (Котельников О.О.) у встановленому порядку внести глави 3.3. та 3.4. розділу 3 ПУЕ до реєстру бази даних нормативних документів Міненерговугілля України.
4. Державному підприємству «Національна енергетична компанія «Укренерго» (Ковальчук В.В.) забезпечити:
 - видання необхідної кількості примірників глав 3.3. та 3.4. розділу 3 ПУЕ відповідно до замовлень;
 - подальший науково-технічний супровід впровадження глав 3.3. та 3.4. розділу 3 ПУЕ.

5. З дня набрання чинності главами 3.3. та 3.4. розділу 3 ПУЕ визнати такими, що втратили чинність, глави 3.3. та 3.4. Розділу 3 Правил устроювання електроустановок.

6. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Светеліка О.Д.

Міністр



В. Демчишин

ЗМІСТ

	С.
3.3.1	Сфера застосування 1
	Нормативні посилання 2
	Терміни та визначення 3
	Позначки та скорочення 3
3.3.2 – 3.3.29	Автоматичне повторне ввімкнення 5
3.3.30 – 3.3.42	Автоматичне ввімкнення резервного живлення та устаткування 15
3.3.43 – 3.3.50	Увімкнення генераторів 20
3.3.51 – 3.3.61	Автоматичне регулювання збудження, напруги та реактивної потужності 21
3.3.62 – 3.3.70	Автоматичне регулювання частоти та активної потужності 24
3.3.71 – 3.3.73	Автоматичне запобігання порушенням стійкості 27
3.3.74 – 3.3.77	Автоматичне припинення асинхронного режиму 28
3.3.78 – 3.3.82	Автоматичне обмеження зниження або підвищення частоти 29
3.3.83	Автоматичне обмеження зниження напруги 38
3.3.84	Автоматичне обмеження підвищення напруги 38
3.3.85	Автоматичне запобігання перевантаженню устаткування 39
3.3.86 – 3.3.105	Телемеханіка 39

ВСТУП

Правила улаштування електроустановок (далі – Правила) визначають будову, принципи улаштування, особливі вимоги до окремих систем, їх елементів, вузлів і комунікацій електроустановок. Правила встановлюють вимоги до електроустановок загального призначення змінного струму напругою до 750 кВ та постійного струму напругою до 1,5 кВ.

Нова редакція Правил забезпечує врахування змін законодавства, національних стандартів, будівельних норм і правил, галузевих нормативів та інших документів, які належать до предмету регулювання Правил.

Положення Правил застосовують під час проектування нового будівництва, реконструкції, технічного переоснащення або капітального ремонту електроустановок.

Правила складаються з окремих розділів, що підрозділяються на глави, які унормовують конкретні питання улаштування електроустановок.

Зокрема, у новій редакції викладено главу 3.3 Автоматика та телемеханіка розділу 3. Захист і автоматика.

ЗАТВЕРДЖЕНО

Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 13 листопада 2015 р. № 726

ПРАВИЛА УЛАШТУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

РОЗДІЛ 3 ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

Глава 3.3 Автоматика та телемеханіка

Чинний від 2016-02-11

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

3.3.1 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:

- 1) автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) ліній або окремих фаз ліній, шин та інших електроустановок після їх автоматичного вимкнення;
- 2) автоматичного ввімкнення резерву (АВР) живлення устаткування або його власних потреб;
- 3) увімкнення на паралельну роботу синхронних генераторів і синхронних компенсаторів;
- 4) регулювання напруги і реактивної потужності регулюванням збудження електричних машин;
- 5) регулювання частоти і активної потужності;
- 6) запобігання порушенням стійкості;
- 7) припинення асинхронного режиму;
- 8) обмеження зниження частоти;
- 9) обмеження підвищення частоти;
- 10) обмеження зниження напруги;
- 11) обмеження підвищення напруги;

- 12) запобігання перевантаженню устаткування;
- 13) автоматичного моніторингу режимів енергосистеми (регіону);
- 14) 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 підприємств-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:
ДСТУ ІЕС 60050-604:2004 Словник електротехнічних термінів. Глава 604. Вироблення, передавання та розподілення електричної енергії. Експлуатація електроустановок (ІЕС 60050-604:1987, IDT)

ДСТУ 4265:2003 Системи збудження турбогенераторів, гідро-генераторів та синхронних компенсаторів. Загальні технічні умови

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

IEC 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

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

ПОЗНАКИ 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 – несинхронне АПВ;
- ОАПВ – однофазне АПВ;
- ОЕС – об'єднана енергосистема;
- ОІК – оперативно-інформаційний комплекс;
- ПА – протиаварійна автоматика;
- ПРВВ – 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 – швидкодіюче АПВ.

АВТОМАТИЧНЕ ПОВТОРНЕ ВВІМКНЕННЯ

3.3.2 Пристрої автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) треба передбачати для швидкого відновлення живлення споживачів або міжсистемних і внутрішньосистемних 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 I і II категорій надійності електропостачання;

- 2) шин електростанцій та підстанцій (див. **3.3.24** і **3.3.25**);
- 3) трансформаторів (див. **3.3.26**);
- 4) 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.

3.3.3 Пристрої АПВ треба виконувати таким чином, щоб вони не діяли в разі:

1) вимкнення вимикача персоналом дистанційно або за допомогою ТК;

2) автоматичного вимкнення від релейного захисту безпосередньо після ввімкнення персоналом дистанційно або за допомогою ТК;

3) вимкнення вимикача:

– захистом від внутрішніх пошкоджень трансформаторів, автотрансформаторів і обертових машин;

– пристроями ПА;

– у разі відключень вимикача, коли дія АПВ є неприпустимою;

4) АПВ після дії АЧР повинно виконуватися відповідно до **3.3.80**.

Схемні рішення пристроїв АПВ треба виконувати таким чином, щоб:

– забезпечити їх автоматичне введення (повернення) після успішного ввімкнення вимикача;

– унеможливити багатократне ввімкнення на КЗ за будь-якої несправності в схемі пристрою.

3.3.4 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 можливого вмикання 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 АПВ 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.

3.3.5 Пристрої трифазного АПВ (ТАПВ) застосовують переважно за невідповідності між раніше поданою оперативною командою і вимкненим положенням вимикача; допускається також застосовувати пристрі ТАПВ від захисту.

3.3.6 Можна застосовувати, як правило, пристрої ТАПВ однократної або двократної дії (останнє – якщо це припустимо за умовами роботи вимикача). Пристрій ТАПВ двократної дії рекомендовано застосовувати для повітряних ліній, особливо для одиничних з одностороннім живленням. У мережах напругою 35 кВ і нижче пристрій ТАПВ двократної дії рекомендовано застосовувати в першу чергу для ліній, які не мають резервування по мережі.

У мережах з ізолюваною 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.

3.3.7 Для прискорення відновлення нормального режиму роботи лінії електропередавання 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 далекого резервування,

враховувати не потрібно. Допускається не враховувати неодноразовість вимикання вимикачів по кінцях лінії, коли вони вимикаються дією високочастотного захисту.

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

3.3.8 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 двократної 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 пофазне 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 це 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 електропередавання.

3.3.9 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.

3.3.10 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 ОАПВ.

Вибирати вид АПВ потрібно виходячи із сукупності конкретних умов роботи системи і устаткування з урахуванням **3.3.11 – 3.3.15**.

3.3.11 ШАПВ (одночасне ввімкнення вимикачів з мінімальною витримкою часу з обох кінців лінії) рекомендовано передбачати згідно з **3.3.10**, як правило, за невеликої розбіжності кута між векторами ЕРС з'єднаних систем, який виникає за час паузи ШАПВ, та за допустимих струмів несинхронного ввімкнення для генерувального 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 ШАПВ, як правило, не застосовують.

3.3.12 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 спрацьовуваннями 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.

3.3.13 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'єднаних 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 (ШАПВ БК) або ТАПВ з контролем відсутності напруги на лінії (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 по кінцях лінії.

Під час виконання пристрою ТАПВ 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).

3.3.14 На лініях, обладнаних трансформаторами напруги для контролю відсутності напруги (КВН) і контролю наявності

напруги (КНН) на лінії за різних видів ТАПВ 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.

3.3.15 ОАПВ без автоматичного переведення лінії на довготривалий неповнофазний 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 швидкодійний захист лінії в циклі ОАПВ і ТАПВ, а також у разі одностороннього ввімкнення лінії оперативним персоналом. Витримка часу ОАПВ має відлаштовуватися 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.

3.3.16 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.

3.3.17 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- і теплоелектростанцій.

3.3.18 На лініях з двостороннім живленням за наявності декількох обхідних зв'язків треба застосовувати:

1) за наявності двох зв'язків, а також трьох зв'язків (якщо ймовірно одночасне тривале вимкнення двох зв'язків, наприклад, двоколової лінії):

– НАПВ (в основному для ліній 110 – 220 кВ і за дотримання умов, зазначених у **3.3.12** для випадку вимкнення всіх зв'язків);

– АПВ КС (у разі неможливості виконання несинхронного АПВ 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 АПВ КС (див. **3.3.11**, **3.3.13**, **3.3.15**). При цьому пристрої ОАПВ і ШАПВ треба доповнювати пристроями контролю синхронізму;

2) за наявності трьох (якщо всі лінії одноколові) і більше зв'язків або якщо в післяаварійному режимі залишається два і більше зв'язків – АПВ без контролю синхронізму.

3.3.19 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.

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

3.3.20 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.

3.3.21 Допускається поєднувати ТАПВ з неселективними швидкодійними захистами для виправлення неселективної дії останніх. У мережах, які складаються з ряду послідовно ввімкнених ліній, у разі застосування на них неселективних швидкодійних 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.

3.3.22 У разі застосування однократного ТАПВ ліній, які живлять трансформатори, з боку вищої напруги яких встановлено короткозамикачі і віддільники, для вимкнення віддільника в безструмову паузу час дії пристрою АПВ має бути відлаштованим від сумарного часу ввімкнення короткозамикача і вимкнення віддільника. У разі застосування ТАПВ двократної 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.

3.3.23 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 живлення або переведення їх у асинхронний режим вимкненням АГП з подальшим автоматичним увімкненням або відновленням синхронної роботи після відновлення напруги в результаті успішного АПВ.

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

3.3.24 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;

2. 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 до аварійного 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 унеможливають 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 АПВ 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.

3.3.25 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.

3.3.26 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.

3.3.27 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.

3.3.28 За наявності на ПС або електростанції вимикачів з електромагнітним приводом, якщо від пристрою АПВ можуть бути одночасно увімкнутими 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 увімкнення 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.

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

АВТОМАТИЧНЕ ВВІМКНЕННЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ТА УСТАТКУВАННЯ

3.3.30 Пристрої автоматичного увімкнення 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 I категорії надійності електропостачання шляхом автоматичного увімкнення 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, електро-двигунах 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 розподільчі 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.

3.3.32 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 однократність дії пристрою.

3.3.33 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.

3.3.34 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 ж 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.

3.3.35 Пристрій КНН пускового органа 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 органа АВР має вибиратися по можливості виходячи з умови самозапуску електродвигунів. Час дії пускового органа АВР має бути більшим від часу вимкнення зовнішніх КЗ, за яких зниження напруги викликає спрацьовування пристрою КНН пускового органа, і, як правило, більшим від часу дії АПВ з боку живлення.

Пристрій КНН пускового органа АВР, як правило, має бути виконано таким чином, щоб унеможливилася його помилкова робота в разі перегорання 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 органа має блокуватися. Допускається не враховувати цю вимогу під час виконання пристроїв АВР у розподільчих мережах напругою 6 – 10 кВ, якщо для цього потрібне спеціальне встановлення трансформатора напруги.

3.3.36 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 органа за напругою застосовувати пускові органи інших типів (наприклад, таких, які реагують на зникнення струму, зниження частоти, зміну напрямку потужності тощо).

У разі застосування пускового органа АВР 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).

3.3.37 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.

3.3.38 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 невідповідальних, а в деяких випадках і частини відповідальних електродвигунів; для останніх рекомендовано застосовувати АПВ).

3.3.39 Під час виконання АВР потрібно враховувати неприпустимість його дії на вмикання споживачів, вимкнених пристроями АЧР. З цією метою треба застосовувати спеціальні заходи (наприклад, блокування за частотою).

3.3.40 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.

3.3.41 У випадках, якщо в результаті дії АВР можливе несинхронне вмикання синхронних компенсаторів або синхро-

них електродвигунів і якщо воно для них є неприпустимим, а також для вимикання підживлення від цих машин місця пошкодження, то в разі зникнення живлення треба виконувати АВР з контролем синхронізму, або автоматично вимикати синхронні машини або переводити їх в асинхронний режим вимкненням АПВ 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 органа 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 спрацюванням АЧР у безструмових паузах АПВ і АВР, обумовлених вибігом електродвигунів і синхронних компенсаторів, треба блокувати дію АЧР на час безструмової паузи.

3.3.42 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 до аварійного 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

3.3.43 Увімкнення генераторів на паралельну роботу треба виконувати одним із таких способів: точною синхронізацією (ручною, напівавтоматичною і автоматичною) або самосинхронізацією (ручною, напівавтоматичною і автоматичною).

3.3.44 Спосіб точної автоматичної або напівавтоматичної синхронізації як основний спосіб увімкнення на паралельну роботу за нормальних режимів треба передбачати для:

– турбогенераторів з непрямым охолодженням обмоток потужністю понад 3 МВт, які працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги і з значенням періодичної складової перехідного струму понад $3,5 \cdot I_{ном}$;

– турбогенераторів з безпосереднім охолодженням обмоток типів ТВВ, ТВФ, ТГВ і ТВМ;

– 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.

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

– турбогенераторів потужністю до 3 МВт;

– турбогенераторів з непрямым охолодженням потужністю понад 3 МВт, які працюють безпосередньо на збірні шини, якщо періодична складова перехідного струму в разі увімкнення в мережу способом самосинхронізації не перевищує $3,5 I_{ном}$;

– турбогенераторів з непрямым 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.

3.3.46 У разі використання способу самосинхронізації як основного способу увімкнення генераторів на паралельну роботу передбачають установаження на гідрогенераторах пристроїв автоматичної самосинхронізації, на турбогенераторах – пристроїв ручної або напівавтоматичної самосинхронізації.

3.3.47 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.

3.3.48 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.

3.3.49 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.

3.3.50 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

3.3.51 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 демпфування коливань у перехідних режимах.

3.3.52 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 ДСТУ 4265.

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**.

3.3.53 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 перегорання 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.

3.3.54 Пристрої АРЗ гідрогенераторів треба виконувати таким чином, щоб у разі скидання навантаження за справного регулятора швидкості унеможлиблювалося спрацьовування захисту від підвищення напруги. За необхідності пристрій АРЗ можна доповнювати релейним пристроєм швидкодійного зменшення магнітного потоку гідрогенератора.

3.3.55 Схема пристрою релейного форсування збудження має передбачати можливість переведення його дії з основного на резервний збудник (у разі заміни основного збудника).

3.3.56 Пристрої компаундування збудження треба приєднувати до трансформаторів струму з боку виводу генератора або синхронного компенсатора (з боку шин).

3.3.57 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.

3.3.58 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.

3.3.59 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.

3.3.60 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).

3.3.61 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 розподільчих 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 загальнопідстанційними АСУТП, які унеможливають появу неприпустимих зрівняльних струмів між трансформаторами (автотрансформаторами).

АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

3.3.62 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).

3.3.63 Система АРЧП ОЕС, за наявності необхідного регульовального діапазону на виділених електростанціях, має забезпечувати:

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

- спільно з нормованим первинним регулюванням утримання відхилення поточної частоти від установлених значень $\pm 0,05$ Гц (нормальний рівень) і в межах $\pm 0,2$ Гц (допустимий рівень) з відновленням установленого рівня частоти 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 $\pm 0,8$ Гц (миттєве значення).

3.3.64 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.

3.3.65 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.

3.3.66 Пристрої АРЧП електростанцій мають забезпечувати:

- первинне (нормоване і/або загальне) регулювання частоти в енергосистемі шляхом зміни активної потужності блоків і агрегатів електростанцій з метою усунення/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 пере-тіквань 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.

3.3.67 Керування потужністю електростанції треба здійснювати зі статизмом за частотою, змінним у межах від 4 до 6 % (максимально до 10 % в окремих випадках) з дискретністю не гірше 1 %.

3.3.68 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.

3.3.69 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 протиаварійної автоматики.

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

3.3.70 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

3.3.71 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 ПРВВ у разі КЗ у нормальному режимі роботи енергосистеми і в нормальній схемі роботи мережі;
- значного аварійного дефіциту або надлишку потужності в одній із з'єднаних 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;

2) вимкнення (у виняткових випадках) частини навантаження споживачів, які легко переносять короточасну перерву електропостачання, із застосуванням апаратури спеціального автоматичного вимкнення навантаження (САВН) та АЧР;

3) 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.

3.3.73 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

3.3.74 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 необхідності запобігання пошкодженню устаткування енергосистем, додатковим порушенням синхронізму та порушенням електропостачання споживачів.

Пристрої АЛАР мають відрізнити АР від синхронних коливань та КЗ.

3.3.75 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.

3.3.76 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.

3.3.77 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 кількості 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 відлаштовувати від часу ліквідації КЗ за рахунок витримки часу або циклів АР.

АВТОМАТИЧНЕ ОБМЕЖЕННЯ ЗНИЖЕННЯ АБО ПІДВИЩЕННЯ ЧАСТОТИ

3.3.78 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 пошкодженню 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.

3.3.79 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:

1) 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 унеможливають виникнення лавиноподібного падіння напруги та частоти у споживачів і їх повне знеструмлення;

– часткове або повне автоматичне ввімкнення споживачів, які 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 прилегло до електростанції району мережі (АВЗН), якщо не вдалося унеможливити зниження частоти до рівня, небезпечного для обладнання електростанцій;

2) 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 статизмом (САРЧП);

- переведення ГА ГАЕС у насосний режим;

- відключення окремих блоків АЕС станційним технологічним захистом у разі підвищення частоти до небезпечного для обладнання АЕС рівня ($\geq 50,5$ 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.

3.3.80 АОЗЧ під час ліквідації аварійного зниження частоти має використовувати резерви потужності електростанцій і вимкнення частини навантаження споживачів за рахунок спрацювання автоматичних пристроїв:

1) 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 гідро-генераторів, 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 49,6 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 зниженні (сповзання) частоти із швидкістю, не більшою ніж 1,7 Гц/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) у 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 в 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 перетину і, як наслідок, розвиток аварії з вимкненням частини потужності, яка генерується;

– вимкнення потужності окремих блоків та електростанцій 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, у разі 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-ІІІ;

– 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 унеможлиблювалося 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.

3) 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 прискороного 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 розвантаження (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 АЧД на виділення електростанції (або її частини для блочних електростанцій) із приблизно збалансованим навантаженням прилеглого району. При цьому необхідно використовувати мінімальне число вимикачів, які повинні спрацювати, та уникати складних операцій перемикачів і телевимикачів. Під час виділення електростанції на приблизно збалансоване навантаження кращим є утворення невеликого надлишку генерувальної потужності, яка виділяється (з урахуванням дії пристроїв АЧР-ЧАПВ, 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 (ТЕЦ) на приблизно збалансоване навантаження та/або на навантаження власних потреб, як правило, необхідно виконувати з двома пусковими органами: один з частотою і часом спрацювання 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 30 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);

4) 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% усього обсягу споживання енергосистеми.

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.

3.3.81 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 коригування за результатами аналізу ефективності їх роботи під час реальних перехідних процесів у енергосистемі, зареєстрованих пристроями системи моніторингу перехідних режимів (СМІР).

3.3.82 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 0,1 с, 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, за часом 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 1 с, похибка – не більше 1 % від повного діапазону вимірювання датчика параметра.

АВТОМАТИЧНЕ ОБМЕЖЕННЯ ЗНИЖЕННЯ НАПРУГИ

3.3.83 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

3.3.84 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 ПЛІ мають забезпечувати безпечно та надійне керування в будь-яких перехідних і квазістаціонарних режимах. Використання передувімкнених 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 відлаштованою від комутаційних та атмосферних перенапруг і коливань, мають діяти:

- на увімкнення шунтувальних реакторів (якщо такі є на електростанції або підстанції);

- на вимкнення лінії із заборною АПВ (якщо на ПС відсутні шунтувальні реактори, або якщо вмикання реакторів не призводить до необхідного зниження напруги).

АВТОМАТИЧНЕ ЗАПОБІГАННЯ ПЕРЕВАНТАЖЕННЮ УСТАТКУВАННЯ

3.3.85 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

3.3.86 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.

3.3.87 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'єктова) СЗТМІ має бути комплексом програмних і технічних (програмно-технічних) засобів, яка може використовуватися автономно або як підсистема в складі АСУТП енергооб'єкта.

3.3.88 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.

3.3.89 Засоби СЗТМІ мають забезпечувати:

1) 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.

2) приймання/передавання результатів телевимірювань (ТВ) та виконання:

- 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 1 с, 2 с, 5 с, 10 с, 20 с, 30 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;

3) 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.

3.3.90 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-повторювачами РЗА включеного стану об'єкта рекомендовано використовувати розімкнуті контакти NO реле-повторювача.

3.3.91 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).

3.3.92 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 телекерування 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.

3.3.93 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 (ТВП) 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 каналотворюючої 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.

3.3.94 У передбачених завданнях 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 показчик 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 КП.

Має бути забезпечено можливість архівування інформації за 72 год з інтервалом 1с.

3.3.95 СЗТМІ має бути пристосованою до ремонту та обслуговування в умовах експлуатації навченим персоналом за наявності сервісного обладнання.

Для забезпечення ремонтпридатності 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).

3.3.96 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.

3.3.97 Зовнішні зв'язки пристроїв телемеханіки треба виконувати відповідно до вимог глави 3.4 цих Правил.

3.3.98 Первинні перетворювачі (датчики ТВ) треба встановлювати відповідно до вимог глави 1.6 цих Правил.

3.3.99 СЗТМІ має передавати інформацію щодо:

– виділених лініями 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 IEC 60870-5-104 та IEC 61850.

Швидкість передавання має бути зі стандартного ряду (100, 200, 300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600, 115200 Бод); 10/100 Мб/с (для IEC 60870-5-104 та IEC 61850).

3.3.100 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:

– U24.(RS232) – для організації передавання даних на інші рівні управління з використанням модемів (швидкість обміну – до 115 Кбіт/с);

– RS485 або RS422 – для організації передавання даних між різними пристроями та контролерами всередині об'єктів (швидкість обміну – до 10 Мбіт/с);

– Ethernet для обміну інформацією по локальній обчислювальній мережі, а також для віддаленої діагностики та налаштування.

3.3.101 Система передавання сигналів телемеханіки має 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.

3.3.102 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.

3.3.103 Пристрої телемеханіки відносяться до особливої групи I 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 згорання) 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 секціонованих щитів постійного оперативного струму (за умови технічної можливості живлення зазначених пристроїв постійним струмом).

3.3.104 Уся апаратура і панелі телемеханіки повинні мати маркування; їх треба встановлювати в місцях, зручних для експлуатації.

3.3.105 Додаткові вимоги до улаштування СЗТМІ встановлюють згідно з чинними галузевими документами з відповідних питань.