



**Міністерство освіти і науки України
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ**

**Факультет енергетики, робототехніки та
комп'ютерних технологій
Кафедра електропостачання та
енергетичного менеджменту**

О. А. Савченко

ТЕХНОЛОГІЇ SMART GRID

Конспект лекцій

**для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти
денної та заочної форми навчання
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

**Харків
2024**

Міністерство освіти і науки України
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет енергетики, робототехніки та
комп'ютерних технологій
Кафедра електропостачання та енергетичного менеджменту

О. А. Савченко

ТЕХНОЛОГІЇ SMART GRID

Конспект лекцій

**для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти
денної та заочної форми навчання
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

Затверджено рішенням
науково-методичної ради
факультету енергетики,
робототехніки та комп'ютерних
технологій
Протокол № 3
від 26 грудня 2024 року

Харків
2024

УДК 621.31
С 31

Схвалено на засіданні кафедри
електропостачання та енергетичного менеджменту
Протокол №4 від 11.12.2024 р.

Рецензенти:

Н. Г. Косуліна, д-р техн. наук, проф., проф. кафедри електромеханіки, робототехніки, біомедичної інженерії та електротехніки ДБТУ;

Ю. М. Хандола, канд. техн. наук, зав. кафедри електромеханіки, робототехніки, біомедичної інженерії та електротехніки ДБТУ.

С 31 Технології Smart Grid: конспект лекцій для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної та заочної форми навч. зі спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Держ. біотехнол. ун-т; авт.-уклад.: О. А. Савченко – Харків: [б. в.], 2024. – 76 с.

Конспект лекцій розроблено відповідно до програми навчальної дисципліни. Видання включає перелік тем та питань для вивчення, контрольні запитання та перелік рекомендованої літератури.

Видання призначена для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної та заочної форми навчання зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

УДК 621.31

Відповідальний за випуск: О. О. Мірошник, д-р техн. наук

© Савченко О. А., 2024.

© ДБТУ, 2024

ЗМІСТ

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ	4
ПЕРЕДМОВА	5
Тема 1. ПРИЗНАЧЕННЯ ТА ВИДИ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ З ТОЧКИ ЗОРУ SMART GRID	7
Тема 2. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ ТЕХНОЛОГІЇ SMART GRID	21
Тема 3. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ	33
Тема 4. СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	44
Тема 5. ПРИЗНАЧЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ SMART GRID	57
Тема 6. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ РІВНЯ РАЙОНУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	59
Тема 7. СУЧАСНІ «ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ» ТЕХНОЛОГІЇ В АВТОМАТИЗОВАНОМУ УПРАВЛІННІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАМИ	62
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ	75

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Вивчення навчальної дисципліни є методи та засоби підвищення ефективності електропостачання на базі платформи SMART GRID для створення нових технологій в області електроенергетики, електротехніки та електромеханіки.

Базовими дисциплінами для успішного засвоєння програмного матеріалу дисципліни є: основи електропостачання, моделювання в енергетиці, основи технічної експлуатації, надійність та діагностування енергетичного обладнання, електричні станції та підстанції, економічні розрахунки в інженерній діяльності, інформаційні системи та технології в енергетиці і промисловому виробництві.

Дана навчальна дисципліна забезпечує формування таких компетентностей:
Здатність знаходити нестандартні рішення професійних завдань із застосуванням технологій інтелектуальних електроенергетичних систем і мереж.

ПЕРЕДМОВА

Висока вартість органічних видів палива, обмеженість їх ресурсів та постійне зростання попиту на електричну енергію (за прогнозами на 2,2% щорічно) спонукає до пошуку вирішення питань ефективного енерговикористання та енергозабезпечення і розвитку альтернативних джерел електроенергії. На сьогодні енергія є одним із першочергових факторів існування суспільства, що в свою чергу потребує розвитку «енергетичного мислення» у світі, в тому числі і в Україні.

Основними проблемами електроенергетичної галузі України є значна зношеність обладнання електромережевого комплексу, а також відомча роз'єднаність в цій сфері. Підвищення надійності систем електропостачання неможливе без реформування електроенергетики та впровадження сучасних технологій. Однією з таких технологій є технології концепції Smart Grid, що дозволяє ефективно використовувати різні джерела генерації, в тому числі енергію сонця та вітру, зменшити втрати при передачі електричної енергії, зробити мережі гнучкими.

Модернізація і розвиток електроенергетичної галузі України пов'язані з вирішенням питань керування режимами роботи в енергосистемі, створенню більш ефективних засобів транспортування і розподілення електроенергії, що потребує застосування нових технологій. Найбільш перспективним на сьогоднішній день є реалізація проектів гнучких систем передавання електроенергії змінного струму і створення платформи Smart Grid. Термін Smart Grid визначає електричні мережі як інтелектуальні електромережі, які використовують швидкозростаючий комплекс сучасних технологій, технологічних процесів, улаштувань та додатків, за допомогою яких створюються електронні комунікації нового покоління.

Для скорочення витрат енергії та збереження довкілля вже реалізований ряд проектів з впровадження інтелектуальних мереж у різних країнах світу. В концепції Smart Grid значна увага приділяється питанню безпровідного обміну інформацією, що дозволяє прогнозувати генерацію електроенергії, визначати її доступність, ефективно використовувати та керувати її споживанням.

Концептуальні визначення інтелектуальної мережі вказують на важливу роль її в подальшому технологічному, економічному та екологічному розвитку суспільства. Крім вирішення задач зниження навантаження на навколишнє середовище, зменшення енергетичного дефіциту за рахунок використання поновлюваних джерел енергії, підвищення якості та надійності роботи енергосистеми в концепції ще є ще один дуже важливий аспект: Smart Grid є каталізатором економічного підйому.

Одним із основних показників, який необхідний для модернізації і подальшого розвитку енергосистем з метою підвищення ефективності управління режимами їх роботи на базі платформи Smart Grid є контроль поточних параметрів поточного стану повітряних ліній (ПЛ) з урахуванням метеоданих. Використання метеоданих дозволяє проводити моніторинг параметрів навколишнього середовища в районі розміщення ПЛ і, відповідно,

контролювати їх поточний стан, що дозволить оптимізувати використання їх реальної пропускнуої здатності, контролювати рівень технологічних втрат, виконувати оцінку граничних значень довгострокових і коротко-строкових струмів навантаження, регулювати перетоки потужності на повітряних лініях, а також давати оцінку погодним умовам у відповідних районах для аварійних бригад.

Тому моніторинг аварійних параметрів ПЛ і метеоумов у місцях їх експлуатації, збір і зберігання статистичних даних, прогнозна оцінка технічного стану ПЛ є актуальними завданнями на сучасному етапі.

Оперативний спеціалізований технічний і метеорологічний моніторинг можливо здійснити шляхом впровадження автоматизованої системи контролю аварійних режимів повітряних ліній і метеопараметрів у заданих точках електричних мереж.

Тема 1. Призначення та види автоматизованих систем з точки зору Smart Grid

1.1 Основні етапи створення та впровадження автоматизованої системи управління

Перший етап створення автоматизованої системи управління.

В інформаційних системах першого покоління (1963 – 1972 рр.), які в іноземній літературі відомі під назвою «системи обробки даних», «електронні системи обробки даних», у вітчизняній – «АСУ – позадачний підхід», для кожної задачі окремо готувалися дані, створювалася математична модель і розроблялося програмне забезпечення. До програм розв’язування задачі крім інших вносилися й процедури формування та ведення інформаційного фонду, необхідного для розв’язування задачі. Такий підхід зумовлював інформаційну надмірність (записані на машинний носій дані не могли бути використані для розв’язування іншої задачі), математичну надмірність (відомо, що моделі розв’язування різних економічних задач мають спільні блоки). Був позначений тривалістю і трудомісткістю і процес розробки програмного забезпечення кожної задачі. Крім того, дуже незначні зміни в організації інформаційного фонду задач зумовлювали потребу доопрацювання програмного забезпечення.

Подальшим розвитком інформаційних систем є створення АСУ на основі ідеології автоматизованих банків даних. Це інший етап створення АСУ, який розпочався 1972 року, коли вперше до плану на восьму п’ятирічку було внесено питання розвитку економіки і створення АСУ. Розширилися технічна та програмна бази АСУ, що позначилося на урізноманітненні варіантів їх побудови з орієнтуванням на окремі класи та моделі ЕОМ, включаючи міні- та мікрокомп’ютери. Зросла також багатоваріантність АС у зв’язку зі збільшенням кількості технологічних режимів експлуатації ЕОМ та всього комплексу технічних засобів, зокрема почалося запровадження діалогового режиму та режиму телеобробки даних.

Проте відмінність інформаційних систем другого покоління (1972 – 1986 рр.), які в іноземній літературі називались управлінськими (адміністративними) інформаційними системами, від АСУ першого покоління полягає в тому, що перші мали спільне інформаційне забезпечення всіх задач – базу даних. Організація єдиної бази даних стала можливою лише завдяки тому, що були створені спеціальні програмні продукти – системи управління базами даних (СУБД). Основне призначення СУБД – створення та підтримка в актуальному стані бази даних, а також зв’язок її з програмами розв’язування економічних задач (прикладні програми користувачів).

У середині 80-х років був накопичений значний досвід створення та використання інформаційних систем організаційного управління. Так, 1988 року функціонувало близько 6 000 АСУ різних рівнів та проблемної орієнтації, зокрема 2 600 АСУ підприємств і об’єднань – АСУП. Створено значну кількість автоматизованих систем управління технологічними процесами (АСУ ТП), систем автоматизованого проектування конструкцій та технологій (САПР).

Економічна ефективність багатьох нинішніх АСУ дуже значна. Середнє значення річного економічного ефекту АСУ становило 640 тис. крб. (1988 р.), а коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень досягав 0,88.

Крім прямого економічного ефекту, впровадження АСУ мало великий вплив на зміну характеру діяльності управлінського персоналу. Підвищилась оперативність, наукова обґрунтованість та об'єктивність прийнятих управлінських рішень; виникла можливість розв'язувати принципово нові економічні задачі, які до впровадження АСУ не розв'язув апарат управління; збільшився час на творчу роботу працівників за рахунок скорочення обсягів виконання рутинних операцій вручну; у наслідок автоматизації процесів інформаційного обслуговування підвищилась поінформованість управлінського персоналу.

Таблиця 1.1 – Характеристика етапів створення інформаційних систем

Етап	Період, роки	Назва етапу в нашій країні	Назва етапу в іноземній літературі	Схема розв'язування задачі
Перший	1963–1972	Створення АСУ (позадачний підхід)	Системи обробки даних	<u>Дані Дані</u> <u>Задачі Задачі</u> I I <u>Модель Модель</u>
Другий	1972–1985	Створення і розвиток АСУ згідно з концепцією баз даних	Управлінські інформаційні системи	<u>База даних</u> I <u>Задача Задача</u> I <u>Модель Модель</u>
Третій	Початок 1985 (триває досі)	Створення інтегрованих АСУ, обчислювальних систем і мереж	Системи підтримки прийняття рішень	<u>База даних</u> I <u>Задача Задача</u> I I <u>База моделей</u>

Другий етап створення автоматизованої системи управління

Докорінних змін у поліпшенні якості управління об'єктами господарювання не відбувалося. Досвід функціонування АСУ першого та другого поколінь виявив у них низку серйозних недоліків:

1. Значна кількість функцій управління, що стосується неструктурованих і слабоструктурованих процедур, залишилася без комп'ютерної підтримки. По суті в АСУ вирішені задачі щодо жорстких детермінованих алгоритмів, які не притаманні керівним структурам.

2. Стандартний набір задач і підсистем АСУ не забезпечив й необхідної гнучкості, через що модифікація та розширення функціонального складу системи пов'язані зі значними трудовитратами.

3. Чітка централізація обробки інформації в нинішніх АСУ не давала змоги здійснювати процеси оперативного керування і регулювання в реальному масштабі часу.

4. Недостатня кількість оптимізаційних задач у складі АСУ (1,5 % у середньому) пояснюється незацікавленістю користувачів у застосуванні оптимізаційних методів; відсутністю надійної та вірогідної інформації для використання оптимізаційних розрахунків; неможливістю та недоцільністю впровадження локальних оптимізаційних задач.

5. В АСУ, як правило, відсутні замкнені комплекси задач управління (планування, обліку, аналізу, регулювання). Різні типи АСУ (АСУП, САПР, АСУ ТП) діяли на об'єктах господарювання автономно, без взаємозв'язку.

6. Системи не забезпечували оперативної взаємодії з ЕОМ керівників різних рівнів. Пакетний режим функціонування АСУ (як основний) не давав змоги створювати системи підтримки прийняття управлінських рішень, що передбачають можливість вибору альтернативного рішення.

7. Впровадження систем не супроводжувалося необхідною перебудовою організаційних структур управління в умовах використання автоматизованої обробки даних.

Третій етап створення автоматизованої системи управління

Недоліки АСУ першого та другого поколінь спонукали до пошуків сучасніших форм та методів їх проектування, розробки концептуальної основи АСУ нового покоління.

Тому наступний етап створення інформаційних систем (почався приблизно із середини 80-х років) характеризується створенням інтегрованих систем. Це багаторівневі ієрархічні автоматизовані системи управління, які забезпечують комплексну автоматизацію останнього на всіх рівнях.

Складність функціонування таких великих соціально-економічних систем, як народне господарство України, зумовлює неможливість реалізації процесу управління за допомогою однієї або кількох локальних АСУ. Для цього потрібний комплекс (група) АСУ, кожна з яких забезпечує вирішення своїх функціональних задач управління. Причому йдеться не просто про об'єднання і

зв'язок локальних АСУ між собою, а про забезпечення інформаційного діалогу між ними та доступу однієї АСУ до інформаційних баз інших АСУ [1, 2].

Отже, **інтегровану автоматизовану систему управління (ІАСУ)** можна розглядати як ієрархічно організований комплекс організаційних методів, технічних, програмних, алгоритмічних і інформаційних засобів, які мають модульну структуру та забезпечують наскрізне узгоджене управління матеріальними та інформаційними потоками об'єкта управління.

Центральним поняттям в інтегрованих АСУ є поняття «інтеграція». Інтеграцію (рис. 1.1) можна визначити як спосіб організації окремих компонентів в одну систему, що забезпечує узгоджену і цілеспрямовану їх взаємодію, зумовлюючи велику ефективність функціонування всієї системи.

Інтеграцію в АСУ можна розглядати в кількох аспектах: функціональному, організаційному, інформаційному, програмному, технічному, економічному.

Функціональна інтеграція забезпечує єдність цілей та узгодження критеріїв і процедур виконання виробничо-господарських і технологічних функцій, спрямованих на досягнення визначеної мети. Основою функціональної інтеграції є оптимізація функціональної структури всієї системи, декомпозиція системи на локальні частини (підсистеми), формалізований опис функцій кожної підсистеми та протоколи взаємодії підсистем.

Організаційна інтеграція полягає в організації раціональної взаємодії персоналу управління на різних рівнях ієрархії ІАСУ і різних локальних її підсистем, що зумовлює узгодження дій персоналу в напрямку досягнення визначених цілей та погодженість управлінських рішень.

Інформаційна інтеграція передбачає єдиний комплексний підхід до створення й ведення інформаційної бази всієї системи та її компонентів на основі одного технологічного процесу збору, зберігання, передачі та обробки інформації, який забезпечує узгоджені інформаційні взаємодії всіх локальних АСУ та підсистем ІАСУ.

Програмна інтеграція полягає у використанні узгодженого та взаємопов'язаного комплексу моделей, алгоритмів і програм для забезпечення спільного функціонування всіх компонентів ІАСУ.

Технічна інтеграція – це використання єдиного комплексу сумісних обчислювальних засобів, автоматизованих робочих місць фахівців та локальних мереж ЕОМ, об'єднаних в одну розподілену обчислювальну систему, яка забезпечує автоматизовану реалізацію всіх компонентів ІАСУ.

Економічна інтеграція є узагальнюючим комплексним показником інтеграції системи і полягає в забезпеченні цілеспрямованого та узгодженого функціонування всіх компонентів ІАСУ для досягнення найбільшої ефективності функціонування всієї системи.

Сучасний етап розробки інформаційних систем в економіці країни характеризується створенням АСУ нового покоління, до яких належать експертні системи, системи підтримки прийняття рішень, інформаційнопошукові системи, системи зі штучним інтелектом. Основою створення таких систем є децентралізація структури ІАСУ та організація

розподільної обробки інформації.

Технічною передумовою створення таких систем є значне поширення персональних ЕОМ. Ці машини характеризуються низькою вартістю, невеликими габаритами, підвищеною надійністю, простотою в обслуговуванні та експлуатації, що дає змогу наблизити їх до місць виникнення та використання інформації, розділити їх за окремими сферами функціональної діяльності.

Організаційною передумовою виникнення таких систем стали процеси децентралізації управління, що відбуваються в країні.

Структурно вони реалізуються у вигляді мереж обчислювальних машин або мереж автоматизованих робочих місць.

1.2 Класифікація автоматизованих систем

Створенню автоматизованих систем (АС) у нашій країні приділяють багато уваги. За масштабами, темпами зростання, затратами матеріальних, фінансових і трудових ресурсів, а також за ступенем впливу на процеси управління проблема створення АС перетворилася на велике народногосподарське завдання.

Інформаційні системи можуть значно відрізнитися за типами об'єктів управління, характером та обсягом розв'язуваних задач і низькою іншими ознаками.

Загальноприйнятої класифікації АС нині не існує, тому їх можна класифікувати за різними ознаками.

1. За рівнем або сферою діяльності – державні, територіальні (регіональні), галузеві, об'єднань, підприємств або установ, технологічних процесів.

2. За рівнем автоматизації процесів управління – інформаційно-пошукові, інформаційно-довідкові, інформаційно-керівні, системи підтримки прийняття рішень, інтелектуальні АС.

3. За ступенем централізації обробки інформації – централізовані АС, децентралізовані АС, інформаційні системи колективного використання.

4. За ступенем інтеграції функцій – багаторівневі АС з інтеграцією за рівнями управління (підприємство – об'єднання, об'єднання – галузь тощо), багаторівневі АС з інтеграцією за рівнями планування тощо.

Державні АС призначені для вирішення найважливіших народногосподарських проблем країни. На базі використання обчислювальних комплексів та економіко-математичних методів у них складають перспективні та поточні плани розвитку країни, ведуть облік результатів та регулюють діяльність окремих ланцюгів народного господарства, розробляють державний бюджет та контролюють його виконання тощо.

Центральне місце в мережі державних АС належить автоматизованій системі державної статистики (АСДС). Роль та місце АСДС в ієрархії управління визначається тим, що вона є основним джерелом статистичної інформації, конче потрібної для функціонування всіх державних та регіональних АС.

Серед АС, із якими взаємодіє АСДС, важливе місце належить

автоматизованій системі планових розрахунків (АСПР). АСПР функціонує під час Міністерстві економіки України і є інформаційною системою, призначеною для розробки народногосподарських планів та контролю за їх виконанням в умовах застосування засобів обчислювальної техніки для збору та обробки інформації.

Процес взаємодії АСДС з АСПР має взаємний характер: статистична інформація, джерелом якої є АСДС, необхідна на всіх етапах складання перспективних і поточних планів розвитку господарства країни. У свою чергу, планова інформація надходить до АСДС і є основою для обліку та аналізу виконання планів і задач. Взаємодія АСДС та АСПР передбачає також спільний аналіз соціально-економічних проблем розвитку народного господарства, тому АСДС має повністю задовольнити потреби оптимального планування, проводити економіко-математичний аналіз демографічних процесів у суспільстві, міжгалузевих зв'язків, споживання та прибутків населення, показників діяльності підприємств.

АСДС взаємодіє також з державною інформаційною системою фінансових розрахунків (АСФР) під час Міністерстві фінансів України.

АСФР призначена для автоматизації фінансових розрахунків на базі сучасної обчислювальної техніки з формування державного бюджету країни та контролю за його виконанням. Причому вона використовує статистичну інформацію про випуск і реалізацію продукції, фонди споживання, запаси та витрати фінансових ресурсів тощо.

Відомі й інші державні АС, система обробки інформації з цін (АСОІ цін), система управління національним банком (АСУ банк), система обробки науково-технічної інформації (АСО НТІ) тощо.

Територіальні (регіональні) АС призначені для управління адміністративно-територіальним регіоном. Сюди належать АС області, міста, району. Ці системи виконують роботу з обробки інформації, яка необхідна для реалізації функцій управління регіоном, формування звітності й видачі оперативних даних місцевим і керівним державним та господарським органам.

Галузеві інформаційні системи управління призначені для управління підвідомчими підприємствами та організаціями. Галузеві АС діють у промисловості та в сільському господарстві, будівництві, транспорті тощо. У них озв'язують задачі інформаційного обслуговування апарату управління галузевих міністерств і їх підрозділів. Галузеві АС розрізняють за сферами застосування – промислова, наукова.

Інформаційні системи управління підприємствами (АСУП) або виробничими об'єднаннями (АСУ В) – це системи із застосуванням сучасних засобів автоматизованої обробки даних, економіко-математичних та інших методів для регулярного розв'язування задач управління виробничогосподарською діяльністю підприємства.

Структурна система АСУ має ту особливість, що виділені підсистеми згруповані за однорідними ознаками.

Так, наприклад, підсистеми, що належать до управління виробництвом, класифікують за ознаками, які характерні для виробничого підприємства даної

галузі це:

- функціональна ознака (група А);
- ознака забезпечення (група Б);
- ознака видів виробництва (група В).

Кожна з наведених класифікацій груп у свою чергу об'єднує тільки ті підсистеми, які відповідають головній класифікаційній властивості даної групи.

Такий підхід до класифікаційних підсистем АСУП дозволяє групувати комплекси розв'язуваних на ЕОМ задач за всіма класифікаційними ознаками, виділивши головний серед них.

Наприклад, щодо планування (А-2) вирішується комплекс задач пов'язаних із виробництвом та випуском продукції, з технічної підготовки основного виробництва і т.д.

За умови іншої організаційної структури об'єкта управління, комплекси задач можна групувати в іншій послідовності.

Наприклад, управління забезпеченням трудовими ресурсами включає комплекс задач для всіх функціональних підсистем. Під час цього не дивлячись на те чи інше групування комплексу задач методика вирішення даної задачі не змінюється, міняється лише її місце в тому чи іншому комплексі задач.

Інформаційні системи управління технологічними процесами (АСУ ТП) керують станом технологічних процесів (робота верстата, домни тощо). Перша й головна відмінність цих систем від розглянутих раніше полягає передусім у характері об'єкта управління; для АСУ ТП – це різноманітні машини, прилади, обладнання, а для державних, територіальних та інших АСУ – це колективи людей. Друга відмінність полягає у формі передачі інформації. Для АСУ ТП основною формою передачі інформації є сигнал, а в інших АСУ – документи.

Залежно від мети функціонування та задач, які покладені на АС на етапах збору та змістової обробки даних, розрізняють такі типи АС:

- інформаційно-пошукові;
- інформаційно-довідкові;
- інформаційно-управлінські;
- інтелектуальні інформаційні системи та системи підтримки

прийняття рішень.

Інформаційно-пошукові системи (ІСП) орієнтовані на розв'язування задач пошуку інформації. Змістова обробка інформації в таких системах відсутня.

В інформаційно-довідкових системах (ІДС) за результатами пошуку обчислюють значення арифметичних функцій.

Інформаційно-управлінські системи (відомі у вітчизняній літературі під назвою «автоматизовані системи організаційного управління») – це організаційно-технічні системи, які забезпечують формування рішення на основі автоматизації інформаційних процесів у сфері управління. Отже, ці системи призначені для автоматизованого вирішення широкого кола задач управління.

До інформаційних систем нового покоління належать системи підтримки прийняття рішень (СППР) та інформаційні системи, побудовані на штучному інтелекті (інтелектуальні АС).

СППР – це інтерактивна комп'ютерна система, яка призначена для

підтримки різних видів діяльності пвд час прийняття рішень із слабоструктурованих або неструктурованих проблем. Інтерес до СППР – перспективної галузі використання обчислювальної техніки та інструментарію підвищення ефективності праці у сфері управління економікою, постійно зростає. У багатьох країнах розробка та реалізація СППР перетворилася на ділянку бізнесу, що швидко розвивається.

Штучний інтелект – це штучні системи, створені людиною на базі ЕОМ, що імітують розв’язування людиною складних творчих задач. Створенню інтелектуальних інформаційних систем сприяла розробка в теорії штучного інтелекту логіко-лінгвістичних моделей. Ці моделі дають змогу формалізувати конкретні змістовні знання про об’єкти управління та процеси, що відбуваються в них, тобто ввести в ЕОМ логіко-лінгвістичні моделі поряд з математичними. Логіко лінгвістичні моделі – це семантичні мережі, фрейми, продуктивні системи – іноді об’єднуються терміном «програмно-апаратні засоби в системах штучного інтелекту».

Розрізняють три види інтелектуальних АС:

1. Інтелектуальні інформаційно-пошукові системи (системи типу «запитання – відповідь»), які в процесі діалогу забезпечують взаємодію кінцевих користувачів – непрограмістів з базами даних і знань професійними мовами користувачів, близьких до природних;

2. Розрахунково-логічні системи, які дають змогу кінцевим користувачам, що не є програмістами та фахівцями в галузі прикладної математики, розв’язувати в режимі діалогу з ЕОМ свої задачі з використанням складних методів і відповідних прикладних програм;

3. Експертні системи, які дають змогу провадити ефективну комп’ютеризацію областей, у яких знання можуть бути подані в експертній описовій формі, але використання математичних моделей утруднене або неможливе.

В економіці України найпоширенішими є експертні системи. Це системи, які дають змогу на базі сучасних персональних комп’ютерів виявляти, нагромаджувати та коригувати знання з різних галузей народного господарства (предметних областей).



Рисунок 1.1 – Поняття інтеграції

1.3 Структура комп'ютерних інформаційних систем

Комп'ютерні інформаційні системи належать до класу складних систем, які містять у собі велику кількість різноманітних елементів, що взаємодіють.

Тому під час створення комп'ютерних АС потрібно визначати їхню структуру [3].

Загалом під структурою комп'ютерної АС розуміють характеристику внутрішнього стану системи, опис постійних зв'язків між її елементами.

Під час опису АС використовують кілька видів структур, які відрізняються типами елементів та зв'язків між ними.

Наприклад, згідно з РД 50-680-88 під час описуванні систем використовують функціональні, технічні, організаційні, документальні, алгоритмічні, програмні та інформаційні структури.

Функціональна структура – це структура, елементами якої є підсистеми (компоненти), функції АС або її частини, а зв'язки між елементами – це потоки інформації, що циркулює між ними під час функціонування АС.

Технічна структура – це структура, елементами якої є обладнання комплексу технічних засобів АС, а зв'язки між елементами відбивають інформаційний обмін.

Організаційна структура, елементами якої є колективи людей і окремі виконавці, а зв'язки між елементами – інформаційні, супідрядності та взаємодії.

Документальна структура – це структура, елементами якої є неподільні складники і документи АС, а зв'язки між елементами – взаємодії, входимості та супідрядності.

Елементами **алгоритмічної структури** є алгоритми, а зв'язки між алгоритмами реалізуються за допомогою інформаційних масивів.

У програмній структурі зв'язки між елементами також реалізуються у вигляді інформаційних масивів, а елементами структури є програмні модулі.

Інформаційна структура – це структура, елементами якої є форми існування і подання інформації в системі, а зв'язки між ними – операції перетворення інформації в системі.

Елементами інформаційної структури можуть бути також інформаційні масиви, а зв'язками – операції роботи з масивами: введення, коригування, перегляд, знищення тощо.

Глибина розподілу інформаційної системи, тобто склад і зміст її елементів можуть суттєво розрізнятися залежно від мети, поставленої перед конкретною інформаційною системою. Крім того, склад елементів за інших однакових умов залежить від сфери дії АС.

Повної і загальноприйнятої класифікації елементів АС досі не існує. Але практика їх функціонування показує, що майже в усіх АС вирізняють такі елементи, як «функція АС» і «компонент (підсистема) АС».

Функція АС – це сукупність дій інформаційної системи, яка спрямована на досягнення визначеної мети. Перелік функцій конкретної АС залежить від сфери її діяльності, об'єкта управління, призначення її та інші. Наприклад, в інформаційній системі управління фінансами країни виділяють дві основні функції: планування бюджету і виконання бюджету.

Компонент (підсистема) АС – це її частина, що виділена за зазначеною ознакою або сукупністю ознак і розглядається як одне ціле. Компоненти комп'ютерної АС за своїм призначенням передусім поділяють на забезпечувальні та функціональні. Забезпечувальні містять у собі організаційне, методичне, технічне, математичне, програмне, інформаційне, лінгвістичне, правове та ергономічне забезпечення.

До **організаційного забезпечення** належить сукупність документів, що описують технологію функціонування АС, методи вибору і застосування користувачами технологічних прийомів для отримання конкретних результатів

під час функціонування АС.

Для забезпечення функціонування комп'ютерної АС необхідно мати низка ресурсів і обов'язково предмети праці, засоби праці та працю (праця). Роль перших в АС виконує інформація (інформаційне забезпечення), яка відіграє також роль продукту праці. Засобами праці є різні технічні засоби АС, які виконують функції технічного забезпечення. Таку саму функцію певною мірою виконують засоби математичного і програмного забезпечення. Що ж до самої праці, то, природно, кадри фахівців також потрібні будь-якій АС.

Інформаційне забезпечення містить у собі не лише інформаційні ресурси як предмет праці та інформацію як продукт праці, а й засоби та методи ведення всієї інформаційної бази – об'єкта управління.

Отже, до інформаційного забезпечення належать також методи класифікації та кодування інформації, способи організації нормативнодовідкової інформації, побудови банків даних, зокрема побудови і ведення інформаційної бази тощо.

Технічне забезпечення об'єднує сукупність усіх технічних засобів, використовуваних під час функціонування комп'ютерної АС.

До **математичного забезпечення** віднесено сукупність математичних методів, моделей і алгоритмів розв'язування задач, які застосовуються в АС; моделі та алгоритми, що входять до цього забезпечення як інструмент подальшої розробки програмних засобів. Моделі системи управління та об'єкта автоматизації належать звичайно до організаційного забезпечення.

Програмне забезпечення є сукупністю програм на носіях даних і програмних документів, які призначені для налагодження, функціонування і перевірки працездатності АС.

Лінгвістичне забезпечення містить сукупність засобів і правил для формалізації природної мови, які використовуються під час спілкування користувачів та експлуатаційного персоналу АС з комплексом засобів автоматизації під час функціонування АС.

До **правового забезпечення** належить сукупність правових норм, які регламентують правові відносини під час функціонування АС та юридичний статус результатів такого функціонування.

Методичне забезпечення містить у собі сукупність документів, які описують технологію функціонування АС, методи вибору і застосування користувачами технологічних прийомів для отримання конкретних результатів під час функціонування АС.

Ергономічне забезпечення АС є сукупністю засобів і методів, які створюють найсприятливіші умови праці людини в АС, умови для взаємодії людини та ЕОМ.

Функціональний підхід до структури АС дає змогу виділити підсистеми (компоненти) під час різного визначення поняття «функція управління». Найбільшого поширення набуло створення функціональних підсистем за ознакою управління об'єктами (елементами) виробничого процесу та за ознакою стадій управління.

Так, у першому випадку формуються функціональні підсистеми,

наприклад управління технічною підготовкою виробництва, основним виробництвом, допоміжним виробництвом, матеріальними ресурсами, трудовими ресурсами тощо.

В інформаційних системах органів загальнодержавного управління і невиробничої сфери така структура пов'язана з функціями, які виконують установи. Наприклад, в автоматизованій системі державної статистики (АСДС) передбачені функціональні підсистеми статистики промисловості, сільського господарства, капітального будівництва тощо. У функціональній структурі АСДС неначе повторюється склад функціональних підрозділів Міністерства статистики України.

В іншому випадку з позицій стадій управління виділяють функціональні підсистеми прогнозування, перспективного планування, оперативного управління, бухгалтерського обліку тощо.

Перелік таких функціональних підсистем у різних АС неоднаковий. Певною мірою це пояснюється відсутністю єдиного погляду на склад функцій управління в народному господарстві.

Задача в комп'ютерній АС або задача обробки даних визначається як функція чи її частина, що є формалізованою сукупністю автоматичних дій, виконання яких має приводити до результатів заданого виду. Наприклад, задачею в АСУП може бути нарахування відрядної заробітної плати бригаді, облік розрахунків із постачальниками сировини, облік валютних операцій тощо.

Задачі, що розв'язуються в комп'ютерних інформаційних системах, мають низку характерних особливостей, що впливають на технологію автоматизованої обробки даних.

1. Інформаційний взаємозв'язок, який виявляється в тому, що результати розв'язування одних задач є вихідними даними для розв'язування інших. Ця особливість впливає на склад та зміст інформаційної бази комп'ютерної системи, потребує також вибору способів і методів нагромадження і зберігання інформації в системі.

2. Масовість та груповий характер вирішення. Як правило, економічні розрахунки виконуються через певні проміжки часу, причому визначають не один, а групу взаємопов'язаних економічних показників. Ця особливість впливає на структуру алгоритмів розв'язування задач, а також на склад та зміст програмного забезпечення систем.

3. Потреба багатоваріантного розв'язування. Це стосується задач прогнозування, планування та прийняття рішень. Саме тому в комп'ютерній системі мають бути передбачені відповідні спеціальні інструментальні та апаратні засоби, наприклад бази моделей для задоволення вказаних потреб.

4. Чітко регламентовані терміни подання вихідних даних і результатів розв'язування задач, а також вимоги до точності вихідних даних і результатів розв'язування задач. Тому під час створенні комп'ютерної ІС необхідно вирішувати питання контролю інформації на всіх етапах її переробки (перетворення).

5. Постійні зміни складу економічних показників та методик їхнього розрахунку. Ця особливість впливає на склад і зміст програмного забезпечення,

особливо на його прикладну частину.

Різноманітність вирішуваних у комп'ютерних інформаційних системах завдань потребує їхньої класифікації (рис. 1.2).

Класифікацію завдань обробки даних за шістьма основними ознаками, які найчастіше зустрічаються в спеціальній літературі, наведено на рисунку 1.2. За функціями управління розрізняють планові, облікові, контрольні завдання, завдання нормування показників, складання звітності тощо.

За характером перетворення інформації завдання в АС поділяють на обчислювальні, імітаційні, прийняття рішень.

За роллю в процесі управління розрізняють інженерно-технічні, економічні та інформаційно-довідкові завдання.

За математичною суттю завдання комп'ютерної АС поділяють на оптимізаційні, прямого розрахунку та інформаційно-пошукові.

Оптимізаційні завдань вирішують шляхом пошуку одного рішення із великої кількості можливих варіантів. Вони характеризуються складною методикою розрахунків (що зумовлює необхідність використання різноманітних моделей), а також відносно невеликими розмірами вихідних даних.

В основній своїй масі завдання сучасної комп'ютерної АС належать до завдань прямого розрахунку. Для них характерні великі розміри і складність вихідних даних, проста методика розрахунку й одноваріантність вирішення.

Інформаційно-пошукові завдання, тобто завдання типу «запитання – відповідь» характеризуються складною методикою розрахунку та значними розмірами вихідної інформації.

За можливістю формалізованого опису завдання АС поділяють на формалізовані та неформалізовані. Розв'язування перших можна описати у вигляді математичних формул та залежностей, щодо інших – цього зробити не можна.

За регулярністю вирішення завдань АС поділяють на систематичні, епізодичні та випадкові.

Задача ІС — функція чи її частина, що являє собою формалізовану сукупність автоматичних дій, виконання яких приводить до результатів заданого виду

Особливості

Інформаційний взаємозв'язок
Масовість та груповий характер розв'язування
потреба багатоваріантного розв'язання
Чітко регламентовані терміни подання вхідних даних і результатів розв'язування

Ознаки класифікації



Рисунок 1.2 – Класифікація завдань

Тема 2. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ ВУМОВАХ ТЕХНОЛОГІЇ SMART GRID

Розвиток сучасних технологій передбачає комп'ютеризацію практично всіх систем аналізу та спостереження. Нова епоха технічного розвитку характеризується появою геоінформаційних систем (ГІС). Геоінформаційні технології, ГІС-технології – технологічна основа створення географічних інформаційних систем, що дозволяють реалізувати їхні функціональні можливості. Для створення і функціонування ГІС необхідні комп'ютерна техніка, відповідне програмне забезпечення, початкові дані, включаючи атрибутивні, і, звичайно ж, люди, що вміють не тільки користуватися комп'ютером і програмним забезпеченням, а осмислено з їх допомогою оперувати інформацією, зокрема що має і просторовий складник.

2.1 Поняття про геоінформаційні системи

Поняття «геоінформатика», «географічна інформаційна система» аналізуються в багатьох публікаціях [5, 6]. На сторінках наукової періодики та в монографіях триває дискусія, чого більше в геоінформатиці: географії, геодезії, математики чи інформатики? Не вступаючи дискусію, зупинимось на визначеннях, які найповніше розкривають проблему. Мова йде про нову предметну сферу – геоінформатику, в назві якої визначається як сам гіперскладний об'єкт дослідження у вигляді геосистеми, так і комплексний метод його дослідження на основі комп'ютерних інформаційних технологій.

Предметом геоінформатики, як і географії, є географічна оболонка Землі завтовшки в декілька кілометрів (атмосфера, літосфера, гідросфера, біосфера), а також процеси взаємодії всіх її складників. Враховуючи роль і вплив людини на природу, в геосистему включають також соціосферу і техносферу. До фундаментальних методів і принципів географічного підходу у вивченні геосистеми належать: територіальність, комплексність, конкретність і глобальність на основі використання загальної для географічної науки картографічної мови [3, 4, 5]. Інформатика вивчає закономірності та методи збору, накопичення, передачі й обробки інформації з використанням електронних обчислювальних машин [4]. Виходячи з цього, можна конкретизувати предмет і завдання геоінформатики, які полягають у дослідженні інформаційних потоків про геосистему, у вивченні закономірностей та методів збору, накопичення, передачі й обробки інформації про об'єкти та явища геосистеми з використанням комп'ютерних технологій. Сутність геоінформаційного методу дослідження полягає в реалізації методів та принципів географічного підходу до вивчення геосистеми на основі інформаційних технологій збору даних, створення комп'ютерних баз знань та баз геопросторових даних, програмних засобів просторового аналізу та моделювання, а також мови взаємодії в системі «людина – комп'ютер» за електронними картами та комбінованими геоображеннями.

Геоінформатика, яка має корені у двох метанауках (географії та інформатиці), також розглядається як метанаука, оскільки вона багатоаспектна за

своїм застосуванням в інформаційному моделюванні різних явищ і об'єктів, що характеризуються просторово-часовими властивостями, а також має багато розділів, де вивчаються і розробляються спеціальні методи та системи обробки і використання геопросторових даних [4].

Геоінформаційні системи є практично-цільовим продуктом геоінформатики, організаційно-технологічним середовищем активізації геоінформаційних ресурсів локальних територій, регіонів, країн і світу в цілому. ГІС розглядають як сукупність засобів інформаційних технологій для збору геопросторових даних, створення і використання цифрових моделей геосистеми із застосуванням усього арсеналу методів і засобів комп'ютерної обробки та візуалізації інформації, формалізації та накопичення знань, зокрема й на основі комунікативної потужності інформаційних мереж.

ГІС надає географам (а точніше – всім геофахівцям: геодезистам, геологам, геофізикам, картографам та багатьом іншим) такі засоби обробки просторової інформації, «які вони шукали в продовж 2 000 років. ГІС є одночасно телескопом, мікроскопом, комп'ютером і копіювальною машиною з метою регіонального аналізу та синтезу» [6]. Але застосування геоінформаційних систем не обмежується суто географічними проблемами, вже сьогодні вони потенційно здатні забезпечити просторово-часовою інформацією всі ланки моделювання та управління в різноманітних сферах професійної діяльності (управління територіями, військова справа, кадастри природних ресурсів і нерухомості, екологія, навігація і транспорт, містобудування тощо).

Завдяки ГІС зростає роль географічної інформації як загальнолюдського та соціального предмету споживання.

2.2 Класифікація геоінформаційних систем

Виходячи з високого ступеня міждисциплінарності ГІС, в основу класифікації можна покласти такі групи ознак (рис. 2.1):

- за призначенням – цільове використання та характер завдань, що вирішуються;
- за проблемно-тематичною орієнтацією – сфера застосування;
- за територіальним охопленням – розмір території, що представлена в базі геопросторових даних;
- за переважним способом організації геопросторових даних – формати введення, зберігання, обробки і відображення географічної інформації;
- за ступенем доступу та використання геопросторових даних – рівень інформаційних мереж, у середовищі яких функціонує система (від глобальних до локальних обчислювальних мереж – ЛОМ).

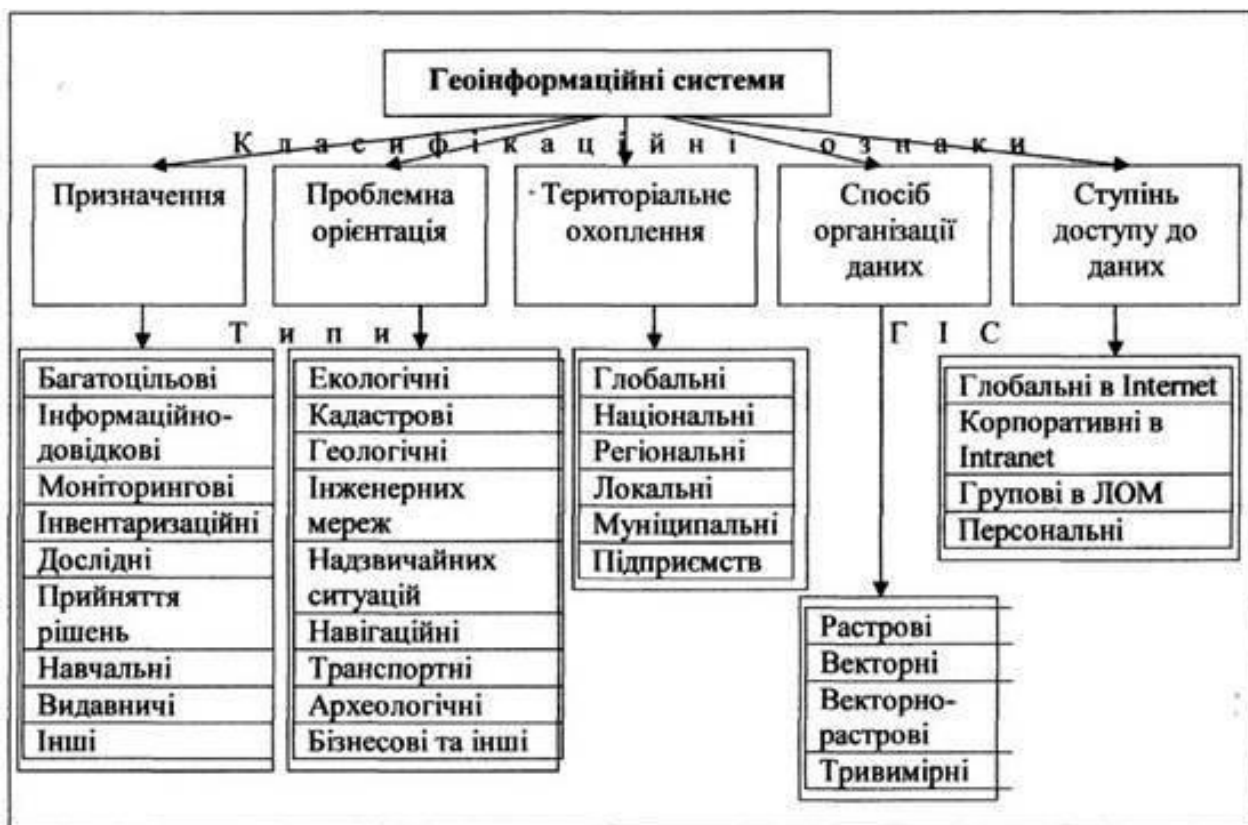


Рисунок 2.1 – Типи ГІС за класифікаційними ознаками

Ця система ознак утворює п'ятивимірний простір класифікації ГІС, у якому певна геоінформаційна система може бути асоційована з точкою, координати якої відповідають класифікаційним ознакам геоінформаційної системи. Так, кадастрова ГІС може бути дослідною, охоплювати територію певного регіону, базуватися переважно на векторних форматах просторових даних та мати доступ до корпоративної мережі.

2.3 Концептуальне моделювання геоінформаційних систем у системі моніторингу

Концептуальна модель має забезпечувати такі основні функції [4, 5, 6]:

- підтримувати структури та засоби, котрі дозволяють відображати знання про предметну сферу і систему прозоро та ясно для кращої взаємодії розробників і користувачів системи;
- містити такі конструкції, які достатні для найповнішого уявлення особливостей предметної сфери і самої системи;
- надавати засоби перетворення КМ в реалізаційні моделі (тобто в логічну та фізичну модель даних, у специфікації програмних компонентів, у граматики мов взаємодії тощо).

Упродовж століть просторові дані та знання фіксували, накопичували та передавали переважно в картографічній формі. Природно, що основним джерелом просторових даних для ГІС до певного часу були картографічні матеріали. У технології збору та обробки просторових даних переважав картографічний підхід (рис. 2.2, а): на основі зібраних початкових даних спочатку створювали карту, яку

в подальшому сканували та векторизували з метою формування цифрової картографічної моделі для ГІС. Розвиток ГІС, GPS, цифрової фотограметрії та цифрових методів зумовив становлення наскрізних інформаційних технологій збору та обробки геопросторових даних (рис. 2.2, б), спричинив трансформацію геоінформаційних методів у самому картографуванні [1, 12]. Первинною продукцією інформаційних технологій є бази геопросторових даних, моделі об'єктів у яких не зазнають картографічних «спотворень», оскільки вони не зазнають ні генералізації, ні змін складу та роздільної здатності в контексті певного масштабу карти. Об'єкти в таких моделях відображаються з точністю й роздільною здатністю геодезичних вимірів та застосовуваних технологій збору первинних даних. Цифрові картографічні моделі, як і моделі інших геообразень, а також самі карти, перетворюються в похідну (від баз геопросторових даних) продукцію.

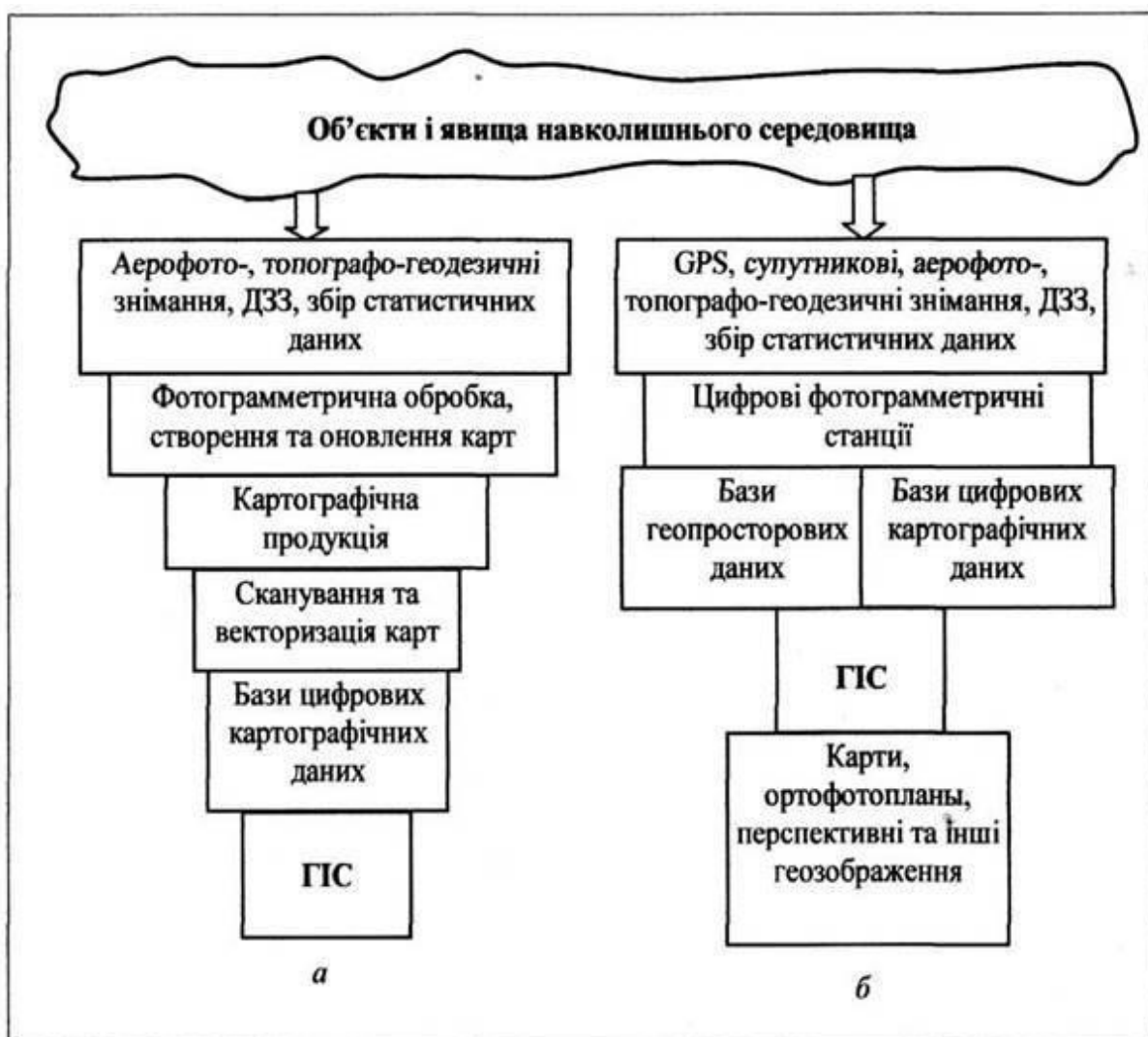


Рисунок 2.2 – Технології збору й обробки геопросторових даних у картографічному (а) та інформаційному (б) підходах.

Концептуальна модель узагальненої ГІС як модель обробної системи (рис. 2.3) відображає процеси перетворення сукупності вхідної множини первинних даних у множину моделей у базі геопросторових даних та у множину комплексних

геозображень, які надаються користувачам системи як результат моделювання для аналізу стану геосистеми та прийняття управлінських рішень. Термін «узагальнена ГІС» використано для підкреслення факту абстрагування від конкретної сфери її застосування.

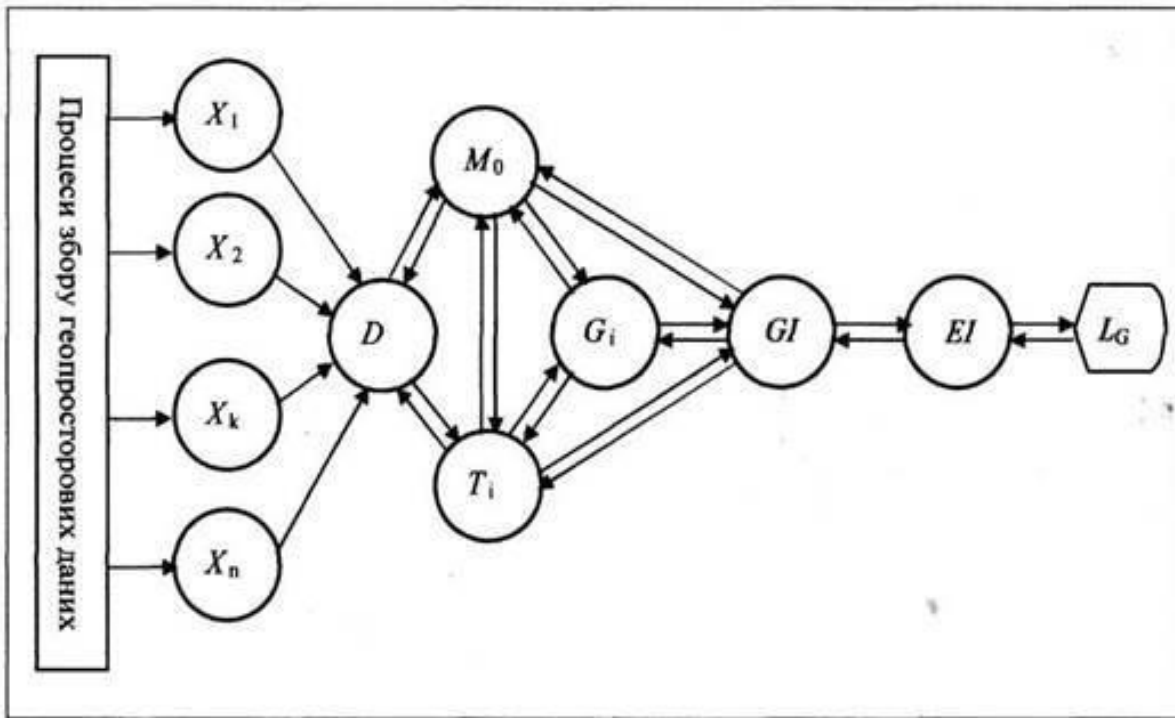


Рисунок 2.3 – Концептуальна модель ГІС як обробної системи.

Формально така система S визначається як сукупність вхідних, проміжних і вихідних моделей геопросторових даних, процесів їх обробки і перетворення та формальних мов взаємодії процесів між собою і користувачів з системою. Її можна записати так:

$$S = \{X, D, M_0, T, G, GI, EI, F_{ij}, L\},$$

де X – множина вхідних даних отриманих у процесі топографо- геодезичних зйомок, GPS вимірювань, ДЗЗ тощо;

D – база упорядкованих вхідних даних в уніфікованих форматах; M_0 – модель базового набору геопросторових даних;

T – множина тематичних моделей геопросторових даних;

G – множина моделей даних за спеціальними прос (геометричними) схемами, зокрема тривимірні (3D) цифрові моделі рельєфу та місцевості;

GI – цифрові моделі карт та інших геозображень; EI – цифрові моделі електронних геозображень;

$F_{ij} : M_i \rightarrow M_j$ – функції перетворення моделі M_i у модель M_j , зокрема: $F_{xd} : X_i \rightarrow D$ – перетворення первинних даних в уніфіковані формати, $F_{dm} : D \rightarrow M_0$ – створення (оновлення) моделі базового набору геопросторових даних на основі

первинних;

$F_{dm} : D \rightarrow T_i$ – створення тематичних моделей геопросторових даних на основі первинних, а також аналогічні прямі й зворотні перетворення для усіх інших моделей (у напрямку стрілок між моделями, рис. 2.3);

L – множина формальних мов та інтерфейсів взаємодії процесів, зокрема мова LG для подання електронних геозображень користувачам системи та інтерактивного доступу користувачів до геопросторових даних і програм їхньої обробки.

З точки зору користувачів можна говорити про комплексне перетворення вхідних даних в електронні геозображення $F_{d_ei} : D \rightarrow EI$, в якому відбір моделей геопросторових даних та методів їх обробки визначається завданнями та запитам користувачів. Але концептуально важливо розрізняти моделі геопросторових даних та моделі цифрових і електронних карт. Це різні сутності і за змістом, і за структурою. Картографічне зображення описуються у термінах мови умовних картографічних знаків, які означають, наприклад, тип, товщину та колір лінії, розмір та орієнтацію поза масштабного знаку або тип і розмір шрифту для зображення написів тощо.

Перетворення $F_{m_gi_ei} : M_0 \rightarrow GI \rightarrow EI$, $F_{t_gi_ei} : T \rightarrow GI \rightarrow EI$, $F_{g_gi_ei} : G \rightarrow GI \rightarrow EI$ відносяться до перетворення з мови геоінформаційних моделей у мову засобів відображення електронних карт та інших геозображень. Моделі даних M_0 , T , G орієнтовані на програми просторового (геоінформаційного) аналізу і моделювання реального світу, а моделі GI , EI описують картографічні зображення, орієнтовані на сприйняття людиною. В існуючій концепції цифрових карт, яка досі переважає в сучасних ГІС, на жаль, еkleктично змішано зміст моделі геопросторових даних та моделі електронної карти. Такі цифрові картографічні моделі, з одного боку, не відповідають повною мірою вимогам геоінформаційного моделювання, а з іншого, є надлишковими для електронного відображення. Для географічної інформації зв'язок «завдання – джерело даних – дані – модель даних» є дуже важливим, оскільки деякі завдання можуть вирішуватися з різними обчислювальними затратами на різних моделях даних, а деякі – виключно на певних моделях даних (наприклад, пошук оптимального шляху можливий тільки на мережних моделях, а морфологічний аналіз рельєфу потребує його тривимірної моделі). Як правило, дані отримують у цифровій формі, яка залежить від технології їх збору, а потім перетворюють в інші форми, вибір яких визначають завданнями моделювання і способами узагальнення та відображення результатів.

Інтегрування інформації з різних джерел та з різних форм уявлення ґрунтується на використанні єдиної для усіх моделей системи координат та єдиного базового набору геопросторових даних. До складу останнього входять геодезична (математична) основа, об'єкти гідрографії, рослинність, мережа транспортних шляхів, межі адміністративно-територіальних утворень.

В ГІС ще й сьогодні переважає парадигма винятковості геопросторових даних, наслідком якої є різноманіття підходів та форматів від різних виробників інструментальних ГІС поряд із високим рівнем уніфікації представлення і обробки картографічних даних в універсальних системах керування базами даних (СКБД) на рівні стандартної мови SQL та уніфікованих механізмів і засобів доступу до

даних. Така ситуація на початкових етапах розвитку ГІС, тобто у 80-ті роки минулого століття, мала об'єктивні причини, оскільки технології фактографічних даних дійсно не могли запропонувати геоінформатиці готових ефективних рішень для обробки просторових даних. Розширення сфер застосування ГІС у 90-х роках та їх практична спроможність перетворитися в засіб інтегрування різноманітних даних про навколишнє середовище стимулювали розвиток в універсальних СКБД засобів для представлення та маніпулювання просторовими і багатовимірними даними [6]. У геоінформаційних системах третього покоління ми спостерігаємо повне інтегрування ГІС із універсальними СКБД, а також їх вихід у глобальний інформаційний простір через Internet. Така технологічна «зрілість» ГІС, з точки зору універсальних методів інформаційних технологій, та ідеї об'єктно-орієнтованого погляду на світ під час проектування інформаційних систем створюють умови для переходу на вищий теоретичний і практичний рівень у моделюванні і проектуванні геоінформаційних систем. Стосовно концептуального моделювання геопросторових даних це означає перехід від «графічного примітивізму» (з його основними концептами: «шар об'єктів», «лінійний об'єкт», «полігональний об'єкт», «точковий об'єкт або поза масштабний знак» тощо) до об'єктноорієнтованих моделей реального світу, які ґрунтуються на категорії класів об'єктів, що мають просторові та фактографічні властивості, а також різноманітні просторові, топологічні та семантичні зв'язки і відношення.

«Графічний примітивізм» під час моделюванні геопросторових даних успадкований від картографії, коли об'єкти розбиваються на групи за типом просторової локалізації. Реальні ж об'єкти є фізичними тілами (дискретними об'єктами) або полями, а їх локалізація може бути точковою, лінійною, смуговою, площинною, просторовою, комбінованою і глобальною. Поля мають глобальний тип локалізації, оскільки існують у будь-якій точці земної поверхні або її частини, що моделюється. Дискретні об'єкти можуть мати будь-який тип просторової локалізації, крім глобального, а також мати множинне уявлення (*multiple representations*) геометричними моделями в базі геопросторових даних.

Наприклад, вулиці можуть бути представлені осьовими лініями, двома осьовими, відповідно до напрямків руху, осьовими окремими сегментами або площинними (смуговими) об'єктами окремих ділянок. Разом із тим, осьові сегменти вулиць можуть входити до складу комплексного об'єкта типу вулично-дорожньої мережі або типу «маршрут певного транспортного засобу».

Таким чином, маємо досить складні відношення як між об'єктами реального світу та їх просторовими моделями, так і між певними елементами графічної моделі й моделями реальних об'єктів на рівні ситуаційного встановлення відношень. Аналогічно поля можуть бути представлені регулярними та нерегулярними сітками, TIN-моделями, ізолініями тощо. Для об'єктів реального світу характерні також відношення агрегування, композиції та асоціації, які практично не реалізуються в ГІС з графічним підходом до геоінформаційного моделювання.

Загальні принципи визначення змісту концептуальних схем (КС) та підходи до моделювання проблемних сфер сформульовані в ДСТУ 3329–96 (ГОСТ 34.320–96), який відповідає міжнародному стандарту ISO/TR 9007:1987 «Concepts and terminology for the conceptual schema and the information base». До основних

складників змісту КС належать: описи класів (типів) сутностей проблемної сфери; описи понять, які найменше піддаються змінам; внесення правил або обмежень, які мають широкий вплив на поведінку проблемної сфери.

У стандартах рекомендовані два загальні принципи концептуальних схем: принцип 100 відсотків та принцип концептуалізації. Згідно з «принципом 100 відсотків» усі загальні аспекти проблемної сфери мають бути описані в КС, причому інформаційна система не може відповідати за недотримання правил і законів, описаних поза концептуальною схемою. Згідно з «принципом концептуалізації» КС має містити статичні та динамічні аспекти проблемної сфери лише концептуального рівня, не торкаючись зовнішніх і внутрішніх аспектів подання та організації даних. Основними підходами до моделювання інформаційних систем та баз даних є: об'єктно-орієнтований підхід (ООП), підходи «сутність – атрибут – зв'язок»; підходи на основі бінарних та елементарних парних відношень і підходи на основі інтерпретованої логіки предикатів.

Об'єктно-орієнтований підхід в останні роки набув найбільшого поширення. Він охоплює всі етапи життєвого циклу інформаційних систем від концептуального моделювання до програмування, експлуатації та модернізації.

ООП прийнятий за основу також і під час розробки серії стандартів ISO 19100 – Географічна інформація – Геоматика [4], у яких для концептуального моделювання широко використовується уніфікована мова моделювання UML (Unified Modeling Language), мова опису інтерфейсів IDL (Interface Description Language) та мова об'єктних обмежень OCL (Object Constraint Language).

Принципи застосування сучасних засобів моделювання для концептуальних схем геопросторових даних представлені в проектах відповідних стандартів серії ISO 19100, зокрема: ISO 19103 – Conceptual schema language (Мови концептуальних схем), ISO 19107 – Spatial schema (Просторова схема), ISO 19108 – Temporal schema (Часова схема), ISO 19109 – Rules for application schema (Правила для прикладної схеми).

Прикладом практичної реалізації сучасних методів концептуального моделювання геопросторових даних з застосуванням нотації UML є нове покоління ГІС-технологій від ESRI Arc GIS 8.2 [4]. Це свідчить про близькість появи на ринку повноцінних ГІС-орієнтованих CASE-засобів, які дозволяють візуально конструювати UML-схеми геопросторових даних, створювати специфікації та документувати артефакти предметної сфери на рівні концептуальних моделей класів об'єктів, відношень між ними, їх властивостей та методів поведінки. За створеними концептуальними моделями автоматично генеруються класифікатори понять, структура бази даних, специфікації програмних компонентів та макети форм діалогового інтерфейсу користувача.

Із розвитком ГІС і накопиченням в них великих обсягів картографічних та предметних даних виникає необхідність в обміні інформацією між системами, які створювалися на різних ГІС-платформах. Традиційні ГІС мали гібридну архітектуру за ознакою уніфікації обробки картографічних і атрибутних даних [3, 4, 5]. Для картографічних даних використовувалися специфічні для кожної платформи моделі та формати, для атрибутних даних – реляційні СУБД загального

призначення. Обмін картографічними даними в таких ГІС виконувався за допомогою конвертації уніфікованих (де-факто або де-юре) форматів експорту-імпорту даних, і з часом архітектура традиційних ГІС вступила в протиріччя з магістральним шляхом розвитку глобальних інформаційних мереж та технологій клієнт-сервер. Специфічність картографічної компоненти була також основною причиною значної залежності від платформи програмних засобів просторового аналізу і спеціалізованих мов програмування, використовуваних для розвитку систем.

У 1996–1997 роках в арсеналі ГІС-засобів з’явилися перші інструментальні рішення для побудови відкритих геоінформаційних систем (OpenGIS), які забезпечують:

- інтеграцію з сучасними об’єктно-орієнтованими візуальними засобами розробки програмного забезпечення та інтерфейсу користувача універсального призначення (Visual Basic, C++, Delphi, PowerBuilder тощо);
- динамічну інтеграцію даних з різних джерел;
- інтеграцію з системами автоматизації офісів;
- підтримку обробки геоданих з використанням технології мережі Internet.

Сьогодні компоненти відкритих ГІС є в арсеналі всіх провідних розробників ГІС-технологій. Вони розраховані на платформу Windows з використанням її основних механізмів інтеграції застосувань: об’єктних моделей (COM, DCOM, CORBA), методів інтеграції (OLE і OLE4D&M) і розробки (OLE Automation), інтерфейсу користувача (Windows), методів доступу до баз даних (ODBC), технології візуалізації (OpenGL, GDI), електронної пошти (MAPI) та доступу до Internet і Web (Internet Services).

Від корпорації Intergraph до відкритих ГІС належать компоненти технології Jupiter [4] з її першими представниками GeoMedia та GeoMedia Web Map, від інституту ESRI – MapObjects, Spatial Database Engine (St)t та Arc View Map Server, від Autodesk – MapGuide та Autodesk World.

Характерні ознаки продуктів цього класу:

- підтримка візуалізації не тільки власних графічних форматів, а й форматів конкурентів;
- можливість використання універсальних мов програмування для розробки прикладних програм;
- підтримка роботи з Oracle Spatial Data Option (SDO);
- можливість створення та редагування графічних даних (але знову ж таки у специфічних для кожної фірми форматах).

Поява цих продуктів веде до перекривання монопольних секторів фірмовиробників ГІС-технологій і в значній мірі зменшує ризик інвестицій кінцевих користувачів, але ринок важливих продуктів просторового аналізу залишається залежним від ГІС-платформ виробників.

Незважаючи на різноманіття функціональних можливостей та механізмів інтеграції відкритих ГІС, проблема забезпечення незалежності прикладних програм від конкретних ГІС-платформ і форматів геоданих залишається актуальною. Одним зі шляхів її подолання є введення в архітектуру

застосувань додаткового елемента – уніфікованого ГІС-сервера застосувань (далі ГІСсервер) як логічного програмного процесу, що є посередником між прикладною програмою-клієнтом (ПП) та інструментальними ГІС конкретних виробників (ІГІС). Мова йде про використання трирівневої архітектури ГІС: застосування, ГІС-сервер застосувань, ІГІС як сервери геоданих (рис. 2.4). Для взаємодії між окремими рівнями та елементами такої архітектури можуть бути використані відповідні інтерфейси прикладного програмування (АРІ) та різноманітні механізми інтеграції застосувань. Ключовими питаннями є уніфікація (в ідеалі – стандартизація) функцій ГІС-сервера та потенційна можливість його параметризації з метою спрощення налагодження на характеристики конкретних інструментальних ГІС.

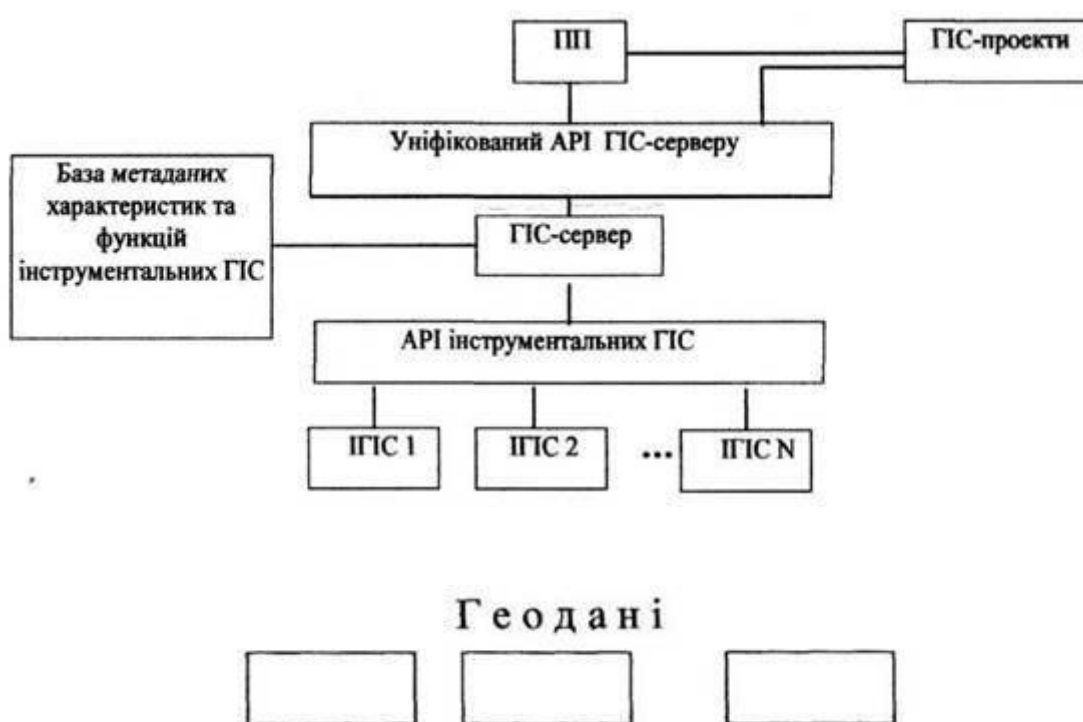


Рисунок 2.4 – Трирівнева архітектура ГІС

У більшості інструментальних ГІС проект (карта) є сукупністю тематично-орієнтованих шарів геоданих одного чи кількох споріднених форматів з атрибутами їх візуалізації та операційними характеристиками кожного. ГІС-проект трирівневого застосування може базуватися на значно ширшому наборі форматів геоданих. Підтримка кожного з форматів забезпечується відповідною інструментальною ГІС, клієнтом якої є ГІС-сервер, а не безпосередньо прикладна програма.

Можна виділити два основні підходи до уніфікації функцій ГІС-сервера: еволюційна глобальна уніфікація широкого набору функцій як передумова стандартизації функціонального інтерфейсу переважної більшості ГІСзастосувань та локальна уніфікація в межах конкретної сфери використання ГІС-технологій чи навіть окремих прикладних програм. У межах першого підходу доцільна параметризація ГІС-сервера для спрощення налагодження на конкретні платформи

та введення спеціальної функції ESCAPE для підтримки механізму «стандартного використання нестандартних можливостей» ГІС. Метадані в базі даних характеристик та функцій ПІС призначені для реєстрації функцій конкретних інструментальних ГІС (включаючи нестандартні) на рівні синтаксису виклику функцій та опису їхніх параметрів.

Для більшості ГІС-застосувань достатнім буде такий мінімальний набір функцій ГІС-сервера:

1. Функції роботи з проектами та візуалізації шарів, зокрема:
 - створити новий чи відкрити існуючий проект, зберегти проект;
 - візуалізувати у заданими властивостями шарів карти у вікні проекту.

Параметри: система світових координат, світові координати, вікно у світових координатах, дескриптор вікна Windows (hWnd), область виводу в екранних координатах, умови генералізації та графічні атрибути зображення.

2. Функції ідентифікації та виділення об'єктів:
 - графічна селекція об'єктів за координатами точки або області (радіальної, прямокутної чи довільної полігональної);
 - графічне виділення об'єктів за заданим списком їхніх ключових ідентифікаторів.

3. Функції вводу та редагування геоданих:
 - одержати координати об'єкта;
 - змінити координати існуючого об'єкта;
 - додати новий об'єкт із його координатами; – видалити графічний об'єкт.

4. Функції геометричного аналізу:
 - визначення відстаней, довжин ламаних ліній, центроїдів полігонів;
 - розрахунок периметрів та площ; – пошук перетинів ліній.

5. Оверлейні функції:
 - побудова буферних зон навколо об'єктів;
 - об'єднання та перетин полігональних об'єктів.

6. Функція отримання експрес-інформації про атрибути об'єкта безпосередньо від інструментальних ГІС.

База атрибутних даних застосування може бути локальною, клієнтсерверною (зокрема побудованою за тривірневою архітектурою) або інтегрованою (на основі використання реляційних моделей геоданих за технологіями SDO чи SDE).

Геоінформаційна система – сучасна комп'ютерна технологія, що дозволяє поєднати модельне зображення території (електронне відображення карт, схем, космо-, аерозображень земної поверхні) з інформацією табличного типу (різноманітні статистичні дані, списки, економічні показники тощо).

Також під геоінформаційною системою розуміють систему управління просторовими даними та асоційованими з ними атрибутами. Конкретніше, це комп'ютерна система, що забезпечує можливість використання, збереження, редагування, аналізу та відображення географічних даних.

Інформаційно-обчислювальна система, призначена для фіксації, збереження, модифікації, керування, аналізу та відображення усіх форм географічної

інформації. ГІС використовується багатьма дослідниками в галузі вивчення проблем навколишнього середовища, для визначення різних показників на географічній сітці.

Геоінформаційні системи мають трирівневу архітектуру, використання якої забезпечує незалежність застосувань від конкретних ГІС-платформ та форматів геоданих. Розглянуто елементи такої архітектури (застосування клієнт, уніфікований ГІС-сервер застосувань, сервери інструментальних ГІС), функції ГІС-сервера та способи його налагодження на особливості інструментальних ГІС.

Концептуальне моделювання переростає в технологію концептуального проектування інформаційних і програмних систем на основі формування поняттєвої моделі об'єктів та явищ реального світу, її відображення на множині концептів та об'єктів інших світів (програмних компонент, баз даних, мов взаємодії (інтерфейсів) «користувачі – система» та «система – система», вихідних документів тощо).

Тема 3. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ

3.1 Призначення автоматизованих систем управління технологічними процесами

Найважливішою частиною систем керування електричними мережами є система управління рівня підстанції – АСУ ТП ПС. Сьогодні комплекс технічних засобів (КТЗ) АСУ ТП ПС має забезпечувати збір технологічних даних про роботу системи, передачу їх на верхній рівень диспетчерського управління (диспетчерський центр), передавати ці дані на автоматизоване робоче місце (АРМ) оперативного персоналу підстанції. Також можливе виконання функцій керування технологічним процесом. До технологічних даних можна віднести:

- поточні значення електричних величин, що характеризують основну трифазну мережу змінного струму – напруг, струмів, потужностей, частоти, а також показники якості електричної енергії;
- поточні значення величин, що характеризують допоміжні мережі об'єкта – електричні параметри мережі власних потреб і мережі постійного струму, параметри мережі повітряприготування;
- поточні значення теплотехнічних та інших величин на електростанціях, що характеризують процес генерації електроенергії – тиск і температуру газу, пари, води або інших теплоносіїв;
- осцилограми перехідних процесів, наприклад, коротких замикань у мережі;
- положення електричних комутаційних апаратів, стану пристроїв захисту та автоматики, клапанів, вентилів;
- параметри, що характеризують кліматичні умови на об'єкті – температуру й тиск повітря, швидкість вітру;
- діагностичні параметри, що характеризують стан обладнання, наприклад, кількість відключень вимикачів, тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції.

Традиційно питання дистанційного контролю та управління вирішувалось засобами телемеханіки.

Телемеханіка – сукупність засобів передачі (до 90-х років минулого століття – також відображення) поточних параметрів технологічного процесу на більші

відстані. Пристрій верхнього рівня, що забезпечує збір даних з ПС, називається пунктом управління (ПУ) або центральною приймальнопередавальною

станцією (ЦППС), пристрій на підстанції, що збирає дані від датчиків та вимірювальних перетворювачів і передає їх до ПУ – контрольований пункт (КП). Канали зв'язку між КП і ПУ можуть бути дротяними (наприклад, на базі телефонної мережі) або бездротяними (радіоканал, GSM, GPRS, супутникові канали). Типи сигналів:

- ТС – телесигнал (двійковий типу «ТАК/НІ»)
- ТВ, ТВП – телевимірювання (поточне), кодують 8– або 16-розрядним цілим числом;
- ТВІ – телевимірювання інтегральне (приймає імпульси від лічильників, кожен імпульс відповідає визначеній кількості кВ·год електроенергії); – ТУ – телеуправління виконавчими механізмами («Увімк» / «Вимк»); – ТР – телерегулювання (плавне або багатопозиційне керування).

Способи обміну між ПК та КП: опитування, циклічне передавання та спорадичне (за зміною значення сигналу) передавання.

Способи кодування й захисту даних визначає телемеханічний протокол. Раніше кожен розробник комплексів телемеханіки розробляв свій власний протокол зв'язку. Приклади таких досить розповсюджених систем:

- УТС-8, УТК-1, ВРТФ-3 – найбільш примітивні системи з жорстко визначеною кількістю сигналів;
- КОМПАС, ТМ-512, ТМ-120, ТМ-320, Граніт, ТМ-800В – більш досконалі модульні пристрої з 8-розрядними АЦП;
- МКТ-2, МКТ-3, ТМ-800А – теж саме, використовують на ПС 330 кВ для роботи в циклічному режимі;
- Корунд-М/КА-96, Спрут/КОТ – сучасні вітчизняні системи з підтримкою МЕК-870-5-101 та 12-розрядними АЦП.

Класифікацію систем телемеханіки наведено на рисунку 3.1.

Вимірювання всіх цих величин виконують за допомогою вимірювальних перетворювачів. Сучасні перетворювачі є цифровими, вони вимірюють вхідний сигнал і перетворюють його у цифрову форму за допомогою власних аналогоцифрових перетворювачів (АЦП).

Для високовольтних підстанцій існують вимоги до обсягу та якості інформації, що збирається з датчиків: положення комутаційних апаратів мають опитуватися контрольованим пунктом (КП) 8 разів за секунду, значення фазних струмів,

фазних/лінійних напруг, активної й реактивної потужності, частоти мають опитуватися 1 раз за секунду (для сигналів перетоків потужності по ПЛ 110-750 кВ). Передані на верхній рівень дані мають забезпечуватися мітками часу,

телевимірювання мають мати розрядність не менше 12 біт, тому де-факто стандартним телемеханічним протоколом передачі є МЕК 61870-5-

101, а

телемеханічні канали зв'язку мають мати швидкість 2 400–9 600 бод, тобто на порядок вище традиційних ВЧ-ущільнених каналів (40–600 бод).

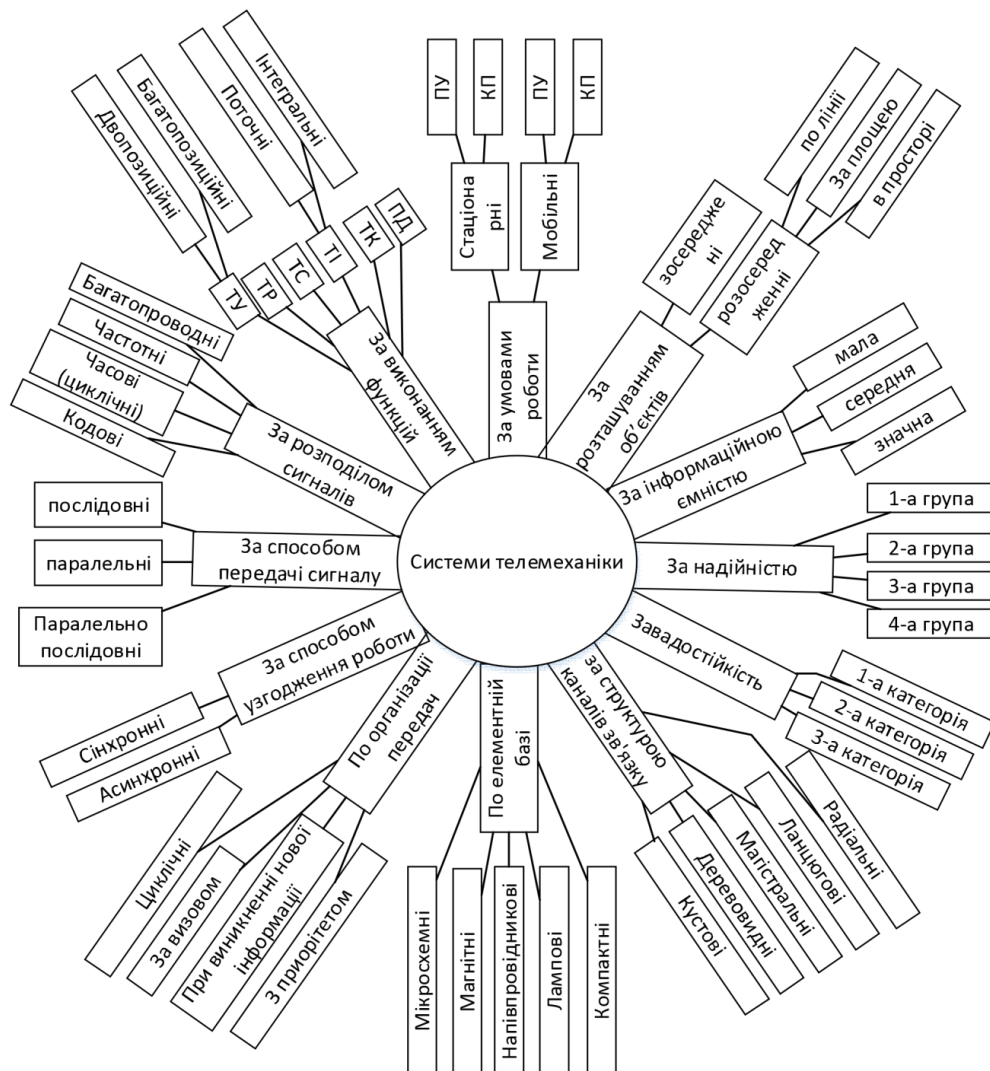


Рисунок 3.1 – Традиційна класифікація систем телемеханіки

Представлена на рисунку 3.2 структурна схема є прикладом реалізації КТЗ АСДУ ПС на базі універсального контрольованого пункту телемеханіки (УКП ТМ) «Корунд-М» та цифрових вимірювальних перетворювачів, що підтримують цифровий інтерфейс RS-485 та протокол Modbus.

УКП телемеханіки має модульну структуру, містить модулі: центрального процесора (МЦП), живлення (МЖ), телесигналізації (МТС), сполучення із ВЧ- каналами телемеханіки та підключення цифрових вимірювальних

перетворювачів (МКА), телевимірювачі інтегральні (МТВІ) і поточних (МТВП), телеуправління (МТУ).

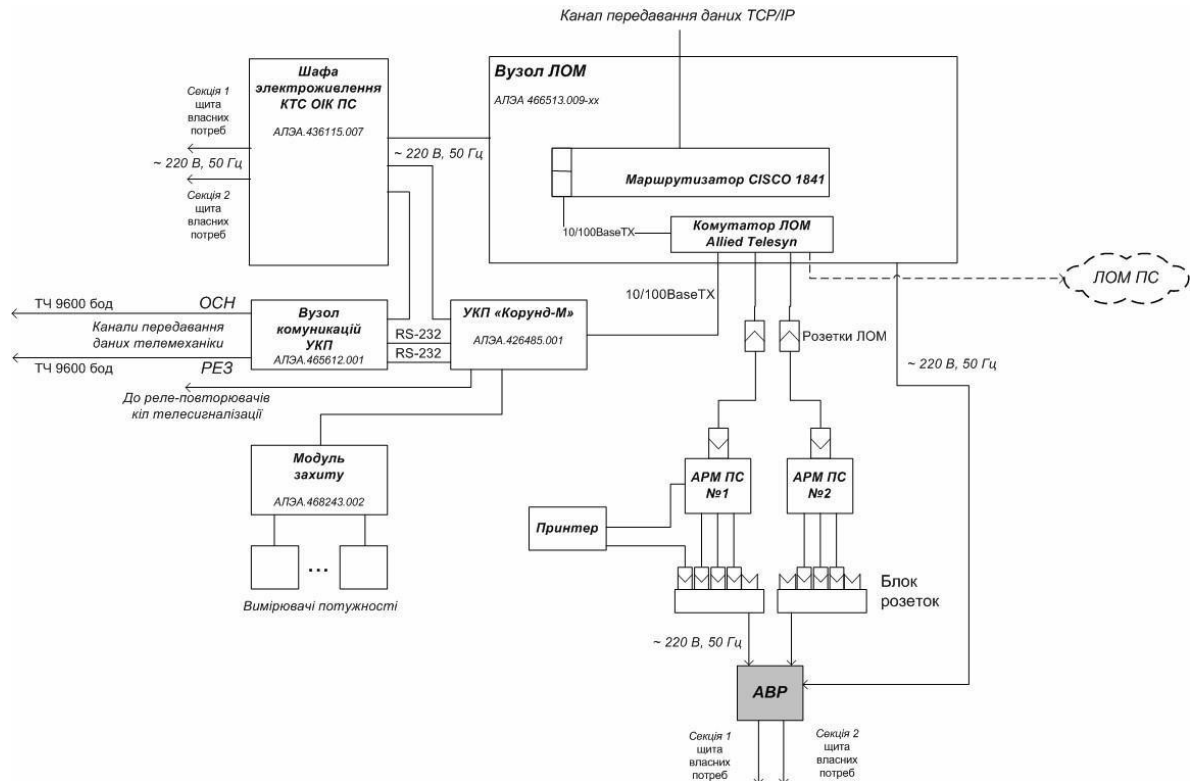


Рисунок 3.2 – Структурна схема комплексу технічних засобів ПС

Для захисту УКП від перешкод на вимірювальних ланцюгах служить шафа захистів. Вимоги до телевимірювань визначають використання цифрових вимірювальних перетворювачів (ЦВП), які підключають до УКП за допомогою вузла комунікацій КП. Досить розповсюджені ЦВП багатьох виробників мають модифікації, що забезпечують технічний облік електроенергії. ЦВП з'єднують між собою шиною RS-485 (число пристроїв визначається необхідним періодом опитування й може становити від 5 пристроїв для приєднань 220–750 кВ до 3 пристроїв для приєднань 6–10 кВ). Типова схема передбачає підключення 40 ЦВП на 8 каналах RS-485. Вузол комунікацій також забезпечує обмін інформацією з верхнім рівнем на швидкісних телемеханічних каналах (основному й резервному) [5, 6, 7].

Необхідна від КТЗ підтримка телемеханічних мало швидкісних ВЧканалів реалізується безпосередньо в КП, причому використовують нинішні

телемеханічні модеми (ТТ-144, АПСТ-М і тощо).

Автоматизація роботи чергового електромонтера (диспетчера) підстанції включає як відображення поточної схеми комутації та значень ТВ на

мнемосхемі ПС, так і роботу із заявками, бланками перемикачів і паспортних даних устаткування ПС, що вимагає інтенсивного обміну інформацією з ОІК АСДУ верхнього рівня. Зв'язок КП із АРМ чергового ПС

здійснюється за допомогою вузла мережі, що забезпечує поділ підмереж АСДУ ПС, ЛВС ПС,

КП телемеханіки й можливість підключення до корпоративного ТСП/ІР каналу зв'язку за допомогою змінних інтерфейсних модулів. Застосування стандартних промислових рішень дозволяє підключати мікропроцесорні пристрої захистів, реєстраторів аварій і т. інше, що дозволяє з АРМ чергового ПС (а за наявності досить швидкісного каналу зв'язку – фахівцям центральних служб) зчитувати із цих приладів дані (зокрема в автоматичному режимі) й виконувати їх параметрування.

Електричне живлення системи резервується (з 2 секцій власних потреб) автоматом включення резерву АВР.

Тенденція до інтеграції різних мікропроцесорних систем і технічних засобів підстанцій і зростання запитів диспетчерської та інших служб до кількості та якості отримуваної на ПС інформації визначають вимогу до можливості

стикування КТЗ АСДУ з мікропроцесорними засобами релейного захисту й автоматики, реєстраторами аварій, у найближчому майбутньому – із

пристроями неруйнівного контролю й діагностики силового устаткування під навантаженням, а також можливість обміну інформацією з локальною

комп'ютерною мережею підстанції з умовою забезпечення розмежування доступу й безпеки роботи засобів АСДУ.

Існує міжнародний стандарт МЕК 850 (ІЕС61850), який визначає способи з'єднання всіх мікропроцесорних приладів на підстанції в одну мережу на базі ЛОМ Ethernet та стека протоколів ТСП/ІР.

Програмне забезпечення для управління технологічними процесами, на базі якого створюють системи керування конкретними об'єктами, має загальну назву SCADA/HMI (Supervisory Control And Data Acquisition/Human-Machine Interface), тобто система збору даних та диспетчерського керування / людиномашинний інтерфейс.

Приклади таких систем Intellution iFIX, AdAstra TraceMode, Klinkmann InTouch, Iconics Genesis32, Siemens Simatic. До їхнього складу входять:

- база даних реального часу (БД РЧ);
- драйвери введення-виводу сигналів телемеханіки;
- тривожна сигналізація;
- підтримка ЛОМ;
- інтерфейс користувача на клієнтських місцях, зокрема відображення мнемосхем підстанцій та мережі;
- безпека й регламентація доступу, захист даних;
- двійкова історія (ретроспектива) сигналів;
- підсистема розробки (редактори мнемосхем, БД РВ тощо)

3.2 Автоматизована система управління технологічними процесами

Автоматизація технологічного процесу – сукупність методів і коштів, призначена для реалізації системи чи систем, що дозволяють здійснювати управління самим технологічним процесом без особистої участі людини, або залишення за людиною права затвердження найвідповідальніших рішень.

Основа автоматизації технологічних процесів – це перерозподіл матеріальних, енергетичних та інформаційних потоків взгідно з прийнятим критерієм

управління (оптимальності).

Основні цілі автоматизації технологічних процесів:

- підвищення ефективності виробничого процесу;
- забезпечення стійкого функціонування технологічних процесів;
- забезпечення надійності та безпеки ведення технологічних процесів;
- забезпечення можливості вдосконалення технологічних процесів;
- підвищення екологічної безпеки об'єкта;
- економія енергетичних ресурсів;
- поліпшення умов праці обслуговуючого персоналу;
- підвищення умов безпеки й захищеності персоналу та обладнання;
- підвищення економічності.

Досягнення цілей здійснюються за допомогою вирішення наступних завдань:

- поліпшення якості регулювання
- підвищення коефіцієнта готовності устаткування;
- поліпшення ергономіки праці операторів процесу;
- забезпечення достовірності інформації про матеріальні компоненти, що застосовуються у виробництві;

збереження інформації про перебіг технологічного процесу в аварійних ситуаціях.

Автоматизація технологічних процесів у межах одного виробничого процесу дозволяє створити основу для впровадження систем управління виробництвом і систем управління підприємством.

Автоматизована система управління технологічним процесом (АСУТП) – комплекс програмних і технічних засобів, готовий до автоматизації управління технологічним устаткуванням на підприємствах.

Під АСУТП зазвичай розуміють комплексне вирішення, що забезпечує автоматизацію основних технологічних операцій технологічного процесу на виробництві, загалом або якійсь його ділянці, що випускає завершений продукт. Термін «автоматизований» на відміну від терміну «автоматичний» підкреслює можливість участі людини в окремих операціях, як і цілях збереження

людського контролю за процесом, і у зв'язку з складністю чи недоцільністю автоматизації окремих операцій.

У зв'язку з різноманітністю підходів розрізняють автоматизацію таких технологічних процесів:

- автоматизацію безперервних технологічних процесів (Process Automation)
- автоматизацію дискретних технологічних процесів (Factory Automation)
- автоматизацію гібридних технологічних процесів (Hybrid Automation)

Зазвичай автоматизована система управління технологічними процесами (АСУТП) будується як багаторівнева інтегрована людино-машинна система, що працює в режимі реального часу, і містить у собі: оперативний технологічний, обслуговуючий персонал та комплекс програмно-технічних засобів.

Автоматизована система управління технологічними процесами виконується на базі мікропроцесорної та обчислювальної техніки відповідно до вимог норм і правил, технічного завдання і забезпечує:

- постійний контроль і управління параметрами технологічного процесу для підтримання їх регламентованих значень;
- реєстрацію спрацьовування і контроль працездатного стану засобів протиаварійного автоматичного захисту (ПАЗ);
- постійний контроль стану повітряного середовища в межах об'єктів;
- постійний аналіз зміни параметрів у бік критичних значень і прогнозування можливості виникнення аварійної ситуації;

дію засобів управління і ПАЗ, які припиняють розвиток небезпечної ситуації;

- дію засобів локалізації аварійної ситуації, вибір і реалізацію оптимальних керівний впливів;

- проведення операцій безаварійного пуску, зупинки і всіх необхідних для цього переключень;
- видачу інформації про стан безпеки на об'єкті до системи управління вищого рівня.

Автоматизація виробництва багатьох підприємств побудована за дворівневою схемою:

- автоматизована система управління підприємством;
- автоматизована система управління технологічними процесами.

Автоматизована система управління підприємством (АСУП) призначена для вирішення задач:

- контролю якості продукції;
- контролю відвантажень;
- контролю відносин між підприємствами;
- економіки;
- забезпечення екологічної безпеки виробництва, енергопостачання.

Зазвичай автоматизована система управління технологічними процесами (АСУТП) передбачає 3 підрівні автоматизації:

- нижній рівень автоматизації (рівень контрольно-вимірювальних приладів і виконавчих механізмів);
- базовий рівень автоматизації;
- верхній рівень автоматизації.

На нижньому рівні вирішують такі завдання:

- отримання контрольної інформації про технологічний процес і роботу обладнання;
- безпосереднє управління виконавчими механізмами керувальними сигналами за заданими алгоритмами, отримуваними з виходів базового рівня.

На базовому рівні вирішуються такі завдання:

- збір і обробка інформації, що надходить від контрольно-вимірювальних приладів нижнього рівня;
- оптимальне регулювання технологічного процесу подачею керувальних сигналів на виконавчі механізми нижнього рівня;
- включення блокувань і світлозвукової сигналізації в разі виходу технологічних параметрів за допустимі межі;

обмін даними з верхнім рівнем автоматизації. На верхньому рівні вирішуються наступні завдання: збір та архівування даних про:

- технологічних параметрах;
- попереджувальних і аварійних ситуаціях;
- технічний стан устаткування;
- технічному стані каналів зв'язку;

- діях оператора;
- відображення на екрані монітора в зручному для оператора вигляді перерахованих вище оперативних даних;
- відображення на екрані монітора в зручному для оператора вигляді перерахованих вище архівних даних;
- створення по перерахованих вище даними звітів за визначається оператором період;
- завдання налаштувань і режимів роботи АСУТП для окремих вузлів технологічного обладнання;
- обмін інформацією з АСУП.

PCУ є підсистемою АСУТП, яка забезпечує контроль та управління всім технологічним процесом на базовому рівні автоматизації.

Система ПАЗ є підсистемою АСУТП, яка здійснює функції захисту шляхом виконання низки блокувань для попередження виникнення аварійних ситуацій.

Операторні станції забезпечують дистанційний контроль, управління та візуалізацію технологічного процесу.

Сумісна станція інженера АСУТП і КВПіА призначена для:

- створення та відпрацювання конфігурації системи;
- зберігання, коригування, завантаження програмного забезпечення у вузли системи в режимі реального часу;
- дистанційного обслуговування та конфігурування засобів КВПіА, завдяки використанню HART-протоколу.

Вихідними даними для проектування АСУТП є перелік та кількість сигналів вводу/виводу.

3.3 Розподілена система управління

Розподілена система управління (PCУ) технологічним процесом має модульну архітектуру [8].

Система PCУ забезпечує, як мінімум, виконання таких функцій:

- функції автоматичного регулювання;
- індикацію стану керувального контуру, включаючи вхідні технологічні дані, задане значення регульованої величини в контролері, вихідну величину контролера і режим роботи контролера у вигляді гістограми і в цифровому вигляді;
- обчислення змінних і параметрів процесу;
- можливість перемикання контуру регулювання на ручне управління оператором, а також зміна заданих значень регульованої величини, режимів і констант з пульта оператора;
- індикацію змінних процесу;
- реєстрацію трендів змінних процесу (з можливістю перемикання), регульованих і розрахункових змінних;

- індикацію стану устаткування, що обертається, та індикацію й управління станом відсічної арматури;
- індикацію і звукове оповіщення про надходження повідомлень сигналізації для сповіщення оператора про аномальні або небезпечні умови технологічного процесу і системні відмови;
- збір даних про виміри і розрахунки в архівній базі даних;
- побудову звіту за запитом на основі поточних і архівних даних;
- функції взаємного блокування і керування послідовністю;
- можливість застосування розширеного регулювання за рахунок управління заданим значенням регульованої величини з координувальних комп'ютерів;
- реєстрацію повідомлення сигналізації та системних подій;
- кольорове графічне відображення ділянок установки, зокрема, контурів керування і технологічних даних у реальному часі; – діагностику системи.

Джерела живлення, контролери технологічного процесу, комунікаційні інтерфейси резервовані. Основний та резервний контролери однакові. Під час відмови робочого й резервного контролерів система запам'ятовує останнє положення або переходить до умов наперед заданих на випадок відмови.

Система безперервно контролює готовність резерву, на АРМ оператора формується повідомлення сигналізації про порушення з його реєстрацією. Передбачена можливість виймання й заміни будь-якої плати вводу/виводу без відключення живлення і без переривання технологічного процесу.

3.4 Система протиаварійного автоматичного захисту

Система протиаварійного автоматичного захисту (ПАЗ) побудована за модульною архітектурою. Система ПАЗ виконує:

- протиаварійний автоматичний захист, що забезпечує безпечне ведення процесу з фіксацією першопричини спрацьовування блокування і запам'ятовуванням послідовності спрацьовування виконавчих механізмів і дій технологічного персоналу в аварійній ситуації;
- управління електроустаткуванням і автоматичною запірною арматурою для запобігання розвитку аварійних ситуацій;
- самодіагностику пристроїв і компонентів системи.

Усі контролери, аналогові і цифрові входи й виходи, шини даних, інтерфейси і джерела живлення резервовані.

Відповідно до вимог правил вибухобезпеки для вибухопожежонебезпечних хімічних, нафтохімічних і нафтопереробних виробництв АСУТП побудована таким чином, що порушення роботи РСУ не впливає на роботу системи ПАЗ. Це досягається тим, що системи РСУ і ПАЗ є функціонально незалежними, але під час цього максимально інтегровані з точки зору інтерфейсу управління та обміну даними між ПАЗ і РСУ₂

Надійність систем РСУ і ПАЗ забезпечується за рахунок модульної архітектури, програмної та технічної надмірності, а також можливості застосування різних варіантів режимів роботи: автоматичний, напівавтоматичний, ручний. Обидві

системи мають можливість підтримки виконання основних операцій під час відмови одного з компонентів, модулів або ліній зв'язку.

Програмно-технічний комплекс АСУТП передбачений проектом, дозволяє захистити технологічний процес від несанкціонованого доступу і стороннього втручання. Це досягається програмним розмежуванням прав доступу до даних і функціями системи відповідно до посадових інструкцій [9, 10, 11].

Створення в Україні та насичення ринку високотехнологічного енергетичного обладнання і електротехнічної продукції; розвиток міжнародного співробітництва і виробничої кооперації, особливо в енергетичному машинобудуванні і приладобудуванні; налагодження нових бізнес - контактів й залучення інвестицій в енергетичний сектор економіки України; прискорення інтеграції Об'єднаної енергосистеми України до Європейської Енергосистеми USTE та входження у світовий енергетичний простір.

Тема 4. СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

4.1 Якість електричної енергії

Якість електричної енергії – це ступінь відповідності фактичних значень параметрів електричної енергії встановленим ДСТУ EN 50160:2014 значенням, основні з яких наведено нижче в таблиці 4.1:

Таблиця 4.1 – Параметри електричної енергії за ДСТУ EN 50160:2014

Найменування показника	Допустиме значення показника	
	нормальне	граничне
Відхилення напруги, %	± 10	+10 -15
Доза флікера, відн. од.: короткочасна тривала	1,00	1,38 1,00
Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги, %, не більше,	8	12
Коефіцієнт гармонійної складової напруги непарного (парного) порядку, %, не більше	6 (2)	6 (2)
Несиметрія напруги, %	2	4
Тривалість провалу напруги, с	0,01	60
Відхилення частоти, Гц	$\pm 0,5$	-3 +2

Проблеми живлення – будь-які відхилення параметрів напруги від встановлених стандартом значень якості електроенергії [9].

Основні несправності живлення, які становлять небезпеку для роботи електрообладнання відповідно до наведеної класифікації (у дужках наведені найпоширеніші англійські еквіваленти) відображає вимоги міжнародних

стандартів IEC 60050-551:1998, EC 60050-601:1985, термінологічних стандартів ДСТУ EN 50160:2014 та ДСТУ 3466-96:

1. Зникнення напруги (Power Failure, Loss of Voltage) – відсутність напруги в електромережі протягом більше двох періодів (40 мс). Наслідками зникнення напруги може спричинити такі наслідки: втрата, пошкодження даних на серверах і поточної інформації на робочих станціях, пошкодження файлової системи, порушення технологічного процесу, вихід з ладу апаратури.

2. Провал напруги (Power Sag, Voltage Dip) – раптове зниження напруги в електричній мережі нижче величини 90 % від номінального значення, після чого йде відновлення напруги до початкового або близького до

нього рівня за проміжок часу від десяти мілісекунд до кількох десятків секунд. Причиною провалу напруги можуть бути: включення енергоємного обладнання, запуск потужних електродвигунів, робота зварювальних апаратів і т.д. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті; виникнення помилок, вихід з ладу апаратури, мерехтіння освітлення.

3. Перенапруга (Power Surge, Over Voltage) – раптове підвищення напруги в електричній мережі вище величини 110 % від номінального значення, за яким йде відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня за проміжок часу від десяти мілісекунд до кількох десятків секунд. Причиною виникнення перенапруги може бути відключення енергоємного обладнання. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті; виникнення помилок, вихід з ладу апаратури, мерехтіння освітлення.

4. Відхилення напруги (Brownout, Voltage Deviation) – відхилення (зниження – підвищення) напруги в мережі від допустимих стандартом значень на тривалий час (більше десятків секунд). Виникає зазвичай через зростання споживання електроенергії в певні періоди часу за обмеженої потужності джерела електроенергії або в довгих лініях електроживлення. Можливі негативні наслідки: додаткові втрати потужності в стабілізаторах, скорочення терміну експлуатації блоків живлення, збої у виконанні програм.

5. Електромагнітна перешкода (Electrical Line Noise) – виникнення у мережі високочастотних імпульсів, що накладаються на синусоїдальну форму напруги. Основними причинами виникнення електромагнітних перешкод є робота потужних електродвигунів, перемикання релейної апаратури і силової комутаційної електроніки, мовлення суміжних станцій, магнітні бурі. Можливі наслідки – виникнення помилок, скидання оперативної пам'яті, «зависання» операційної системи, вихід з ладу накопичувачів на жорстких дисках;

6. Імпульс напруги (High Voltage Spikes, Voltage Impulse) – це короткочасне перевищення напруги вище 110 % від номінального значення тривалістю 10–50 мкс (з часом фронту імпульсу 1–10 мкс). Причому амплітуда імпульсів перенапруги може досягати величин 6000 В. Причиною їх появи можуть бути удари блискавок, розряди статичної електрики. Такі високовольтні імпульси з дуже крутим переднім фронтом без перешкод оминають захисні фільтри блоків живлення ПЕОМ і, потрапляючи в ланки системних плат, викликають скидання оперативної пам'яті і вихід з ладу мікросхем.

7. Відхилення частоти (Frequency Variations, Frequency Deviation) – відхилення частоти на величину більше 0,2 Гц від номінального значення (50 Гц). Причиною появи можуть бути: нестабільність джерела електроенергії, нестабільність частоти обертання ротора дизель-генератора. Можливі наслідки: перегрів і вихід із ладу блоків живлення, «зависання» операційної системи, програмні збої, втрата даних.

8. Тимчасова перенапруга (Switching Transient) – це короткочасне перевищення напруги вище 110 % від номінального значення тривалістю 1 000–5 000 мкс. Під час цього, амплітуда імпульсів перенапруги може досягати величин 4 500 В. Причиною їх появи є комутаційні процеси потужнострумівих ланцюгів електропостачання, іскріння комутаційних апаратів. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті і вихід з ладу мікросхем.

9. Несинусоїдальність напруги (Harmonic Distortion) – характеризується двома основними показниками:

а) коефіцієнтом спотворення синусоїдальності кривої напруги (струму) – відношення чинних значень суми вищих гармонік напруг (струмів) до чинного значення напруги (струму) основної гармоніки або у спрощеному варіанті до номінальної напруги (струму);

б) коефіцієнтом гармоніки напруги (струму) – відношення чинного значення

аналізованої гармоніки напруги (струму) до діючого значення змінної напруги (струму) або у спрощеному варіанті до номінальної напруги (струму).

Крім

перерахованих, використовуються такі показники якості електроенергії, як: коефіцієнти форми й амплітуди кривих змінної напруги (струму), гармоніка напруги (струму), джерело гармонік напруги, струму (Source of Harmonic

Voltage, Current), гармонійний резонанс (Harmonic Resonance). Небезпеку для електрообладнання представляють спотворення синусоїдальності кривої напруги більше 8 % або наявність у кривій напруги гармонійних складових напруги непарного (парного) порядку, з коефіцієнтом гармонік більше 5 %. Причиною їх появи є наявність споживачів із нелінійним навантаженням, таких, як комп'ютери, тиристорні перетворювачі тощо. При чому поряд із спотворенням відбувається генерування значного потоку реактивної

потужності в зовнішню електромережу, що погіршує якість роботи інших споживачів електроенергії та вимагає використання пристроїв автоматичної

компенсації реактивної потужності або інших пристроїв, що корегують форму вхідного струму.

Згідно з частиною п'ятою статті 24 Закону України «Про електроенергетику» (далі – Закон) електропередавальні організації зобов'язані забезпечувати

належний технічний стан та організацію експлуатації об'єктів електроенергетики відповідно до вимог нормативно-правових актів, нормативно-технічних документів, нормативних документів з питань технічної експлуатації електричних станцій і мереж та енергетичного обладнання,

надійне та якісне постачання (транспортування) енергії згідно з умовами ліцензій та договорів.

Частинною чотирнадцятою статті 24 Закону визначено, що в разі відпуску електричної енергії, параметри якості якої внаслідок дій або бездіяльності

енергопостачальника виходять за межі показників, визначених у договорі на постачання електричної енергії, енергопостачальник несе відповідальність у

вигляді штрафу в розмірі двадцяти п'яти відсотків вартості такої електроенергії.

У свою чергу, статтею 25 Закону передбачено право споживачів, зокрема, на отримання електричної енергії, якісні характеристики якої визначені державними стандартами.

Так, відповідно до ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності», норми встановлені даним Стандартом, підлягають включенню до технічних умов на приєднання користувачів електричної енергії та в договори на постачання

електричної енергії між електропередавальною організацією і користувачами електричної енергії.

Взаємовідносини, які виникають у процесі продажу й купівлі електричної енергії між виробниками або постачальниками електричної енергії та

споживачами (на роздрібному ринку електричної енергії), регулюються

Правилами користування електричною енергією, затвердженими постановою Національної комісії регулювання електроенергетики України від 31.07.1996 № 28, зареєстрованими в Міністерстві юстиції України 02.08.1996 за № 417/1442 (зі змінами) (далі – ПКЕЕ).

Дія цих Правил поширюється на всіх юридичних осіб та фізичних осіб (крім населення) (абзац другий пункту 1.1 ПКЕЕ).

Згідно з підпунктом 2 пункту 8.2 ПКЕЕ постачальник електричної енергії за регульованим тарифом зобов'язаний: забезпечувати постачання електричної енергії, якісні характеристики якої відповідають параметрам, визначеним державними стандартами, та зазначені в договорі.

Пунктом 8.5 ПКЕЕ визначено, що в разі постачання електричної енергії, параметри якості якої перебувають поза межами показників, зазначених у

договорі про постачання електричної енергії, постачальник електричної енергії за регульованим тарифом несе відповідальність перед споживачем у розмірі двадцяти п'яти відсотків вартості обсягу такої енергії.

Відносини між побутовими споживачами та енергопостачальниками регулюються Правилами користування електричною енергією для населення, затвердженими постановою Кабінету Міністрів України від 26.07.99 № 1357 (зі змінами) (далі – ПКЕЕН).

Відповідно до положень пункту 38 ПКЕЕН енергопостачальник, зокрема зобов'язаний забезпечувати надійне постачання електричної енергії згідно з умовами ліцензій та договором; приймати письмові та усні повідомлення (зокрема засобами зв'язку) побутових споживачів щодо порушення

електропостачання або порушення параметрів якості електричної енергії, а також вживати заходів до відновлення електропостачання та приведення показників якості у відповідність з вимогами нормативних документів.

Слід також зазначити, що згідно з положеннями ДСТУ EN 50160:2014 оцінка відповідності якості електричної енергії вказаним нормам проводиться протягом розрахункового періоду, що дорівнює 24 годинам.

Відповідно до ДСТУ EN 50160:2014 для визначення відповідності значень вимірюваних показників якості електричної енергії, за винятком тривалості провалу напруги, імпульсної напруги, коефіцієнта тимчасового перенапруги, нормами цього стандарту встановлюється мінімальний інтервал часу вимірювань, що дорівнює 24 годинам, що відповідає розрахунковому періоду.

Разом з тим, відповідно до положень підпунктів 11 та 15 пункту 4 Положення про державний енергетичний нагляд за режимами споживання

електричної і теплової енергії, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 07.08.96 № 929 (зі змінами), одними із задач та функцій

Державної інспекції з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної і теплової енергії (далі – Держенергонагляд), є здійснення в межах своєї компетенції нагляду за відповідністю показників якості

електричної енергії вимогам нормативних документів та технічним станом та організацією експлуатації, зокрема, електричних установок та мереж суб'єктів електроенергетики і споживачів електричної енергії.

Таким чином, здійснення контролю за показниками якості електричної енергії належить до компетенції Держенергонагляду.

4.2 Аналіз міжнародного досвіду

Протягом останнього десятиліття увага до якості електроенергії значно зросла. Масові відключення електроенергії, які сталися в США і Європі у 2003 року, поставили питання про першорядне значення надійності та якості енергії [9].

Попит на електроенергію гарантованої якості має кілька фундаментальних причин:

- електроенергію стали розглядати як товар, для якого гарантовану якість створює стимул і для покупця, і для продавця. Постачальники енергії в найближчому майбутньому будуть здатні диференціювати пропозиції за ціною енергії в залежності від рівня її якості;
- велику кількість електроенергії можна заощадити, якщо постійно стежити за її якістю;
- зростання уваги до якості електроенергії полягає у скасуванні держконтролю на ринку електроенергії в багатьох країнах світу.

Роботи, спрямовані на вирішення проблеми підвищення рівня енергоефективності та енергобезпеки під час постачання електроенергії зараз активно ведуть і в країнах Євросоюзу. Нормативи Ради Європейських Органів, що Регулюють Електроенергію (CEER 2005) під час поставок електричної енергії (EE) розрізняють три аспекти якості:

- якість напруги (якість електроенергії, що визначається показниками якості EE);
- комерційну якість (визначається індивідуальними договірними

відносинами постачальника і споживача електроенергії);

– безперервність, надійність, гарантованість поставок електричної енергії відповідно до вимог споживача електроенергії.

Основна різниця між поняттями «якість напруги (якість електроенергії)» і «безперервність поставок ЕЕ» полягає в тому, що споживач до певного моменту не сприймає поганої якості електроенергії, тоді як він реагує на всі переривання в постачанні електричної енергії. Тому споживач електроенергії не виявляє особливого інтересу до поліпшення якості споживаної ЕЕ, поки це якість не впаде до граничного рівня. Водночас споживач прагне уникнути будь-яких переривів в енергопостачанні.

Безперервність поставок характеризується кількістю і тривалістю збоїв у поставках електроенергії.

У світовій практиці широко застосовують різні індикатори безперервності поставок ЕЕ як для окремих споживачів електроенергії, так і для системи електропостачання загалом.

Так, наприклад, для систем передачі електроенергії в Великобританії, Угорщині, Італії, Норвегії, Чеській Республіці, Греції, Португалії, Франції, Литві, Швеції, Естонії, Ірландії, Німеччині та Голландії використовують індикатори SAIFI: Індекс Середньої Частоти Перебоїв Електропостачання для Системи (кола) кість на рік); SAIDI: Індекс Середньої Тривалості Перебоїв Електропостачання для Системи (хвилини).

З 1 січня 2005 року схема регулювання ціни і якості електричної енергії повністю набула чинності в Голландії.

Великобританія, Норвегія та Італія розробляють подібні схеми, але їх введення ще не планують.

Подібний стан справ у Франції, Бельгії, Німеччині, Швейцарії та Австрії.

Проблеми якості напруги спричиняють до втрати в більшості галузей промисловості. Падіння напруги – головна причина втрат, за ними йдуть перевищення напруг, гармонійні спотворення і дисбаланс фаз.

Методи регулювання надійності поставок електричної енергії в Європі:

– громадський контроль (публічна інформація про якість поставок ЕЕ – непрямий метод). Ідея такого контролю полягає в тому, що про якість електроенергії судять клієнти, ЗМІ тощо, що в кінцевому підсумку змушує компанії підтримувати і, в разі необхідності, покращувати якість обслуговування;

– стандарти;

– інтенсифікують (спонукальні) схеми (тарифи, штрафи, премії).

У світовій практиці вирішення проблеми якості поставок електроенергії одночасно йде за двома напрямками: технологічному і нормативному.

1. Технологічний підхід передбачає розгортання територіальних систем контролю та управління якістю електроенергії. Моніторинг на рівнях передачі і розподілу електричної енергії здійснюють в Італії, Норвегії, Португалії, Словенії, Нідерландах, Франції, Великобританії, Латвії.

Моніторинг на рівні передачі ЕЕ є в Чеській Республіці. Моніторинг на рівнях розподілу ЕЕ – в Угорщині.

Моніторинг на стадії розгортання системи – в Іспанії та Швеції.

2. Нормативний (законодавчий) підхід передбачає створення технічних регламентів і стандартів, що регламентують відносини постачальника і споживача електроенергії з урахуванням її якості.

Концептуальне розгортання систем моніторингу показників якості електроенергії спрямовано на досягнення нових рівнів енергоефективності та енергобезпеки

1. Забезпечення якості електроенергії у споживачів відзначено як одну зі стратегічних цілей технічної політики.

Проблеми вимірювань, контролю та аналізу показників якості електроенергії вже необхідно вирішувати для рівнів напруг 6, 10 і 35 кВ (регіональні мережеві компанії та енергопостачальних компанії) і навіть ще для більш високовольтної області 110 кВ і вище. Програма забезпечення надійності поставок і

підвищення якості електроенергії в ЕНЕС містить такі напрямки реалізації:

- забезпечення надійності поставок і якості електричної енергії під час управління функціонуванням і розвитком;

- створення і впровадження економічних механізмів управління надійністю електропостачання, зокрема створення системи коригування тарифів на надання послуг з передачі електричної енергії в залежності від рівнів надійності роботи електричних мереж;

- забезпечення життєздатності, зокрема надійності енергопостачання великих міст, запобігання й ліквідація великих аварійних порушень;

- організація системи моніторингу надійності поставок і якості ЕЕ;

- організація управління надійністю поставок і якістю ЕЕ;

- поділ відповідальності між суб'єктами ринку за надійність поставок і якість ЕЕ.

2. Розгортання територіальної системи моніторингу показників якості електроенергії в режимі реального часу дозволить вирішити проблему

контролю та управління ситуаціями в системах енергопостачання в умовах роздільного та спільної дії електромагнітних факторів природного та техногенного походження в інтересах енергетичної та промислової безпеки. У сучасних умовах активно розвиваються засоби електромагнітного враження технічних засобів, і проблема впливу електромагнітних імпульсів на

енергетичні системи, засоби зв'язку й управління стає однією з ключових.

Навмисні надширокосмугові електромагнітні перешкоди є новою серйозною загрозою для енергосистем. Забезпечення енергетичної та промислової безпеки багато в чому залежить від рівня розвитку технологій, що сприяють ефективній роботі державних органів у сфері боротьби з терористичними акціями і,

зокрема, з «електромагнітним тероризмом». «Електромагнітний тероризм» (ЕМ) тероризм є навмисним (зловмисним) генеруванням електромагнітної

енергії, яка у вигляді шуму або сигналів впроваджується в електричні і / або електронні системи з терористичною або злочинною метою, призводячи до порушення функціонування або пошкодження цих систем. Прогнози фахівців показують, що ймовірність використання силового деструктивного впливу, зокрема в мережах електроживлення, з року в рік зростає.

Одним із обов'язкових складників захисту інформаційних систем у мережі живлення від навмисних деструктивних електромагнітних впливів є зняття контрольного портрета електромережі за допомогою спеціалізованих засобів вимірювань після завершення її монтажу та організація безперервного моніторингу мережі електроживлення з одночасним записом у журнал усіх збоїв і пошкоджень, фіксацією часу збоїв і їхнього характеру [11, 12].

Починаючи з 2002 року, почалися вітчизняні розробки територіальної системи контролю та управління показниками якості електроенергії в реальному масштабі часу. Приклад такої системи представлений на рисунку 4.1.

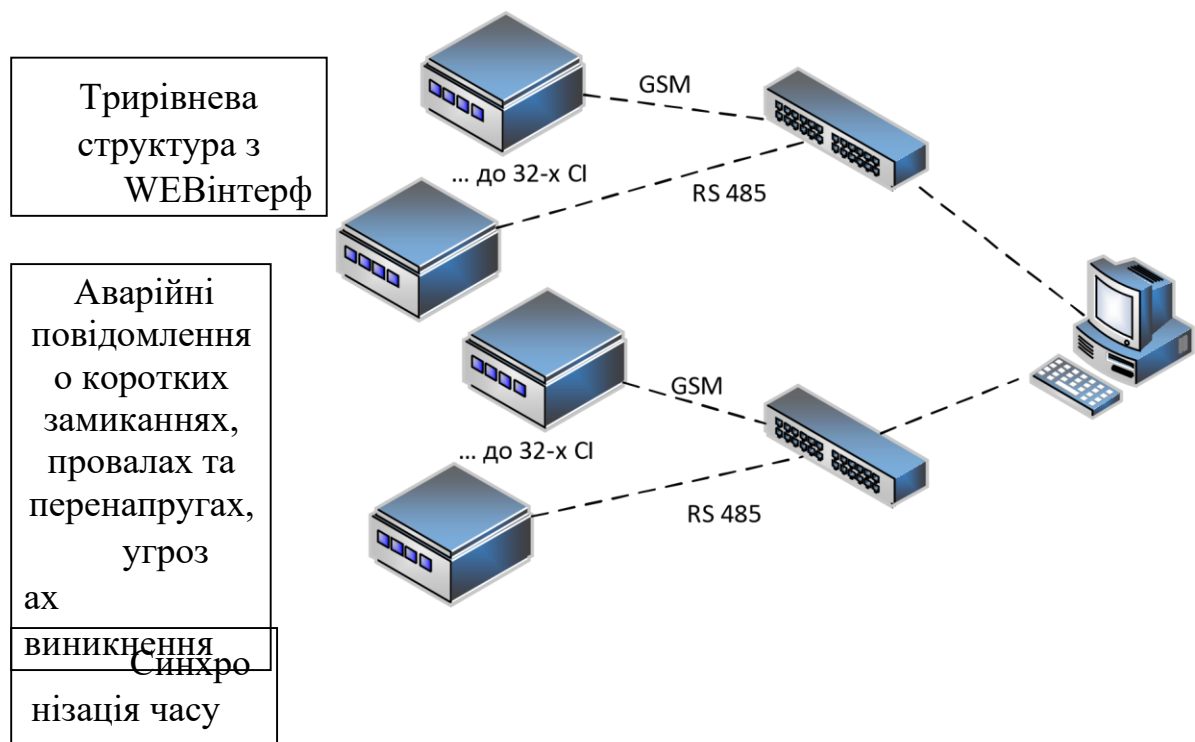


Рисунок 4.1 – Реалізація системи контролю: централізоване управління і розподілення вимірювань

Система призначена для технічного контролю і вимірювань показників якості електричної енергії в реальному часі . У даному випадку систему створюють на основі засобів вимірювання показників якості електроенергії – приладу «Прорив – КЕ».



Рисунок 4.2 – Зовнішній вигляд приладу «Прорив – KE»

Призначення приладу – сертифікація електричної енергії, контроль якості ЕЕ в електричних мережах систем електропостачання загального призначення

синусоїдального однофазного і трифазного струму номінальною частотою 50 Гц.

4.3 Апаратне забезпечення

Комунікаційне обладнання

Дистанційний термінал PowerLogic ION7550 RTU

PowerLogic ION7550 RTU (дистанційний термінал) – це інтелектуальний пристрій з підтримкою веб-доступу, ідеальний для комбінованого обліку води, газу, тепла, пари та електроенергії. Прилад збирає, масштабує та зберігає вимірювання з великої кількості підключених вимірювальних пристроїв, а також відправляє інформацію до однієї або кількох вищих систем через унікальну комбінацію вбудованих комунікаційних шлюзів.

Характеристики:

- до 10 Мбайт незалежної пам'яті;
- 1 імпульсний вихід;
- 24 цифрових або аналогових входів (макс);
- 30 цифрових або аналогових виходів (включаючи імпульсний вихід);
- порт Ethernet (протоколи Modbus / TCP / IP);
- modbus TCP Master / Slave за портом Ethernet;
- оптичний порт;
- порт RS 485;
- порт RS 485 / RS 232;
- послідовний порт Modbus RTU Master / Slave;
- вбудований модем;
- модемний шлюз (ModemGate);
- підтримка протоколу DNP 3.0 за послідовним портом, модемом і I / R портами;
- сповіщення електронною поштою (Meterm @ il);

– вбудований HTML веб-сервер.

Шлюз Modbus\МЭК 61850 PowerLogic G3200

Шлюз PowerLogic G3200 використовує надійні методи конвертації даних із протоколу Modbus на МЭК 61850. Прилад пропонує гнучку альтернативу прив'язки до конкретного виробника в ситуаціях, коли необхідно адаптувати чинну інфраструктуру до нових вимог передачі даних, а також забезпечує рішення, сумісне як з обладнанням Schneider Electric, так і з обладнанням стороннього

виробника.

Характеристик

и:

- підтримка мови конфігурації підстанції (SCL) для стандартизації і передачі даних з Modbus пристроїв;
- підтримка більшості вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту Schneider Electric;
- одночасна підтримка протоколів МЭК 61850 і Modbus для простої інтеграції в чинну систему;
- підтримка Modbus пристроїв сторонніх виробників за допомогою розширених можливостей мови SCL;
- синхронізація годин і міток часу (для вимірювань і статусів);
- безпечне дистанційне обслуговування;
- безпечний доступ по TCP / IP;
- автоматична передача даних, прив'язана до подій, для ефективнішого використання обладнання та системи.

Пристрій реєстрації даних Enerlin 'X Com 'X

Пристрої Com'X збирають значення затрат енергоспоживання зі всієї будівлі:

1. Пристрої електричного розподілу (вимірювачі, перемикачі) та Розумний Щит.
2. Пристрої, що вимірюють значення витрат споживаний (газ, пар, повітря і вода).
3. Сенсори, що вимірюють параметри навколишнього середовища.

Вони передають дані по локальній мережі (LAN) або до на віддалені сервери: розумні дисплеї: приладові панелі, графічні діаграми, доступні за допомогою звичайного веб-браузера (Com'X510) і завдяки сервісу дистанційного керування.

Вторинна обробка за допомогою рішень StruxureWare™, таких як вебсервер Energy Operation, Power Monitoring Expert або сторонньої системою управління будівлею (BMS)

Вимірювальні прилади базового рівня

Лічильник електроенергії ION6200 PowerLogic ION6200

Прилад призначений для: аналізу ефективності, втрат і навантаження; обліку

енергії, що витрачається окремими споживачами, і розподілу затрат; управління енергоспоживанням або регулювання реактивної потужності

Технічні характеристики (деякі елементи оснащення постачаються на замовлення). На щиті монтується: світлодіодний дисплей 3-фазний, що має вимір в 4-х

квадрантах, клас точності 0,5 (IEC, ANSI). Вимірювання напруги, сили струму, потужності, частоти, коефіцієнта потужності, навантаження і спожитої електроенергії, сумарний коефіцієнт гармонік. Він обладнаний двома цифровими імпульсними виходами, має порт зв'язку RS-485 за протоколом: Modbus RTU Slave.

Вимірювачі потужності на DIN рейку з базовими вимірювальними функціями PowerLogic PM3200

Прилад призначений для: розподілу затрат; перевірки рахунків за електроенергію; субурахування енергоресурсів (включаючи пару, воду, газ) окремих орендарів; агрегування даних споживання енергоресурсів (включаючи пару, воду, газ) і розподілу затрат за майданчиками, змінами, або за часом;

аналізу затрат на електроенергію і профілів споживання за зонами і часом використання; моніторингу мережі; виміру базових електричних параметрів для кращого розуміння розподільної мережі; моніторингу мережі для базової оцінки якості електроенергії та оптимізації профілю навантаження

Вимірювачі потужності PowerLogic PM3200 – це вимірювальні прилади на DIN рейку з повним спектром вимірювальних можливостей, необхідних для моніторингу електроустановки.

Серія вимірювачів потужності PowerLogic PM3200 складається з чотирьох моделей:

- PM3200 – базова модель без комунікаційних можливостей
- PM3210 – модель із імпульсним виходом;
- PM3250 – модель із Modbus;
- PM3255 – Модель із Modbus, цифровими входами – виходами. Характеристики:
- ЖК дисплей з підсвічуванням, меню російською мовою;
- клас точності 0,5S;
- технічний облік електроенергії за 4 тарифами;
- додаткове живлення 110-415 В (Ф-Н, Ф-Ф); – компактні розміри.

Багатофункціональні вимірювачі електроенергії та потужності EasyLogic, серія PM2000

Вимірювачі електроенергії та потужності EasyLogic серії PM2000 мають усі вимірювальні здатності, необхідні для моніторингу електроустановки в одному пристрої з розмірами 96 × 96 мм. Доступні дві версії – зі світлодіодним або рідкокристалічним дисплеєм.

Характеристики:

- клас енергоефективності 0.5S відповідно до IEC 62053-22, клас енергоефективності 1.0 відповідно до IEC 62053-21;
- клас точності лічильників реактивної енергії 1.0 відповідно до стандарту IEC 62053-24;
- протестовано відповідно до стандарту IEC 62052-11 на 5 А, номінальне значення I, і 1 А, номінальне значення I (регульоване поле);
- таймери активного навантаження виконують моніторинг часу виконання операції і повідомляють про необхідність проведення технічного обслуговування;
- встановлюваний на місці пароль для захисту інформації про параметри та запобігання змін інтегрованих значень;
- функція забезпечення кібербезпеки відключає порт RS-485 за допомогою клавіш на лицьовій панелі, захищає від несанкціонованого доступу, що є дуже корисним під час установки і пошуку несправностей мережі зв'язку;
- світлодіодний дисплей: автоматичне масштабування, 9 + 3 цифри для електроенергії, 4 цифри для інших параметрів;
- ЖК-дисплей: 6 цифр з автоматичним масштабуванням для позначення енергетичних та інших параметрів, знімок статусу о 12:00 зі зведеною інформацією за останні 24 години;
- два налаштування лічильника показують значення виміряної електроенергії, задані в тих одиницях виміру, яких вимагає замовник;
- функція установки попереднього значення електроенергії для застосування в доопрацюванні;
- є додаткові модулі введення-виведення: 2 цифрових введення і 2 виведення або 2 аналогових введення і 2 виведення для повного моніторингу системою WAGES.
- монтаж із використанням двох затискачів, ніякі інструменти не потрібні;
- компактні розміри, глибина максимум 54 мм;
- підключення до мережі напругою до 480 В як L-L +/- 10% без трансформаторів напруги для категорії III і установок з подвійною ізоляцією.

4.4 Програмне забезпечення

Утиліти

Інструмент для налаштування та калібрування лічильників ION Setup 3.0 PowerLogic ION Setup – це безкоштовне програмне забезпечення для

налаштування і калібрування лічильників серії PowerLogic, а також будь-яких інших вимірювальних приладів. ПО не займає багато місця на жорсткому диску, так що його легко встановлювати і використовувати на будь-якій ОС Windows.

Характеристики:

- звіти за порівнюваними конфігураціями приладів;
- помічники розширеного налаштування лічильників із архітектурою ION (серії ION7300, ION7550 / ION7650, ION8600, ION8650, ION8800) для конфігурації передачі даних, протоколів, конфіденційності, часу використання, пам'яті, екранів передньої панелі та інших характеристик;
- швидке програмування лічильників ION (з версією прошивки, починаючи з 240);
- віддалений збір інформації, журналів подій, включаючи формат CSV для інтеграції в інші системи;
- офф-лайн програмування лічильників серій ION8600 і ION8800 для настройки і тестування прошивок без фізичної наявності приладів;
- відображення векторних діаграм у реальному часі для спрощення підключення більшості лічильників;
- підтримка FWN для StruxureWare Power Monitoring.

Прикладне програмне забезпечення:

Система енергомоніторингу для підвищення надійності та ефективності підприємства EcoStruxure™ Power Monitoring Expert 8

Програмне забезпечення EcoStruxure™ Power Monitoring Expert – це повноцінна система енергоменеджменту, яка агрегує дані про розподільну мережу підприємства і подає їх як зрозумілу інформацію через інтуїтивний вебінтерфейс. Відкрита архітектура EcoStruxure Power Monitoring Expert використовує стандартні промислові протоколи і дозволяє працювати з будь-якими пристроями як Schneider Electric, так і сторонніх виробників.

Програмне забезпечення легко інтегрується з будь-якими системами обліку, моніторингу та автоматизації (наприклад, SCADA, BAC, DCS, ERP), а також веб-сервісами.

Тема 5. ПРИЗНАЧЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ SMART GRID

5.1 Автоматизовані системи диспетчерського управління

Завдання оперативного контролю та управління вирішують у ході процесу на різних часових інтервалах, здійснюють збір даних з каналів зв'язку з об'єктами, забезпечують створення та ведення баз даних реального часу і є

постачальником інформації для технологічних задач і задач автоматичного управління. Технологічні завдання вирішують на основі обробки й аналізу даних реального часу і даних з ІБД. У комплексі АСДУ в режимі on-line на єдиній інформаційній базі мають бути реалізовані функції ОБК (SCADA) і

режимно-технологічних завдань оперативного управління, повністю адаптовані до особливостей та умов України. Завдання автоматичного управління вирішують на основі обробки й аналізу даних реального часу.

Як джерело інформації для АСДУ можна використовувати: ручне введення параметрів; пристрої телемеханіки і РЗА; комплекси АСУТП електростанцій і підстанцій; системи обліку електричної енергії; інтегровану базу даних енергопідприємств [13]

5.2 Завдання оперативного контролю та управління (1 група)

Завдання оперативного керування вирішують на базі програмотехнічних засобів оперативно-інформаційного управлінського комплексу (ОІУК) в межах двох підсистем: інформаційно-управлінської (ІУП) і інформаційно-

обчислювальної (ІОП). Основним призначенням ІУП є збір, первинна обробка та відображення інформації про поточний режим, а також контроль

допустимості режиму та стану елементів енергообладнання. До задач ІОП входять складніші обчислювальні функції, що забезпечують допомогу оперативному персоналу з розрахунком допустимості нормальних і

післяаварійний режимів, ремонтних заявок, комутаційних перемикачів, оцінку стану роботи електричних, теплових мереж та електростанцій, визначення відстані до місця пошкодження, оперативний прогноз навантажень і контроль

за споживанням енергії та потужності, розрахунок і оптимізацію електричних і теплових режимів в реальному часі, діагностику основного обладнання. У

частині обробки телеінформації мають вирішувати завдання:

прийому телевимірювань і телесигналів каналами зв'язку, контроль достовірності, відновлення недостовірних даних, розрахунок інтегралів, усереднення, контроль меж;

– архівування;

- контролю стану системи збору інформації та формування статистичних даних про роботу окремих елементів системи збору;

- управління диспетчерським щитом;

- ретрансляції телеінформації на інші рівні управління.

У частині диспетчерських відомостей мають вирішувати завдання:

- перенесення телеметрично вимірюваних даних до архівів і відомостей;

- перенесення інтегральних та усереднення значень телевимірювань до архівів і відомостей;

- прийому і передачі даних каналами міжрівневого обміну; – уточнювального розрахунку даних диспетчерських відомостей; – формування звітних документів необхідної структури.

5.3 Технологічні завдання (2 група)

Технологічні завдання вирішують у межах підсистем:

- технологічних завдань диспетчерського управління; – планування режимів.

У підсистему технологічних завдань диспетчерського управління входять завдання автоматизації функцій диспетчерського персоналу:

- формування і ведення оперативної розрахункової схеми електричної і теплової мережі;

- ведення оперативного журналу диспетчера;

- ведення оперативної документації;

- автоматизований розгляд диспетчерських заявок. У підсистему

планування режимів входять завдання:

- прогноз навантажень на характерні періоди.

Тема 6. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ РІВНЯ РАЙОНУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

6.1 Завдання і функції автоматизованої системи диспетчерського управління

До завдань і функцій автоматизованої системи диспетчерського управління належать:

1. Збір ТС (положення вимикачів, стан захисту), ТВ (напруги, струму, потужності), їхня ретрансляція в інші РЕМ та на верхній рівень, архівування ТС (спорадичне) та ТВ (циклічне).
2. Видача ТУ.
3. Відображення ТС на мнемощиті та АРМ диспетчера РЕМ, тривожна сигналізація.
4. Ведення схеми комутації та ремонтних схем ПС, РП, ТП.
5. Ведення журналу подій.
6. Ведення поопорних схем.
7. Автоматизація документообігу.

6.2 Склад і структурна схема автоматизованої системи диспетчерського управління

Рівень ПС складається з КП ТМ (RTU – Remote Terminal Unit) із платами (модулями) ТС, ТВ, ТУ, ланцюгів телесигналізації, ланцюгів телеуправління (включаючи блоки проміжних реле) а також цифрових вимірювальних перетворювачів на приєднаннях 35 кВ.

Рівень РЕМ складається з ПУ ТМ (Front-End), серверної шафи з GPSприймачем для синхронізації часу і АРМ диспетчера РЕМ з принтером. SCADA-сервер виконує обробку та накопичення даних на АРМ диспетчера забезпечує інтерфейс диспетчера із системою. Передбачено 1 резервний/технологічний УКП телемеханіки для перевірки відремонтованих модулів, а також джерело безперервного живлення у складі шафи. Модем забезпечує зв'язок із верхнім рівнем.

Канали зв'язку – радіоканали 1 200–2 400 бод, дротяний зв'язок із частотним ущільненням 100 бод, у майбутньому – супутникові та GPRSканали.

Апаратура: Мікродат, Енергетик, ТМ-120, Граніт на ПС, КА-96 в РЕМ.

6.3 Телемеханіка та система передавання даних

Телемаханіка та системи передавання даних між підстанціями і центральною системою показані на рисунку 6.1

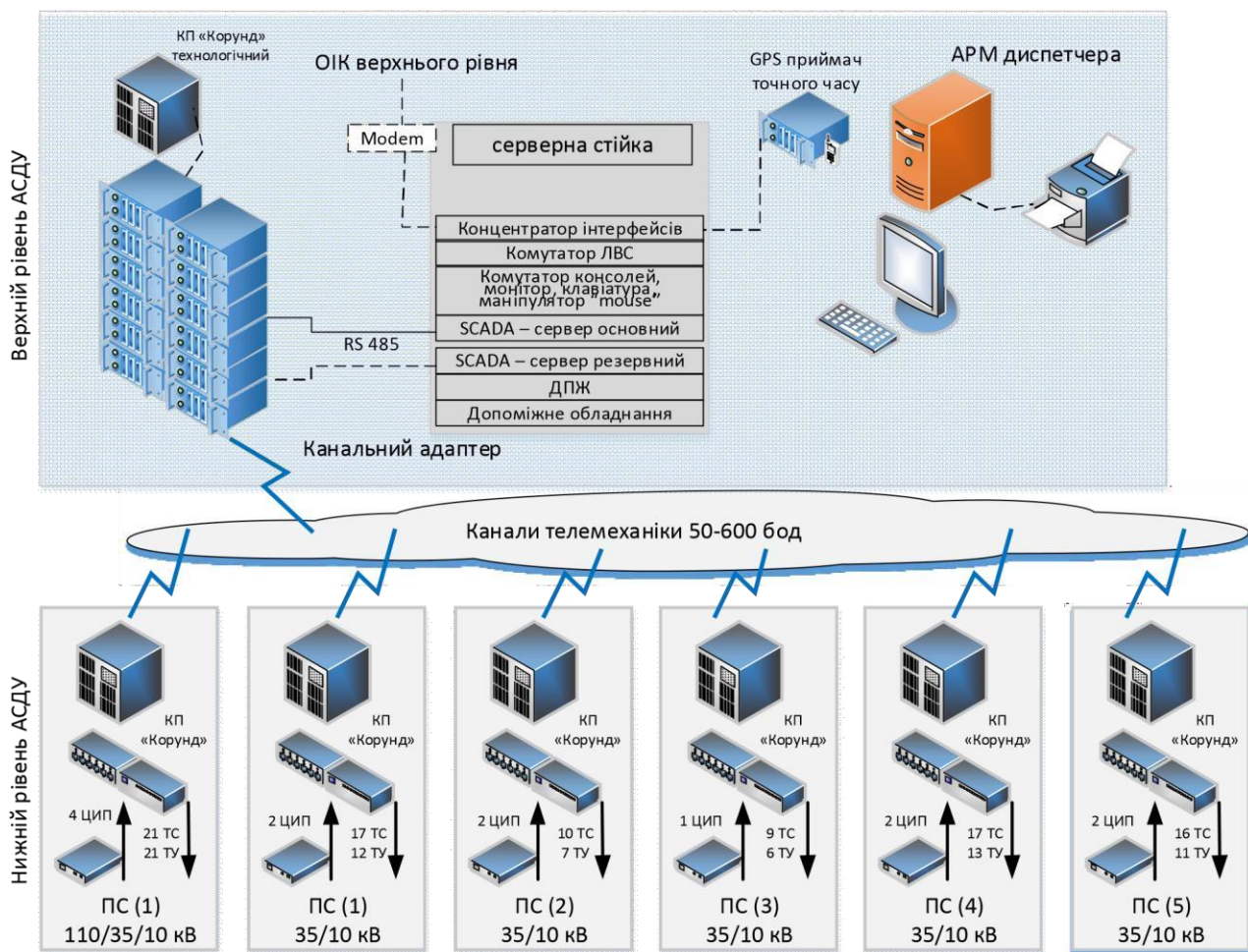


Рисунок 6.1 – Система передавання даних АСДУ

6.4 Автоматизовані системи диспетчерського управління рівня підприємства електромереж (ПЕМ) та обленерго

Завдання й функції АСДУ:

- збір ТС (положення вимикачів, стан захисту), ТВ (напруги, струму, потужності) і їх ретрансляція в інші ПЕМ та на верхній рівень, прийом ретрансляції сигналів із підпорядкованих ПЕМ та сусідніх обленерго;
- архівування ТС (спорадичне) та ТВ (циклічне);
- видача ТУ;
- відображення ТС на мнемощі й АРМ диспетчера ПЕМ, тривожна сигналізація;
- ведення схеми комутації таремонтних схем ПС, РП, ТП;
- достовірність даних ТС і ТВ, дорозрахунок, інтегрування потужності, ведення балансів потужності й енергії;

- ведення поопорних схем;
- автоматизація документообігу.

Структурна схема (2 рівні).

Рівень ПС складається з КП телемеханіки (RTU) із платами (модулями) ТС, ТВ, ТУ, ТВІ, ланцюгів телесигналізації, ланцюгів телеуправління (включаючи блоки проміжних реле) а також цифрових вимірювальних перетворювачів на приєднаннях 35 і 110 кВ. На обслуговуваних

підстанціях, може бути встановлений АРМ чергового ПС.

Загальна кількість ТС у системі – близько 500, телевимірювання збирають з 500–1 000 приєднань.

Рівень обленерго складається з:

– ПУ ТМ (ЦППС) – як правило, дубльований з метою підвищення надійності роботи серверного обладнання, зокрема серверної стійки з GPSприймачем для синхронізації часу. Серверне обладнання, як правило, дубльоване і працює в паралельному режимі. SCADA-сервер (основний та резервний) виконує обробку та накопичення даних. Електричне живлення шафи – через джерело безперервного живлення. Зв'язок з верхнім рівнем забезпечується через маршрутизатор;

– два АРМ диспетчера з принтером. АРМ диспетчера забезпечує інтерфейс диспетчера з системою. Також до складу системи входить АРМ телемеханіка для контролю роботи ПУ та каналів зв'язку, а також АРМ програміста для супроводження системи.

Канали зв'язку – радіоканали 1 200–2 400 бод, дротяний зв'язок із частотним ущільненням 100-600 бод, у майбутньому – супутникові та GPRSканали.

Апаратура: Граніт, Граніт-Мікро, ТМ-800В, Корунд-М, Телур на ПС

Тема 7. СУЧАСНІ «ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ» ТЕХНОЛОГІЇ В АВТОМАТИЗОВАНОМУ УПРАВЛІННІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАМИ

7.1 Інтелектуальна технологія контролю параметрів режиму мережі і навколишнього середовища

На сьогоднішній день найбільш перспективною є система моніторингу розподільних електричних мереж 6-10 кВ і метеопараметрів навколишнього середовища (СМРЕМ).

Система СМРЕМ призначена для моніторингу основних технічних параметрів нормального і аварійного режимів розподільних електричних мереж 6-10 кВ (наявність напруги, поява струму міжфазного короткого замикання), а також метеорологічних умов (температури і відносної вологості повітря) в місцях експлуатації. Дані моніторингу передаються на диспетчерську станцію через GSM-мережі діючих операторів.

Система СМРЕМ застосовується для оптимізації пошуку і локалізації місця пошкодження повітряних ліній електропередачі напругою 6-10 кВ, а також для попередження аварійних станів у результаті впливу кліматичних факторів.

Система експлуатується при температурі від мінус 30° до плюс 55°С, відносній вологості повітря до 100%, атмосферний тиск від 86 до 106 КПА.

Система СМРЕМ складається з наступних складових частин:

- блок диспетчерський ЯЕВІ.426469.008;
- блок виносний ЯЕВІ.426469.011

(Модуль управління, сонячна батарея, скоби кріплення).

Блок диспетчерський, підключений до комп'ютера (комп'ютер в комплект не входить) становить диспетчерську станцію. Для управління диспетчерської станцією призначена комп'ютерна програма «Dispatcher_GSM.exe».

Блок виносний складається з модуля управління і сонячної батареї.

Блок диспетчерський призначений для здійснення зв'язку по GSM-каналі з блоками виносними і обміну даними з персональним комп'ютером.

Структурна схема системи моніторингу приведена на рис.7.1.

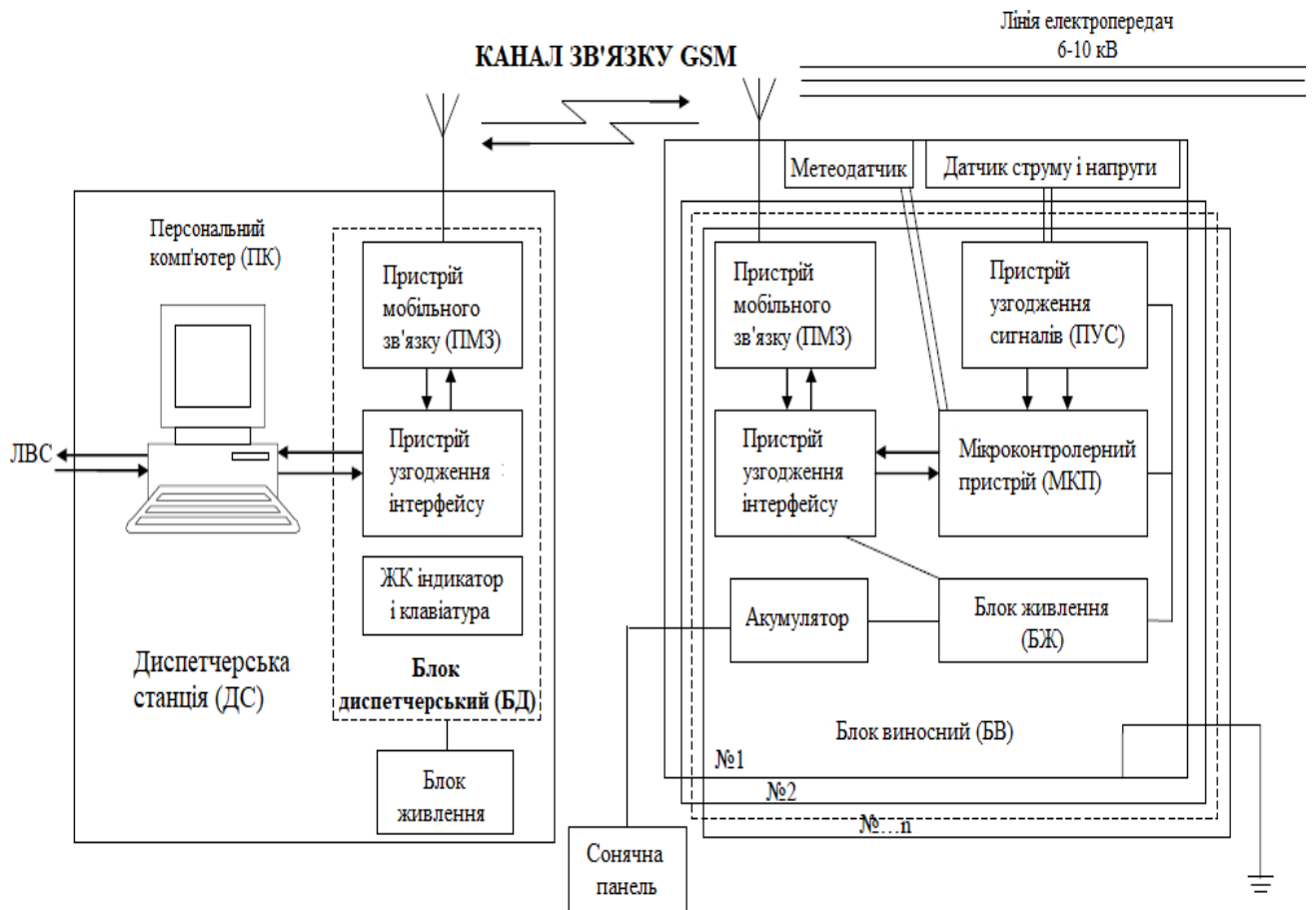


Рисунок 7.1 – Структурна схема системи

7.2 Інтелектуальна інформаційна технологія контролю ожеледеутворення на повітряних лініях електропередавання

Можливості системи:

- періодичний вимір температури і вологості, вагового навантаження в точці підвісу проводу та передачу інформації на блок диспетчерський;
- фіксацію і передачу на блок диспетчерський аварійної інформації про перевищення заданих критичних значень метеорологічних параметрів і вагового навантаження в точці підвіски проводу, обумовлених утворенням ожеледі;
- усереднення результатів за період збору даних;
- прийом і обробку інформації з розпізнаванням адреси відправника;
- програмну установку критичних параметрів, а також періодів збору і передачі інформації;
- відображення і збереження результатів моніторингу на комп'ютері.

Структурна схема системи контролю ожеледеутворення приведена на рис.7.2.

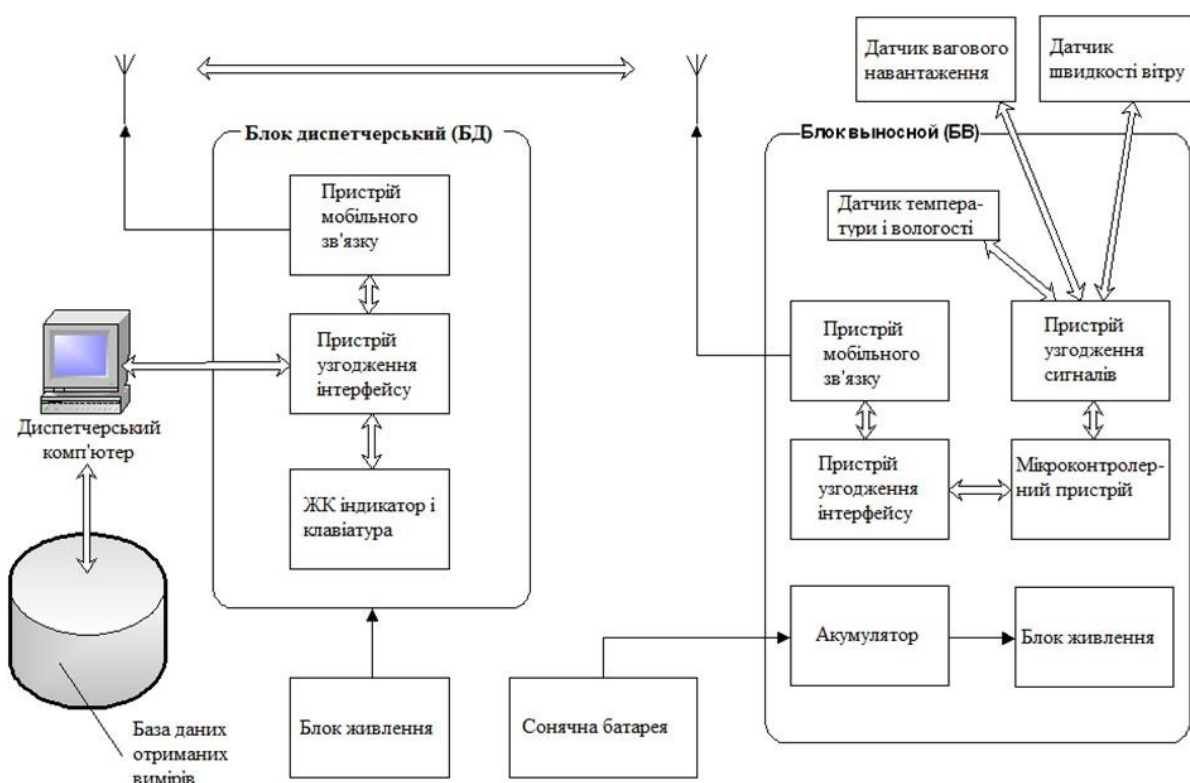


Рисунок 7.2 – Структурна схема системи контролю ожеледеутворення

Вище зазначена система складається з виносного і диспетчерського блоків з додатковим обладнанням. Виносний блок, що представляє собою автоматизований метеопост, встановлюється на опорі ПЛ напругою 35 або 110 кВ в зоні можливого інтенсивного утворення ожеледі. До складу виносного блоку входять датчик температури і вологості повітря, пристрій узгодження сигналів з датчиків, мікроконтролер, пристрій мобільного зв'язку, блок живлення на основі акумулятора з підзарядкою від сонячної батареї. Блок додатково комплектується виносним датчиком вагового навантаження і датчиком швидкості вітру. Мікроконтролерний пристрій, що входить до складу виносного блоку, забезпечує прийом, зберігання і обробку інформації про контрольовані параметри, а також управляє режимами прийому і передачі даних.

Які канали передачі інформації можна використовувати:

- радіоканал з типом модуляції FFSK;
- GSM зв'язок;
- волоконно-оптична лінія зв'язку (ВОЛЗ);
- супутниковий канал зв'язку.

Отже, можна сказати, що інтелектуальні системи в енергетиці відіграють важливу роль, а саме забезпечують безперебійну роботу електричної мережі, підвищують якість електроенергії, забезпечують надійне функціонування енергосистеми, шляхом використання "інтелектуального" обладнання і програмних комплексів.

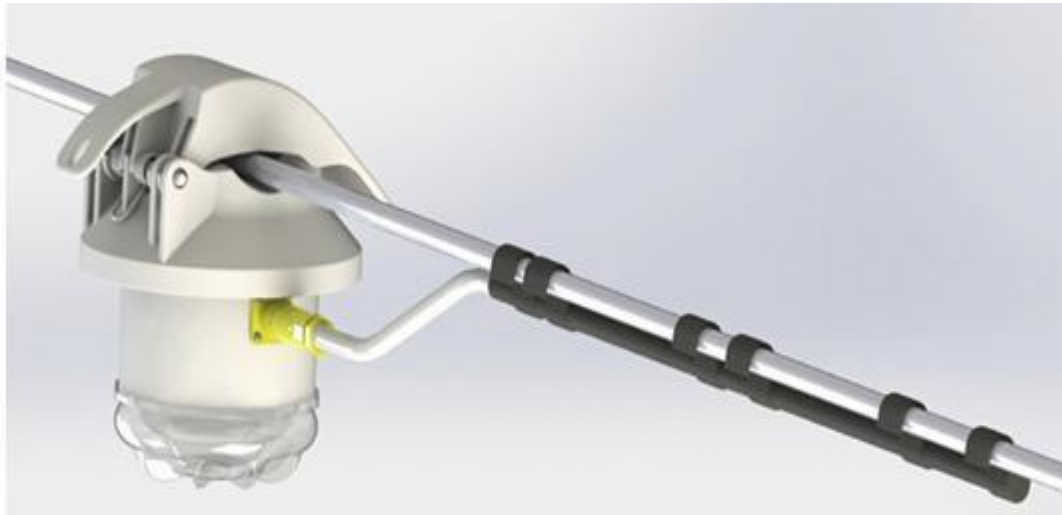


Рисунок 7.3 – Датчик ожеледі

Також широкого використання для визначення появи ОПВ на проводах знайшли тензодатчики, які вимірюють вагу проводу в точці підвісу між ізолятором і траверсою (рис.7.4).



Рисунок 7.4 – Тензодатчик в точці підвісу

7.3 Удосконалення системи моніторингу повітряних ліній електропередачі

Сучасні інформаційні технології дозволяють перейти до більш ефективного управління і експлуатації електричних мереж в рамках балансуєчого ринку за рахунок моніторингу даних про параметри навколишнього середовища, які значно впливають на короткостроковий прогноз споживання електроенергії, втрати електроенергії в елементах мереж і систем, умови утворення ОПВ на ПЛ.

На сьогоднішній день доцільним є створення автоматизованих систем моніторингу ПЛ з використанням сучасних технічних засобів збору, передачі й обробки інформації. (рис.7.5).



Рисунок 7.5 Лабораторна установка системи моніторингу

Автоматизована система моніторингу ОПВ повинна мати багатофункціональне програмне забезпечення, яке сумісне із існуючими програмними засобами. В наш час виробляються індикатори КЗ які відповідають сучасним технологіям, мають компактні розміри та прості для монтажу. Вони встановлюються в різних точках лінії електропередачі, до і після важкодоступних ділянок, на межі балансової належності, а також через

певну відстань уздовж протяжних ділянок.

Живлення пристрою здійснюється від батарей з тривалим терміном служби. Кожен індикатор оснащений внутрішньою системою діагностики заряду батарей. До складу індикатора входить радіопередавач для передачі інформації про факт спрацювання і вид пошкодження на диспетчерський пункт. У цьому випадку на опорі поблизу установки індикаторів монтується трансмітер, який, отримавши інформацію від індикаторів, ретранслює її по GSM-каналі.

Особливостями індикаторів є те, що установка і демонтаж індикатора може проводитися на лінії під напругою за допомогою спеціалізованого установочного комплексу. Корпус індикатора повністю водонепроникний, герметичний, механізм кріплення до лінії виготовлений з нержавіючих матеріалів. Корпус індикатора ударостійкий. Індикатор не пошкоджується при падінні на землю з висоти. Для візуалізації спрацювання передбачена індикація. Пристрій працює від батарей з тривалим терміном служби (батареї забезпечують роботу пристрою в режимі очікування до 10 років). Пристрій здійснює контроль стану заряду батареї. Передбачена заміна батарей.

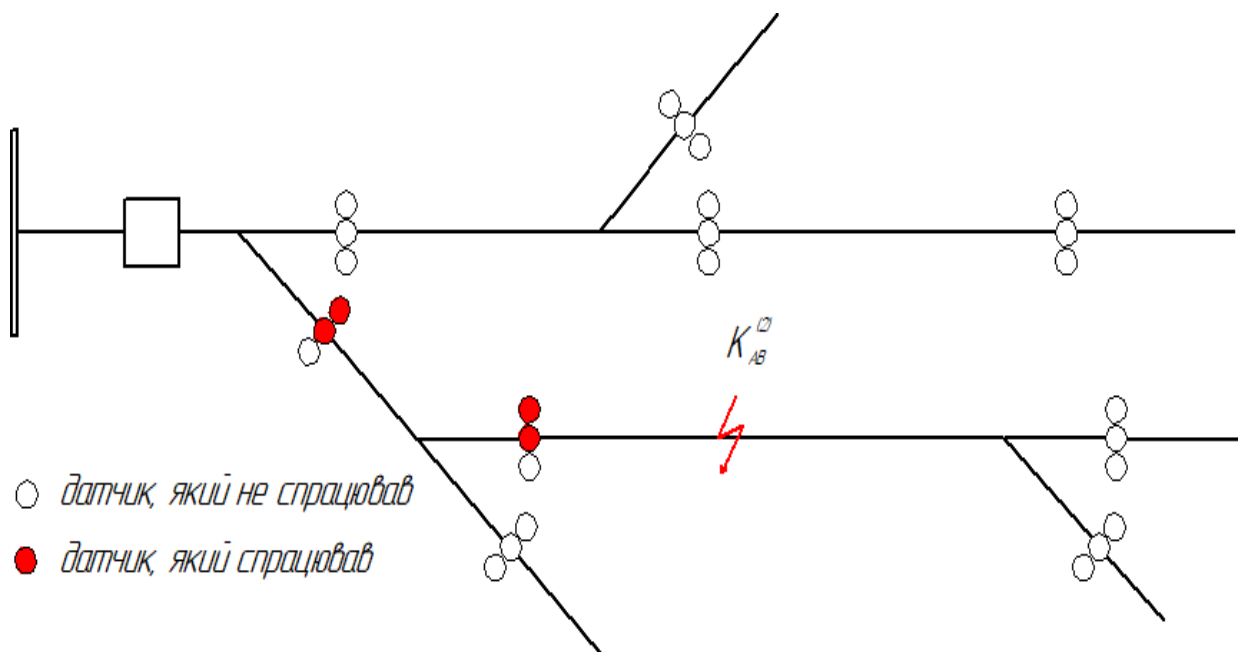


Рисунок 7.6 – Виявлення пошкодженої ділянки ПЛ

Дана система є ефективним інструментом для вирішення такої важливої задачі для енергетики як пошук місць КЗ в розподільчих електричних мережах.

Але якщо дану систему об'єднати із системою контролю ОПВ на ПЛ, то значно підвищиться ефективність моніторингу ПЛ в цілому. Для цього потрібно додатково встановити датчики метеопараметрів (температури повітря,

вологості), а також датчики ожеледі в місцях встановлення індикаторів пошкодження.

Використання метеоданих дозволить проводити моніторинг метеопараметрів навколишнього середовища в районі, де знаходиться ПЛ, і відповідно, контролювати їх поточний стан, що дозволить оптимізувати використання їх реальної пропускну здатності, контролювати рівень технологічних втрат, виконувати оцінку граничних значень тривалих і короткочасних струмів навантаження, регулювати перетоки потужності по ПЛ, а також давати оцінку погодним умовам в певному районі для аварійних бригад.

Датчики визначення наявності ОПВ на проводі можуть встановлюватися разом з індикаторами пошкодження ПЛ, дозволять вирішити задачу визначення місць утворення ожеледі в електричних мережах (рис.3.12). Оскільки утворення ОПВ на проводах ПЛ має випадковий характер і може покрити не всю довжину лінії, а лише деякі окремі ділянки лінії або відгалудження, то визначення місць утворення на ПЛ ожеледних відкладень буде актуальною функцією.

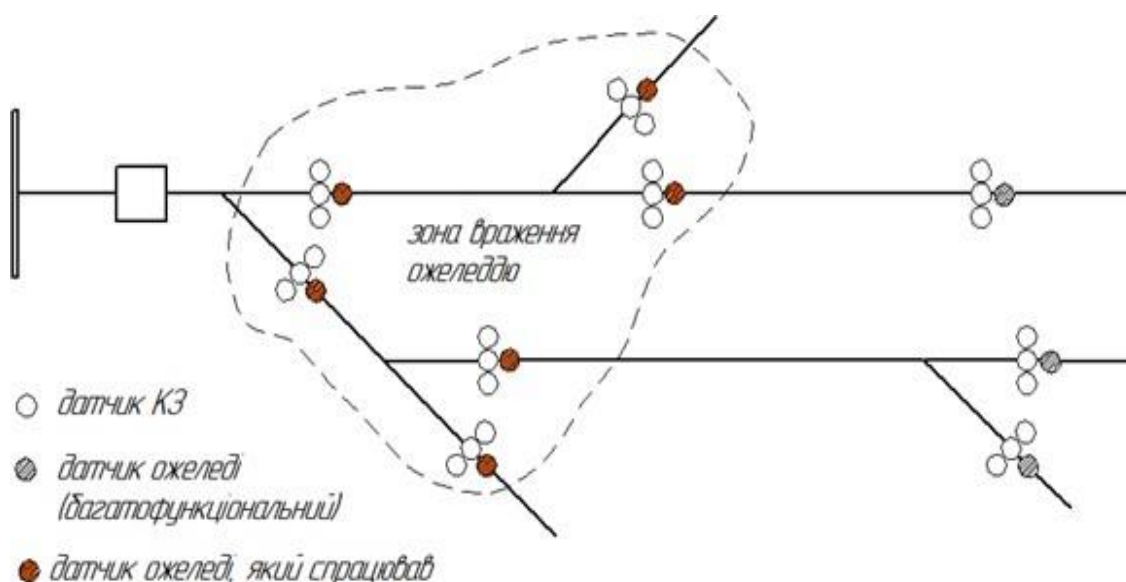


Рисунок 7.7 – Визначення області враження ПЛ ожеледдю

Автоматизована система моніторингу параметрів ПЛ та метеопараметрів повинна бути тісно зв'язана з прогнозуванням ймовірності виникнення ОПВ на проводах ПЛ. При цьому прогнозні функції повинні бути реалізовані з допомогою різних програм типу «радника диспетчера» [13, 14].

7.4 Оцінка втрат електроенергії в мережах в реальному часі

Раціональне використання паливно-енергетичних ресурсів є актуальним завданням електроенергетики. Одним з напрямків підвищення ефективності використання енергоресурсів є зниження втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38 кВ. Існуючі підходи щодо розрахунку втрат в мережі 0,38 кВ є мало ефективними через відсутність достовірної інформації про величину і характер зміни параметрів режиму, особливо в режимі реального часу, а також про пасивні параметри розподільних мереж 0,38 кВ, що призвело до досить поширеного застосування методів еквівалентування, що дає значні похибки при розрахунках.

Аналіз існуючого підходу показав, що невизначеність розрахунку втрат електроенергії є наслідком відсутності рекомендацій і вказівок відносно галузі використання способів, в тому числі і конкретних розрахункових термінів, у межах яких визначаються втрати електроенергії. Терміни мають різноманітне призначення і розмитий характер (добу, тижні, місяць, кілька місяців, робочий-вихідний день і т.п.).

Вихідні передумови способів базуються на використанні разнотипної інформації. В одних випадках згадуються дані оперативних відомостей, в інших – показники графіків навантаження. Для розрахунків втрат електроенергії на різних рівнях її передачі необхідна наявність даних відповідних засобів інформації. На сьогодні в діючих розподільних мережах необхідна інформація базується на використанні результатів поточних вимірювань одиничного характеру, які виконуються в мережах персоналом за допомогою переносних вимірювальних приладів. Стаціонарні прилади обліку електроенергії мають місце тільки в центрах живлення розподільних мереж, в основному на вводах споживачів.

Нормальні режими розподільних мереж розраховуються для визначення звітних показників, планування режимів і оцінки їх ефективності, а також їх оперативного корегування. У першому випадку періодичність розрахунків становить добу і більше, у другому – розрахунки проводяться щогодини, і з підвищенням рівня автоматизації управління є стійка тенденція до зменшення періоду розрахунків до 10-15 хвилин і менше. В якості вихідних даних при цьому використовуються телевимірювання або архіви АСКОЕ.

Найбільш складною і неоднозначною проблемою формування вихідної інформації для проведення поелементного розрахунку втрат електроенергії є визначення незалежних параметрів поточного режиму мережі. Це пов'язано з проблемою оснащення пристроями телеметрії всіх споживачів електричної енергії. На сьогодні це можливо в результаті розширеного впровадження АСКОЕ в мережі 0,38 кВ.

Послідовність розрахунку режиму мережі і визначення втрат в АСКОЕ для заданого тимчасового зрізу приведена на рис. 7.5.

Запит від ОІК АСКУЕ на визначення втрат



Рисунок 7.5 – Структура визначення втрат потужності та електроенергії в мережі 0,38 кВ з використанням АСКУЕ

Реалізація даного підходу в реальному часі можлива тільки в разі автоматизації моніторингу втрат потужності та електроенергії в мережах 0,38 кВ. Ефективність моніторингу може бути підвищена за рахунок підвищення достовірності інформації, яка знімається в характерних точках мережі, і урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму, що протікає на опір елементів мережі.

Процес моніторингу сталих режимів з подальшим розрахунком втрат електричної енергії в реальному часі являє собою складну задачу. Для її реалізації необхідно автоматизувати весь процес збору, обробки, передачі інформації про параметри режиму і температури навколишнього середовища, а також сам процес розрахунку втрат. Для вирішення цих завдань необхідно

використовувати сучасні науково-технічні розробки в інформаційних технологіях.

Ці вимоги можуть бути задоволені шляхом вдосконалення АСКОЕ за рахунок розширення їх функціональних можливостей – розробки програмно-технічного комплексу.

У зв'язку з цим нами розроблено нові підходи щодо вдосконалення програмно-технічного комплексу. При цьому використані на нижньому рівні багатофункціональні мікропроцесорні пристрої по контролю параметрів режиму і температури навколишнього середовища з подальшою передачею інформації по GSM/GPRS або PL-каналу і реалізацією додаткових функцій з моніторингу втрат електроенергії з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму, що протікає на опір елементів мережі.

Схема побудови програмно-технічного комплексу в загальному вигляді показана на рис. 8.6. На "нижньому" рівні розташовуються мікропроцесорні пристрої. Залежно від типу споживача для обліку електроенергії та управління споживанням використовуються одно- або трифазні мікропроцесорні пристрої. Трифазні мікропроцесорні пристрої використовуються також для контролю балансу на заданих ділянках електромережі. Обмін даними з мікропроцесорними пристроями здійснюється по звичайній електропроводці 0,38 кВ (технологія PLC). Всі мікропроцесорні пристрої доступні маршрутизатору (роутеру), який встановлюється на трансформаторній підстанції, виконує функції збору та тимчасового зберігання даних, а також комунікаційні функції. Маршрутизатор підтримує двосторонній зв'язок з Центром, як правило, за допомогою мережі зв'язку GSM, або ж зв'язку по телефонних лініях, по лініях електропередачі 10 (6) кВ і по мережі Ethernet.

У Центрі здійснюється збір і довготривале зберігання даних. На основі отриманої інформації вирішується весь комплекс завдань прикладного характеру.

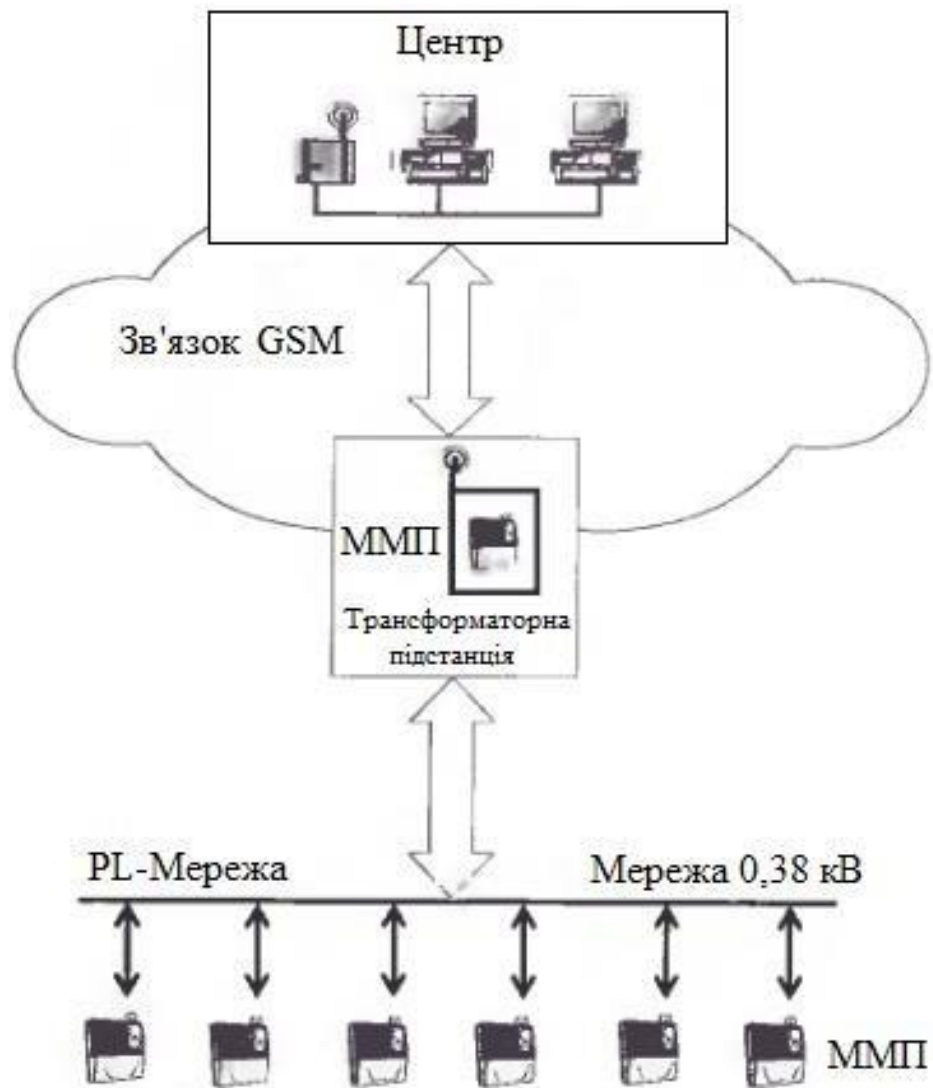


Рисунок 7.6 – Організація мережі передачі даних

Мережа передачі даних складається з двох підсистем:

- підсистеми інформаційного обміну між багатофункціональним мікропроцесорним пристроєм і маршрутизатором;
- підсистеми обміну даними між маршрутизатором і Центром.

Перша підсистема – цифрова PL-магістраль, топографічно збігається з мережею лінії електропередачі 0,38 кВ, яка використовується як фізичне середовище для її організації (рис. 8.7).

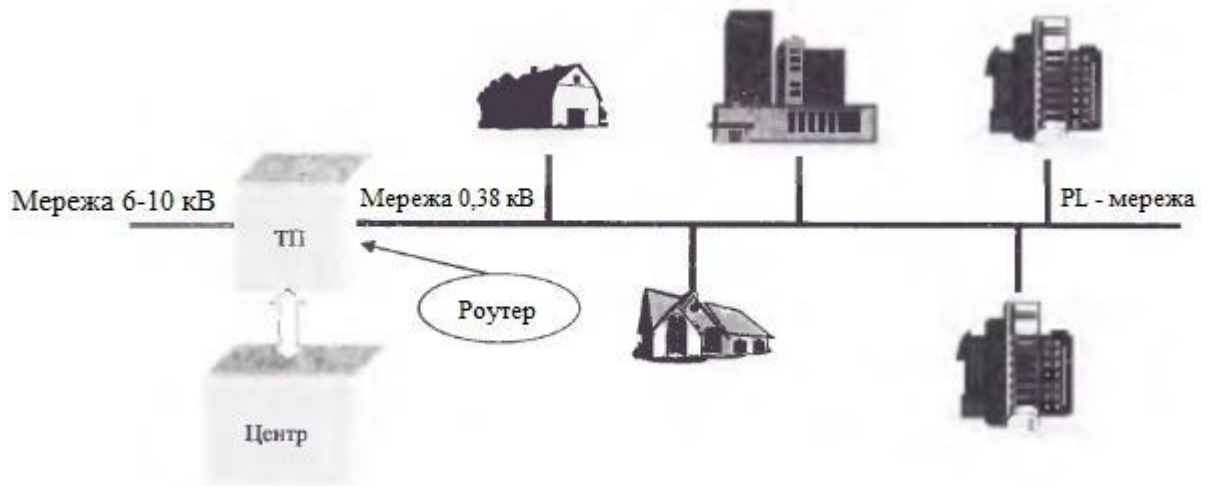


Рисунок 7.7 – Підсистеми обміну даними по PL-модему

Друга підсистема являє собою один з наступних каналів зв'язку: GSM-зв'язок, лінії електропередачі 10(6) кВ, телефонні лінії, мережі Ethernet (рис. 8.8). Маршрутизатор, як правило, розташовуються на трансформаторних підстанціях і підключаються до трифазних фідерів.

Зв'язок концентратора з віддаленими обміну між багатофункціональним мікропроцесорним пристроєм, внаслідок великої довжини і зашумленості PL-магістралі, може перестати працювати. Такі обміну між багатофункціональні мікропроцесорні пристрої "Невидимі" для концентратора. У зв'язку з цим інформаційний обмін в PL-магістралі може бути організований за принципом багаторівневої адресації. Зв'язок концентратора з "невидимими" обміну між багатофункціональними мікропроцесорними пристроями глибших рівнів здійснюється завдяки ретрансляції кадрів, яка виробляється PL-модемами обміну між багатофункціональних мікропроцесорних пристроїв, що знаходяться на "видимих" рівнях.

Все вищевикладене знайшло відображення в спільних науково-дослідних роботах кафедри ЕЕМ з АК «Харківобленерго» в зв'язку зі створенням єдиної бази даних технічного обладнання та системи моніторингу розподільних мереж 6 (10) -0,4 кВ з подальшою інтеграцією в білінгові комплекси автоматизованого розрахунку з побутовими і промисловими споживачами.

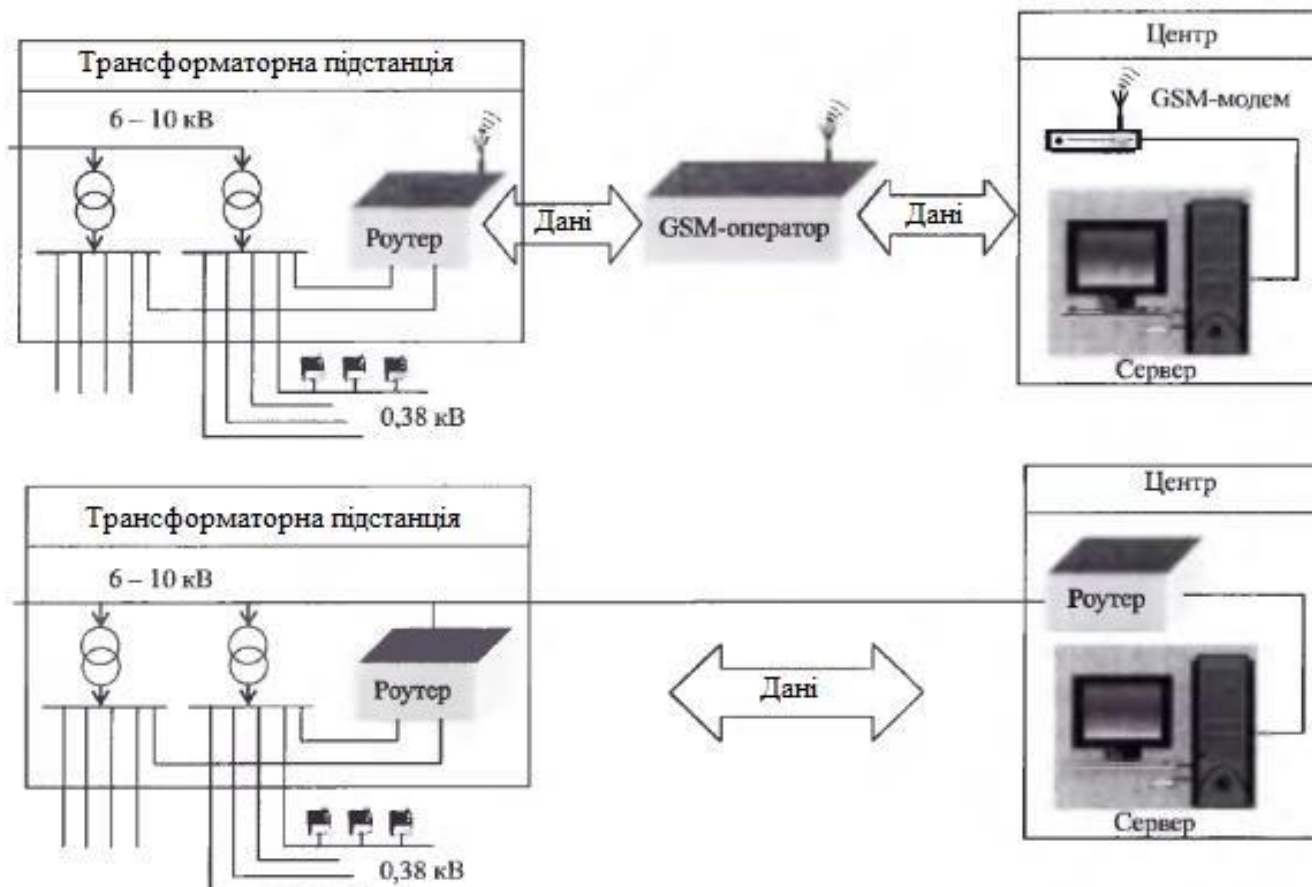


Рисунок 7.8 – Підсистеми обміну даними між маршрутизатором і Центром

Для порівняльної оцінки результатів розрахунків втрат електроенергії в мережі, виконаних за традиційними укрупненими методиками і за запропонованою методикою за даними АСКОЕ, був проведений обчислювальний експеримент. Аналізувалася ПЛ яка відходить від ТПЗ16 АК

«Харківобленерго» з побутової навантаженням, для неї були зняті погодинні значення струмів на головній ділянці в кожній фазі і проведено розподіл навантажень на ділянках лінії. Загальна довжина ліній 1,448 км, марка проводу АС-25, кількість вводів – 138.

ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРИ

1. Денисюк С.П., Базюк Т.М., Федосенко М.М., Ярмолюк О.С. Системи електропостачання з активним споживачем: моделі та режими. – Київ: вид-во ПП «АВЕРС», 2017. – 182 с.
2. Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Гончаренко І.С., Денисюк С.П. та ін. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Київ: Інститут електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
3. Черемісін М. М., Зубко В. М. Автоматизація обліку та контролю електрос- поживання. Х.: «Фактор», 2005. – 190с.

Навчальне видання

ТЕХНОЛОГІЇ SMART GRID

Конспект лекцій

САВЧЕНКО Олександр Анатолійович

Формат 60×84/16. Гарнітура Times New Roman
Папір для цифрового друку. Друк ризографічний.
Ум. друк. арк. 0,6. Наклад 100 пр.
Державний біотехнологічний університет
61002, м. Харків, вул. Алчевських, 44