

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. ПОТЕБНІ Ю.М.

Електротехніки та енергоефективності

(повна назва кафедри)

**Кваліфікаційна робота**

перший (бакалаврський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему Аналіз впливу автоматичного частотного розвантаження на величину  
втрат електричної енергії в енергосистемі

Виконав: студент 5 курсу, групи ЕТ-17-1бз  
спеціальності 141 Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка

Костюковський О.Б.

Керівник д.т.н., проф. Артемчук В.В.

Рецензент доц. Коваленко В.Л.

Запоріжжя

2022 р.

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Інженерний навчально-науковий інститут ім. Потебні Ю.М. \_\_\_\_\_  
Кафедра електротехніки та енергоефективності  
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський) рівень  
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код та назва)  
Спеціалізація \_\_\_\_\_  
(код та назва)  
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри

д.т.н., доц.



В.Л. Коваленко

“ 23 ” травня 2022 року

**З А В Д А Н Н Я**

на кваліфікаційну роботу студенту

\_\_\_\_\_ Костюковському Олегу Борисовичу \_\_\_\_\_

**1. Тема роботи:** Аналіз впливу автоматичного частотного розвантаження на величину втрат електричної енергії в енергосистемі

**Керівник роботи:** д.т.н., проф. Артемчук В.В.

затверджені наказом ЗНУ від « 17 » січня 2021 року № 91 - с \_\_\_\_\_

**2. Строк подання студентом роботи (проекту):** 15 травня 2022 року





**3. Вихідні дані до роботи:** Поточний тариф за споживання електроенергії; мережі 6-10 кВ; існуюча нормативна документація з обслуговування електроустановок

**4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):**

Вступ. 1) Аналіз можливості забезпечення надійного електропостачання споживачів; 2) Визначення способів обмеження навантаження для зменшення виникаючих небалансів; 3) Розробка заходів по зменшенню величину втрат електроенергії в енергосистемі

**5. Перелік графічного матеріалу:** 1) Титульна сторінка; 2) Загальні причини порушення роботи відповідальних споживачів; 3) Типова принципова схема магістральної мережі; 4) Схема одиночної сільської розподільної мережі, що має малу електростанцію та зв'язок з енергосистемою; 5) Висновки

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Артемчук В.В., професор		
Розділ 2	Артемчук В.В., професор		
Розділ 3	Артемчук В.В., професор		
Нормоконтроль	Башлій В.С., доцент		

7. Дата видачі завдання

01.02.2022 р.

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз можливості забезпечення надійного електропостачання споживачів;	01.03.22	
2	Визначення способів обмеження навантаження для зменшення виникаючих небалансів	05.04.22	
3	Розробка заходів по зменшенню величину втрат електроенергії в енергосистемі	15.05.22	

Студент



Костюковський О.Б.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник дипломної роботи



Артемчук В.В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Нормоконтролер



Башлій С.В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка Костюковського О.Б. Аналіз впливу автоматичного частотного розвантаження на величину втрат електричної енергії в енергосистемі містить 69 сторінок, 21 рисунки, 3 таблиці, 25 джерел, 1 додаток.

Кваліфікаційна випускна робота для здобуття ступеня вищої освіти бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник Артемчук В.В. Запорізький національний університет, Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра електротехніки та енергоефективності, 2022 р.

У представленій роботі проведено аналіз причин порушення роботи відповідальних споживачів. Однією з фундаментальних властивостей об'єднаних енергосистем та їх ієрархічність. Контроль та управління відповідно базуються на ієрархії технічних засобів релейного захисту, протиаварійної автоматики, засобів диспетчерського та технологічного управління в мережах 6-10 кВ і вище. Система автоматичного частотного розвантаження та спеціальна автоматика обмеження навантаження реалізують свої протиаварійні балансуєчі дії в мережі 6-10 кВ та вище.

Ключові слова: ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГІЯ, ЧАСТОТНИЙ ПЕРЕТВОРЮВАЧ, ЧАСТОТНО-РЕГУЛЬОВАНИЙ ПРИВОД, БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ

## ЗМІСТ

Вступ.....	6
1. АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ З ВРАХУВАННЯМ ХАРАКТЕРУ НАВАНТАЖЕННЯ.....	8
2 ВИЗНАЧЕННЯ СПОСОБІВ ОБМЕЖЕННЯ НАВАНТАЖЕННЯ ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ ВИНІКАЮЧИХ НЕБАЛАНСІВ .....	21
2.1 Порівняння технічно можливих варіантів реалізації відключення навантаження на напругу 0,4 кВ .....	32
2.2 Застосування багатофункціональних лічильників 0,4 кВ з функцією автоматичного частотного розвантаження та автоматизованої системи контролю та керування енергоспоживанням.....	34
2.3 Виникнення раптового дефіциту потужності та процесів зниження частоти .....	38
2.4 Принципи побудови частотного розвантаження та її роль у забезпеченні надійної роботи енергосистеми.....	43
3 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ПО ЗМЕНШЕННЮ ВЕЛИЧИНУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ АВТОМАТИЧНОГО ЧАСТОТНОГО РОЗВАНТАЖЕННЯ .....	47
3.1 Оцінка ефективності інтеграції комплексу з АЧР .....	47
3.2 Реалізація частотного автоматичного повторного включення засобами програмно-технічного комплексу АСКУЕ .....	50
3.3 Пропозиції щодо розміщення виконавчих органів АЧР .....	52
3.4 Пропозиції щодо застосування силових вимикачів 6-10 кВ фідера та комутаційних апаратів 0,4 кВ.....	54
3.5 Оцінка ефективності запропонованого способу.....	56
Висновки.....	58
Перелік посилань .....	59
Додатки .....	61

## ВСТУП

Актуальність теми. Однією з фундаментальних властивостей об'єднаних енергосистем (ОЕС) та їх систем управління є ієрархічність. Контроль та управління відповідно базуються на ієрархії технічних засобів релейного захисту (РЗ), протиаварійної автоматики (ПА), засобів диспетчерського та технологічного управління в мережах 6-10 кВ і вище.

Система автоматичного частотного розвантаження (АЧР) та спеціальна автоматика обмеження навантаження (САОН), як підсистеми ПА, реалізують свої протиаварійні балансуючі дії в мережі 6-10 кВ та вище. Реалізація балансуючих відключень передбачає відключення навантаження на напрузі 6-10 кВ, що спричиняє збитки споживачам, найбільше в енергорайонах з можливостями виникнення глибокого та тривалого дефіциту потужності. Робота АЧР на напрузі 6-10 кВ унеможливує детальний облік ступеня відповідальності окремих споживачів 0,4 кВ. При цьому не вдається зберегти на фідерах, що відключаються, хоча б невелику частину більш пріоритетної групи навантажень, особливо в мережах електропостачання міст і сільського господарства за соціальними факторами, рівнями відповідальності і найбільшими економічними збитками.

Установка АЧР безпосередньо у вузлах навантаження потребує серйозних витрат та викликає додаткові труднощі під час експлуатації. В даний час назріла необхідність поступового переведення балансуючих відключень на напругу 0,4 кВ, з урахуванням інтеграції існуючих технічних засобів РЗ та автоматизованої системи контролю та обліку електроенергії (АСКУЕ) для реалізації селективного відключення навантаження навіть за системних аварій.

Цими факторами визначається актуальність теми справжньої роботи, в якій досліджується спосіб селективного обмеження навантаження за командами АЧР на напрузі 0,4 кВ із забезпеченням необхідної швидкодії в частині запобігання лавини частоти і з можливістю збереження в роботі 10-20 %

потужності навантаження кожного керованого від АЧ.

Розробниками Американського університету в Шарджі був запропонований спосіб обмеження навантаження модифікованими лічильниками електроенергії шляхом попереднього автоматичного надсилання SMS-повідомлень з попередженням про перевищення ліміту електроспоживання та з подальшим відключенням навантаження без необхідності врахування швидкодії. Подібний підхід розглядався також у роботах вчених із Китаю та Швеції.

Об'єктом роботи є енергосистема з комплексом пристроїв РЗА та АЧР.

Предметом є спосіб управління навантаженням при реалізації команд АЧР з дією на напругу 6-10 та 0,4 кВ у системах електропостачання міського та сільськогосподарського навантаження.

Метою роботи є розробка нового способу селективного відключення навантаження на напрузі 0,4 кВ за командами АЧР з урахуванням ступеня відповідальності споживачів, що дозволяє мінімізувати збитки при відключеннях.

# 1 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ З ВРАХУВАННЯМ ХАРАКТЕРУ НАВАНТАЖЕННЯ

Метою створення та розвитку всіх об'єднаних енергосистем (ОЕС) полягає у забезпеченні надійного та економічного електропостачання споживачів. При цьому забезпечується максимально можлива реалізація переваг паралельної роботи енергосистем, що об'єднуються. Паралельна робота локальних енергорайонів у складі ОЕС сприяє суттєвому збільшенню кількості вузлів та районів, що отримують потужність у зв'язках з іншими енергосистемами, проте це не дозволяє виключити ймовірність локальних дефіцитів потужності. Прикладом такої великої ОЕС на світовому рівні є Єдина Енергетична система ЄЕС України. У цьому ж контексті необхідно зазначити, що у 2022 році енергосистема України нарешті від'єдналась від енергосистеми росії.

У всіх електроенергетичних системах (ЕЕС) підтримки номінального значення частоти з допомогою автоматичних засобів регулювання безперервно підтримується баланс активної потужності. Однак за аварійних відключень можуть виникати загальносистемні або місцеві, локальні дефіцитні енергорайони. Для запобігання неприпустимим зниженням частоти повсюдно використовується автоматика обмеження зниження частоти (АВЗЧ), що складається зі спеціальної автоматики обмеження навантаження (САОН) та автоматичного частотного розвантаження (АЧР) [1,2,3].

В даний час пристрої АЧР реалізують свої протиаварійні дії в мережі 10 кВ, а при необхідності і на більш високих рівнях напруги. При цьому забезпечується обмеження відхилень частоти в допустимих межах і збереження в роботі джерел, що генерують, в енергосистемі. В результаті відключення частини навантаження на 10 кВ не вдається зберегти на фідерах, що відключаються, хоча б невелику частину більш пріоритетної групи навантажень



на напругу 0,4 кВ за соціально-економічними факторами і рівнями відповідальності і тим самим виключити деяку частину з найвищою шкодою.

В останні роки при динамічному розвитку інститутів громадянського суспільства, а також розвитку малого та середнього бізнесу реальна значимість окремих електроприймачів може різко змінюватися, що, звичайно, не могло бути враховано при створенні систем електропостачання даної території.

При розподілі окремих електроприймачів по чергах АЧР-1 і АЧР-2 враховується ступінь їхньої відповідальності, і відключення відбувається за категоріями, спочатку відключаються споживачі III, потім-II-ї категорії відповідальності [1, 2]. Для забезпечення необхідного сумарного обсягу до АЧР можна підключати і приймачі першої категорії. Також з урахуванням характеру зниження частоти застосовується додаткове автоматичне розвантаження (ДАР) в обсягах та уставках за часом та частотою відповідно до [4, 6].

Відповідно до ПУЕ та чинної нормативно-технічної документації (НТД), особлива група електроприймачів виділяється з першої категорії з безперебійності живлення і вони не підключаються до системи АЧР. До неї відносяться деякі електроприймачі на промислових підприємствах та у містах. Зокрема, у містах до таких споживачів належать державні установи особливої важливості, вузли зв'язку, радіо та телецентри державного призначення, операційні та реанімаційні відділення лікарень, а також деякі промислові підприємства тощо. Вони визначаються урядом. На промислових підприємствах електроприймачі особливої категорії виділяється з першим головним технологом разом із головним енергетиком підприємства.

Відомо, що зниження частоти навіть поза межами запуску черг пристроїв АЧР завдає великої шкоди залежно від глибини зниження частоти та її тривалості. З одного боку, завдяки прояву регулюючого ефекту потужність навантаження знижується, допомагаючи принаймні збалансувати споживану потужність з генерованою. Проте чим більша глибина зниження частоти та її тривалість, тим більша величина економічної шкоди споживачів. З іншого боку, при зниженні частоти нижче 46 Гц знижується продуктивність потреб теплових

станцій, що додатково викликає брак потужності в системі і загрожує лавиною частоти з повним погашенням споживачів.

Розвиток ринку електроенергії вже сьогодні і особливо в перспективі потребує детального обліку енергозалежності сучасної інфраструктури побуту, корпоративних інформаційних систем безпеки та соціально значущих об'єктів при реалізації протиаварійних балансуєчих відключень, що здійснюються пристроями спеціальної автоматики обмеження навантаження (САОН), автоматичного частотного розвантаження (АЧР) та командами диспетчерів.

З метою підвищення надійності електропостачання споживачів та забезпечення зниження збитків від перерви живлення допускається встановлення АЧР безпосередньо у споживачів [2]. При цьому витрати на встановлення додаткової апаратури виправдовуються значним зниженням збитків від перерви електропостачання споживачів під час роботи пристроїв АЧР [1-3].

Електроприймачі, що належать до першої категорії за рівнем відповідальності, отримують живлення мінімум від двох, а особливі електроприймачі - від трьох незалежних джерел.

У зарубіжних джерелах наводяться дані про те, що методи, що застосовуються в даний час для забезпечення надійного та безперебійного електропостачання відповідальних споживачів, виявляються не досить ефективними [3]. На підставі [4, 5] наведена годинна вартість збитків, спричинених короткочасними перебоями у живленні відповідальних споживачів у сферах:

- телекомунікацій – 1 800 000 €;
- бронювання авіаквитків - 90 000 €;
- виробництва напівпровідників – 3 800 000 €;
- операцій з кредитних карток – 2 500 000 €;
- автомобілебудування – 6 000 000 €.
- кредитування – 6 000 000 €;

Характерні причини порушення електропостачання особливо

відповідальних споживачів [6] наведено на діаграмі (рис. 1.1).

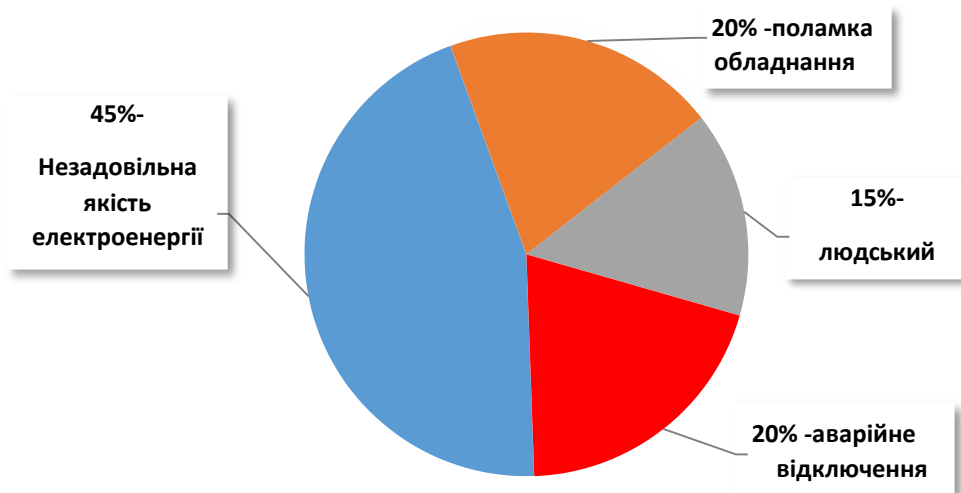


Рисунок 1.1 – Причини порушення роботи відповідальних споживачів

Як очевидно з діаграми, 20 % припинення роботи, особливо відповідальних споживачів, пов'язані з аварійним відключенням живлення. Аварійні припинення живлення навантаження також пов'язані з роботою протиаварійної автоматики, зокрема, з роботою протиаварійного автоматичного частотного розвантаження (АЧР) в енергодефіцитних частинах енергосистеми. наведено аналіз випадків роботи пристроїв АЧР за 6 років [7 - 9]. Ці дані підтверджують факт, що при різних аварійних збуреннях в енергосистемі дія пристроїв АЧР призводить до відключення деяких відповідальних споживачів, незважаючи на те, що ці споживачі підключаються до останніх черг АЧР. Оскільки АЧР здійснює розвантаження на напрузі 10 кВ і вище, виникає проблема при виборі необхідного обсягу навантаження для підключення до системи АОСЧ. Дана проблема пов'язана зі зміною розташування споживачів розподільних мереж, оскільки у частині споживачів, що отримують живлення по одноланцюговій лінії, присутні споживачі з різними групами електроприймачів за ступенем їхньої відповідальності. У зв'язку з цим, актуальною є розробка способу виділення та бронювання від відключення найбільш відповідальних споживачів серед решти споживачів, які отримують живлення цією лінією.

Вищезазначена обставина переважно важлива задля електропостачання

міських і сільськогосподарських споживачів. Дані мережі мають набагато більше відгалужень у порівнянні зі споживачами електропостачання промислових підприємств, а також іншу щільність розташування навантажень. У таких мережах для забезпечення надійності електропостачання більш відповідальних споживачів необхідно ускладнити конфігурацію мереж шляхом будівництва нових ліній. У наступному параграфі розглядаються особливості функціонування АОСЛ у сказаних вищезазначених мережах.

Також окремо слід відзначити, що актуальність завдання забезпечення надійного електропостачання міських та сільськогосподарських споживачів останніми роками значно зросла у зв'язку зі суттєвою зміною складу споживачів у цих галузях. Це особливо пов'язано з появою сільськогосподарських споживачів промислового типу та масової появи високочутливих електроприймачів у складі міських споживачів [10 - 13]. Як приклад, можна навести сучасні тваринницькі та птахівницькі підприємства, зокрема такі, що містять великі ферми та комплекси, на яких з'явилися абсолютно нові споживачі електроенергії, такі як установки для забезпечення мікроклімату в приміщеннях з інтенсивними технологіями виробництва. З метою подальшого розвитку та підвищення ефективності сільського господарства електроенергію почали застосовувати для забезпечення систем тепlopостачання об'єктів виробничого призначення. Крім цього, з'явилися теплові пункти, електроприймачі яких слід вважати відповідальними, особливо в зимовий період.

Статистика [14, 15] показує, що майже 12 % підключеного навантаження до системи АОСЧ складається із навантаження сільськогосподарських споживачів. На рисунку 1.2 показано структуру розподілу потужності навантаження, підключеної до черг АЧР. Перший стовпець – це список споживачів за фідерами 10 кВ із потужністю навантаження енергорайону, прийнятою за 100 %. У середньому стовпці міститься той самий список споживачів за фідерами 10 кВ, що і у першому стовпці, та їх розташування у списку змінено у результаті сортування зі збільшенням рівня відповідальності. Виділена червоним кольором частина у середньому стовпчику характеризує

споживачів із високим рівнем відповідальності та особливі групи споживачів, які підключають до системи АОСЧ.



Рисунок 1.2 – Структура розподілу потужності навантаження, підключеного до системи АОСЧ

На третьому стовпці зображено той самий перелік споживачів, як і у другому, але з деталізаціями, тобто з розкриттям списку споживачів на напрузі 0,4 кВ, причому червоним кольором показана частина споживачів, які доцільно не відключати за командами АЧР із збереженням обсягом 10-20% від вихідної потужності фідера 10 кВ.

Слід зазначити, що сумарна потужність споживачів, підключена до пристроїв АЧР, за даними другого і третього стовпців має бути однаковою, тобто сумарна потужність АЧР не змінюється, а змінюється тільки розподіл споживачів, що відключаються, по ланцюгах 10 і 0,4 кВ. У роботі переведення відключення навантаження АЧР з 10 кВ на 0,4 кВ розробляється не як директивна вказівка, а як рекомендація щодо використання цієї можливості. При цьому список невідключених споживачів повинен визначатися при проектуванні

з урахуванням надання броні споживачам, для яких можливе досягнення найбільшої шкоди при відключенні.

Розглянемо типову схему електропостачання міських споживачів (рис. 1.3 [18]), де реалізовано вимоги [14, 15] та забезпечено можливість побудови релейного захисту та автоматики, яка надійно відключає пошкоджені елементи.

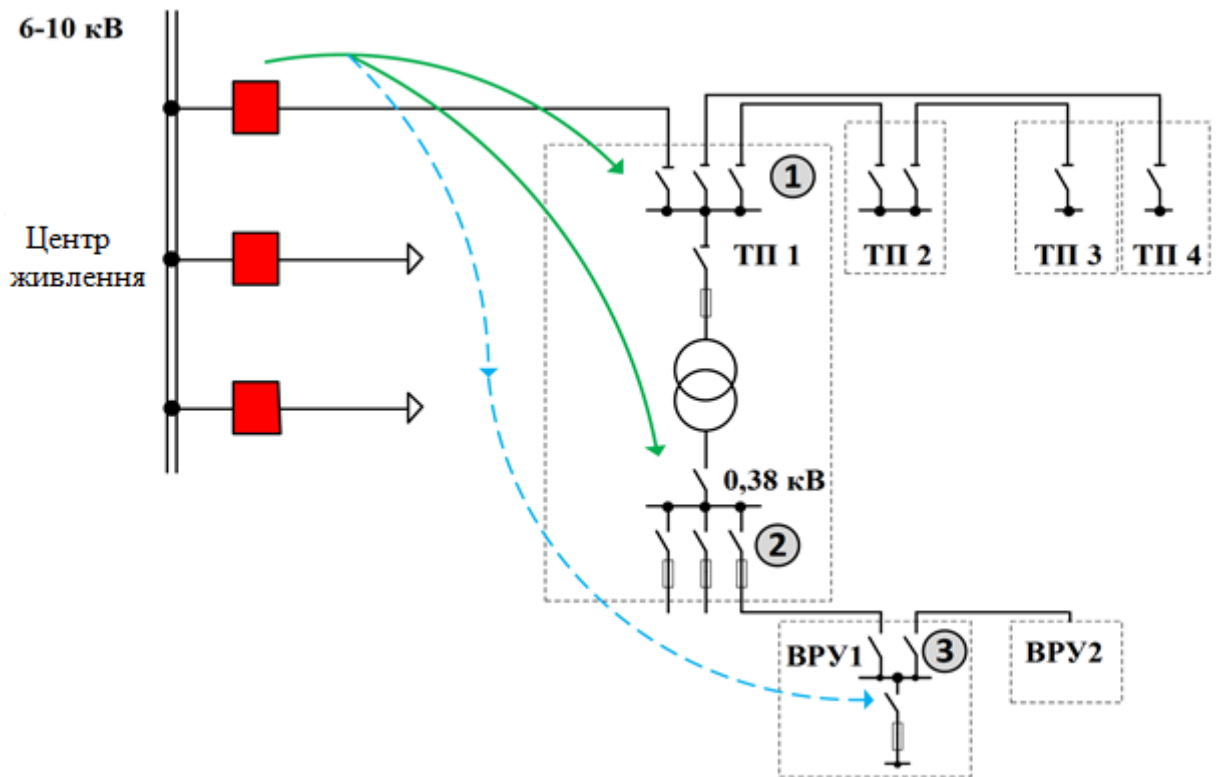


Рисунок 1.3 – Типова принципова схема радіально-магістральної мережі, що живить міських споживачів

У подібній схемі (рис. 1.3) при відключенні фідера 6-10 кВ за командами АЧР або за командами диспетчерів що найменше чотири трансформаторні підстанції (ТП) залишаються без живлення. Ймовірно, що у кожному ТП є мінімум 10-15% найбільш відповідальних і соціально-значимих споживачів. Принаймні, у кожній ТП-10 кВ є фідер із таким складом навантаження. У цих випадках можливе переміщення виконуючого органу відключення до пункту розподілу по ТП (точка 1), до пункту розподілу 0,4 кВ (точка 2) або навіть до вступного розподільного пристрою (ВРУ) (точка 3). Такий підхід забезпечує

більш гнучке та селективне відключення навантаження та можливість збереження живлення споживачів зі змінним пріоритетом, як це розглянуто, наприклад, [41]. При цьому фідери, що знаходяться під керуванням АЧР внаслідок їхньої дії залишаються включеним. Такий похід був запропонований для САОН [71]. Пропозиція з цього питання для АЧР розглянута у [14,70].

Під час електрифікації сільськогосподарських споживачів лінії електричних мереж 6-10 кВ були побудовані в основному за радіальною схемою з передачею електроенергії від одного живильного центру. Відома низька надійність таких ЛЕП, тому що при пошкодженні в будь-якій точці лінії живлення всіх споживчих підстанцій 6-10 кВ припиняється. Такі фідери можуть бути в списках, підключених до пристрою АЧР, при цьому у віддалених місцях залишити хоча б частину навантаження як аварійну броню неможливим. Крім того, у сільських системах можуть бути малі гідроелектростанції (ГЕС), які працюють паралельно із потужними електричними системами. При цьому існує можливість аварійного виділення таких мереж як на ізольовану роботу.

Як зазначалося вище, сучасна електроенергетична система в цілому і система сільського електропостачання зокрема мають особливості, які мають серйозний вплив на пристрої автоматики та їх автоматизацію. Шляхи автоматизації сільських електричних мереж виявляються значною мірою від тих, якими йде автоматизації міських і промислових мереж. Ця специфіка тісно пов'язана з тим, що через розкиданість і малу щільність навантаження в сільськогосподарських районах доводиться будувати відносно протяжні та розгалужені електричні мережі. Забезпечити безперервність електропостачання при небалансі потужності в таких районах досить важко з точки зору існуючих принципів аварійного розвантаження та відсутності аварійної броні для споживачів. Невелика кількість відповідальних споживачів 0,4 кВ серед розкиданих по території навантажень за таких умов може бути збережена тільки завдяки запропонованому способу селективного відключення менш відповідальних споживачів на напрузі 10 і 0,4 кВ.

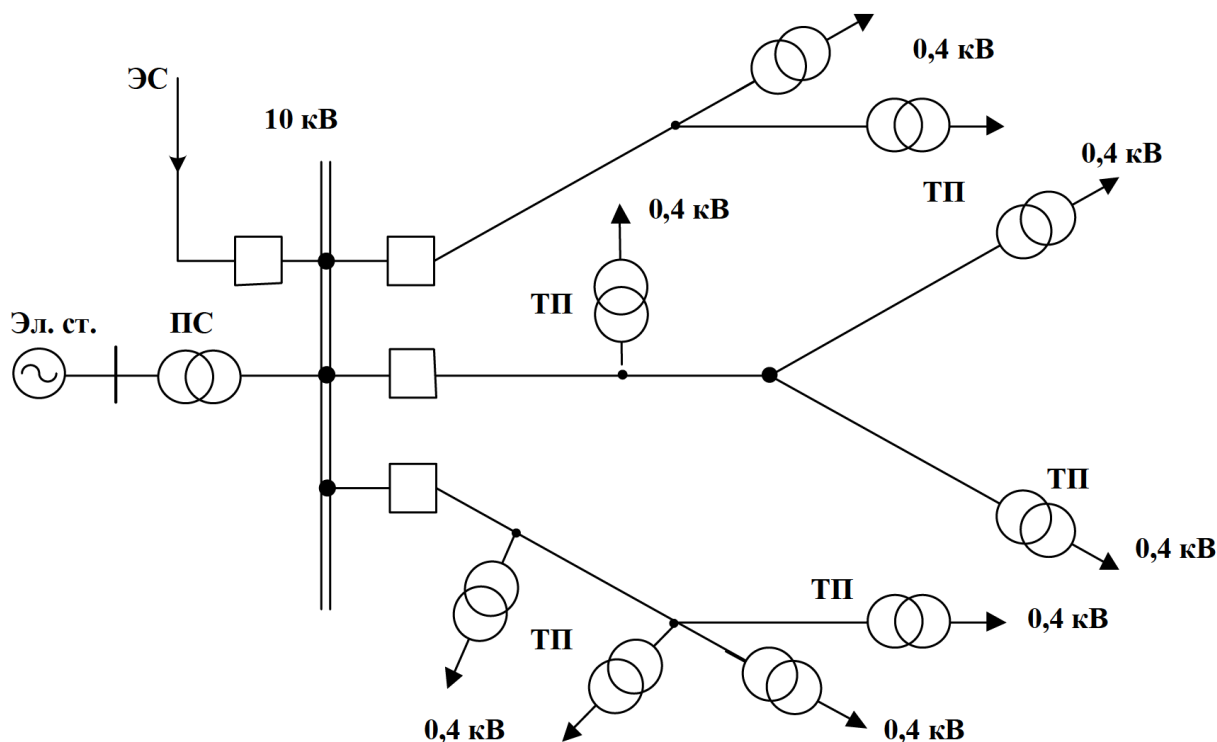


Рисунок 1.4 – Схема одиначної сільської розподільної мережі, що має малу електростанцію та зв'язок з енергосистемою

Відомо, що велика сільська територія насичена електроенергією менше, ніж місто, і має менше суспільних інфраструктур. При цьому, медичні пункти, станції зв'язку та інші соціально важливі об'єкти небажано відключати, особливо в гірських умовах та в зимовий період. Однак серед усіх сільських споживачів виділятиме саме такі об'єкти і для них будувати окрему лінію недоцільно з економічного погляду. Тому єдиним рішенням за таких умов можна вважати перенесення команд АЧР, що відключають, на нижчу напругу 0,4 кВ.

Усі комунально-побутові та сільськогосподарські споживачі електроенергії з погляду надійності їхнього електропостачання поділяються на три групи. Споживачі першої групи, які не допускають перерву електропостачання у зв'язку з можливим виникненням небезпеки життя людей та інших серйозних причин. У складі міських споживачів їхня частка становить близько 15 % [15].

Після аналізу характеристик питомих збитків споживачам [15, 16] можна



визначити фактичну структуру електричних навантажень, підключених до пристроїв ПА-САОН та АЧР, серед яких могли бути більш відповідальні споживачі (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Фактична структура електричних навантажень, підключених до АЧР

Споживачі у галузях	Потужність АЧР, %
Комунально-побутове господарство	22,0
Електрохімія	14,0
Сільське господарство	12,0
Машинобудування	12,0
Промисловість будівельних матеріалів	12,0
Інша промисловість	9,0
Будівництво	12,0
Інші галузі економіки	7,0

Згідно з ПУЕ, особливі споживачі та споживачі першої категорії повинні мати три незалежні джерела. Проте, всіх таких споживачів, частка яких становить 15% (наприклад, у складі міських споживачів), організація третього незалежного джерела вимагає серйозних матеріальних витрат.

Таким чином, при виборі потужності АЧР у вище розглянутих галузях необхідно ретельно звертати увагу на можливість зменшення збитків. Важливо, по - можливості, при цьому виключити відповідальні споживачі локальної енергосистеми, де існує ймовірність тривалого дефіциту потужності. Цієї мети можна досягти, якщо реалізувати селективне відключення навантаження за командами АЧР на напрузі 0,4 кВ, як запропоновано автором в [14]. Це питання більш докладно у наступному параграфі.

Установка АЧР безпосередньо в споживачів була запропонована ще у роки минулого століття [1]. Проте в даний час назріла необхідність поступової практичної реалізації відключення навантаження безпосередньо у вузлах

навантаження [16, 17]. Відповідно до зростання пріоритетності окремих споживачів, переведення балансуєчих відключень на напругу 0,4 кВ у відповідність до ПУЕ сприятиме реалізації додаткових вимог у частині більш детального обліку енергозалежності інфраструктури, вимог безпеки, соціальної значимості та комерційних факторів. У цьому розділі розглянемо розв'язання задачі реалізації команд черг АЧР та наступного частотного автоматичного повторного включення (ЧАПВ) на напрузі 0,4 кВ.

Питання перекладу відключення навантаження під час роботи АЧР актуальне у зв'язку з зростанням ролі споживачів і побудовою про активно адаптивних електроінформаційних «розумних» мереж (Smart Grid, EnrgyNet, тощо). Відомі пристрої циркуляційного телевідключення (ЦТО), дозволяють передавати кодовані сигнали на відключення до місць встановлення телеприймачів лише через мережу високої напруги [13]. Однак розгортання апаратури телеуправління мережами 0,4 кВ і контроль над ними є економічно досить витратним. Інші засоби та способи, розглянуті у [14, 18], розглядаються в наступному параграфі.

Перспективне, наприклад, застосування передачі команд АЧР безпосередньо від розподільної мережі 10 кВ (по силових повітряних і кабельних лініях) на напругу 0,4 кВ за допомогою способу короткочасної комутації напруги живлення силовими вимикачами з боку центрів живлення. При зниженні частоти команда пристрою АЧР на відключення навантаження 0,4 кВ транслюється в мережу у формі короткочасного переривання робочої напруги на величину заданої тривалості шляхом відключення і наступного включення вимикача фідера 10 кВ. Подібне рішення відоме [17] та розроблено в НДУ МЕІ для САОН енергорайону з власним джерелом.

Кількісно для частини навантаження, що не відключається, по кожному фідеру 10 кВ пропонується бронювати близько 10-20 % потужності. У цьому число задіяних під відключення фідерів збільшується на 10-20 %. Однак за такого рішення повне відключення замінюється на обмежене з можливістю збереження в роботі найбільш пріоритетної частини електроприймачів. За

відсутності пріоритетнішого навантаження зберігається існуючий порядок відключень на напрузі 10 кВ.

Команду ЧаПВ для повторного включення навантаження передбачається передати від пристрою АЧР через пристрій збору та передачі даних (УСПД) в ПТК комплексу апаратури АСКУЕ. Це буде єдиним новим ланцюгом вторинної комутації на підстанції – від пристроїв АЧР до підстанційної шафи ПТК АСКУЕ.

Переривання напруги заданої тривалості мережі 10/0,4 кВ сприймається безліччю лічильників обліку електроенергії, підключених АСКУЕ, і заздалегідь задана більшість електроприймачів 0,4 кВ відключається. При цьому деяка частина найбільш важливих електроприймачів залишається невідключеними, що і є метою способу, що розглядається.

Ця розстановка пристроїв забезпечує збереження існуючих рішень щодо проектування та експлуатації пристроїв АЧР, можливість контролю та відповідальності з боку енергосистеми за уставки. Управління кожним з електроприймачів 0,4 кВ, що відключаються, здійснюється за допомогою контактів індивідуальних лічильників обліку електроенергії.

Основна ідея пропозиції полягає в заміні повного відключення на часткове обмеження навантаження фідера 10 кВ з наданням можливості збереження частини найважливішої на даний момент навантаження. Кількісне значення частки навантаження, що не відключається, 0,4 кВ передбачається передбачати в обсязі, наприклад 10-20% від вихідного навантаження фідера 10 кВ.

Впровадження аналізованої пропозиції доцільно у точковому варіанті, фідер за фідером, при послідовній реалізації зростаючих вимог споживачів. Насамперед його доцільно розглядати у міських та сільськогосподарських мережах, особливо в районах з глибоким та тривалим дефіцитом з найбільшим зниженням збитків. Мінімізація витрат на реалізацію запропонованого варіанта досягається за рахунок інтеграції наявних програмно-технічних комплексів (ПТК) РЗА та АСКУЕ з використанням мікропроцесорних лічильників 0,4 кВ, оснащених контактом (рис. 1.5).

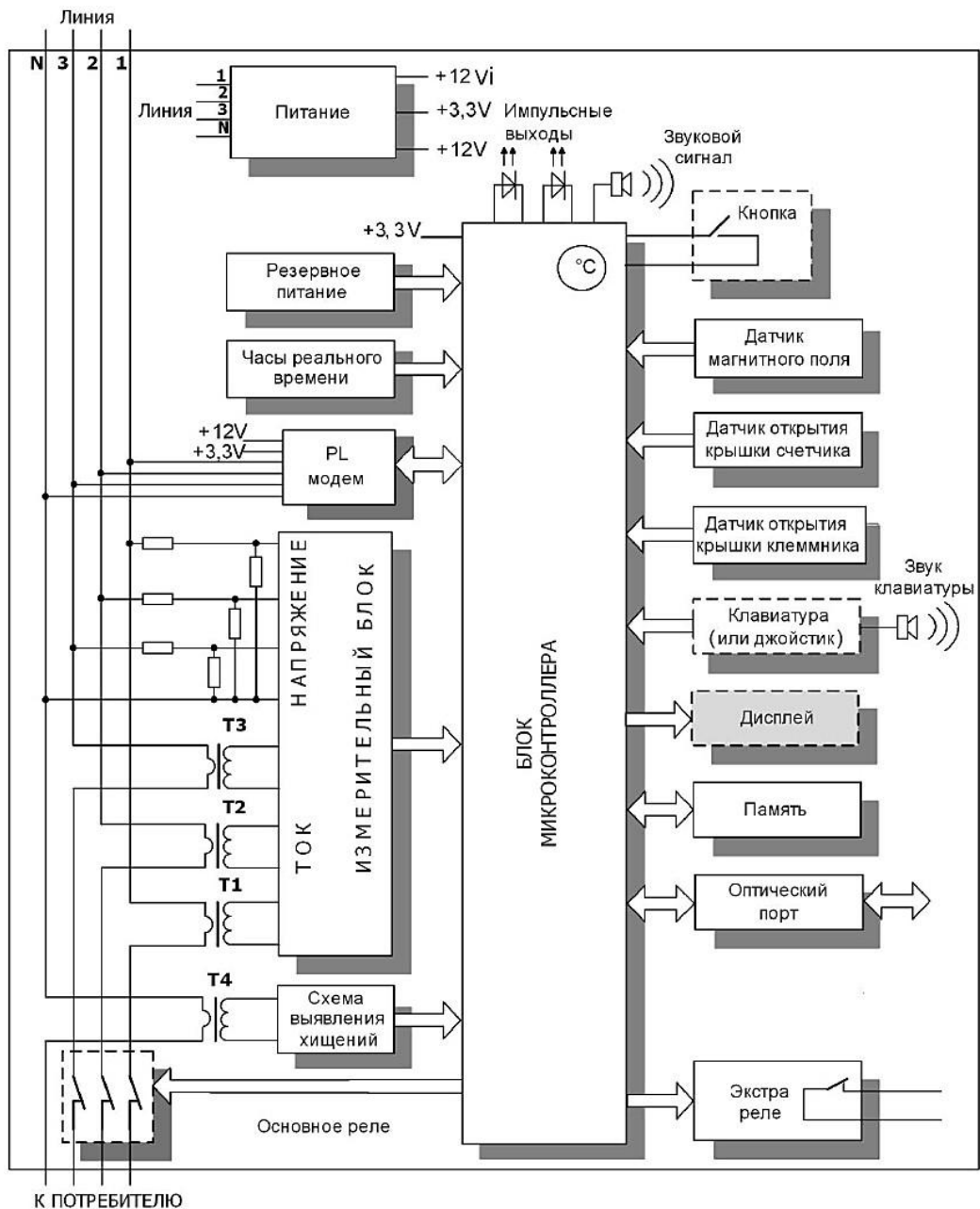


Рисунок 1.5 – Структурна схема сучасного лічильника електроенергії на прикладі лічильника серії NP73 [17]

Передбачається два варіанти схеми включення контактів лічильників:

- у силовий ланцюг навантаження 0,4 кВ безпосередньо;
- ланцюг управління приводом автоматичного вимикача 0,4 кВ.

У представленій на рис. 1.5 структурна схема лічильника серії NP73, є два контакти управління. Перший контакт здійснює безпосереднє відключення навантаження лічильником, другий, контакт, що належить, екстра реле може комутувати ланцюги управління у зовнішній мережі. На думку виробників, якщо

вихідний ланцюг від лічильника забезпечена пристроями захисного відключення (ПЗВ), то шляхом створення струму витоку через другий контакт можна зробити відключення навантаження навіть за відсутності керуючого комутаційного апарату.

## 2 ВИЗНАЧЕННЯ СПОСОБІВ ОБМЕЖЕННЯ НАВАНТАЖЕННЯ ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ ВИНИКАЮЧИХ НЕБАЛАНСІВ

Відповідно до класифікації автоматика поділяється на мережеву (МА), протиаварійну (ПА), режимну (РА) та технологічну (ТА) (рис. 2.1). Автоматичне управління почало застосовуватися з моменту створення енергосистем, у яких відбувалися аварії, що супроводжувалися швидко протікаючими процесами та для ліквідації яких вимагалася, за умов безперебійної роботи неушкодженої частини енергосистеми, більш висока швидкість реакції, ніж у чергового персоналу для швидкого відключення пошкодження. В даний час всі об'єкти в галузі енергетики оснащені пристроями автоматики. Основним завданням сучасної загальносистемної автоматики є запобігання порушенням динамічної або статичної стійкості паралельної роботи електричних станцій та збереження результируючої стійкості функціонування ЄЕС.

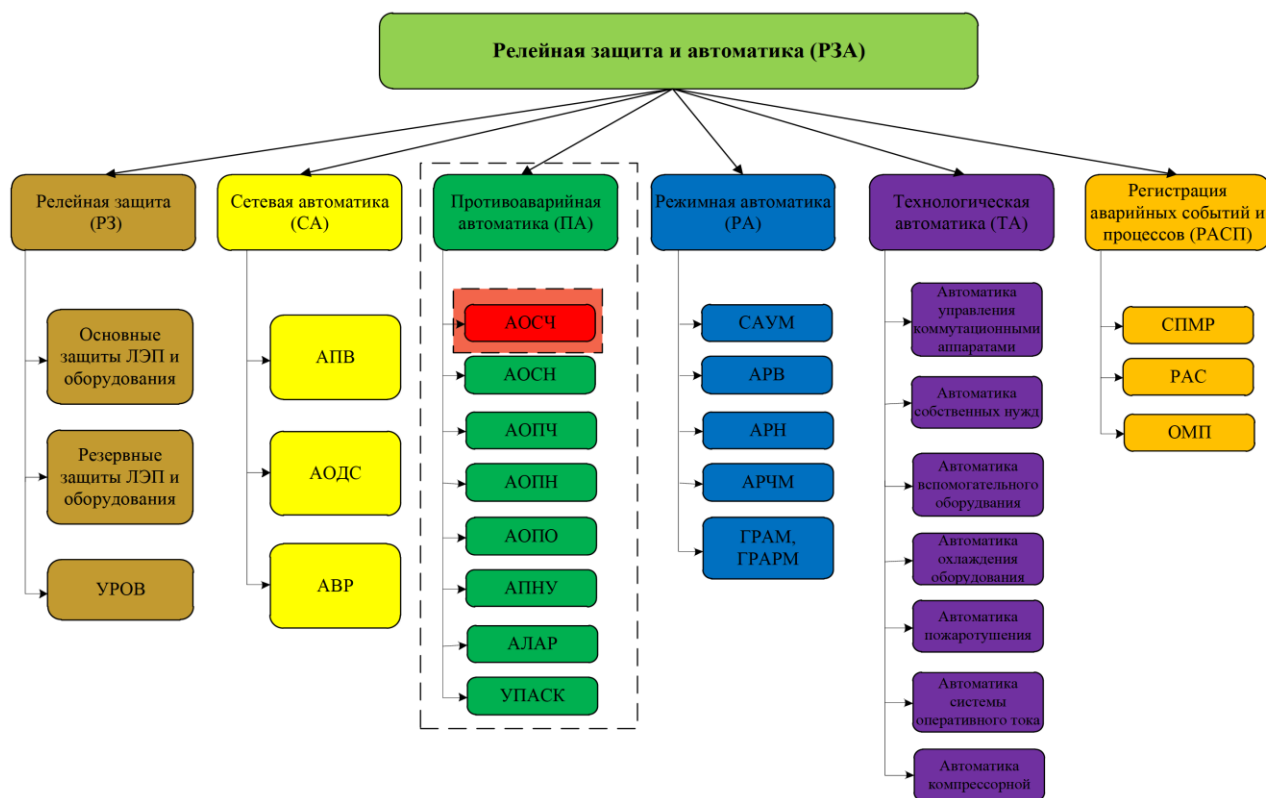


Рисунок 2.1 – Класифікація релейного захисту та автоматики, затверджена [17]

Автоматичне протиаварійне управління в енергосистемі реалізується за допомогою ПА, що забезпечує виконання наступних функцій:

- запобігання порушенням стійкості (АПНУ);
- ліквідацію асинхронних режимів (АЛАР);
- обмеження підвищення чи зниження напруги (АОПН, АОСН);
- обмеження підвищення або зниження частоти (АОПЛ та АОСЛ);
- запобігання недопустимим навантаженням обладнання (АТПО) [5,6,17].

Система АОСЧ, що складається з АЧР та САОН, як підсистема протиаварійної автоматики, відіграє важливу роль у забезпеченні підтримки стабільності роботи енергосистем при аварійному небалансі активної потужності. В даний час АЛР реалізує свої протиаварійні команди управління на напрузі 6-10 кВ та вище. Останнім часом різними виробниками випускаються функціональні пристрої АЧР. Однак спосіб реалізації відключення навантаження в основному перебуватиме на напрузі 6-10 кВ протягом багатьох десятиліть минулого і нинішнього століття. Проте, нині визнано, що споживачі також можуть брати участь у забезпеченні надійності енергосистем, надаючи системні послуги [17, 19].

Також передбачається формування резервів потужності за рахунок примусового розвантаження споживачів електричної енергії з керованим навантаженням з ініціативи системного оператора [18].

Розглянемо засоби та способи обмеження навантаження з метою ліквідації небалансу потужності у роботах кількох зарубіжних розробників. Підходи до використання модифікованих лічильників електроенергії для обмеження навантаження, саме при ліквідації небалансу активної потужності та запобіганні зниженню частоти, були розроблені в ряді зарубіжних країн, таких як Китай, Швеція, США та Польща. [19 - 24] розглянуто підходи до вирішення аварійного обмеження навантаження на 0,4 кВ. Розглянемо рішення, запропоновані у роботі авторів із Чалмерського Університету Технологій, Швеція [19].

Smart-Meter (інтелектуальний лічильник електроенергії), (SM) – це

удосконалений з дистанційним зчитуванням даних лічильник електроенергії та можливістю здійснення двостороннього зв'язку. Інтелектуальний лічильник вимірює електричну енергію та передає дані оператору територіальної розподільної системи в режимі реального часу та при необхідності відключає навантаження (рис. 2.2). Однією з вимог до функціональності лічильників SM, запропонованої Європейською комісією [20], є те, що вони повинні мати можливість дистанційно керувати навантаженнями.

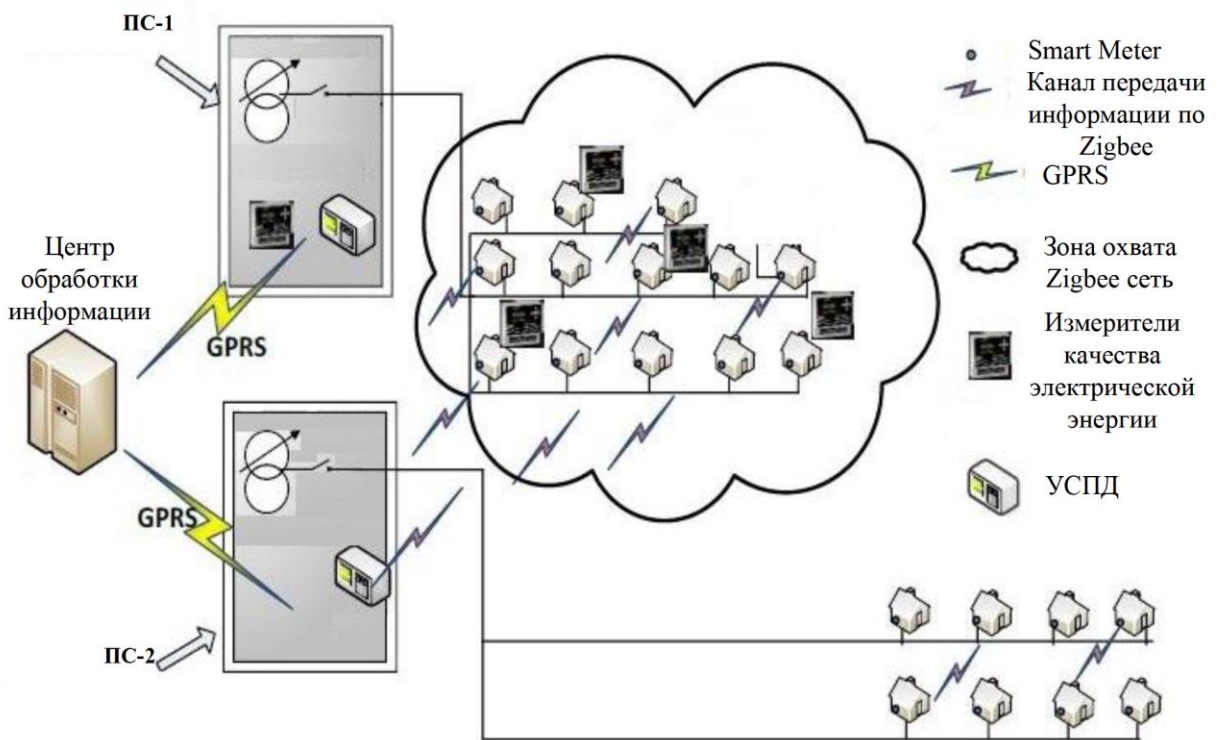


Рисунок 2.2 – Структурна схема реалізації дистанційного відключення навантаження за аварійного зниження напруги

Комутаційні функції SM можуть використовуватися для кількох цілей, тим самим відкриваючи нові можливості аварійного управління електричною мережею. Виникає інтерес дослідження проблем реалізації аварійного відключення навантаження у існуючій системі з використанням даних інтелектуального виміру під час небалансу потужності у зоні керованого енергорайону.

У розглянутому методі, як видно з рисунку 2.2, крім апаратури системи



АСКУЕ потрібно організації засобів зв'язку, наприклад у вигляді системи Zigbee метод застосовний для територіально обмежених районів управління та при обуреннях, що не потребують швидкодії. Крім того, з економічного погляду цей підхід є витратним.

Розробниками Американського університету в еміраті Шарджа (ОАЕ) було запропоновано спосіб обмеження навантаження модифікованими лічильниками електроенергії шляхом попереднього автоматичного відправлення SMS повідомлення з попередженням про перевищення ліміту електроспоживання та подальшим відключенням без урахування швидкодії [21]. Розглянемо ці пропозиції докладніше.

Бездротова система, що організує обмеження навантаження з метою запобігання перевантаженню обладнання виконує функцію вимірювання, обробки інформації та діє за спеціальними алгоритмами. Передбачено передачу SMS-повідомлення споживачу, який попереджає про перевищення рівня споживання (рис. 2.3, 2.4).

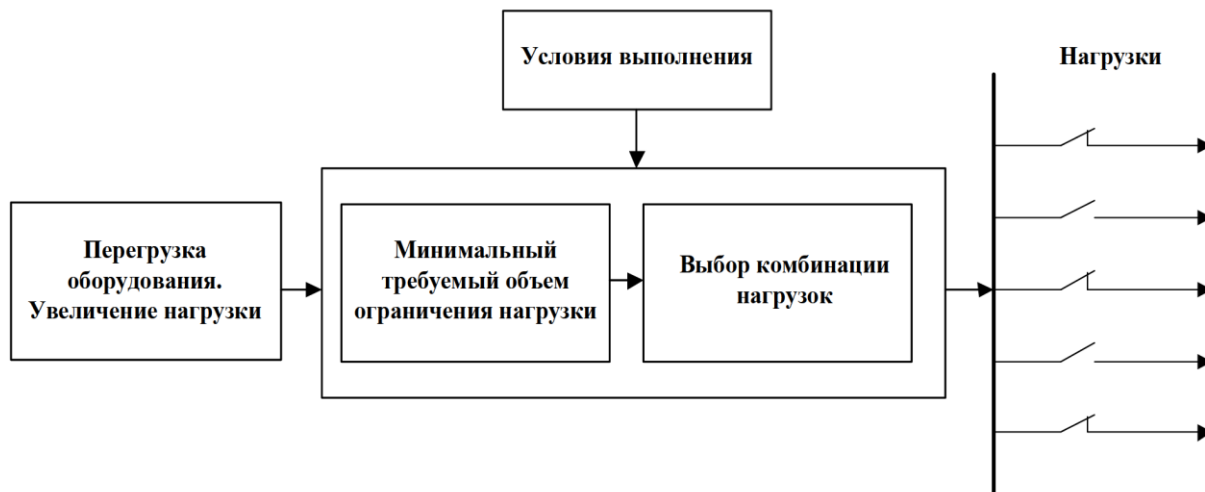


Рисунок 2.3 – Структурна схема способу обмеження навантаження під час перевантаження обладнання

Система складається з силової розподільної мережі, однокристальної мікропроцесорної системи, яка безперервно записує та обробляє значення споживаної потужності кожного з фідерів. Засобом передачі є розкидані численні GPRS-модеми.

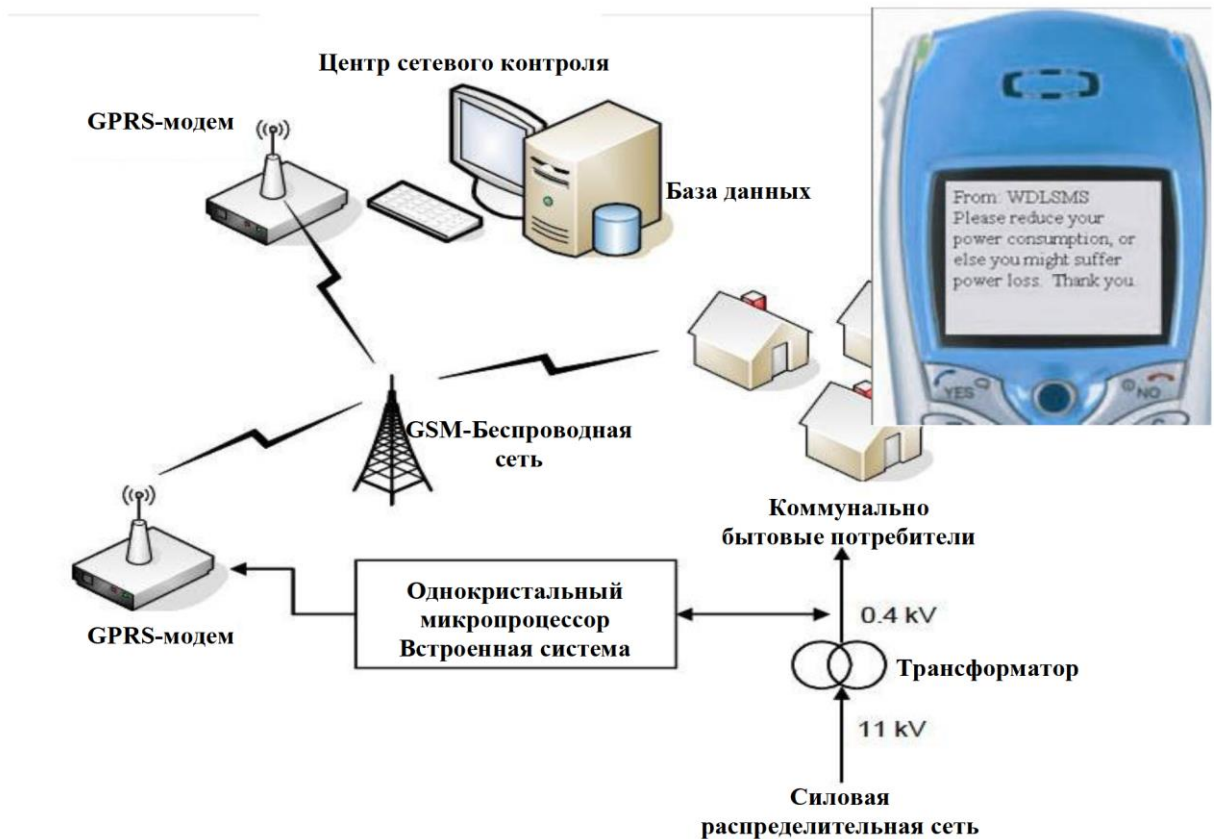


Рисунок 2.4 – Структурна схема бездротової системи для обмеження навантаження

Передбачено можливість зміни пріоритету для споживачів у разі ухвалення рішення щодо переходу до іншого ступеня відповідальності. Практичне застосування розглянутого підходу обмежено випадками у розподільній мережі з метою реалізації управління навантаженнями, що не потребують швидкодії.

Скоординована система АЧР з інтелектуальними лічильниками електроенергії у роботі авторів з Нанкінського науково-дослідного енергетичного університету (Китай) [23].

Поєднуючи технологію реагування на дефіцит потужності з традиційною системою обмеження навантаження за частотою, пропонується метод визначення стратегії АЧР з використанням інтелектуальних пристроїв для забезпечення скоординованого контролю споживання в ході зниження частоти.

Графік залежності зміни частоти в часі при спільній роботі інтелектуальних пристроїв із АЧР показано на рисунку 2.5.

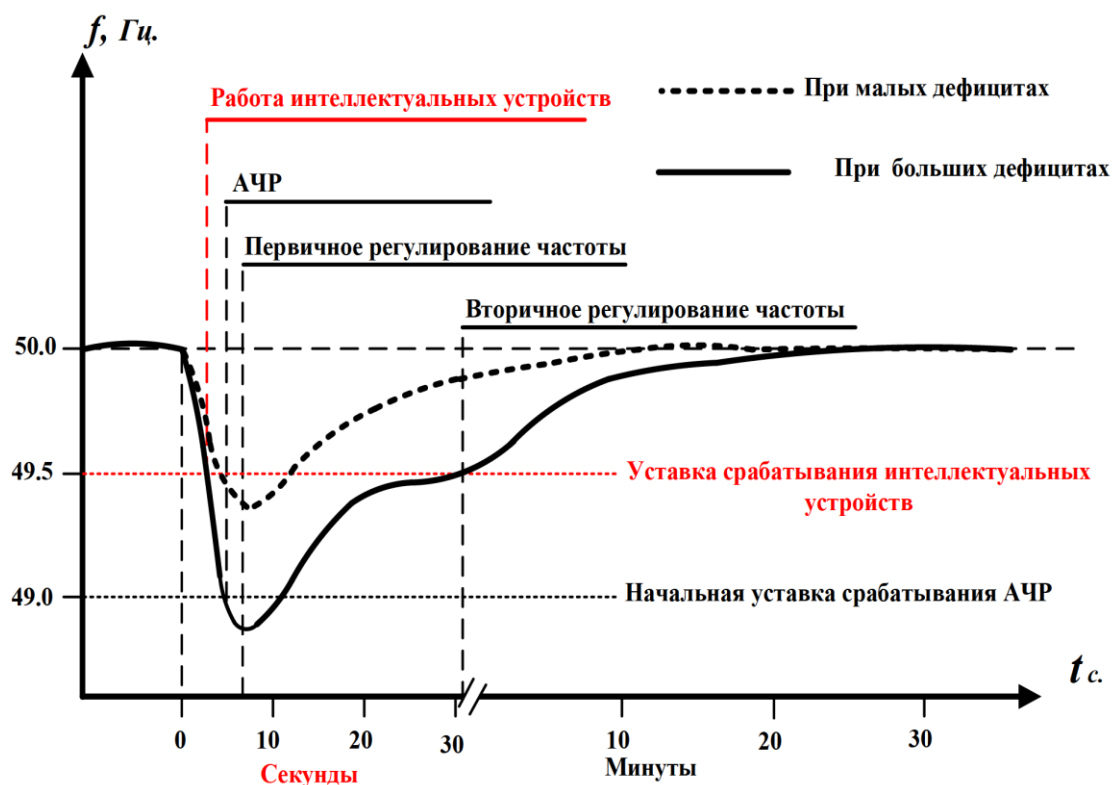


Рисунок 2.5 – Графік залежності зміни частоти в часі при спільній роботі інтелектуальних пристроїв із АЧР

Ефект від застосування даного способу можна сформулювати як фактор підвищення регулюючого ефекту навантаження в ході зниження частоти. Інтелектуальні з погляду зручності споживачів (клієнтів) поділяються на дві категорії. Перша – це некритичні навантаження, і мало впливають на комфорт клієнта, наприклад, холодильники, водонагрівачі та кондиціонери, які можуть бути відключені протягом відносно тривалого періоду часу (кілька хвилин). Друга категорія – критичні навантаження, які можуть бути відключені лише на кілька секунд, щоб уникнути негативного впливу на життєдіяльність клієнта. Інтеграція координаційної схеми інтелектуальних механізмів з АЧР показано на рисунку 2.6 [23].

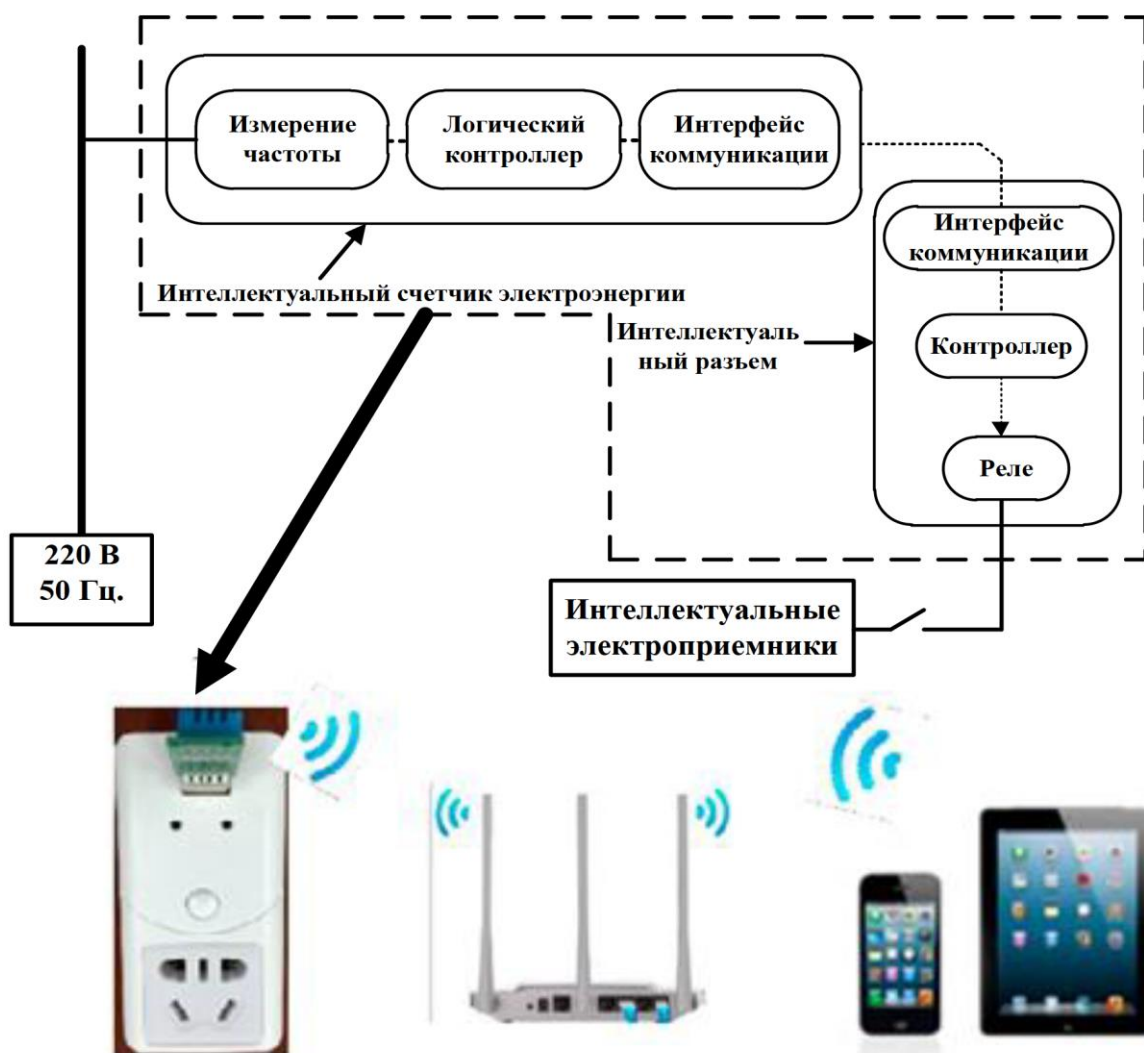


Рисунок 2.6 – Интеграция координационной схемы интеллектуальных механизмов с АЧР [23]

З цією метою пропонується використовувати спільно з інтелектуальними лічильниками ще інтелектуальні роз'єми [24], що представляють собою пристрої, що мають зв'язок з інтелектуальним лічильником електроенергії та здійснюють відключення приймачів при зниженні частоти нижче 49,5 Гц. З використанням розглянутого способу регулювання частоти в перший момент виникнення дефіциту, а саме при малих його обсягах, є досить гнучким, з найменшим економічним збитком, так як розвантаження починається при частоті 49,5 Гц, і при малих дефіцитах немає необхідності використовувати АЧР для відключення на напрузі 10 кВ. У традиційній системі до досягнення частоти нижче за уставку АЧР діють тільки первинні регулятори, включаючи регулюючий ефект

навантаження. Часткове обмеження навантаження до спрацьовування першої черги є актуальною, оскільки регулюючий ефект навантаження позитивно впливає в ході зниження частоти, особливо на початковому інтервалі виникнення небалансу.

Інтелектуальні лічильники електроенергії з функціями АЧР, за аналогією з розглянутим вище варіантом, пропонуються [22]. Інтелектуальні лічильники, що мають зв'язок з пунктом диспетчерського управління розподільних мереж та енергопостачальною організацією, використовуються для організації заходи щодо ліквідації дефіциту потужності. Даний підхід досить прийнятний, так як у роботі пропонується реалізація відключення навантаження на підстанціях 10 кВ і селективно у кінцевих споживачів 0,4 кВ. На рисунках 2.7 та 2.8 показані структурні схеми інтелектуальної системи обмеження навантаження при зниженні частоти з використанням мереж передачі інформації, а на рисунку 2.9 показана структурна схема дії способів ввімкнення навантаження на напругу 0,4 кВ.

Особливість даного підходу у тому, що відключення навантаження складає напрузі підстанції (10 кВ) і у вузлах споживача 0,4 кВ. Споживач може змінювати свою пріоритетність і відповідно тариф для його виведення з-під контролю АЧР.

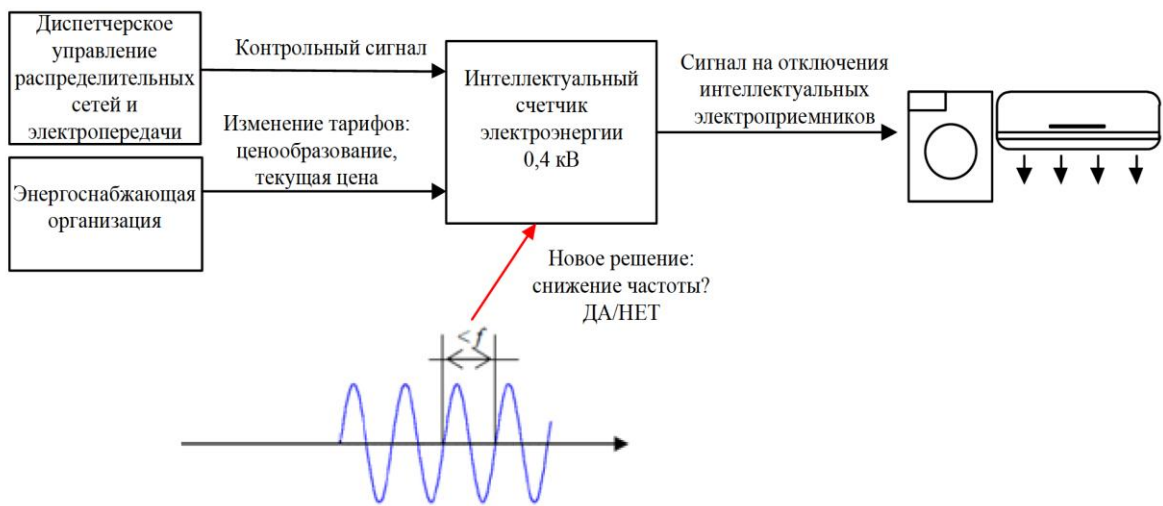


Рисунок 2.7 – Структурна схема роботи інтелектуального електрولیчильника із мережею зв'язку [22]

Проте контроль за уставками АЧР на напругу 0,4 кВ покладається на енергопостачальну організацію. За цю частину АЧР енергосистема відповідальності не несе. Доцільно застосування даного способу в ізолюваних енергорайонах та за рішенням єдиного власника генеруючого та енергопостачального обладнання.

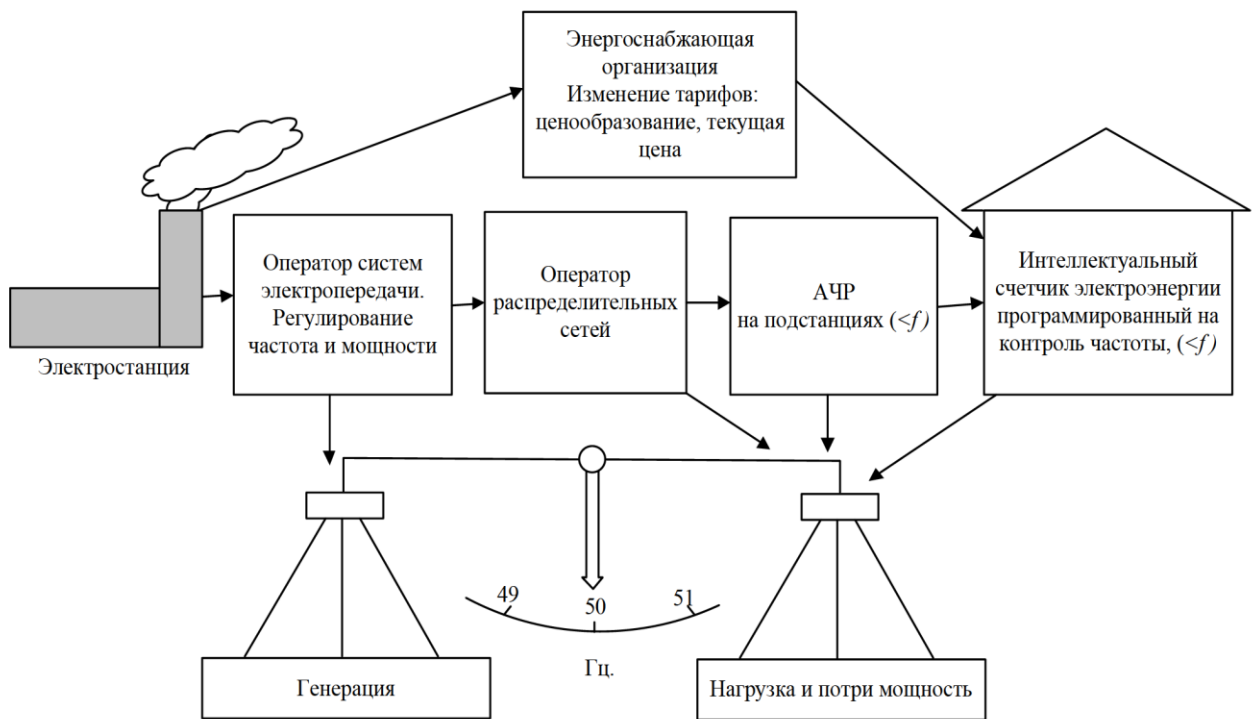


Рисунок 2.8 – Структурна схема інтелектуальної системи обмеження навантаження у разі зниження частоти [23]

Як видно із рисунка 2.8, мета кожного розглянутого варіанта полягає у відключенні навантаження на напрузі 0,4 кВ. Деякі з цих варіантів реагують автономного зниження частоти, деякі - діють по командам АЧР на рівні.

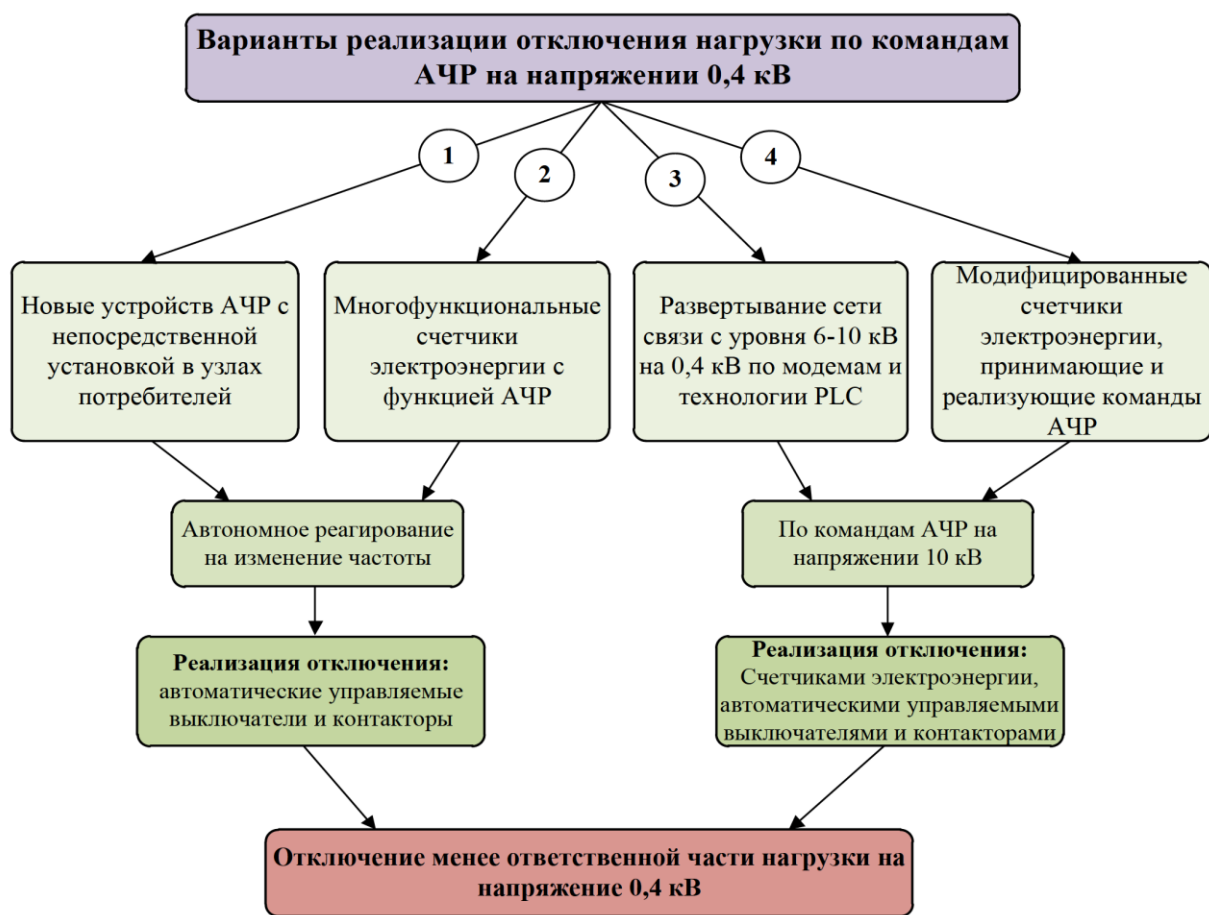


Рисунок 2.9 – Структурна схема дії способів вимкнення навантаження на напругу 0,4 кВ

Вище розглянуті способи відключення навантаження за аварійного небалансу активної потужності та зниження частоти в системі можуть бути застосовані в локальних енергосистемах за обставиною. Однак в інших енергосистемах, наприклад, в енергосистемах України та в її підсистемах застосування таких способів є недоцільним з таких відомих причин:

- 1) Вихід пристрою АЧР з-під контролю енергосистеми;
- 2) Відсутність нормативно-технічної документації та стандартних законодавств, що визначають обов'язки сторін – енергосистема, постачальники, мережеві компанії та енергопостачальні організації;
- 3) Відсутність про Інтелектуальних лічильників з функціями АЧР;
- 4) Відсутність методики розрахунку та вибору потужності АЧР по даному способу;

5) Відсутність досвіду роботи та низка незручностей при контролі за уставками АЧР.

2.1 Порівняння технічно можливих варіантів реалізації відключення навантаження на напругу 0,4 кВ

Вище розглянуті способи мають переваги і відповідно ряд недоліків з точки зору, економічності, надійності, швидкодії та ін. У цьому параграфі проведено порівняння чотирьох основних варіантів реалізації обмеження навантаження на напругу 0,4 кВ.

З метою підвищення надійності електропостачання споживачів та забезпечення зниження збитків від перерви живлення надано рекомендацію щодо встановлення АЧР безпосередньо у споживачів [1]. При цьому витрати на додаткову апаратуру дають змогу значно знизити збитки від перерви електропостачання споживачів під час роботи пристроїв АЧР. У цьому параграфі варіанти порівнюються та оцінюються за такими умовами:

- задоволення вимог до роботи пристроїв АЧР;
- за умовами збереження контролю із боку енергосистеми;
- за економічними умовами;
- за умовами швидкодії при реалізації команд відключення навантаження;
- за надійністю та функціональністю.

Нижче наведено чотири основні можливі варіанти реалізації відключення навантаження за командами АЧР на напрузі 0,4 кВ:

- 1) Нові пристрої АЧР на 0,4 кВ;
- 2) Багатофункціональні лічильники 0,4 кВ з функцією АЧР та системи АСКУЕ;
- 3) Розгортання засобів зв'язку від пристрою АЧР з напруги 6-10 кВ до комутаційних апаратів у мережі 0,4 кВ;
- 4) Використання модифікованих лічильників як приймачів команди, сформованої терміналом РЗА при роботі АЧР на 10 кВ, що має форму



короткочасного переривання напруги живлення заданої тривалості.

Нові пристрої АЧР на 0,4 кВ. Відомо, що мережеві компанії обмежені в можливостях залишити під контролем АЧР необхідні обсяги навантаження через те, що на ТП 6-10/0,4 кВ функції протиаварійної автоматики, як правило, не реалізуються, оскільки пристроїв ПА знаходяться під контролем енергосистеми. Тому з управління АЧР виключаються більші частини невідповідального навантаження, які, у свою чергу, могли б забезпечити необхідний ефект від роботи пристроїв АЧР при небалансі потужності. Розроблений пристрій компанією ПАРМА спеціального виготовлення на напругу 0,4 кВ пропонується для встановлення на напругу 0,4 кВ [26]. ПАРМА УАЧР-12 (рис. 2.10) є сучасним мікропроцесорним багатофункціональним цифровим пристроєм, який дозволяє виконувати функції АЧР для окремого приєднання, групи приєднань і окремого керованого споживача, а також може бути застосоване як реле частоти, реле напруги та швидкості зміни напруги.



Рисунок 2.10 – Зовнішній вигляд пристрою УАЧР-12 (ПАРМА)

Пристрій УАЧР-12 відрізняється від інших пристроїв ПА значно нижчою вартістю, виконуючи функції дорожчих терміналів АЧР/ЧАПВ [27]. Однак пристрої ПА, включаючи АЧР, є об'єктом, що під контролем енергосистеми і відповідно, при їх численній кількості, тим паче поза межами приналежності,

контроль за їх уставками є трудомісткою роботою. Виходячи з цього доцільно застосування таких пристроїв в енергооб'єктах із власними джерелами та які стосуються однієї компанії.

## 2.2 Застосування багатofункціональних лічильників 0,4 кВ з функцією автоматичного частотного розвантаження та автоматизованої системи контролю та керування енергоспоживанням

Однією з вимог, які пред'являються до електроустановок, є організація автоматизованої інформаційно-вимірювальної системи комерційного обліку електроенергії (АПС КУЕ, рис. 2.11).

Для того, щоб реалізувати таку систему, вона повинна мати можливість здійснювати контроль енергоспоживання і величини потужностей, що споживаються і генеруються, як мінімум в півгодинному інтервалі. При організації вимог для технічного обліку на тій самій інфраструктурі без додаткових витрат на обладнання можна отримувати інтервали енергоспоживання в межах від 1 до 3 хв.

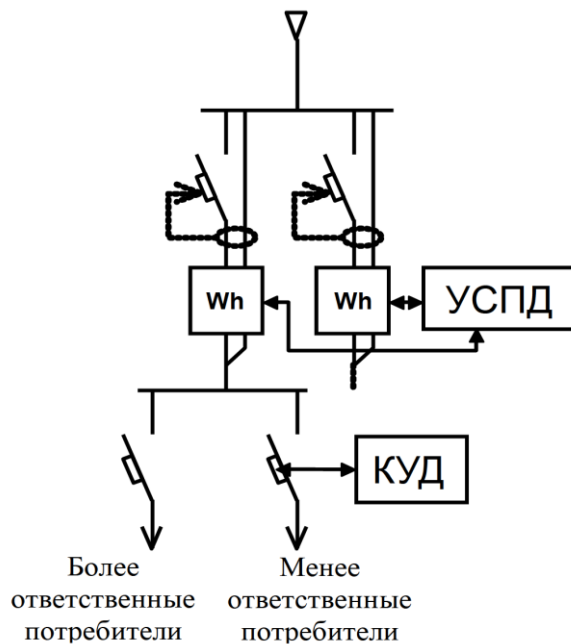


Рисунок 2.11 – Розстановка лічильників з функцією АСКУЕ, пристроїв УСПД та пристрої контролю віддаленого доступу (КУД) у мережі 0,4 кВ з можливою реалізацією функцією АЧР

Однак даний варіант викликає труднощі при експлуатації пристроїв АЧР щодо невідповідності з діючими нормативно-технічними документаціями. Аналогічно першому варіанту доцільно застосування цього варіанта в енергооб'єктах із власними джерелами та належать до однієї компанії.

Використання модифікованих лічильників як приймачів команди, сформованої терміналом РЗА під час роботи АЧР на 110 кВ, що має форму короткочасного переривання напруги живлення заданої тривалості. Даний варіант заснований на контролі сигналу короткочасного переривання напруги живлення в якості команди на відключення навантаження. Прийом сигналу-переривання напруги заданої тривалості та реалізація відключення навантаження здійснюється модифікованими лічильниками електроенергії. Сигнал-переривання формується в циклі ПРО силового вимикача фідера 10 кВ і транслюється по мережі. Цей варіант забезпечує передачу команди пристрою АЧР по силових лініях з рівня 10 кВ на 0,4 кВ з необхідним відстроюванням від провалів переривань, що виникають при дії пристроїв релейного захисту та автоматики.

Відомо, що при маніпуляції робочої напруги, що має інформаційний характер, важливі коректність роботи силового вимикача, що виконує функції передавача (1), а також відбудова впливу рухового навантаження тривалості переривання в лічильниках електроенергії, що грають роль приймачів (2). На рисунку 2.12 показано однолінійну схему каналу реалізації відключення навантаження по командах від пристроїв АЧР з рівня 10 кВ на напругу 0,4 кВ.

При реалізації даного варіанту немає необхідності у створенні нових пристроїв для відключення навантаження на напрузі 0,4 кВ, так як система АСКУЕ з численними мікропроцесорними лічильниками, УСПД з технологією PLC і кожен фідер з терміналами МП РЗА управління та захисту вже існує. Потрібно лише внесення невеликих змін у програмне забезпечення мікропроцесорних лічильників електроенергії щодо прийому команди та її реалізації. У передавачі МП РЗА також потрібно внести алгоритм формування

повторного включення вимикача після відключення по командам АЧР через заданий час. Необхідно відзначити, що оскільки технологія PLC є повільно діючою, її можна використовувати при реалізації команд ЧАПВ.

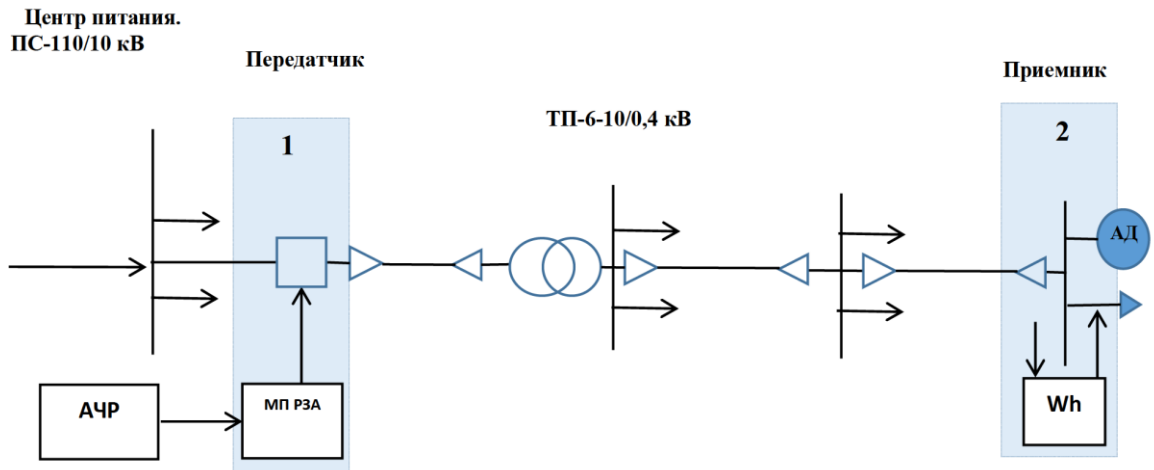


Рисунок 2.12 – Однолінійна схема каналу реалізації відключення навантаження за командами АЧР на напругу 0,4 кВ

Встановлені на напрузі 10 кВ пристрої АЧР передають команди за алгоритмом АЧР, що діє, на відключення в мережу 0,4 кВ у формі переривання напруги без додаткової затримки, а наступні включення за алгоритмом ЧАПВ пропонується реалізувати засобами АСКУЕ, GSM і PLC зв'язку. Реалізація пропозиції характеризується мінімальними додатковими витратами та полягає у модифікації програмного забезпечення вже наявних пристроїв МП РЗА та комплексу пристроїв АСКУЕ. Завдяки цьому здійснюється інтеграція пристроїв РЗА та систем АСКУЕ, що є особливо важливим для системи з активно-адаптивною мережею, Smart Grid та EnergyNet.

Результати порівняння переваг та недоліків чотирьох можливих варіантів реалізації відключення навантаження на напрузі 0,4 кВ за командами пристроїв АЧР наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Підсумкове порівняння розглянутих варіантів

Варіанти	За економічними умовами	За умовами швидкодії	За надійністю роботи	За умовами експлуатації та контроль за уставками	Контрольність АЧР з боку енергосистеми
<b>1</b>	Малі витрати	Підходить	Підходить	Є ряд труднощів	Контроль губиться
<b>2</b>	Малі витрати	Підходить	Підходить	Є ряд труднощів	Контроль губиться
<b>3</b>	Великі витрати	Не підходить	Не підходить	Є ряд труднощів	Залишається під контролем
<b>4</b>	Пристрої вже є	Підходить	Висока надійність за точної настройці	Немає труднощів	Залишається під контролем

З урахуванням умов, розглянутих у таблиці 2.1, найкращим вважається четвертий варіант. Результати порівняння показують, що четвертий варіант «Модифіковані лічильники 0,4 кВ, що використовуються як приймачі команд АЧР», є найбільш перспективним. Особливості функціонування системи АСКУЕ дають можливість лічильникам за спеціальними алгоритмами узгодити дію між собою і при небалансі потужності відключати лише споживачів з найменшою шкодою, а уставки для пристроїв АЧР традиційно контролюються працівниками енергосистем у місцях, де вони вже встановлені та технологія їх експлуатації освоєна. Зазначений варіант є компактним та економічним, а також не вимагає внесення суттєвих змін до директивних матеріалів та методик проектування АЧР. Переведення реалізації команд АЧР на напругу 0,4 кВ за четвертим варіантом не потребує великих матеріальних витрат на організацію каналів зв'язку, а також суттєвих змін до чинних нормативно-технічних документів.

## 2.3 Виникнення раптового дефіциту потужності та процесів зниження частоти

Під поняттям динамічної частотної характеристики енергосистеми розуміється залежність зміни частоти у часі, у разі небалансу активної потужності [15, 25] (рис 2.13). Відомо, що зміна частоти в енергосистемі відбувається в результаті порушення балансу між моментом турбіни  $M_T$ , що обертає, і механічним моментом опору  $M_C$ , що визначається електричним навантаженням генератора. При порушенні балансу з якоїсь причини між цими величинами відбувається зміна кутової частоти ротора синхронного генератора та частоти електричного струму відповідно до рівняння:

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_T - M_C \quad (2.1)$$

де  $J$  – сумарний момент інерції мас, що обертаються, агрегатів електричного навантаження, підключеного до нього (в основному електродвигунів з приводними механізмами).

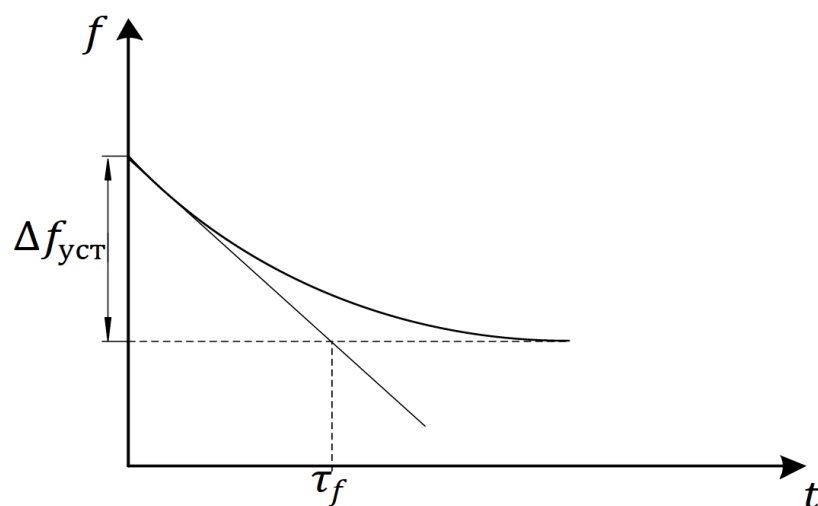


Рисунок 2.13 – Динамічна частотна характеристика ЕЕС за відсутності обертового резерву потужності

Як відомо [15], при дослідженні процесів пов'язаних з регулюванням частоти та електромеханічними перехідними процесами, перш за все, необхідно визначити постійну часу механічної інерції агрегатів, що обертаються у складі досліджуваної частини енергосистеми. Якщо уявити енергосистему у вигляді еквівалентного агрегату, що працює на еквівалентне навантаження, то перехідний процес у початковий момент виникнення дефіциту потужності визначається за відомим рівнянням руху ротора [1, 3, 4, 26]:

$$T_j \frac{df}{dt} = P_T - P_H, \quad (2.2)$$

де  $T_j$  – постійна часу інерції обертювх мас;

$P$  – механічна потужність на валу турбіни;

$P_H$  – електрична потужність, що відповідає сумарній потужності навантаження з урахуванням втрат в електричній мережі.

Рівняння (2.2) відображає безперервне існування балансу активної потужності генератора та навантаження. При цьому в перехідному процесі частина електричної потужності виробляється генераторами за рахунок зміни кінетичної енергії махової маси агрегату при зниженні частоти.

При цьому постійна механічна інерція для кожного агрегату визначається [4, 68]

$$T_{J,agr} = \frac{2,74 \cdot GD^2 \cdot n^2 \cdot 10^{-6}}{P_{ном}} \text{ с,}$$

де  $G$  – момент інерції агрегату;

$n$  – частота обертання, об/хв;

$P_H$  – номінальна потужність агрегату, МВт.

Так як у складі навантаження також є частини, що обертаються, то відповідно постійна механічної інерції енергосистеми визначається як сума постійних інерцій окремих агрегатів (двигунів з приводними механізмами і

генераторів з турбінами), віднесених до базисної потужності.

Якщо прийняти базову потужність навантаження у вихідному режимі  $P_{н.0}$ :

$$\begin{aligned} T_J &= \sum T_{J,agr} \frac{P_{ном}}{P_б} = \frac{\sum(\tau_{турб} + \tau_{г}) \cdot P_{г.ном} + \sum(\tau_{дв} + \tau_{мех}) P_{дв.ном}}{P_{н.0}} \\ &= \tau_{г} + \tau_{н}, \end{aligned} \tag{2.4}$$

де

$$\tau_{г} = \frac{\sum(\tau_{турб} + \tau_{г}) \cdot P_{г.ном}}{P_{н.0}}; \quad \tau_{н} = \frac{\sum(\tau_{дв} + \tau_{мех}) P_{дв.ном}}{P_{н.0}}.$$

З рівняння (2.4) видно, що перша складова змінюється за зміни числа включених генераторів, а друга-при зміні потужності навантаження. Виходячи з цього, як відомо слід враховувати, що при будь-якій зміні складу обладнання, що обертається під час аварії, при відключенні частини агрегатів, мимовільному, автоматичному або ручному відключенні навантаження, також по-різному буде змінюватися постійна механічна інерція енергосистем.

Відповідно до [23] та досвіду експлуатації, значення  $T_J$  для гідрогенераторів з малою частотою обертання (150 об/хв і менше) з повітряним охолодженням обмоток інерційна стала становить в середньому 7-8 с, а для швидкохідних генераторів (300 об/хв і вище)- знижується до 5-6 с. Також у практиці відомі приклади створення великих генераторів з інерційною постійною від 3 до 16 с.

Рівняння (2.1), (2.2) та (2.3) визначають динамічну характеристику енергосистеми [15]. При аналізі динамічної частотної характеристики енергосистеми основну роль грає величина  $\tau_f$  - постійна зміна частоти. Дана величина при малих значеннях дефіциту потужності, коли потужності генераторів  $P_{г}$  незначно відрізняється від потужності навантаження  $P_{н}$ , визначається за виразом:



$$\tau_f = \frac{\tau_J}{k_n} \quad (2.5)$$

де  $\Delta f = (f_{\text{ном}} - f_{\text{уст}})$  – відхилення частоти від номінального значення;

$k_n$  – коефіцієнт регулюючого ефекту навантаження, що характеризує відносну зміну споживаної електричної потужності при зміні частоти на одну відносну одиницю

$$K_n = \frac{\Delta P_n \cdot \Delta f_{\text{ном}}}{\Delta f \cdot P_{n.0}} \quad (2.6)$$

Динамічна частотна характеристика енергосистеми дає можливість наочно уявити фізику перебігу процесу зниження частоти, виявити фактори, що впливають на перехідний процес. З урахуванням (2.5) значення  $\tau_f$  розраховується точніше:

$$\tau_f = \frac{\tau_\Gamma (P_{n.0} - \Delta P_\Gamma) + \tau_n (P_{n.0} - \Delta P_n)}{k_n (P_{n.0} - \Delta P_n)} = \frac{\tau_\Gamma \left(1 - \frac{\Delta P_\Gamma}{P_{n.0}}\right) + \tau_n \left(1 - \frac{\Delta P_n}{P_{n.0}}\right)}{k_n \left(1 - \frac{\Delta P_n}{P_{n.0}}\right)}, \quad (2.7)$$

де також  $\tau_\Gamma$  і  $\tau_n$  також віднесені до  $P_{n.0}$ .

Як зазначалося вище, процес зниження частоти також впливає регулюючий ефект навантаження по частоті, якщо прийняти напругу номінальним у вузлах навантаження під час аварії, оскільки чим більше  $n$ , тим менше рівень зниження частоти. Це залежить від того, що до складу вузлів навантаження входять різні споживачі і, природно, за зміни частоти в енергосистемі змінюється і потужність навантаження. Зміна частоти енергосистеми впливає продуктивність більшості споживачів, зокрема механізми власних потреб теплових станцій. Не всі споживачі однаково реагують на відхилення частоти, у зв'язку з чим їх поділяють на групи, включаючи кожен групу споживачів, у яких залежність споживання від частоти

та сама. Сумарна активна потужність навантаження за сталості напруги, тобто, при невеликих дефіцитах потужності описується виразом [4 - 8]:

$$P_{\text{н}} = a_0 P_{\text{н0}} + a_1 P_{\text{н0}} \frac{f}{f_0} + a_2 P_{\text{н0}} \frac{f^2}{f_0^2} + a_3 P_{\text{н0}} \frac{f^3}{f_0^3} + a_4 P_{\text{н0}} \frac{f^4}{f_0^4}, \quad (2.8)$$

Математичний сенс висловлювання (2.8) відображає так званий ряд Тейлора з розкладанням функції на суму похідних, де  $a_0, a_1, a_2, a_3, a_4$ , - коефіцієнти, що визначають пайову участь навантажень, відповідно не залежать від частоти (лампи на опорі), що залежать від частоти в першій (компресори, поршневі насоси), другий (відцентрові вентилятори, циркуляційні насоси), третього (конденсаційні насоси) і четвертого ступеня (відцентрові та поживні насоси ТЕС), у сумарному навантаженні при номінальній частоті.

Протягом доби склад споживачів енергосистеми змінюється: вдень освітлювальне навантаження менше і в енергосистемі переважає навантаження промислових підприємств, а у вечірні години промислове навантаження дещо знижується, а освітлювальне збільшується. Зі зміною складу споживачів змінюється і регулюючий ефект навантаження. Як звичайно, ці зміни не дуже великі. Прийнято, що зміна регулюючого ефекту навантаження протягом доби не виходить за межі  $\pm (10 - 15) \%$ .

Відповідно (2.8) при зниженні частоти потужність навантаження у визначеному ступені зменшується. У цьому вся проявляється регулюючий ефект навантаження по частоті, тобто, навантаження сама зменшує дефіцит активної потужності, і, отже, зниження частоти.

Залежно від складу споживачів у різних енергосистемах характерний їм регулюючий ефект навантаження має різне значення. Наприклад, для енергосистем Росії цей коефіцієнт дорівнює 1 - 3. Це означає, що з зниження частоти в енергосистемах на 1 % (0,5 Гц), споживання зменшується на 1 - 3 %. За досвідченими даними, залежно від складу навантаження в енергосистемі коефіцієнт регулюючого ефекту навантаження має значення  $n = 1,5 \div 2,5$  [11].

Вище розглянуті величини помітно впливають процес зниження частоти роботи АЧР загалом. Знаючи значення  $T_J$ ,  $\tau_f$ ,  $k_n$ , можна визначити значення частоти при дефіциті потужності за виразом:

$$\Delta f = f_0 - \frac{\Delta P_d \cdot f_0}{P_{н.0} \cdot K_H} \cdot \left( 1 - e^{-\frac{t}{T_J}} \right), \quad (2.9)$$

де  $f_0$  – номінальне значення частоти;

$\Delta P_d$  – дефіцит активної потужності,

$P_{н.0}$  – потужність навантаження у вихідному режимі.

При дії черг АЧР-1 в процесі зниження частоти відбувається багаторазове перепризначення всіх параметрів перехідного процесу, який призводить до значення частоти з урахуванням дії N-черг АЧР-1 за відомим виразом:

$$f_{уст} = f_0 - \frac{(\Delta P_{деф} - \sum_{i=1}^N \Delta P_{1-i}) \cdot f_0}{(100 - \sum_{i=1}^N \Delta P_{1-i}) \cdot K_H}, \quad (2.10)$$

де  $\Delta P_{деф}$  – обсяг дефіциту потужності;

$N$  – кількість черг АЧР-1, що спрацювали;

$f_0$  – номінальне значення частоти.

## 2.4 Принципи побудови частотного розвантаження та її роль у забезпеченні надійної роботи енергосистеми

Пристрої АЧР є одним із найважливіших підсистем АОСЧ. Вона забезпечує запобігання лавині частоти (АЧР-1) та пошкодженню лопаток турбін (АЧР-2). В даний час і пускові та виконавчі органи АЧР здебільшого

розміщуються по підстанціям енергосистеми на напрузі 6-10 кВ. Під час проектування пристроїв АЧР ставиться відповідно питання мінімізації збитків від аварійного припинення живлення.

Відомі і протягом десятиліть зафіксовані в НТД та [6, 25] основні завдання, вимоги та категорії АЧР, які мають запобігти двом загрозам для електроенергетичної системи, викликані

1) Неприятливим розвитком аварії з дефіцитом активної потужності та зниженням частоти, зумовленим зменшенням продуктивності механізмів власних потреб теплових електростанцій при частоті нижче 46 Гц та розвитком «лавини частоти». Протилавинний захист – швидкодіюча категорія АЧР-1. Черги АЧР-1 шляхом дозованого відключення споживачів повинні утримати частоту вище 46 Гц, але не допустити зайвих відключень з підйомом частоти вище 50 Гц. При будь-якому значенні дефіциту, що не перевищує максимального розрахункового дефіциту, допустима тривалість знаходження частоти нижче 46 Гц дорівнює нулю. Інакше – розвал енергосистеми.

2) Неприпустимим зниженням ресурсу механічної міцності парових турбін, зумовленим коливальними процесами лопаткової частини.

Захист турбін-категорія АЧР-2, яка шляхом дозованих відключень повинна вивести частоту в так звану «диспетчерську зону» вище орієнтовно, 49 Гц, але не допустити зайвих відключень з підйомом частоти вище 50 Гц за будь-якого значення дефіциту, що не перевищує максимального розрахункового значення.

Допустимі тривалості знаходження частоти кількісно встановлені в [2] і становлять:

- із частотою нижче 49,0 Гц – не більше 40 с; із частотою нижче 47,0 Гц – не більше 10 с;
- із частотою нижче 46,0 Гц – не допускається.

Як відомо [3, 6], хід перехідного процесу та осцилограма зміни частоти визначається інерційними та частотними властивостями генеруючої частини енергосистеми та навантаження, а також, очевидно, від алгоритму

функціонування підсистем АЧР-АЧР-1 та АЧР-2.

Будь-яка раптова зміна потужності генерації або потужності навантаження призводить до порушення енергетичного балансу в енергосистемі. Виникнення дефіциту активної потужності викликає зниження значення частоти, що може призвести до лавиноподібного зменшення потужності електростанцій та розвалу ЕС. Для запобігання небезпечним зниженням частоти використовуються пристрої автоматичного обмеження зниження частоти (АОСЧ), які здійснюють наступні протиаварійні дії [1, 6]:

- автоматичне частотне розвантаження (АЧР-1, АЧР-2) (за значеннями частоти, що встановилися);
- розвантаження при високих дефіцитах потужності (АЧР-3) (за похідними частоти);
- відновлення живлення відключених споживачів після відновлення частоти (ЧАПВ).

Пристрої АЧР є одним з необхідних засобів для запобігання важким аваріям, пов'язаним з раптовим виникненням значного дефіциту активної потужності.

Основне призначення АЧР – полягає у ліквідації дефіциту активної потужності в енергосистемі для того, щоб зберегти стійкість та працездатність електричних станцій та забезпечити надійне живлення найбільш відповідальних споживачів, зменшити збитки від погашення навантаження. Частотно-тимчасова визначеність у перебігу аварійних процесів зі зниженням та відновленням частоти необхідна для захисту від поломки парових турбін та їхнього лопаткового апарату. Виходячи з цього, встановлено частотно тимчасову гранично-допустиму зону при зниженні частоти (рис. 2.14) [15].

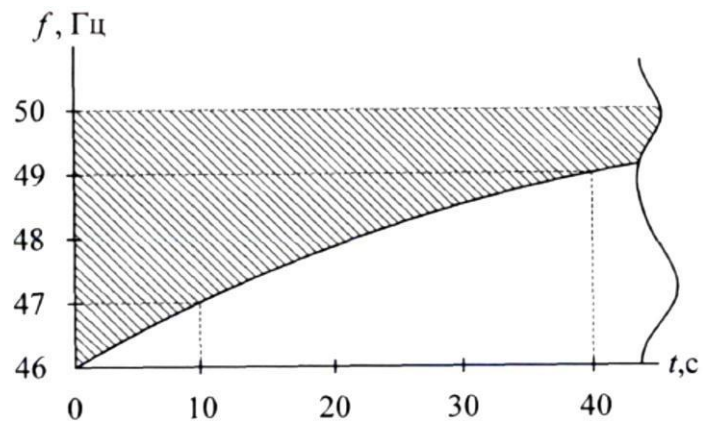


Рисунок 2.14 – Гранично допустима частотно-тимчасова зона роботи ЕЕС відповідно до вимог стандарту [15]

Пристрої АЧР встановлюються на електростанціях, підстанціях енергосистем та промислових підприємствах та впливають на відключення навантаження. Також допускається їх встановлення безпосередньо у споживачів [16].

# 3 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ПО ЗМЕНШЕННЮ ВЕЛИЧИНУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ АВТОМАТИЧНОГО ЧАСТОТНОГО РОЗВАНТАЖЕННЯ

## 3.1 Оцінка ефективності інтеграції комплексу з АЧР

Останнім часом виникла необхідність модернізації систем управління у зв'язку з необхідністю підвищення ефективності діяльності різних підприємств, у тому числі підприємств енергетики. Модернізація підприємств енергетики завжди супроводжується впровадженням сучасних компактних багатофункціональних пристроїв. При цьому для отримання максимального ефекту особлива увага приділяється інтеграції пристроїв цифрового керування, автоматики та захисту.

Розроблений метод відключення навантаження на напрузі 0,4 кВ одна із таких підходів до інтеграції систем РЗ і ПА із системою АСКУЕ, завдяки чому виключається необхідності розгортання деяких додаткових пристроїв на вирішення проблеми селективного відключення навантаження під час роботи АЧР на напрузі 0,4 кВ.

Як зазначалося у параграфі 1.5 заходи щодо інтеграції пристроїв АЧР та АСКУЕ шляхом модифікації програмного забезпечення характеризуються матеріальними витратами, які значно менші порівняно з іншими розглянутими варіантами, що виключають:

- розгортання додаткової швидкодіючої мережі каналів зв'язку управління споживачами 0,4 кВ;

- розгортання численних пристроїв АЧР на напругу споживачів 0,4 кВ, причому із втратою контролю над уставками АЧР на об'єктах енергосистеми.

Розроблений спосіб реалізації команд АЧР на напругу 0,4 кВ дозволяє не відключати, а обмежувати навантаження кожного фідера 10 кВ зі збереженням у роботі найбільш відповідальних споживачів обсягом, наприклад 10 - 20 % від початкової потужності навантаження. При цьому кількість фідерів, що задіяні

для дії АЧР, дещо збільшується, проте всі основні вимоги до дії АЧР виконуються [26].

У запропонованому інтегрованому програмно-технічному комплексі АЧР-АСКУЕ є ще один важливий резерв-можливість адаптації до змінного рівня відповідальності окремих споживачів. Такий підхід саме при виборі потужності АЧР у [21, 23]. Причому інтеграція забезпечується, як правило, на програмно-апаратному рівні всередині однорідного ПТК, що реалізує одночасно функції та вимірювання електроенергії, вимірювання показників якості електричної енергії (ПКЕ) та управління навантаженням. Структурна схема пропозиції щодо інтеграції АЧР, МП РЗА та ПТК АСКУЕ показана на рис. 3.1.

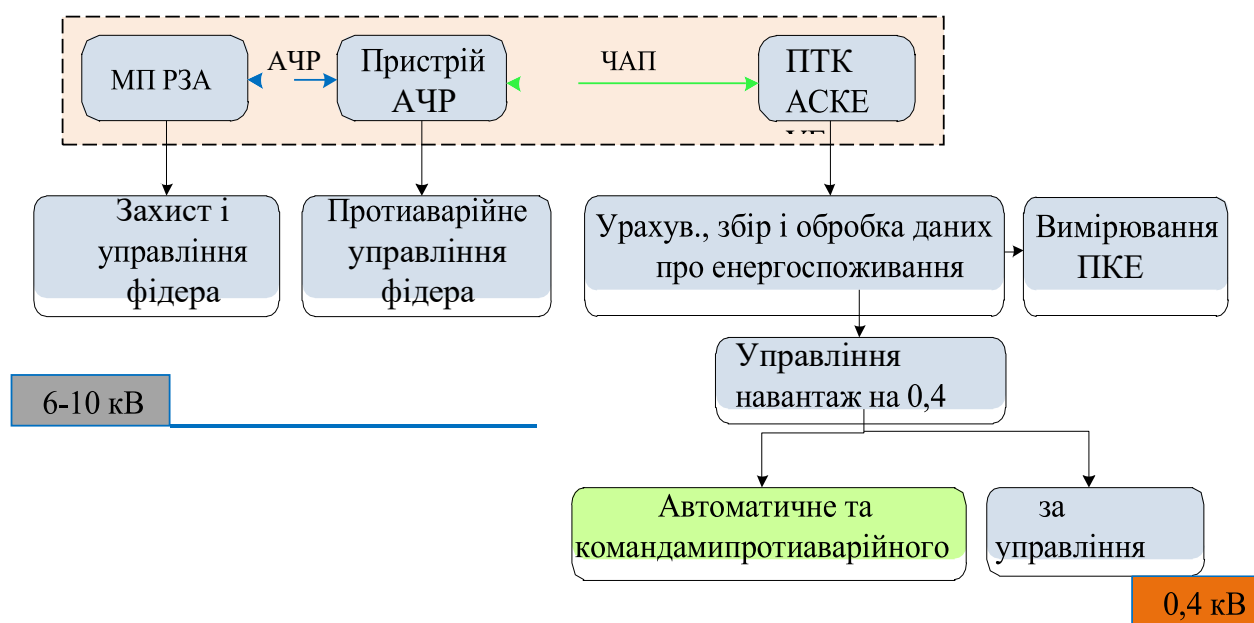


Рисунок 3.1 – Структурна схема інтеграції систем РЗА, АЧР та ПТК АСКУЕ

Управління введенням-виводом з-під дії АЧР того чи іншого споживача можна реалізувати централізовано за командами Центру АСКУЕ (рис. 3.2), через мережу GSM та PLC модемів.

Облік рівня відповідальності доцільний у різних випадках з урахуванням:

- заздалегідь одного разу заданого добового, тижневого, місячного, сезонного чи річного графіка зміни рівня відповідальності;
- ринкових побажань окремих споживачів залежно від фази



технологічного процесу, розкладу роботи закладу або за даними контролю за фактичною потужністю навантаження.

Зміна заданого рівня відповідальності, що враховується у ПТК АЧР-АСКУЕ, передбачається поєднувати із змінами тарифу оплати електроенергії. Такий безпосередній механізм обліку взаємозв'язку перерахованих факторів цілком відповідають положенням, заданим у [22].

Інший важливий резерв удосконалення полягає в тому, що інтегрований ПТК АЧР-АСКУЕ безперервно в доаварійному режимі відстежує значення фактичної сумарної потужності групи споживачів, що споживається, з активізованою функцією відключення навантаження.

Подібна функція є штатною функцією АСКУЕ і реалізується в Центрі АСКУЕ для визначення споживаної потужностей у будь-якій заздалегідь заданій групі споживачів на заданому інтервалі часу. У разі склад цієї групи слід визначати за ознакою активізації функції відключення навантаження за командою АЧР.

Аналіз значень прогнозованої потужності, що відключається, по кожному фідеру дозволяє адаптивно регулювати склад споживачів, що відключаються, забезпечуючи заданий відсоток обмеження навантаження по кожному фідеру, наприклад 10 – 20 %.

Побудова інтегрованого ПТК АЧР-АСКУЕ, що розглядається, передбачає створення функції управління надійністю та задоволення вимог мінімізації збитків при відключенні споживачів, як це передбачено в [22].

Особливості функціонування ПТК АСКУЕ дозволяють реалізувати додаткові, важливі для технології Smart Grid та EnergyNet функції:

- 1) через сервер бази даних (БД) і мережу GSM модемів АСКУЕ на пункті управління можна контролювати сумарну поточну потужність споживачів, підключених до АЧР кожному фідері 10 кВ з метою координації системи АЧР загалом;

- 2) через сервер БД та мережу GSM модемів АСКУЕ вводити та виводити з-під дії АЧР окремих споживачів з урахуванням динаміки зміни їх

пріоритетності. Окрім добових, тижневих та інших графіків зміни пріоритетності, можливо, реалізувати і безпосередні ринкові відносини із відповідною зміною тарифу.

### 3.2 Реалізація частотного автоматичного повторного включення засобами програмно-технічного комплексу АСКУЕ

Живлення відключених споживачів в результаті дії АЧР та при відновленні частоти після мобілізації резервів потужностей, що генеруються здійснюється пристроями ЧАПВ [1 - 7]. Як зазначалося вище, запропонований спосіб має можливість реалізувати функції ЧАПВ на напрузі 0,4 кВ за умови застосування технології зв'язку у складі ПТК АСКУЕ. Ця функція виконується після спрацювання пристроїв ЧАПВ на напрузі 10 кВ. Уставка та черговість включення відключених споживачів пристроєм ЧАПВ вирішується проектом та у розробленому способі зміни не передбачено. Слід враховувати, що після роботи АЧР фідери, що задіяні, залишаються включеними з навантаженням, що становить 10 – 20 % від вихідної. Під час роботи ЧАПВ ще раз операція з вимикачами задіяних фідерів є небажаною. Тому в роботі передбачено організацію зв'язку пристрою АЧР з комплексом АСКУЕ на підстанції.

При відновленні частоти та дії пристрою АЧР за алгоритмом ЧАПВ команда через УСПД АСКУЕ та мережу GSM (GPRS) модемів передається на УСПД КТП 10/0,4 кВ та УСПД на ГРЩ. При цьому реалізуються такі умови:

- 1) пристрої АЧР зберігають свої ланцюги вторинної комутації, місця встановлення, задані загальносистемні уставки за частотою та часом при можливому суміщенні функціонування АЧР-1, АЧР-2, а також ЧАПВ;

- 2) зворотне включення навантаження за командами ЧАПВ здійснюється за допомогою штатних щодо повільних GSM та PLC модемів за алгоритмами інтеграції АЧР та АСКУЕ.

Команду пристрою АЧР "на включення" (рис. 3.2) за алгоритмом ЧАПВ передбачено реалізувати засобами ПТК АСКУЕ:

- у центрі живлення-GSM-модем-передавач;
- на КТП 10/0,4 кВ, що живить від фідера-GSM-модем-приймачі команди ЧАПВ;
- на ГРЩ 0,4 кВ - PLC передавач команд ЧАПВ.

Тривалість реалізації команд ЧАПВ з урахуванням GSM і PLC зв'язку збільшується кілька секунд залежно від завантаженості каналів зв'язку, що необхідно враховувати під час виборів витримок часу черг ЧАПВ. На рис. 3.2 показано загальні технічні рішення щодо ієрархічного принципу реалізації команд пристроїв АЧР з метою адаптації АЧР до змінного рівня відповідальності споживачів на напругу 0,4 кВ на базі інтеграції ПТК РЗА та АСКУЕ за технологією Smart Grid та EnergyNet.

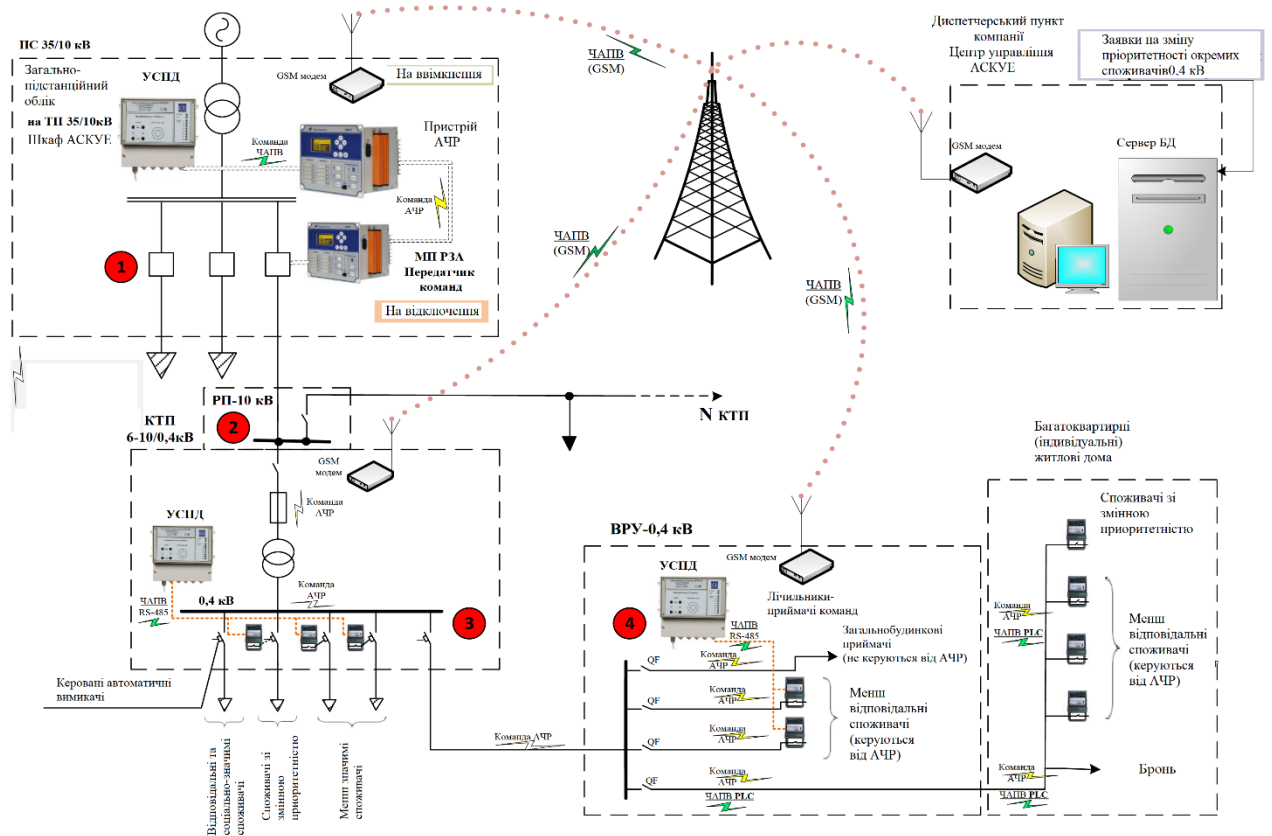


Рисунок 3.2 – Приклад застосування системи з АЧР

Реалізація пропозицій характеризується мінімальними додатковими витратами та полягає у модифікації програмного забезпечення вже наявних пристроїв РЗА та АСКУЕ.

Наведений на рис. 3.2 Приклад структури ПТК РЗА та АСКУЕ є орієнтовним та має проектуватися на базі вихідних даних по системі електропостачання 10/0,4 кВ з урахуванням реальних даних про рівень відповідальності та побажань споживачів.

### 3.3 Пропозиції щодо розміщення виконавчих органів АЧР

Місця розміщення пристроїв АЧР визначаються на підставі аналізу можливих схем аварійного відділення дефіцитних енергорайонів (частин енергосистем) та максимально можливих дефіцитів потужності у розглянутому енергорайоні [25]. При використанні розробленого способу існуючі вимоги до розміщення та розподілу навантаження по чергах зберігаються.

Відповідно до ПУЕ при розміщенні пристроїв АЧР по територіях енергосистеми (енергорайону) враховується ступінь відповідальності споживачів, ймовірність їх відключення дією АЧР і відповідно черговість включення навантаження від ЧАПВ має бути зворотною порівняно з прийнятою для АЧР. При реалізації розробленого методу потрібно виділення відповідальних споживачів безпосередньо на 0,4 кВ. При цьому в кожному фідері з управлінням від АЧР необхідно визначити доцільні точки відключення на ліній, що живлять від нього, і тягову підстанцію.

Існують такі можливі точки відключення навантаження в мережі електропостачання за командами АЧР:

- на відхідних фідерах живильної підстанції 10 кВ;
- на лініях ТП-10/0,4 кВ;
- на вступному розподільчому пристрої (ВРУ);
- на квартирному щиті (КЩ) (рис. 2.2).

Вибір відповідної точки реалізації відключення навантаження залежить від розташування відповідальних споживачів, місць встановлення розрахункових лічильників, що управляють, і може бути обрані:

- в окремому фідері 10 кВ;

- у лініях, що відходять, на окремій ТП-10/0,4 кВ;
- у вступному розподільчому пристрої;
- в головному розподільчому щиті;
- за необхідності у квартирному щиті (КЩ).

Згідно [23] розрахункові лічильники електричної енергії встановлюють на межі балансового розмежування: на ВРУ, ГРЩ та на вводах нижчої напруги силових трансформаторів ТП, на вводах у квартири житлових будинків. Це означає, що при проектуванні можна вибрати точки відключення за командами АЧР у всіх наведених вище точках. Пропонуються такі рекомендації при виборі точки відключення навантаження (рис. 3.2):

- якщо у фідері не зафіксований відповідальний споживач або група відповідальних споживачів, слід виконати АЧР за традиційним способом на 10 кВ (точка 1);

- якщо у фідері зафіксований відповідальний споживач, виділений окремою ТП-10/0,4 кВ, слід вибрати точки відключення навантаження в розподільчому пункті по 10 кВ (точка 2);

- якщо у фідері зафіксовано відповідальний споживач, виділений окремою ТП-10/0,4 кВ або окремою вихідною лінією ТП-10/0,4 кВ, то слід вибрати точки відключення навантаження у розподільчому пункті ТП-10/0,4 кВ (точка 3);

- якщо потрібне збереження живлення загальнобудинкових потреб, таких як, живлення ліфтів, системи димовидалення, теплових пунктів, особливо в зимовий період, то можливо вибрати точки відключення навантаження у ВРУ та ГРЩ будівель (точка 4);

Необхідно відзначити, що при будь-якому поєднанні навантажень при виборі точки відключення навантаження за командами АЧР розрахункова потужність навантаження має відповідати дефіциту. Тому при наборі потужності АЧР необхідно звернути особливу увагу на сезонний графік навантажень та задіяти алгоритм відстеження фактичного навантаження за лічильниками.

Розроблений спосіб також рекомендується для застосування при

реалізації обмеження навантажень з метою запобігання перевантаженню обладнання командам системи АТПО. Перевірка уставок виведених споживачів від АЧР можлива у Центрі управління АСКУЕ. Введення та виведення споживачів за бажанням самих споживачів приймається за заявками в Центрі АСКУЕ.

### 3.4 Пропозиції щодо застосування силових вимикачів 6-10 кВ фідера та комутаційних апаратів 0,4 кВ

Згідно з відомою методикою [26] при розрахунку повинні враховувати такі часові параметри силового вимикача:

- власний час відключення силового вимикача 10 кВ та його розкид  $t_{\text{відк}}$ ,  $\pm \Delta t_{\text{відк}}$ ;
- власний час включення силового вимикача 10 кВ та його розкид  $t_{\text{вкл}}$ ,  $\pm \Delta t_{\text{вкл}}$ .
- $\Delta t_{\text{відк}}$  та  $\Delta t_{\text{вкл}}$  – розкиди часу при відключенні та включенні силового вимикача.

Розроблений спосіб призначений підвищення надійності електропостачання найбільш відповідальних споживачів і відповідно працездатний із застосуванням сучасного устаткування. Вимикачі, що випускаються останнім часом, відрізняються від деяких вже встановлених в електричних мережах вимикачів компактністю і швидкодією. На практиці встановлення нових вимикачів у діючих мережах проводиться з метою заміни вимикачів, які відпрацювали свій нормативний термін та фізично застаріли.

В основному час відключення силових вимикачів 10 кВ не перевищує 0,3 с [23]. Насправді, великий власний час не впливає на функціонування розробленого способу, однак при його збільшенні зростає також розкид часу включення та відключення силового вимикача і це призводить до помітного спотворення тривалості команди, що формується. Інший недолік вимикачів з великим часом відключення полягає в тому, що затримка відключення сприяє

перерегулюванню в роботі АЧР. Виходячи з цього, рекомендується застосування розробленого способу з вимикачами з власним часом відключення не більше 0,1, такі як вакуумні, елегазові і т.д. У таблці 3.1 наведено параметри деяких силових вимикачів [17, 24].

Таблиця 3.1 – Часові параметри деяких силових вимикачів

Номінальна напруга, кВ	Тип вимикача		Власний час відключення, с	Власний час включення, с	Необхідність врахування розкидів, $\Delta t_{\text{відк}}$ , $\Delta t_{\text{вкл}}$ , с
10	Мало-мастильний	ВМП-10/350	0,11	0,3	Так
		ВМП-10	0,2	0,12	Так
	Вакуумний	ВБТ-10-20/630 1250	0,04	0,1	Ні
		ВБЕ-10-20/1600	0,04	0,1	Ні
	Елегазовий	LF1	0,07	0,065	Ні
	ВГП-6(10)-40/1600	ВГП-6(10)-40/1600	0,030	0,065	Ні

При розвитку технологій високовольтних вимикачів також паралельно розвивалася розробка компактних та керованих комутаційних апаратів на напругу 0,4 кВ. Останнім часом комутаційні апарати низької напруги частково випускаються керованими. Відомими виробниками (ABB, Legrand, Schneider-electric, ІЕК та ін) випускаються керовані автоматичні вимикачі, які можна використовувати для керування контактами лічильника.

### 3.5 Оцінка ефективності запропонованого способу

Визначення економічних втрат (збитків) у разі порушення електропостачання споживачів виходить з принципів техніко- економічних розрахунків. Як відомо [15] зниження частоти навіть поза межами запуску черг пристроїв АЧР завдає великої шкоди залежно від глибини зниження частоти та її тривалості. Очевидно, що при зниженні частоти завдяки прояву регулюючого ефекту потужність навантаження знижується, що допомагає принаймні збалансувати споживане навантаження з генерованої потужності. Проте що більше глибина і тривалість зниження частоти, то більше вписувалося розмір збитків споживачів.

Розробленим способом не передбачається зменшення потужності, що відключається, більш розрахункової, щоб зменшити величину шкоди, оскільки це одна з основних вимог до АЧР [3 - 7]. Однак, можливо, зменшення збитків за рахунок детального обліку характеристики питомих збитків споживачів, що відключаються [15].

Комунально-побутові споживачі електроенергії з погляду надійності також можуть бути поділені на три групи [12, 15]:

- споживачі, втрата електропостачання яких не допускається у зв'язку з можливим виникненням небезпеки для життя людей та серйозним розладом господарської діяльності тощо. Питома вага таких споживачів становить близько 15% від загальної витрати електроенергії на комунально-побутові потреби міського господарства;

- споживачі, порушення електропостачання яких призведе до певних економічних збитків та їхня частка у складі комунально-побутових споживачів становить 55 %. До таких споживачів належать підприємства громадського живлення, холодильні установки на підприємствах торгівлі та побутові холодильники, водопровід та каналізація, міський електрифікований транспорт, видовищні підприємства (кіно, театри, концертні зали, стадіони тощо);



- споживачі, перерва електропостачання яких не викликає помітних економічних збитків, але призводить до появи низки незручностей. Частка споживання електроенергії цими споживачами на перспективу може становити до 30% загальної витрати електроенергії на комунально-побутові потреби міського господарства. До таких споживачів належать: електроживлення, освітлення вулиць та громадських будівель, побутові прилади, кондиціонування повітря, електропідігрів води для санітарно-побутових потреб тощо.

Для того щоб зменшити збитки при роботі АЧР необхідно, щоб при формуванні графіків АЧР ретельно врахувати характеристики питомих збитків перерахованих вище груп споживачів. Найбільша питома шкода від перерви електропостачання в житлово-комунальному господарстві зустрічається у споживачів систем водопостачання та каналізації, що становить 88,4 грн/(кВт•год) (у цінах 2001 р.)[15].

Таким чином, рекомендується при виборі розрахункової потужності АЧР врахувати питому шкоду кожного з передбачуваних споживачів та вводити їх у графік аварійного відключення. Величина збитків, що зменшуються, залежить від груп і обсягу споживачів, режиму роботи, сезону і тривалості відновлення нормального режиму, що підлягають відключенню.

## ВИСНОВКИ

У ході виконання роботи було розглянуто спосіб реалізації протиаварійного відключення навантаження за командами АЧР на напрузі 0,4 кВ у формі короткочасного переривання робочої напруги заданої тривалості. Було встановлено виконання основних вимог до дії АЧР при реалізації її команди на напрузі 0,4 кВ з урахуванням чинних вимог нормативно-технічних документів щодо швидкодії та ліквідації аварійного режиму енергорайону з небалансом активної потужності. Перевірено працездатність та доведено обґрунтованість запропонованого способу реалізації команд АЧР на відключення споживачів 0,4 кВ. Виявлено, що ефективність дії АЧР не знижується при використанні командного переривання напруги для відключення навантаження на напрузі 0,4 кВ.

Розрахунок уставок за часом, відповідно для передавача та приймача, що дозволяє розрахувати уставки з урахуванням власного часу роботи силового вимикача. Обґрунтовано працездатність даного способу у системах електропостачання міст та сільського господарства, де обсяг рухового навантаження не перевищує 50 %.

Запропоновано рекомендації щодо підвищення адаптивності АЧР та зменшення збитків при селективному відключенні навантаження на напрузі 0,4 кВ з урахуванням змінного рівня відповідальності різних споживачів за рахунок інтеграції функціонування АЧР та АСКУЕ. Визначено вимоги та рекомендації щодо параметрів вимикачів для реалізації команд АЧР. Розроблено порядок та вимоги до реалізації команд ЧАПВ засобами зв'язку АСКУЕ за технологіями GSM та PLC.

Використання цього способу при оперативному управлінні навантаженням та при роботі автоматики може запобігти перевантаженню обладнання з використанням цифрових технологій в активно адаптивних мережах, інтеграції та розширення функцій технології Smart Grid та EnergyNet.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

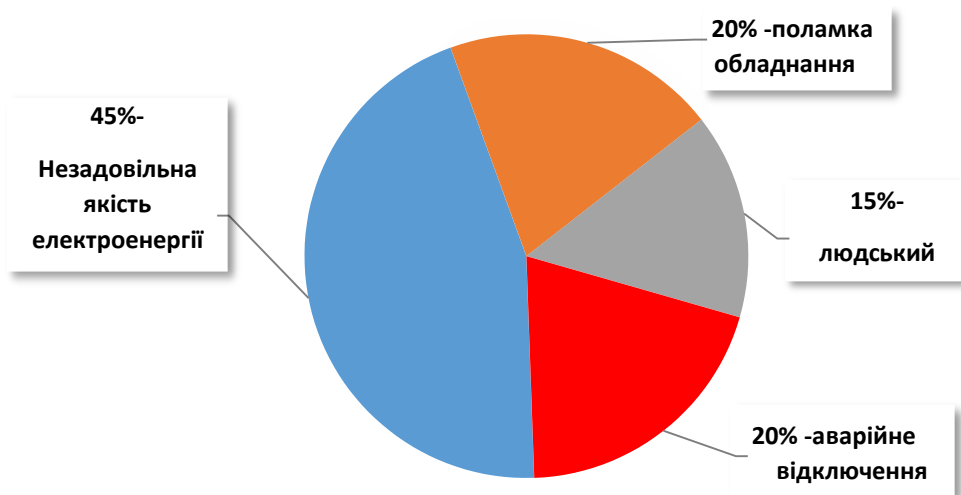
1. Соловей, О. І. Промислові електротехнологічні установки./ О. І. Соловей. - К. : Кондор, 2009. - 172 с. – 6 пр.
2. Шапиро, С. В. Системы управления с тиристорными преобразователями частоты для электротехнологии / С. В. Шапиро, Ю. М. Зинин, А. В. Иванов. Под ред. С. В. Шапиро. - М. : Энергоатомиздат, 1989. - 167 с. – 2 пр.
3. Евтюкова И. П., Кацевич Л. С., Некрасова Н. М., Свенчанский А. Д. Электротехнологические промышленные установки Под ред. А. Д. Свенчанского. – М.: Энергоиздат, 1982.
4. Фомичев Е. П. Электротехнологические промышленные установки/ - К.: Высшая школа, 1979.
5. Болотов А. В., Шепель Г. А Электротехнологические установки. – М.: Высшая школа, 1988. – 388 с.
6. Донской, А. В. Ультразвуковые электротехнологические установки / А. В. Донской, О. К. Келлер, Г. С. Кратыш. - 2-е изд., перераб. и доп. - Л. : Энергоиздат, 1982. - 204 с. – 1 пр.
7. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1989. 352с.
8. Павлов Г.М. «Автоматическая частотная разгрузка энергосистем».
9. Второе издание. – РАО «ЕЭС России» Центр подготовки кадров энергетики. (СЗФ АО «ГВЦ Энергетики», 2002 г., 82 с.
10. Алексеев О. П., Максимов Б. К. Противоаварийное управление в энергосистемах при глубоких снижениях напряжения // Энергетик, 2008, №11, С.2-4.
11. Алексеев О. П., Казанский В. Е., Козис В.Л. Автоматика электроэнергетических систем // Учебное пособие для вузов/ Под ред. Козиса В.Л. и Овчаренко Н. И. М.: Энергоиздат, 1981. 480 с.
12. Коротков В.Ф. Автоматическое регулирование в электроэнергетических системах: учеб. для вузов. – М.: Изд. дом МЭИ, 2013. – 416 с.

13. Электротехнический справочник т. 1, 3. под ред. П. Г. Грудинского и др., - М.: Энергия, 1974.
14. Будзко И.А., Зуль Н.М. "Электроснабжение сельского хозяйства", М.: Агропромиздат, -1990 г. 446 с.
15. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. — М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 188 с.
16. Электрооборудование и автоматика электротехнологических установок. — М.: Энергия, 1978.
17. Булатов О. Г., Царенко А. И. Тиристорно-конденсаторные преобразователи. - М.: Энергоатомиздат, 1982. -216 с.
18. ПАРМА УАЧР - современное устройство противоаварийной автоматики // Энергетик №9, 2013 г. ст. 61.
19. Арцишевский Я. Л., Гиёев Б.М. Адаптация АЧР к переменному уровню ответственности электроприемников 0,4 кВ // Энергетик. 2017. №8. С. 18- 21.
20. Гуров А. А., Сергунов Ю. А. Обоснование методики статистического исследования провалов напряжения в системах электроснабжения общего назначения // Энергобезопасность и энергосбережение, № 11 ((25)), 2009.
21. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат,1992. -528с.
22. Стернинсон Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. М.: Энергия, 1975. 216 с.
23. Совалов С. А., Семенов В. А. Противоаварийное управление в энергосистемах. – Москва: Энергоатомиздат, 1988.
24. Гераїмчук, М. Д. Моделювання систем у середовищі MATLAB-SIMULINK [Електронний ресурс] : комп'ютерний практикум / М. Д. Гераїмчук, Ю. Ф. Лазарєв, Т. О. Толочко ; НТУУ «КПІ». – Електронні текстові дані (1 файл: 3,57 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2006. – 175 с.
25. О.С. Яндульський, О.В. Тимохін, А.О. Тимохіна Автоматичне частотне розвантаження на основі аналізу швидкості зміни кута напруги / Енергетика: економіка, технології, екологія. № 2, 2012. С. 102 – 104

Додаток А

Демонстраційні матеріали до дипломної роботи

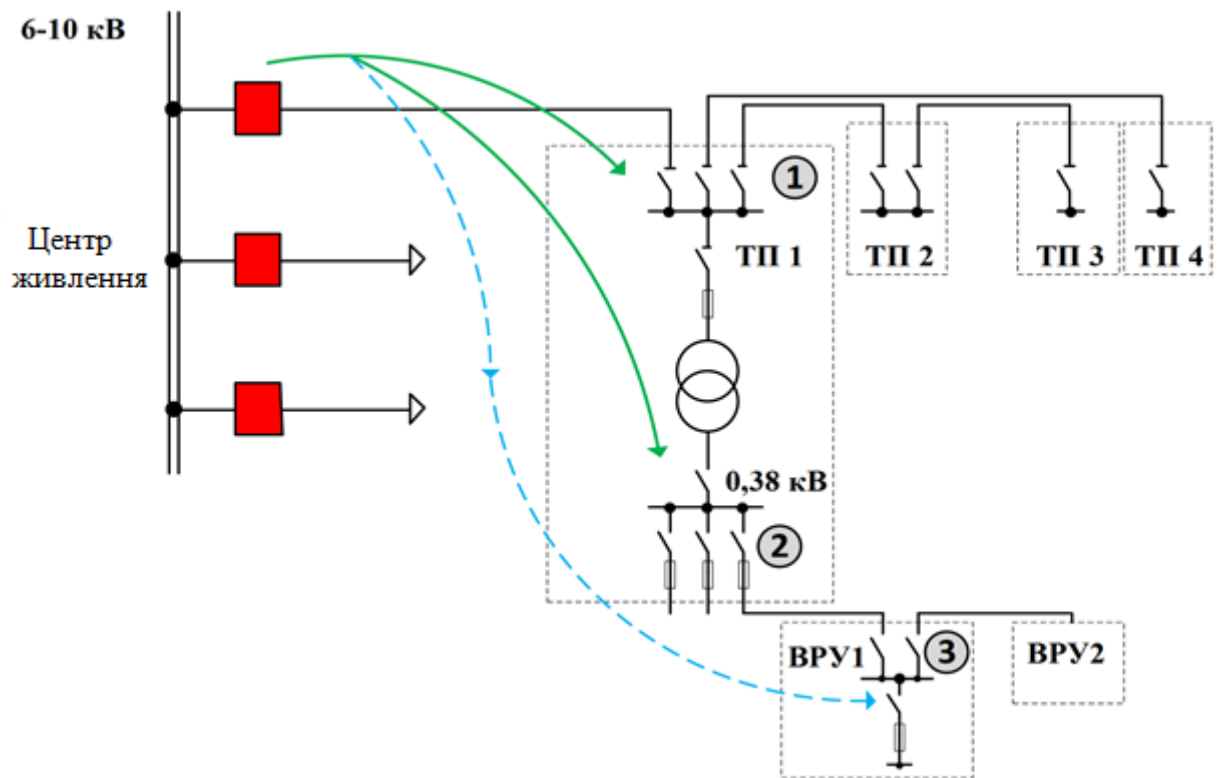
## ПРИЧИНИ ПОРУШЕННЯ РОБОТИ ВІДПОВІДАЛЬНИХ СПОЖИВАЧІВ



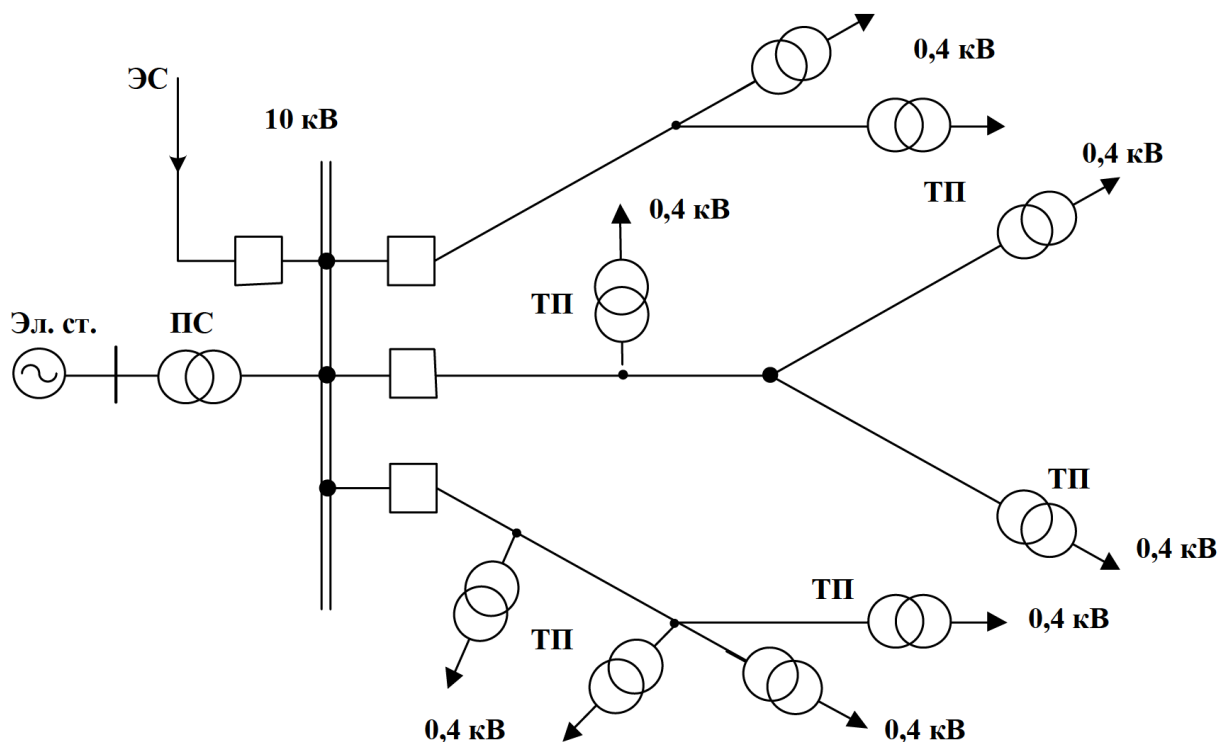
## Структура розподілу потужності навантаження, підключеного до системи АОСЧ



ТИПОВА ПРИНЦИПОВА СХЕМА РАДІАЛЬНО-МАГІСТРАЛЬНОЇ МЕРЕЖІ,  
ЩО ЖИВИТЬ МІСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ



## СХЕМА ОДИНОЧНОЇ СІЛЬСЬКОЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ, ЩО МАЄ МАЛУ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЮ ТА ЗВ'ЯЗОК З ЕНЕРГОСИСТЕМОЮ

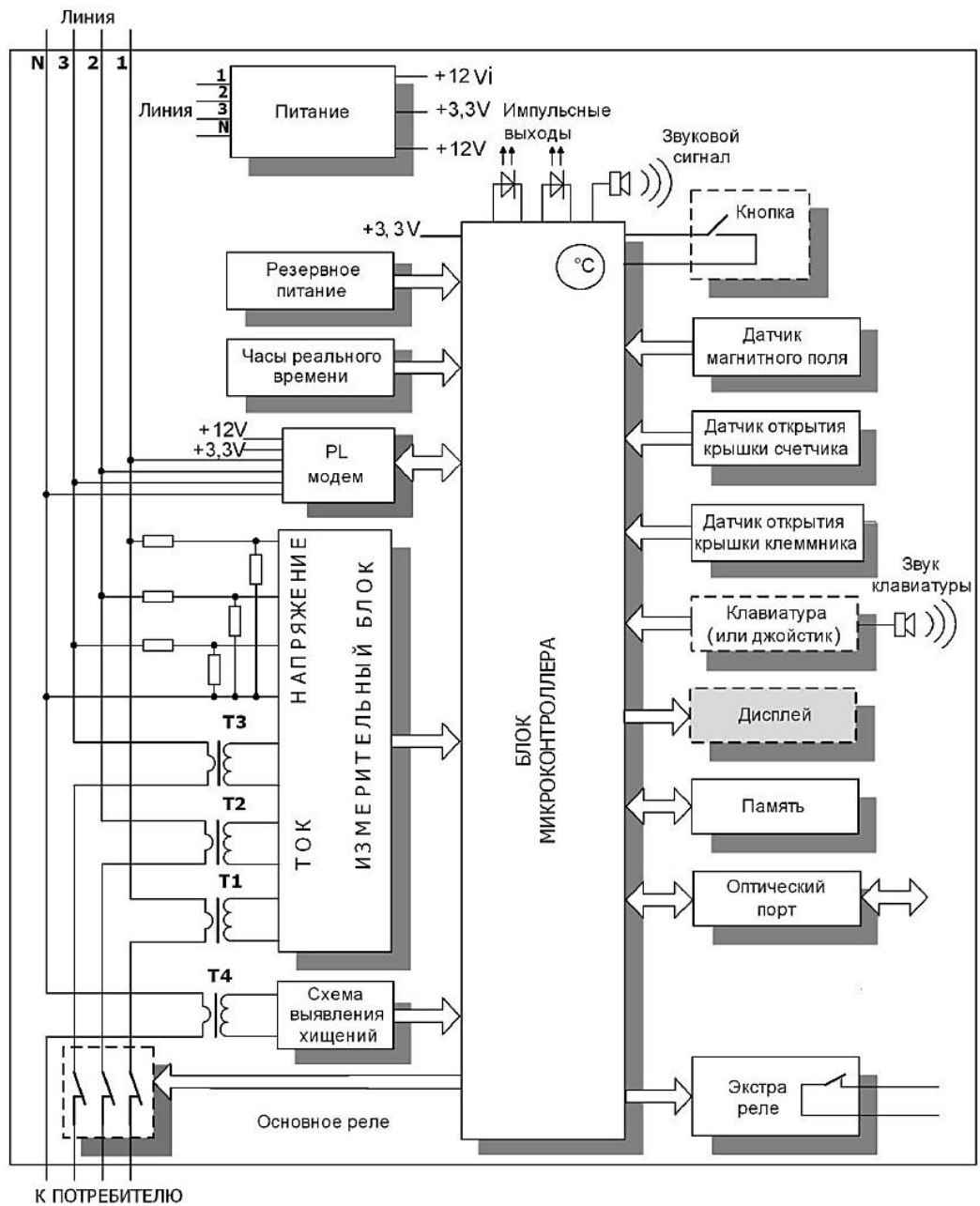


Фактична структура електричних навантажень, підключених до АЧР

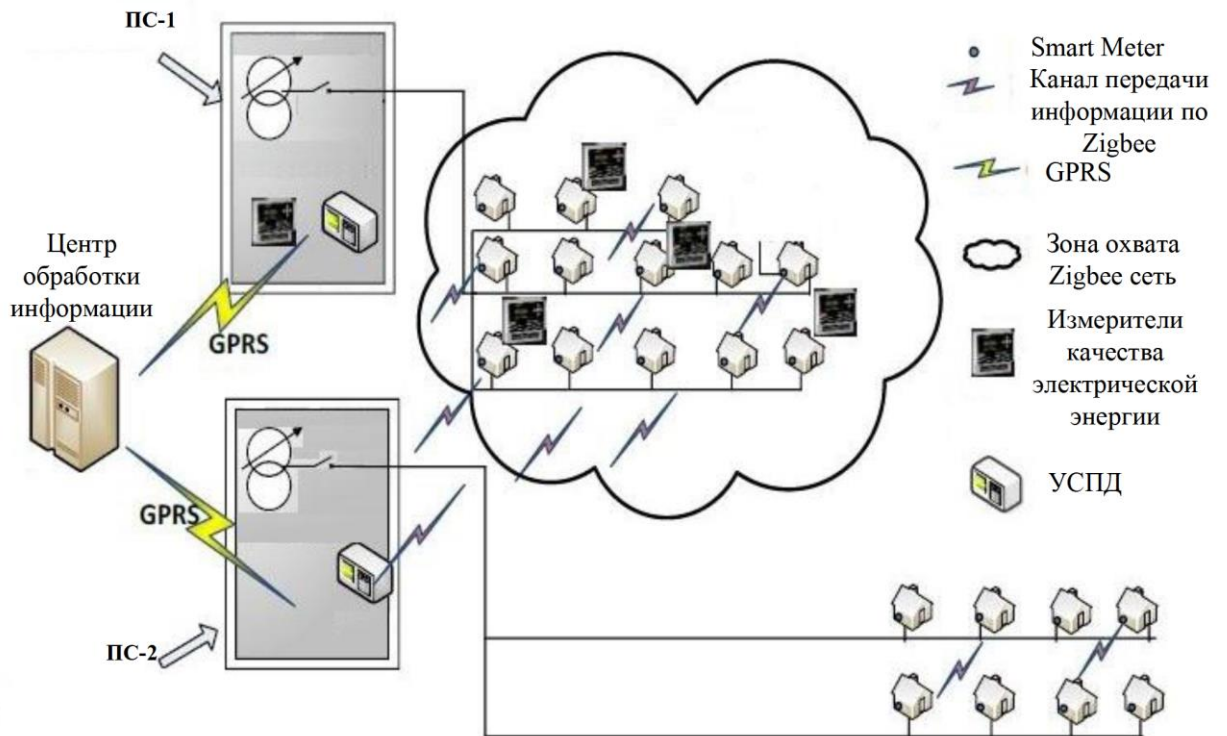
Споживачі у галузях	Потужність АЧР, %
Комунально-побутове господарство	22,0
Електрохімія	14,0
Сільське господарство	12,0
Машинобудування	12,0
Промисловість будівельних матеріалів	12,0
Інша промисловість	9,0
Будівництво	12,0
Інші галузі економіки	7,0



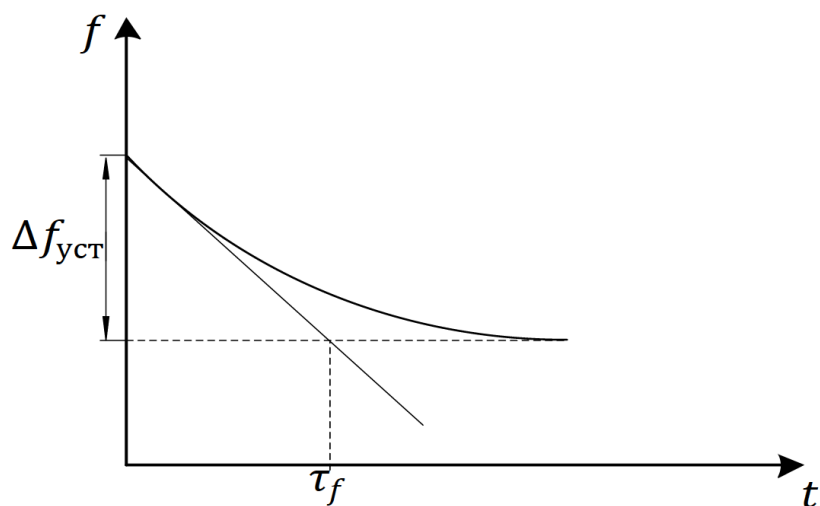
# СТРУКТУРНА СХЕМА СУЧАСНОГО ЛЧИЛЬНИКА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПРИКЛАДІ ЛЧИЛЬНИКА СЕРІЇ NR73



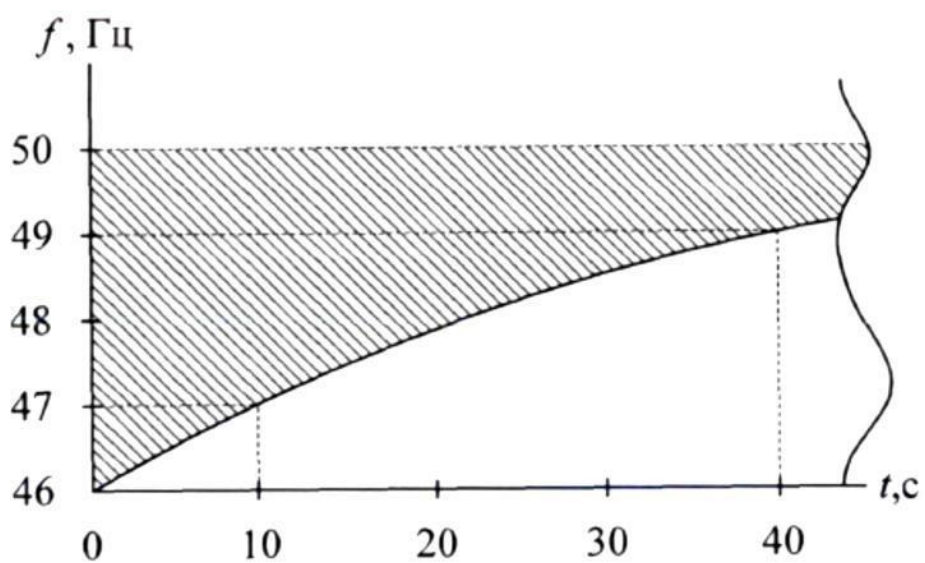
# СТРУКТУРНА СХЕМА РЕАЛІЗАЦІЇ ДИСТАНЦІЙНОГО ВІДКЛЮЧЕННЯ НАВАНТАЖЕННЯ ЗА АВАРІЙНОГО ЗНИЖЕННЯ НАПРУГИ



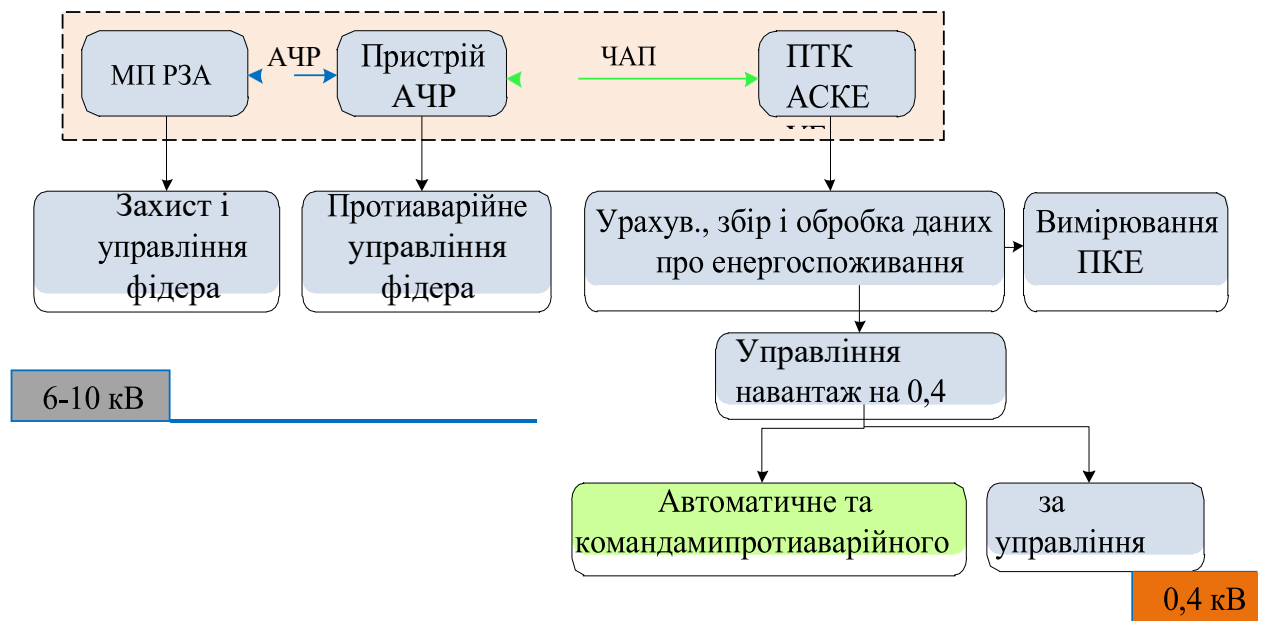
ДИНАМІЧНА ЧАСТОТНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЕС ЗА ВІДСУТНОСТІ  
ОБЕРТОВОГО РЕЗЕРВУ ПОТУЖНОСТІ



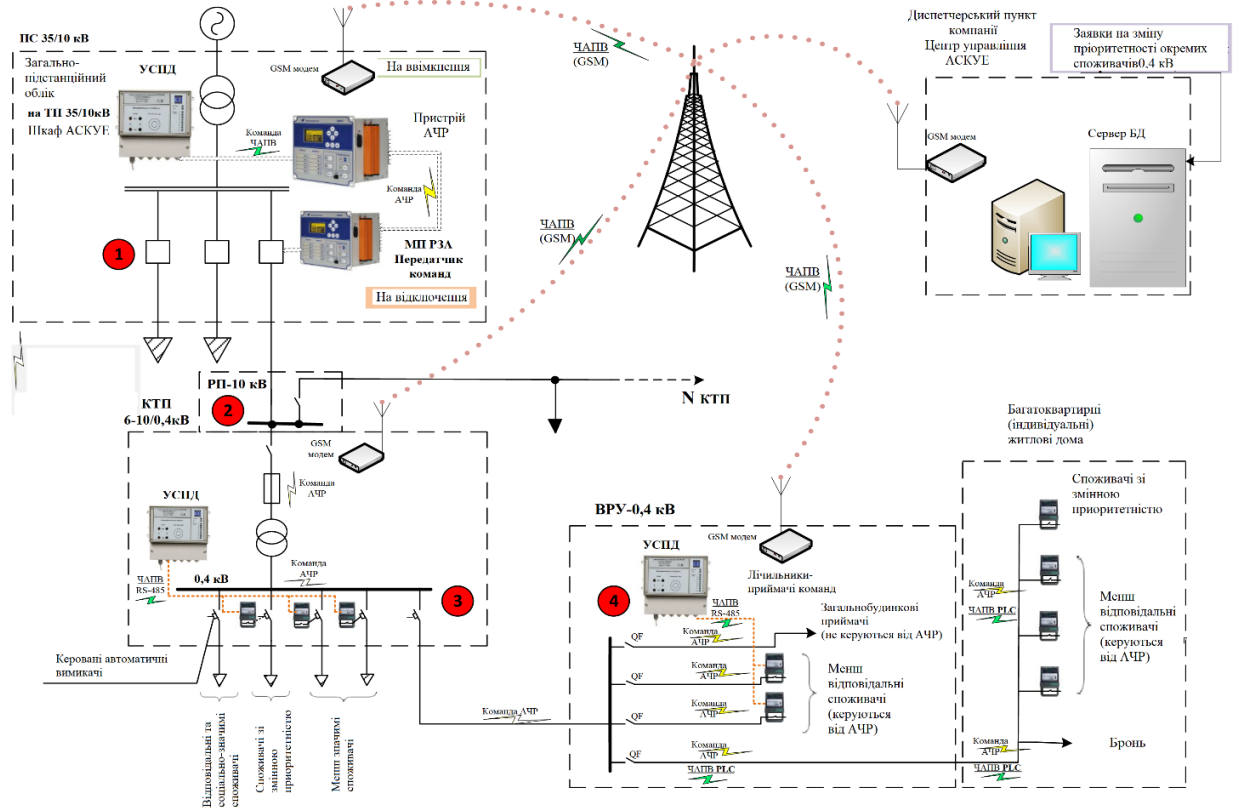
Гранично допустима частотно-тимчасова зона роботи ЕЕС відповідно до вимог стандарту



# СТРУКТУРНА СХЕМА ІНТЕГРАЦІЇ СИСТЕМ РЗА, АЧР ТА ПТК АСКУЕ



# ПРИКЛАД ЗАСТОСУВАННЯ СИСТЕМИ З АЧР



## ЧАСОВІ ПАРАМЕТРИ ДЕЯКИХ СИЛОВИХ ВИМИКАЧІВ

Номінальна напруга, кВ	Тип вимикача		Власний час відключення, с	Власний час включення, с	Необхідність врахування розкидів, $\Delta t_{\text{відк}}$ , $\Delta t_{\text{вкл}}$ , с
10	Мало- мастильний	ВМП- 10/350	0,11	0,3	Так
		ВМП-10	0,2	0,12	Так
	Вакуумний	ВБТ-10- 20/630 1250	0,04	0,1	Ні
		ВБЕ-10- 20/1600	0,04	0,1	Ні
	Елегазовий	LF1	0,07	0,065	Ні
	ВГП-6(10)- 40/1600	ВГП- 6(10)- 40/1600	0,030	0,065	Ні