

Онуфрик Богдан Ігорович

Розробка та дослідження інформаційної системи автоматизації електричних підстанцій

Керівник: доц. Курко Андрій Михайлович





## АНОТАЦІЯ

Дипломна робота складається з пояснювальної записки та графічної частини (ілюстративний матеріал – слайди).

Об'єм графічної частини дипломної роботи становить \_\_\_ слайдів.

Об'єм пояснювальної записки складає \_\_\_ друкованих сторінок формату А4 (210×297), об'єм додатків – \_\_\_ друкованих сторінок формату А4.

Дипломна робота складається з восьми розділів, в яких нараховується \_\_\_ рисунків та \_\_\_ таблиць з даними.

В роботі використано \_\_\_ літературних джерел.

В результаті виконання роботи було проведено аналіз основних принципів побудови розподілу в системах електропостачання, проведено аналіз методів створення таких систем.

Було описано процедури та стандарти створення систем диспетчерського управління, телемеханіки та релейної автоматики.

У роботі було розроблено систему керування роботою електричної підстанції для забезпечення автоматичного перемикання розподільних пристроїв та контролю температурного стану трансформаторів.

Система контролює розподіл електроенергії, при наявності пошкоджень перекомутує лінії передачі таким чином, щоб виключити пошкоджену ділянку та перерозподілити навантаження на інших споживачів.

Систему реалізовано на базі серії контролерів ОВЕН ПЛК 110 ТМ з можливістю віддаленого керування.

Впровадження системи забезпечує покращення процесу надання електроенергії та зменшує затрати часу на ремонтні роботи.

Ключові слова: РОЗПОДІЛ, ПІДСТАНЦІЯ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, СКАДА, КОНТРОЛЕР.

## ЗМІСТ

<i>ВСТУП</i> .....	7
<b>1. АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА</b> .....	8
1.1. <i>Основні принципи побудови гнучких систем</i> .....	8
1.2. <i>Функційно-алгоритмічні основи побудови гнучких систем.</i> .....	15
1.3. <i>Структура системи керування</i> .....	25
<b>2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА</b> .....	31
2.1. <i>Загальна характеристика систем автоматизації розподілу</i> .....	31
2.2. <i>Концепція автоматизації розподілу електропостачання</i> .....	34
2.2.3. <i>Ієрархія управління</i> .....	34
2.1. <i>Методи оптимальної автоматизації підстанцій</i> .....	39
2.2. <i>Автоматизація електроспоживання</i> .....	44
2.3. <i>Забезпечення зв'язку з віддаленими терміналами</i> .....	53
<b>3 КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА</b> .....	55
3.1. <i>Розробка функціональної схеми автоматизації підстанції</i> .....	55
3.2. <i>Вибір обладнання автоматики підстанції</i> .....	58
<b>4 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА</b> .....	67
4.1. <i>Дослідження методів створення пристроїв для контролю параметрів електромережі</i> .....	67
<b>5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА</b> .....	84
5.1. <i>Розробка алгоритму програми та опис середовища візуального програмування Delphi</i> .....	84
<b>6. ОБГРУНТУВАННЯ-ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ</b> .....	100
6.1. <i>Розрахунок норм часу на виконання науково-дослідної роботи</i> .....	100
6.2. <i>Визначення витрат на оплату праці та відрахувань на соціальні заходи</i> .....	101
6.3. <i>Розрахунок матеріальних витрат</i> .....	104
6.4. <i>Розрахунок витрат на електроенергію</i> .....	105
6.5. <i>Розрахунок суми амортизаційних відрахувань</i> .....	106
6.6. <i>Обчислення накладних витрат</i> .....	107
6.7. <i>Складання кошторису витрат та визначення собівартості науково-дослідницької роботи</i> .....	108
6.8. <i>Розрахунок ціни розробки системи</i> .....	109
6.9. <i>Визначення економічної ефективності і терміну окупності капітальних вкладень</i> .....	110

<b>7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....</b>	<b>112</b>
<b>7.1 Організація охорони праці при роботі з системою управління .....</b>	<b>112</b>
<b>7.2 Електробезпека .....</b>	<b>114</b>
<b>7.3 Розрахунок заземлення .....</b>	<b>117</b>
<b>8 ЕКОЛОГІЯ.....</b>	<b>121</b>
<b>8.1 Екологізація виробництва .....</b>	<b>121</b>
<b>8.2 Зниження енергосмності та енергозбереження. ....</b>	<b>122</b>
<b>8.3 Джерела електромагнітних полів, іонізуючого випромінення та методи їх знешкодження. ....</b>	<b>124</b>
<b>ОСНОВНІ ВИСНОВКИ ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ .....</b>	<b>126</b>
<b>БІБЛІОГРАФІЯ.....</b>	<b>127</b>

## ВСТУП

Поліпшення експлуатаційних показників системи розподілу електроенергії за допомогою застосування комп'ютерних та комунікаційних технологій з'явилося в 1970-х роках як концепція автоматизації розподілу (АЕ). В даний час комунальним підприємствам приділяється більше уваги, оскільки оновлений поштовх до надійних та ефективних мереж розподілу, і споживачі стали більш чутливими до відключень постачання через збільшення залежності від електроенергії. Потреби кожної утиліти унікальні, проте загалом вимоги полягають у впровадженні автоматики для захисту, контролю, моніторингу та обробки електричних розподільних систем. Це дозволяє енергокомпаніям контролювати та обробляти компоненти розподілу з віддалених місць. Для автоматизації електричних підстанцій у середовищі розподілу доступні численні розроблені схеми. Їх можна згрупувати у три основні категорії: напівавтоматичні, розподілені та централізовані схеми.

Радіальні розподільні мережі потребували лише обмеженого контролю в режимі реального часу, оскільки вони були розроблені для роботи в межах напруги та очікуваних навантажень. Автоматичні вимикачі на підстанції розподілу захищають розподільну мережу і поза підстанцією, решта мережі захищена іншими захисними пристроями, такими як реклосери, секціонізатори та запобіжники.

# 1. АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

## 1.1. Основні принципи побудови гнучких систем

У вітчизняній і зарубіжній енергетиці зараз усе більш зрозумілим стає застосування автоматизованих систем для керування режимами електричних мереж [7]. Крім того, останніми роками відбулося переосмислення проблеми автоматизації — замість оптимізації окремих функцій і процесів, все частіше стали розглядатися процеси в комплексі, за системного підходу до вирішення проблеми в цілому.

Подальше підвищення вимог до ефективності енергетичного виробництва диктує необхідність, а сучасні технічні засоби забезпечують принципову можливість підвищення рівня автоматизації технологічних процесів на рівні передачі і розподілу електричної енергії (ЕЕ). У той час, просторовий і часовий розподіл процесів у системі електропостачання (СЕР) міст робить рішення цього завдання складним у зв'язку з необхідністю одночасного узгодженого управління великою кількістю об'єктів, розташованих на значній території.

У цих умовах широкі можливості відкриває системний підхід, що дозволяє розділити СЕР на окремі взаємозв'язані елементи, що взаємодіють для досягнення визначеної глобальної мети. Його застосування дозволяє об'єднати окремі елементи розподільчих мереж (РМ) в єдину гнучку геоінформаційну систему, що управляє, а оптимізація її режимів відкриває можливості для використання величезних резервів, раціонального використання матеріальних і енергетичних ресурсів. Як основа побудови таких систем розглядаються багаторівневі ієрархічні розподілені структури, ефективність яких підтверджена практикою.

У таких структурах функції вищої координації і організаційного управління в цілому виконує верхній рівень ієрархії. У СЕР міст це ЕОМ



(УОМ), що входить до складу АСДУ об'єднання. Її робота характеризується такими особливостями: — безперервністю і повторюваністю функцій, інформація про які підлягає обробці в реальному масштабі часу; — істотною обумовленістю зворотних зв'язків, що відбивають передісторію роботи СЕП і накопичений досвід функціонування; — використанням детермінованих моделей процесів, реалізованих у машинних алгоритмах [7].

Наявність вказаних особливостей обумовлює необхідність застосування системи управління, побудованої за багатоконтурним ієрархічним принципом.

Процеси ухвалення рішень у ній мають широкий діапазон — від дуже коротких дій, що управляють, до процесів планування на тривалий термін. З указаних причин наявна відмінність тривалості циклів, критеріїв і параметрів управління на різних територіальних і часових рівнях. Це робить важким управління режимами СЕП міст у межах існуючої концепції. У зв'язку з викладеним сучасна теорія і практика управління режимами складних систем усе більше схиляється до емпіричних і субоптимальних рішень з розподілом проблеми на окремі завдання і подальшим застосуванням спеціальних процедур, їхньої інтеграції і координації. Зважаючи на це, засадничою концепцією вирішення комплексної проблеми управління режимами РМ міст є застосування багатосарової, розподіленої в часі і просторі структури.

Її основні положення такі: — складна система, подається у вигляді низки взаємозв'язаних підсистем, кожна з яких має свої цілі і завдання функціонування на базі локальних критеріїв і джерел інформації. Взаємодія окремих підсистем досягається координацією їхніх цілей і завдань на більш високому рівні ієрархії; — загальносистемне завдання управління розбивається на підзадачі, що мають свої цільові функції, і вимагають інтегрованого підходу до оцінки ефективності функціонування СЕП як глобальної системи в цілому.

Реально існуючі нині системи управління енергетичними об'єктами сконцентровані здебільшого на рівні живильних мереж вищої напруги. Аналіз функціональних завдань СУ РМ вказує на гостру необхідність застосування таких систем у РМ 0,4 — 110 кВ. До речі, як свідчать результати аналізу, просте перенесення ідеології побудови засобів управління на вищих рівнях тут не може бути застосовне із-за оперативних, технологічних і соціально-економічних особливостей РМ.

Крім того, ідеологія побудови СУ РМ повинна враховувати існуючу структуру АСДУ енергооб'єднань, а також структуру і параметри РМ міст. Аналіз оперативних завдань, що покладаються на СУ РМ свідчить про те, що управління режимами РМ міст ускладнене наявністю таких основних причин: — управління режимами РМ вимагає передачі значного обсягу інформації великій кількості об'єктів із мінімальними затримками (режим циркулярного управління), що обумовлює збільшення вартості системи; — для оцінки режиму РМ потрібна передача на ДП інформації від великої кількості об'єктів, яка істотно знижує ефективність рішень, що приймаються; — наявність різноманітних за обсягом, інтенсивністю й пріоритетами потоків інформації ускладнює застосування добре розробленої класичної ідеології.

До особливостей СУ РМ можна зарахувати також відсутність достатньої кількості каналів управління в РМ СН і РМ НН. Це переважно невелика кількість телефонних каналів зв'язку з особливо важливими об'єктами ПЕМ: окремими РП або ТП, орієнтованими на виконання простих функцій дискретного управління. У низці випадків використовується УКВ-зв'язок в обмеженому діапазоні частот.

Варто зазначити також практичну відсутність систем безперервного управління об'єктами 0,4 — 10 кВ. У той же час ці об'єкти першими впливають на техніко-економічні показники усієї СЕП. При цьому особливу важливість відіграє необхідність одночасного управління великою кількістю параметрів режиму вузлів навантажень, що висуває вимогу гнучкості.

Необхідно також зазначити, що обсяг інформації, її інтенсивність і пріоритет змінюються залежно від рівня СЕП, цілей і завдань СУ. Так, наприклад, для визначення клерувальних дій на велику кількість активних елементів, необхідними є СУ, що працюють з мінімальними затримками (режим циркулярного управління) [7].

Крім того, під час оцінювання режиму РМ потрібна передача інформації на ДП від великої кількості вузлів, до того ж, у цьому випадку визначальну роль відіграє точність інформації. Дослідження, проведені в [4 — 6] свідчать про те, що використанням тільки існуючих телефонних каналів забезпечити СУ РМ інформацією необхідного обсягу і необхідної точності не є можливим.

Наявність розглянутих особливостей висуває необхідність застосування системи передачі інформації, організованої в декількох середовищах: УКВ-середовищі, середовищі дротяної мережі або середовищі РМ. Крім того, враховуючи необхідність інтеграції СУ РМ в існуючі АСДУ енергосистем, вони повинні відповідати єдиним стандартам. Найбільш важливим із них є наявність у програмному забезпеченні локальних обчислювальних систем (ЛОС) чотирьох або семи незалежних шарів за ієрархічної структури їхньої побудови.

Відомі СУ РМ побудовані на вузькоспеціалізованому зборі і передачі інформації між окремими об'єктами одного рівня. Це системи обліку електроспоживання, системи діагностики устаткування, реєстрації режимних параметрів. Їх незалежне існування вимагає великої кількості каналів зв'язку й обумовлює їхнє неефективне використання завдяки дублюванню функцій, тому в основу розробленої СУ РМ покладено застосування інтегрованих мереж, що забезпечують можливість передачі інформації різним підсистемам.

При цьому інформаційні мережі РМ розрізняються за такими ознаками: призначенню, структурі, типу каналу зв'язку, швидкості передачі даних,

способі з'єднання, алгоритму збору і розподілу даних. Під час створення СУ РМ найбільший інтерес становлять мережі збору і передачі інформації, функції збору й передачі даних, що поєднують у собі, між пунктами управління (ПУ) по двонаправлених каналах зв'язку.

Найбільш характерними для РМ міст є радіально-вузлові, зіркові кільцеві і деревовидні структури СУ. Зважаючи на велику різноманітність елементної і структурної бази, схеми і алгоритми функціонування мереж, при побудові СУ РМ необхідно враховувати велику кількість техніко-економічних чинників, тому аналіз СУ РМ здійснюється за частковими критеріями для конкретних умов та завдань. Проведені дослідження [19] довели, що в умовах міст найбільш прийнятним середовищем для систем верхніх рівнів (мережі 110 кВ і вище) є телефонні лінії та УКВ-канали, а для нижніх — силові лінії РМ. Це багато в чому обумовлює ієрархічну структуру СУ, що певною мірою повторює структуру РМ.

При цьому радіально-вузлова структура СУ РМ використовується як типова для технологій, що використовують як середовище для передачі інформації телефонні лінії. Основні пункти (ПУ) в цьому випадку розташовуються на ТП і РП або ВРП споживачів, а характеристика мережі багато в чому визначається здатністю інформаційних засобів ДП управляти потоками інформації, які передаються послідовно до проміжних (ПП) і кінцевих (ПК) пунктів. Деревовидна структура СУ РМ є типовою для СУ, що використовують радіо-середовище.

Для передачі інформації тут використовуються високошвидкісні канали (передусім радіорелейні). Основні пункти в цьому випадку можуть виконувати роль ретрансляторів або накопичувачів інформації. Проміжні пункти в цих умовах можуть виконувати роль концентраторів даних. Розташування основних і проміжних пунктів, а також виділення незалежних частин СУ визначаються топологією РМ і організацією каналів СУ. Змішана конфігурація СУ РМ характерна для СУ, що поєднують у собі УКВ-

середовище, середовище телефонних ліній зв'язку і силових ліній РМ 0,4 - 10 кВ. При цьому кожен пункт мережі може бути або комутатором, або концентратором даних.

Невід'ємною умовою роботи такої мережі є наявність високоефективного алгоритму, необхідного для високошвидкісної комутації і розподілу сигналів. Наявність обмежень щодо кількості каналів і смуги частот їх пропускання обумовлює необхідність органічного поєднання каналів, організованим по усіх трьох середовищах, і робить доцільним застосування змішаної структури СУ (рис. 1.1.). У цих умовах основною проблемою, що виникає під час побудови СУ РМ міст, є зменшення обсягу передаваної інформації.

Одним із шляхів її вирішення є зниження надмірності інформації, яке може бути здійснене за такими основними напрямками: — підвищення інтелектуальності локальних систем управління завдяки наданню ним частини керувальних функцій і зниження інформаційного зв'язку з вищими і суміжними системами; — «стискування» інформації шляхом її попереднього імовірнісного оброблення; — удосконалення структурно-алгоритмічних рішень; — узгодження використання ресурсів локальних мереж; — забезпечення можливості інтеграції СУ РМ в існуючі АСДУ енергооб'єднань [7].

Застосування розглянутих основних підходів у поєднанні із стандартизацією елементів СУ дозволяє використовувати ієрархічний інтегрований принцип побудови СУ, що забезпечує можливість уніфікації елементів і модифікації її програмного забезпечення. При цьому використання мікропроцесорних засобів і засобів обчислювальної техніки дозволяє автоматизувати не лише технологічні процеси в РМ, але і процеси оброблення і зберігання інформації. Для побудови таких систем необхідно вирішити три основні завдання: — вибір раціональної структури гнучкої системи, що забезпечує виконання необхідних функцій із заданими якісними

показниками; — вибір структури системи керування, що забезпечує оптимізацію кількості зв'язків і кількості пунктів керування; - розробка алгоритмів функціонування СУ, що забезпечують досягнення заданих часових характеристик.

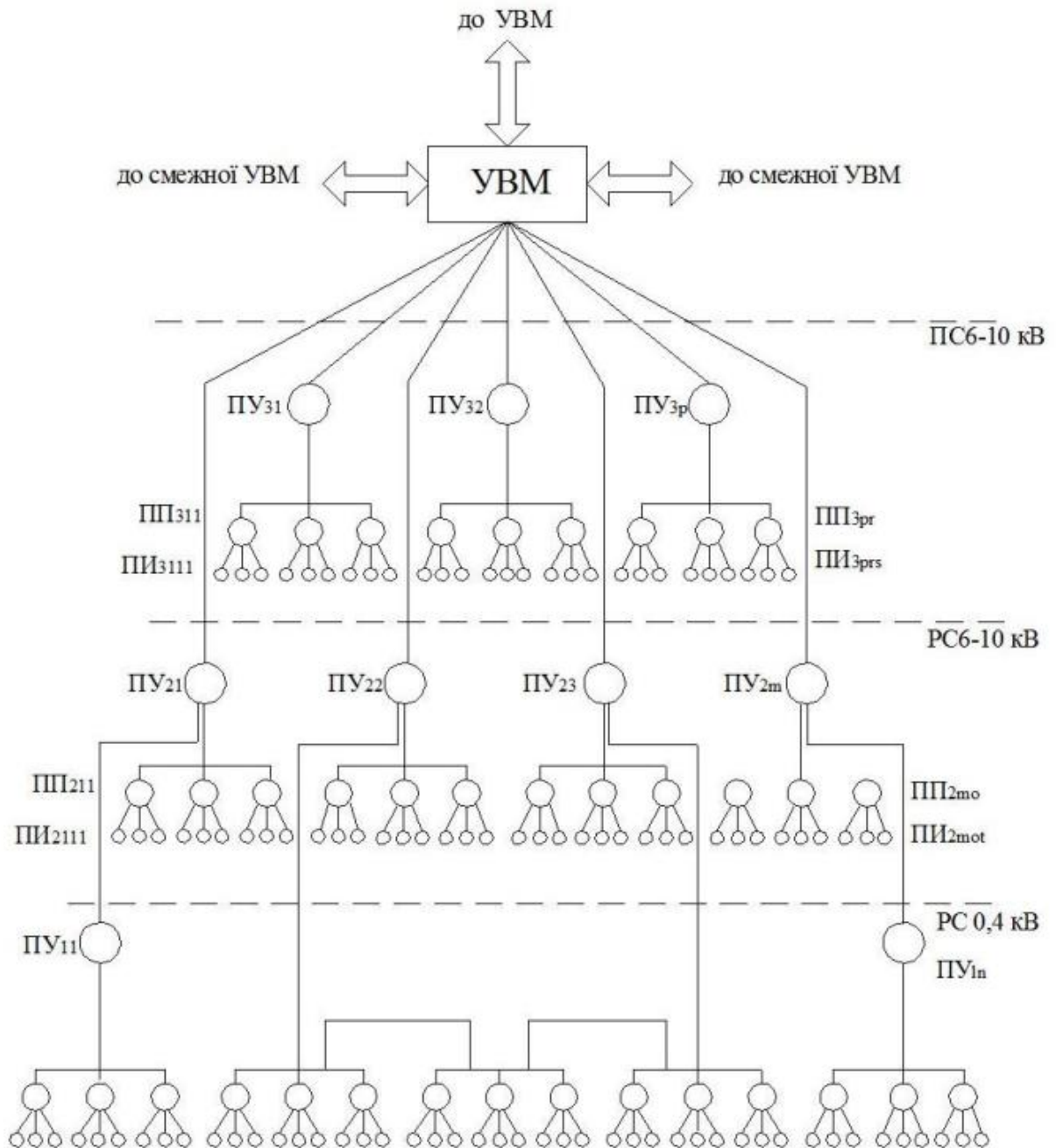


Рисунок 1.1 – Топологія системи керування

## 1.2 Функційно-алгоритмічні основи побудови гнучких систем.

В основу розглядуваної концепції побудови гнучкої системи керування режимами РМ міст покладена ієрархічна багаторівнева агрегатована структура. На нижніх рівнях СУ РМ є безліччю локальних систем, для яких характерна відносна самостійність функціонування, пристосована для застосування у вузлах навантажень РМ. Для них найбільш ефективною є стабілізація параметрів технологічного процесу. Структура таких СУ РМ має розподілений характер (рис. 1.2). Її активні елементи (АЕ), що здійснюють корекцію параметрів режиму, максимально наближені до об'єктів управління. В ідеальному випадку АЕ встановлюються безпосередньо у вузлах навантажень РМ. У цій роботі побудова СУ РМ виконана в припущенні, що основною їх метою є реалізація завдання «керування», що визначає приналежність СУ РМ до системи  $S$ , поданою парою  $X, Y$ , коли  $Y$  є розв'язанням задачі оптимізації, здійснюваної за допомогою рішення для конкретного поєднання параметрів управління [7]. У цьому сенсі  $S$  видається безліччю  $X$  і  $Y$ , тобто

$$S \subseteq X \times Y. \quad (1.1)$$

Ураховуючи цілеспрямований і функціональний характер дії системи, можна говорити про СУ РМ як відбиття  $S$ :

$$X \rightarrow Y, \quad (6.2)$$

де  $X$  і  $Y$  — відбита безліч входів  $x \in X$  і виходів  $y \in Y$ . З урахуванням внутрішнього стану системи  $z \in Z$ , сформованого передісторією

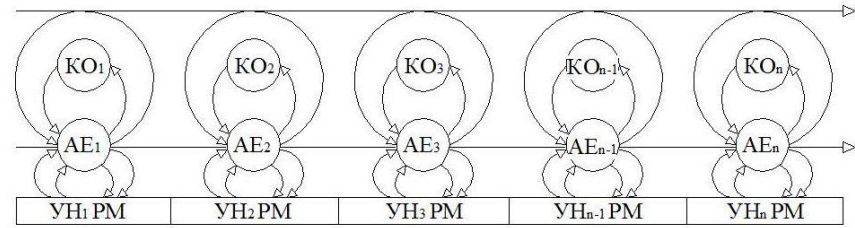
функціонування системи, вхідні сигнали СУ РМ беруть участь у формуванні вихідних сигналів. Останнє обумовлене наявністю інформації в елементах, що запам'ятовують. У результаті СУ РМ може розглядатися як відображення декартового перетворення безлічі вхідних сигналів  $X$  і безлічі внутрішніх станів  $Z$  у безліч вихідних сигналів  $Y$ , тобто  $S$ :

У розглядуваній СУ РМ виділено ряд послідовних рівнів ухвалення рішень, на кожному з яких відбувається оброблення інформації, що потрапляє з елементів нижнього рівня. Їх метою є вироблення координувальних дій на елементи цього рівня. Виділення рівнів ухвалення рішень виконане відповідно до вертикальної декомпозиції СУ РМ. На підставі результатів моделювання режимів (розділ 4) і відповідно до [7] у СЕП виділено 4 рівні керування: ВРП, 205 ТП, РП, ПС 35-110 кВ і СЕП у цілому, для кожного з яких характерні своя тривалість, критерії і параметри управління. Виділенню функційних завдань, вирішення яких не пов'язане з іншими завданнями цього рівня, відповідає горизонтальна декомпозиція СУ РМ.

Горизонтальна декомпозиція нижніх рівнів СУ РМ відповідає виділенню локальних систем управління (ЛСУ), керування якими може вестися в автономному режимі. Кількість ЛСУ визначається структурою РМ, технічним наповненням і територіальним розташуванням її елементів. Функціонування локальних систем визначається алгоритмом управління, що характеризує послідовність операцій перетворення вхідного сигналу у вихідний. При цьому операції перетворення інформації, що укрупнюють, можна розглядати як алгоритмічні функції, які є своєрідними модулями, з яких можна складати алгоритм управління.

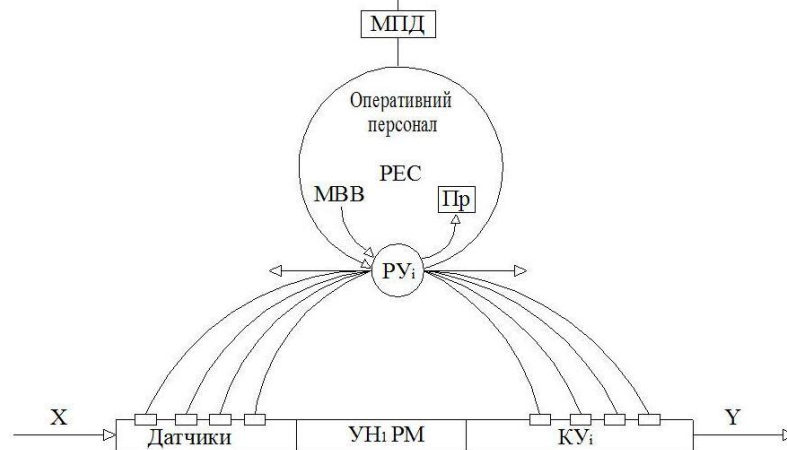
$$X \times Z \rightarrow Y . \quad (1.3)$$





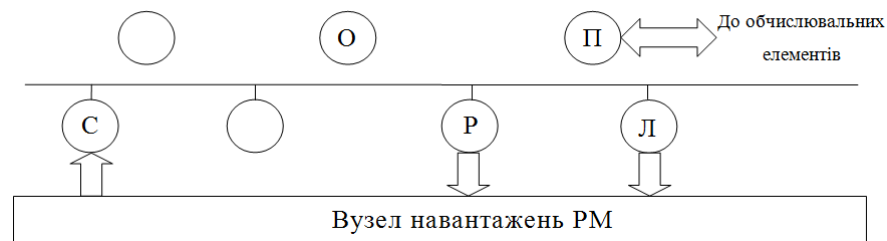
ОП - оперативний персонал

Декомпозиція ЛСУ



а)

Функціональна декомпозиція ГС



б)

Рисунок 6.2 – Декомпозиція ГМ : а) структурна; б) функціональна; С – збір та обробка інформації; Р – регулювання; Л – логічне управління; О – ручний ввід та відображення інформації; П – передача інформації Пр-процесор; МВВ – модуль вводу-виводу; КО – контролер об'єкта; МПД – мультиплексом передачі даних

Це стосується, насамперед, типових елементів, таких, що виконують певні алгоритмічні функції. Ознаками типізації СУ РМ та її елементів можуть бути їх орієнтація, інформаційна потужність, цільова спрямованість тощо. У

цій роботі для типізації СУ РМ та її елементів прийнята об'єктивно-орієнтована ознака, що забезпечує можливість статистичного аналізу і прогнозування розвитку СУ РМ, управління окремими об'єктами, а також найбільш точного стану списку необхідних алгоритмічних функцій, оцінити склад параметрів СУ, сформулювати основні вимоги до технічних засобів.

У цих умовах поняття типової СУ РМ зводиться до типової функціональної структури СУ РМ, яка може бути подана виразом  $F$  [7]:

$$X \times f \rightarrow Y, \quad (1.4)$$

де  $F$  - безліч алгоритмічних функцій.

Аналіз (1.4) дозволяє виявити наявність таких основних принципів структурного виконання СУ РМ: 1.

Послідовність виконання алгоритмічних функцій СУ РМ визначається часовою послідовністю вхідних сигналів (логічна система)  $F_l$  :

$$X \times Z(X, P) \rightarrow Y, \quad (1.5)$$

де  $Z(X, P)$  — внутрішні стани системи, визначувані безліччю вхідних сигналів  $X$  і програмним чинником  $P$ , що визначає характер алгоритмічної функції.

Послідовність виконання алгоритмічних функцій задається програмою (вирішувальна система)  $F_p$  :

$$X \times Z(X, P, t) \rightarrow Y, \quad (1.6)$$

де  $Z(X, P, t)$  — внутрішній стан системи, визначуваний безліччю вхідних сигналів  $X$ , програмним чинником  $P$  і поточним часом  $t$ .

У реальних системах наявні обидва принципи структурного виконання СУ РМ у різному їх поєднанні. Розглянуті загальні закономірності функціонування СУ РМ визначають основні вимоги до алгоритмів функціонування локальних СУ.

Подальша деталізація алгоритмів функціонування СУ РМ може бути виконана за допомогою їх контурної декомпозиції, що базується на наявності в локальній СУ декількох вузлів по збору і обробці інформації, певним чином пов'язаних із АЕ і ВУН. При цьому ухвалення рішень у розробленій СУ базується на багатошаровому принципі, згідно з яким складна проблема управління розчленовується на сімейство послідовно пов'язаних більш предметних проблем (шарів).

Прийняте рішення в кожному попередньому шарі складає основу для ухвалення рішення в наступному шарі. Вирішення проблеми в цілому є послідовним рішенням складових її проблем. Цьому відповідає часовий розподіл операцій з управління параметрами режиму РМ. При цьому вузли інформації, здійснюючи циклічний обмін інформацією між ВУН і АЕ, у кожному циклі використовують додаткову інформацію, що отримується за триваліші інтервали часу.

Як такі, використовуються сигнали від АЕ, різного роду статистичні дані тощо. Аналіз типових структур СУ РМ з використанням її контурної декомпозиції дозволяє виявити підмножину алгоритмічних функцій, призначених для вирішення завдань керування технологічними процесами передачі і розподілу ЕЕ в РМ міст. Це: — контроль: збір, зберігання та обробка даних про технологічні параметри, їх відхилення від заданих значень, а також спрацьовувань систем захисту і блокувань із метою оцінки, діагностики і програмування ходу технологічного процесу, стану устаткування і експлуатаційних показників РМ; — регулювання: збір, обробка даних, формування і видача команд, що управляють, з метою стабілізації окремих параметрів технологічного процесу або їх зміни за

заданим законом; — передача інформації: підготовка даних і реалізація протоколів обміну з суміжними і вищими системами; — логічне управління: управління дискретними або безперервними виконавчими органами за заданою або перебудовуваною програмою, залежно від стану технологічного процесу; — відображення технологічної інформації: індикація, реєстрація даних, ручне введення інструкцій, команд і даних.

Вказані основні підмножини не є єдиними і мають експертний характер. У міру вивчення СЕП до складу алгоритмічних функцій можуть вноситися зміни. Наявність вказаних підмножин надає впорядкований характер завданню управління технологічними процесами в РМ міст і розробки їх програмного забезпечення.

Застосування розглянутої вище концепції побудови СУ РМ забезпечує можливість агрегування технічних засобів систем управління і регулювання, яке полягає в їх компоновці з обмеженої кількості уніфікованих складових частин (агрегатних модулів), різноманітних проблемно- і об'єктноорієнтованих елементів для вирішення конкретних завдань управління. Непередбачувані поєднання завдань, що виникають в локальних зонах СУ РМ, роблять метод агрегування єдиною прийнятним для проектування СУ РМ такого типу. Принцип агрегування базується на ідеї сумісності окремих частин технічного комплексу. Критерії сумісності для систем кожного рівня розроблені в [7]. Їх основу складає функціональний, конструктивний і програмний критерії. Інші (енергетичний, метрологічний, надійнісний) мають другорядне значення.

Найбільше значення, з погляду організації взаємодії модулів, має критерій функціональної сумісності, який визначає умови взаємодії модулів, а також умови зв'язку елементів кожного рівня між собою і зовнішнім середовищем. Функціональна сумісність відбиває всі особливості структури і компонування СУ РМ. Як довели результати аналізу, у локальних системах нижнього рівня доцільним є застосування циклічних алгоритмів, особливо це

стосується мікроконтролерів. Для наступного рівня управління характерним є вирішення завдань координації.

Реалізація критеріїв функціональної сумісності здійснюється тут шляхом розроблення відповідних інтерфейсів. Єдність конструктивної бази агрегатних модулів СУ РМ забезпечує критерій конструктивної сумісності. Тим самим створюються умови для сумісності модулів незалежно від місця їх виробництва, модернізації і умов експлуатації систем.

Найбільш повно цим умовам відповідає чотириланцюгова схема агрегування: елемент — підсистема — система — комплекс. Їй відповідає чотирирівнева структура СУ РМ. Необхідною умовою цілеспрямованої взаємодії елементів СУ РМ є їхня програмна сумісність. Останнє може бути досягнуте застосуванням єдиного інтерфейсу, що забезпечує функціональну сумісність модулів. Отже, наступним кроком є розроблення базової частини програмного забезпечення, що забезпечує взаємне функціонування окремих модулів СУ.

Подальший розвиток СУ РМ може йти шляхом доповнення її програмними модулями і наступним їхнім нарощуванням. Наступним етапом розвитку програмного забезпечення СУ РМ є створення оперативної системи реального часу, що здійснює реалізацію алгоритмів конкретних елементів СУ на базі програмних модулів. Тут можуть бути визначені три рівні складності програмного забезпечення: — рівень циклічних алгоритмів, що реалізовує, здебільшого, логічні операції і операції контролю, вимагає постійної готовності функціональних модулів, що беруть участь в циклічному опитуванні; — рівень змішаних алгоритмів (циклічних і адресних), що забезпечує досягнення високої швидкодії на елементах нижнього рівня і реалізовує координувальну дію вищих рівнів; — рівень алгоритмів адресного звернення до функціональних модулів, що забезпечує реалізацію складних програм з використанням методів оброблення інформації.

У зв'язку із забезпеченням сукупністю функціонального, конструктивного і програмного критеріїв принципової можливості взаємного стикування модулів, критерієм, що характеризує якість роботи цього об'єктивно-орієнтованого комплексу, побудованого з агрегатних модулів, є метрологічний критерій.

Оскільки СУ РМ належить до систем з просторовим і часовим розподілом керувальних дій в СУ РМ введено дві моделі: повна розрахункова модель РМ і модель ухвалення рішень. Взаємодію моделей, організовано таким чином, що визначення керувальних дій здійснюється в два етапи, розділених у часі. Н

аявність же у складі СУ РМ розосередженого багатомашинного комплексу обумовлює територіальне рознесення керувальних дій тобто децентралізацію управління. На першому етапі управління (зовнішній контур рис. 1.3) за повною інформацією про параметри режиму РМ  $x \in X$  визначаються узагальнені залежності між параметрами оптимальних режимів, що дозволяє в компактній і зручній формі узагальнити фізичні властивості РМ та її елементів.

У загальному вигляді вони встановлюються за результатами статистичного аналізу інформації про параметри безлічі оптимальних режимів на попередньому інтервалі часу. Вибір подібного шляху отримання залежностей обумовлений стійкістю отримуваних співвідношень до зміни умов експлуатації і можливістю створення на їх основі довгострокових законів управління регульовальними пристроями. У [7] отримано аналітичні співвідношення, які зв'язують чисельне значення параметрів режиму з окремим значенням критерію ефективності, що дозволяє надати критерійну функцію у вигляді:

$$F = f\left(\gamma_{ik}^*, X, \Pi^*\right) \quad (1.7)$$

де  $y_{ik}$  — вектор критерію подібності, що характеризує часткову участь  $k$ -го показника  $i$ -го елемента в сумарному ефекті (за базисний прийнятий оптимальний режим); \* \*  $X, \Pi$  — відносне значення параметрів режиму  $X$  і регулювальних пристроїв  $\Pi$ . Робота активних елементів РМ координується з центру зміною уставок і зон нечутливості, визначених у результаті розв’язання задачі технікоеконімічної стійкості оптимального режиму [7].

Аналіз залежності (1.7) закінчується визначенням областей допустимих відхилень оптимальних параметрів режиму РМ і параметрів АЕ.

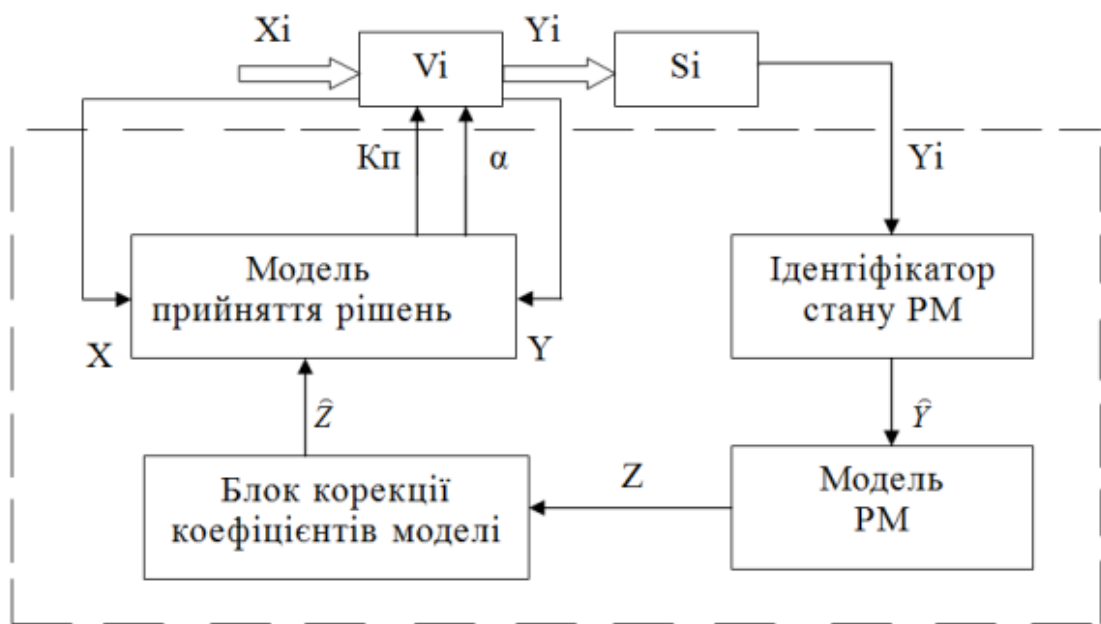


Рисунок 1.3 – Структурна схема АСУ ТП РМ

На першому етапі формується також модель, за якою визначаються керувальні дії у другому контурі управління. Вона формується, ґрунтуючись на тому, що для оптимізації режиму РМ за допомогою трансформаторів із подовжньо-поперечним регулюванням у ВУН мережі вводяться необхідної величини і фази додаткові ЕРС.

При цьому значення ЕРС РМ, що оптимізують режим, визначаються методами теорії подібності у вигляді:

$$E_{УРА}^* = \Pi_A^E I_P^* ; \quad E_{УРР}^* = \Pi_P^E I_A^* , \quad (6.8)$$

де ПЕА — матриці критеріїв подібності;  $I^*A$ ,  $I^*P$  — вектори активної і реактивної складових струмів ВУН відносно струмів базисного режиму.

Знайдені критерії подібності  $\Pi$  на другому етапі (внутрішній контур управління) використовуються для ухвалення рішень із реалізації нормальних режимів. Склад дій (значення параметрів регулювальних пристроїв  $\Pi$ ), що управляють, визначається для області практично рівноеконімічних оптимальних режимів.

Для знаходження оптимізуючих параметрів  $\Pi$  формується визначальна сукупність параметрів системи  $x \in X$ . При такій структурі управління режимами в темпі процесу здійснюється тільки у внутрішньому контурі. У зовнішньому контурі уточнюються значення критеріїв подібності  $\Pi$  і, відповідних ним, уставок КП. Оскільки  $\Pi$  достатньо стійкі до зміни навантаження РМ, то робиться це тільки при значних діях (зміні топології мережі, тижневих або сезонних змінах навантаження і т. д.).

У межах цього підходу спостерігається просторова і часова децентралізація процесу управління завдяки передачі частини функцій управління елементам нижнього рівня РМ, практично без втрати принципів централізованого управління. Досягається це завдяки тому, що на певному інтервалі зміни параметрів, регулювання здійснюється за місцевими параметрами у виділеній області корекції.

У разі виходу параметрів режиму із заданого інтервалу, автоматично коригується закон регулювання (блок корекції на рис. 1.3). При цьому оскільки корекція здійснюється за результатами оптимізаційних розрахунків РМ у цілому, спостерігається мінімізація загальносистемного критерію  $F$ , тобто забезпечується дотримання системних принципів управління



режимами РМ. У цій структурі, по суті, реалізовано централізоване управління децентралізованими підсистемами.

Таким чином, застосування цієї структури забезпечує оперативне управління режимами РМ за комплексним векторним критерієм  $F$  з урахуванням його чутливості до змін модуля, фази і гармонійного складу напруги і струмів у ВУН. При цьому функції централізованого управління зводяться до вибору уставок КП, а функції локального — до плавної зміни параметрів режиму в заданій області за місцевими параметрами.

### 1.3 Структура системи керування

Відповідно до основних принципів, наведених раніше, структурна схема системи управління РМ подана у вигляді (рис. 1.4). Як змінні стану  $x_i(t)$  цієї системи прийняті модулі, фази і гармонійний склад напруги і струмів кожної з фаз  $i$ -ї підсистеми  $u_{iv} \in U_{iv} = \{u_{i1}, u_{i3}, \dots, u_{in}\}$ ;  $i_{iv} \in I_{iv} = \{i_{i1}, i_{i3}, \dots, i_{in}\}$ ,  $\varphi_{iv} \in \Phi_{iv} = \{\varphi_{i1}, \varphi_{i3}, \dots, \varphi_{in}\}$ ,  $v = 1, N$ , а також змінні, що характеризують стан активних елементів АЕ системи: їхні номінальні потужності  $S_{Ni} \in SH_i = \{S_{N1}, S_{N2}, \dots, S_{NK}\}$ ; діапазон регулювання параметрів режиму  $\delta u_{Ni} \in \delta U_{Ni} = \{\delta u_{N1}, \delta u_{N2}, \dots, \delta u_{NK}\}$ ,  $\delta i_{Ni} \in \delta I_{Ni} = \{\delta i_{N1}, \delta i_{N2}, \dots, \delta i_{NK}\}$ ,  $\delta \varphi_{Ni} \in \delta \Phi_{Ni} = \{\varphi_{N1}, \varphi_{N2}, \dots, \varphi_{NK}\}$ ; а також енергетичні показники  $K_{Mi} \in k_{Mi} = \{k_{M1}, k_{M2}, \dots, k_{MK}\}$ ,  $K_{ni} \in k_{ni} = \{k_{n1}, k_{n2}, \dots, k_{nK}\}$ ,  $k = 1, K$ . Вхідні дії  $U(t)$ ,  $I(t)$ ,  $\varphi(t)$  розрізнятимемо залежно від типу АЕ. Для системи, що розробляється, як 212 АЕ використані: багатофункціональні перетворювачі напруги (БПН), системи регулювання напруги (СРН), трансформатори з РПН, генератори з АРВ, засоби компенсації реактивної потужності (КРП), синхронні двигуни, синхронні компенсатори, статичні компенсатори (СТКРП), батареї статичних конденсаторів (БСК) тощо. Під вхідною дією для СУ РМ маються на увазі

величини напруги  $u_i$ , струмів  $i_i$  і кутів  $\varphi_i$  між ними. Прийнято, що відповідно до структури об'єкта і умов його експлуатації, у просторі  $U$  змінних  $U_1, U_2, \dots, U_n$ ;  $I_1, I_2, \dots, I_n$ ;  $\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_n$  задані безліч  $\Omega(U), \Omega(I), \Omega(\varphi)$  і параметри управління  $u_1, u_2, \dots, u_n$ ;  $i_1, i_2, \dots, i_n$ ;  $\varphi_1, \varphi_2, \dots$  (у кожен момент  $n$  набувають тільки таких значень, за яких вектори  $U(t), I(t), \varphi(t)$  з компонентами  $u_1(t), u_2(t), i_1(t), i_2(t), \varphi_1(t), \varphi_2(t)$  належать безлічі  $\Omega(U), \Omega(I), \Omega(\varphi)$  області керування. При цьому обмеження, накладені не лише на параметри управління, але і на координати  $x_1, \dots, x_n$  області можливих станів системи  $\Omega(U), \Omega(I), \Omega(\varphi)$ . У цьому випадку дія системи керування визначається станом РМ. Так, для післяаварійного режиму, для якого характерний дефіцит потужності, що супроводжується зниженням напруги і коефіцієнта потужності, дія СУ РМ залежить від причин дефіциту.

Під час планової зміни потужності прогнозується проходження  $P_{\max}$  (по кожному ВУН), і переважно виконання цих обмежень покладають на себе елементи верхнього рівня СУ РМ. У разі випадкової зміни, унаслідок раптової зміни потужності навантаження або генеруючих джерел, дія СУ РМ спрямована на розподіл цього дефіциту між АЕ і виконання обмежень.

До основних обмежень у цьому режимі можна зарахувати час керування  $t_U$ , який має бути менше допустимого, що вимагає участі елементів нижнього рівня. За нормального режиму роботи РМ і відсутності дефіциту потужності по енергосистемі на СУ РМ покладається керування параметрами режиму по техніко-економічних критеріях відповідно до умов прийнятих контрактів. Можлива також і «вільна» траєкторія СУ РМ без обмежень. Р

Розглядувана СУ РМ загалом є різновидом класичної системи стохастичного керування. Її відмітною ознакою є наявність двох груп вирішувальних елементів. Вирішальний елемент С1 системи включає функції мінімізації (максимізації) функції якості РМ у цілому (глобальна

оптимізація). Вирішувальні елементи  $C1i$  локальних систем здійснюють оптимізацію режимів РМ на кожному з рівнів (локальна оптимізація).

У прийнятому визначенні завдання стохастичного оптимального керування в системі управління (рис. 1.4) присутні дві групи вирішальних елементів  $C1$  і  $C1i$ . Першому з них ( $C1$ ) «відома» математична форма запису динаміки стану, зв'язок між вектором вимірів і станів об'єкту керування ( $S$ ), щільність ймовірності всіх основних випадкових змінних. Мета роботи контролера  $C1$  — мінімізувати глобальну векторну функцію якості. Контролер  $C1$  у будь-який момент часу  $t$  отримує миттєво і без спотворення відгук про усі минулі керування або рішення, а також усі минулі й дійсні виміри. Другій групі контролерів відомий стан кожного  $i$ -го елемента  $S1i$  у будь-який момент часу  $t$ , а також математичні форми запису критерійних функцій якості.

Метою їхньої роботи є мінімізація їхніх локальних векторних функцій якості за місцевими параметрами. Ураховуючи поетапне вирішення проблеми, у цій роботі розглядається ієрархічна структура з двома рівнями управління (ЦСУ — централізована структура і ЛСУ — локальна структура з автономним керуванням).

Особливістю цієї структури є поєднання централізованого управління РМ з частковим локальним керуванням (з елементами локального керування) окремими об'єктами (або їх групами). Відповідно до цього функції управління розподіляються між центральним органом  $C1$ , який реалізує алгоритм глобального управління РМ, і локальними органами  $C11, C12, \dots, C1n$ , кожен із яких вирішує завдання управління деякою підмножиною об'єктів  $S11, S12, \dots, S1n$  відповідно до дії центрального органу (ЦО), що управляє.

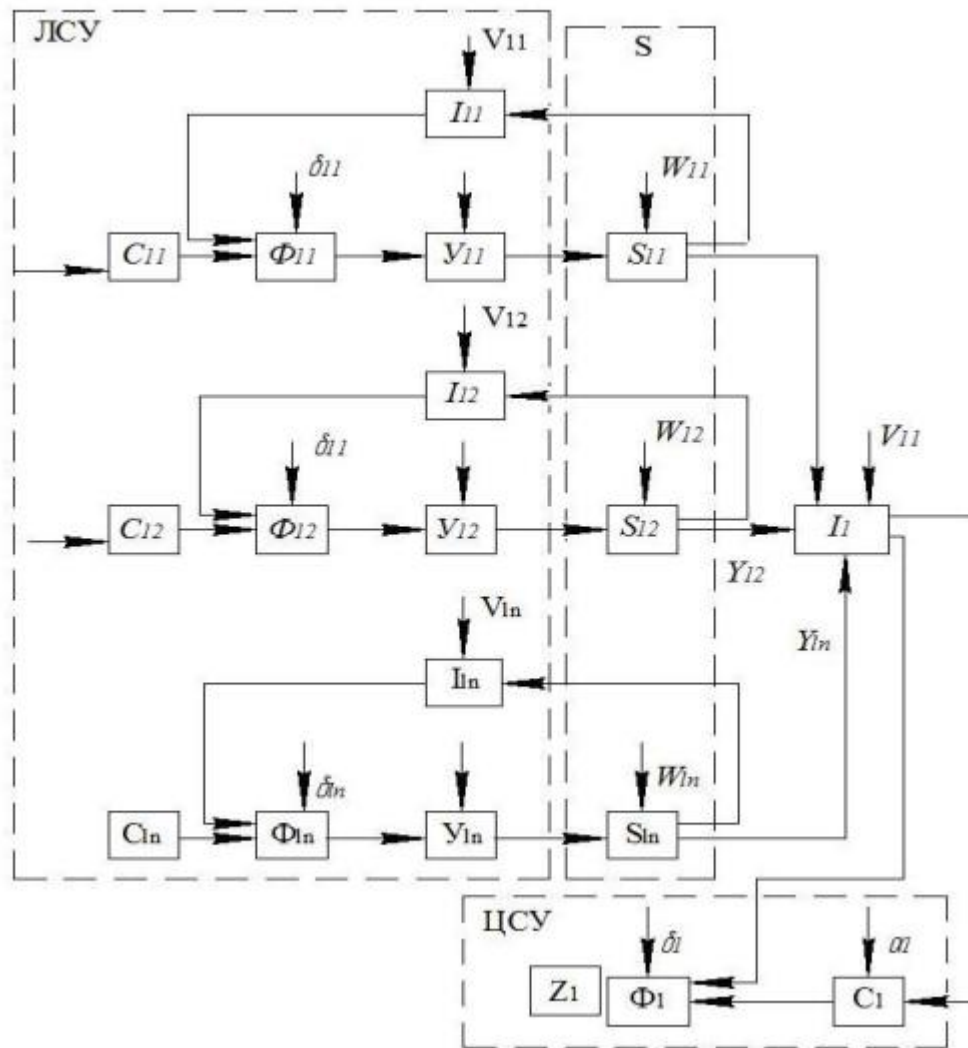


Рисунок 1.4 – Структурна схема СУ РМ: S – об’єкт керування (РМ); I – вимірювальна система; Y – виконавча система; Φ – система прийняття рішення; C – вирішальна система

Особливістю локальних органів є те, що для них передбачаються різні завдання керування. Так, для деяких типів споживачів (наприклад, комунально побутових, окремих типів промислових споживачів) управління здійснюється за виконавчими командами ЦСУ, тоді як для вузлів навантажень низької напруги, а також окремих споживачів НН — за командами центрального органу відповідно до локального алгоритму.

У цій структурі поєднуються багато позитивних функціональних властивостей повністю централізованою і децентралізованою структур, таких як: максимальна автономність локальних центрів у процесі управління з можливістю оптимального керування системою в цілому; централізоване зберігання і обробка інформації, що належать до усієї системи в цілому з децентралізованим розміщенням і обробкою інформації, необхідної для автономного управління окремими об'єктами; знижені вимоги до пропускну́ї спроможності й продуктивності локальних органів керування з високою загальною пропускну́ю спроможністю (продуктивністю системи); підвищена надійність, оскільки у разі виходу з ладу ЦСУ локальні центри керування можуть продовжувати функціонувати, наприклад, відповідно до останньої дії ЦСУ, що управляє.

Відмінність запропонованої структури системи автоматичного управління РМ від традиційної структури централізованої системи з автономним управлінням полягає у виконанні контролю стану режимних параметрів РМ (див. рис. 1.4).

Так, унаслідок особливостей РМ, ускладнений безпосередній вимір параметрів режиму комунально-побутових споживачів, окремих промпідприємств у темпі процесу, що обумовлює вимір параметрів режиму РМ за інтегральними або непрямими показниками. Варто зазначити також, що стан локальних об'єктів важливий як для керування РМ, так і для наступного економічного управління РМ за результатами виконання обмежень.

Для нормального режиму РМ в основу роботи системи пропонується покласти принцип функціонування системи з неповною інформацією про об'єкт управління і пасивним накопиченням її в процесі управління, тобто процес накопичення («стискування») інформації про сигнал  $\lambda(U)$ , що управляє, не залежить від алгоритму (стратегії) вирішального пристрою С. Накопичення інформації в цьому випадку полягає в спостереженні сигналів і

побудові за ними гіпотез (прогнозу) про процес  $\lambda_1(U_0)$ . Передбачається також, що сам по собі процес спостереження не залежить від того, яке рішення приймає вирішальний пристрій про характер  $\lambda$ . Отриману інформацію можна тільки правильно використовувати, але її не можна збільшити, яка б не була стратегія керувального пристрою. Збільшення інформації можливе шляхом її накопичення за допомогою засобів інформаційного забезпечення в моменти відсутності керувальних сигналів. Разом із цим для найбільш важливих об'єктів регулювання  $x^*(t)$  передбачається можливість непрямого активного накопичення даних, що сприятиме швидшому і точнішому вивченню характеристик об'єкта керування і сприятиме ефективнішому управлінню цим об'єктом.

У після аварійному режимі роботи РМ ефективнішим є принцип функціонування системи з активним накопиченням інформації [7]. У цілому подана вище система керування належить до незв'язаних багатовимірних двоканальних мультипроцесорних систем. Припускаючи ізольовану дію АЕ, система керування може бути представлена як сукупність одновимірних систем, які взагалі, належать до класу цифрових систем автоматичного управління САУ [7].

## 2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Загальна характеристика систем автоматизації розподілу

Поліпшення експлуатаційних показників системи розподілу електроенергії за допомогою застосування комп'ютерних та комунікаційних технологій з'явилося в 1970-х роках як концепція автоматизації розподілу (АЕ). В даний час комунальним підприємствам приділяється більше уваги, оскільки оновлений поштовх до надійних та ефективних мереж розподілу, і споживачі стали більш чутливими до відключень постачання через збільшення залежності від електроенергії. Потреби кожної утиліти унікальні, проте загалом вимоги полягають у впровадженні автоматики для захисту, контролю, моніторингу та обробки електричних розподільних систем. Це дозволяє енергокомпаніям контролювати та обробляти компоненти розподілу з віддалених місць. Для автоматизації електричних підстанцій у середовищі розподілу доступні численні розроблені схеми. Їх можна згрупувати у три основні категорії: напівавтоматичні, розподілені та централізовані схеми.

Радіальні розподільні мережі потребували лише обмеженого контролю в режимі реального часу, оскільки вони були розроблені для роботи в межах напруги та очікуваних навантажень. Автоматичні вимикачі на підстанції розподілу захищають розподільну мережу і поза підстанцією, решта мережі захищена іншими захисними пристроями, такими як реклосери, секціонізатори та запобіжники.

Раніше оператори лінії відповідали за пошук несправностей у мережах вручну, після чого робили необхідні комутації та повертали живлення споживачам. Інвестиції в системи управління на підстанції та по лінії не були виправданими через кількість втраченої енергії в порівнянні з лінією електропередачі високої напруги. Simple SCADA була першим типом

дистанційного керування, який був впроваджений у великих дистрибуційних мережах, але малі розподільчі підстанції, як правило, залишалися під ручним управлінням. У минулому енергетичні компанії відповідали за вироблення, передачу та розподіл енергії споживачеві. Однак вільний ринок постачання енергії вплинув на розподільну мережу, вказуючи на необхідність скорочення часу відключення. Це призвело до автоматизації системи подачі як інструменту для підвищення надійності та обслуговування клієнтів. Одночасно вдосконалення простої SCADA за допомогою системи управління розподілом призвело до набагато вищого рівня управління мережею розподілу.

Різні технології намагаються здійснити автоматизацію електророзподілу в галузі захисту та контролю системи, а також вимірювання. Надійна комунікаційна інфраструктура можна сказати - найбільш важлива характеристика цих різних технологій. За винятком локальних схем автоматизації, які використовують зондування напруги та інші принципи для ініціювання застосувань, більшість реалізацій автоматизації електророзподілу потребують зв'язку для ініціювання дії до центру управління. Дані, які передаються, повинні супроводжуватися додатковими характеристиками, такими як адреса приймаючого пристрою, адреса пристрою, що надсилає, опис і тривалість інформації, друк часу порушення, його пріоритет, а також якість. Для створення інформації та використання її в різних функціях у виєористовувались конкретні протоколи продавця. Недоліками цих технологій було те, що вони були специфічними для постачальника та не підходили до схем та технологій інших постачальників. Стандарт IEC 61850 був рекомендований як гнучкий протокол зв'язку, який має можливість взаємодії між різними постачальниками та має надзвичайно прогресивну об'єктно-орієнтовану структуру моделювання.



Робоча група ІЕС TC57 описала стандарт ІЕС 61850 для "Мереж і систем зв'язку на підстанціях". Стандарт відкритого типу не лише використовується виключно між комп'ютером верхнього рівня та апаратом рівня підстанції, він також використовується у відкритому зв'язку з первинним апаратом. Роль стандарту ІЕС 61850 має великі наслідки внаслідок розробки автоматизації електророзподілу. Вона потребує виняткової інтеграції та обміну, затверджує однорідну платформу та модель для досягнення сумісності електричних пристроїв та схем. Основні функції автоматизації електророзподілу включають виявлення несправностей, усунення несправностей та відновлення обслуговування. Такий підхід виявить несправну область, відключить несправну область, відкривши відносні граничні вимикачі та переконфігурувавши мережу шляхом повторного закриття кінцевих вимикачів.

Є кілька ключових питань, які комунальна / енергетична компанія повинна враховувати, коли хоче застосувати автоматизацію у своїх розподільних мережах. Необхідно зробити техніко-економічний розрахунок. Також треба враховувати, який тип автоматизації застосовуватиметься, наприклад, центральну або розподілену, системну або локальну або їх комбінацію.

Протягом останніх років існує великий інтерес до використання підходів для переконфігурації в розподільних системах, заснованих на стандартах ІЕС 61850.

Перша електростанція, електрична станція Pearl Street, в Нью-Йорку була введена в експлуатацію в 1882 році. Потужність постачається замовнику через безперервну мережу, з системами генерації, передачі та розподілу. Для задоволення потреб у зоні обслуговування встановлені великі електрогенеруючі станції. Потім об'ємна потужність передається в мережі передачі в електромережі, після чого вона знижується до рівня розподілу.

Потім електроенергія знову зменшується розподільними трансформаторами до вторинного рівня розподілу для кінцевого споживача.

## **2.2. Концепція автоматизації розподілу електропостачання**

Концепція автоматизації розподілу була розроблена з метою вдосконалення контролю та збору даних (SCADA) на рівнях середньої / високої напруги. Автоматизація електророзподілу не є SCADA, але вона пропонує розширені функції автоматизації, які відокремлюють її від SCADA. Крім того, АЕ дозволяє прийняти рішення нижчого рівня шляхом розподіленої обробки без втручання людини.

Термін, зазначений у визначенні "компоненти розподілу", вказує на повну систему розподілу. Тому АЕ охоплює контроль та моніторинг всієї системи розподілу (генератори, трансформатори та шини). Для досягнення «віддаленого» управління пристроями розподільні компоненти потребують інтеграції комунікаційної інфраструктури. (Система зв'язку з розподілом є ключовим критичним засобом). АЕ вдосконалює SCADA, коли польовий екіпаж обслуговування раніше мав вручну реагувати на певні системні умови, віддалені польові пристрої тепер автоматично реагують на системні умови за набагато швидший час реакції. Крім того, визначення вказує, що АЕ - це не єдина технологія, а сукупність технологій. АЕ дає опис декількох служб та функцій.

### **2.2.3 Ієрархія управління**

Застосування оптимізації мережі відбувається в структурованій керованій ієрархії, яка оточує потребу в різних шарах мережі. З'являється необхідність здійснювати управління мережею з центру управління. Робота пристроїв покладається на зв'язок зв'язку від центру управління до різних

пристроїв, розташованих уздовж електромережі. Поєднання контрольної кімнати, комунікаційної інфраструктури та IED включає систему SCADA. Системи SCADA діють для управління різними шарами мережі, рис. 2.1 [10].

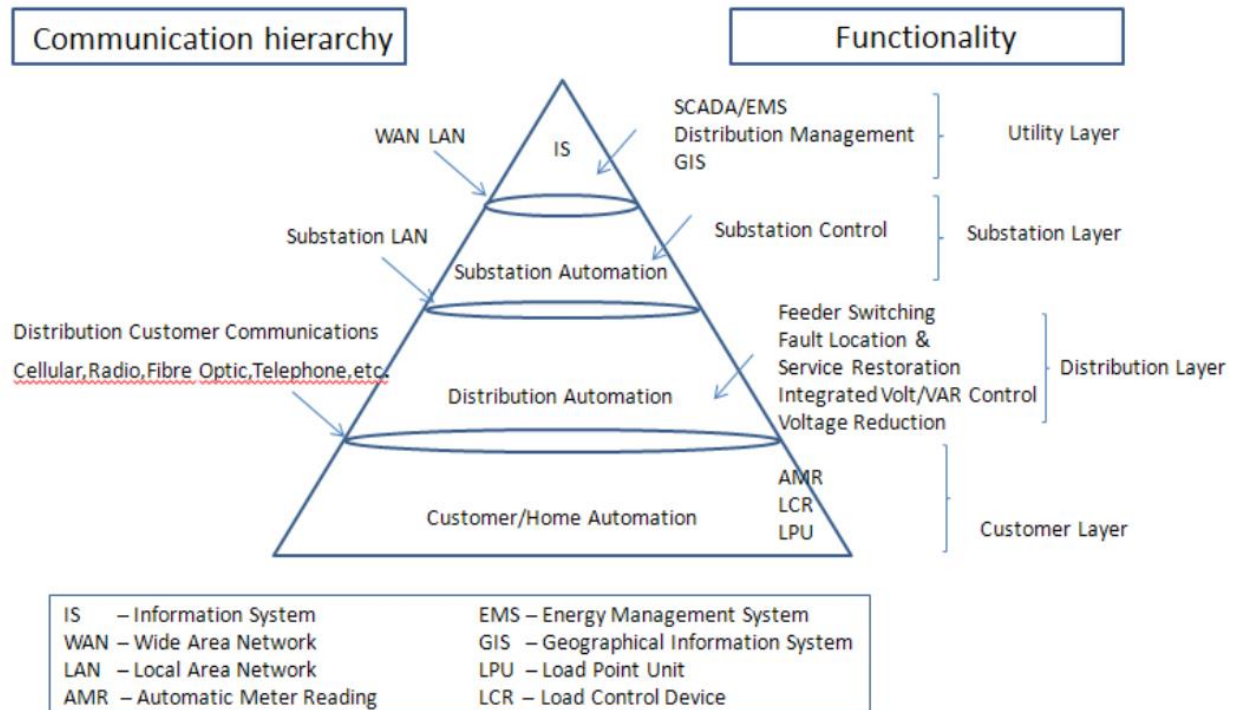


Рисунок 2.1 – Ієрархія реалізації автоматизованої системи розподілу

Утилітний шар - верхній рівень стосується всіх бізнес-інформаційних технологій (ІТ), управління активами та системи торгівлі енергією. Шар підстанції - в цьому шарі обробляється управління автоматичним вимикачем всередині підстанції разом із зв'язком всіх СВ.

Розподільний шар - Цей шар стосується можливостей управління в режимі реального часу за допомогою дистанційного керування та автоматизації пристроїв, розташованих на системах середньої напруги.

Споживчий шар - тут система доставки безпосередньо взаємодіє з замовником.

#### Переваги впровадження АЕ

Переваги АЕ широко згруповані в матеріальні та нематеріальні переваги. Матеріальні вигоди, або так звані "важкі" вигоди, можна оцінити у

фінансовому та технічному відношенні можуть принести користь як постачальнику, так і кінцевому споживачеві. Поліпшене задоволення клієнтів, краща якість інформаційної системи тощо є прикладами нематеріальних переваг. Хоча не всі вигоди від АЕ можуть бути оцінені, вони все ще стосуються комунальних послуг.

Впровадження системи АЕ призвело до декількох переваг для енергетичних підприємств, серед яких надійність системи та підвищення ефективності роботи. Основними напрямками наступні.

Скорочення витрат на експлуатацію та обслуговування. Експлуатаційні витрати через всю систему були зменшені впровадженням автоматизації. Швидке знаходження несправностей скоротило час реагування персоналу польових служб, оскільки вони викликаються безпосередньо до несправного обладнання / області.

Підвищена надійність. Скорочення тривалості відключення електроенергії було реалізовано завдяки автоматизації. Статистика показала, що середня тривалість несправностей може бути покращена на 20-30% на накладних пристроях живлення в розподільних мережах щорічно.

Компензація витрат енергії. Навантаження може переноситися з однієї подачі на іншу протягом пікових періодів через автоматичну роботу розподільних систем. Це дозволить уникнути будь-якого посилення потужності передачі трансформаторів на підстанціях, оскільки максимальні вимоги зазвичай виникають у певні періоди дня, а в інший день попит на електроенергію є нормальним.

#### Нове обслуговування клієнтів

Автоматичне зчитування лічильника дозволяє комунальним підприємствам мати більшу гнучкість у пропонуванні тарифів і дозволяє клієнту підвищувати вибірковість та контролювати споживання.

Покращена інформація для інженерії та планування забезпечує розширену автоматизацію даних у режимі реального часу, забезпечуючи

підвищення можливості виконання ремонтних робіт, модернізацій та покращує планування розподілу диспетчерами.

Якість електроенергії Завдяки впровадженню автоматизації було досягнуто підвищення ефективності роботи та підвищення надійності системи.

Впровадження SCADA і контроль за мережею є найважливішими послугам, які дозволяють комунальним підприємствам покращувати якість поставок та підвищувати ефективність бізнес-процесів. Однак існують додаткові сервіси, які дозволяють застосувати автоматизований розподіл. Кожна утиліта відрізняється одна від одної, і кожна їх потреба унікальна. Незважаючи на те, що EPRI визначила 161 кандидатських служб, комунальні служби реалізовуватимуть лише ті сервіси, які задовольняють їх конкретні потреби та вимоги.

Не всі послуги виправдані - до послуг, які виправдані, належать: підстанції SCADA на середніх напругах, автоматичне секціонування мережі, автоматизація пристроїв, що працюють на віддалено, автоматизація знаходження розташування несправності, ізоляція та відновлення обслуговування в несправних зонах мережі та контроль навантаження, управління збитками.

Виявлення несправностей, відновлення та відновлення обслуговування. Виділення найважливішої особливості системи АЕ - це можливість її самолікування. Функція самовідновлення дозволяє відновлювати живлення автоматично та максимально швидко до робочих ділянок системи, в той час як персонал оперативно проводить необхідний ремонт несправного ділянки. Розробляються алгоритми комутації, які вимикають енергію від частин розподільної системи, яка зазнала несправності в електромережі. Після виникнення несправності система автоматично виконує алгоритм відновлення джерела живлення, де це можливо. Без такої функції значна більша частина мережі буде зачеплена і буде залишатися постраждалою,

поки на місце події не прибудуть оперативні працівники з метою виявлення та усунення несправності. Місце несправності можна визначити за допомогою захисних реле та індикаторів несправності. Після виявлення місця несправності помилку можна усунути або відключити проблемну область. Клієнти в "здоровій" частині мережі також будуть зачеплені, і вони можуть бути без електропостачання протягом декількох годин. Тривалість припинення постачання тим самим споживачам може бути значно скорочена за допомогою програми автоматизації електророзподілу.

Під час стану несправностей у мережі детектори несправностей, встановлені на польових пристроях, що надходять на фідер, повідомляють про несправність систему. Додаток спочатку дозволяє захисному обладнанню усунути несправність. Після цього система виконує керуючі дії для відкриття перемикачів, які обмежують несправну (між двома лінійними вимикачами) область, ізолюючи пошкоджену частину подачі. Після цього він закриває інші комутатори для відновлення живлення в неушкодженій частині мережі через живлення від альтернативного джерела, де це можливо. Усі ці дії виконуються автоматично, без будь-якого втручання людини / вручну.

Автоматичне секціонування шини.

Після того, як первинний захист усунув постійну несправність, автоматичне секціонування шини працює через послідовний процес. Тому його мета - ізолювати несправні підстанції та лінійне обладнання за допомогою роботи відповідних лінійних комутаторів. Виявлення та повідомлення про перевантаження є однією з його функцій, а також відновлення обслуговування, відкриваючи та закриваючи конкретні вимикачі та комутатори. Усі ці функції можна реалізувати завдяки впровадженню відповідної інфраструктури зв'язку.

Інтегроване управління напругою / напругою VAR

Напруга шини підстанції, живильника та віддаленої точки підтримуються в межах заданої пропускної здатності через цю послугу. Для

регулювання напруги шини використовуються перемикачі кранів трансформаторів включення / вивантаження.

Банки конденсаторів або регулятори напруги та регулятори напруги використовуються для регулювання напруги віддалених точок фідера в розподільних мережах. Комутація банку конденсаторів також використовується для управління реактивною подачею потужності.

У цій дисертації використовуються послуги з виявлення несправностей, ізоляції та відновлення обслуговування.

## **2.1. Методи оптимальної автоматизації підстанцій**

Очевидно, що для цього класу об'єктів архітектура цифрової підстанції, розроблена для об'єктів магістральних мереж, не застосовується. Для масового застосування на підстанціях 35 кВ потрібні прості та недорогі рішення з оптимальним (і зовсім не максимальним) використанням нових технологій. Для подолання консервативності експлуатації необхідно запропонувати рішення, яке може підвищити надійність, покращити експлуатаційні характеристики, знизити капітальні та експлуатаційні витрати, а також відповідатиме чинним науково-технічним стандартам та встановленим зонам відповідальності різних замовників послуги [9].

На двотрансформаторній підстанції 35/10 кВ проведено реконструкцію із заміною зовнішнього розподільного пристрою-35 кВ та КРУН-10 кВ на обладнання замкнутого типу з встановленням трьох блочно-модульних корпусів (КРУ-35 кВ, розподільний прилад-10 кВ, розподільний пристрій). Більшість пристроїв релейного захисту та автоматики встановлені в розподільних пристроях-35 кВ та розподільних пристроях-10 кВ.

Початкове проектне рішення, передбачене для встановлення в ОПУ:

- резервна шафа центральної сигналізації (ЦС);

- дві шафи (дошки) місцевого управління (ШУ) з мнемонічною схемою (ключі, лампи тощо);
- автономний робочий замок шафи (ОБ);
- телемеханічний комплекс (ТМ), що складається з 5 кабінетів.

Всього - 9 шаф в ОПУ. І це без урахування автоматизації інших систем. Існувало також відносно велика кількість кабелів управління між розподільним пристроєм та корпусами розподільних пристроїв для підстанції 35 кВ. Функціональність систем управління мінімальна: найпростіша ТМ, окремий ОБ, відсутність інтеграції вторинних підсистем у ТМ. Саме цим сьогодні реалізується більшість проектів з будівництва та реконструкції підстанцій 35–110 кВ [9].

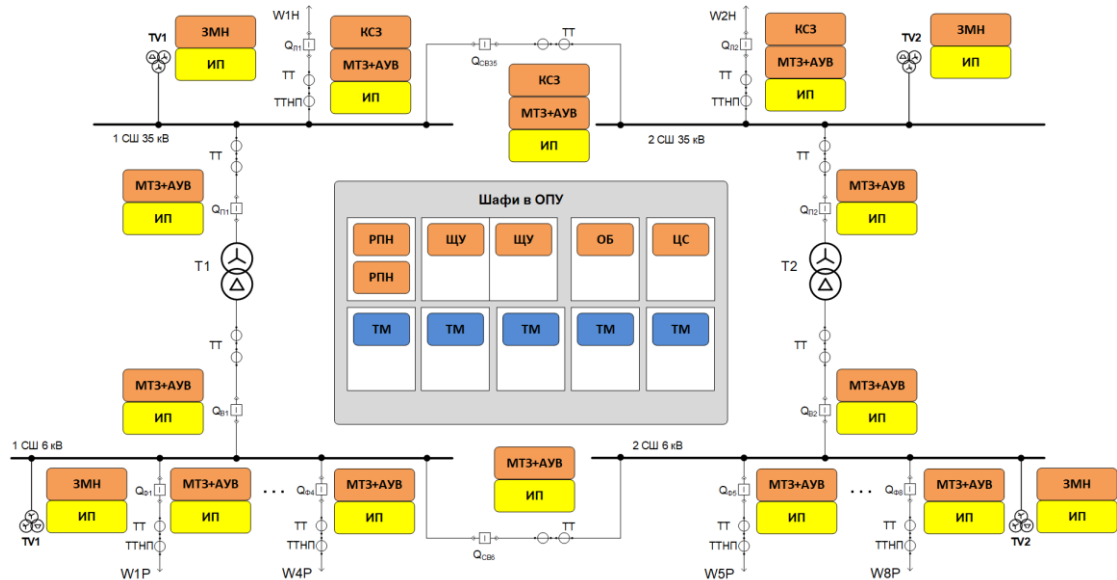


Рисунок 2.2. - Початкове розташування пристроїв релейного захисту та автоматики, ТМ, локальне управління.

Умови проекту вимагали значного зниження витрат і габаритів обладнання вторинних систем. Доставка була здійснена якнайшвидше з одночасним коригуванням проектного рішення та розробкою доріжок. Склад пристроїв релейного захисту та автоматики був прийнятий відповідно до проекту та діючих нормативних документів Россеті. Що стосується загальних



пристроїв підстанції та систем управління та сигналізації, тут знадобилася значна оптимізація.

Оптимізація технічних рішень з використанням цифрових технологій

В описуваному проекті було використано обладнання RPA серії Bresler-0107 виробництва АЕС «Bresler» та РТК ACS TP INBRES. Проведені заходи описані в наступних підрозділах.

Організація централізованого селективного захисту від ОЗЗ з інтеграцією в АСТУ

У мережах з ізольованою або компенсованою нейтраллю виникає гостра проблема вибіркового визначення пошкодженого живильника під час однофазних розломів землі (ОЗЗ). Початкове проектне рішення передбачало використання функції захисту від ОЗЗ, вбудованої в пристрої релейного захисту 6-10 кВ. Вибірковість цієї функції нижча за 50%, тому навіть на нових та умовно цифрових підстанціях пошук "землі" зазвичай виконується локально в ручному режимі, що означає необхідність переходу ОВБ до об'єкта та відключення одна за одною вихідні годівниці [9].

Щоб збільшити селективність СЕЗЗ до 80–90%, необхідно використовувати централізовані захисти, що працюють за принципом відносного вимірювання та аналізу нульових струмів послідовності (3Іо) всіх секційних живильників. Цей принцип реалізований в терміналі для визначення пошкодженої годівниці (OPF) "Bresler-0107.081". Кінцеві клеми захисту та управління з'єднаннями 6–10 кВ серії Bresler-0107.200 виконують оцифрування 3Іо струмів їх з'єднань та передають їх у векторному вигляді за допомогою цифрової шини до центрального терміналу OPF. Така реалізація ZOZZ - яскравий приклад використання технології цифрових підстанцій для підвищення вибіркової релейного захисту та автоматизації без шкоди для надійності [9].

Підвищення надійності та безпеки локального та дистанційного керування комутаційними пристроями

Ми також звернули увагу на безліч шаф, що обслуговують схеми комутаційних пристроїв TS, TU, OB. Функції цих шаф формально різні, але вони за значенням тісно пов'язані, а схеми, підключені до них, дублюють один одного на 80%.

І тут я хотів би посперечатися з консерваторами, які стверджують, що автономна робота різних пристроїв і підсистем підвищує надійність енергооб'єкта. Автономна робота шаф ТМ, ОБ, ЩУ дозволяє одночасно:

- місцевий контроль космічного корабля повітряними силами з пульта управління;
- дистанційне керування космічними кораблями центром управління через комплекс ТМ;
- «чорний ящик» (шафа ОБ), автоматично бл вчинення деяких незаконних операцій, не повідомляючи про це оперативного персоналу центрального управління.

Без використання додаткових технічних рішень та організаційних заходів ця концепція несе значні ризики для безпеки персоналу АЕС, коли вони знаходяться на об'єкті.

Щоб вирішити вищезазначену проблему в цьому проекті, ми використовували багатофункціональний цифровий блок керування та функціонального блокування (SH) на базі контролера з'єднання INBRES-KPG, оснащений екраном для відображення мнемічних діаграм та ключем для вибору місця управління (локальний / віддалений). Це виключає можливість одночасного локального і

дистанційне керування космічними кораблями, спроби подати команди, які не дозволені логікою АВ, заборонені, а інформація про стан блокування кожного космічного корабля автоматично надається особовому складу АІА та центрального центру управління. Функція реагування на надзвичайні ситуації, захищена окремим паролем, також доступна для персоналу ВІА.

Створення легкої промислової системи управління з інтеграцією релейного захисту та автоматики

Цифровий кабінет управління служить основою для подальшої побудови систем промислового управління. Встановивши телемеханічну шафу з контролерами та 3G-модемами та підключивши до неї блок управління та цифрові вимірювальні прилади, ми отримали РТК SSPI, який забезпечує повну спостережливість об'єкта та можливість безпечного телеконтролю.

Також було здійснено інтеграцію обладнання релейного захисту та автоматики в ПТК. Для цього було обрано протокол стандарту IEC 60870-5-104, оскільки за швидкістю він значно перевищує протокол стандарту IEC 60870-5-103, а перехід на IEC 61850 призведе до надмірності бюджет проекту.

Окремо зазначимо, що інтеграція захисту від OZZ в АСТУ виключає необхідність виїзду на поле для виявлення та відключення пошкодженого з'єднання. Це дозволяє підвищити надійність електропостачання споживачів та безпеку персоналу, а також зменшити пошкодження основного електрообладнання.

На виході ми отримали:

- комплекс РРА з покращеною селективністю та повною спостережливістю АСТУ;
- підвищення надійності та безпеки управління комутаційними апаратами;
- компактна автоматизована система управління процесом за ціною простого телемеханічного комплексу;
- 3 кабінети в диспетчерській замість 9;
- зниження витрат на кабельну продукцію та монтаж;
- спрощення введення в експлуатацію та експлуатації комплексу вторинних систем.

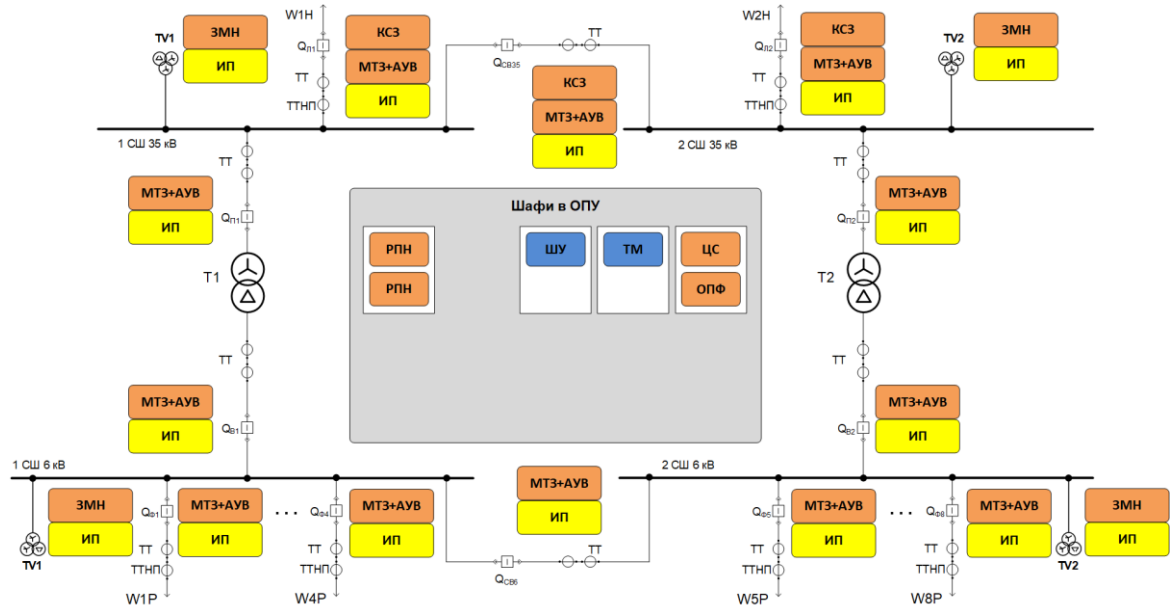


Рисунок 2.3. - Розташування пристроїв релейного захисту та автоматики, ТМ, локальне управління після оптимізації.

Застосування «ІЕС 61850-8-1» може спростити організацію, усунути більшість кабельних з'єднань між будівлями, але замовник не погодився з цією пропозицією. Але це не трагедія: для ефективної роботи підстанцій у складі інтелектуальних мереж функції автоматизованої системи управління процесами РТС є більш корисними та важливішими, ніж вибір протоколу зв'язку в межах об'єкта.

Ми вважаємо, що обране рішення є оптимальним для масового застосування на нових і реконструйованих підстанціях 35 кВ.

## 2.2 Автоматизація електроспоживання

Витрати на енерго- та енергопостачальні системи промислових підприємств становлять від 5 до 60% собівартості продукції, залежно від її виду. Частка витрат на енергоносії має стійку тенденцію до зростання в

усьому світі, а у нашій державі більшою мірою у зв'язку зі специфікою перехідної економіки.

Зрештою, ефективне використання енергії безпосередньо впливає на конкурентоспроможність продукції підприємства.

Системи мають великий позитивний досвід впровадження інтегрованих систем автоматизації енергопостачання, які забезпечують високу ефективність інвестицій у цю систему. Накопичений досвід доводить, що рентабельність інвестицій може бути досягнута в різних умовах завдяки одній або декільком переваг системного підходу. Як правило, найбільш ефективними є:

- Автоматизація оперативного управління та поточної експлуатації.
- Зниження витрат на оплату тепла та електроенергії за рахунок автоматичного управління та правильного планування максимального навантаження. Максимальний прибуток за рахунок раціонального використання енергоресурсів: зменшення непродуктивних втрат електроенергії, марнотратного спалювання палива, використання тепла, води та інших ресурсів.
- Зниження витрат на технічне обслуговування та капітальний ремонт за рахунок використання високонадійного обладнання АВВ: приладів вимірювальної техніки та автоматики, приводи, регулятори та контролери, клеми USO та RPA, електроприводи.
- Зменшення травматизму та зменшення збитків від пошкодження обладнання, що виникають внаслідок помилок оперативного персоналу, шляхом автоматизації формування форм комутації, блокування та безпечного обслуговування об'єктів.
- Зниження витрат на утримання персоналу завдяки впровадженню “нежитлових” технологій автоматичного управління, використанню надійних засобів автоматизації.

- Зниження витрат на профілактичний контроль та випробування первинного обладнання за рахунок переходу від періодичних перевірок до перевірок "за необхідності" шляхом автоматизації управління ресурсом обладнання, повної сертифікації.

Підвищення продуктивності персоналу за допомогою автоматизації тестів.

Реалізація аварійного контролю та управління.

- Зменшення втрат від пошкодження обладнання внаслідок запобігання надзвичайним ситуаціям, своєчасна і повна інформація, що подається та записується у зручній формі, автоматичним або ручним перемиканням (із системними підказками для оператора) під час локалізації та / або відновлення електропостачання.

- Зниження втрат за рахунок ідентифікації елементів мереж електропостачання, схильних до збільшення аварійності за допомогою статичного аналізу ретроспективної інформації.

- Енергозберігаючі технології та автоматизація обліку енергії

- Оптимізація споживання та споживання енергоресурсів за допомогою використання оптимальних стратегій управління.

- Економія енергії за рахунок використання сучасних частотно-керованих електроприводів.

- Виявлення "невидимих" втрат та невиробничих витрат за рахунок повного зовнішнього та внутрішнього обліку та аналізу витрат усіх видів енергоресурсів: електроенергії, води, тепла, газу, мазуту, повітря тощо.

Економія при розрахунках енергії при використанні лічильників і лічильників витрати з високим класом точності.

Комплексний підхід до автоматизації означає:

- постачання повного спектру обладнання, починаючи з низового рівня і закінчуючи системами управління;

- повна автоматизація підприємства, починаючи з локальних систем управління і закінчуючи системами нагляду та управління корпоративними інформаційними системами;
- поетапна реалізація обладнання;
- модульна конструкція систем з можливістю горизонтального та вертикального розширення;
- сумісність всього обладнання та систем;
- відкриті розподілені системи та стандартизовані протоколи;
- постачання сучасного обладнання та технологій;
- високий ступінь готовності;
- економія інвестицій та швидка окупність;
- підвищення продуктивності та ефективності
- високотехнологічні рішення,
- необхідність технічного та комерційного обліку електроенергії з автоматичним розрахунком та передачею інформації на великі відстані

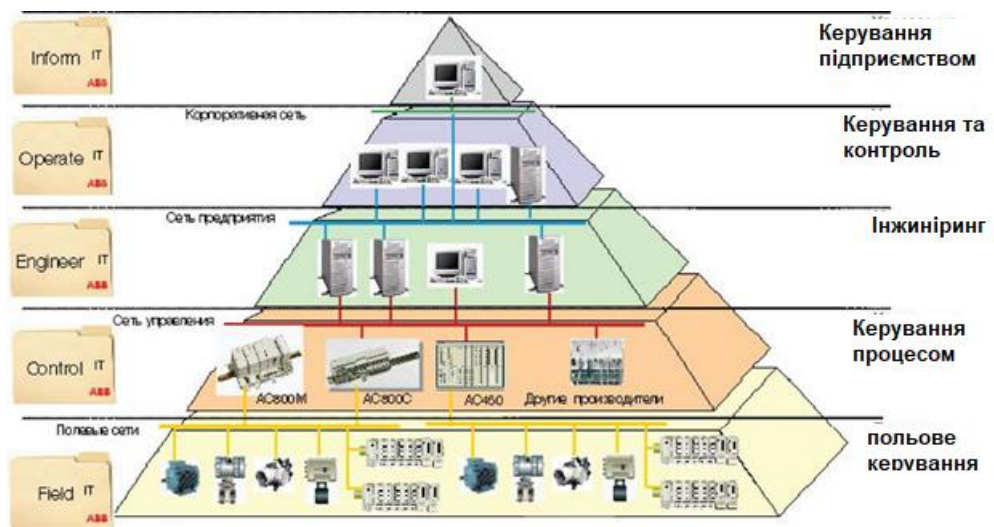


Рисунок 2.4 – Загальна схема автоматизації

Основні проблеми енергетичного сектору промислових підприємств

Для більшості промислових підприємств найбільш типовими основними проблемами, що впливають на якість та надійність електропостачання, є:

- високий відсоток зносу первинного електрообладнання;
- сильний знос кабельної економії і, як результат, часті однофазні несправності, переходи від однофазних до міжфазних та багатоточкових несправностей як під час перевантажень та аварійних ситуацій, так і під час пошуку однофазних несправностей;
- великі пошкодження обладнання під час коротких замикань через недосконалість релейного захисту та зносу;
- Основне електричне обладнання СА;
- висока трудомісткість систем релейного захисту та автоматики завдяки специфічним вимогам використовуваного електромеханічного захисту;
- аварійне відключення цехів і виробництв через дефіцит електроенергії у разі аварій на шинах або втулках;
- відсутність достатньої інформації про надзвичайні процеси та об'єктивні
- показники зносу електрообладнання, що призводить до неправильних або неповних висновків про причини пошкоджень та способи їх усунення;
- відсутність сучасної автоматизації оперативного управління виробництвом та / або розподілом енергії, що призводить до неправильного планування резервів холодної та гарячої енергії, до неекономічного споживання енергії на підприємстві, до неможливості централізованого управління електрообладнанням.

Економічні переваги автоматизації електроживлення

Диспетчерський контроль енергоустановок, що використовують АСУ джерела живлення, економить споживання енергії за рахунок різкого



зниження заявленої потужності, збільшення коефіцієнта використання визначеного ліміту потужності та зменшення питомого коефіцієнта споживання енергії для майстерень. Проблема обліку електроенергії стала особливо актуальною на сучасному ринку електроенергії та потужностей, коли ціна на електроенергію постійно зростає. Досвід застосування автоматизації обліку електроенергії показує, що заявлена потужність та оплата за електроенергію підприємством зменшуються на 4-6%.

Диспетчерські джерела живлення можуть зменшити втрати через недостатність і неякісну продукцію. Використання високоточних лічильників енергії дозволяє заощадити 0,5-1% коштів у розрахунках з підприємствами роздрібною торгівлі енергоносіями.

Зменшення кількості кабельних зв'язків у системі призводить до зменшення капітальних витрат на обладнання до 10%.

Автоматична діагностика режимів роботи обладнання, відстеження виснаження ресурсів і, відповідно, своєчасність проведення ремонтних робіт призводять до збільшення терміну служби обладнання, скорочення аварійності та витрат на ремонтні роботи до 10%.

Зменшення витрат на оплату праці на обслуговування мікропроцесорної технології, постійне самодіагностування системи призводять до зменшення загальної кількості необхідного обслуговуючого персоналу та економії фонду оплати праці на 5-10%.

Технічні засоби автоматизації систем електропостачання.

Будь-який виробничий технологічний процес тісно пов'язаний з електропостачанням виробничого обладнання і є основним споживачем електроенергії на підприємстві. Тому важливою і невід'ємною частиною промислових систем управління є контроль та управління електрообладнанням (вимикачами, трансформаторами тощо) для забезпечення безперебійної подачі електроенергії до основного виробництва та скорочення часу простою обладнання під час аварій.

В даний час широко впроваджуються сучасні мікропроцесорні пристрої захисту, автоматики та управління (пристрої релейного захисту та автоматики) різного первинного електрообладнання всіх рівнів напруги 0,4-10 кВ і вище. Клеми використовуються у вторинних комутаційних схемах для використання в якості основного та резервного захисту.

Поряд із виконанням функцій релейного захисту та автоматизації, термінали також є інтерфейсними пристроями нижнього рівня (USO) для побудови систем управління. Термінали можуть передавати вимірювані значення, аварійні умови, настройки, форми хвиль, інформацію про стан обладнання в автоматизованій системі управління, а також виконувати дистанційне управління об'єктом автоматизації.

Інтеграція терміналів обладнання релейного захисту та автоматизації в АСУ дозволяє зменшити капітальні витрати на обладнання USO при створенні АСУ для електроживлення.



Рисунок 2.5 – засоби автоматизації електроживлення «Religon».

Захисні та керуючі клеми

Релейні клеми релейного захисту серії «SPACOM», «SPAC8xx», «REx5xx», а також інтелектуальні електронні пристрої сімейства Relion засновані на мікропроцесорі та розроблені для захисту різного первинного електричного обладнання. Клеми використовуються у вторинних схемах комутації для використання в якості первинних та резервних захистів напругою 0,4-35 кВ.

Повний захист, контроль та автоматизація пристроїв серії «SPAC 800», «SPAC810» виробництва «ABB Power та Automated Systems» розроблені для захисту 6-35 кВ з'єднань.

Термінали «RE\_54\_, REF542plus» мають вільно програмовану логіку, що дозволяє їм реалізовувати будь-яку конфігурацію захисту та автоматизації.

Термінали сімейства «Relion» мають покращені характеристики ваги та розміру та унікальну знімну конструкцію, яка дає переваги під час встановлення та обслуговування пристроїв. Крім того, серія 615 повністю підтримує діючий стандарт IEC 61850.



Рисунок 2.6 – інтелектуальні системи захисту

Всі термінали відрізняються високою якістю та надійністю, мають широкий перелік інтерфейсів із системою АСУ, забезпечують індикацію поточних та аварійних значень струмів і напруг, налаштування та спрацьованих каналів на цифровому дисплеї.

Поряд із виконанням функцій релейного захисту термінали є інтерфейсними пристроями нижчий рівень для систем управління будинком енергетичного об'єкта. Термінали можуть передавати вимірювані значення, аварійні умови, настройки, форми хвиль, інформацію про стан обладнання в автоматизованій системі управління, а також дистанційно керувати спорудою.

Багатофункціональні пристрої захисту та управління серії 615.

Нова серія 615 родини «Relion» розроблена для захисту, контролю, вимірювання та контролю за відпочинком підстанції рибування та промислові мережі середньої напруги. Нова апаратна платформа створена для того, щоб максимально використати стандарт ІЕС 61850 для зв'язку та сумісності в автоматизації підстанцій та мереж.

Швидкий монтаж та введення в експлуатацію.

Завдяки стандартним конфігураціям, серія 615 може бути швидко встановлена та введена в експлуатацію після встановлення необхідних параметрів. Якщо потрібна адаптація до спеціальних умов експлуатації, пристрій дозволяє змінити стандартну конфігурацію за допомогою інструмента редагування внутрішнього сигналу (інструмент матриці сигналу), який є частиною стандартного програмного пакету для налаштування та параметризації пристроїв сімейства «Relion - РСМ600». Комунікаційні пакети з персональним комп'ютером (Connectivity Packages) містять інформацію про пристрої захисту релейного захисту АВВ з описом сигналів, параметрів та адрес та дозволяють налаштувати пристрій у програмі «MicroSCADA Pro» або «РСМ600».

Знімні модулі та касета пристроїв дозволяють використовувати різні типи установки, швидку заміну, огляд та обслуговування.

### 2.3. Забезпечення зв'язку з віддаленими терміналами

IEC 61850-8-1 з повідомленнями GOOSE. MODBUS TCP і RTU (на вибір). Часова синхронізація через станційну шину, SNTP через TCP / IP.

Інструменти

Версія РСМ600 2.2 для встановлення налаштувань, налаштування сигналів та обробки даних реєстратора. Веб-інтерфейс користувача (IE 7.0 або новішої версії).

Напруга живлення

Варіант 1: 48 ... 250 В постійного струму, 100 ... 240 В змінного струму

Варіант 2: 24 ... 60 В постійного струму



Рисунок 2.7 – Віддалені інтелектуальні засоби для промислових енергосистем.

- Підтримка протоколу IEC 61850

- Підтримка протоколу зв'язку горизонтального та вертикального зв'язку IEC 61850, повідомлень GOOSE
- Повідомлення GOOSE відповідають експлуатаційним вимогам, визначеним IEC 61850
- Серія 630 підтримує зв'язок DNP3 TCP / IP
- Події можна транслювати на п'ять різних клієнтів.
- Оптичні роз'єми LC та RJ-45
- Масштабованість
- Розумний пристрій можна замовити з різною кількістю двійкових входів / виходів
- Масштабованість пристрою дозволяє використовувати його відповідно до програми
- Доступні різні комбінації аналогових каналів.
- Гнучкість налаштування смарт-пристрою дозволяє враховувати особливості кожної програми.

## 3 КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

### 3.1 Розробка функціональної схеми автоматизації підстанції

Автоматизована система - це, зазвичай, система, що складається з, власне, персоналу та, вочевидь, набору засобів автоматизації для її діяльності, що, на нашу думку, реалізує інформаційні технології для виконання, зазвичай, встановлених функцій. Автоматизована система - це організований набір інструментів, методів та заходів, що використовуються для регулярної обробки інформації для вирішення проблеми.

Основна мета створення таких систем - це не спрощення, а категоризація та стандартизація автоматизованого процесу, що дозволяє забезпечити стабільність системи, прозорість її контролю та аналіз слабких місць та підстави її розвитку чи складання ( виведення з експлуатації, заміна).

У разі належної автоматизації організацій це спрощує прийняття рішень і скорочує час, необхідний для вирішення проблем менеджерів будь-якого рівня.

Вимірювані параметри.

Структура вимірювальної станції для силового обладнання приведена на рис. 3.1

Трансформаторна підстанція - це електроустановка, призначена для перетворення (збільшення або зменшення), власне кажучи, напруги в мережі змінного струму та, зазвичай, розподілу електроенергії. Зазвичай вона складається з, втім, силових трансформаторів, розподільних пристроїв та, зазвичай, пристроїв автоматичного управління та захисту, а також допоміжних засобів.

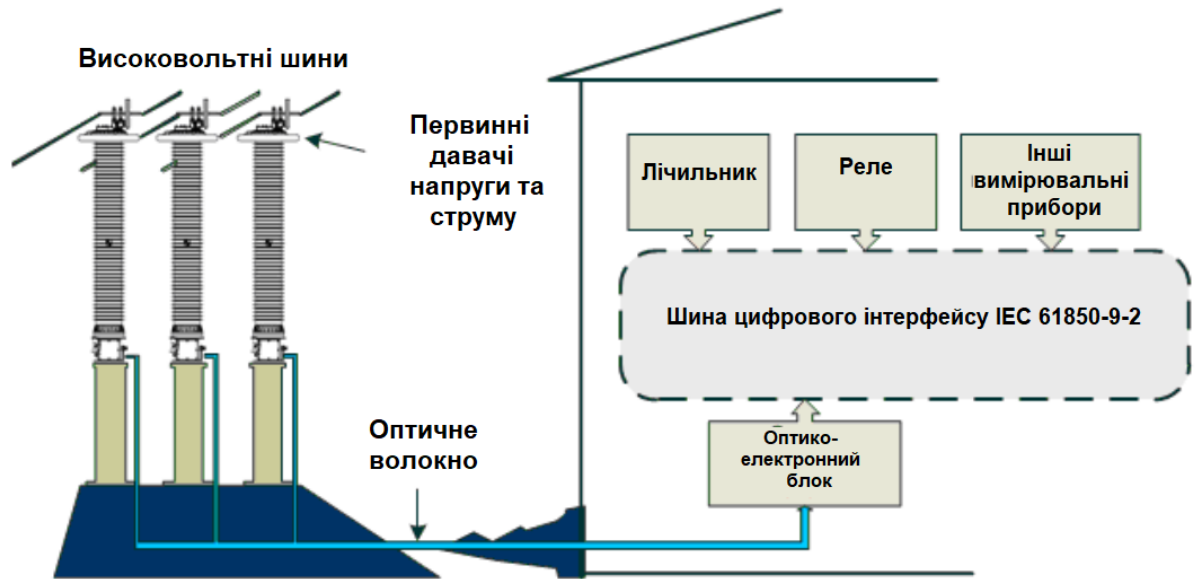


Рисунок 3.1 – Структура вимірювальної системи для підстанції.

Структурна схема, власне кажучи, автоматизованої системи управління в системі трансформаторних підстанцій приведена на рис 3.2.

Служба контролю та керування - центр системи диспетчерського контролю, де зосереджена інформація про стан виробництва. Розмір та обладнання предметів D. залежать від типу та характеру керованих процесів та об'єктів управління. Для електростанції D. енергосистеми першочергове значення мають автоматична сигналізація та вимірювання, що потребують постійного моніторингу.

Служба контролю та керування спрямована на забезпечення рівномірного завантаження всіх частин підприємства, безперервність, ритмічність та ефективність усіх процесів основного виробничого циклу, безперебійну роботу допоміжних і сервісних зон.



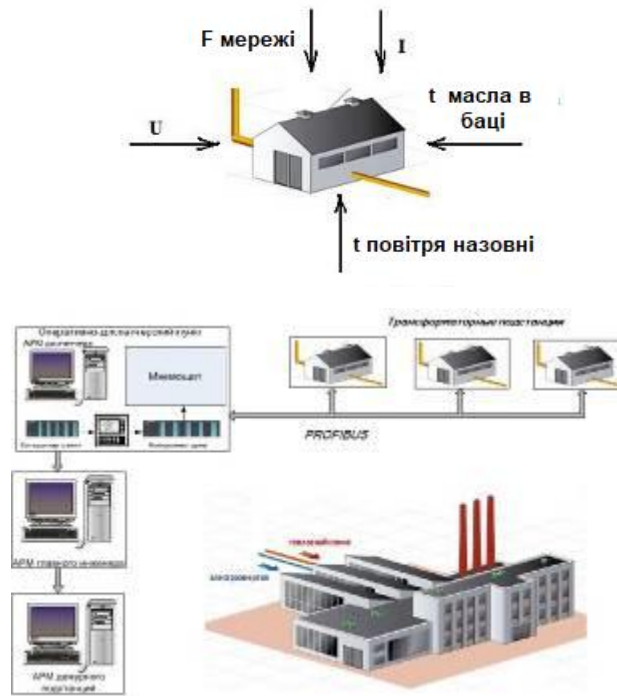


Рисунок 3.2 – Додаткові параметри підстанції, які необхідно контролювати.

Завдання полягає в регулюванні виробничого процесу з метою відновлення існуючих або встановлення нових пропорцій та ритму діяльності підприємства. Пункт керування охоплює контроль та управління технологічними процесами, контроль та оперативний розподіл матеріальних та енергетичних ресурсів. Такий пункт в енергетиці здійснює оперативне управління електростанціями, підстанціями, лініями електропередач та окремими великими установками споживачів. Служба контролю та керування призначена для забезпечення безперебійної та надійної роботи енергосистеми, розподілу електроенергії відповідно до графіка навантаження, підтримання параметрів, встановлених для енергосистеми (напруга, частота в електромережі, температура і тиск пари і температура води в теплових мережах).

Зв'язок між трансформаторними підстанціями та контрольним пунктом здійснюється за допомогою «PROFIBUS».

«PROFIBUS» - це, безумовно, відкрита промислова мережа, втім, прототип якої був розроблений, безумовно, «Siemens AG» для своїх промислових контролерів «SIMATIC», на основі цього прототипу «Profibus User Organization» розробила, зокрема, міжнародні стандарти, які потім були прийняті деякими національними, втім, комітетами зі стандартизації. Мережа «PROFIBUS» - це всеосяжна концепція, вона базується на кількох стандартах та, власне кажучи, протоколах. Мережа відповідає вимогам, зокрема, міжнародних стандартів «IEC 61158» та «EN 50170».

«PROFIBUS» поєднує технологічні та функціональні особливості послідовних комунікацій на польовому рівні. Це дозволяє поєднувати розрізнені пристрої автоматизації в єдину систему на рівні датчиків і пускачів.

«PROFIBUS» використовує зв'язок між ведучими та, безумовно, веденими пристроями (протоколи «DP» і «PA») або між декількома ведучими пристроями (протоколи «FDL» і «FMS»). Вимоги користувачів до, власне, відкритої, незалежної від виробника, зазвичай, системи зв'язку базуються на використанні стандартних протоколів «PROFIBUS».

Мережа «PROFIBUS» побудована відповідно до багаторівневої моделі «ISO 7498» - OSI. «PROFIBUS» визначає наступні рівні:

- 1 - фізичний шар - відповідає за характеристики фізичної передачі
- 2 - рівень каналу - визначає протокол доступу шини
- 3 - рівень програми - відповідає за функції програми.

### **3.2 Вибір обладнання автоматики підстанції**

Виходячи зі сказаного набагато краще на даний момент використовувати системи, які працюють по «Ethernet» або по протоколу «Modbus TCP».

Для найкращого співвідношення надійність / ціна ми використовуємо контролери фірми «ОВЕН».

Критерії відбору телемеханіки

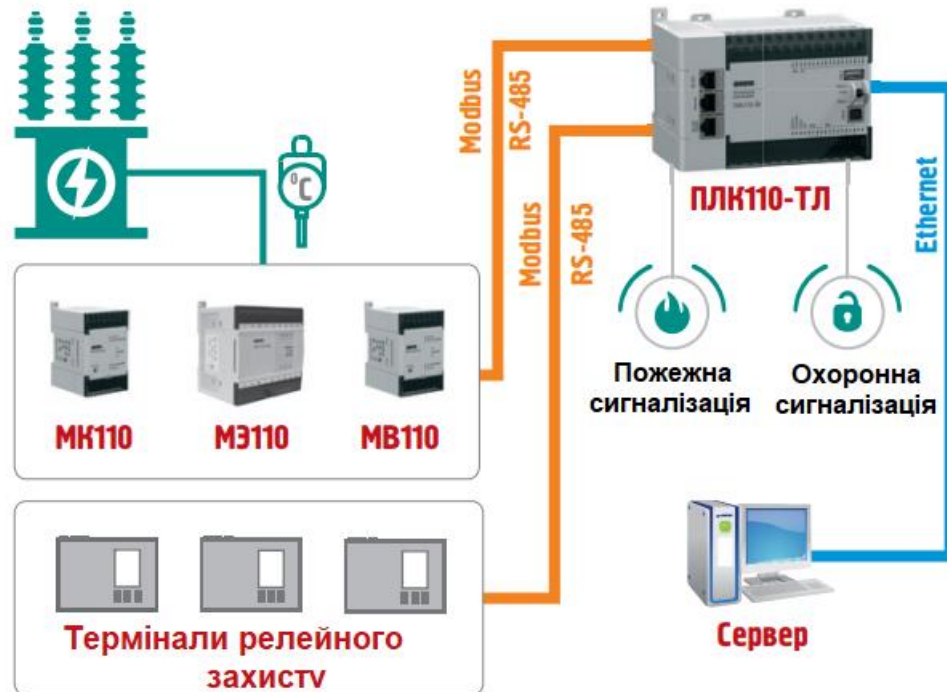


Рисунок 3.3. Структурна схема телемеханіки RTV

Основними критеріями вибору системи телемеханіки є функціональність, надійність обладнання та програмного забезпечення, загальна вартість системи та її обслуговування. Системи телемеханіки побудовані таким чином, щоб забезпечити високу точність, швидкість і надійність передачі керуючих сигналів для організації швидкого реагування та точного запису змін обраних параметрів електричної мережі та стану обладнання. Телемеханіка «OWEN LIGHT» забезпечує:

- контроль технічного стану обладнання на розподілених об'єктах;
- обмін даними, включаючи обмін між контрольованою точкою і точкою управління;

- візуалізація технологічного процесу, включаючи графік та тенденції;
- створення алгоритмів роботи та обробки сигналів;
- ведення оперативних та історичних архівів;
- сигналізація і попередня сигналізація;
- створення форм звітності за бажанням замовника.

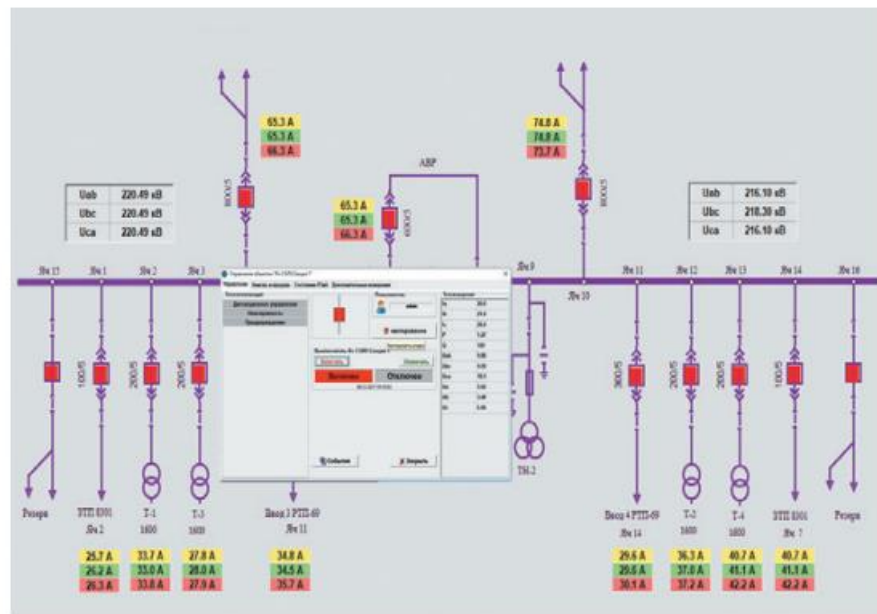


Рисунок 3.4. Зовнішній вигляд вікна оператора RTP

Система «OWEN SCADA». Телемеханіка «LIGHT» відповідає постійно зростаючим нормативним вимогам, швидко розвиваються технологіям і тенденціям розвитку систем промислової автоматизації. Система включена до єдиного реєстру російських програм для електронних комп'ютерів та баз даних, створених у рамках реалізації плану галузевої заміни імпорту програмного забезпечення.

Протоколи обміну

Підтримувані протоколи обміну даними є важливою особливістю функціонування системи телемеханіки.

Загальногалузевий протокол «Modbus» не застосовується до телеметричних систем, оскільки опитування «Modbus2» проводиться послідовно, а це означає, що оператор не буде повідомлений про зміну стану об'єкта, а лише через короткий час, що може бути від кількох секунд до години, залежно від кількості обстежених об'єктів.

Протокол «IEC 60870-5-104» використовується для управління та управління об'єктами на відстані з передачею кодованого електричного сигналу каналу зв'язку. Основна його перевага перед протоколом Modbus - це можливість синхронізувати час керуючої точки та точки управління, налаштовуючи з'єднання циклічне, планове, спорадичне, тобто. щоб змінити будь-який параметр. Протокол «IEC 60870-5-104» гарантує апаратну та програмну сумісність компонентів усіх великих виробників. У контролерах «ОВЕН», призначених для телемеханічних систем: «ПЛК 100-ТЛ», «ПЛК 110-ТЛ», «ПЛК 323-ТЛ», «КСОД» - встановлені драйвери обстеження пристроїв енергосистем та загальнопромислових систем управління ТП. Контролери аналізують параметри на відповідність допустимому діапазону, а в разі виходу за межі них ініціалізують з'єднання з точкою управління і передають параметри з часовою міткою до системи SCADA. Цей параметр дає можливість поєднувати майже необмежені сигнали (теги) в одному проекті в системі SCADA.

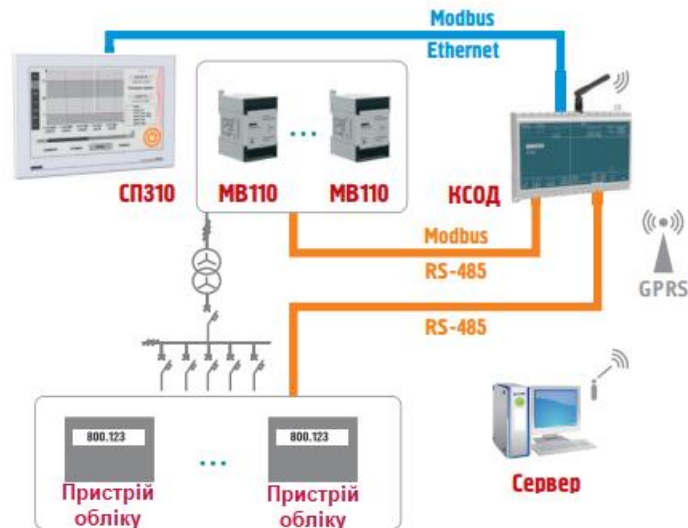


Рисунок 3.5. - Структурна схема обраної телемеханіки

Підтримувані протоколи опитування лічильників потужності від великих виробників дозволяють зчитувати як поточні виміряні значення, так і архівовані дані, наприклад, півгодинні профілі живлення. Інтегрований в систему SCADA пакет «ENERGOANALIZ» дозволяє створювати звіти у формі компанії з продажу енергії, наприклад, у форматі xml 80020, а також врівноважувати баланс потужності.

Переваги системи «ОВЕН SCADA Телемеханіка ЛАЙТ».

Завдяки телемеханічним системам із сучасними комунікаціями, управління та управління енергетичними об'єктами може здійснюватися з будь-якого місця, незалежно від їх відстані та відносного розташування. Відповідь системи не залежить від кількості об'єктів управління (електричних підстанцій розподілу) та від відстані від центральної точки управління. За допомогою телемеханічних систем можна організувати контроль та управління об'єктами, розташованими в декількох районах. Для обслуговування об'єктів достатньо оперативно-виїзного екіпажу, який у разі виникнення надзвичайної ситуації, що вимагає оперативного втручання, швидко прибуде на об'єкт.

Диспетчерські та телемеханічні системи на трансформаторних і розподільних підстанціях

Електроенергія проходить через етапи генерації та передачі, перш ніж вона досягне споживачів. Елементами цієї схеми є трансформаторні підстанції (ТП) і розподільні трансформаторні підстанції (РТП). Розподільні підстанції отримують електроенергію з мереж 35 кВ, перетворюються на мережі 6 (10) кВ і передають нижчим підстанціям для перетворення до 0,4 кВ.

Складність обслуговування RTP та TP:

- більша відстань предметів;
- діагностика несправностей в екстремальних умовах;
- виконання діагностичних робіт без відключення обладнання;
- обслуговування обслуговуючого персоналу.

Диспетчерські та телемеханічні системи використовуються для обслуговування територіально розподілених енергетичних об'єктів, які забезпечують автоматизований моніторинг та контроль електричного обладнання.

Система моніторингу збирає дані про стан основної та допоміжної електрики обладнання для візуалізації та видачі команд телеконтролю для приводів.

Телемеханічні системи електротехнічних установок використовують програмне та апаратне забезпечення, що підтримує протокол «IEC 60870-5-101 / 104», що забезпечує передачу даних у режимі реального часу. Програмна частина встановлюється на робочому місці оператора. Обладнання для вимірювання та контролю розміщене на входах та виходах мережі. Шафи телемеханіки використовуються для збору, обробки та передачі на верхній рівень даних про стан підстанції та передачі на польовий рівень сигналів телеконтролю. Структурна схема системи телемеханіки RTP представлена на рис. 3.3.

Вимірювальна частина RTP базується на пристроях релейного захисту автоматики (RZA), які забезпечують безпеку та збір основних параметрів електромережі. Дані системи та параметри об'єкта збираються з вимірювальних приладів, вимірювальних пунктів, блоків RZA, кінцевих вимикачів, реле та інших пристроїв. Всі параметри збираються в режимі реального часу за допомогою телемеханіки, в якій велика кількість пристроїв RZA підтримується в бібліотеках.

У частині адміністративного управління електрообладнанням система телемеханіки генерує звітну інформацію. Передача даних на верхній рівень в диспетчерській раді районних електричних мереж проходить через оптичні канали зв'язку, в якості резервного копіювання можна використовувати канал GPRS. Зовнішній вигляд вікна оператора в системі SCADA телемеханіки LIGHT показаний на рис. 3.4.

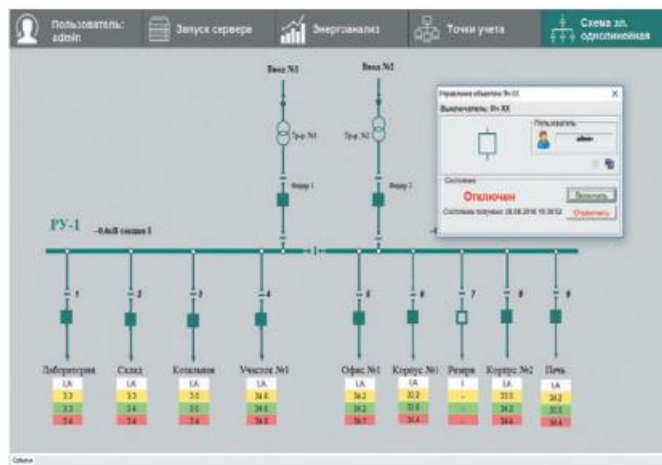


Рисунок 3.6. - Зовнішній вигляд вікна оператора

На місцевих підстанціях і в майстернях реалізується останній етап трансформації - зниження напруги до 690, 400 або 230 В і розподіл електроенергії між споживачами.

Інформація про стан перетворювачів та живильників, облік вивільненої електричної енергії в режимі реального часу формується диспетчерською та



телеметричною системою. Лічильники електроенергії використовуються для обліку отриманої та відпущеної електроенергії, а також для вимірювання параметрів мережі. Стан фідерів контролюється модулями OWEN MV110-8DF, можливе підключення вхідних модулів аналогових сигналів OWEN MV110-8A, модулів для вимірювання параметрів електричної мережі OWEN ME110-3M, а також модулі для введення дискретних сигналів OWEN MB110-16D та інші. Схема телемеханіки ТР показана на рис. 3.5.

У групі з декількох підстанцій немає необхідності в постійній присутності обслуговуючого персоналу на кожній підстанції, оскільки контроль за всіма об'єктами підтримується віддалено від центрального пункту управління.

Функції збору, перетворення, передачі даних з модулів та лічильників електроенергії виконуються контролером АТС із вбудованим модемом для бездротового зв'язку через GPRS. Вид вікна оператора в системі LIGHT Telemechanics показаний на рис. 3.6.

Якщо ми розглянемо завдання забезпечення електроенергією виробничих потужностей, головним питанням буде облік отриманої та відпущеної електроенергії, зменшення балансу та виявлення втрат.

У цьому випадку ефективно використовується телеметрична система в поєднанні з технічним обліку. На всіх введеннях енергії та кранах системи встановлені прилади обліку, інформація передається серверу для моніторингу параметрів мережі та детального аналізу даних. Спеціалізоване програмне забезпечення ENERGY ANALYSIS використовується для зменшення балансу електроенергії, його аналізу та підготовки звітних документів. 5 показані графіки

півгодинні профілі живлення, отримані від приладів обліку, встановлених на входах подачі.

Системи телемеханіки на енергетичних об'єктах забезпечують:

- дистанційне управління станом та режимами роботи обладнання в режимі реального часу;
- збір даних з мікропроцесорних терміналів територіально розподілених об'єктів та передача в єдиний центр управління;
- встановлення режимів роботи обладнання для підвищення ефективності роботи об'єкта та зниження витрат;
- Ефективність управління елементами системи, включаючи віддалений;
- захист обладнання від порушень в роботі електричних мереж;
- прогнозування споживання електроенергії;
- можливість роботи, в тому числі дистанційно, з високовольтними та автоматичними вимикачами, з мотор-приводами;
- зменшені експлуатаційні витрати, включаючи зменшені витрати на обслуговування.

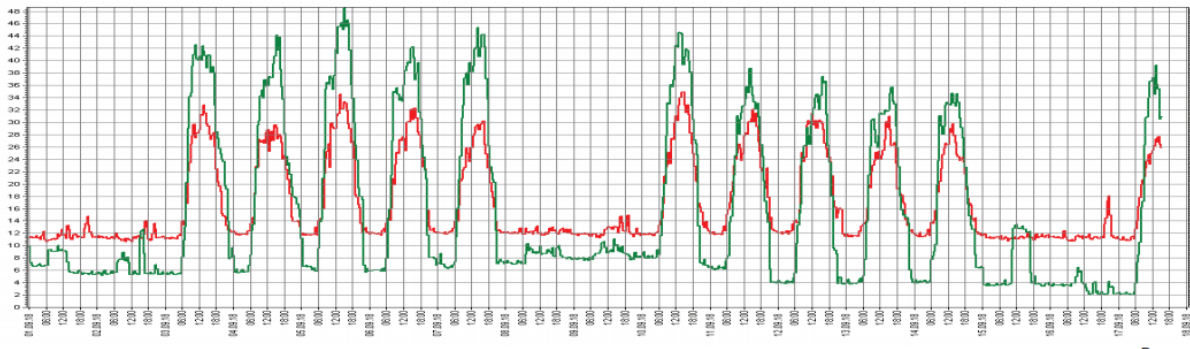


Рисунок 3.7 – Тренд зміни потужності в часі

## 4 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

### 4.1. Дослідження методів створення пристроїв для контролю параметрів електромережі

В більшості вимірювальних перетворювачів коефіцієнт несинусоїдальності напруги визначається як відношення діючого значення напруги усіх вищих гармонік, починаючи із другої, до номінального значення напруги. Знаючи цю залежність і діюче значення напруги, застосовують налагоджувальні фільтри погашення відповідних гармонік. Повну оцінку синусоїдальності напруги живлення забезпечують прилади, які крім коефіцієнту несинусоїдальності дозволяють визначати величину викидів і провалів на синусоїді, які характеризуються амплітудою і часом дії (рис 1).

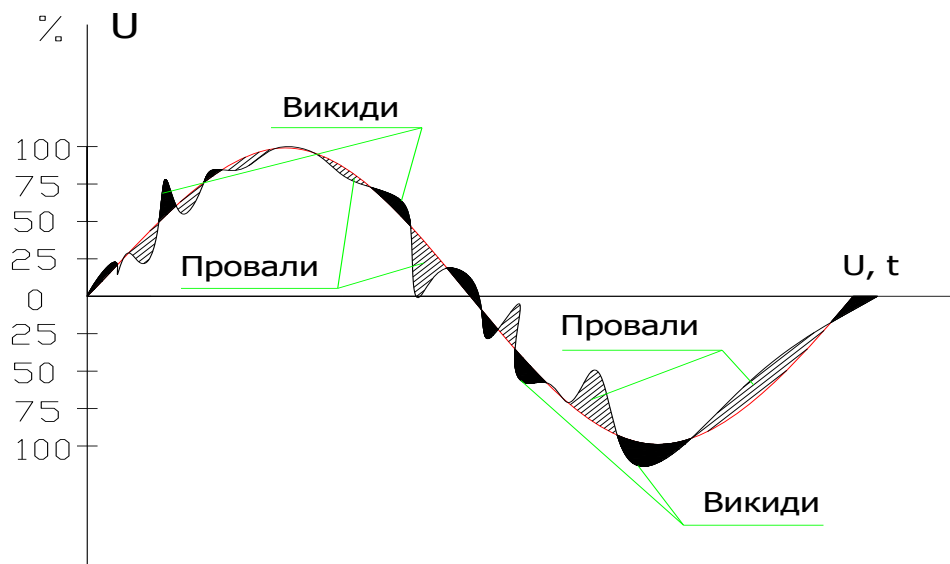


Рисунок 4.1 – Крива напруги на шині, що живлять тиристорні перетворювачі дифузних апаратів.

Останні параметри оцінюються інтегральним показником, основи методики якого закладені в принципі максимуму середніх навантажень. відповідно до цього закону ефекти нагріву провідника навантаженням  $I(t)$  оцінюються найбільшою величиною середнього навантаження за певний час  $\theta_n$  дії провалу або викиду на напрузі живлення:

$$I_{\theta_n}(t) = \frac{1}{\theta_n} = \int_t^{t+\theta_n} I(t) dt \quad (4.1)$$

допустимість напруги синусоїди оцінюється [2] величиною площі ділянки:

$$S_{\theta}(t) = \int_t^{t+\theta} \tilde{U}(t) dt \quad (4.2)$$

де  $\tilde{U}(t)$ - складова різниці між несинусоїдальною напругою  $U(t)$  і синусоїдальною складовою  $U_m \sin \omega t$ . Формула (1.2) може бути перетворена до практичного вигляду:

$$\tilde{U}(t) = \frac{1}{\theta} S_{\theta}(t) = \frac{1}{\theta} \int_t^{t+\theta} \tilde{U}(t) dt \quad (4.3)$$

По залежності (4.3) співставляють значення доз спотворень несинусоїдальної напруги  $\tilde{U}_{\theta}(t)$  з відповідними нормованими величинами. Для цього будують графік різниці кривої напруги і синусоїди з нанесенням на нього границь допустимих доз спотворень, які визначаються вимогами.

На рис. 4.2 представлена функціональна схема пристрою для вимірювання спотворень синусоїдальної напруги, який дозволяє вимірювати несинусоїдальності досліджуваної напруги будь-якої форми.

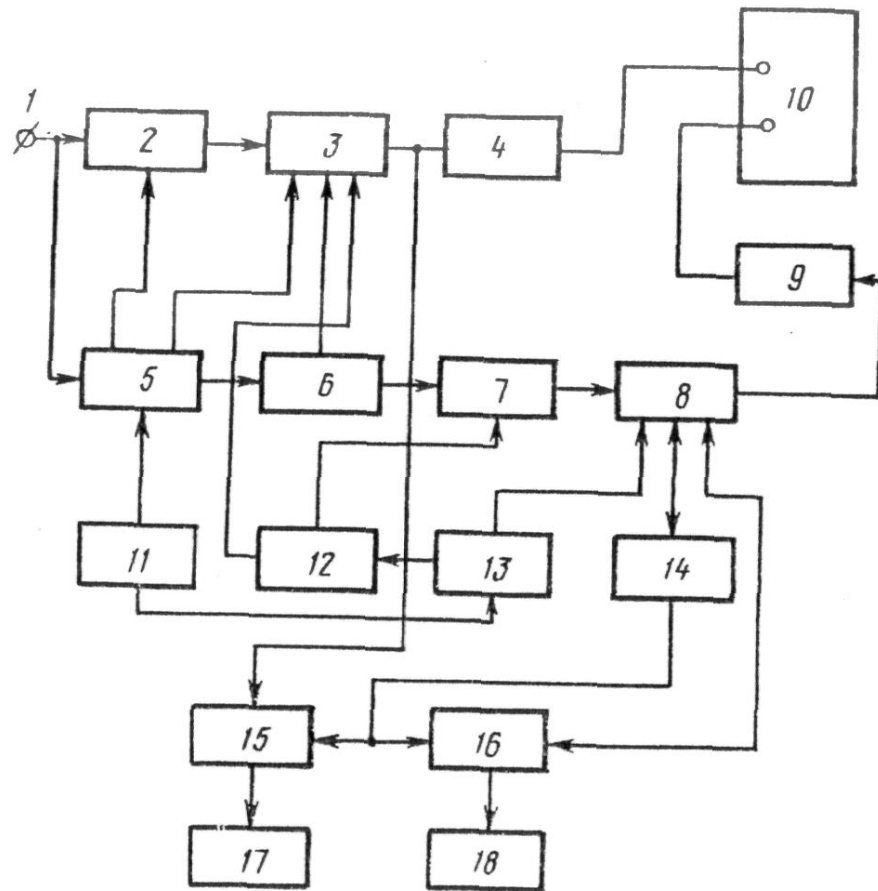


Рисунок 4.2 - Пристрій для вимірювання спотворення синусоїдальної напруги:

1 – вхідна клемма; 2 – аналогово-цифровий перетворювач (АЦП); 3 – блок пам'яті; 4, 9 – цифрово-аналоговий перетворювач (ЦАП); 5 – пристрій керування; 6 – лічильник адреси запису; 7- компаратор; 8 лічильник імпульсів розгортки; 10 – осцилограф; 11 – генератор опорної частоти; 12 - лічильник адреси зчитування; 13 – пристрій керування зчитуванням; 14 – схема формування точок вимірювання; 15 – схема обчислення амплітуди провалів (викидів); 16 – схема обчислення тривалості провалів (викидів); 17 - індикатор амплітуди провалів (викидів); 18 – індикатор тривалості провалів (викидів).

Пристрій працює наступним чином. Досліджувана напруга електричної мережі цукрового заводу прикладається між клемою і шиною нульового потенціалу. Допомогою АЦП і пристрою керування вхідна напруга перетворюється в цифровий код, який записується в блок пам'яті. Лічильник адреси запису адресує слова в блок пам'яті і фіксує адресу останнього записаного слова.

Після закінчення запису починається цикл зчитування, який координується блоком керування, при цьому лічильник імпульсів адресує слова із блоку пам'яті. На екрані осцилографа досліджуваний сигнал відображається у вигляді послідовності точок.

Блок виділення характерних точок вимірювання на екрані осцилографа виділяє по яскравості дві бажані точки вимірювання, котрі фіксують тривалість або амплітуду провалу (викиду) на синусоїді. З допомогою органів керування точки вимірювання можна переміщувати по осцилограмі досліджуваного сигналу. Інформація про досліджуваний сигнал, що відповідає цим точкам, зчитується із блоку пам'яті разом із значенням коду лічильника розгортки і поступає в схеми обчислення амплітуди провалу (викиду) і обчислення тривалості (інтервалів часу). Значення амплітуди і тривалості провалу (викиду) несинусоїдальною напруги знімаються відповідно з індикаторів амплітуди і тривалості. Робота пристрою забезпечується генератором опорної частоти.

Перевагами даного пристрою є:

можлива оцінка спотворень будь-якої форми по амплітуді і тривалості;  
підвищується точність і швидкодія оцінки

Недоліком даного пристрою є те, що вимірювальні дані потребують подальшої обробки, переважно їх потрібно зняти вручну, а потім занести в ЕОМ і обробити.

Відомий також прилад для вимірювання потужності спотворення (рис. 4.3), який працює наступним чином. Значення напруги і струму від

відповідних клем  $U(t)$  і  $i(t)$  через масштабні перетворювачі поступають на комутатор 3, який з допомогою пристрою керування комутує відповідно ці значення на фазовертач. Із фазовертача, який керується пристроєм визначення мінімуму, значення напруги або струму поступає на аналізатор спектра для визначення ортогональних синусної і косинусної складових кожної  $i$ -тої гармоніки. Косинусна складова поступає на пристрій визначення мінімуму, яке керується зсувом фази фазовертача до тих пір, поки косинусна складова не буде рівною мінімальному значенню в цьому випадку синусна складова буде рівна модулю діючого значення напруги або струму аналізованої гармоніки, а значення фази фазовертача – початковій фазі напруги або струму цієї гармоніки.

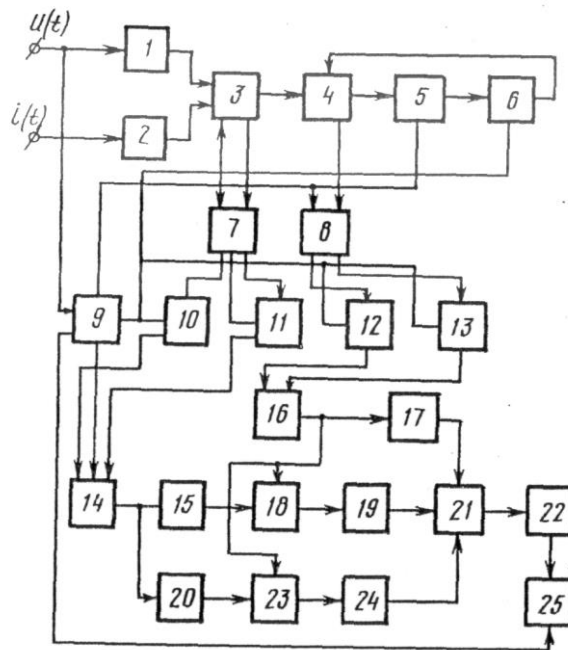


Рисунок 4.3 – Вимірювач потужності спотворення: 1,2 – масштабні перетворювачі; 3,7,8 – комутатори; 4 – фазовертач; 5 – аналізатор спектру; 6- пристрій визначення мінімуму; 9 –пристрій керування; 10,11,12,13 - аналогові запам'ятовуючі пристрої; 14 – блок обчислення зсуву фази; 15 – блок визначення косинуса; 16, 18, 23 – множники; 17, 19, 24 – блоки

піднесення в квадрат; 20 – блок визначення синуса; 21 – суматор; 22 – блок добування квадратного кореня; 25 – регістратор.

Якщо початкова фаза відповідної гармоніки відсутня, фазоповертач знаходиться у вихідному положенні синусна складова рівна модулю діючого значення напруги або струму аналізованої гармоніки, а косинусна складова рівна нулю. В обох випадках пристрій визначення максимуму видає команду аналоговим запам'ятовуючим пристроям на запам'ятовування значення модуля напруги або струму гармонік і їх початкових фаз (при їх наявності).

Запам'ятовування проходить наступним чином. Пристрій керування з допомогою комутатора 7 і 8 під'єднує відповідні аналогові запам'ятовуючі пристрої (АЗП) до фазоповертача і аналізатору спектру. В АЗП 10 записується початкова фаза досліджуваної гармоніки напруги, в АЗП 11 – початкова фаза гармоніки значення струму. В АЗП 12 записується модуль діючого значення досліджуваної гармоніки напруги, в АЗП 13 – модуль діючого значення струму. Пристрій керування сумісно з пристроєм визначення мінімуму видає команди, які дозволяють запис в АЗП 10 і 12 або 11 і 13 відповідно.

Від пристрою визначення мінімуму сигнал також поступає на пристрій керування, який (після закінчення запису в АЗП) вмикає блок обчислення зсуву фази між напругою і струмом досліджуваної гармоніки. Значення зсуву фази поступає на блоки визначення функцій косинуса і синуса.

Значення модулів напруги і струму поступають із АЗП 12 і 13 на множники. На виході множника 16 формується значення повної потужності. Множник 18 помножує значення модулів напруги і струму на сигнал блоку визначення косинуса, і на його виході формується значення активної потужності. Множник 23 помножує значення модулів напруги і струму на сигнал блоку визначення синуса, і на його виході формується значення реактивної потужності. Виходи трьох множників з'єднані з трьома блоками



піднесення до квадрату, вихідні сигнали яких поступають на суматор. На його виході формується значення різниці, отриманої після віднімання від повної потужності активної і реактивної потужностей. Після добування квадратного кореня із цієї різниці блоком 22 значення потужності спотворення поступає на регістратор.

Перевагами даного пристрою є хороша швидкодія, висока точність вимірювання (першого класу).

Недоліком даного пристрою є вузька спеціалізація. Тобто окрім потужності інформації про інші параметри він не дає.

Також відомий прилад, представлений на рис 1.4. [4], який служить для вимірювання симетричних складових напруг в трифазній мережі.

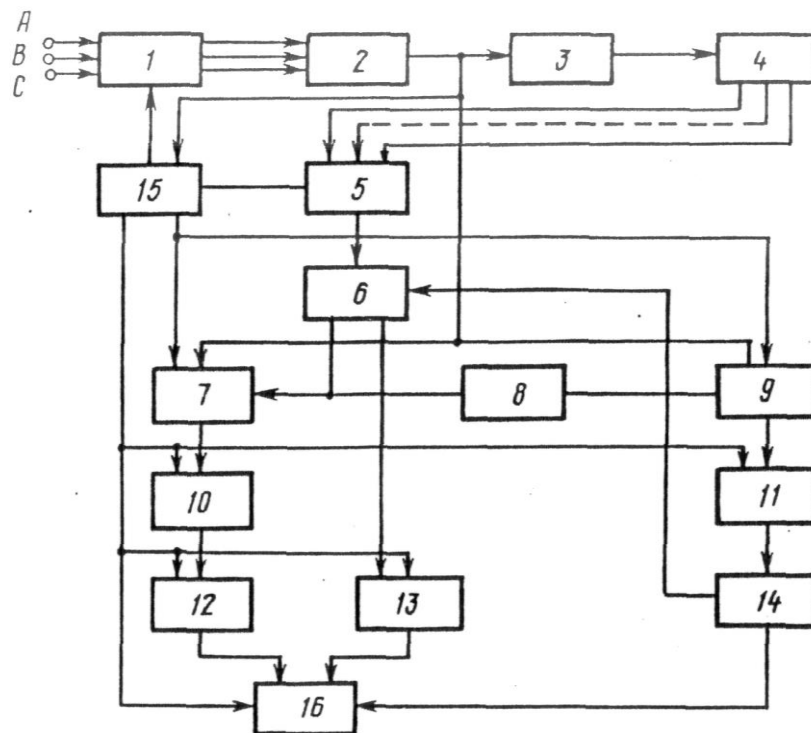


Рисунок 4.4 – Вимірювач симетричних складових напруг в трифазних мережах:

1 – масштабний перетворювач; 2,5 – комутатори; 3 – низькочастотний вибірко́вий фільтр; 4 – формувач імпульсів; 6 – фазоповертач; 7,8 –

множники; 9 – фазозсувач; 10, 11 – інтегратори; 12, 13 елементи пам'яті; 14 – амплітудний компаратор; 15 – блок керування; 16 – регістратор.

Прилад працює наступним чином. Трифазна напруга електричної мережі через масштабний перетворювач поступає на комутатор 2, який під дією блоку керування комутує послідовно в часі фази А, В, С. Вихідний сигнал комутатора 3 відповідний вибраній фазі, поступає на низькочастотний вибірковий фільтр, який служить для виділення першої гармоніки періодичного сигналу. Виділена синусоїдальна напруга з частотою першої гармоніки поступає на формувач імпульсів 4, який служить для створення сітки опорних частот, кратних частоті першої гармоніки, причому кількість частот формувача, їх номери, відповідають потрібній кількості і номерам гармонік, які виділяються з напруги мережі. Сигнали опорних частот поступають на комутатор 5, який під дією блоку керування вибирає потрібний номер гармоніки (опорної частоти), підступаючої на фазовертач 6.

У вихідному стані кут зсуву фази фазовертача рівний нулю. Вихідний сигнал фазовертача 6 поступає на помножувач 7 і через фазовертач 9, який забезпечує кут зсуву фази на  $90^\circ$ , на помножувач 8. Помножувач 7 і інтегратор 10 входять в склад формувача синусної складової К-тої гармоніки вхідної напруги, а помножувач 8 і інтегратор 11 – в склад формувача косинусної складової. На входи множників 7 і 8 подається також напруга вибраної фази  $U(t)$ . Вихідний сигнал множника 7 інтегрується інтегратором 10 за час, рівний періоду першої гармоніки вхідної напруги. Час інтегрування визначається блоком керування 15, куди поступає вхідна напруга. Після закінчення інтегрування вхідний сигнал інтегратора 10 буде рівний синусній ортогональній складовій гармоніки  $A_k$  аналізованої в даному циклі, тобто

$$U_{вих} = A_k = \frac{1}{T} \int_0^T U(t) \sin k\omega t dt \quad (4.4)$$

де  $T$  – період вхідної напруги;

$K$  – номер досліджуваної гармоніки.

Вхідний сигнал інтегратора 10 по команді від блоку керування записується в аналоговому елементі пам'яті 12, одночасно з цим значення фазового зсуву, встановлене на фазоповертачі 6 в цей момент, записується по команді від блоку керування в елемент пам'яті 13. множник 8 і інтегратор 11 працюють аналогічно. При цьому вихідний сигнал інтегратора 11 рівний косинусній ортогональній складовій гармоніки  $B_k$ , аналізованої в даному циклі, тобто

$$U_{вих} = B_k = \frac{1}{T} \int_0^T U(t) \cos k\omega t dt \quad (4.5)$$

вихідний сигнал інтегратора 11 поступає на амплітудний компаратор. Якщо косинусна ортогональна складова рівна нулю, значення амплітуди  $C_k = \sqrt{A_k^2 + B_k^2}$  аналізованої гармоніки рівне синусній ортогональній складовій  $A_k$ . Це можливо тільки в тому випадку, коли початковий фазовий зсув  $K$ -тої гармоніки  $\varphi_k$  рівний нулю. Для отримання фазового зсуву  $\varphi_k$  служить фазоповертач 6.

Якщо  $B_k \neq 0$ , амплітудний компаратор керує фазоповертачем 6 до тих пір, поки косинусна ортогональна складова  $B_k$  не стане мінімальною. При цьому у фазоповертачі 6 встановиться значення фазового зсуву, рівне початковому зсуву фази  $K$ -тої аналізованої гармоніки.

В загальному випадку величина  $B_k$  косинусної складової може бути не рівна нулю, але близька до цього значення. Амплітудний компаратор фіксує

момент мінімуму косинусної ортогональної складової і видає сигнал на запис амплітудного значення і початкового фазового зсуву аналізованої гармоніки. При цьому сигнали з виходу елемента пам'яті 12, рівні амплітуді гармоніки, рівні початковому фазовому зсуву, реєструються регістратором.

Блок керування в цей час видає регістратору номер гармоніки, до якої фази промислової мережі відноситься дана аналізована гармоніка.

Таким чином пристрій дозволяє визначити номер гармоніки, її амплітуду і початкову фазу, тобто виділити симетричні складові напруги трифазної мережі.

Перевагою даного пристрою є те, що він дозволяє аналізувати симетричні складові напруги в трифазній мережі, а також окремі гармоніки.

Недоліком даного пристрою є те що він вимірює тільки модулі зворотної або нульової послідовності без співставлення їх з величиною модуля прямої послідовності і не вимірюють зсув фази напруги зворотної послідовності по відношенню до фази напруги прямої послідовності.

Такими якостями володіє цифровий пристрій вимірювання несиметрії напруги в трифазних мережах (рис. 5.5).

Пристрій працює наступним чином. Трифазна напруга три провідної лінії поступає на фільтри виділення напруги зворотної послідовності, яка через частотно – вибіркового підсилювач, що служить для виділення основної гармоніки, сумісно з напругою прямої послідовності, виділеної фільтром, поступає на елемент розпізнавання нуля. Останній видає команду на блок керування записом в момент рівності цих напруг нулю. Вказаний блок сумісно з АЦП 4 перетворює напругу зворотної послідовності в цифровий код, який записується в блок пам'яті 7 і сумісно з АЦП 6 перетворює напругу прямої послідовності в цифровий код, який записується в блок пам'яті 8.

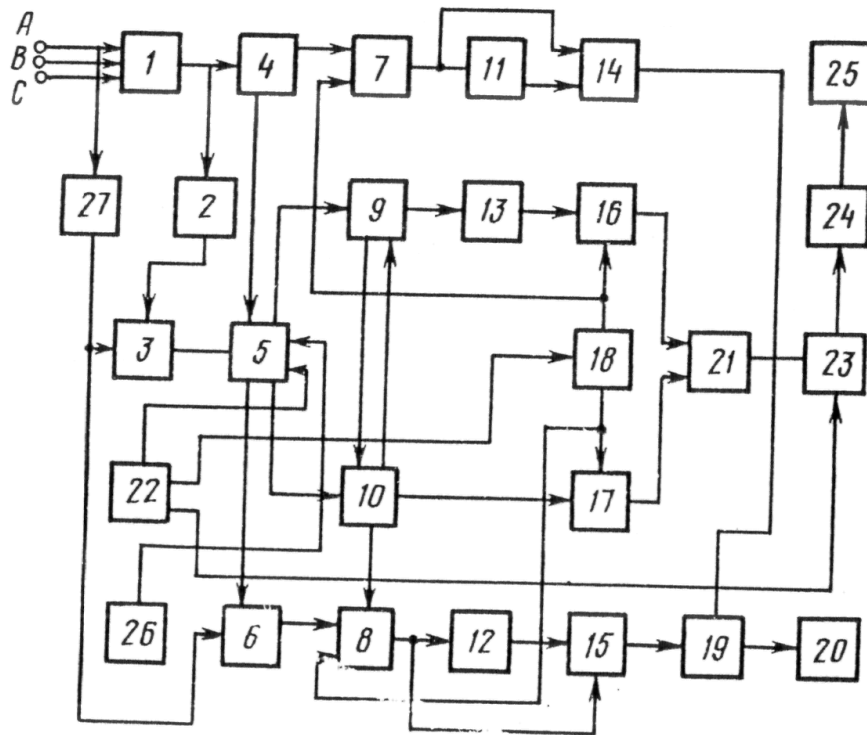


Рисунок 5.5 – пристрій вимірювання несиметрії напруги в трифазних мережах:

1 – фільтр напруги зворотної послідовності; 2- частотно-вибірковий підсилювач; 3- елемент розпізнавання нуля; 4,6 – АЦП; 5- блок керування записом; 7,8 – блоки пам'яті; 9, 10 – лічильники адреси запису; 11, 12 - диференціатори; 13 – інвертор коду; 14, 15 – регістри; 16, 17 – компаратори; 18 – лічильник адреси зчитування; 19 – блок вимірювання різниці амплітуди; 20 – регістратор різниці амплітуди; 21 – тригер; 22 – блок керування зчитуванням; 23 - логічний елемент „I”; 24 – лічильник різниці фаз; 26 – генератор опорної частоти; 27 – фільтр напруги прямої послідовності.

Лічильники адреси запису 9 і 10 адресують комірки пам'яті для коду відповідно напруги зворотної і прямої послідовності. Коли один із лічильників 9 і 10 досягає кінцевого відліку, він видає сигнал на зупинку другого лічильника. При цьому цикл запису закінчується і сигнал з блоку керування записом поступає на блок керування зчитуванням.

Після цього блок керування зчитуванням запускає лічильник зчитування. Вихідний код лічильника зчитування поступає на компаратори 16 і 17, на інші входи яких прикладаються: інверсія коду лічильника адреси запису 9 і код лічильника адреси запису 10 відповідно. Інверсія коду здійснюється інвертором коду. Різниця кодів лічильників адреси запису 9 і 10 пропорційна зсуву фаз між напругами прямої і зворотної послідовності. Сигнал із виходу компаратора 16 і 17, який спрацював першим, встановлює тригер в стан логічної одиниці, яка скидається до нуля з приходом сигналу від другого компаратора (17 бо 16).

Таким чином на виході тригера формується імпульс, тривалість якого пропорційна зсуву фаз між напругами прямої і зворотної послідовності. При цьому імпульси від блоку керування зчитуванням 22 проходять через елемент „І” на лічильник різниці фаз, вихідний код якого реєструється регістратором різниці фаз. Одночасно з процесом обчислення різниці фаз проходить обчислення різниці амплітуд напруг прямої і зворотної послідовності. Для цього вихідний код лічильника зчитування поступає на блоки пам'яті 7 і 8, вихідні коди яких поступають відповідно на диференціатори 11 і 12 і регістри 14 і 15. в момент визначення максимуму відповідних напруг диференціатори 11 і 12 видають команди на запис текучих значень кодів в регістр 14 для напруги зворотної послідовності і в регістр 15 для напруги прямої послідовності. Вихідні коди з цих регістрів поступають на блок обчислення різниці амплітуд. Значення різниці амплітуд реєструється регістратором різниці амплітуд. Роботою всього пристрою керує генератор опорної частоти.

Даний пристрій має наступні переваги:

- вимірювання несиметрії в трифазних мережах методом співставлення модулів і фаз напруг прямої і зворотної послідовності;
- підвищення точності і швидкодії вимірювання;

Недоліком даного пристрою є вузька спеціалізація, можливість дослідження обмеженої кількості параметрів напруги електромережі.

Відомий також пристрій для вимірювання еквівалентного значення відхилень напруги (рис 4.6).

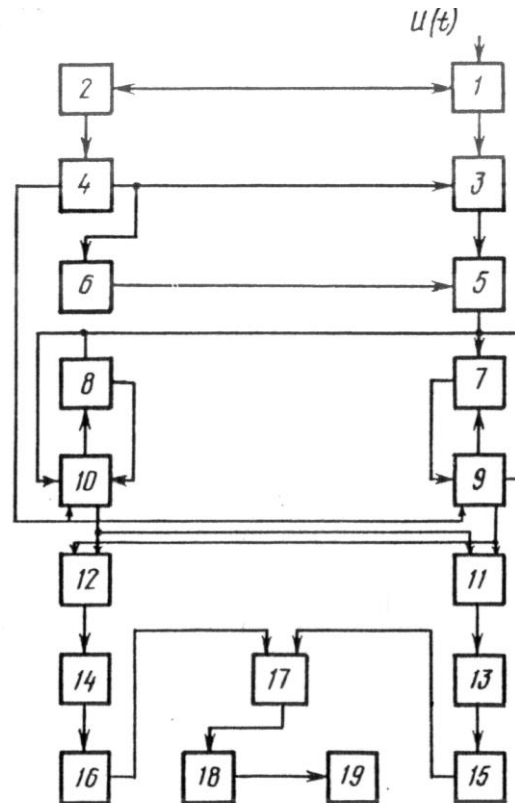


Рисунок 4.6 – Пристрій вимірювання еквівалентного значення відхилень напруги:

1 – масштабний перетворювач; 2 – блок розпізнавання нуля; 3- АЦП; 4 – блок керування; 5, 11, 12, 17 – суматори; 6 – запам'ятовуючий пристрій; 7,8 – блоки порівняння; 9, 10 – регістри; 13, 14 – блоки ділення; 15, 16 – блоки піднесення в квадрат; 18 – блок добування квадратного кореня; 19 - індикатор.

Еквівалентне значення напруги відхилень напруги при нормальному законі розподілу, характерному для більшості електричних мереж, визначається виразом:

$$U_{n.\epsilon} = \sqrt{m_{un}^2 + \sigma_{un}^2} \quad (4.6)$$

де  $\sigma_{un}$  - середньоквадратичне значення втрат напруги;

$m_{un}$  - середнє значення втрат напруги.

Середньоквадратичне значення втрат напруги  $\sigma_{un}$  і середнє значення втрат напруги  $m_{un}$  визначаються за формулами:

$$m_{un} = \frac{U_{n \max} + U_{n \min}}{2} \quad (4.7)$$

$$\sigma_{un} = \frac{U_{n \max} - U_{n \min}}{2} \quad (4.8)$$

де  $U_{n \max}$  і  $U_{n \min}$  - найбільше і найменше значення втрат напруги;

$k$  - коефіцієнт, рівний 2-3.

Пристрій працює наступним чином. Напруга електромережі через масштабний перетворювач поступає на блок розпізнавання нуля, який в момент переходу синусоїди вхідної напруги через нуль видає команду на запуск блоку керування. Останній вмикає АЦП для перетворення вхідної напруги в цифровий код і постійний запам'ятовуючий пристрій, в якому записаний код значення напруги, рівний коду напруги електромережі при спокійному навантаженні.

При відсутності коливання цифровий код на виході суматора 5, по прямому входу якого поступає код напруги електромережі, а по інверсному –



код напруги ПЗП, рівний нулю. При наявності коливання напруги на виході суматора 5 формується цифровий код, рівний значенню втрат напруги електромережі. Для виділення найбільшого і найменшого значення втрат в схему включені відповідно блоки порівняння 7 і 8 з регістрами 9 і 10.

Перевагою даного пристрою є те, що він дозволяє дослідити значення відхилення напруги в автоматизованому режимі.

Недоліком даного пристрою є вузька спеціалізація, можливість дослідження тільки одного інформативного параметру.

Відомий також пристрій для вимірювання коливання напруги, схема якого приведена на рис. 4.7

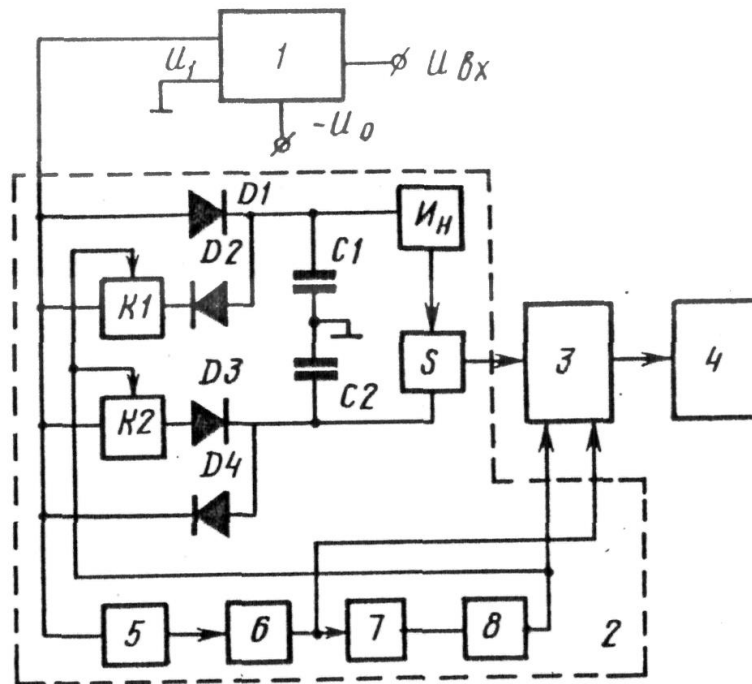


Рисунок 4.7 – Аналізатор коливань напруги:

1 – узгоджуючий контур; 2 – блок виділення коливань напруги; 3 – розподільник 3 – розподілювач коливань по рівнях; 4 – блок відліку; 5 – диференціатор; 6 – блок формування модуля; 7 – порогова схема; 8 – логічна схема „АБО”.

Узгоджуючий контур складається із трансформатора, згладжуючого фільтру з смугою пропускання до 20 Гц, суматора, який служить для зміщення вихідної напруги в робочий діапазон, на вхід суматора подається напруга зміщення  $U_0$ . Напруга  $U_1$  подається на вхід диференціатора, а також через ключі К1 і К2 і розділювальні діоди Д1, Д2, Д3, Д4 до накопичувальних конденсаторів С1, С2. з виходу диференціатора напруга через блок формування модуля поступає на порогову схему, яка спрацьовує при зміні модуля вхідної напруги на  $\pm 1\%$  від номінального значення. При цьому можуть бути три стани аналізатора.

Перший варіант, коли похідна вхідної напруги  $U_1$  на виході диференціатора позитивна, і в момент  $t_1$  досягає значення спрацювання порогової схеми. Ключі К1 і К2 закриваються. Конденсатор С1 в інтервали часу  $t_1$  і  $t_2$  заряджається через діод Д1, і напруга на його обкладках повторює криву вхідної напруги. В цьому випадку з поступанням на перший вхід суматора S через інвертор  $U_n$  напруги, яка знімається з конденсатора С1, і на другий вхід суматора S – напруги, яка знімається з конденсатора С2, на виході суматора S формується напруга, рівна по величині коливанню напруги в інтервали часу  $t_1$  і  $t_2$ .

Другий варіант, коли похідна вхідної напруги  $U_1$  на виході диференціатора досягає значення, при якому порогова схема приймає початкове положення. В цьому випадку на її виході з'являється напруга, яка, поступаючи через логічну схему „АБО” 8, відкриває ключі К1 і К2. конденсатор С2 стрибком (з постійною заряду 0,3 мкс) заряджається до величини вхідної напруги  $U_1$  і інтервали часу  $t_2$ . Далі до моменту часу  $t_3$  конденсатор С2 продовжує заряджатися через ключ К2 і напруга на його обмотках повторює криву вхідної напруги  $U_1$ . Конденсатор С1 в цьому

інтервалі заряджається через діод Д1, і напруга на його обкладках також повторює криву вхідної напруги. В цьому випадку на виході суматора S напруга рівна нулю і коливання напруги в електромережі відсутнє.

Третій варіант, коли похідна вхідної напруги  $U_1$  на виході диференціатора від'ємна, і в момент часу  $t_4$  досягає значення спрацювання порогової схеми. В цьому випадку ключі К1 і К2 закриваються. В результаті цього напруга на конденсаторі С1 підтримується постійною і рівною вхідній напрузі в інтервалі часу  $t_4$ . Напруга на конденсаторі С2 повторює криву вхідної напруги  $U_1$ . На виході суматора S з'являється напруга, Рівна різниці між напругами заряду конденсатора С1 і С2 в інтервали часу  $t_4$  і  $t_5$ . Ця різниця рівна коливанню напруги в електромережі.

Недоліком даного пристрою є також вузька спеціалізація і можливість дослідження тільки одного інформативного параметра.

Для комплексного дослідження параметрів якості електроенергії необхідно застосовувати вимірювання миттєвих значень напруги в мережі, а потім обробку результатів вимірювання на засобах ЕОМ.

## 5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

### 5.1 Розробка алгоритму програми та опис середовища візуального програмування Delphi

Програмне забезпечення розроблятиметься на високорівневій мові програмування, з низькорівневими асемблерними вставками. Це зробить програмне забезпечення незалежним від типу ПЕОМ.

В якості мови програмування використовуємо мові програмування Delphi дана мова програмування використовує об'єктно-орієнтоване і візуальне середовище. Процес розробки програми в такому середовищі повністю автоматизований

Можливості об'єктно-орієнтованого проектування в Delphi базуються на властивостях мови Object Pascal.

Програма, яку створює Delphi у процесі проектування додатка, заснована на модульному принципі. Сама головна програма виходить гранично простою і короткою. Вона складається з оголошення списку використовуваних модулів і декількох операторів, що створюють об'єкти тих форм, що запускають виконання додатка.

Принцип модульності дуже важливий для створення надійних і відносно легко модифікованих і супроводжуваних додатків. Чітке дотримання принципів модульності в поєднанні з принципом приховування інформації дозволяє всередині будь-якого модуля проводити якісь модифікації, не торкаючись при цьому інших модулів і головну програму.

Всі об'єкти компонентів розміщуються в об'єктах — формах. Для кожної форми, що проектуєте у додатку, Delphi створює окремий модуль. Саме в модулях і здійснюється програмування задачі. В оброблювачах подій об'єктів — форм і компонентів поміщають усі алгоритми. В основному вони

зводяться до обробки інформації, що міститься у властивостях одних об'єктів, і задані за результатами обробки, властивостей інших об'єктів. При цьому постійно відбувається звертання до методів різних об'єктів.

У процесі проектування додатка Delphi автоматично створює код головної програми й окремих модулів. В модулі користувач вводить свій код, створюючи оброблювачі різних подій. Але головну програму, як правило, він не торкає і навіть не бачить її текст. Тільки у виняткових випадках потрібно щось змінювати в тексті головної програми, яка генерується Delphi.

Типова головна програма додатка має вид:

```
program Project1;

uses
  Forms,
  Unit1 in 'Unit1.pas' (Form1);
  Unit2 in 'Unit2.pas' (Form2);

($R *.RES)
```

{Тут можна помістити опис якихось констант, змінних, функцій, процедур. Усе це буде доступно тільки в межах даного файлу}

```
begin
  Application.Initialize;
  Application.CreateForm (TForm1, Form1);
  Application.CreateForm (TForm2, Form2);
  Application.Run;
end.
```

Починається програма з ключового слова `program`, після якого пишеться ім'я програми. Воно збігається з ім'ям файлу, у якому зберігається проект. Це ж ім'я привласнюється виконавчому файлу додатка. За замовчуванням це ім'я `Project1`.

Після заголовка в тексті програми розташовується речення `uses`. Після нього перелічуються модулі, що завантажуються програмою. Перший модуль `Forms` — системний. А наступні — модулі розроблених форм. В даному прикладі проєкт має дві створених форми з іменами `Form1` і `Form2` у модулях з іменами `Unit1` і `Unit2`. Поміщені у фігурні дужки назви форм — це коментарі.

Наступний рядок тексту — `{ $R *.RES }` являє собою директиву компілятора. Директива `$R` підключає до проєкту файл ресурсів, який по замовчуванню має ім'я, що збігається з ім'ям файлу проєкту. Тому замість імені файлу ресурсу вказано символ `"*"`.

Потім після ключового слова `begin` і до останнього завершального програму оператора `end` із крапкою (`end.`) записане тіло програми.

Перший оператор у тілі програми ініціалізує додаток, два наступних — створюють об'єкти форм `Form1` і `Form2`, останній — починає виконання додатка.

Якщо треба ввести якийсь свій текст у головну програму, це можна зробити, ввівши опис необхідних констант, змінних, функцій і процедур у місце програми, відзначене відповідним коментарем у приведеному вище тексті. Все це можна звичайно зробити, але це буде поганий стиль програмування, оскільки він суперечить принципу модульності. Усі необхідні на початку виконання процедури і функції настройки поміщають, як правило, в окремий модуль без форми.

Нижче приведений текст модуля з порожньою формою. Докладні коментарі в цьому тексті пояснюють, куди і що в цей код можна додавати.

```
unit Unit1;

interface // Відкритий інтерфейс модуля

{Список модулів, що підключаються}
uses
```

Windows, Messages, SysUtils, Classes, Graphics, Controls, Forms, Dialogs;

```

{Оголошення класу форми}
type
  TForm1 = class(TForm)
  private // Закритий розділ класу
    { Private declarations }
    {Сюди можуть поміщатись оголошення змінних, функцій і процедур, що включаються в клас форми, але не доступні для інших модулів}

    public // Відкритий розділ класу
    { Public declarations }
    {Сюди можуть поміщатись оголошення змінних, функцій і процедур, що включаються в клас форми і доступні для інших модулів}
  end;

var
  Form1: TForm1;
  {Сюди можуть поміщатись оголошення типів, констант, змінних, функцій і процедур, до яких буде доступ з інших модулів, але які не включаються в клас форми}

implementation // Реалізація модуля

{$R *.DFM}
  {Сюди можуть поміщатись речення uses, оголошення типів, констант, змінних, до яких не буде доступу з інших модулів. Тут же повинні бути реалізації всіх оголошених у розділі interface функцій і процедур, а також можуть бути реалізації будь-яких додаткових, не оголошених раніше функцій і процедур.}

end.

```

Модуль починається з ключового слова `unit`, після якого пишеться ім'я модуля. Воно збігається з ім'ям файлу, в якому зберігається модуль. По замовчужанню для першого модуля ім'я - `Unit1`, для другого `Unit2` — і т.д.

Текст модуля складається з двох основних розділів: `interface` — відкритий інтерфейс модуля, і `implementation` - реалізація модуля. Усе, що міститься безпосередньо в розділі `interface` (типи, змінні, константи, функції, процедури), може бути використано іншими модулями програми. Усе, що

міститься в розділ `implementation` — внутрішня справа модуля. Зовнішні модулі не можуть бачити типи, змінні, константи, функції і процедури, розміщені в розділі реалізації.

У розділі `interface` після речення `uses`, що містить список модулів, що підключаються, можна бачити заготовку оголошення класу форми, підготовлену Delphi. Ім'я класу форми — `TForm1`. Клас містить два розділи: `private` — закритий розділ класу, і `public` — відкритий розділ класу. Те, що оголошено в розділі `public`, буде доступно для інших класів і модулів. Те, що оголошено в розділі `private`, доступно тільки в межах даного модуля.

Після завершення оголошення класу форми з'являється змінна `Form1` класу `TForm1`, тобто з'являється форма як об'єкт класу `TForm1`.

У клас входить ще два розділи: `protected` - містить захищені описи, що доступні всередині модуля, в якому вони знаходяться, а також для наслідуваних класів і `published` - містить опубліковані описи (забезпечення доступу до властивостей об'єктів при конструюванні додатків). В Інспекторі об'єктів видно ті властивості, що є опублікованими. Якщо специфікатор `published` не зазначений, то він мається на увазі по замовчуванню, тому будь-які описи, розташовані за рядком із заданням імені класу, будуть опублікованими.

Потім слідує розділ реалізації `implementation`, в якому міститься директива компілятора.

У модуль можна ввести ще два не обов'язкових розділи, крім `interface` і `implementation`: розділи `initialization` і `finalization`.

У розділі `initialization` розташовуються оператори, які виконуються тільки один раз при першому звертанні програми до даного модуля.

У розділі `finalization` розташовуються оператори, які виконуються тільки один раз при завершенні роботи програми: нормальному чи аварійному.



Створення прикладних програм, чи додатків, Delphi виконується в інтегрованому середовищі розробки IDE (Integrated Development Environment). IDE служить для організації взаємодії з програмістом і включає ряд вікон, що містять різні керуючі елементи. За допомогою засобів інтегрованого середовища розроблювач може проектувати інтерфейсу частину додатка, а також писати програмний код і зв'язувати його з керуючими елементами. При цьому вся робота зі створення додатка, включаючи налагодження, відбувається в IDE.

Інтегроване середовище розробки Delphi 5 являють собою багато віконну систему. Вид інтегрованого середовища розробки (інтерфейс) може відрізнитися в залежності від налаштувань. Після завантаження інтерфейс Delphi 5 спочатку має 4 вікна:

- Головне вікно (Delphi 5 — Project1)

- Вікно Інспектора об'єктів (Object Inspector)

- Вікно Конструктора форми (Form1)

- Вікно Редактора коду (Unit1.pas)

Незважаючи на наявність багатьох вікон, Delphi є однодокументним середовищем, тобто дозволяє одночасно працювати тільки з одним додатком (проектом додатка). Назва проекту додатка виводиться в рядку заголовка головного вікна у верхній частині екрана. При закритті головного вікна робота з Delphi припиняється. У головному вікні Delphi відображаються:

- Головне меню

- Панелі інструментів

- Палітра компонентів

Головне меню містить великий набір команд для доступу до функцій Delphi:

Команди меню File дозволяють створювати новий проект, нову форму, відкрити раніше створений проект чи форму, зберегти проекти чи форми в файлах.

Команди меню Edit дозволяють виконувати операції з буфером обміну, а також дають можливість вирівнювати групи розміщених на формі компонентів по розмірах і розміщенню.

Команди меню Search дозволяють здійснювати в коді програми пошук і контекстні заміни.

Команди меню View дозволяють викликати на екран різні вікна, необхідні для проектування.

Команди меню Project дозволяють добавляти і забирати з проекту форми, задавати опції проекту, компілювати проект без його виконання і ін.

Команди меню Run дають можливість виконувати проект в нормальному чи відладочному режимах, просуваючись по кроках, зупинятись в вказаних точках коду, переглядати значення перемінних і т.д.

Команди меню Component дозволяють створювати і встановлювати нові компоненти, конфігурувати палітру компонентів.

Команди меню Database дозволяють використовувати інструментарій для роботи з базами даних.

Меню Tools включає ряд розділів, що дозволяють запускати різні додаткові програми, наприклад Редактор Зображень (Image Editor), здійснювати настройку середовища Delphi, редактора, відладчика і т.д.

Панелі інструментів знаходяться під головним меню в лівій частині головного вікна і містять кнопки для виклику часто використовуваних команд головного меню.

Викликати багато команд головного меню можна також за допомогою комбінацій клавіш, що вказуються праворуч від назви відповідної команди. Наприклад, команду Run/Run можна викликати за допомогою клавіші <F9>. Усього є 5 панелей інструментів:

#### 1.Standard (Стандартна)



New – Створити новий елемент (проект, компонент, динамічну бібліотеку і т.д.)

Open – Відкрити файл проекту чи модуля

Save – Зберегти поточний файл модуля.

Save All – Зберегти все (файли проекту і модулів)

Open Project – Відкрити файл проекту.

Add file to project – Додати файл в проект

Remove file from project – Знищити файл з проекту

## 2.View (Перегляд)



View Unit – Перегляд тексту файлу модуля

View Form – Перегляд форми

Toggle Form/Unit – Переключення між формою і текстом модуля

New Form – Включити в проект нову форму

## 3.Debug (Налагодження)



Run - Виконати додаток

Pause – Пауза виконання додатку

Trace Into – Покрокове виконання програми з заходом в функції

Step Over – Покрокове виконання програми без заходу в функції

## 4. Custom (Користувач)



Contents – Виклик довідки

## 5. Desktop (Робочий стіл)



Save Current Desktop – Збереження поточної конфігурації вікна

Set debug Desktop – Встановлення конфігурації вікна при відладці

Можна керувати відображенням панелей інструментів і змінювати склад кнопок на них. Більш широкі можливості по настроюванню панелей інструментів і головного меню надає діалогове вікно Customize (Настроювання), яке викликається однойменною командою контекстного меню панелей інструментів. З його допомогою можна сховати чи відобразити яку-небудь панель інструментів, змінити склад кнопок на ній, а також вибрати режим відображення спливаючих підказок для кнопок.

Палітра компонентів знаходиться під головним меню в правій частині головного вікна і містить безліч компонентів, які розміщують у створюваних формах. Компоненти є свого роду будівельними блоками, з яких конструюються форми додатка. Усі компоненти поділяються на групи, кожна з яких у Палітрі компонентів розташовується на окремій вкладці (сторінці), а самі компоненти представлені відповідними значками (піктограмами). Потрібна вкладка вибирається клацанням лівої кнопки миші на її ярличку. Спочатку Палітра компонентів має наступні вкладки:

Standard - Стандартна

Additional - Додаткова

Win32 - 32-розрядний інтерфейс Windows

System - Доступ до системних функцій

Data Access - Доступ до бази даних за допомогою BDE

Data Controls - Створення елементів керування даними

ADO - Зв'язок з базами даних з використанням об'єктів даних Active

Inlertbase - Забезпечення безпосереднього доступу до однойменної бази даних

Midas - Розробка додатків для розподілених баз даних

InternetExpress - Створення однойменних додатків, що є одночасно додатком Web-сервером і додатком-клієнтом розподіленої бази даних

Internet - Створення додатків Web-сервера для мережі Internet

FastNet - Забезпечення протоколів доступу до мережі Internet

Decision Cube - Багатомірний аналіз

QReport - Складання звітів

Dialogs - Створення стандартних діалогових вікон

Win 3.1 - Інтерфейс Windows 3.x

Samples -Поставляються в якості прикладів

Active - ActiveX-компоненти

Servers — Оболонка VCL для загальних серверів COM

Не усі з зазначених компонентів присутні в різних конфігураціях Delphi 5.

Палітру компонентів можна надбудувати за допомогою діалогового вікна Palette Properties, що викликається командою Properties, контекстного меню Палітри компонентів чи командою Component/Configure Palette... головного меню. Вікно дозволяє виконувати такі операції, як видалення, додавання компонентів, переміщення їх на інше місце, а також додавання, видалення чи переміщення сторінок компонентів. У лівому списку діалогового вікна Palette Properties містяться назви сторінок, у правому - назви компонентів вибраної сторінки.

Вікно Конструктора форми спочатку знаходиться в центрі екрана і має заголовок Form1. У ньому виконується проектування форми, для чого на форму з Палітри компонентів поміщають необхідні елементи. При цьому конструювання форми відбувається так само, як у середовищі простого графічного редактора. Конструктор форми під час її проектування залишається "за кадром", а розроблювач має справу із самою формою, тому вікно Конструктора форми називається Вікном форми чи просто Формою.

Вікно Редактора коду (заголовок Unit1.pas) після запуску системи програмування знаходиться під вікном Конструктора форми і майже цілком перекривається ним. Це вікно містить вихідний текст модуля розроблювального додатка. Спочатку в ньому міститься одна сторінка Unit1.pas коду для нової форми Form1. Редактор коду являє собою звичайний текстовий редактор за допомогою якого можна редагувати текст модуля й інші текстові файли додатка (наприклад, файл проекту). Кожен файл, що редагується, знаходиться у вікні Редактора на окремій сторінці, доступ до якої можна одержати, клацнувши на її ярличку.

Переключення між вікнами Конструктора форми і Редактори коду зручно виконувати за допомогою клавіші <F12>.

Вікно Провідника коду розміщується ліворуч від вікна Редактора коду. У ньому у виді дерева відображаються всі об'єкти модуля форми, наприклад перемінні і процедури. У вікні Провідника коду зручно переглядати об'єкти додатка і можна швидко звертатися до необхідних об'єктів, що особливо важливо при роботі з великими модулями.

Щоб вікно Провідника коду за замовчуванням було відсутнє, потрібно скинути прапорець Automatically show Explorer (Автоматично відобразити провідник) сторінки Explorer діалогового вікна Environment Options, яке викликається однойменною командою меню Tools. Вікно Провідника коду можна вивести на екран командою View/Code Explorer

Вікно Інспектора об'єктів після запуску системи розташовується у лівій частині екрана і відображає властивості і події об'єктів для поточної форми Form1. Це вікно можна відобразити на екрані за допомогою команди View/Object Inspector (Перегляд/Інспектор об'єктів) чи натисканням клавіші <F11>.

Вікно Інспектора об'єктів має дві вкладки: Properties (Властивості) і Events (Події).

Сторінка Properties відображає інформацію про поточний компонент у вікні Конструктора форми і при проектуванні форми дозволяє зручно і просто змінювати багато властивостей компонентів.

Сторінка Events визначає процедуру, яку компонент повинен виконати при виникненні зазначеної події. Якщо для якої-небудь події існує процедура, то в процесі виконання додатка процедура викликається автоматично при виникненні цієї події. Такі процедури служать для обробки подій, тому їх називають оброблювачами. Події також є властивостями, що вказують на відповідні оброблювачі. Кожен компонент має свій набір властивостей і подій, що визначають його індивідуальність і особливості.

Додаток, створюваний у середовищі Delphi, складається з декількох елементів, об'єднаних у проект. До складу проекту входять наступні елементи (у дужках зазначені розширення імен файлів):

Код проекту (DPR)

Опису форм (DFM)

Модулі форм (PAS)

Модулі (PAS)

Параметри проекту (DFO)

Опис ресурсів (RES) Виконавчий файл (EXE)

Динамічна бібліотека (DLL)

Взаємозв'язок між окремими частинами (файлами) проекту показані на рисунку.

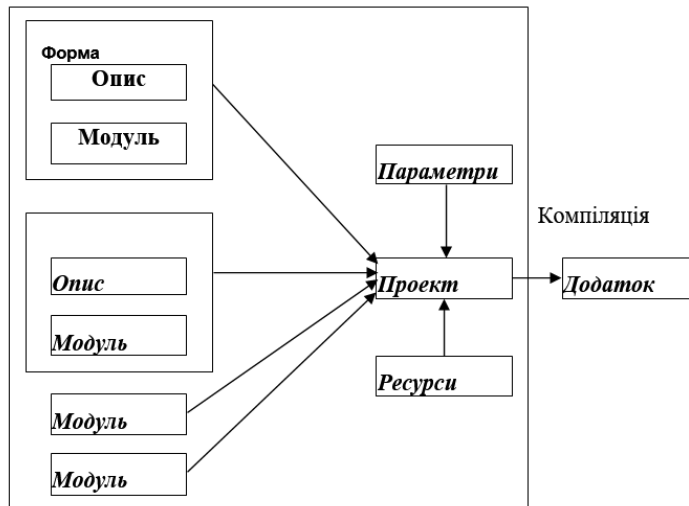


Рисунок 5 1 - Зв'язок між файлами проекту

Отже, дана програма складатиметься з двох частин:

Вимірювання;

Обробка результатів.

Вимірювання виконуватиметься при допомозі кнопки „виміряти”, при чому програма повинна сама ініціалізувати перетворення і зчитати дані в змінну.

Обробка виконується з допомогою кнопки обробити і завершується побудовою графіків або виводом значень коефіцієнтів.

Алгоритм роботи програми приведений на рис. 5.2

Розробка керуючої програми для системи програмного керування

Основна форма програми представлена на рис. 5.3

В даній формі проводиться вибір типу під'єднання давача до ЕОМ. В залежності від цього програма зв'язується з відповідним потром або з локальною шиною. При виборі третього варіанту відкривається друга форма, в якій необхідно задати номер роз'єму локальної шини, щоб програма могла встановити зв'язок з давачем. При помилці в ініціалізації порта програма видає повідомлення про помилку.



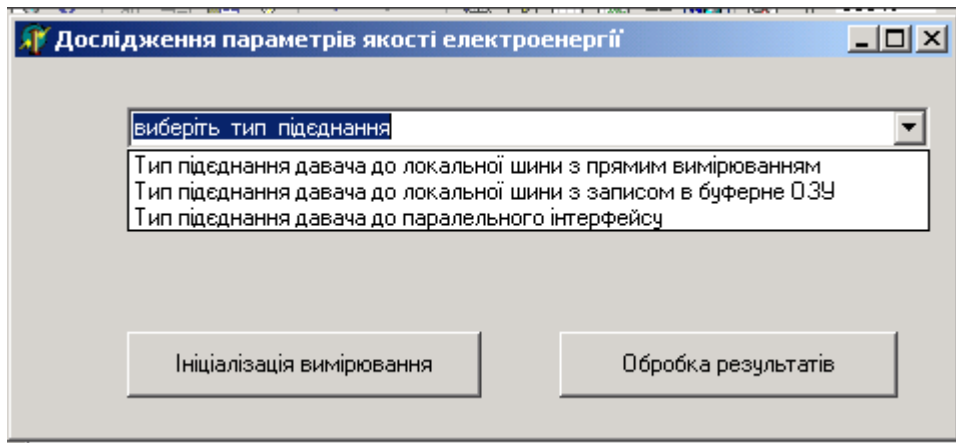


Рисунок 5.3 – Основна форма програми.

Форма видачі повідомлення представлена на рис 5.5.

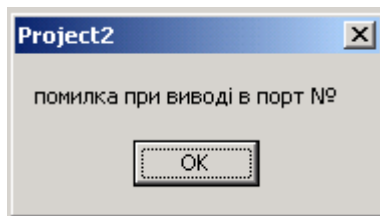


Рисунок 5.5 – Форма при помилці ініціалізації порта.

При натисканні кнопки „обробка результатів” відкривається нове вікно програми, в якому необхідно вибрати тип обробки результату вимірювання. Вікно форми приведене на рис. 5.6.

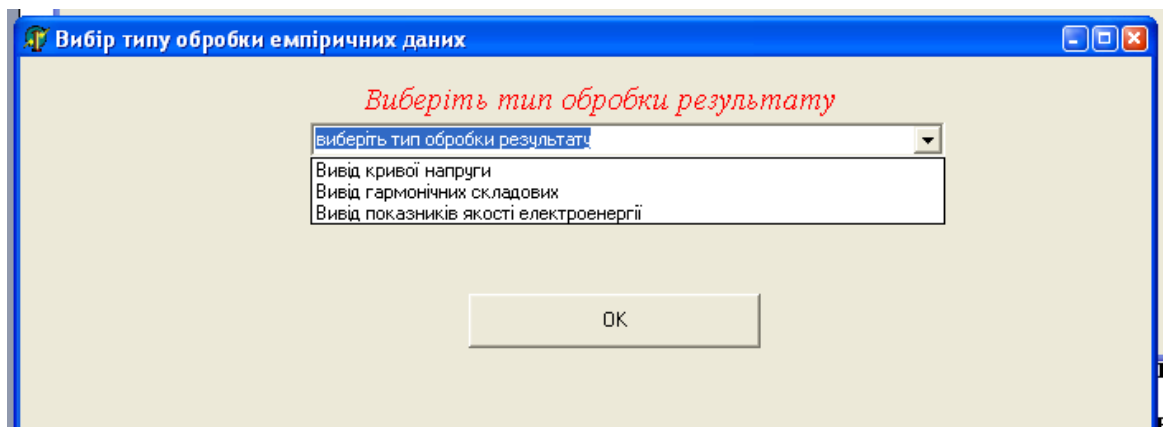


Рисунок 5.6 – Форма вибору типу обробки результату вимірювання.

При виборі конкретного елементу із списку відкривається конкретне вікно програми із відображенням результатів вимірювання. Дані вікна приведені відповідно на рис 5.7, 5.8, 5.9.

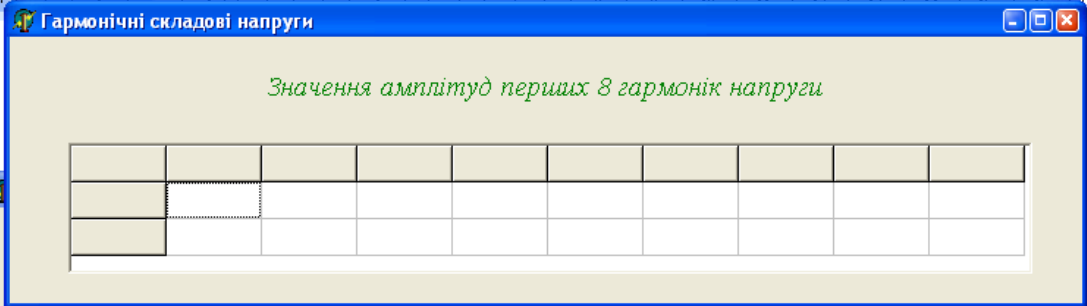
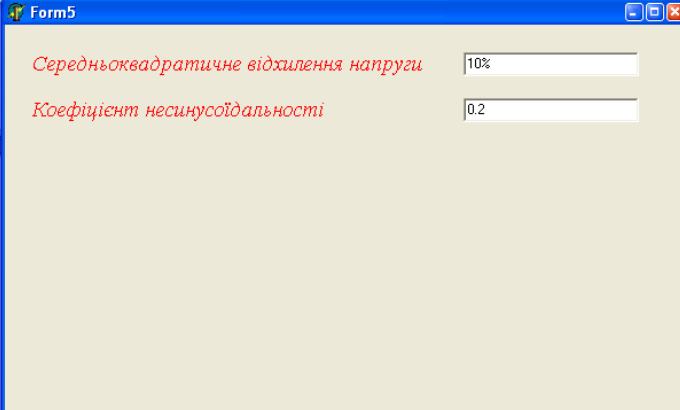






Рисунок 5.7 – Вікно виводу гармонічних складових напруги



Середньоквадратичне відхилення напруги

Коефіцієнт несинусоїдальності

Рисунок 5.8 - Вікно відображення параметрів електроенергії

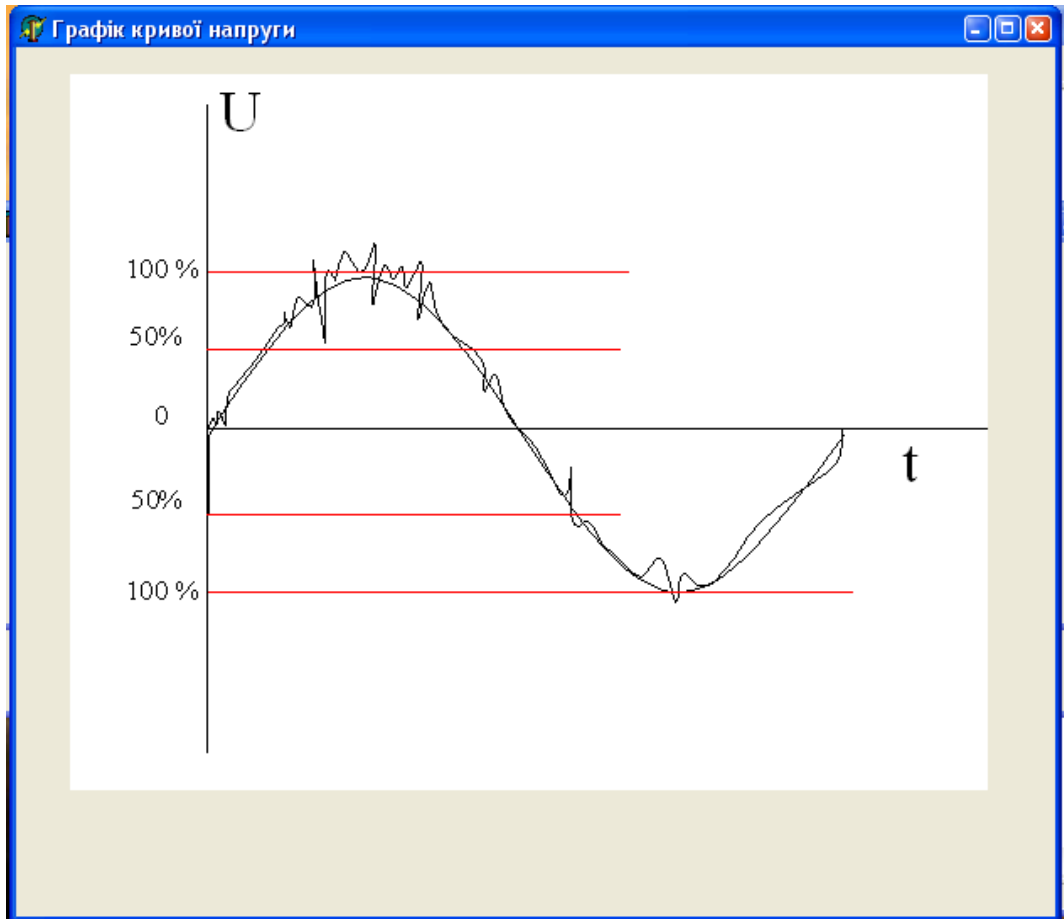


Рисунок 5.9 – Форма для виводу графіку кривої напруги.

## 6. ОБГРУНТУВАННЯ-ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

### 6.1. Розрахунок норм часу на виконання науково-дослідної роботи

Реалізація проекту інформаційної системи управління доступом з використанням інформаційних технологій розпізнавання образів складається з низки послідовних та взаємопов'язаних етапів.

Норми часу на виконання науково-дослідницької роботи розраховуватимуться на основі середнього часу виконання стадії в годинах, що наведені в таблиці 5.1 разом із інформацією про виконавців і сумарною кількості затраченого часу.

Таблиця 6.1

Операції технологічного процесу та їх час виконання

№ п/п	Назва операції (стадії)	Виконавець	Середній час виконання операції, год.
1	Підготовча стадія	Проектний менеджер	10
		Інженер-програміст	
2	Технічна пропозиція	Проектний менеджер	10
		Інженер-програміст	
3	Створення технічного завдання	Проектний менеджер	20
		Інженер-програміст	
4	Проектування системи	Інженер-програміст	200
5	Практична реалізація	Інженер-програміст	200
6	Тестування системи	Тестувальник	20
7	Верифікація системи	Тестувальник	20
		Інженер-програміст	
		Проектний менеджер	
8	Створення документації	Інженер-програміст	50
9	Заключна стадія	Проектний менеджер	20
Разом			650

Кожен із етапів реалізації проекту характеризується метою та змістом, оцінкою часу виконання, кількістю та спеціалізацією виконавців, а також приблизною оцінкою вартості.

Реалізація інформаційної системи управління безпекою об'єкту складається із підготовчого етапу, етапу технічної пропозиції, створення технічного завдання, проектування системи, практичної реалізації, тестування, верифікації та заключного етапу.

В підсумку на реалізацію проекту інформаційної системи управління доступом з використанням інформаційних технологій розпізнавання образів необхідно 650 людино-годин, залучення трьох спеціалістів та виконання дев'яти різноманітних стадій реалізації проекту.

## **6.2 Визначення витрат на оплату праці та відрахувань на соціальні заходи**

Визначення витрат на оплату праці та відрахувань на соціальні заходи прямо залежить від кількості витраченого працівниками часу на роботу, ставки в годину чи місяць, кількість відрахувань на соціальні заходи встановлених в законному порядку на час розрахунку.

В результаті розрахунку потрібно визначити основну та додаткову заробітну плату, витрати на соціальні заходи та на основі цих даних визначити сумарні витрати на оплату праці.

Основна заробітна плата нараховується за виконану роботу за тарифними ставками, відрядними розцінками чи посадовими окладами.

Додаткова заробітна плата – це складова заробітної плати працівників, до якої включають витрати на оплату праці, не пов'язані з виплатами за фактично відпрацьований час.

При розрахунку заробітної плати кількість робочих днів у місяці слід в середньому приймати – 24,5 дні/міс., або ж 196 год./міс. (тривалість робочого дня – 8 год.).

Наймані працівники для розробки інформаційної системи управління доступом з використанням інформаційних технологій розпізнавання образів працюють згідно контракту, який в якому вказано їхню погодинну ставку. Тобто розрахунок заробітної плати працівників відбуватиметься на базі тарифної ставки та кількості відпрацьованих годин.

У штаті найманих працівників для розробки інформаційної системи залучено проектного менеджера, інженера-програміста і тестувальника.

Тарифні ставки учасників процесу розробки інформаційної системи:

Проектний менеджер – 150 грн./год.

- Інженер-програміст – 130 грн./год.

- Тестувальник – 100 грн./год.

Основна заробітна плата розраховується за формулою 5.1:

$$Z_{\text{осн.}} = T_c * K_{\Gamma}, \quad (6.1)$$

де  $T_c$  – тарифна ставка, грн.;  $K_{\Gamma}$  – кількість відпрацьованих годин.

Оскільки всі види робіт в виконує три спеціаліста, то основна заробітна плата буде розраховуватись за даною формулою 6.1;

$$Z_{\text{осн.}} = 150 * 80 + 130 * 530 + 100 * 40 = 84900 \text{ грн.}$$

Додаткова заробітна плата становить 10–15 %% від суми основної заробітної плати й визначається за формулою 6.2.

Коефіцієнт додаткових виплат працівникам становить 0,1.

$$Z_{\text{дод.}} = Z_{\text{осн.}} * K_{\text{допл.}} \quad (6.2)$$

де  $K_{\text{допл}}$  – коефіцієнт додаткових виплат працівникам

$$Z_{\text{дод.}} = 84900 * 0,1 = 8490 \text{ грн.}$$

Звідси загальні витрати на оплату праці (фонд заробітної плати) визначаються за формулою 6.3:

$$B_{\text{о.п.}} = Z_{\text{осн.}} + Z_{\text{дод.}} \quad (6.3)$$

$$B_{\text{о.п.}} = 84900 + 8490 = 93390 \text{ грн.}$$

З цієї суми утримуються обов'язкові відрахування на заробітну плату:

- Єдиний соціальний внесок (ЄСВ), що становить 22%%;
- Військовий збір (ВЗ), що становить 1,5%%;

Сума відрахувань становить 23,5%% від фонду оплати праці та визначається за формулою 5.4:

$$B_{\text{с.з.}} = \Phi_{\text{оп}} * 0,235 \quad (6.4)$$

де  $\Phi_{\text{оп}}$  – фонд оплати праці, грн.

$$B_{\text{с.з.}} = 93390 * 0,235 = 21946,25 \text{ грн.}$$

Усі витрати обчислюються детально наведені в таблиці 6.2 та обчислюються за формулою 6.5:

$$B_{\text{зн}} = \Phi\text{ЗП} + \Phi\text{ОП} \quad (6.5)$$

$$B_{\text{зн}} = 93390 + 21946,25 = 115336,65 \text{ грн.}$$

Таблиця 5.2 – Розрахунки витрат на оплату праці

№з/п	Категорія працівників	Основна заробітна плата, грн.			Додаткова заробітна плата, грн.	Нарахув. на ФОП, грн.	Всього витрати на плату праці, грн. (6=3+4+5)
		Тарифна ставка, грн.	Кількість відпрацьованих год.	Фактично нарах. з/пл., грн.			
А	Б	1	2	3	4	5	6
1.	Проектний менеджер	150	80	12000	525	-	-
2.	Інженер-програміст	130	530	68900	2600	-	-
3.	Тестувальник	100	40	4000	300	-	-
Разом		380	650	84900	8490	21946,25	115336,25

Опираючись на розрахунки витрат на оплату та зведену таблицю результатів 6.2 видно, що всього витрати на плату праці становлять 115336,25 грн.

### 6.3 Розрахунок матеріальних витрат

Матеріальні витрати є невід'ємною частиною розробки інформаційної та визначаються як добуток кількості витрачених матеріалів та їх ціни за формулою 6.6:



$$M_{ei} = q_i \cdot p_i, \quad (6.6)$$

де:  $q_i$  – кількість витраченого матеріалу  $i$ -го виду;  $p_i$  – ціна матеріалу  $i$ -го виду.

Звідси, загальні матеріальні витрати можна визначити за формулою 6.7:

$$Z_{м.в.} = \sum M_{ei}. \quad (6.7)$$

Результати проведених розрахунків наведено у таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – Результати розрахунків матеріальних витрат.

№ п/п	Найменування матеріальних ресурсів	Од. виміру	Фактично витрачено матеріалів	Ціна одиниці, грн.	Загальна сума витрат, грн.
1	CD диски	шт.	2	7,45	14,90
2	Папір для друку	листів	500	0,15	75,00
3	Чорнила для принтера	шт.	1	80,00	80,00
Всього					169,90

Згідно проведених розрахунків, матеріальні витрати становлять 169,90 грн.

#### 6.4 Розрахунок витрат на електроенергію

Однією із статей витрат є витрати на електроенергію під час проходження усіх етапів реалізації кінцевого продукту.

Затрати на електроенергію одиниці обладнання визначаються за формулою 6.8:

$$Z_e = W * T * S, \quad (5.8)$$

де  $W$  – необхідна потужність, кВт;  $T$  – кількість годин на реалізацію розробки;  $S$  – вартість кіловат-години електроенергії.

Вартість кіловат-години електроенергії слід приймати згідно існуючих на даний час тарифів. Отже, 1 кВт з ПДВ коштує 2,42 грн.

Потужність комп'ютерів для реалізації кінцевого продукту – 400 Вт, кількість годин роботи обладнання згідно таблиці 6.1 – 650 годин.

Визначимо витрати на електроенергію згідно формули 6.11:

$$Z_e = 0,4 * 650 * 2,42 = 629,20 \text{ грн.}$$

Згідно формули затрати на електроенергію становлять 629,20 грн.

### **6.5 Розрахунок суми амортизаційних відрахувань**

Для будь якої діяльності характерною є властивість зношування на зниження якості властивостей інструментарію та фондів за допомогою яких ведеться діяльність.

Для вирішення проблеми із відновленням даних фондів використовується амортизація, що являє собою процес трансформації вартості основних фондів на вартість продукції, яка щойно була створена, задля повного відновлення основних фондів.

Для визначення амортизаційних відрахувань використовується формула 6.9:

$$A = (B_B * H_A) / 100\% \quad (5.9)$$

де,  $B_B$  – балансова вартість обладнання, грн;

$H_A$  – норма амортизаційних відрахувань в рік, %%;

– річний робочий фонд часу, год;

– фактичний час роботи обладнання по написанню програми, год.

Комп'ютери та оргтехніка належать до четвертої групи основних фондів. Для цієї групи річна норма амортизації дорівнює 60 %% (квартальна – 15 %%).

Річний робочий фонд становитиме 2352 годин, так як робочий день становить 8 годин, а кількість робочих днів в місяці становить 24,5 годин.

Для даної розробки засобом розробки є комп'ютер. Його сума становить 18500 грн. Отже, амортизаційні відрахування будуть рівні:

$$A = 18500 \cdot 5\% / 100\% = 925 \text{ грн.}$$

Згідно проведених обчислень амортизаційні відрахування становлять 925 грн.

## 6.6 Обчислення накладних витрат

Накладні витрати пов'язані з обслуговуванням виробництва, утриманням апарату управління спілкою та створення необхідних умов праці.

В залежності від організаційно-правової форми діяльності господарюючого суб'єкта, накладні витрати можуть становити 20–60 %% від суми основної та додаткової заробітної плати працівників.

$$H_e = B_{o.n} * 0,2 \dots 0,6, \quad (6.10)$$

де  $H_e$  – накладні витрати.

Отже, накладні витрати становлять згідно формули 6.10:

$$H_e = 93390 * 0,2 = 18678 \text{ грн.}$$

Накладні витрати згідно розрахунку формули, становить 18678 грн.

## 6.7 Складання кошторису витрат та визначення собівартості науково-дослідницької роботи

Результати проведених вище розрахунків наведено у таблиці 6.4.

Таблиця 6.4

### Кошторис витрат на НДР

Зміст витрат	Сума, грн.	В %% до загальної суми
Витрати на оплату праці	93390	0,69
Відрахування на соціальні заходи	21946,25	0,15
Матеріальні витрати	169,9	0,01
Витрати на електроенергію	256,52	0,01
Амортизаційні відрахування	925	0,01
Накладні витрати	18678	0,13
Собівартість	135365,7	100

Собівартість ( $C_e$ ) програмного продукту розраховуємо за формулою:

$$C_e = B_{o.l.} + B_{c.z.} + Z_{m.v.} + Z_e + A + H_e . \quad (6.11)$$

Отже, собівартість розробки системи дорівнює:

$$C_e = 135365,70 \text{ грн.}$$

Загальний кошторис витрат та визначення собівартості науково-дослідницької роботи становить 135365,70 грн.

## 6.8 Розрахунок ціни розробки системи

Ціну науково-дослідної роботи можна визначити за формулою:

$$Ц = (C_B * (1 + P_{рен}) + K * B_{н.і.}) / K * (1 + ПДВ) \quad (6.12)$$

де  $P_{рен.}$  – рівень рентабельності, 30 %%;  $K$  – кількість замовлень, од. (встановлюється лише при розробці програмного продукту та мікропроцесорних систем);  $B_{н.і.}$  – вартість носія інформації, грн. (встановлюється лише при розробці програмного продукту);  $ПДВ$  – ставка податку на додану вартість, (20 %%).

Оскільки розробка є прикладною, і використовуватиметься тільки для одного підприємства, то для розрахунку ціни не потрібно вказувати коефіцієнти  $K$  та  $B_{н.і.}$ , оскільки їх в даному випадку не потрібно.

Тоді, формула для обчислення ціни розробки буде мати вигляд:

$$Ц = C_B * (1 + P_{рен}) * (1 + ПДВ) \quad (6.13)$$

Звідси ціна на роботу складе:

$$Ц = 135365,70 * (1 + 0,3) * (1 + 0,2) = 211170,49 \text{ грн.}$$

Загальний розрахунок ціни програмного продукту становить 211170,49 грн.

## 6.9 Визначення економічної ефективності і терміну окупності капітальних вкладень

Ефективність виробництва – це узагальнене і повне відображення кінцевих результатів використання робочої сили, засобів та предметів праці на підприємстві за певний проміжок часу.

Економічна ефективність ( $E_p$ ) полягає у відношенні результату виробництва до затрачених ресурсів:

$$E_p = \Pi / C_B \quad (6.14)$$

де  $\Pi$  – прибуток;  $C_B$  – собівартість.

Плановий прибуток ( $\Pi_{пл}$ ) знаходимо за формулою:

$$\Pi_{пл} = Ц - C_{\epsilon} . \quad (6.15)$$

Розраховуємо плановий прибуток:

$$\Pi_{пл} = 211170,49 - 135365,70 = 75804,79 \text{ грн.}$$

Отже, формула для визначення економічної ефективності набуде вигляду:

$$E_p = \Pi / C_B \quad (6.16)$$

Тоді,

$$E_p = 75804,79 / 135365,70 = 0,56.$$

Поряд із економічною ефективністю розраховують термін окупності капітальних вкладень ( $T_p$ ):

$$T_p = 1/E_p \quad (6.17)$$

Термін окупності дорівнює:

$$T_p = 1 / 0,56 = 1,79 \text{ р.}$$

Згідно формул плановий прибуток від розробки становить 75804,79 грн., економічна ефективність дорівнює 0,56, а термін окупності становить 1,79 року що вважається доцільним та економічно вигідним.

## **7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

### **7.1 Організація охорони праці при роботі з системою управління**

Охорона праці розглядає проблеми забезпечення здорових і безпечних умов праці. Виявляє і вивчає можливі причини нещасних випадків, професійних захворювань, аварій, вибухів, пожеж і розробляє систему заходів і вимог з метою виключення цих причин і створення безпечних і сприятливих для людини умов праці.

Завдання охорони праці є зведення до мінімуму імовірності пошкодження або захворювання працівників з одночасним забезпеченням комфорту при максимальній продуктивності праці.

Навчання працівників безпеці праці проводять відповідно до вимог ГОСТ 12. 0.004 - 79, який встановлює порядок і види навчання. На всіх підприємствах і в організаціях незалежно від характеру і ступеню небезпеки виробництва навчання працівників проводять при підготовці нових робітників, проведенні різноманітних видів інструктажів і підвищенні кваліфікації.

Контроль за своєчасним і якісним навчанням виконує відділ охорони праці чи інженер з охорони праці, або ІТП, на якого наказом керівника підприємства покладено ці обов'язки. Ті, що вперше поступають на роботу, навчання проходять згідно з "Типовим положенням про підготовку і підвищення кваліфікації робітників". В журналі обліку навчальної роботи реєструють навчальну тему, за якою проводилось навчання.

Інструктаж працюючих поділяють на вступний, початковий, на робочому місці, повторний, позаплановий і початковий.



Вступний інструктаж з усіма, хто поступає на роботу незалежно від їх освіти і стажу роботи по даній професії, проводить інженер з охорони праці за програмою, затвердженою головним інженером підприємства, про проведення вступного інструктажу з обов'язковим підписом того, хто проводив інструктаж і того, хто його отримував.

Початковий інструктаж на робочому місці, повторний, позаплановий і поточний проводить керівник робіт.

Початковий інструктаж на робочому місці проводять при прийомі на роботу нових робітників за інструкцією з охорони праці, розробленою для окремих професій або видів робіт. Всі робітники після цього інструктажу і перевірки знань 2-5 змін (залежно від навичок і стажу роботи) працюють під наглядом бригадира чи майстра, потім оформляється допуск до їх самостійної праці.

Повторний інструктаж проходять всі працівники незалежно від кваліфікації, освіти і стажу роботи через три місяці. Його проводять з метою перевірки знання робітниками правил і норм з охорони праці.

Позаплановий інструктаж проводять коли змінилися правила охорони праці або технологічний процес, обладнання, інструмент та інші фактори, що впливають на безпеку праці; коли працівники порушують правила охорони праці, що можуть призвести чи призвели до травм, аварій чи пожежі, вибуху. Його проводять індивідуально чи з групою робітників однієї професії за програмою початкового інструктажу на робочому місці. При його реєстрації вказують причину, яка спричинила його проведення.

Умови праці мають велике значення практично для всіх виробничих показників - продуктивності праці, якості робіт, безпеки працівників та інше.

Санітарно-гігієнічні умови праці характеризуються показниками виробничого середовища - рівнем освітлення, мікрокліматичними

параметрами, загазованістю і запиленістю повітряного середовища, рівнем шуму і вібрації, наявністю іонізуючого випромінювання та інше.

## 7.2 Електробезпека

Електричні установки, з якими доводиться мати справу практично всім працюючим по встановленню та налагодженню засобів автоматизації, виявляють для людини велику потенційну небезпеку, яка збільшується у зв'язку з тим, що органи чуття людини не можуть на відстані виявити присутність електричної напруги на обладнанні.

Степінь ураження електричним струмом залежить від цілого ряду факторів: значення сили струму, електричного опору тіла людини та тривалості протікання через неї струму, виду та частоти струму, індивідуальних властивостей людини та умов навколишнього середовища.

Конструкція електроустановок має відповідати умовам їх експлуатації та забезпечувати захист персоналу від дотику з струмоведучими та рухомими частинами, а обладнання - від попадання всередину посторонніх твердих тіл та води.

Конструкція, вид виконання, спосіб встановлення, клас ізоляції застосовуваних провідників, кабелів, пристроїв та іншого електрообладнання відповідають вимогам електробезпеки. За ступенем ураження людей електричним струмом котельня відноситься згідно ПУЕ 1.1.13 до категорії приміщень з підвищеною небезпекою (висока температура, можливість одночасного дотику до металевих елементів технологічного обладнання або металоконструкцій будинку та металевих корпусів електрообладнання).

У нормальному режимі роботи обладнання - можливість ураження працівників електричним струмом виключена. Але на випадок аварії для запобігання ураження струмом людей передбачене захисне заземлення.

Згідно ПУЕ 1.7.65 допустимий опір заземлення повинен бути не більшим 10 Ом.

При виконанні монтажних робіт використовуються переносні електроінструменти (електродрилі, електрошліфувальні установки, тощо). Для забезпечення безпечної праці корпуси однофазних електроприймачів повинні занулюватись.

Захист людини від ураження електричним струмом в мережах з зануленням здійснюється тим, що при замиканні одної з фаз на занулений корпус в ланці цієї фази виникає струм короткого замикання, що діє на струмовий захист (плавкий запобіжник, автомат), в результаті чого відбувається відключення аварійної ділянки від мережі. Крім того, ще до спрацювання захисту струм короткого викликає перерозподіл напруги в мережі, що приводить до зниження напруги корпусу відносно землі. Таким чином, занулення зменшує напругу дотику та обмежує час, на протязі якого людина, що доторкнулася до корпусу, може потрапити під дію напруги.

Для того, щоб забезпечити швидке (на протязі декількох секунд) відключення аварійної ділянки, струм короткого замикання повинен бути достатньо великим. Відповідно до вимог ПУЕ струм короткого замикання повинен не менше ніж в три рази перевищувати номінальний струм плавкої вставки найближчого запобіжника або номінальний струм нерегульованого розчеплювача автоматичного вимикача. При використанні автоматичних вимикачів, що мають тільки електромагнітний розчіплювач (відсічку), струм короткого замикання повинен перевищувати значення струму встановлення миттєвого спрацювання в 1,25-1,4 рази в залежності від номінального струму.

В однофазних електроприймачів, що включені між фазним та нульовим робочим проводами, занулення корпусів слід виконувати з допомогою окремого (третього) провідника, який повинен з'єднувати корпус електроприймача з нульовим захисним проводом. В таких випадках

під'єднувати корпуси електроприймачів для забезпечення електробезпеки до нульового робочого проводу недопустимо, оскільки при його розриві (перегоранні запобіжника) всі під'єднані до нього корпуси виявляться під фазною напругою відносно землі.

В мережі з зануленням недопустимо використовувати заземлення окремих електроприймачів, не під'єднавши їх перед цим до нульового захисного провідника. В цьому випадку при замиканні фази на заземлений, але не приєднаний до нульового захисного провідника корпус створюється коло струму через заземлення цього корпусу та заземлення нейтралі джерела струму. Такий випадок небезпечний, оскільки засоби захисту не зможуть відключити такий електроприймач через мале значення струму і тому небезпечна напруга на всіх корпусах може зберігатися тривалий період, поки заземлений приймач не буде відключений вручну.

Важливо відмітити, що якщо занулений корпус одночасно заземлений, то це тільки покращує умови безпеки, оскільки забезпечує додаткове заземлення нульового захисного проводу.

Для ізоляції людини від частин електроустановок, що знаходяться під напругою, використовуються основні та допоміжні ізолюючі засоби, а саме слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками, коврики, ізолюючі підставки, тощо.

У приміщеннях, де знаходяться вимірювальні прилади, необхідно забезпечити виконання заходів по боротьбі з статичною електрикою (тобто прилади повинні бути заземлені). Найпростішим засобом є підтримка відносної вологості повітря на рівні 50 - 60 % за допомогою побутового електрозволожувача.

Підлогу слід виконувати відповідно до ГОСТ 12.4.124-83, використовуючи антистатичне покриття на проходах і біля робочих місць.

Робітникам рекомендовано носити одягу з природних матеріалів або з комбінованих - природних і штучних волокон. Для зняття електростатичних зарядів з одягу слід використовувати антистатика побутового призначення.

Оскільки корпуси приладів виконані з металу, то для усунення небезпеки ураження людини електричним струмом (можливий пробій на корпус приладу) використовується захисне заземлення.

### 7.3 Розрахунок заземлення

Розрахуємо систему заземлення для електроустаткування, яке працює від напруги 220 В.

$$R_{\text{заз}} \leq \frac{U}{I_p} = \frac{220}{66} = 3.3 \leq 4 \text{ Ом}$$

Визначаємо опір ґрунту:  $\rho = k_n * \rho_n = 2 * 200 = 400 \text{ Ом м}$ ,

де  $k_n$  - коефіцієнт підсилення;

$\rho_n$  — питомий опір ґрунту (вибирається з довідкової літератури).

Визначаємо опір одиночного вертикального заземлювача:

$$R_B = \frac{\rho}{2\pi} \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} * \frac{4t+1}{4t-1} \right)$$

де  $t$  - відстань від середини заземлювача до поверхні ґрунту, м;

$l, d$  - довжина і діаметр стержня заземлювача, м;

$$R_B = 96 \text{ Ом.}$$

Визначаємо опір сталевий полоси, що з'єднує стержневі заземлювачі:

$$R_{II} = (\rho / 2\pi) * \ln(l^2 / dt) = 61 \text{ Ом.}$$

Визначаємо орієнтовне число стержневих заземлювачів:

$$n = R_B / [r_B] \eta_B = 96 / 4 * 1 = 24 \text{ шт.}$$

$r_B$  - допустимий по нормам опір заземляючого пристрою,

$\eta_B$ - коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів (для орієнтовного розрахунку приймається рівним 1).

Приймаємо розміщення вертикальних заземлювачів по контуру з відстанню між сталевими заземлювачами рівним 21. З довідкової літератури визначаємо  $\eta_B = 0,66$  і  $\eta_T = 0,39$ .

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів

$$n = R_B / [r_B] \eta_B = 96 / (4 * 0.66) = 36$$

Розраховуємо загальний розрахунковий опір аземлюючого пристрою R з врахуванням з'єднувальної полоси

$$R = R_B R_{II} / (R_B \eta_T + R_{II} \eta_B n) = 3.9 \text{ Ом.}$$

Розрахунок проведено правильно, оскільки виконується умова  $R \leq [r_B]$ .

### Розрахунок штучного заземлення:

Приймаємо, що опір захисного заземлення не повинен перевищувати 4 Ом:

$$R_{33} = \frac{R_c R_n}{R_c + R_n} \leq 4 \text{ Ом}$$

де  $R_{33}$  – опір захисного заземлення;

$R_c$  – опір стержневих заземлювачів;

$R_{II}$  - опір поперечних заземлювачів.

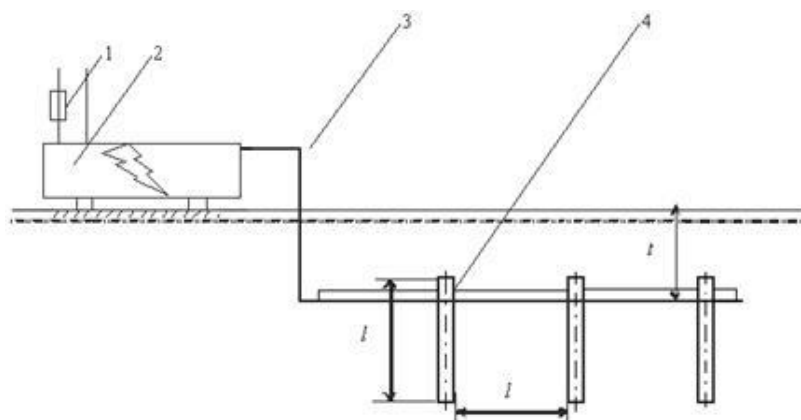


Рисунок 7.1 - Пристрій заземлення

4 – плавка вставка; 2 – електроустановка; 3 – з'єднувальна штаба; 4 – трубчатий заземлювач

Опір одиночного стержневого заземлювача розтіканню електричного струму:

$$R_{oc} = \frac{\rho_{\text{г}}}{2\pi l} \left( \ln \frac{2l}{d} + \ln \frac{4h' + l}{4h' - l} \right)$$

де  $h$  – відстань від поверхні ґрунту до заземлювача і становить 0,8 м;

$l$  – довжина стержневого заземлювача 3 м;

$d$  – діаметр стержневого заземлювача 50 мм.

$$R_{oc} = \frac{750}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left( \ln \frac{2 \cdot 3}{0,05} + \ln \frac{4 \cdot 0,8 + 3}{4 \cdot 0,8 - 3} \right) = 39,8 \cdot (0,18 + 3,43) = 143,8 \text{ Ом}$$

Опір одиночного поперечного заземлювача:

$$R_{ок} = \frac{\rho_{\text{г}}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bh'}$$

де  $l$  – довжина поперечного заземлювача 2,5 м;

$b$  – ширина полоси заземлювача 30 мм;

$\rho_{\text{г}}$  – розрахунковий опір ґрунту: для поперечних електродів 1000 Ом·м, для стержневих електродів 750 Ом·м.

$$R_{ок} = \frac{1000}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,5} \ln \frac{2 \cdot 2,5^2}{0,03 \cdot 0,8} = 63,7 \cdot 6,25 = 398,1 \text{ Ом}$$

В наслідок взаємовпливу вводимо коефіцієнт використання заземлювачів:

$$\eta = \frac{R_0}{nR_{\text{д}}}$$

де  $R_{\text{д}}$  – допустимий опір заземлення, що становить 4 Ом;

$R_0$  – опір одиночного заземлювача.

З цієї формули методом ітерацій підбирають  $n$ , при якому  $\eta = 1$ :

<b>n</b>	<b>R<sub>n</sub></b>	<b>R<sub>c</sub></b>	<b>R<sub>o</sub></b>	<b>η</b>
1	398,1	143,8	105,6	26,1
5	398,1	143,8	105,6	5,2
10	398,1	143,8	105,6	2,6
15	398,1	143,8	105,6	1,7
20	398,1	143,8	105,6	1,3
25	398,1	143,8	105,6	1,1
26	398,1	143,8	105,6	1,0
27	398,1	143,8	105,6	0,9

Отже приймаємо кількість одиночних заземлюючих електродів рівною

26.



## 8 ЕКОЛОГІЯ

### 8.1 Екологізація виробництва

Екологізація виробництва передбачає наявність взаємозв'язку і взаємозумовленості будь-яких дій з урахуванням екологічних вимог до розвитку НТП. У зв'язку з цим управління господарством країни і його функціонування повинні здійснюватися на основі раціонального природокористування та застосування нової технології, прогресивної організації маловідходних і безвідходних виробництв.

Екологізація виробництва — це розширене відтворення природних ресурсів шляхом вдосконалення технології, організації матеріального виробництва, підвищення ефективності праці в екологічній сфері.

#### Шляхи впровадження екологізації

Екологізація народного господарства, підприємств промисловості та АПК припускає інтенсивний розвиток НТП і переклад його на еколого-економічні, економіко-організаційні та еколого-технічні відносини.

Перший напрямок екологізації народного господарства можна здійснювати повсюдно в широких масштабах на діючих основних фондах народного господарства за допомогою екологізації всієї виробничо-господарської діяльності, не перериваючи її. При цьому в основному вирішуються завдання, які не потребують докорінної перебудови основних фондів, але дозволяють досягти суттєвих результатів щодо зниження забруднення навколишнього середовища та ресурсозбереження.

Другий напрямок екологізації господарства здійснюється при відтворенні основних його фондів.

## 8.2 Зниження енергосмності та енергозбереження.

Енергозбереження стосується зменшення споживання енергії за рахунок використання меншої кількості енергетичних послуг. Енергозбереження відрізняється від енергоефективності, яке стосується використання меншої кількості енергії в тій самій послугі. Наприклад, менше користуватись авто – енергозбереження, а пересісти на авто з меншою витратою палива – енергоефективність. Але і енергозбереження, і енергоефективність є техніками зменшення використання енергії.

### Оптимізація освітлення

- максимальне використання денного світла (збільшення кількості, площі та прозорості вікон);
- оптимальне розміщення джерел штучного світла (місцеве, направлене освітлення);
- використання освітлювальних приладів лише за необхідністю;
- підвищення світловіддачі наявних джерел світла (заміна люстр, відбивачів тощо);
- використання приладів управління освітленістю (датчики руху, акустичні датчики, датчики освітленості, таймери, дистанційне керування, дімери);
- запровадження автоматичної системи диспетчерського управління зовнішнім освітленням (АСДУ НО);
- установка інтелектуальних розподілених систем управління освітленням.

### Електропривід

- оптимальний підбір потужності електродвигуна;
- використання частотно-регульованого приводу.

Заходи по зниженню втрат тепла та підвищенню ефективності систем теплопостачання:

*джерело теплопостачання*

- зменшення витрат енергії та тепла на власні потреби;
- використання сучасного обладнання з вищим ККД теплогенерації, напр. конденсаційні котли;
- використання вузлів обліку теплової енергії;
- використання ко- і три- генерації.

*теплові мережі*

- ізоляція мереж для зниження втрат тепла у довкілля;
- скорочення шляху теплоносія від виробника до споживача теплової енергії (напр., міні-котельня у будинку)
- оптимізація гідравлічних режимів тепломереж;
- зменшення протікань.

*споживачі*

- належна ізоляція опалюваних приміщень;
- використання систем місцевого регулювання опалювальних приладів;
- переведення будинків в режим нульового споживання тепла для опалення (температура всередині підтримується за рахунок внутрішнього тепловиділення та гарної ізоляції);
- використання вузлів обліку теплової енергії.

*Економія води*

- встановлення приладів обліку використання води;
- використання води лише коли дійсно необхідно;
- встановлення установка зливних бачків, які мають функцію вибору інтенсивності зливу;
- встановлення автоматичних регуляторів витрат води, аераторів, сенсорних датчиків

### **8.3 Джерела електромагнітних полів, іонізуючого випромінювання та методи їх знешкодження.**

Розрізняють природні та штучні джерела електромагнітних полів (ЕМП). У процесі еволюції біосфера постійно перебуває під впливом ЕМП природного походження (природний фон): електричне та магнітне поля Землі, космічні ЕМП, передусім ті, що генеруються Сонцем. У період науково-технічного прогресу людство створило і все ширше використовує штучні джерела ЕМП. У теперішній час ЕМП антропогенного походження значно перевищують природний фон і є тим несприятливим чинником, чий вплив на людину з року в рік зростає. Джерелами, що генерують ЕМП антропогенного походження, є телевізійні та радіотрансляційні станції, установки для радіолокації та радіонавігації, високовольтні лінії електропередач, промислові установки високочастотного нагрівання, пристрої, що забезпечують мобільний та сотовий телефонні зв'язки, антени, трансформатори і т. ін. По суті, джерелами ЕМП можуть бути будь-які елементи електричного кола, через які проходить високочастотний струм. Причому ЕМП змінюється з тою ж частотою, що й струм, який його створює.

Ще на стадії проектування повинне бути забезпечене таке взаємне розташування опромінюючих та опромінюваних об'єктів, яке б зводило б до мінімуму інтенсивність опромінення. Потрібно зменшити імовірність проникнення людей у зони з високою інтенсивністю ЕМП, скоротити час перебування під опроміненням. Потужність джерел випромінювання мусить бути мінімально потрібною.

Важливе значення мають інженерно-технічні методи захисту: колективний, локальний та індивідуальний. Колективний захист спирається на розрахунок поширення радіохвиль в умовах конкретного рельєфу місцевості. Економічно найдоцільніше використовувати природні екрани –

складки місцевості, лісонасадження, нежитлові будівлі. Встановивши антену нагорі, можна зменшити інтенсивність поля, яке опромінює населений пункт, у багато разів.

При захисті від випромінювання екрана повинне враховуватись затухання хвилі при проходженні через екран (наприклад, через лісову смугу). Для екранування можна використовувати рослинність. Спеціальні екрани у вигляді відбивальних щитів дороги і використовуються дуже рідко.

Закритими називаються будь-які джерела іонізуючого випромінювання, будова яких виключає проникнення радіоактивних речовин у навколишнє середовище при передбачених умовах їхньої експлуатації і зносу.

Основними принципами забезпечення радіаційної безпеки при роботі із закритими джерелами іонізуючого випромінювання є:

- зменшення потужності джерел до мінімальних значень ("захист кількістю");
- скорочення часу роботи з джерелом ("захист часом");
- збільшення відстані від джерел до людей ("захист відстанню");
- екранування джерел випромінювання матеріалами, що поглинають іонізуюче випромінювання ("захист екраном").

Відкритими називаються такі джерела іонізуючого випромінювання, при використанні яких можливе потрапляння радіоактивних речовин у навколишнє середовище.

## ОСНОВНІ ВИСНОВКИ ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

В результаті виконання роботи було проведено аналіз основних принципів побудови розподілу в системах електропостачання, проведено аналіз методів створення таких систем.

Було описано процедури та стандарти створення систем диспетчерського управління, телемеханіки та релейної автоматики.

У роботі було розроблено систему керування роботою електричної підстанції для забезпечення автоматичного перемикання розподільних пристроїв та контролю температурного стану трансформаторів.

Система контролює розподіл електроенергії, при наявності пошкоджень перекомутує лінії передачі таким чином, щоб виключити пошкоджену ділянку та перерозподілити навантаження на інших споживачів.

Систему реалізовано на базі серії контролерів ОВЕН ПЛК 110 ТМ з можливістю віддаленого керування.

Впровадження системи забезпечує покращення процесу надання електроенергії та зменшує затрати часу на ремонтні роботи.

## БІБЛІОГРАФІЯ

1. А.Г. Микитишин, М.М. Митник, П.Д. Стухляк, В.В. Пасічник Комп'ютерні мережі. Книга 1. [навчальний посібник] (Лист МОНУ №1/11-8052 від 28.05.12р.) - Львів, "Магнолія 2006", 2013. – 256 с.
2. А.Г. Микитишин, М.М. Митник, П.Д. Стухляк, В.В. Пасічник Комп'ютерні мережі. Книга 2. [навчальний посібник] (Лист МОНУ №1/11-11650 від 16.07.12р.) - Львів, "Магнолія 2006", 2014. – 312 с.
3. Микитишин А.Г., Митник, П.Д. Стухляк. Комплексна безпека інформаційних мережевих систем: навчальний посібник – Тернопіль: Вид-во ТНТУ імені Івана Пулюя, 2016. – 256 с.
4. Микитишин А.Г., Митник М.М., Стухляк П.Д. Телекомунікаційні системи та мережі : навчальний посібник для студентів спеціальності 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» – Тернопіль: Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя, 2017 – 384 с.
5. <https://cyberleninka.ru/article/n/avtomatizirovannaya-sistema-tehnologicheskogo-upravleniya-elektricheskikh-setey-6-220-kv-s-tsifrovoy-podstantsiey-220-kv-i-vyshe-v-oao/viewer>.
6. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.] ; Под ред. И.П. Крючкова .– М. : Академия, 2005 .– 411 с .
7. [http://eprints.kname.edu.ua/46992/1/ПЕЧ\\_2013%2011МН%20Автоматизація.pdf](http://eprints.kname.edu.ua/46992/1/ПЕЧ_2013%2011МН%20Автоматизація.pdf).
8. <http://digitalsubstation.com/blog/2018/04/04/optimalnaya-avtomatizatsiya-podstantsii-35-kv/>.
9. <http://cons-systems.ru/avtomatizatciya-nergosnabzheniya>.
10. <https://pdfs.semanticscholar.org/a6e4/ae155b6e0c346ae50478cc9540c6653db84c.pdf>.