

Національна академія наук України
Інститут електродинаміки
Міністерство освіти і науки України
Національний університет кораблебудування
імені адмірала Макарова

В.М. Рябенський, О.І. Дорогань, О.О. Ушкаренко

**АВТОМАТИЗАЦІЯ ПРОЦЕСІВ МОНІТОРИНГУ ПАРАМЕТРІВ
ТА КЕРУВАННЯ АВТОНОМНИМИ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИМИ СИСТЕМАМИ
З ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНИМИ АГРЕГАТАМИ**

Монографія

Миколаїв
2017

УДК 621.436:681.5

ББК 32.2

Р 98

Автори: В.М. Рябенський, докт. техн. наук, проф.,
О.М. Юрченко, докт. техн. наук,
О.І. Дорогань, канд. техн. наук,
О.О. Ушкаренко, канд. техн. наук,
М.Ф. Сопель, канд. техн. наук

Рецензенти: О.В. Кириленко, акад. НАН України
В.Я. Жуйков, докт. техн. наук

Затверджено до друку
Вченою радою Інституту електродинаміки НАН України
(протокол № 5 від 26 травня 2017 року)

В монографії розглянуті питання проектування систем автоматизації електроенергетичних систем з дизель-генераторними агрегатами та всіх її складових, а також сучасні методи проектування, структурної оптимізації та моделювання апаратно-програмних засобів автоматизації розподілених систем управління з використанням комплексного системного підходу для підвищення надійності та ефективності оперативного управління автономними електроенергетичними установками. Розроблено алгоритмічне забезпечення системи інформаційної підтримки дій оператора для оцінки поточного стану електроенергетичної системи і тенденції зміни параметрів керованих процесів. Розроблена методика аналізу інформаційних потоків і оцінки впливу структури електроенергетичної установки на інформаційну мережу, що базується на поєднанні методів теорії масового обслуговування та теорії паттернових мереж.

Для наукових та інженерно-технічних працівників, які виконують дослідження в галузі автоматизації електроенергетичних установок та розробників апаратно-програмного забезпечення розподілених систем керування з елементами людино-машинних інтерфейсів.

В монографии рассмотрены вопросы проектирования систем автоматизации электроэнергетических систем с дизель-генераторными агрегатами и всех ее составляющих, а также современные методы проектирования, структурной оптимизации и моделирования аппаратно-программных средств автоматизации распределенных систем управления с использованием комплексного системного подхода для повышения надежности и эффективности оперативного управления автономными электроэнергетическими установками. Разработано алгоритмическое обеспечение системы информационной поддержки действий оператора для оценки текущего состояния электроэнергетической системы и тенденции изменения параметров управляемых процессов. Разработана методика анализа информационных потоков и оценки влияния структуры электроэнергетической установки на информационную сеть, которая базируется на сочетании методов теории массового обслуживания и теории паттерновых сетей.

Для научных и инженерно-технических работников, выполняющих исследования в области автоматизации электроэнергетических установок и разработчиков аппаратно-программного обеспечения распределенных систем управления с элементами человеко-машинных интерфейсов.

ISBN 978-966-321-328-6

© В.М. Рябенський, О.І. Дорогань, О.О. Ушкаренко,

ЗМІСТ

Вступ

Перелік скорочень

Розділ 1

ЗАВДАННЯ АВТОМАТИЗАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

- 1.1. Сучасні автоматизовані системи управління електроенергетичними установками
 - 1.2. Функції автоматизованих систем управління СЕУ
 - 1.3. Проблеми автоматизації електроенергетичних установок
 - 1.4. Обґрунтування вибору математичного забезпечення для проведення дослідження
 - 1.5. Системні принципи побудови систем автоматизації СЕУ
 - 1.6. Архітектура автоматизованої системи управління СЕУ
 - 1.7. Вимоги до користувача АСУ СЕУ
- Висновки по розділу 1

Розділ 2

СИНТЕЗ АЛГОРИТМІВ ФУНКЦІОНУВАННЯ СПЕЦІАЛІЗОВАНИХ ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ

- 2.1. Склад і вимоги до апаратних засобів автоматизації
 - 2.2. Оптимізація за критерієм структурної мінімізації засобів автоматизації СЕУ
 - 2.3. Структурні схеми та діаграми станів спеціалізованих засобів автоматизації
 - 2.3.1. Спеціалізований контролер автоматизації
 - 2.3.2. Система синхронізації і розподілу навантажень
 - 2.3.3. Система моніторингу якості електроенергії
- Висновки по розділу 2

Розділ 3

РОЗРОБКА ПРОГРАМНИХ ЗАСОБІВ МОНІТОРИНГУ ТА УПРАВЛІННЯ СЕУ

- 3.1. Вимоги до ПЗ і склад бібліотеки компонентів
- 3.2. Формальний опис елементів автоматизованих робочих місць оператора електроенергетичної системи
- 3.3. Використання автоматного підходу для опису алгоритмів роботи компонентів ПЗ
- 3.3.1. Структура програмного забезпечення
- 3.3.2. Режим конструктора схеми

- 3.3.3. Режим моніторингу та управління СЕУ
 - 3.4. Опис взаємодії компонентів ПЗ за допомогою паттернної мережі
 - 3.5. Реалізація засобів інформаційної підтримки дій оператора
 - 3.6. Засоби статистичного аналізу процесу коливань потужності і оптимізація складу дизель-генераторних агрегатів
 - 3.7. Дослідження відповідності ПЗ нормам якості
 - 3.7.1. Функціональне тестування ПЗ
 - 3.7.2. Оцінка практичності програмного забезпечення
 - 3.7.3. Використання апарату паттернових мереж для аналізу інформаційних потоків в розподіленій системі управління
 - 3.7.4. Дослідження надійності, переносимості та супроводжуваності ПЗ
- Висновки по розділу 3

Розділ 4

МОДЕЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ЯКОСТІ РОБОТИ ПРОГРАМНО-АПАРАТНИХ ЗАСОБІВ МОНІТОРИНГУ ТА УПРАВЛІННЯ СЕУ

- 4.1. Мультикомп'ютерна модель для дослідження процесів управління СЕУ
 - 4.1.1. Імітаційні моделі
 - 4.1.2. Дослідження характеристик інформаційного каналу управління СЕУ
 - 4.2. Моделювання роботи споживачів електроенергії і силових агрегатів
 - 4.3. Фізична модель електроенергетичної установки і системи управління
 - 4.4. Засоби поетапної підготовки фахівців з експлуатації суднового електрообладнання
- Висновки по розділу 4

Заключення

Список використаної літератури

ВСТУП

Сучасні автономні електроенергетичні системи (АЕЕС), в тому числі й суднові електроенергетичні установки (СЕУ), включають від трьох до декількох десятків генераторів з довільною структурою схеми розподілу електроенергії. Зміна структури електроенергетичної установки в процесі роботи вимагає приділяти все більше уваги розвитку і модернізації систем збору, передачі та відображення інформації, які відіграють значну роль у забезпеченні керованості і надійності роботи енергосистем. Багато з існуючих систем морально застаріли, не відповідають вимогам інтеграції в сучасні системи управління і вже не відповідають вимогам за швидкістю передачі і обсягами інформації для ефективного управління автономними електроенергетичними установками. Технічні засоби автоматизації виконують свої функції в мінімальному обсязі за рахунок значних трудовитрат фахівців-експлуатаційників на проведення технічного обслуговування. Тому актуальними є розвиток методів проектування апаратно-програмних засобів систем управління, вдосконалення систем автоматизації та всіх її складових, які повинні здійснюватися з урахуванням новітніх досягнень науки і техніки з використанням комплексного системного підходу. Для повної автоматизації АЕЕС та СЕУ необхідно формалізувати процес управління складною системою з великим числом елементів, кожен з яких може мати кілька станів.

Актуальність розвитку даного напрямку обумовлена необхідністю підвищення надійності та ефективності оперативного управління автономними й судовими електроенергетичними установками, зменшення витрат часу на аналіз оперативної ситуації черговим персоналом. Особливої актуальності це завдання набуває в умовах проведення реконструкцій на діючих електроенергетичних установках. Розробка апаратно-програмних засобів автоматизації, які відрізняються універсальністю, покращеними масо-габаритними і вартісними показниками і мають сучасний інтерфейс, дозволить використовувати їх як в складі розроблюваних автоматизованих систем управління, так і при модернізації існуючих систем.

Питаннями автоматизації процесів управління в галузі електроенергетичних систем як в частині розробки теоретичних принципів їх побудови, так і в галузі впровадження цих систем займалися багато вітчизняних та зарубіжних вчених: О.П. Алексєєв, В.Г. Орнов, В.В. Сахаров, В.А. Веніков, С.О. Попов, Р.Е. Францев, Д.В. Гаскаров, К.В. Недялков, Б.В. Грек, В.В. Ключєв, В.О. Одинаєв, П.П. Пархоменко, М.А. Рабинович, С.І. Паламарчук, В.І. Розанов, Ю.М. Руденко, Л.П. Веретенников і багато інших.

Найбільш складним етапом при впровадженні автоматизованих систем управління є розробка програмного забезпечення. Сучасний рівень розвитку обчислювальної техніки відзначається все більшим проникненням у різні її області мікропроцесорів, які докорінно змінюють властивості багатьох пристроїв, надаючи їм нові функції і відкриваючи нові можливості використання. Застосування мікропроцесорів дозволяє мінімізувати апаратну частину систем автоматизації і перенести більшість функцій по управлінню

об'єктом автоматизації на програмний рівень. Із збільшенням кількості об'єктів автоматизації, зростанням складності алгоритмів керування, підвищенням надійності розподілених систем управління виникає необхідність оцінки їх продуктивності з метою планування структури і, можливо, повної або часткової реконфігурації системи.

Збільшений потік інформації про стан об'єктів суднової електроенергетичної системи і процесах, що у них протікають, також не може адекватно сприйматися обслуговуючим персоналом при використанні застарілих засобів відображення інформації. При автоматизації електроенергетичних систем оператор повинен мати інформацію не тільки про стан контрольованих параметрів, а й про структуру електроенергетичної системи, яку зручно представити у вигляді мнемосхеми, що складається з візуальних метафор елементів АЕЕС, які представляють собою спрощене зображення елементів об'єкта управління або структурної схеми. Актуальним завданням є розробка алгоритмічного забезпечення системи інформаційної підтримки дій оператора для оцінки поточного стану електроенергетичної системи і тенденції зміни параметрів керованих процесів. При цьому важливо, щоб розроблювальне програмне забезпечення відповідало нормам надійності та якості.

Сучасні системи автоматизації є просторово розподіленими, створюються з використанням багатозадачних керуючих контролерів і мають мережеву організацію. Різні частини системи мають різну фізичну природу (безперервний об'єкт і дискретна керуюча частина), а система в цілому описується складною комбінацією диференціальних рівнянь, алгебраїчних рівнянь і нерівностей, логічних умов. У мікроконтролері завдання накладаються один на одного і блокуються в очікуванні загальних ресурсів. Час виконання самих завдань може змінюватися. Передача даних по мережі відбувається із затримками, величина і стабільність яких залежить як від протоколу зв'язку, так і від завантаженості каналів. Щоб уникнути негативного впливу такого запізнювання і оптимально використовувати доступні системі управління обчислювальні ресурси, проектування алгоритмів управління та програмного забезпечення повинне проводитись з урахуванням даного фактора. Неоптимальне управління інформаційними потоками, без урахування інерційності об'єктів управління і часових затримок, що виникають при передачі команд по мережі, призводить до погіршення якості управління. Система автоматичного управління і підсистеми захисту АЕЕС та СЕУ не працюватимуть задовільно, якщо їм не представити вчасно достовірну інформацію про технічний стан дизель-генераторних агрегатів та інших компонентів. Оскільки на запуск і введення в дію генераторних агрегатів потрібний відносно великий час, то достовірна інформація про пошкодження енергосистеми має бути вироблена якомога раніше. Тому актуальними є задачі аналізу інформаційних потоків і оцінки впливу структур АЕЕС та СЕУ на інформаційну мережу.

Постійно зростаюча складність керованих людиною машин і механізмів, об'єктів і процесів вимагають нових методів і засобів для проведення

моделювання. При розгляді складних об'єктів управління, таких як електроенергетичні системи, моделювання виступає як один з найважливіших етапів. Створення мультикомп'ютерної моделі електроенергетичної установки дозволить об'єднати в собі як силову електроенергетику, так і мікропроцесорні системи управління, що відкриває широкі можливості моделювання не тільки енергетичних процесів, а й процесів управління.

Рішення перерахованих завдань дозволить підвищити якість управління судновими електроенергетичними системами, зменшити вартість вироблення електроенергії за рахунок більш ефективного використання генеруючих агрегатів, а реалізація систем інформаційної підтримки дій оператора та оцінки стану СЕУ для введення резервних генераторів в роботу забезпечить безперебійне постачання електроенергією різних об'єктів.

Метою роботи є розвиток методів проектування і моделювання спеціалізованого апаратно-програмного забезпечення автоматизованої системи управління судною електроенергетичною установкою, яка є окремим випадком автономної електроенергетичної системи.

Для досягнення цієї мети було вирішено такі завдання:

1. Аналіз структур і функцій сучасних автоматизованих систем управління судновими електроенергетичними установками з метою визначення найбільш оптимальних для вирішення завдань автоматизації, визначення проблем автоматизації та недоліків існуючих апаратно-програмних засобів для пошуку шляхів удосконалення автоматизованих систем управління та підвищення якості управління.

2. Формулювання системних принципів побудови автоматизованих систем управління та обґрунтування вибору математичного забезпечення для вирішення завдань формалізації, проектування, оптимізації, моделювання та аналізу апаратно-програмного комплексу автоматизації СЕУ.

3. Визначення складу та вимог до апаратно-програмних засобів автоматизації для формалізації задач управління об'єктами суднової електроенергетики, розробка граф-схем алгоритмів функціонування та комп'ютерних моделей мікропроцесорних засобів автоматизації та виконання їх структурної оптимізації для усунення апаратної надмірності.

4. Розробка прикладного програмного забезпечення для управління та моніторингу параметрів СЕУ, методики тестування і дослідження його відповідності нормам якості, розробка алгоритмічного забезпечення засобів інформаційної підтримки оператора з метою забезпечення оперативного контролю за станом електроенергетичної установки і параметрів електроенергії, оцінки поточного стану підсистем автоматизованої системи управління СЕУ і тенденції зміни їх параметрів внаслідок дій оператора для своєчасного введення резервних дизель-генераторних агрегатів (ДГА) в роботу.

5. Розробка методики дослідження інформаційних потоків в мережі розподіленої системи управління СЕУ для оцінки можливості роботи системи в режимі реального часу, що дозволить на ранніх етапах проектування виявити недоліки розроблюваної системи і, при необхідності, змінити структуру системи управління і склад засобів автоматизації.

6. Експериментальне дослідження процесів управління на мультикомп'ютерній моделі та існуючій фізичній моделі суднової електроенергетичної системи з метою перевірки розроблених алгоритмів керування та відповідності виконуваних апаратно-програмними засобами функцій вимогам, що до них висуваються.

При виконанні поставлених у роботі завдань були використані методи системного аналізу, методи теорії цифрових автоматів, теорії графів і алгоритмів, теорії паттернів, теорії масового обслуговування, функціональне та імітаційне моделювання. Основними інструментами дослідження були уніфікована мова моделювання UML, програмні пакети Matlab Simulink і Stateflow, Proteus Isis, LabView.

У першому розділі монографії наведено аналіз структур і функцій сучасних автоматизованих систем управління (АСУ) СЕУ, на основі якого визначено вимоги до функціональних можливостей систем автоматизації. Розглянуто принципи системного підходу до побудови програмно-апаратного комплексу моніторингу та управління СЕУ, що дало змогу визначити архітектуру АСУ та уточнити вимоги до елементів системи та їх взаємозв'язкам.

У другому розділі розглянуто особливості використання теорії цифрових автоматів для опису засобів автоматизації та забезпечення взаємодії силових агрегатів і оптимізації їх використання. Використання мови логічних схем алгоритмів для опису функціонування автоматів, в яких з операторами зіставлені як окремі операції, так і пов'язані з виконанням цих операцій апаратні засоби, дало змогу спростити виявлення і усунення апаратної надмірності існуючих засобів автоматизації СЕУ.

У третьому розділі наведено вимоги до спеціалізованого програмного забезпечення для моніторингу та керування СЕУ, структурну схему та алгоритми функціонування компонентів програмного забезпечення, алгоритми обробки даних про режими роботи силових агрегатів з метою підвищення енергоефективності системи та про інформаційні потоки в системі керування для оцінки можливості роботи в режимі реального часу, алгоритми та засоби інформаційної підтримки оператора управління СЕУ, засоби та результати тестування програмного забезпечення.

В четвертому розділі наведено вимоги та структурні схеми інформаційних моделей об'єктів і засобів автоматизації та моделі роботи споживачів електроенергії; опис фізичної моделі СЕУ, алгоритм та результати проведення тестування розробленого апаратно-програмного комплексу автоматизації СЕУ.

Наукова новизна одержаних у роботі результатів полягає в наступному:

1. Отримав подальший розвиток метод проектування програмного забезпечення автоматизованих систем керування електроенергетичними установками, оснований на об'єднанні об'єктно-орієнтованого, подієвого та функціонально-орієнтованого підходів. Запропонований підхід дозволяє описувати об'єкти мережевої структури з використанням теорії цифрових

автоматів, вирішувати оптимізаційні задачі та автоматизувати функціональний аналіз систем керування складної структури та великої розмірності.

2. Отримав подальший розвиток метод опису функціонування керуючих автоматів з використанням мови логічних схем алгоритмів шляхом його використання для опису як структурних, так і алгоритмічних блоків мікропроцесорних систем керування, що дозволило на етапі їх проектування виконати структурно-алгоритмічну оптимізацію.

3. Удосконалено методи імітаційного моделювання компонентів автоматизованих електроенергетичних систем, характерними ознаками яких є:

- можливість створення мультикомп'ютерної моделі СЕУ, в основу якої покладено моделі об'єктів автоматизації сумісно з їх системами керування, що дозволило провести дослідження алгоритмів керування електроенергетичною системою та процесів інформаційного обміну між компонентами її системи керування;

- можливість моделювання електроенергетичних процесів як в статичних, так і динамічних режимах роботи СЕУ при випадковому характері її умов роботи, що дозволило реалізувати засоби інформаційної підтримки оператора та дослідження режимів роботи силових агрегатів електроенергетичної системи.

4. Вперше використано теорію паттернів для опису структури та взаємодії компонентів апаратно-програмного забезпечення автоматизованої системи керування СЕУ, що дозволило:

- визначити інформаційні взаємозв'язки між компонентами розподіленої системи керування та виконати розрахунок характеристик мережі;

- оцінити на етапі проектування системи вплив структури СЕУ на часові характеристики інформаційно-керуючої мережі та формалізувати процес реорганізації структури системи керування СЕУ при необхідності їхньої зміни.

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АД	– асинхронний двигун
АЕЕС	– автономна електроенергетична система
АРМ	– автоматизоване робоче місце
АСНД	– автоматизована система наукових досліджень
АСУ	– автоматизована система управління
АЦП	– аналого-цифровий перетворювач
ГА	– генераторний агрегат
ГРЩ	– головний розподільний щит
ДАУ	– дистанційне автоматичне управління
ДГА	– дизель-генераторний агрегат
ЗС	– зворотний зв'язок
КА	– контролер автоматизації
КСУ	– комп'ютеризована система управління
ПЗ	– програмне забезпечення
ПЛК	– програмований логічний контролер
РКІ	– рідкокристалічний індикатор
СЕУ	– суднова електроенергетична установка
СМО	– система масового обслуговування
ССРН	– система синхронізації і розподілу навантажень
СУ	– система управління
СУБД	– система управління базами даних
ТП	– технологічний процес
ЦПУ	– центральний пост управління
SCADA	– supervisory control and data acquisition
UML	– unified modeling language

Розділ 1. Завдання автоматизації електроенергетичних систем

1.1. Сучасні автоматизовані системи управління електроенергетичними установками

Автоматизована система управління (АСУ) – комплекс апаратних і програмних засобів, призначений для управління різними процесами в рамках технологічного процесу. Залежно від структури розрізняють децентралізовані, централізовані і ієрархічні АСУ [65].

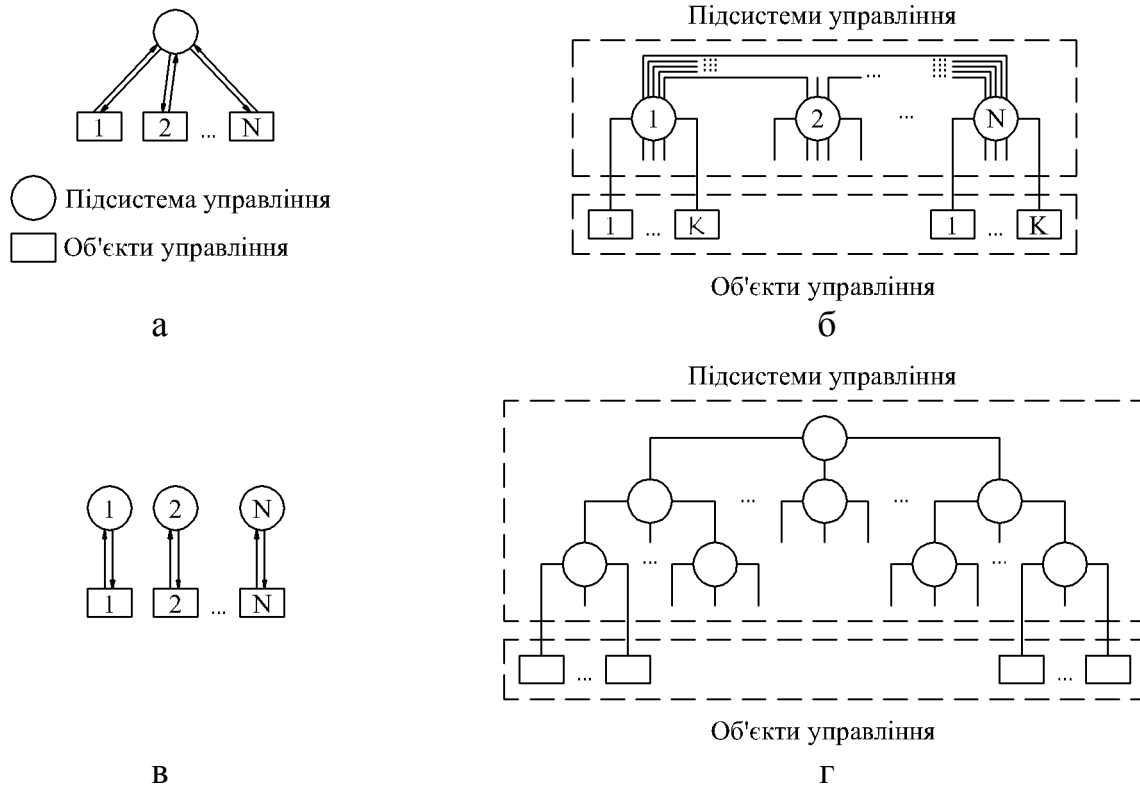


Рис. 1.1. Структури систем управління: а – централізована; б – централізована розосереджена; в – децентралізована; г – ієрархічна

Децентралізовані АСУ (рис. 1.1, в) передбачають розподіл функцій управління за окремими елементами складної системи. Побудова такої системи можлива лише в разі незалежності об'єктів управління з матеріальних, енергетичних, інформаційних та інших ресурсів; у всіх інших випадках використовуються централізовані або ієрархічні системи управління.

Для централізованих систем управління (рис. 1.1, а) характерна реалізація всіх процесів управління об'єктами в єдиній центральній підсистемі управління. Перевагами централізованої структури є досить проста реалізація процесів інформаційної взаємодії; принципова можливість оптимального управління системою в цілому; досить легка корекція оперативно змінюваних вхідних параметрів; можливість досягнення максимальної експлуатаційної ефективності при мінімальній надмірності технічних засобів управління. До недоліків централізованої структури відносяться: необхідність високої

надійності та продуктивності технічних засобів управління для досягнення прийнятної якості управління; висока сумарна протяжність каналів зв'язку при наявності територіальної розосередженості об'єктів управління; складність підвищення функціональності системи. Для зниження вимог до продуктивності центрального органу управління, а також мінімізації протяжностей каналів зв'язку між об'єктом управління і органом управління були розроблені централізовані розосереджені АСУ (рис. 1.1, б), відмінною рисою яких є розподіл єдиної підсистеми управління на кілька взаємопов'язаних. Однак подібний розподіл призводить до ускладнення інформаційних процесів у системі через необхідність взаємозв'язку алгоритмів керування, реалізованих локальними органами управління, і до надмірності технічних засобів, що використовуються для обробки інформації. Таким чином, централізовані системи управління можуть бути використані лише для управління досить простими об'єктами.

Для подолання наведених труднощів був запропонований розподіл функцій і органів управління. Узгодження рішень, прийнятих отриманими органами, повинно здійснюватися за допомогою нового органу управління більш високого рівня, що визначає структуру запропонованої системи як ієрархічну.

Ієрархічні АСУ – багатоступінчасті АСУ, в яких функції управління розподілені між супідрядними частинами системи (рис. 1.1, г). Особливостями ієрархічних систем управління є [66]:

- вертикальна підпорядкованість (послідовне вертикальне розташування підсистем);
- пріоритет дій: підсистеми верхніх рівнів управляють більш широкими аспектами поведінки системи і не можуть безпосередньо реагувати на такі зміни в навколишньому середовищі або об'єкті управління, з якими мають справу підсистеми більш низьких рівнів; підсистеми верхніх рівнів управляють діями підсистем нижніх рівнів в залежності від результатів виконання функцій останніми;
- залежність періоду часу для формування керуючих впливів від рівня підсистеми: чим вище рівень, тим вищий ступінь невизначеності інформації про стан системи і, отже, довший період формування керуючих впливів.

У роботах [70, 83] наведено, що сучасні системи управління електроенергетичними установками є ієрархічними і складаються з трьох вертикальних рівнів:

- перший рівень (нижній) включає локальні системи управління генераторними агрегатами і виконавчими механізмами, пристрої первинної обробки аналогових і дискретних сигналів;
- другий рівень (середній) служить для вирішення завдань координації взаємодії силових агрегатів і оптимізації їх використання; до даного рівня належать програмовані логічні контролери (ПЛК), контролери автоматизації, системи синхронізації та розподілу навантажень між паралельно працюючими генераторними агрегатами (ГА);

– третій рівень (верхній) включає алгоритми управління електростанцією в цілому та інформаційну підтримку оператора. У роботах [27, 56, 73, 119] наведена перспективність застосування спеціалізованих комп'ютерних систем в якості підсистеми АСУ технологічними процесами верхнього рівня.

У роботі в якості структури програмно-апаратного комплексу для моніторингу та управління судновою електроенергетичною установкою (СЕУ) обрана трьохрівнева ієрархічна структура.

1.2. Функції автоматизованих систем управління СЕУ

У роботі розглянута автоматизація СЕУ на прикладі електроенергетичних систем, в яких у якості приводних механізмів генераторів використовуються дизельні двигуни. Згідно з Правилами класифікації та побудови морських суден [82] автоматизовані суднові електростанції (клас автоматизації AUT3) повинні задовольняти наступним вимогам:

- забезпечення дистанційного пуску і зупинки приводних механізмів генераторів з центрального поста управління (ЦПУ) [82, частина XV, п. 5.4];
- дистанційна синхронізація, підключення і розподіл навантаження між паралельно працюючими генераторними агрегатами з ЦПУ [82, частина XV, п. 5.4]; вимоги до пристроїв синхронізації і розподілу навантажень наведені в [82, частина XI, п. 3.2];
- кожен приводний двигун повинен мати регулятор частоти обертання з характеристиками, що відповідають вимогам [82, частина IX, п. 2.11]; для кожного приводного двигуна повинна бути передбачена система контролю параметрів і захисту [82, частина XV, п. 4.4];
- кожен генератор змінного струму повинен мати окрему незалежну систему автоматичного регулювання напруги [82, частина XI, п. 10.6];
- для генераторів, призначених для паралельної роботи, повинні бути передбачені пристрої захисту від перевантажень, коротких замикань (максимального струму), зворотної потужності, мінімальної напруги і втрати збудження [82, частина XI, п. 8.2];
- при досягненні працюючими генераторними агрегатами гранично допустимого навантаження повинна бути забезпечена можливість автоматичного пуску додаткового генераторного агрегату з подальшими синхронізацією, підключенням до шин ГРЩ і розподілом навантажень [82, частина XV, п. 4.4];
- дистанційне керування головними механізмами з ЦПУ [82, частина VII, п. 3.2];
- дистанційна індикація контрольованих параметрів суднових електростанцій (напруги, частоти струму і опору ізоляції для суднової мережі; навантаження (струму і потужностей, що віддаються на загальне навантаження) – для генераторних агрегатів) в зручному для оператора вигляді [82, частина XV, п. 4.4].

Для забезпечення електромагнітної сумісності електричних мереж систем електропостачання та споживачів електроенергії також необхідно проводити контроль якості електроенергії [19].

Використання персонального комп'ютера та спеціалізованого програмного забезпечення при проектуванні та експлуатації підсистеми верхнього рівня автоматизованої системи управління електростанцією дозволить крім безпосереднього управління електроенергетичною системою накопичувати статистичні дані про режими роботи споживачів і генераторів електроенергії, які можуть бути використані для формалізації поведінки споживачів та їх кластеризації з метою виділення характерних режимів роботи електростанції; реконфігурації СЕУ з метою підвищення оптимальності використання генераторних агрегатів; оцінки роботи СЕУ після застосування заходів щодо підвищення її енергоефективності [120, 132].

1.3. Проблеми автоматизації електроенергетичних установок

Сучасним підходом до проектування та реалізації автоматизованих систем управління є використання трьохрівневої ієрархічної архітектури (п. 1.1).

Згідно з Правилами класифікації та побудови морських суден [82] кожен приводний двигун і кожен генератор повинні мати локальні системи управління і захисту механізмів. Ці системи складають автоматику нижнього рівня АСУ. В роботі [51] наведено, що сучасні дизельні двигуни (MAN B&W, Sulzer, Mitsubishi, Caterpillar, Niigata, GMT тощо) поставляються і експлуатуються з адаптованими під конкретну модель двигуна регуляторами частоти і системами захисту. Зв'язок з електронними системами управління дизелями здійснюється за допомогою дискретних сигналів. Аналогічно і для суднових синхронних генераторів існують системи автоматичного регулювання напруги [97], управління якими проводиться за допомогою аналогових або дискретних сигналів.

Традиційним підходом в автоматизації промислових об'єктів і технологічних процесів є використання ПЛК в якості підсистем управління середнього рівня. При вирішенні завдання автоматизації електроенергетичних установок використання ПЛК ускладнено, оскільки вони призначені для вимірювання уніфікованих низьковольтних і слабкострумівих сигналів. Наприклад, ПЛК фірм ОВЕН (ПЛК-100, ПЛК-110, ПЛК-150 і модулі розширення МВА, МДВВ), Schneider Electric (Twido), Siemens (SIMATIC S5, S7), АВВ та інші мають допустимий рівень вимірюваних сигналів, який лежить в межах 0-10 В, 4-20 мА, що не дозволяє безпосередньо проводити вимірювання у високовольтних ланцюгах.

Для вимірювання параметрів електроенергії (напруг, струмів, потужностей та ін.) можна використовувати спеціалізовані вимірювальні прилади, наприклад, аналізатори параметрів мережі Lovato DMK-32, Diris A-40 та аналогічні. Такі прилади дозволяють виміряти всі необхідні для вирішення завдань автоматизації параметри, крім того мають комунікаційні інтерфейси

для інтеграції в АСУ СЕУ. Однак проблема їх використання полягає в тому, що вони мають достатньо велике значення часу вимірювання (більше 60 с при відключеній функції спектрального аналізу і більше 130 с – при включеній), а також не дозволяють отримати миттєві значення напруги та струму. Тому такі пристрої використовуються при побудові систем моніторингу параметрів, але не управління в режимі реального часу. Для вирішення цього завдання потрібна розробка спеціалізованого контролера автоматизації, який був би сумісний на рівні протоколу з існуючими ПЛК, що дозволить інтегрувати його в загальну систему управління.

Для управління роботою силових агрегатів існують спеціалізовані системи: пристрої розподілу активного і реактивного навантажень, пристрої синхронізації (фірм Selco, ABB, Deif та ін.). Але не всі такі прилади мають комунікаційні інтерфейси для інтеграції в АСУ СЕУ, що не дозволяє виконувати дистанційний моніторинг і управління відповідними їх призначенню процесами. Забезпечення функцій захистів генераторів, призначених для паралельної роботи, також можна виконувати за допомогою окремих спеціалізованих пристроїв, що випускаються багатьма фірмами (Selco, ABB, Deif, Schneider Electric та ін.). Побудова системи автоматизації в такому випадку зводиться до того, що для моніторингу параметрів генератора використовуються одні прилади, для синхронізації і розподілу навантажень – другі і для захисту – треті. Проте для роботи всіх перерахованих пристроїв необхідним є вимірювання одних й тих самих параметрів: миттєвих та діючих значень напруг і струмів, значень частот і коефіцієнтів потужностей. Тому доцільно об'єднати функції, що виконуються цими пристроями, в одному модулі, а на програмному рівні реалізувати логіку їх роботи. При цьому важливо, щоб отриманий спеціалізований апаратний модуль був сумісний на рівні протоколу з існуючими пристроями автоматизації для його інтеграції в єдину мережу обміну інформацією.

Вимірювання окремих показників якості електроенергії в трьохфазних ланцюгах (коефіцієнтів несиметрії за нульовою і зворотною послідовностями) вимагає вимірювань діючих значень напруг за всіма трьома фазами, тому для контролю якості електроенергії доцільно створення окремого пристрою.

Підсистеми управління верхнього рівня АСУ судновою електростанцією на сучасних судах представлені механізмами, розташованими на пульті дистанційного автоматичного управління (ДАУ), що знаходиться на містку. У п. 1.2 наведено, що застосування комп'ютеризованої системи управління (КСУ) на пульті ДАУ дозволить крім безпосереднього моніторингу та управління СЕУ вирішувати ряд додаткових завдань; крім того, використання КСУ дозволить мінімізувати розміри АСУ. В автоматизації промислових технологічних процесів в якості підсистем верхнього рівня перспективним є використання SCADA- програм [42, 84, 93]. Однак існуючі SCADA-програми не містять засобів для створення автоматизованих робочих місць оператора стосовно автономної електроенергетики: в їх бібліотеках відсутні типові блоки – асинхронний двигун, дизель, генератор, автоматичний вимикач і інші.

Користувач не може створити в такій програмі мнемосхему електростанції і управляти з її допомогою силовим обладнанням. Зазначені причини не дозволяють організувати збір і зберігання інформації про електричні параметри силових агрегатів, які можуть бути використані для програмної реалізації функцій захистів ГА і розподілу навантажень, а також аналізу роботи електростанції та оптимізації режимів роботи ГА. При автоматизації електроенергетичних установок дуже важливим є «час відгуку», який залежить від затримок передачі інформаційно-керуючих пакетів даних. Однак жодна з існуючих SCADA-програм не містить засобів для аналізу інформаційних потоків. Наведені причини обумовлюють необхідність розробки спеціалізованих програмних засобів для АСУ СЕУ.

Розробка програмного забезпечення для АСУ СЕУ включає розробку програм для керуючих мікроконтролерів засобів автоматизації, розробку програмних модулів формування та розпізнавання інформаційно-керуючих пакетів, розробку програмної оболонки для комп'ютера, графічних компонентів для побудови автоматизованого робочого місця оператора і діалогових вікон для моніторингу та управління локальними засобами автоматизації. Однак відсутній єдиний підхід до створення подібних програмних засобів. Важливо, щоб парадигма програмування, яка буде використовуватися при розробці зазначених програмних модулів, дозволяла формалізувати алгоритми управління для вирішення завдань аналізу поведінки та оптимізації програми, а також дозволяла за формальним описом алгоритму виконати ізоморфний перехід безпосередньо до програмного коду. Необхідно, щоб вибрані формальні методи опису дозволяли моделювати алгоритми управління з метою перевірки їх ефективності.

1.4. Обґрунтування вибору математичного забезпечення для проведення дослідження

Спеціалізований апаратно-програмний комплекс для моніторингу та управління СЕУ є об'єктом кібернетики, теоретичні основи якої були закладені в роботах Н. Вінера, У.-Р. Ешбі, Дж. фон Неймана, А.І. Берга, В.М. Глушкова, В.О. Трапезникова, Г.С. Поспелова, А.Г. Маміконова, В.І. Скурихіна, І.П. Норенкова, А.А. Тимченко та ін. Основи автоматизації електроенергетичних установок закладені в роботах Д.В. Вілєсова [12, 13], П.О. Мещанінова, В.А. Венікова, В.В. Краснова [52, 67], М.М. Нікіферовського [72], А.П. Баранова [3], Б.І. Норневського, В.А. Михайлова, А.Г. Москальова, А.І. Зайцева [41], В.Н. Консантінова, Л.Д. Стернінсона, М.Л. Левінштейна, А. Фуада, Е.В. Kimbark [126], W. Frey, R.H. Park та ін. Окремі аспекти автоматизації автономних електроенергетичних систем отримали розвиток в дослідженнях сучасних вчених М.Ш. Місріханова [2, 15, 68], А.Г. Щеглова [58], Ю.М. Хижнякова [100, 101], М.М. Портнягина [81], А.Ф. Дьякова [37], T. Yang [135], K.S. Swarup [131] та інших.

Спеціалізований апаратно-програмний комплекс для моніторингу та управління СЕУ відноситься до автоматизованих систем управління, для яких

відповідно до ГОСТу 34.601-90 [20] визначено наступні стадії розробки системи: формування вимог, розробка концепції, розробка технічного завдання, ескізного проекту, технічного проекту, робочої документації, введення системи в дію і її супровід. Сучасні підходи до розробки інформаційно-керуючих систем [21] виділяють різні моделі взаємозв'язків між наведеними стадіями: каскадну, V-модель, спіральну, SCRUM, інкрементальну та інші. У роботі пропонується використання інкрементальної моделі, оскільки вона найбільш прийнятна для розробки багатокомпонентних ієрархічних систем.

Частина з наведених етапів створення АСУ вимагає лише практичних дій, однак для деяких з них необхідно застосування спеціалізованого математичного забезпечення.

Розробка концепції системи управління вимагає застосування методів і принципів теорії систем, що знайшли відображення в роботах О.О. Богданова, Л. Берталанфі, В.В. Афанасьєва, І. Блауберзі, Д. Діксона, О.О. Зінов'єва, Б. Радвіга, В.М. Садовського, Б. Флейшмана, Ч. Хітча, У. Ешбі та інших [47, 73, 94]. Отримані в результаті застосування системного підходу вимоги до архітектури системи далі використовуються для виконання структурного синтезу моделей об'єктів управління і засобів автоматизації без урахування їх внутрішнього устрою, що дозволяє визначити склад і взаємодію об'єктів в проектуваній системі.

Стадії ескізного і технічного проектування допускають розробку проектних рішень щодо системи управління та її компонентів. На наступній стадії (розробка та адаптація проектних рішень як частина створення робочої документації) виконується їх реалізація. У п. 1.6 визначена архітектура АСУ СЕУ, згідно з якою компоненти системи умовно можна розділити на дві категорії: апаратні і програмні засоби. Розробка апаратної частини АСУ включає етапи формування вимог, створення конструкторської документації та розробку експериментальних зразків кожного з пристроїв. Формування найбільш загальних вимог можна виконати на основі аналізу нормативних документів для СЕУ [82]; подальші дослідження повинні включати аналіз існуючих засобів автоматизації. Оскільки сучасні апаратні засоби є мікропроцесорними системами, необхідно, щоб обрані методи аналізу дозволяли врахувати як елементну базу пристроїв, так і алгоритми їх роботи. У роботі пропонується використання з цією метою логіко-динамічних моделей, зокрема виконання модифікації логічних схем алгоритмів, запропонованих О.А. Ляпуновим [63] і розвинених В.Г. Лазарєвим та його колегами [40, 57]. Після складання структурних схем і алгоритмів роботи пристроїв необхідно виконати їх перевірку, яка вимагає наявності моделей елементів структурної схеми і об'єктів управління. Математичному опису напівпровідникових елементів присвячені роботи [96, 107]; об'єктами управління в АСУ СЕУ є генератори і споживачі електроенергії, математичний опис та моделювання яких наведено в роботах О.О. Горева, К.П. Ковача, І. Раца, І.Р. Фрейдзона, Л.П. Веретенникова та інших [8-11, 18, 50]. Проведення моделювання роботи об'єктів управління і засобів автоматизації передбачає використання чисельних методів розрахунку, які добре реалізовані в програмних комплексах Proteus ISIS (стосовно

напівпровідникових елементів і мікропроцесорної техніки), Matlab Simulink і Scilab Scicos (стосовно силової енергетики) [38, 39, 111, 115], що обумовлює можливість їх застосування для створення імітаційних моделей засобів автоматизації і силових пристроїв розроблюваної системи.

Програмне забезпечення як складову АСУ СЕУ відповідно до інкрементальної моделі розробки комплексної системи на початковому етапі можна розглядати як самостійний компонент. Тоді, згідно з міжнародним стандартом ISO/IEC 12207-2008 [121], його створення пов'язане з виконанням наступних процесів: визначення вимог, проектування і конструювання ПО, забезпечення гарантій якості, документування та управління конфігурацією. Загальні вимоги до ПО можна визначити на основі вимог до АСУ, однак для їх уточнення необхідно врахувати наявність системних вимог, що визначаються апаратними засобами автоматизації, і вимог користувача. Оскільки ролей користувачів в системі може бути декілька, в роботі пропонується для формування їхніх вимог використовувати елементи методів візуального моделювання систем, такі як UML-діаграми варіантів використання, кооперацій і послідовності [7, 61, 117]. Проектування програмного забезпечення пов'язане з визначенням його архітектури, компонентів і інтерфейсів. На сучасному етапі розвитку науки визначено дві групи методів проектування ПЗ: формальні (алгебраїчний, алгебро-алгоритмічний, експлікативний та інші [16, 59, 60, 71, 85, 104, 113, 127]) і систематичні (структурний, об'єктно-орієнтований, компонентний, аспектно-орієнтований, агентний та інші [6, 14, 25, 64, 92, 114, 116, 118, 124, 134]). Застосування формальних методів дозволяє створювати легко верифіковані в порівнянні з результатом застосування систематичних методів програми, однак при цьому трудомісткість проектування значно вище ніж при застосуванні систематичних методів. У роботах вчених А.А. Шалито, Н.І. Полікарпової та інших [43, 80, 91, 105, 106] обґрунтована перспективність застосування автоматного підходу для проектування програмного забезпечення: використовуючи його спільно з парадигмою об'єктно-орієнтованого програмування, життєвий цикл об'єктів зі складною поведінкою можна описати у вигляді кінцевих автоматів. Тоді конструювання об'єктів ВО полягатиме у формальному та ізоморфному переході від описів поведінки об'єктів до відповідного програмного коду. Даний підхід дозволить мінімізувати час тестування програмного забезпечення; крім того, кінцеві автомати, які описують поведінку об'єктів, можуть бути використані для документування ПЗ і вирішення завдань конфігураційного управління (ідентифікації, формалізації процесу внесення змін і контролю конфігурації елементів ПЗ). Відповідно до парадигми автоматного програмування архітектура ПЗ представляється у вигляді сукупності взаємопов'язаних кінцевих автоматів. Недоліком подібного уявлення є відсутність формальних відмінностей між статичними і динамічними міжоб'єктними зв'язками, що призводить до ускладнень при внесенні змін до компонентного складу програмного забезпечення. У роботі пропонується для його усунення використовувати дискретну теорію паттернів, основи якої були закладені У. Гренандером [22-24] і отримали подальший розвиток у роботах

Л.В. Шуткіна, І.І. Коваленко і О.О. Кудіна [48, 49, 110]. Використання цієї теорії дозволить формально описати внутрішні та зовнішні границі модулів ПЗ, в кожному з яких буде інкапсульовано кінцевий автомат.

Вимоги до якості програмного забезпечення регламентуються моделлю якості ПЗ SQuaRE, заснованій на стандартах серії ISO/IEC (25000-25099) [122, 123]. Відповідно до цієї моделі оцінка якості ПЗ здійснюється шляхом розгляду його відповідності вимогам, розділеним на шість категорій: функціональність, практичність, ефективність, надійність, супроводжуваність і мобільність. У роботах [5, 26, 62, 130] наведені методи оцінювання різних характеристик якості ПЗ, на основі аналізу яких для оцінки якості програмного забезпечення для моніторингу та управління СЕУ пропонується використовувати тестування для оцінки функціональності, експертне опитування для оцінки практичності та аналітичні методи для оцінки інших характеристик.

ПЗ для моніторингу та управління СЕУ є складовою частиною програмно-апаратного комплексу, тому для його тестування необхідно наявність інформаційних моделей об'єктів і засобів автоматизації як єдиного цілого. Для створення останніх в роботі пропонується використання АСНД. Участь у тестуванні сукупності моделей визначає необхідність ретельної організації тестових наборів, реалізувати яку можна за допомогою R-схем, запропонованих В.М. Глушковим і розвинених І.В. Вельбицьким [112, 133].

Система моніторингу та управління СЕУ відноситься до класу систем управління реального часу, що обумовлює важливість розрахунку її часової ефективності. Система є просторово розподіленою (п. 1.1, 1.6), тому часові затримки, пов'язані з передачею даних по мережі, можна вважати результатом дії трьох основних чинників: обмеження швидкості передачі даних, завантаженості каналу зв'язку і наявності відстаней між центральною підсистемою управління та засобами автоматизації. У роботах [125, 129] наведено, що найбільш істотний (на один-два порядки перевищуючий інші) внесок у затримки вносить завантаженість каналу зв'язку, що виникає у зв'язку з обробкою черг запитів від програмного забезпечення АСУ. У роботі для дослідження часових характеристик системи пропонується використання методів теорії масового обслуговування, основи якої були закладені А.К. Ерлангом, Т. Сааті, Д. Юлом, В. Феллером, А.М. Колмогоровим, Б.В. Гнеденко і іншими [4, 17, 46, 102].

1.5. Системні принципи побудови систем автоматизації СЕУ

Системи автоматизації електроенергетичних установок належать до числа найбільш складних сучасних штучних систем. Загальний принцип системного підходу в застосуванні до вирішуваної в роботі задачі полягає у розгляданні частин складної системи автоматизації СЕУ з урахуванням їх взаємодії.

Система автоматизації СЕУ є апаратно-програмним комплексом. Модульно-ієрархічний підхід при проектуванні апаратної частини і об'єктно-орієнтований підхід при проектуванні програмної частини системи автоматизації, які є конкретизацією системного підходу і в яких виражений ряд

важливих структурних принципів, використовують ідеї декомпозиції складних систем на ієрархічні рівні і аспекти.

Принцип кінцевої мети. Метою побудови системи автоматизації для СЕУ є створення апаратно-програмних засобів, що забезпечать управління та моніторинг параметрів електроенергетичної установки, а також створення людино-машинного інтерфейсу з урахуванням всіх вимог, що пред'являються до таких систем.

Принцип ієрархії. Засоби автоматизації СЕУ найчастіше використовуються в складі командно-інформаційних мереж. Автоматизоване робоче місце (АРМ) оператора зі спеціалізованим програмним забезпеченням виконує функції генератора завдань та одержувача даних, здійснює вторинну обробку, систематизацію, збереження і візуалізацію даних. Умовно систему автоматизації СЕУ можна розбити на три ієрархічних рівня. Перший (верхній) рівень – рівень прийому, обробки та відображення даних. Середній рівень – рівень організації мереж. Третій рівень – рівень організації станцій, в якості яких використовуються спеціалізовані засоби автоматизації.

Принцип модульної побудови. Конструктивне виконання всіх апаратних засобів автоматизації у вигляді функціонально закінчених модулів, що мають однаковий конструктивний і електричний інтерфейс з магістраллю. Стосовно до програмного забезпечення використання цього принципу вносить до моделі програми більшу структурну визначеність, розподіляючи дані і функції між класами об'єктів.

Принцип функціональності. Сумісний розгляд структури і функцій з пріоритетом функцій над структурою.

Принцип розвитку. Стосовно до апаратно-програмних засобів управління і моніторингу параметрів СЕУ цей принцип реалізується у вигляді можливостей підключення до мікропроцесорної мережі управління додаткових модулів і засобів автоматизації з новими можливостями, зміни алгоритмів програмного забезпечення, оптимізації структури системи управління на основі інформації, отриманої при роботі СЕУ.

Принцип зв'язності. Будь-яка частина системи розглядається спільно з її зв'язками з підсистемами і модулями. Для розроблюваної системи автоматизації СЕУ цей принцип проявляється в наданні оператору інформації про можливі наслідки підключення навантаження, стан процесу синхронізації генераторів, можливості управління дизельними агрегатами і навантаженням.

Принцип єдності. Стосовно до засобів автоматизації цей принцип означає, що вони мають бути взаємозамінні і кожен повинен мати властивості всієї системи.

Принцип невизначеності. Проектування, моделювання та оптимізацію системи необхідно виконувати з урахуванням статистичної природи систем. При проектуванні характерними є брак достовірних вихідних даних, невизначеність умов прийняття рішень (наприклад, складу бібліотеки графічних компонентів і їх візуальне відображення). При моделюванні роботи системи процес комутації навантаження, навантаження на інформаційну мережу, виникнення аварійних ситуацій носять випадковий характер, і облік

статистичного характеру даних значною мірою ґрунтується на методі статистичних випробувань, а прийняття рішень – на використанні нечітких множин, експертних систем.

Принцип зворотного зв'язку. Функціонування складної системи завжди супроводжується контролем вихідних і проміжних параметрів. Для цього апаратні засоби автоматизації СЕУ повинні мати входи для введення аналогової і дискретної інформації з різних датчиків і виходи для управління виконавчими модулями. Зворотній зв'язок робить систему більш стійкою до випадкової зміни параметрів.

Програмні засоби можуть відображати як загальну картину стану системи, так і стан окремих підсистем і пристроїв. Тому за своєю структурою програмні засоби управління та моніторингу СЕУ є багатовіконними, в яких реалізована можливість швидкого доступу до допоміжної інформації шляхом виклику додаткових вікон на екран. Широко використовуються на диспетчерських пультах управління мнемосхеми, які в сучасних системах виконуються на комп'ютері і є для оператора джерелом інформації про поточний стан СЕУ. В основі побудови мнемосхем лежать кілька принципів, що мають бути враховані при розробці програмного забезпечення: *принцип лаконічності* (мнемосхема повинна бути простою і не містити зайвих елементів, інформація має відображатися чітко і в зручній формі), *принцип узагальнення* (виділяються найбільш суттєві особливості керованих об'єктів), *принцип акценту* (елементи контролю виділяються кольором, розміром, формою), *принцип просторового співвіднесення* елементів контролю та управління, розташування контрольно-вимірювальних і індикаторних приладів, *принцип використання звичних асоціацій*.

1.6. Архітектура автоматизованої системи управління СЕУ

У роботі розглядаються автономні електроенергетичні установки з одним основним дизель-генератором, кількома додатковими і одним аварійним. Основний генераторний агрегат починає роботу першим і, якщо при підключенні додаткового електричного навантаження його потужності виявляється недостатньо, на паралельну роботу підключаються додаткові дизель-генератори. Відповідно до сучасних принципів побудови АСУ (п. 1.1) в роботі пропонується ієрархічна структура системи управління (рис. 1.2).

Нижній рівень АСУ представлений локальними системами управління дизельними двигунами, синхронними генераторами і асинхронними двигунами. Системи управління дизельними двигунами містять засоби для підготовки двигуна до пуску і останову відповідно до вимог заводської інструкції до двигуна (блоки керування роботою масляних систем змащення й охолодження, системи водяного охолодження, паливної системи, системами пуску, продувки, наддуву і випуску), для захисту дизельного двигуна від падіння тиску масла нижче допустимої межі і від підвищення температури вище заданої межі, автоматичний регулятор частоти. Взаємодія з системою управління дизелем здійснюється за допомогою дискретних сигналів пуску/зупинки двигуна і зміни

частоти обертання вала дизеля. Системи управління синхронними генераторами містять систему збудження генератора, автоматичний регулятор напруги і засоби для захисту генератора від короткого замикання; для керування роботою систем також використовуються дискретні сигнали (включення/відключення збудження, зміна напруги збудження). Системи керування асинхронними двигунами служать для виконання плавного пуску двигунів великих потужностей з метою мінімізації впливу пускових струмів на якість мережевої електроенергії; їх комунікаційні інтерфейси також представлені дискретними входами. Оскільки наведені локальні системи управління повинні бути строго адаптованими під конкретні механізми, в роботі пропонується використання відповідних промислових систем, зв'язок з якими буде здійснюватися за допомогою дискретних сигналів.

В якості верхнього рівня АСУ пропонується використання комп'ютера зі спеціалізованим програмним забезпеченням, за допомогою якого можна здійснювати моніторинг електроенергетичних процесів в системі і управління основними механізмами СЕУ. Завдання, які вирішуються підсистемою верхнього рівня, відносяться до управління електростанцією як єдиною системою; для управління окремими ДГА і реалізації певних схем включення споживачів електроенергії служать засоби автоматизації середнього рівня: системи захистів генераторних агрегатів, синхронізації генераторів, що підключаються на паралельну роботу, з мережею, розподілу активних і реактивних навантажень між паралельно працюючими ДГА, модулі вводу-виводу даних та інші. Їх завданням є інкапсуляція певних алгоритмів управління окремими силовими агрегатами за допомогою впливу на локальні системи управління (за допомогою дискретних сигналів) або автоматичні вимикачі. Роботу пристроїв середнього рівня координує підсистема верхнього рівня, тому всі пристрої середнього рівня повинні бути інформаційно з нею зв'язані. У роботі пропонується з цією метою використовувати промислові інтерфейс RS-485 і протокол Modbus, які підтримуються більшістю сучасних виробників засобів автоматизації електроенергетичних систем.

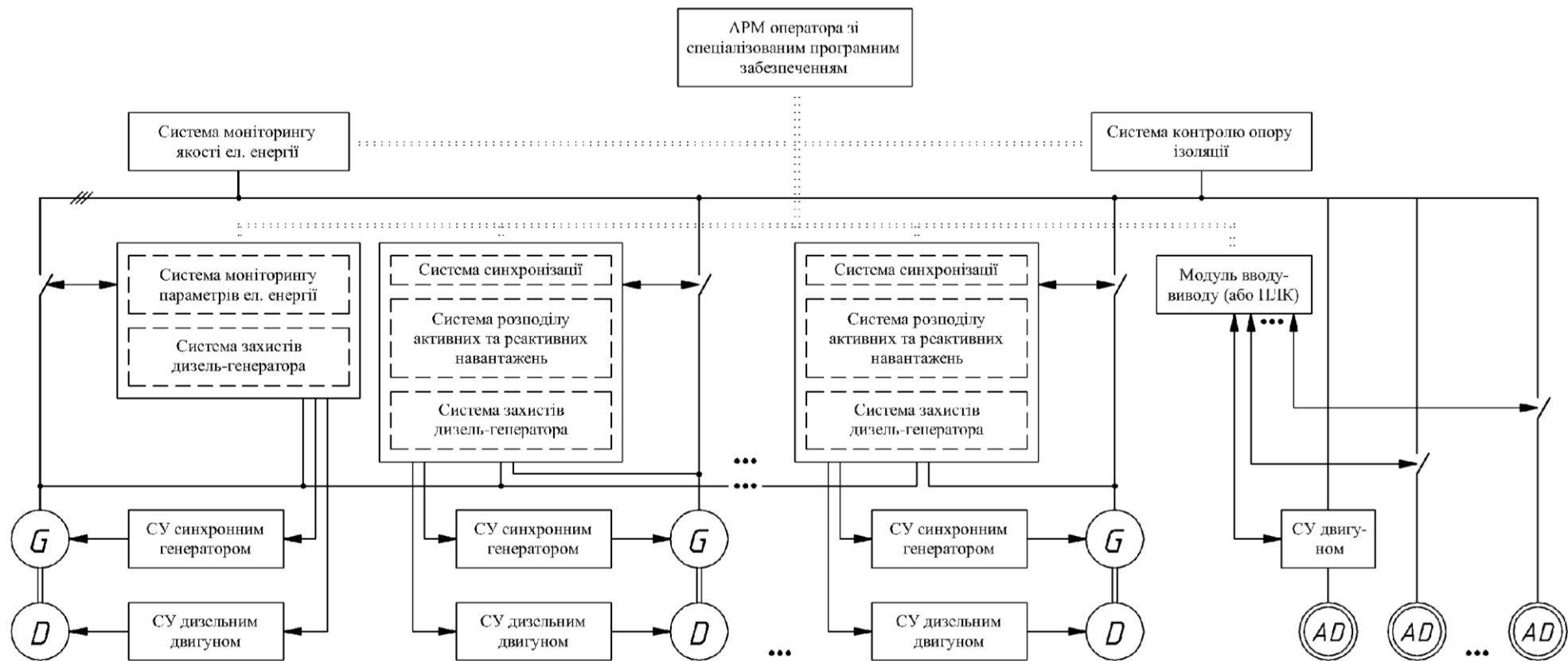


Рис. 1.2. Архітектура автоматизованої системи моніторингу та управління СЕУ

1.7. Вимоги до користувача АСУ СЕУ

Проектована АСУ СЕУ розрахована на суднових електромеханіків і механіків з експлуатації суднового електрообладнання і засобів автоматизації в якості користувачів. Відповідно до Міжнародної конвенції про підготовку і дипломування моряків та несення вахти 1978 року з поправками Манільської Конвенції 2010 року судові електромеханіки і механіки для експлуатації проекрованої АСУ повинні мати наступні знання, розуміння і професіоналізм:

1. Стосовно експлуатації паливної системи, мастильної, баластної та інших насосних систем і пов'язаних з ними систем управління – експлуатаційні характеристики насосів і систем трубопроводів, включаючи системи управління; принципи експлуатації насосних систем: звичайна робота з насосами, експлуатація лляльної, баластної і вантажної насосної систем.

2. Стосовно експлуатації електричних, електронних систем і систем управління – основна конфігурація і принципи роботи наступного обладнання:

- електричного обладнання: генератор і системи розподілу електроенергії; підготовка до роботи, запуск, паралельна робота і перехід на роботу іншого генератора; електродвигуни, включаючи методології запуску; установки високої напруги; ланцюги послідовного управління і пов'язані з ними системні пристрої;

- електронного устаткування: характеристики основних елементів електронних ланцюгів; технологічні схеми автоматичних систем і систем управління; функції, характеристики та особливості систем управління, включаючи управління роботою головної рухової установки;

- систем управління: різні методології автоматичного управління і характеристики; характеристики пропорційно-інтегрально-диференціального управління і пов'язані з цим пристрої систем для управління процесами.

3. Стосовно технічного обслуговування і ремонту електричного та електронного устаткування – функції та перевірки характеристик обладнання та конфігурації систем моніторингу, пристроїв автоматичного управління і пристроїв захисту.

Висновки по розділу 1

1. Проведено аналіз переваг і недоліків існуючих структурних схем автоматизованих систем управління (децентралізованої, централізованої, централізованої розподіленої та ієрархічної), в результаті якого обґрунтовано вибір трьохрівневої ієрархічної структури в якості структури системи моніторингу та управління СЕУ.

2. Визначено вимоги до функціональних можливостей АСУ СЕУ та виконано аналіз існуючих засобів автоматизації. Проведені дослідження показали необхідність модернізації частини існуючих засобів: усунення апаратної надмірності пристроїв моніторингу параметрів електричної мережі та

генераторів, захисту ДГА і управління паралельною роботою дизель-генераторів; створення спеціалізованого програмного забезпечення для дистанційного моніторингу та управління електроенергетичною системою.

3. На основі застосування системного підходу до побудови програмно-апаратного комплексу моніторингу та управління СЕУ визначені архітектура АСУ та уточнені вимоги до елементів системи та їх взаємозв'язкам:

- в якості елементів нижнього рівня АСУ запропоновано використання локальних систем управління двигунами і генераторами, до складу яких входять автоматичні регулятори частоти обертання вала двигуна і напруги збудження генератора, засоби реалізації алгоритмів пуску і зупинки двигунів відповідно до їх заводських інструкцій і засоби забезпечення найбільш швидкодіючих захистів генератора;
- до середнього рівня віднесені засоби автоматизації, що служать для забезпечення взаємодії силових агрегатів і оптимізації їх використання за допомогою корекції електроенергії, що віддається та споживається ними; останнє здійснюється передачею команд за допомогою дискретних сигналів відповідним локальним системам управління;
- в якості елементу верхнього рівня визначена КСУ, яка за допомогою інформаційного обміну із засобами автоматизації середнього рівня дозволяє здійснити дистанційний моніторинг і управління електростанцією.

Розділ 2. Синтез алгоритмів функціонування спеціалізованих засобів автоматизації

2.1. Склад і вимоги до апаратних засобів автоматизації

У роботі розглядаються СЕУ, що складаються в загальному випадку з декількох незалежних секцій, в яких на загальне навантаження паралельно працюють кілька ДГА. Для забезпечення функцій АСУ СЕУ, визначених у п. 1.2, на другому рівні ієрархії системи управління необхідна наявність наступних апаратних засобів автоматизації:

- система моніторингу параметрів суднової мережі (одна на кожну секцію);
- система моніторингу параметрів генератора (для кожного ГА);
- пристрої захистів генераторів від зворотної потужності, втрати збудження, перевантаження по струму і по потужності, мінімальних напруги і частоти (для кожного ГА);
- пристрій управління запуском/зупинкою ДГА для запобігання перевантаження / недовантаження працюючих ДГА (один на секцію);
- система синхронізації ГА з шинами ГРЩ (для кожного генератора, який не є основним у секції);
- система розподілу активного навантаження між паралельно працюючими ДГА (одна на кожну секцію);
- система розподілу реактивного навантаження між паралельно працюючими ДГА (одна на кожну секцію);
- модулі розширення або ПЛК для керування станами автоматичних вимикачів (кількість залежить від кількості дискретних входів/виходів пристроїв і кількості навантажень, які необхідно комутувати дистанційно);
- система моніторингу якості електроенергії (одна на кожну секцію).

Далі наведені вимоги та алгоритми роботи у вигляді логічних схем О.А. Ляпунова для кожного з пристроїв.

Система моніторингу параметрів суднової мережі слугує для дистанційного контролю діючого та миттєвих значень напруги і частоти струму суднової мережі; час усереднення для вимірювань діючого значення напруги і частоти складає 120 с. Алгоритм роботи системи можна представити наступною логічною схемою:

$$y_0 \downarrow^1 \left[y_{1.1} \ y_{1.2} \ y_{1.3} \ y_2 \uparrow^1 \right]^{T=120c} \quad (2.1)$$

де y_0 – початковий стан; $y_{1.1}$ – $y_{1.3}$ – вимірювання параметрів суднової мережі: діючого значення напруги, частоти і миттєвих значень напруги відповідно; y_2 – обмін даними з системою верхнього рівня (далі будуть використовуватися ці ж позначення).

Вимогами до *системи моніторингу параметрів ГА* є вимір і передача для дистанційного відображення діючих і миттєвих значень напруги та струму, частоти струму, активної і реактивної потужностей, що віддаються ГА на загальне навантаження. Час усереднення вимірювань становить 120 с:

$$y_0 \downarrow^1 [y_{1.5} - y_{1.10} y_2 \uparrow^1]^{T=120c} \quad (2.2)$$

де $y_{1.5} - y_{1.10}$ – вимірювання параметрів дизель-генератора: миттєвих значень напруги, миттєвих значень струму, діючого значення напруги, діючого значення струму, значень коефіцієнта потужності і частоти відповідно.

Пристрій захисту генератора від зворотної потужності має включатися після підключення ДГА на паралельну роботу з іншими ДГА і виконувати безперервне періодичне вимірювання активної потужності, що віддається генератором на загальне навантаження. При виникненні ситуації, в якій ДГА починає споживати активну потужність з мережі (величиною 8-12% від номінальної потужності генератора), тривалістю більше певного часу (5-15 с.) пристрій має відключити генератор від мережі шляхом впливу на генераторний вимикач:

$$y_0 \downarrow^1 x_1 \uparrow^2 \omega \uparrow^1 \downarrow^2 \left[\begin{matrix} y_{1.7} & y_{1.8} & y_{1.9} & z_{2.1} \\ x_{2.1} & \uparrow^1 & y_{3.1} & \uparrow^1 \end{matrix} \right]^{T=5-15c} \quad (2.3)$$

де x_1 – умова «генераторний вимикач розімкнений»; $z_{2.1}$ – розрахунок значення активної потужності; $x_{2.1}$ – умова «споживана потужність перевищує граничне значення $P \leq -(0,08 \dots 0,12)P_n$ »; $y_{3.1}$ – формування сигналу на реле, що розмикає генераторний вимикач.

Пристрій захисту генератора від втрати збудження також включається після підключення ДГА на паралельну роботу з мережею і служить для відключення генератора від мережі при виникненні споживання ним реактивної потужності (величиною 8-12% від номінальної реактивної потужності генератора) протягом більш ніж певний проміжок часу (5 -15 с.):

$$y_0 \downarrow^1 x_1 \uparrow^2 \omega \uparrow^1 \downarrow^2 \left[\begin{matrix} y_{1.7} & y_{1.8} & y_{1.11} & z_{2.2} \\ x_{2.2} & \uparrow^1 & y_{3.1} & \uparrow^1 \end{matrix} \right]^{T=5-15c} \quad (2.4)$$

де $z_{2.2}$ – розрахунок значення реактивної потужності; $x_{2.2}$ – умова «споживана потужність перевищує граничне значення $Q \leq -(0,08 \dots 0,12)Q_n$ ».

Пристрій захисту ДГА від перевантаження по струму служить для вимірювання діючого значення струму генератора і замикає вихідне реле при перевищенні струмом порогового значення (100-120% від номінального значення) тривалістю більше ніж певний проміжок часу (5-10 с.):

$$y_0 \downarrow^1 x_1 \uparrow^2 \omega \uparrow^1 \downarrow^2 \left[\begin{matrix} & y_{1.8} & \\ x_{2.3} & \uparrow^1 & y_{3.2} & \uparrow^1 \end{matrix} \right]^{T=5-10c} \quad (2.5)$$

де $x_{2.3}$ – умова «струм генератора перевищує граничне значення $I \leq -(1 \dots 1,2)I_n$ »; $y_{3.2}$ – формування сигналу на реле, що сигналізує оператору про несправність з перевантаження.

Завданням пристрою захисту генератора від перевантаження по потужності є сигналізація (замикання вихідного реле) при перевищенні активною потужністю, яку ДГА віддає на загальне навантаження, граничного значення (100-120% від номінальної потужності) протягом більш ніж певний проміжок часу (5-10 с.):

$$y_0 \downarrow^1 x_1 \uparrow^2 \omega \uparrow^1 \downarrow^2 \left[\begin{array}{cccc} y_{1.7} & y_{1.8} & y_{1.9} & z_{2.1} \\ x_{2.4} & \uparrow^1 & y_{3.2} & \uparrow^1 \end{array} \right]^{T=5-10c} \quad (2.6)$$

де $x_{2.4}$ – умова «потужність, що віддається генератором в мережу, перевищує граничне значення $P \geq (1 \dots 1,2)P_n$ ».

Пристрої мінімальної напруги та мінімальної частоти служать для запобігання зниження діючого значення напруги більш ніж на 70% і частоти струму більш ніж на 5% від номінальних значень протягом певного часу (5-30 с.) шляхом відключення ДГА від мережі:

$$y_0 \downarrow^1 x_1 \uparrow^2 \omega \uparrow^1 \downarrow^2 \left[\begin{array}{ccc} y_{1.7} & & \\ x_{2.5} & \uparrow^1 & y_{3.1} \end{array} \right]^{T=5-30c} \quad (2.7)$$

$$y_0 \downarrow^1 x_1 \uparrow^2 \omega \uparrow^1 \downarrow^2 \left[\begin{array}{ccc} y_{1.10} & & \\ x_{2.6} & \uparrow^1 & y_{3.1} \end{array} \right]^{T=5-30c} \quad (2.8)$$

де $x_{2.5}$ – умова «напруга генератора нижче граничного значення $U \leq 0,3U_n$ »; $x_{2.6}$ – умова «частота струму генератора нижче граничного значення $f \leq 0,95f_n$ ».

Для оптимального використання ДГА використовується *пристрій управління запуском/зупинкою генераторів*. Його завданням є вимірювання активних потужностей, що віддаються всіма ДГА на загальне навантаження, та інформування оператора або автоматичне керування додатковим генератором при завантаженні працюючих генераторів більш ніж на 80-90% (потрібна підготовка додаткового генератора до паралельної роботи) або менше ніж на 10-20% від номінальних значень (потрібні розвантаження і останов додаткового генератора):

$$y_0 \downarrow^1 x_1 y_{1.7} y_{1.8} y_{1.9} z_{2.1} x_3 \uparrow^2 \omega \uparrow^1 \downarrow^2 x_{4.1} \uparrow^3 y_{3.3} \downarrow^3 x_{4.2} \uparrow^1 y_{3.4} \omega \uparrow^1 \quad (2.9)$$

де x_3 – умова «перевірені стани генераторних вимикачів всіх ДГА»; $x_{4.1}$ і $x_{4.2}$ – умови «необхідно включити ($x_{4.1}$) або відключити ($x_{4.2}$) додатковий ДГА»; $y_{3.3}$ і $y_{3.4}$ – формування сигналів на замикання реле, що сигналізують оператору про необхідність включення ($y_{3.3}$) або відключення ($y_{3.4}$) додаткового генератора.

Система синхронізації генератора з шинами ГРЩ служить для узгодження діючого значення напруги і частоти генератора, що підключається, з параметрами шини ГРЩ. Вимогами до пристрою є можливість зміни уставок синхронізації (різниць діючих значень напруг і частот, кута між векторами напруг) і наявність виходів для підключення до керуючих входів систем збудження генератора та управління дизелем. При досягненні умов синхронізації:

$$|U_1 - U_2| = |\Delta U| \leq \Delta U_{\text{дн}}; \quad (2.10)$$

$$f_2 - f_1 = \Delta f \leq \Delta f_{\text{дн}}; \quad (2.11)$$

$$|\varphi_1 - \varphi_2| = |\Delta \varphi| \leq \Delta \varphi_{\text{дн}}, \quad (2.12)$$

де U_1, U_2 ; f_1, f_2 ; φ_1, φ_2 – діючі значення напруг, значення частот і кутів векторів напруг мережі і генератора, що підключається, відповідно; $\Delta U_{\text{дн}}$, $\Delta f_{\text{дн}}$ і $\Delta \varphi_{\text{дн}}$ – уставки синхронізації, система має формувати сигнал на замикання генераторного вимикача:

$$y_0 \downarrow^1 \bar{x}_1 \uparrow^2 \omega \uparrow^1 \downarrow^2 x_4 \uparrow^2 \omega \uparrow^3 \downarrow^3 \left[\begin{array}{c} y_{1.1} \ y_{1.2} \ y_{1.4} \ y_{1.7} \ y_{1.10} \ z_{2.3} \\ (x_5 \ \& \ x_6 \ \& \ x_7) \uparrow^5 \ y_{3.5} \ \omega \uparrow^1 \\ \downarrow^5 \ \bar{x}_5 \uparrow^4 \ y_{3.6} \ \omega \downarrow^4 \ \bar{x}_6 \uparrow^3 \ y_{3.7} \ \omega \uparrow^3 \end{array} \right] \quad (2.13)$$

де x_4 – умова «отримана команда, яка ініціює процес синхронізації»; $z_{2.3}$ – розрахунок різниць напруг і частот мережі і генератора, що підключається; x_5 – x_6 – умови синхронізації (2.10) – (2.12); $y_{3.5}$ – формування сигналу на замикання генераторного вимикача; $y_{3.6}$ і $y_{3.7}$ – формування сигналів корекції збудження генератора і частоти обертів дизельного двигуна відповідно.

Завданням системи розподілу активних навантажень між паралельно працюючими генераторами є вимірювання активних потужностей, що віддаються кожним ДГА на загальне навантаження, і формування, при необхідності, коригуючих сигналів для зміни частот обертів дизелів. Розподіл активного навантаження між генераторами має відбуватися пропорційно їх номінальним потужностям і не повинен відрізнятися більш ніж на 15% від розрахункового навантаження більшого з генераторів або на 25% від розрахункового навантаження генератора, що розглядається, залежно від того, що менше [82, частина IX, п. 2.11.3]:

$$y_0 \downarrow^1 x_1 \uparrow^2 \omega \uparrow^1 \downarrow^2 \left[\begin{array}{c} y_{1.7} \ y_{1.8} \ y_{1.9} \ z_{2.1} \\ x_{8.1} \uparrow^1 \ y_{3.7} \uparrow^1 \end{array} \right] \quad (2.14)$$

де $x_{8.1}$ – умова «активна потужність, що віддається ДГА в мережу, перевищує встановлене значення».

Система розподілу реактивних навантажень повинна здійснювати моніторинг реактивних потужностей, що віддаються ГА в мережу, і, при необхідності, виконувати їх коригування шляхом зміни збудження генераторів. Розподіл реактивного навантаження повинен здійснюватися пропорційно номінальним потужностям генераторів і не відрізнятися більш ніж на 10% номінального реактивного навантаження найбільшого генератора або не більше ніж на 25% номінальної потужності найменшого генератора, якщо це значення менше вищевказаного [82, частина XI, п. 3.2.2.1]:

$$y_0 \downarrow^1 x_1 \uparrow^2 \omega \uparrow^1 \downarrow^2 \left[\begin{array}{c} y_{1.7} \ y_{1.8} \ y_{1.11} \ z_{2.2} \\ x_{8.2} \uparrow^1 \ y_{3.6} \uparrow^1 \end{array} \right] \quad (2.15)$$

де $x_{8.2}$ – умова «реактивна потужність, що віддається ДГА в мережу, перевищує встановлене значення».

Модулі розширення і ПЛК служать для можливості дистанційного керування автоматичними вимикачами та/або системами плавного пуску асинхронних двигунів; реалізації різних послідовностей підключення/відключення споживачів електроенергії.

Система моніторингу якості електроенергії використовується для дистанційного контролю основних показників якості електроенергії: коефіцієнта спотворення синусоїдальності кривої напруги (для розрахунку необхідні значення перших 40 гармонік однієї з фазних напруг, які можна отримати, провівши спектральний аналіз осцилограми напруги), коефіцієнтів несиметрії напруг за нульовою і зворотною послідовностями (для розрахунку необхідним є вимірювання діючих значень всіх лінійних напруг). Значення

показників якості мають бути усереднені (інтервал усереднення – 3 с.; кількість вимірювань для усереднення – не менше 9). Якість електроенергії за коефіцієнтом спотворення синусоїдальності кривої напруги вважається відповідною нормам, якщо сумарна тривалість часу його виходу за нормально допустимі значення (5%) становить не більше 1 год. 12 хв. за добу і не присутній ні один вимір, що відповідає його виходу за гранично допустимі значення (8%) [19]. Аналогічно якість електроенергії за коефіцієнтами несиметрії вважається відповідною нормам, якщо сумарна тривалість часу їх виходу за нормально допустимі значення (2%) становить не більше 1 год. 12 хв. за добу (для кожного показника час розраховується окремо) і не присутній ні один вимір, що відповідає їх виходу за гранично допустимі значення (4%) [19].

З урахуванням того, що

1) величину активної потужності, яка віддається генератором на загальне навантаження, можна розрахувати, виходячи з діючих значень напруги і струму і коефіцієнта потужності (косинуса кута між векторами напруги і струму);

2) величину реактивної потужності, яка віддається генератором на загальне навантаження, можна розрахувати, виходячи з діючих значень напруги і струму і синуса кута між векторами напруги і струму,
в табл. 2.1 за допомогою кольорового маркування позначені параметри, вимірювання яких необхідно для роботи наведених вище засобів автоматизації.

В табл. 2.1 використані наступні позначення:

u	– миттєве значення лінійної напруги;
U	– діюче значення лінійної напруги;
i	– миттєве значення струму;
I	– діюче значення струму;
$\cos \varphi$	– косинус кута між векторами напруги і струму;
$\sin \varphi$	– синус кута між векторами напруги і струму
f	– частота струму.

Таблиця 2.1. Параметри, що використовуються для виконання задач засобами автоматизації

Пристрій автоматизації / Параметри, характеристики	Параметри суднової мережі			Параметри генератора							Часові характеристики, сек.
	u	U	f	u	i	U	I	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	f	
Система моніторингу параметрів мережі											120
Система моніторингу параметрів генератора											120
Пристрій захисту генератора:											–
від зворотної потужності;											5-15
від втрати збудження;											5-15
від перевантаження за струмом;											5-10
від перевантаження за потужністю;											5-10
від мінімальної напруги;											5-30
від мінімальної частоти.											5-30
Пристрій управління станом ДГА											30-120
Система синхронізації ГА з шиною ГРЩ											–
Система розподілу активного навантаження											–
Система розподілу реактивного навантаження											–
Система моніторингу якості електроенергії											0,3

Примітки:

в таблиці кольором виділені параметри, вимірювання яких потрібно для роботи відповідного засобу автоматизації;
для роботи системи моніторингу якості електроенергії вимагається вимірювання трьох лінійних напруг;
часові характеристики позначають час реакції пристрою на зміну вимірюваних параметрів і визначають вимоги до його швидкодії;
наведені в таблиці значення отримані на основі вимог Морського реєстру, ГОСТів та аналізу характеристик існуючих пристроїв.

2.2. Оптимізація за критерієм структурної мінімізації засобів автоматизації СЕУ

На основі аналізу принципів роботи суднової електростанції і виразів (2.1) – (2.9), (2.13) – (2.15) щодо режимів роботи засобів автоматизації можна сформулювати наступні тези:

- при паралельній роботі ДГА напруга і частота, вимірювані для кожного з них, збігаються з відповідними параметрами загальної шини (суднової мережі); в термінах логічних схем це відповідає еквівалентності вимірювань $y_{1.1}$ і $y_{1.7}$, $y_{1.2}$ і $y_{1.10}$, $y_{1.3}$ і $y_{1.5}$ при хибності умови x_1 ;
- в кожній секції присутній один ДГА, який є основним для даної секції (вступає в роботу першим і працює безперервно);
- пристрої захисту генератора включаються в роботу після його підключення до загальної шини, що відповідає хибності умови x_1 ;
- система синхронізації необхідна для забезпечення підключення ДГА до загальної шини і час її роботи обмежується проміжком від запуску дизеля до замикання генераторного вимикача – часом істинності умови x_1 ;
- системи розподілу активного і реактивного навантажень і пристрій керування запуском / зупинкою ДГА виконують моніторинг станів генераторних вимикачів, пов'язаних з усіма ДГА даної секції, і для тих генераторів, вимикачі котрих замкнені, вимірювання потужностей, що віддаються ними в мережу. Таким чином, вимірювання активної та реактивної потужностей для кожного ДГА виконуються лише після його підключення до загальної шини, що відповідає результату перевірки умови x_1 для даного ДГА «лож».

Аналізуючи наведені тези та табл. 2.1, можна зробити наступні висновки:

1. Для моніторингу параметрів суднової мережі можна використовувати значення, вимірювані системою моніторингу параметрів основного ДГА (логічна схема алгоритму роботи отриманого пристрою буде збігатися з виразом (2.2)).
2. Більшість пристроїв захисту вимагає вимірювання одних й тих самих параметрів з сумірною періодичністю, тому реалізацію всіх захистів генератора можна об'єднати в одному пристрої – системі захистів:

$$y_0 \downarrow^1 x_1 \uparrow^2 \omega \uparrow^1 \downarrow^2 \left[\begin{array}{ccc} y_{1.7} - y_{1.11} & z_{2.1} & z_{2.2} \\ (x_{2.1} | x_{2.2} | \dots | x_{2.6}) \uparrow^1 (y_{3.1} | y_{3.2}) \omega \uparrow^1 \end{array} \right]^{T=5c} \quad (2.16)$$

3. Багато параметрів, необхідних для роботи системи моніторингу параметрів ДГА, збігаються з параметрами, вимірюваними для реалізації захистів генератора, однак час їх усереднення для системи моніторингу значно (на порядок) більше. Якщо реалізувати вимір величин, необхідних для роботи системи захистів, з вказаною для неї циклічністю, і усереднювати програмно ці значення на інтервалі, відповідному часовим характеристикам системи моніторингу, то обидві системи можна об'єднати в єдиному модулі – контролері автоматизації:

$$y_0 \downarrow^1 x_1 \uparrow^2 y_{1.5} y_{1.7} y_{1.10} \omega \uparrow^1 \downarrow^2 \left[\begin{array}{ccc} y_{1.5} - y_{1.11} & y_2 & z_{2.1} z_{2.2} \\ (x_{2.1} | \dots | x_{2.6}) \uparrow^1 & (y_{3.1} | y_{3.2}) \omega \uparrow^1 \end{array} \right]^{T=5c} \quad (2.17)$$

4. Для забезпечення коректної роботи систем розподілу навантажень необхідно при їх проектуванні знати точну кількість ДГА, які можуть бути включені паралельно. Дана умова суперечить системному принципу розвитку, тому в сучасних АСУ СЕУ найчастіше використовуються сукупності окремих блоків (блоки завдання уставок – допустимих відхилень активних і реактивних потужностей; блоки вимірювання та коригування активних і реактивних потужностей) для кожного ГА, зв'язані за допомогою інформаційного каналу. Однак, якщо використовувати КСУ в якості підсистеми верхнього рівня і перенести функцію завдання уставок на її рівень, можна мінімізувати кількість необхідних апаратних засобів. Тоді завданням КСУ буде опитування генераторних вимикачів з метою визначення структури електростанції і управління роботою (ініціювання вимірювань, передача команд на формування коригуючих сигналів) систем розподілу навантажень. Наведене рішення дозволить окрім мінімізації апаратних засобів реалізувати дистанційний моніторинг і управління процесами розподілу активного і реактивного навантажень, динамічно змінювати схему розподілу і час перехідного процесу, дистанційно коригувати параметри дискретних сигналів, що використовуються для управління регуляторами частоти і напруги.

5. Перенесення управління системами розподілу активного і реактивного навантажень на підсистему верхнього рівня (КСУ) визначає необхідність їх наявності для кожного ГА, виключаючи основний. При підключенні основного ДГА до шин ГРЩ система управління дизелем отримує від КСУ сигнал на виконання підготовки і запуск дизельної установки і, відстежуючи за допомогою тахогенератора частоту обертання вала, при досягненні останньої значення, близького до номінального, формує сигнал готовності дизеля, після чого КСУ відправляє системі управління генератором команду включення напруги на обмотки збудження генератора. Далі за допомогою контролера автоматизації КСУ відстежує діюче значення напруги і частоту і, за необхідності, формує команди на зміну частоти обертання вала ДГ або напруги на обмотках збудження генератора. При досягненні параметрами номінальних значень формується сигнал на включення генераторного вимикача. Підключення споживачів до шин ГРЩ також здійснюється за допомогою КСУ: при необхідності перемикання живлення навантаження оператор змінює стан автоматичного вимикача на схемі, після чого КСУ оцінює потужність навантаження, що включається, і, якщо його підключення може викликати перевантаження працюючого ДГА, починає процес запуску і синхронізації з шиною ГРЩ додаткового ДГА (рис. 2.1). Навантаження підключається до мережі тільки після його закінчення.

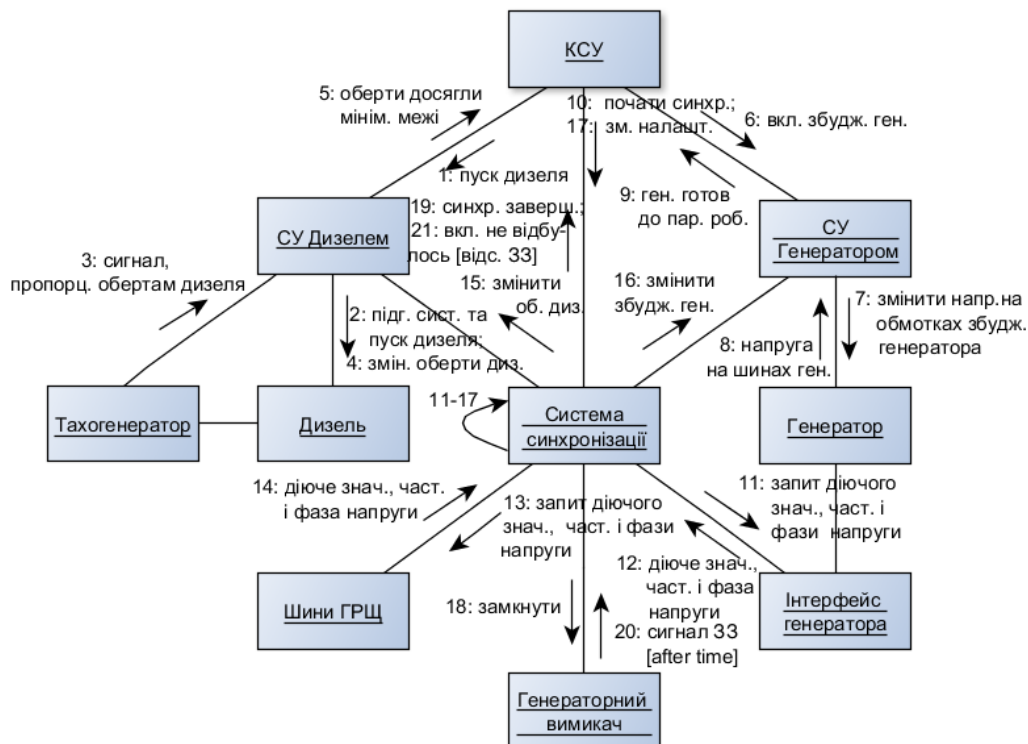


Рис. 2.1. Діаграма кооперації для прецеденту «Запуск і синхронізація ДГА з шинами ГРЩ»

Включення на паралельну роботу додаткового генераторного агрегату умовно можна розділити на два етапи: запуск ДГА і синхронізація з мережею. Запуск додаткового дизель-генератора аналогічний запуску основного (формування команд на включення дизеля і подальша подача напруги на обмотки збудження генератора). Після запуску ДГА КСУ формує команду «Почати синхронізацію», отримуючи яку система синхронізації починає вимірювання діючих значень напруг, значень частот і кута зсуву між напругами шини ГРЩ і ДГА, що підключається. Після вимірювання пристрій аналізує отримані дані і, при необхідності, формує команди СУ дизелем та / або СУ генератором для корекції параметрів вихідного сигналу ДГА. При досягненні умов динамічної синхронізації (різниці діючих значень напруг, значень частот і кут зсуву між напругою знаходяться в допустимих межах; при цьому частота напруги ДГА, який підключається, перевищує частоту напруги шини) система синхронізації формує сигнал на замикання генераторного вимикача для підключення силового агрегату на паралельну роботу з іншими ДГА і протягом 5 сек. очікує сигналу зворотного зв'язку вимикача, після чого закінчує процес синхронізації і формує відповідну сигналу зворотного зв'язку (ДГА підключений або підключення не відбулося) посилку КСУ. Для запобігання затягуванню процесу синхронізації і коректного управління СУ дизелем і генератором КСУ має можливість дистанційно змінювати умови синхронізації і параметри керуючих впливів (частоту і шпаруватість релейно-імпульсних сигналів), а також відображати поточні значення вимірюваних параметрів.

Після включення ДГА на загальну шину КСУ ініціює початок роботи систем розподілу активної і реактивної навантажень. На рис. 2.2 приведені

діаграми взаємодії КСУ, систем розподілу навантажень (рис. 2.2, а – активного і рис. 2.2, б – реактивного), регуляторів частоти обертів дизеля і збудження генератора.

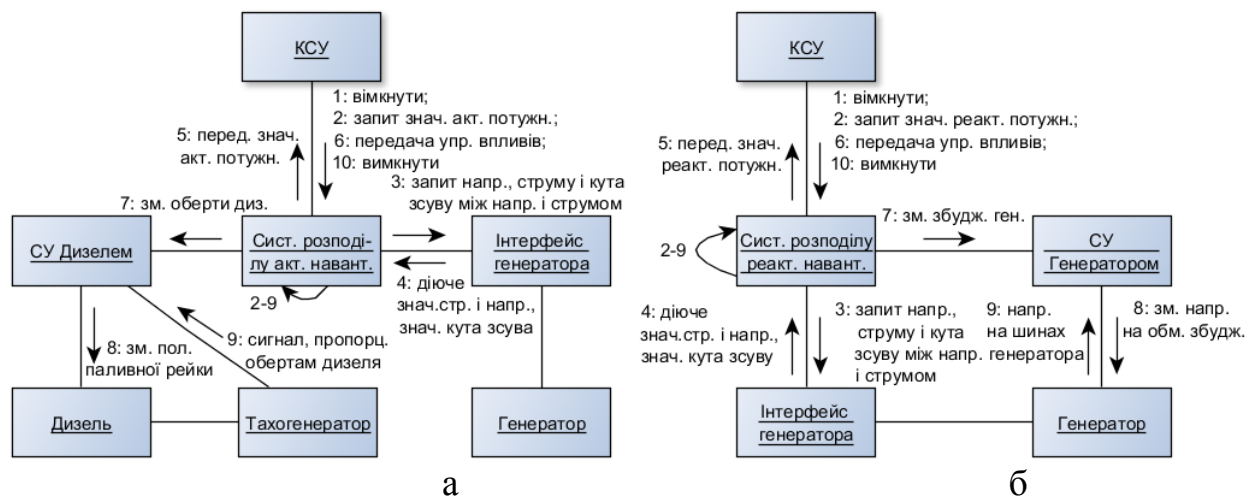


Рис. 2.2. Діаграми кооперації для прецедентів: а - «Розподіл активного навантаження між ДГА»; б - «Розподіл реактивного навантаження між ДГА»

Після включення ДГА на паралельну роботу КСУ формує команду на включення системи розподілу активного навантаження і запит значення активної потужності, яка віддається генератором в мережу. При отриманні запиту система проводить необхідні вимірювання і посилає у відповідь пакет із значенням активної потужності КСУ. Аналогічний обмін даними КСУ проводить і з системами розподілу активних навантажень решти включених на паралельну роботу ДГ. Після завершення циклу обміну даними КСУ виконує розрахунок відхилень активних потужностей, що віддаються генераторними агрегатами, від необхідних значень (обчислюються як частина поточної загальної потужності СЕУ, пропорційна номінальній потужності ДГА) і, в разі перевищення відхилення допустимого значення (відповідного відсотку нерівномірності розподілу), формує пакет з керуючими впливами (збільшити або зменшити обороти дизеля). При отриманні останнього система розподілу активного навантаження формує відповідні сигнали СУ дизелем і переходить в режим очікування наступного запиту від КСУ. Подібна послідовність дій виконується циклічно доти, поки не буде потрібно зупинити ДГА.

Алгоритм взаємодії з системою розподілу реактивного навантаження аналогічний вищеописаному (замість активної запитується значення реактивної потужності і для зміни величини реактивної потужності, яка віддається ДГА, пристрій управляє збудженням генератора).

При виникненні необхідності виведення з паралельної роботи генераторного агрегату КСУ формує пакети з сигналами управління, параметри яких відповідають розвантаженню даного і збільшенню навантаження (пропорційно номінальним потужностям) ДГА, що залишаються в роботі, і передає їх відповідним системам розподілу навантажень. Після скидання навантаження генераторний вимикач розмикається, і системи розподілу

навантажень, пов'язані з даним ДГА, отримують команди на завершення роботи. Далі КСУ формує команди на вимикання збудження генератора, а потім зупину дизеля відповідним СУ.

Цикл використання ДГА можна представити діаграмою послідовності, аналогічній наведеній на рис. 2.3. Аналізуючи рис. 2.3, табл. 2.1 та вирази (2.13) – (2.15), можна відзначити, що системи розподілу активного і реактивного навантажень використовуються одночасно і для своєї роботи вимагають вимірювання практично одних і тих самих параметрів; системи синхронізації і розподілу навантажень використовуються послідовно і вимагають вимірювання декількох співпадаючих параметрів. Тому доцільно всі п'ять пристроїв (синхронізації, розподілу активного і реактивного навантажень, захисту та моніторингу параметрів ДГА) об'єднати в один пристрій – систему синхронізації і розподілу навантажень:

$$\begin{aligned} & y_0 \downarrow^1 \overline{x_1} \uparrow^2 \left[\begin{array}{l} y_{1.5} - y_{1.11} \quad z_{2.1} - z_{2.2} \quad y_2 \\ (x_{2.1} | \dots | x_{2.6}) \uparrow^3 (y_{3.1} | y_{3.2}) \omega \uparrow^3 \\ \downarrow^3 (x_{8.1} | x_{8.2}) \uparrow^1 (y_{3.6} | y_{3.7}) \omega \uparrow^1 \end{array} \right] \\ & \downarrow^2 x_4 \uparrow^1 \omega \uparrow^6 \downarrow^6 \left[\begin{array}{l} y_{1.1} \quad y_{1.2} \quad y_{1.4} \quad y_{1.7} \quad y_{1.10} \quad z_{2.3} \\ (x_5 \& x_6 \& x_7) \uparrow^4 y_{3.5} \omega \uparrow^1 \\ \downarrow^4 \overline{x_5} \uparrow^5 y_{3.6} \downarrow^5 \overline{x_6} \uparrow^6 y_{3.7} \omega \uparrow^6 \end{array} \right] \end{aligned} \quad (2.18)$$

6. Для роботи системи моніторингу якості електроенергії необхідно виконувати вимірювання діючих значень трьох лінійних напруг; система повинна включатися в роботу після підключення основного генератора до шин ГРЩ і працювати безперервно. Оскільки подібні параметри не використовуються для роботи жодного іншого пристрою, система моніторингу якості електроенергії повинна бути реалізована окремо.

7. Для реалізації системного принципу розвитку модулі розширення і ПЛК також повинні бути реалізовані у вигляді окремих пристроїв.

Таким чином, для автоматизації управління електроенергетичною системою запропонованим в роботі способом для кожної секції, до складу якої входять n ДГА і k споживачів електроенергії, потрібно:

- один контролер автоматизації для моніторингу параметрів мережі, моніторингу параметрів та захисту основного генератора;
- $n-1$ систем синхронізації і розподілу навантажень, додатковими функціями яких будуть захист і моніторинг параметрів ДГА, моніторинг необхідності пуску/зупинки додаткових генераторних агрегатів;
- система моніторингу якості електроенергії;
- m модулів розширення та/або ПЛК (кількість залежить від k і характеристик пристроїв) для управління станами споживачів електроенергії та індикації виникнення небажаних та/або аварійних ситуацій.

Схема взаємодії засобів автоматизації, що входять до складу АСУ СЕУ, в межах однієї секції приведена на рис. 2.4.

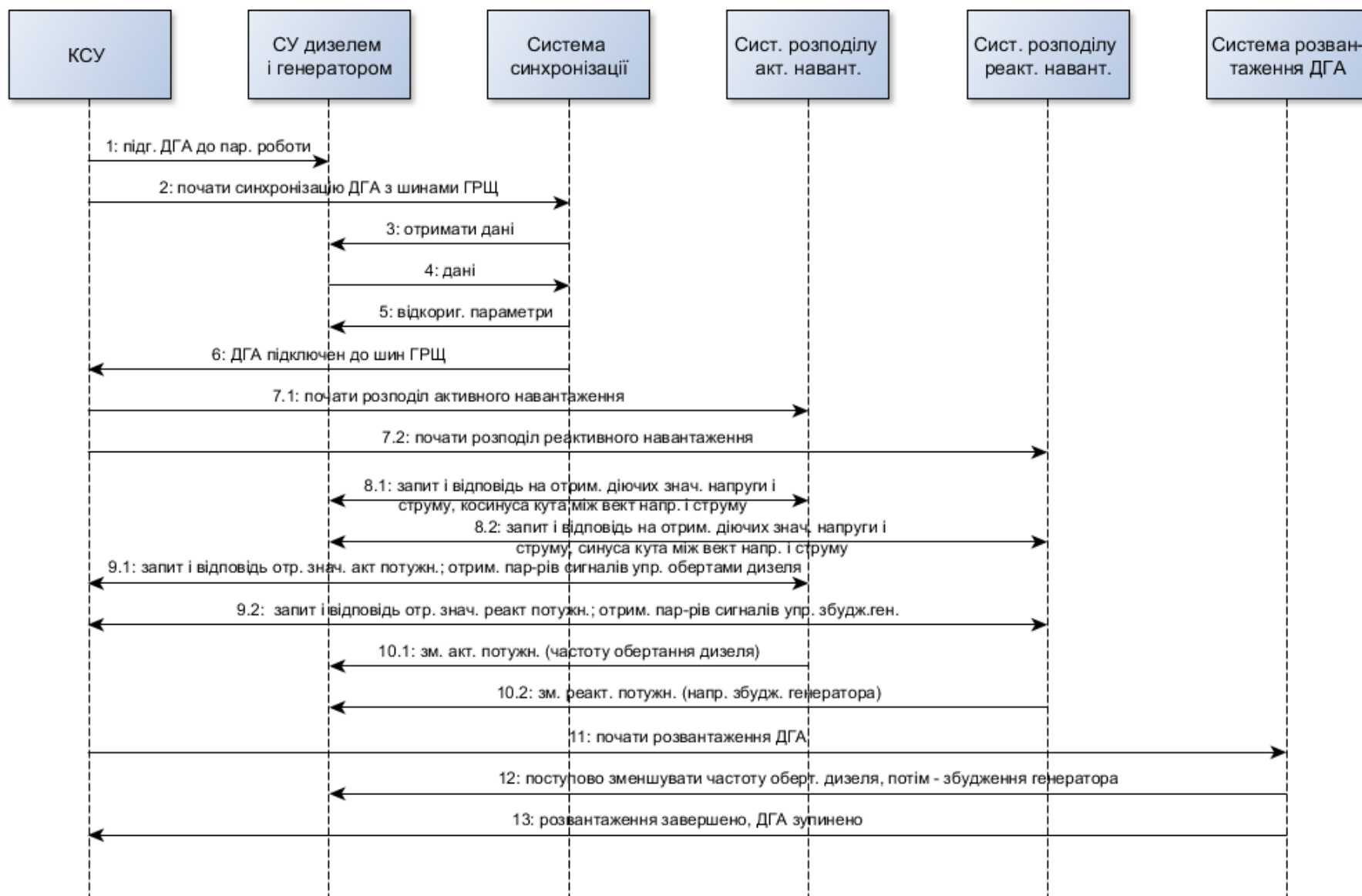


Рис. 2.3. Діаграма послідовності взаємодії ДГА (не основного в секції) з керуючими системами

2.3. Структурні схеми та діаграми станів спеціалізованих засобів автоматизації

2.3.1. Спеціалізований контролер автоматизації

Вимоги до апаратних можливостей спеціалізованого контролера автоматизації наступні:

- наявність входів для вимірювання напруги в діапазоні 0-400 В і для вимірювання струму в діапазоні 0-5 А (для симетричної системи достатньо по одному на кожний генераторний агрегат);

- наявність релейних виходів для керування контролером дизеля (сигнали пуску, зупинки, корекції частоти обертання для розподілення активної потужності при паралельній роботі генераторів), генераторним вимикачем, автоматами для підключення навантаження;

- наявність дискретних входів для контролю станів автоматів;

- індикація станів виходів та входів, відображення вимірних параметрів мережі (діючих значень напруги і струму, значення $\cos \varphi$, частоти струму, активної і реактивної потужностей);

- наявність мережевого інтерфейсу для зв'язку з елементом верхнього рівня (ПК з системою керування).

Для мінімізації апаратних засобів, що використовуються для реалізації пристрою, в якості його основи запропоновано використання мікроконтролера (MPU). Основним призначенням контролера автоматизації є виконання команд оператора (зміна станів дискретних виходів, опитування станів дискретних входів, вимірювання параметрів генератора і мережі), тому для обміну даними з КСУ використовуються вбудовані засоби мікроконтролера і перетворювач інтерфейсів. Управління станами релейних виходів контролера виконується попередньо посиленням сигналом мікроконтролера; опитування вхідних дискретних сигналів здійснюється безпосередньо.

Вимірювання миттєвих значень напруги здійснюється за допомогою АЦП, вбудованого у мікроконтролер. Діапазон напруг, які він в змозі оцифрувати, лежить в межах 0...5В (напруга живлення). Тому для перетворення напруги генератора до необхідного рівня сигналу використовуються пропорційна ланка та суматор (напруга на виході пропорційної ланки приймає значення від -2 до +2В; для переведення її в діапазон додатних напруг слугує суматор). Для вимірювання струму використовується датчик, вихідним сигналом якого є сигнал пропорційний струму з постійною складовою 2,5В. Призначення компараторів – формування імпульсів з частотою, рівній частоті вхідних сигналів; це дозволить визначити коефіцієнт потужності та частоту мережі. Виміряні параметри та стани дискретних входів і виходів окрім відображення на АРМ оператора можна побачити на контролері – для цього використовуються РКІ з кнопками та світлодіоди.

Використовуючи логічну схему алгоритму функціонування контролера автоматизації (2.17), можна скласти структурну схему пристрою, аналогічну

наведений на рис. 2.5, де 1 – діюче значення фазної напруги однієї з шин ГРЩ; 2 – діюче значення струму, що віддається ДГА в мережу; 3 – пропорційні коефіцієнти; 4 – випрямляч; 5 – інтегратор; 6 – фільтр низьких частот; 7 – формувач імпульсів; 8 – суматор; 9 – опорна напруга, що дорівнює половині напруги живлення мікроконтролера; 10 – компаратор; 11 – мультиплексор; 12 – АЦП; 13 – формувач високочастотних імпульсів; 14 – блок послідовного приймача/передавача; 15 – порти вводу/виводу; 16 – таймер-лічильник; 17 – перетворювач інтерфейсів RS232-RS485; 18 – демультимплексор; 19 – РКІ; 20 – світлодіоди; 21 – підсилювач; 22 – реле.

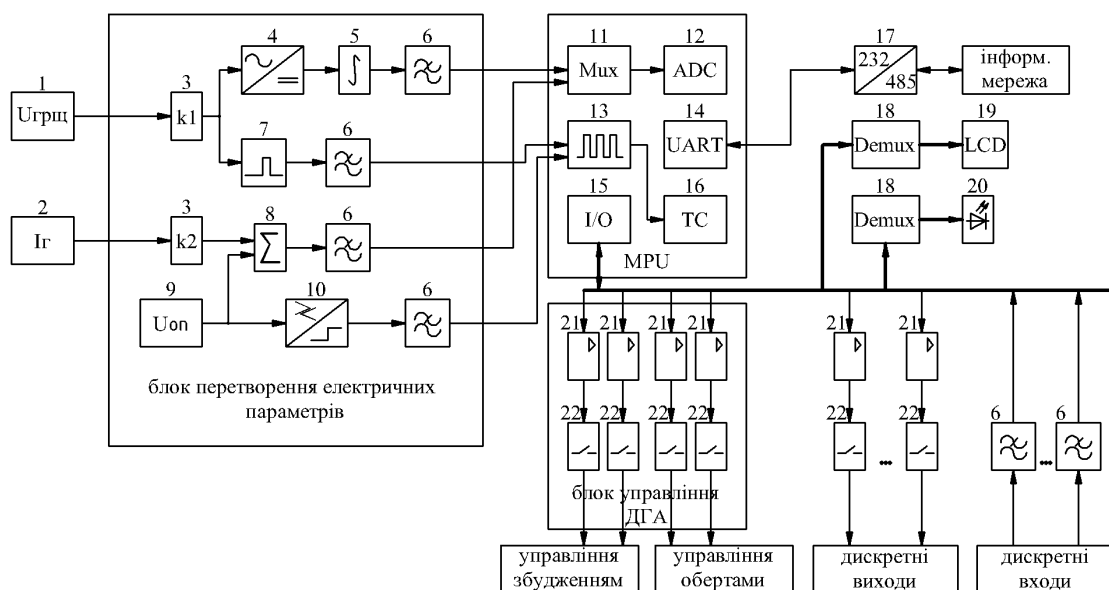


Рис. 2.5. Структурна схема контролера автоматизації

Згідно з (2.17) мікроконтролер контролера автоматизації повинен забезпечувати вимірювання параметрів силового агрегату і мережі, відображення їх на РКІ і передачу КСУ за запитом користувача, а також мати можливість зміни мережевої адреси і швидкості обміну даними. Перепрограмування мікроконтролера з метою зміни адреси і швидкості обміну даними є окремим режимом його роботи. Решту завдань, які він має виконувати, можна розділити на три рівні за пріоритетами (наведені в порядку зниження): обмін даними з КСУ; оцифровування сигналів, пропорційних напрузі і струму; вимірювання частоти струму й кута між векторами струму і напруги; відображення даних і взаємодія з користувачем.

Задачі з самим низьким пріоритетом – оновлення даних на РКІ при натисканні кнопок «Вгору» і «Вниз» та при зміні значень параметрів – можна виконувати у фоновому режимі (в головному циклі програми; рис. 2.6 та 2.7).

Реалізацію інших завдань – обмін даними з КСУ і вимір електричних параметрів – зручно представити у вигляді автомата $A_1 = \{Q, X, f\}$, де $Q = \{q_0, q_1, q_2, q_3\}$ – множина станів автомата: q_0 – вимір миттєвих значень напруги і частоти, q_1 – вимір миттєвих значень струму, q_2 – вимір кута між

The image contains four flowcharts, each representing a different functional module of the control system:

- Flowchart 1 (Left):** Starts with 'Початок головної програми' (Start of main program). It proceeds to 'Ініціалізація глобальних змінних' (Initialization of global variables), then 'Запуск сист. таймеру (таймеру 1), дозвіл переривань' (Start of system timer (timer 1), allow interrupts). A decision diamond asks 'Знач. зм. зникн. напр. або стр. більше 6?' (Change in disappearance of voltage or current more than 6?). If 'Так' (Yes), it goes to 'Обнулити значення коефіцієнту потужності' (Reset power coefficient value). If 'Ні' (No), it goes to 'Оновити першу та другу строки РК' (Update first and second rows of the control register). Another decision diamond asks 'Знач. зм. зникн. напруги більше 6?' (Change in disappearance of voltage more than 6?). If 'Так', it goes to 'Обнулити масиви ниттєвих та діючих значень напруги, частоти' (Reset arrays of nominal and operating voltage and frequency values). If 'Ні', it goes to 'Оновити першу та другу строки РК'. A third decision diamond asks 'Знач. зм. зникн. струму більше 6?' (Change in disappearance of current more than 6?). If 'Так', it goes to 'Обнулити масиви ниттєвих та діючих значень струму' (Reset arrays of nominal and operating current values). If 'Ні', it goes to 'Оновити першу та другу строки РК'. The flowchart ends at connector '2'.
- Flowchart 2 (Second from left):** Starts at connector '1'. A decision diamond asks 'Натиснута кн. "Вгору"?'. If 'Так', it goes to 'Інкрементувати показчик поточної строки РК' (Increment pointer of the current row of the control register). If 'Ні', it goes to 'Оновити першу та другу строки РК'. Another decision diamond asks 'Натиснута кн. "Вниз"?'. If 'Так', it goes to 'Декрементувати показчик поточної строки РК' (Decrement pointer of the current row of the control register). If 'Ні', it goes to 'Оновити першу та другу строки РК'. A third decision diamond asks 'Проп. оновл. напр. або част. вст.'. If 'Так', it goes to 'Вивести відповідне значення на РК' (Output the corresponding value to the control register). If 'Ні', it goes to 'Оновити першу та другу строки РК'. A fourth decision diamond asks 'Проп. оновл. струму вст.'. If 'Так', it goes to 'Вивести відповідне значення на РК'. If 'Ні', it goes to 'Оновити першу та другу строки РК'. The flowchart ends at connector '2'.
- Flowchart 3 (Third from left):** Starts with 'Поч. ф-ції "Оновл. строки РК"' (Start of function 'Update rows of the control register'). It goes to 'Ініціалізація масиву даних для відобр. у відп. з показж. поточної строки РК' (Initialization of data array for selection corresponding to the current row of the control register). Then, 'Уст. дозвіл роботи перш. рег-ру зсубу (на адр. вх. демультимплексора уст. знач. 0)' (Set permission for the first sub-register (at the address of the demultiplexer input set to value 0)). Then, 'Зкинути біт команда/дані РК' (Reset command/data bit of the control register). Then, 'Записати адресу строки до регістру зсубу' (Write row address to the sub-register). Then, 'Записати дані до РК (зкинути біт стробу, зачекати 10мкс, уст. біт стробу)' (Write data to the control register (reset strobe bit, wait 10μs, set strobe bit)). Then, 'Установити біт команда/дані РК' (Set command/data bit of the control register). A decision diamond asks 'Передачі 10 символів?'. If 'Так', it goes to 'Записати поточний байт до регістру зсубу' (Write current byte to the sub-register). If 'Ні', it goes to 'Записати дані до РК (зкинути біт стробу, зачекати 10мкс, уст. біт стробу)'. Another decision diamond asks 'Передачі 6 символів?'. If 'Так', it goes to 'Записати значення 32 (символ ' ') до регістру зсубу' (Write value 32 (character ' ') to the sub-register). If 'Ні', it goes to 'Записати дані до РК (зкинути біт стробу, зачекати 10мкс, уст. біт стробу)'. The flowchart ends at connector '2'.
- Flowchart 4 (Right):** Starts with 'Поч. ф. "Запис до рег. зсубу"' (Start of function 'Write to sub-register'). A decision diamond asks 'Записано весь байт?'. If 'Так', it goes to 'Кінець ф. "Запис до рег. зсубу"' (End of function 'Write to sub-register'). If 'Ні', it goes to 'Старший біт байту 1?'. If 'Так', it goes to 'Установити біт входу даних регістру зсубу' (Set data input bit of the sub-register). If 'Ні', it goes to 'Зкинути біт входу даних регістру зсубу' (Reset data input bit of the sub-register). Then, 'Сформувати строб на відповідному вході регістру зсубу' (Formulate strobe on the corresponding input of the sub-register). Then, 'Виконати операцію побітного зсубу вправо на один біт над байтом даних' (Perform bit shift operation to the right by one bit over the data byte). A decision diamond asks 'Передачі 10 символів?'. If 'Так', it goes to 'Записати поточний байт до регістру зсубу'. If 'Ні', it goes to 'Записати дані до РК (зкинути біт стробу, зачекати 10мкс, уст. біт стробу)'. Another decision diamond asks 'Передачі 6 символів?'. If 'Так', it goes to 'Записати значення 32 (символ ' ') до регістру зсубу'. If 'Ні', it goes to 'Записати дані до РК (зкинути біт стробу, зачекати 10мкс, уст. біт стробу)'. The flowchart ends at connector '2'.

66

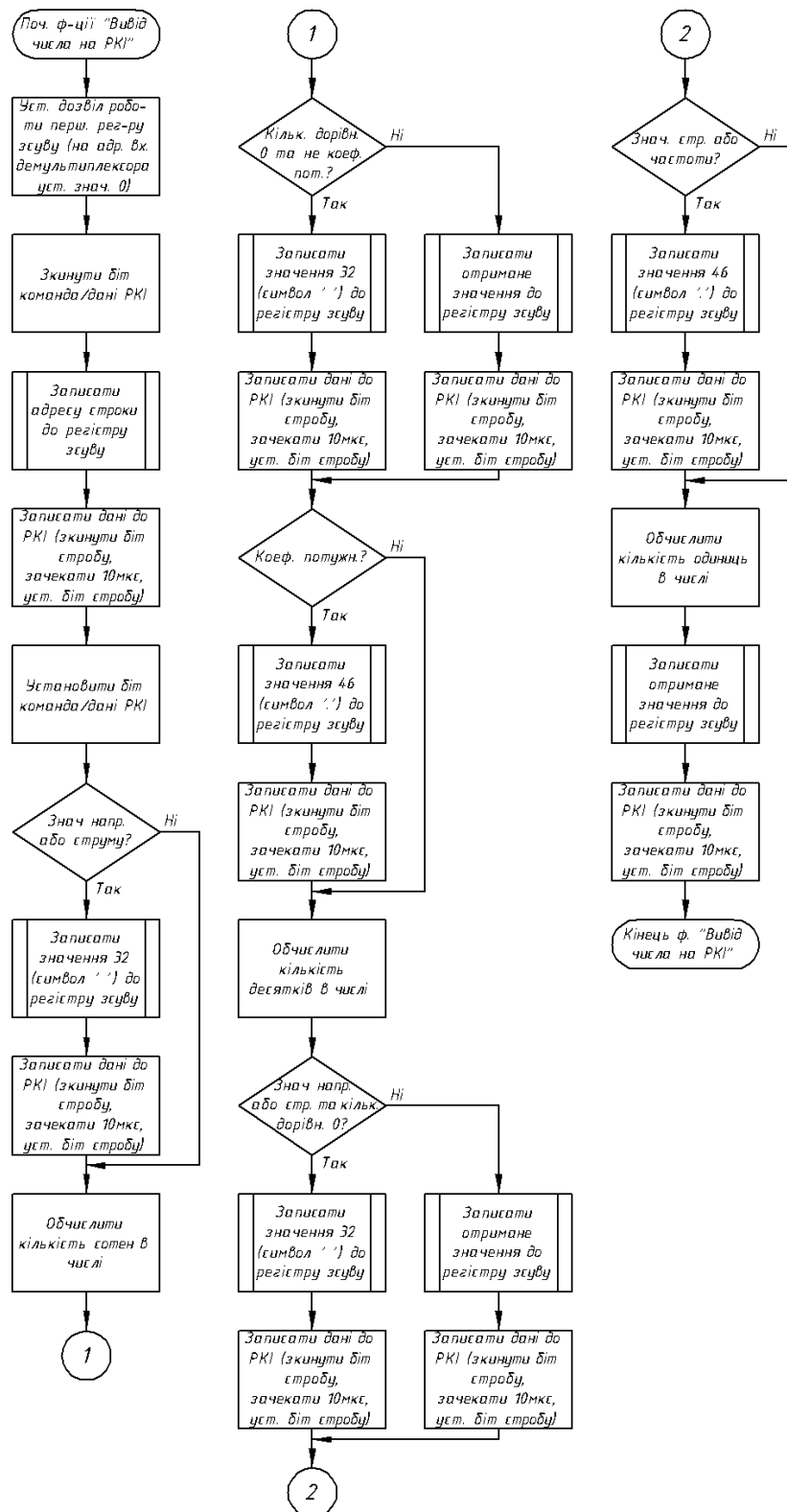


Рис. 2.7. Алгоритм виведення числа на РКІ

Перехід до стану $q3$ повинен відбуватися в разі запиту даних незалежно від того, в якому стані знаходиться програма. Виконання решти задач має відбуватися циклічно. Найбільш простим способом це реалізувати є використання таймера-лічильника, налагодженого на переривання кожні 0,1с (цього часу достатньо для отримання даних за період сигналу (приблизно 0,02с)

та у разі обриву лінії дозволяє запобігти зависання програми). У кожному перериванні відбувається перехід до наступного стану (q_0 , q_1 або q_2 ; рис. 2.9). При перериванні по прийому даних отриманий байт запам'ятовується і, при виникненні паузи в потоці байт більшої, ніж час отримання 1,5 символів, починається процес розшифровування пакету отриманих даних (рис. 2.10 та 2.11). Якщо поля в ньому відповідають очікуванім, запам'ятовується стан, в якому знаходиться програма, і відбувається перехід до стану q_3 . Після завершення передачі даних програма переходить до попереднього стану.

У стані q_0 відбувається вимірювання частоти і миттєвих значень напруги. Для цього використовуються таймер-лічильник та АЦП: по перериванню, що відповідає перетину синусоїдою нуля в додатному напрямку, запускається таймер та аналогово-цифрове перетворювання; по наступному перериванню АЦП та таймер зупиняються. Для тактування мікроконтролеру використовується кварцовий резонатор з частотою 8МГц; орієнтуючись на номінальну частоту вимірюваної напруги 50Гц і кількість миттєвих значень сигналу, достатніх для відновлення його форми, як 100 відліків, тактування таймеру і АЦП відбувається через дільники частоти на 1024 та 128 відповідно. Тоді одному відліку таймера відповідатиме час 128мкс, а частоті напруги 50Гц (період 0,02с) – 156 відліків. Час оцифровування одного значення в режимі «циклічне перетворення» становитиме 208мкс, тобто за один період сигналу можливе отримання 96 значень. Оскільки запит на отримання характеристик напруги може відбутися в будь-який час, то необхідне резервування даних. Для цього можна використати двовимірні масиви, що складаються з двох строк. Ці строки заповнюються змінюючи одна одну і містять маркер істинності (тільки що заповнена строка отримує статус «істина», інша – «лож»), кількість відліків таймеру (пропорційна періоду сигналу), кількість дійсних значень у масиві (оскільки період коливання сигналу може змінюватись, може змінитися і кількість оцифрованих даних; значення використовується для коректної передачі даних до ПК) і оцифровані миттєві значення сигналу (восьмирозрядні; при цьому 1В на вході АЦП відповідатиме 51 одиниця). Для отримання діючого значення напруги використовуються трьохланковий фільтр ковзаючого середнього: після оцифровування напруги обчислюється її діюче значення, яке запам'ятовується до відповідного масиву. Для мінімізації впливу перешкод на значення частоти використовується медіанний фільтр.

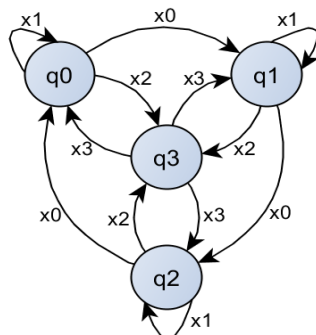


Рис. 2.8. Діаграма станів програми

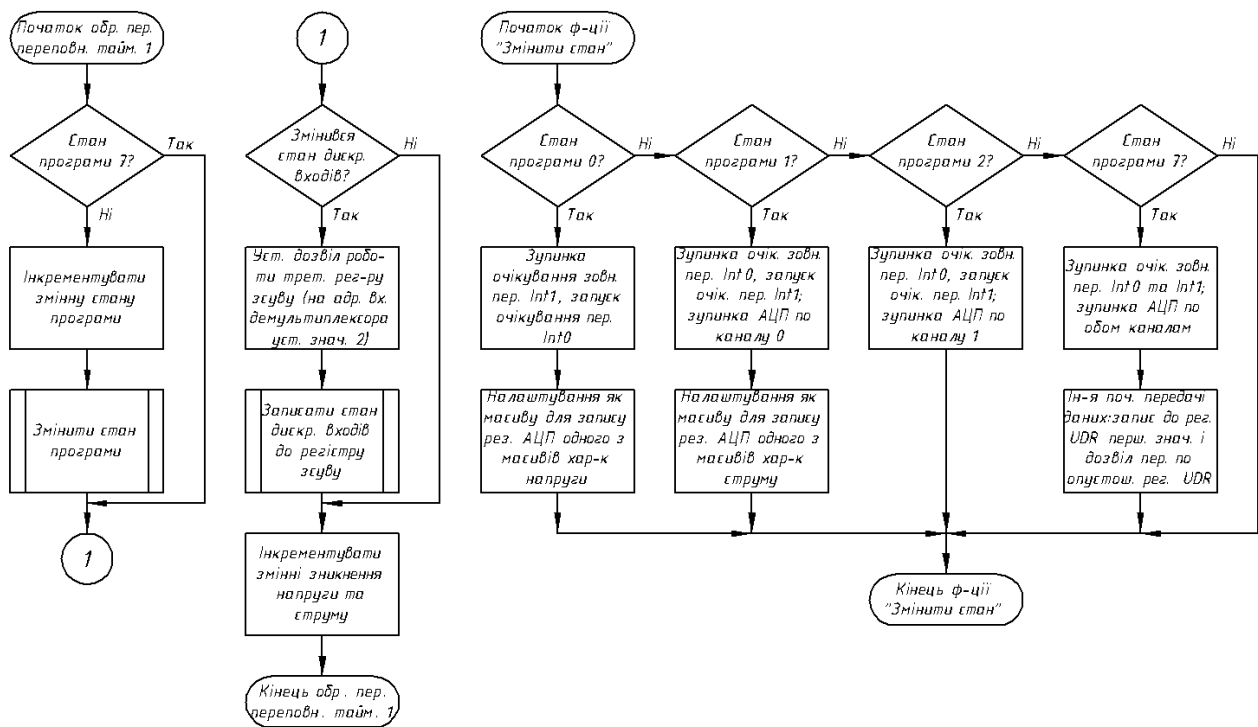


Рис. 2.9. Алгоритм зміну стану програми

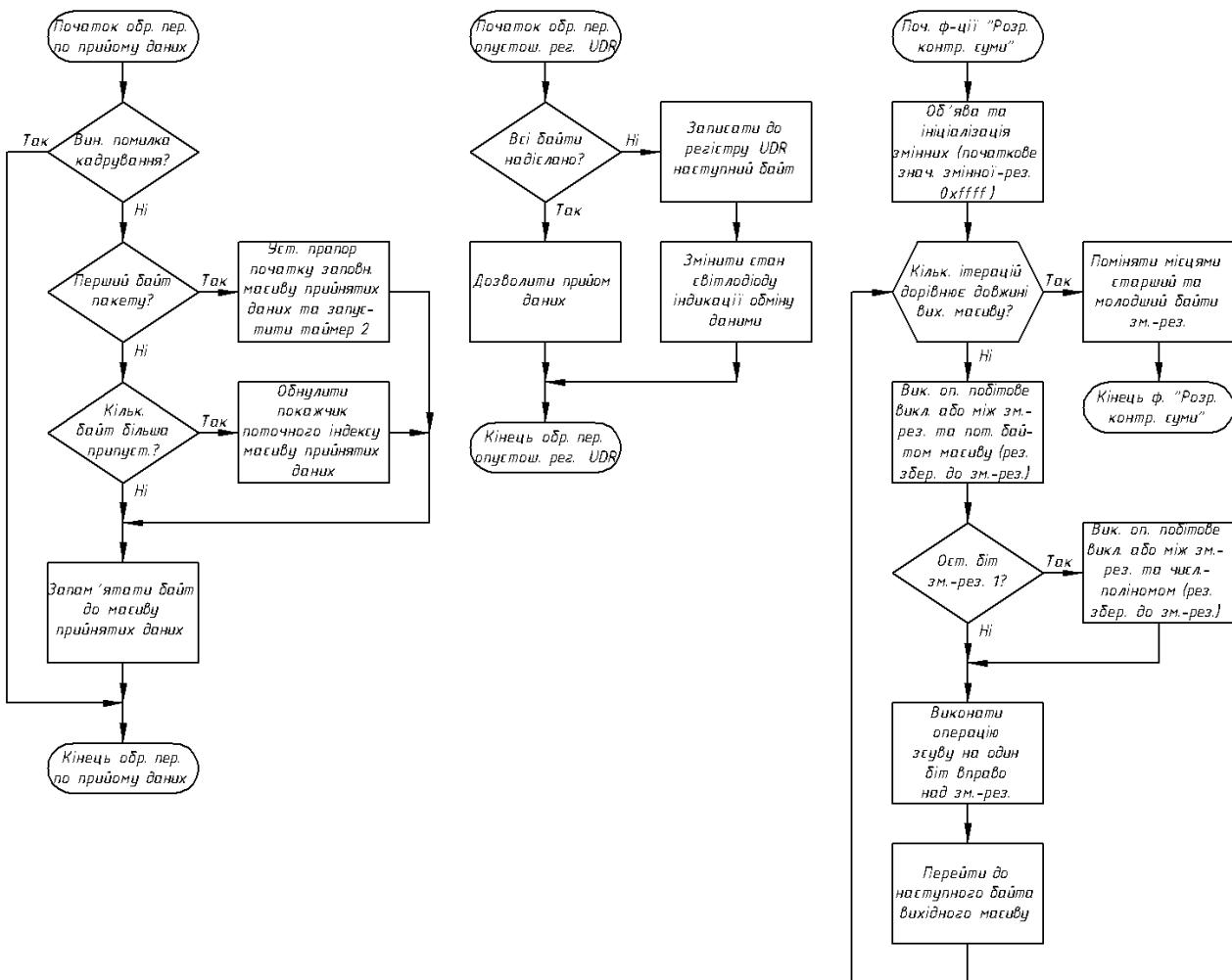


Рис. 2.10. Алгоритми прийому та передачі даних, розрахунку контрольної суми

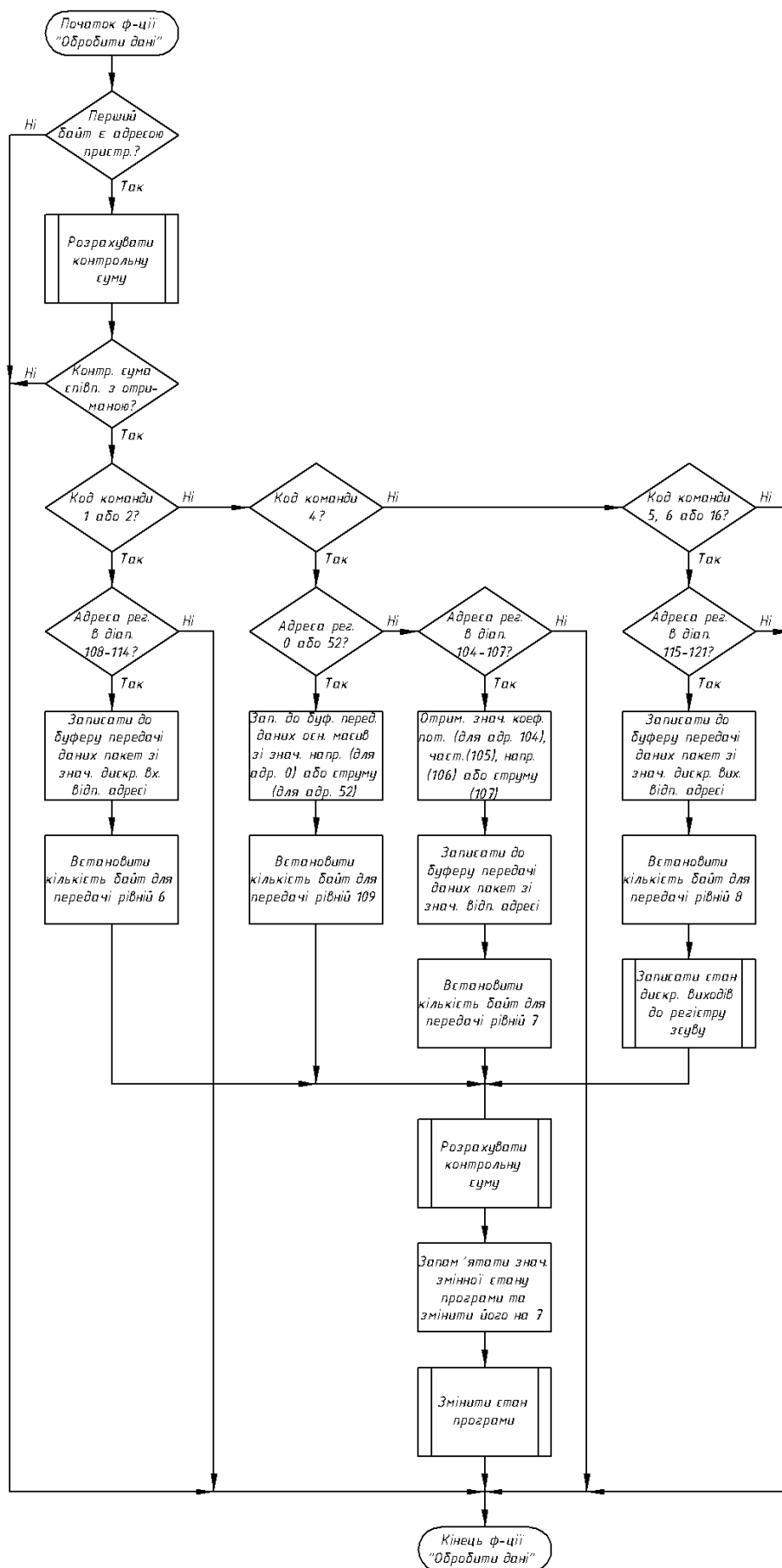


Рис. 2.11. Алгоритм обробки пакету даних

При переході до стану $q1$ відбувається характеристик струму. Стан $q2$ відповідає за вимірювання коефіцієнту потужності – косинусу кута зсуву між напругою і струмом. Для отримання цих даних використовується таймер, запуск якого відбувається при додатному перетині нуля напругою, а зупинка – при додатному перетині нуля струмом. Отримана кількість відліків таймеру переводиться до градусів (знаючи період струму в відліках із попереднього стану можна перевести до градусів за пропорційною залежністю), з отриманого значення віднімається 90° (для компенсації зсуву між лінійною напругою та лінійним струмом в трьохфазній системі) та визначається косинус кута. На рис. 2.12 – 2.13 наведені алгоритми отримання характеристик силового агрегату.

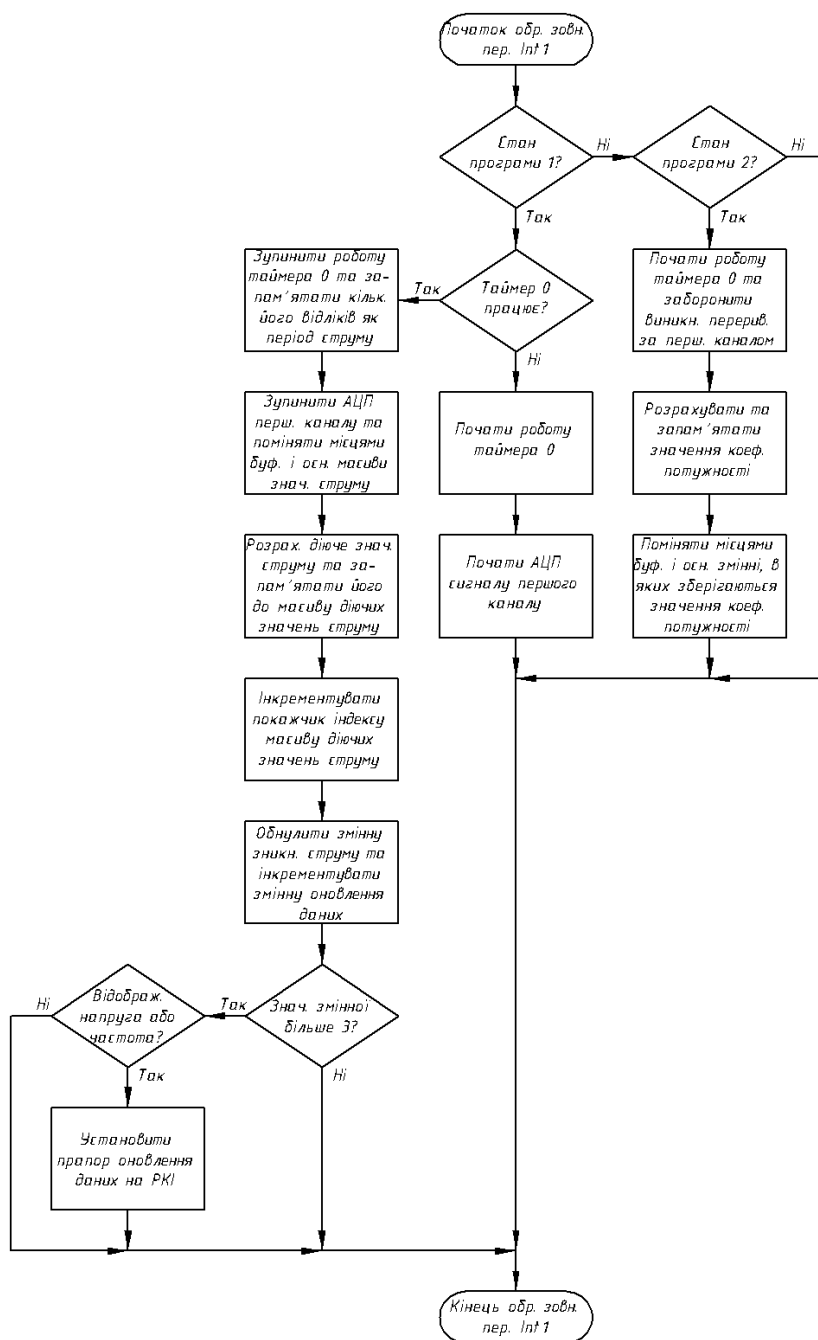


Рис. 2.12. Алгоритм обробки переривання по перетину струмом нуля в додатному напрямі

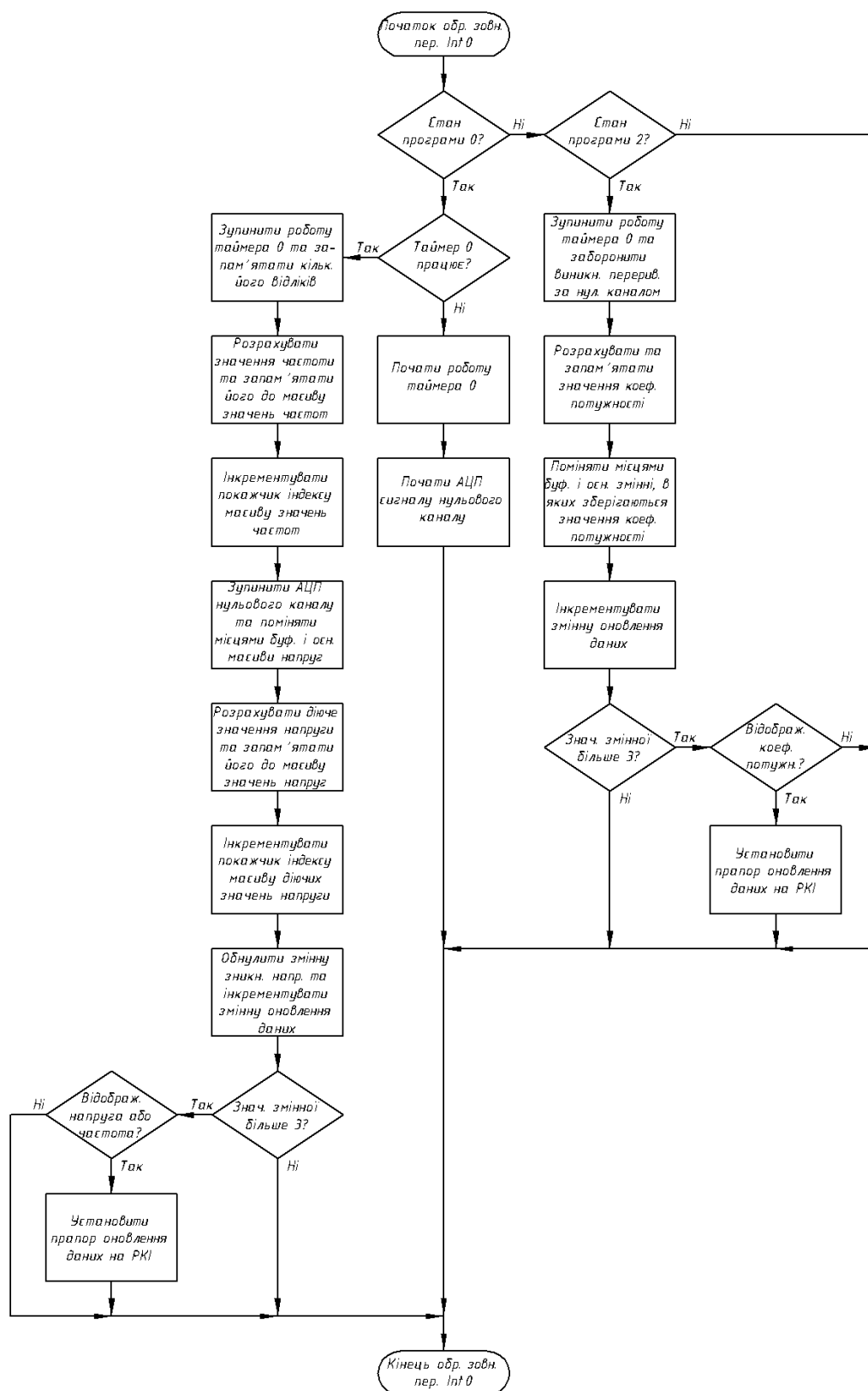


Рис. 2.13. Алгоритм обробки переривання по перетину напругою нуля

Таким чином, обмін даними з ПК та вимірювання параметрів силового агрегату відбуваються за перериваннями. В головному циклі програми реалізуються оновлення даних на РКІ та світлодіодах. Для перевірки схемотехнічних рішень і відлагодження програмного забезпечення

мікроконтролера може бути використана імітаційна модель контролера автоматизації аналогічна наведеній на рис. 2.14.

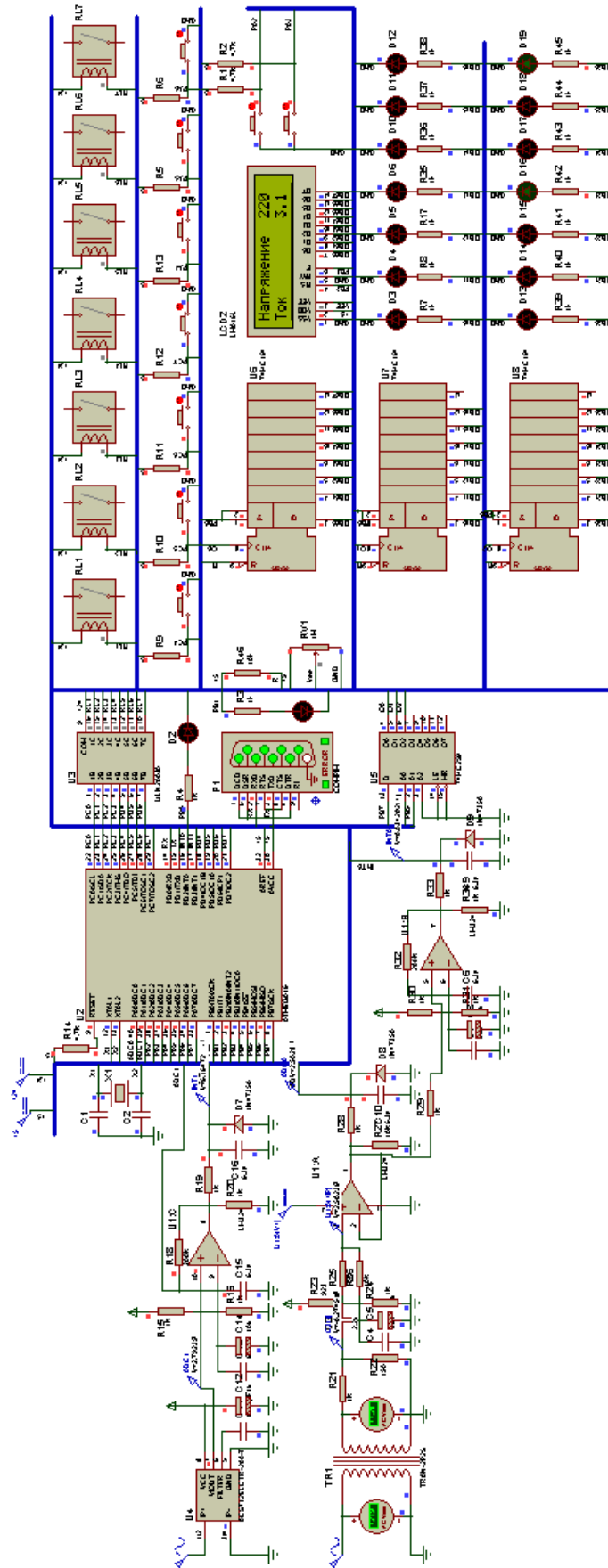


Рис. 2.14. Імітаційна модель контролера автоматизації

2.3.2. Система синхронізації і розподілу навантажень

Оскільки система синхронізації і розподілу навантажень повинна виконувати функції трьох окремих систем, далі розглянуто вимоги до кожної з них.

Вимоги до системи синхронізації:

- наявність двох входів для вимірювання напруги в діапазоні 0-400 В;
- наявність релейних виходів для управління контролером дизеля (сигнали пуску, зупинки, корекції частоти обертання), системою збудження генератора (включення, відключення, зміна збудження) і генераторним вимикачем;
- наявність дискретних входів для ручного запуску / зупинки процесу синхронізації і для контролю зворотного зв'язку від генераторного вимикача;
- наявність на передній панелі світлодіодів для відображення різниць напруг і частот мережі і генератора, синхроскопа для світлової індикації фактичної різниці фаз між напругою генератора і напругою на шині;
- наявність мережевого інтерфейсу для зв'язку з КСУ.

Вимоги до системи розподілу активного навантаження:

- наявність входів для вимірювання напруги в діапазоні 0-400 В і струму в діапазоні 0-20 А;
- наявність релейних виходів для зв'язку з регулятором частоти обертання дизеля;
- наявність дискретного входу для управління пристроєм;
- наявність мережевого інтерфейсу для зв'язку з КСУ.

Вимоги до системи розподілу реактивних навантажень аналогічні вимогам до системи розподілу активних навантажень за винятком того, що дискретні виходи використовуються для зв'язку з регулятором напруги.

Аналізуючи вимоги до всіх систем, можна помітити необхідність наявності загальних блоків: блоків управління ДГА (регуляторами частоти і напруги), перетворювачів інтерфейсів і частково блоків перетворення параметрів (напруги генератора). Виходячи з діаграми послідовності, наведеної на рис. 2.3, системи синхронізації і розподілу навантажень використовуються послідовно, тому їх можна об'єднати в один пристрій, зберігаючи при цьому їх функціональність і швидкодію. Сигналом завершення процесу синхронізації генератора з мережею є зміна сигналу зворотного зв'язку від генераторного вимикача. Оскільки відразу ж після включення ДГА на паралельну роботу повинна почати роботу система розподілу навантажень, то сигнал зворотного зв'язку від вимикача можна використовувати для ініціалізації переходу об'єднаного пристрою в режим розподілу навантажень, зменшуючи таким чином навантаження на інформаційну мережу. На рис. 2.15 наведено структурну схему об'єднаного пристрою, реалізовану відповідно до виразу (2.18), де 1 і 2 – діючі значення фазних напруг генератора і шини ГРЩ відповідно; 3 – діюче значення струму, що віддається ДГА в мережу; 4 – пропорційний коефіцієнт; 5 – випрямляч; 6 – інтегратор; 7 – фільтр низьких частот; 8 – формувач імпульсів; 9 – суматор; 10 – опорна напруга, яка дорівнює

половині напруги живлення мікроконтролера; 11 – компаратор; 12 – мультиплексор; 13 – АЦП; 14 – формувач високочастотних імпульсів; 15 – блок послідовного приймача/передавача; 16 – порти вводу/виводу; 17 – таймер-лічильник; 18 – підсилювач; 19 – реле; 20 – перетворювач інтерфейсів RS232-RS485; 21 – демультимплексор; 22 – світлодіоди.

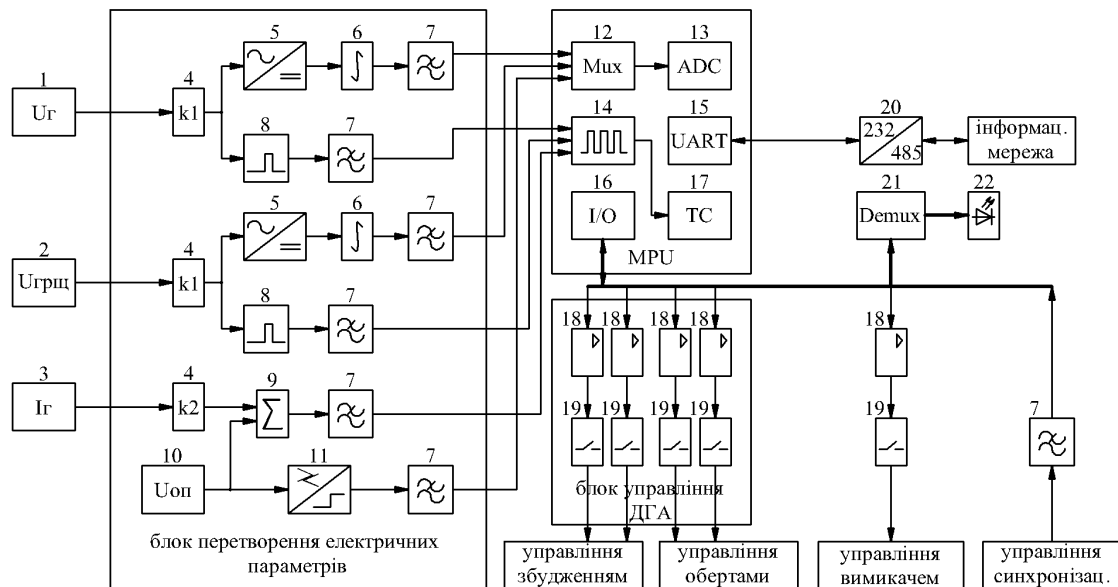


Рис. 2.15. Структурна схема системи синхронізації і розподілу навантажень

Основою пристрою є мікроконтролер. Блок перетворення параметрів мережі і генератора слугує для перетворення напруг шини і генератора у вхідні сигнали мікроконтролера для вимірювання частот і діючих значень напруг (імпульси, що є індикаторами переходів напругами через нульове значення, і аналогові сигнали 0-5 В, пропорційні діючим значенням напруг генератора і шини відповідно) при роботі системи в режимі синхронізації; для перетворення напруги генератора і струму у вхідні сигнали для мікроконтролера в режимі пристрої розподілу навантажень. Для зв'язку з регуляторами частоти обертання приводного двигуна і напруги генератора використовуються дискретні сигнали, сформовані за допомогою реле (блок управління ДГ). Обмін даними з КСУ (поточні значення напруг, частот і різниці фаз, стан процесу синхронізації, параметри сигналів управління при здійсненні синхронізації генератора з мережею; стан генераторного вимикача і поточні потужності, які ДГА віддають на загальне навантаження при розподілі навантажень) відбувається через інформаційну мережу. Почати процес синхронізації можна замиканням контакту на дискретному вході пристрою (управління синхронізацією) або ж з комп'ютера. Поточні різниці напруг і частот генераторів і кут між фазами напруг відображаються на передній панелі пристрою (блок індикації) і у вікні комп'ютерної програми. При збігу всіх умов синхронізації формується сигнал на включення генераторного вимикача (управління вимикачем) і після закінчення проміжку часу зчитується сигнал зворотного зв'язку від автомата (ОС від вимикача). Якщо синхронізація пройшла успішно (генераторний вимикач замкнутий), система починає виконувати вимір діючих значень

напруги і струму генератора і кута між векторами напруги та струму. Отримані значення передаються за запитом в КСУ.

Виведення ДГА з паралельної роботи з мережею відбувається в три етапи: розвантаження генераторного агрегату, відключення генераторного вимикача, відключення збудження генератора і зупинка дизеля. Розвантаження генератора виконується шляхом впливу на регулятор частоти обертання дизеля (зниження оборотів), команда на здійснення якого формується КСУ і реалізується блоком управління ДГ. Далі за допомогою дискретного сигналу системи відключається генераторний вимикач і за допомогою дискретних сигналів модулів розширення виконується управління регуляторами.

Використання мікропроцесора в якості основи пристрою дозволяє перенести виконання багатьох функцій (вимірювання характеристик сигналів, обмін даними з КСУ) на програмний рівень. Крім того, з його допомогою можна керувати режимом роботи пристрою (очікування початку синхронізації, синхронізація генератора з мережею, розподіл навантажень, розвантаження або останов ДГА). Для проектування алгоритму роботи системи синхронізації і розподілу навантажень необхідно розглянути алгоритми робіт програм для мікроконтролера в кожному з основних режимів.

Для системи синхронізації в програмі для мікроконтролера можна виділити три основні блоки: «очікування початку синхронізації», «виконання синхронізації генератора з мережею», «синхронізація закінчена». У стані очікування сигналу «Почати синхронізацію» періодично опитується стан керуючого входу і перевіряється буфер прийнятих даних до тих пір, поки не з'явиться низький рівень на дискретній вході або що не отримана команда «Почати синхронізацію». Після цього робота програми полягає у вимірюванні напруг, частот і кута між фазами напруг генератора і шини, порівнянні цих даних з уставками, видачі керуючих впливів на системи управління обертами і збудженням ДГА, що підключається, індикації виміряних даних і, при необхідності, передачі їх на робоче місце оператора. Ці дії повинні здійснюватися циклічно доти, поки не виконаються всі умови для включення генератора на паралельну роботу з мережею ($|\Delta U| < \Delta U_{max}$, $\Delta f < \Delta f_{max}$ и $|\varphi| < \varphi_{max}$) або не буде прийнята команда «Перервати синхронізацію».

Якщо позначити множину вхідних впливів на мікроконтролер як $X = \{x_1 - x_{21}\}$, де: x_1 – переривання з прийому даних; x_2 – прийнята команда «Почати процес»: $x_{2.1}$ – синхронізації генератора з мережею, $x_{2.2}$ – розподілу навантажень; x_3 – зміна рівня напруги (з високого на низький) на вході: $x_{3.1}$ – «Управління синхронізацією», $x_{3.2}$ – «Управління системою розподілу навантажень»; x_4 – переривання по закінченню оцифровування сигналу; x_5 – переривання за входом 1 (лінійна напруга шини ГРЩ перетнула нуль); x_6 – переривання за входом 2 (лінійна напруга генератора перетнула нуль); x_7 – буфер прийому заповнений; x_8 – отримано запит на передачу даних; x_9 – буфер передачі заповнено; x_{10} – переривання по закінченню передачі даних: $x_{10.1}$ – якщо вхід було здійснено із стану q_1 , $x_{10.2}$ – якщо вхід було здійснено із стану q_2 ; x_{11} – ДГА не готовий до паралельної роботи; x_{12} – управляючі сигнали

сформовані: $x_{12.1}$ – якщо вхід було здійснено із стану q_1 , $x_{12.2}$ – якщо вхід було здійснено із стану q_2 ; x_{13} – ДГА готовий до паралельної роботи; x_{14} – спрацьовування таймера; x_{15} – генераторний вимикач замкнутий; x_{16} – генераторний вимикач розімкнений; x_{17} – буфер прийому порожній; x_{18} – невірний формат запиту: $x_{18.1}$ – якщо вхід було здійснено із стану q_1 , $x_{18.2}$ – якщо вхід було здійснено із стану q_2 ; x_{19} – зміна рівня напруги (з низького на високий) на вході «Управління синхронізацією» або на вході 33 генераторного вимикача; x_{20} – прийнята команда «Перейти в початковий стан»; x_{21} – переривання по входу 2 (струм генератора перетнув нуль);

множину дій, що виконуються програмно в мікроконтролері, як $D = \{d_1 - d_{11}\}$, де: d_1 – почати оцифровування аналогового сигналу по першому каналу; d_2 – почати оцифровування аналогового сигналу по другому каналу; d_3 – дозволити переривання по входу 1 (перетин нуля лінійною напругою шини ГРЩ); d_4 – запустити таймер; d_5 – зупинити таймер; d_6 – заборонити переривання по входу 1 і дозволити переривання по входу 2 (перетин нуля лінійною напругою генератора); d_7 – заборонити переривання по входу 2; d_8 – сформувати сигнал на замикання генераторного вимикача і запустити таймер; d_9 – дозволити переривання по входу 3 (перетин нуля струмом генератора); d_{10} – почати оцифровування аналогового сигналу по третьому каналу; d_{11} – заборонити переривання по входу 3;

то алгоритм роботи програми можна представити у вигляді кінцевого автомата $A_2 = \{Q, X, D, f\}$, в якому елементи множин X та D відповідають наведеним вище, а множина Q складається з наступних елементів: q_0 – очікування сигналу «Почати синхронізацію»; q_1 – розшифровування пакету даних; q_2 – вимірювання діючого значення напруги шини ГРЩ; q_3 – вимірювання діючого значення напруги генератора; q_4 – вимірювання частоти лінійної напруги шини ГРЩ; q_5 – вимірювання частоти лінійної напруги генератора; q_6 – вимірювання різниці фаз між лінійними напругами шини ГРЩ і генератора; q_7 – розшифровування отриманих даних; q_8 – формування пакету даних з відповіддю; q_9 – передача даних КСУ; q_{10} – розрахунок різниці частот і напруг, відображення даних; q_{11} – формування керуючих сигналів; q_{12} – очікування сигналу від таймера; q_{13} – очікування розмикання генераторного вимикача. Функція переходів f автомату наведена у вигляді графу на рис. 2.16, а.

Завершенню обробки аналогового сигналу відповідає виникнення переривання від АЦП (подія x_4). Оскільки для вимірювання періоду (частоти) напруг використовується метод підрахунку числа імпульсів за інтервал часу, при виникненні події x_4 запускається очікування зовнішнього переривання по спаду сигналу на вході 1 (вході, до якого підключений формувач імпульсів, що є індикатором перетину нуля напругою шини ГРЩ). Виникнення зовнішнього переривання (подія x_5) ініціює перехід програми до стану q_4 і запуск таймера для підрахунку імпульсів. При повторному виникненні зовнішнього переривання таймер зупиняється (число імпульсів, відпрацьованих таймером, пропорційне періоду напруги, запам'ятовується), переривання по спаду сигналу на вході 1 забороняється і запускається очікування переривання по спаду сигналу на вході 2 (вході, пов'язаному з нуль-детектором напруги генератора). Аналогічно вимірюванню періоду напруги шини ГРЩ, при виникненні зовнішнього переривання на вході 2 запускається таймер, програма переходить у стан q_6 і, при повторному виникненні переривання, запам'ятовує число тактів таймера і забороняє виникнення зовнішнього переривання. Наступним станом програми є вимірювання різниці фаз між лінійними напругами шини ГРЩ і генератора (стан q_5). Перехід до нього відбувається при виникненні переривання по спаду сигналу на вході 1 (дозволеному після закінчення виміру періоду напруги генератора), після якого запускається таймер і очікується зовнішнє переривання по спаду сигналу на вході 2. При виникненні останнього таймер зупиняється і число тактів, відпрацьованих ним, запам'ятовується як пропорційне різниці фаз напруг.

В станах q_2 - q_6 паралельно основним процесам дозволений прийом даних з інформаційної мережі. Після закінчення виміру різниці фаз напруг, якщо були прийняті дані, програма переходить до стану q_7 , в якому прийнятий пакет даних (запит) розшифровується і, якщо він адресований даному пристрою і містить передбачений картою пам'яті пристрою код функції (зчитати дані з реєстрів - для отримання значень напруг, частот і кута зсуву або уставок допустимих різниць напруг і частот і кута зсуву; записати дані до реєстрів - для запису уставок, запуску / зупинки роботи сигналів управління ДГ, періодів і шпаруватості сигналів управління ДГ), формується (стан q_8) та передається (стан q_9) пакет даних з відповіддю.

По закінченню передачі даних (або якщо даних не було прийнято або формат запиту хибний) програма переходить до стану q_{10} , в якому обчислюється різниця виміряних напруг і частот. Результати розрахунку, а також кут зсуву між фазами напруг, відображаються на світлодіодах і далі порівнюються з допустимими для виконання синхронізації значеннями. Якщо хоча б одне із значень (ΔU , Δf та/або φ) виходить з допустимих меж, програма переходить до стану q_{11} – видача керуючих впливів (формування імпульсних сигналів на відповідному зменшенню або збільшенню параметра виході пристрою з заданими періодом і шпаруватістю) на систему збудження (якщо $|\Delta U| > \Delta U_{max}$ і управління дозволено) та / або систему управління приводним двигуном (якщо $|\Delta f| > \Delta f_{max}$ і управління дозволено); після формування періоду керуючих впливів програма повертається в стан q_2 . Якщо ж всі обчислені

значення знаходяться в межах норми, програма переходить до стану q_{12} , формує сигнал на замикання контактів генераторного вимикача і запускає таймер на 5 сек. По спрацюванню таймера перевіряється вхід зворотного зв'язку вимикача. Якщо на ньому низький рівень не з'явився (вимикач не спрацював), програма повертається в початковий стан q_0 , в іншому випадку відбувається перехід в стан очікування команди на розмикання генераторного вимикача (q_{13}). Розмикання вимикача може бути ініційовано трьома зовнішніми подіями: зміною рівнів напруги на входах «Управління синхронізацією» або зворотного зв'язку від генераторного вимикача (об'єднані в подію x_{19}) или командою від КСУ (подія x_{20}). При виникненні будь-якого з них програма переходить до початкового стану q_0 .

Алгоритм програми для мікроконтролера, керуючого процесом розподілу навантажень (нижче наведений приклад розподілу активного навантаження), також можна представити у вигляді автомата $A_z = \{Q, X, D, f\}$, в якому елементи множин X і D відповідають представленим вище, множина Q складається з наступних елементів: q_0 – очікування сигналу «Почати розподіл навантажень»; q_1 – розшифровка прийнятих даних; q_2 – вимірювання діючого значення напруги генератора; q_3 – вимірювання діючого значення струму генератора; q_4 – вимірювання кута зсуву між напругою і струмом генератора; q_5 – розшифрування прийнятих даних; q_6 – формування пакету даних з відповіддю на запит; q_7 – передача даних КСУ; q_8 – формування керуючих сигналів; функція переходів f приведена у вигляді графа на рис. 2.16,б.

В стані q_0 пристрій очікує команди включення в роботу, періодично опитуючи стан дискретного входу і прослуховуючи інформаційну мережу. При зміні рівня напруги на дискретному вході або отриманні пакету даних з командою «Почати розподіл активного навантаження» програма переходить до стану q_2 , в якому відбувається оцифровування сигналу, пропорційного діючому значенню напруги. Закінченню оцифровування відповідає переривання від АЦП. Оскільки сигнал для вимірювання діючого значення струму представлений у вигляді осцилограми зі зменшеною амплітудою, діюче значення струму розраховується за формулою:

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{j=1}^{96} i_j^2(t) \Delta t} \quad (2.19)$$

Для виділення періоду сигналу програма, перебуваючи в стані q_2 , після отримання сигналу про закінчення оцифровування сигналу по першому каналу переходить в стан очікування переривання по входу, пов'язаному з нуль-детектором струму. При його виникненні запускається АЦП по другому каналу (пов'язаний з сигналом, пропорційному току) і програма переходить в стан q_3 . Кожне переривання по закінченню оцифровування запускає новий цикл АЦП (при цьому результати накопичуються) і так продовжується до повторного виникнення переривання по спаду сигналу від нуль-детектора. Після його виникнення накопичені дані обробляються і запускається очікування переривання по спаду сигналу від нуль-детектора напруги. Поява низького рівня на цьому вході ініціює перехід програми в стан q_4 – вимір фазового зсуву

між напругою і струмом. Для вимірювання кута зсуву використовується метод підрахунку числа імпульсів за інтервал часу, тому перехід в стан $q4$ супроводжується запуском таймера, заборонаю переривання по входу, пов'язаному з напругою, і дозволом переривання по входу, пов'язаному з струмом. При виникненні переривання від нуля-детектора струму таймер зупиняється і запам'ятовується число імпульсів, відпрацьованих таймером, як пропорційне фазовому зсуву. У станах $q2-q4$ паралельно основним процесам відбувається накопичення даних, прийнятих з інформаційної мережі, тому після зупинки таймера забороняється переривання від нуля-детектора струму і, якщо буфер прийнятих даних не порожній, проводиться їх розшифровка. Якщо розшифровані дані відповідають одній з команд або запитів, що підтримуються пристроєм, формується і передається у відповідь пакет даних. Формування пакету даних відбувається в два етапи: обчислення значення активної потужності як $P = UI \cos \varphi$, де U і I – виміряні діючі значення напруги та струму, φ – фазовий зсув між ними, переведений в радіани, і упаковка даних у відповідності з протоколом обміну даними. Далі програма відповідно до розшифрованих даних формує керуючі СУ дизеля сигнали і переходить до стану $q2$. Якщо ж буфер прийому був порожній або прийняті дані були в неправильному форматі, то управляючі дії не формуються і програма відразу переходить до стану $q2$. Зупинка роботи пристрою проводиться зміною сигналу на керуючому вході або передачею відповідної команди від КСУ.

Алгоритм програми для мікроконтролера, керуючого розподілом реактивного навантаження, аналогічний вищенаведеному за винятком того, що реактивна потужність розраховується як $P = UI \sin \varphi$ і керуючі сигнали діють на СУ збудженням генератора.

У наведених алгоритмах роботи програм для мікроконтролерів є загальні стани: розшифровка отриманих даних, формування відповідного пакета даних, передача даних КСУ і формування керуючих сигналів. При роботі всі трьох пристроїв задіявання виявляються одні й ті ж блоки мікроконтролера: АЦП з селектором каналів, таймер-лічильник з програмним формувачем тимчасових воріт (на основі зовнішніх переривань), порти вводу-виводу і послідовний порт. Враховуючи, що об'єднане утворює послідовно виконує функції систем синхронізації і розподілу навантажень, результуючий алгоритм роботи програми для мікроконтролера можна представити у вигляді сукупності взаємодіючих автоматів – кінцевого автомата (рис. 2.16, в), в якому множина вхідних дій на мікроконтролер множина станів Q складається з наступних елементів: $q0.0$ – очікування сигналу «Почати синхронізацію»; $q0.1$ – розшифровка прийнятих даних; $q1$ – робота в режимі синхронізації: $q1.1$ – вимірювання діючого значення напруги шини ГРЩ; $q1.2$ – вимірювання діючого значення напруги генератора; $q1.3$ – вимірювання частоти лінійного напруги шини ГРЩ; $q1.4$ – вимірювання частоти лінійної напруги генератора; $q1.5$ – вимірювання різниці фаз між лінійними напругами шини ГРЩ і генератора; $q1.6$ – розрахунок різниці частот і напруг, відображення даних; $q1.7$

– очікування сигналу від таймера; $q2$ – робота в режимі розподілу навантажень: $q2.1$ – вимірювання діючого значення напруги генератора; $q2.2$ – вимірювання діючого значення струму генератора; $q2.3$ – вимірювання кута зсуву між напругою і струмом генератора; $q3$ – обмін даними з КСУ: $q3.1$ – розшифрування прийнятих даних; $q3.2$ – формування пакету даних з відповіддю на запит; $q3.3$ – передача даних КСУ; $q4$ – формування керуючих сигналів.

У початковому стані пристрій очікує початку синхронізації ($q0.0$ і $q0.1$ – якщо команда приходить від КСУ). При отриманні відповідної команди програма переходить в стан $q1$, в якому виконуються необхідні для синхронізації виміри (діючі значення і частоти напруг шини ГРЩ і генератора, фазовий зсув між напругою шини ГРЩ і генератора) і відображення даних. При дотриманні умов синхронізації програма видає сигнал на замикання генераторного вимикача і, якщо сигнал зворотного зв'язку від нього позитивний (вимикач спрацював), переходить до стану $q2$ – розподіл навантажень, в якому відбувається вимір всіх необхідних для розподілу активного й реактивного навантажень параметрів (діючих значень напруги та струму генератора, кута зсуву між напругою і струмом генератора). З метою оптимального використання ресурсів мікроконтролера дії, загальні при синхронізації і розподілі навантажень дії - обмін даними з КСУ і формування керуючих впливів, – винесені в окремі стани програми ($q3$ і $q4$ відповідно). З будь-якого стану програма може перейти в початковий при отриманні команди переходу в початковий стан або зміни рівнів сигналів на дискретних входах.

Відлагодити програмне забезпечення, отримане при кодуванні отриманого кінцевого автомата, а також перевірити схемотехнічні блоки перетворення аналогових сигналів та індикації можна за допомогою імітаційної моделі пристрою, наведеної на рис. 2.17.

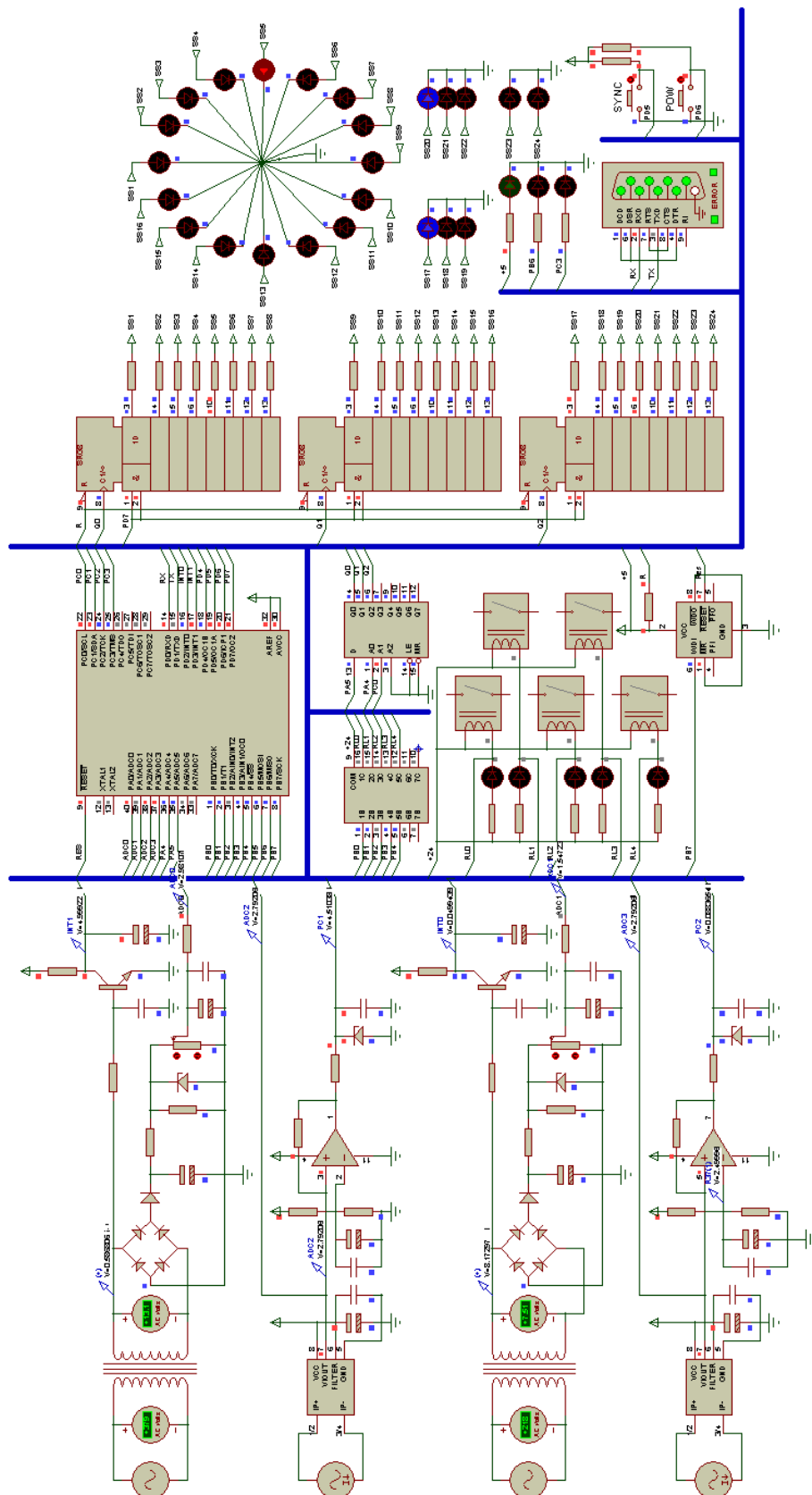


Рис. 2.17. Імітаційна модель системи синхронізації і розподілу навантажень

2.3.3. Система моніторингу якості електроенергії

Завданням системи моніторингу якості електроенергії є розрахунок і передача КСУ за запитом оператора коефіцієнтів несиметрії за нульовою послідовністю:

$$K_{0U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{0U(i)}^2}{N}} \quad (2.20)$$

і зворотною послідовністю:

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{2U(i)}^2}{N}} \quad (2.21)$$

де $K_{0U(i)}$ і $K_{2U(i)}$ – відповідні коефіцієнти, отримані на основі даних i -того спостереження; N – кількість спостережень на інтервалі усереднення (відповідно до [19] інтервал усереднення дорівнює 3 с. та N повинно бути не менше 9).

Розрахунок поточних значень коефіцієнтів несиметрії виконується відповідно до виразів:

$$K_{0U(i)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{0(i)}}{U_{1(i)}} \cdot 100 \quad (2.22)$$

$$K_{2U(i)} = \frac{U_{2(i)}}{U_{1(i)}} \cdot 100 \quad (2.23)$$

в яких $U_{0U(i)}$, $U_{1U(i)}$ і $U_{2U(i)}$ – діючі значення напруг за нульовою, прямою і зворотною послідовностями відповідно в i -тому спостереженні. Для їх розрахунку можна використати наступні вирази:

$$U_{0(i)} = \frac{1}{6} \cdot \sqrt{\left[\frac{U_{BC(i)}^2 - U_{CA(i)}^2}{U_{AB(i)}} - 3 \cdot \frac{U_{B(i)}^2 - U_{A(i)}^2}{U_{AB(i)}} \right]^2 + \left[\sqrt{4 \cdot U_{BC(i)}^2 - \left(U_{AB(i)} - \frac{U_{BC(i)}^2 - U_{CA(i)}^2}{U_{AB(i)}} \right)^2} - \sqrt{4 \cdot U_{B(i)}^2 - \left(U_{AB(i)} - \frac{U_{B(i)}^2 - U_{A(i)}^2}{U_{AB(i)}} \right)^2} \right]^2} \quad (2.24)$$

$$U_{1(i)} = \sqrt{\frac{1}{12} \cdot \left[\left(\sqrt{3} \cdot U_{AB(i)} + \sqrt{4 \cdot U_{BC(i)}^2 - \left(\frac{U_{BC(i)}^2 - U_{CA(i)}^2}{U_{AB(i)}} + U_{AB(i)} \right)^2} \right)^2 + \left(\frac{U_{BC(i)}^2 - U_{CA(i)}^2}{U_{AB(i)}} \right)^2 \right]} \quad (2.25)$$

$$U_{2(i)} = \sqrt{\frac{1}{12} \cdot \left[\left(\sqrt{3} \cdot U_{AB(i)} - \sqrt{4 \cdot U_{BC(i)}^2 - \left(\frac{U_{BC(i)}^2 - U_{CA(i)}^2}{U_{AB(i)}} + U_{AB(i)} \right)^2} \right)^2 + \left(\frac{U_{BC(i)}^2 - U_{CA(i)}^2}{U_{AB(i)}} \right)^2 \right]} \quad (2.26)$$

де $U_{AB(i)}$, $U_{BC(i)}$ і $U_{CA(i)}$ – діючі значення лінійних напруг мережі в i -тому спостереженні.

Таким чином, однією з вимог до апаратних засобів системи моніторингу якості електроенергії є можливість вимірювання лінійних напруг мережі. Однак, для забезпечення наочності відображення несиметрії необхідно мати значення як мінімум одного з кутів між векторами фазних напруг. Оскільки між векторами фазних і лінійних напруг присутній однозначний взаємозв'язок, в роботі для мінімізації апаратних засобів запропоновано вимірювання характеристик векторів фазних напруг з подальшим розрахунком діючих значень лінійних напруг:

$$U_{AB(i)} = \sqrt{U_{A(i)}^2 - 2U_{A(i)}U_{B(i)}\cos\varphi_{AB(i)} + U_{B(i)}^2} \quad (2.27)$$

$$U_{BC(i)} = \sqrt{U_{B(i)}^2 - 2U_{B(i)}U_{C(i)}\cos(\varphi_{AB(i)} - \varphi_{AC(i)}) + U_{C(i)}^2} \quad (2.28)$$

$$U_{CA(i)} = \sqrt{U_{C(i)}^2 - 2U_{A(i)}U_{C(i)}\cos\varphi_{AC(i)} + U_{A(i)}^2} \quad (2.29)$$

де $U_{A(i)}$, $U_{B(i)}$ і $U_{C(i)}$ – діючі значення фазних напруг мережі і $\varphi_{AB(i)}$, $\varphi_{BC(i)}$ і $\varphi_{CA(i)}$ – кути зсувів між фазними напругами в i -тому спостереженні.

Тоді вимоги до апаратних засобів системи моніторингу якості електроенергії наступні: наявність трьох входів для вимірювання напруги в діапазоні 0-250 В; наявність мережевого інтерфейсу для зв'язку з КСУ. Згідно з наведеними вимогами була складена структурна схема системи (рис. 2.18), де 1, 2, 3 – діючі значення фазних напруг шини ГРЩ; 4 – пропорційна ланка; 5 – випрямляч; 6 – інтегратор; 7 – фільтр низьких частот; 8 – формувач імпульсів; 9 – мультиплексор; 10 – АЦП; 11 – формувач високочастотних імпульсів; 12 – таймер-лічильник; 13 – порти вводу/виводу; 14 – блок послідовного приймача/передавача; 15 – світлодіоди; 16 – перетворювач інтерфейсів RS232-RS485.

Основою пристрою є мікроконтролер, алгоритм програми для якого можна представити у вигляді автомата $A_5 = \{Q, X, D, f\}$, де $Q = \{q1 - q4\}$ – множина станів автомата: $q1$ – оцифровування діючих значень фазних напруг; $q2$ – вимірювання міжфазних кутів; $q2.1$ – вимірювання частоти напруги U_A ; $q2.2$ – вимірювання кута між векторами напруг U_A і U_B ; $q2.3$ – вимірювання кута між векторами напруг U_A і U_C ; $q3$ – розрахунок коефіцієнтів несиметрії; $q4$ – накопичення даних – складових запиту; $q5$ – розшифрування запиту; $q6$ – передача відповіді на запит; $X = \{x1 - x12\}$ – множина вхідних дій: $x1$ – переривання від «системного» таймера; $x2$ – переривання по завершенню АЦП; $x3$ – всі значення напруг оцифровані; $x4, x5, x6$ – переривання від нуля-

детекторів напруг U_A , U_B і U_C відповідно; $x7$ – значення частоти і міжфазних кутів виміряні; $x8$ – переривання по прийому байта даних; $x9$ – переривання по таймеру; $x10$ – отриманий коректний запит; $x11$ – переривання по передачі байта даних; $x12$ – відповідь на запит передана; $D = \{d1 - d7\}$ – множина дій, що виконуються при переходах: $d1$ – запуск «системного» таймера; $d2$ – перемикавання каналу АЦП; $d3$, $d4$, $d5$ – запуск очікувань переривань від нуль-детекторів напруг U_A , U_B і U_C відповідно; $d6$ – запуск таймера для вимірювання часового інтервалу між прийнятими байтами; $d7$ – запуск побайтової передачі даних; f – функція переходів (наведена у вигляді графа на рис. 2.19).

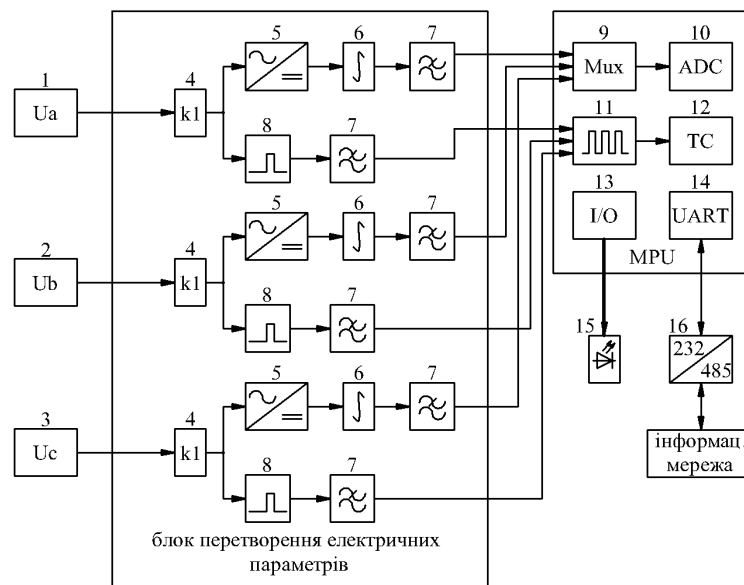


Рис. 2.18. Структурна схема системи моніторингу якості електроенергії

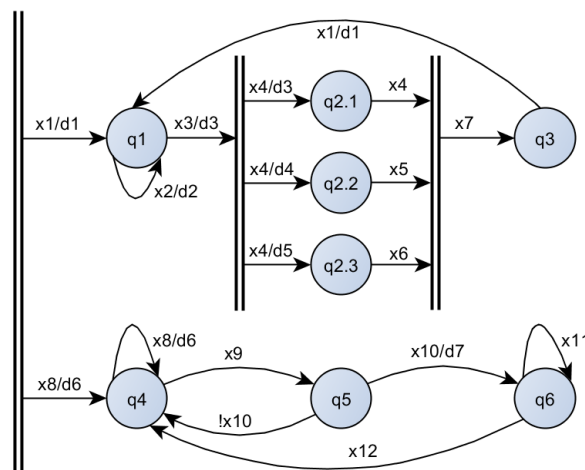


Рис. 2.19. Граф-схема переходів автомата, що описує роботу системи моніторингу якості електроенергії

У програмі для мікроконтролера, керуючого системою моніторингу якості електроенергії, можна виділити два паралельні процеси - виконання дій, пов'язаних з визначенням коефіцієнтів несиметрії, і обмін даними з КСУ. Реалізацію першого процесу можна представити наступною послідовністю дій:

вимірювання фазних напруг (q_1), вимірювання кутів зсуву між фазними напругами (q_2) і розрахунок коефіцієнтів несиметрії (q_3). Для забезпечення відповідності роботи пристрою необхідним часовим характеристикам (не менше 9 спостережень за 3 сек.) ці дії повинні виконуватися циклічно з інтервалом приблизно 0,3 сек. Реалізувати наведену вимогу можна за допомогою таймера, налаштованого на переривання з необхідною періодичністю, який і буде забезпечувати циклічність виконання вимірювань та розрахунків.

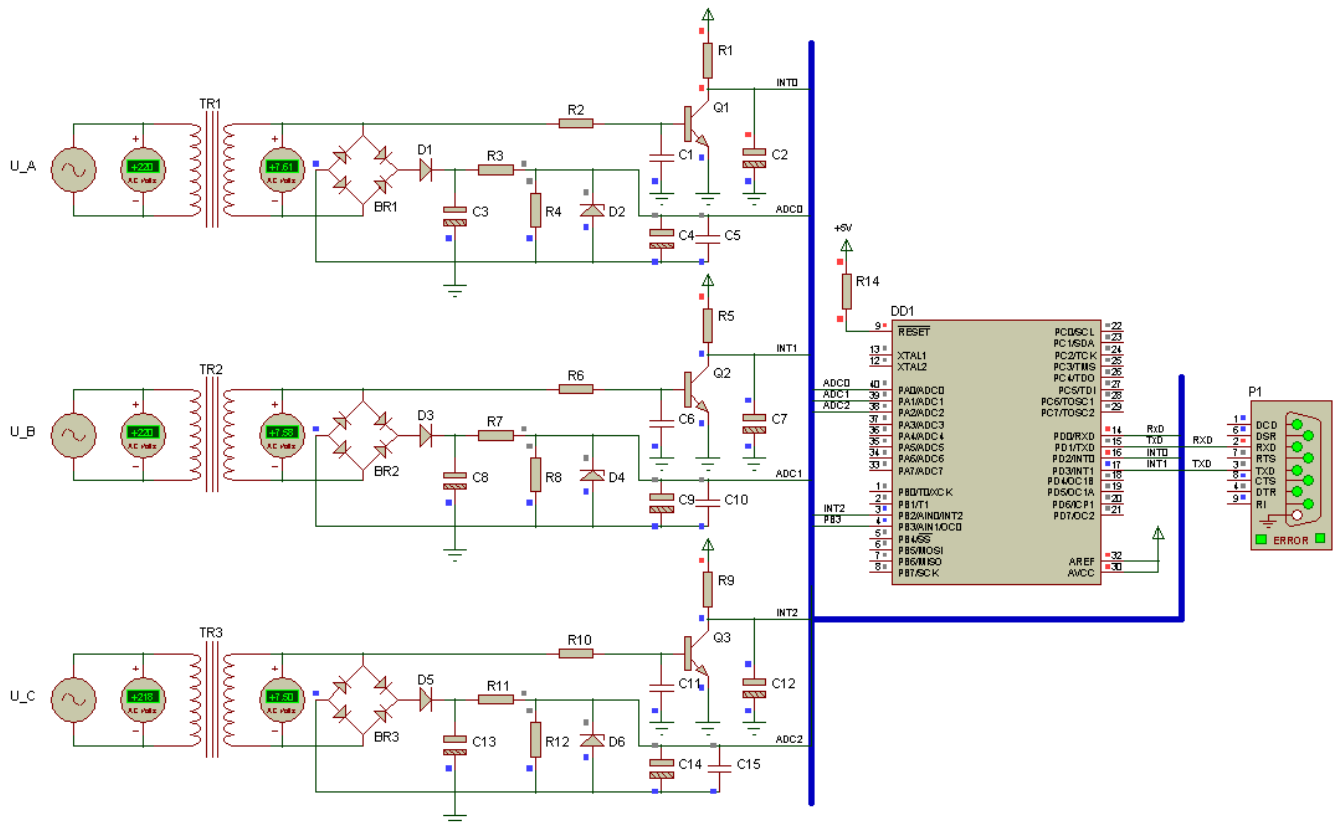


Рис. 2.20. Імітаційна модель системи моніторингу якості електроенергії

Для вимірювання міжфазних кутів пропонується використання методу підрахунку імпульсів за інтервал часу. Для отримання значень кутів у системних одиницях (радіанах або градусах) наведеним способом необхідно також вимірювати і період однієї з фазних напруг. Використання переривань від нуль-детекторів фазних напруг дозволить реалізувати процеси вимірювань міжфазних улов та періоду напруги паралельно.

Обмін даними з КСУ також можна представити як послідовність станів: очікування запиту (q_4 ; в стані відбувається накопичення одержуваних від КСУ даних), перевірка отриманого пакета на відповідність очікуваним команди і адресами пристрою і регістрів (q_5), формування та передача пакету даних з відповіддю (q_6).

Для перевірки схемотехнічних рішень і відлагодження програми для мікроконтролера може бути використана імітаційна модель системи моніторингу якості електроенергії (рис. 2.20).

Висновки по розділу 2

1. На основі вимог до засобів автоматизації середнього рівня системи моніторингу параметрів та управління судновою електроенергетичною установкою складені їх логіко-динамічні моделі, аналіз яких дозволив виявити можливість появи апаратної надмірності при реалізації кожної з функцій у окремому пристрої та шляхи її усунення: об'єднання пристроїв моніторингу параметрів мережі, моніторингу параметрів і захистів основного генератора в контролері автоматизації; об'єднання пристроїв моніторингу параметрів, синхронізації з мережею, захисту, управління дизель-генератором при паралельній роботі з мережею в системі синхронізації і розподілу навантажень.

2. На основі логіко-динамічних моделей контролера автоматизації, системи синхронізації і розподілу навантажень і системи моніторингу якості електроенергії складені структурні схеми пристроїв і алгоритми програм для керуючих мікроконтролерів. Оскільки перші два пристрої об'єднують реалізації кількох вимог до засобів автоматизації, при складанні алгоритмів програм для мікроконтролерів був використаний автоматний підхід, який дозволив мінімізувати розмір програм шляхом об'єднання еквівалентних станів в їх алгоритмах.

Розділ 3. Розробка програмних засобів моніторингу та управління СЕУ

3.1. Вимоги до ПЗ і склад бібліотеки компонентів

Завданням програмного забезпечення верхнього рівня є дистанційний контроль і управління електроенергетичною системою. Для реалізації функцій, визначених у п 1.2 і перенесених на програмний рівень в розд. 2, ПЗ повинно мати засоби для створення мнемосхеми електростанції, моніторингу та управління СЕУ в режимі реального часу, аналізу режимів роботи силових агрегатів і ПЗ. Вимоги до ПЗ для моніторингу та управління електроенергетичною системою можна розділити на три групи за діючим особам, які беруть участі у окремих етапах роботи з програмою (рис. 3.1) і умовно позначені як Оператор налаштування системи (виконує створення мнемосхеми, налаштування та коригування властивостей її компонентів), Оператор управління електростанцією (виконує моніторинг і управління енергосистемою в режимі реального часу) і Аналітик (виконує аналіз режимів роботи ПЗ і СЕУ з метою їх оптимізації, після чого весь процес роботи з ПЗ – налаштування властивостей компонентів, робота в режимі реального часу і її аналіз – повторюється заново).

Головною дійовою особою в системі є Оператор управління електростанцією. Дії, які він має виконувати, визначають вимоги до складу бібліотеки компонентів і інтерфейсу користувача; є основою для збору даних, які використовуються для аналізу роботи системи. Далі прецеденти 1.1 – 1.8 розглянуто детальніше.

1. Графічне відображення процесів можна розглядати на декількох рівнях: відображення поточної структурної схеми (або мнемосхеми) електростанції; відображення електричних параметрів (потужностей, напруг, частот) і станів дискретних сигналів. Вимога відображення мнемосхеми електростанції визначає необхідність наявності візуальних метафор елементів електростанції – дизель-генератора, асинхронного двигуна, навантаження, трансформатора, шини (далі відповідні перерахованим елементам компоненти ПЗ наводяться з великої літери). Відображення електричних параметрів можна здійснити за допомогою наступних компонентів: Стрілочний і Шкальний індикатори, Текстове поле і додаткові діалогові вікна для розширеного моніторингу параметрів дизеля і генератора; для індикації дискретних станів можна використовувати Світлодіоди.

2. Виконання пуску/зупинки дизель-генераторного агрегату пов'язано з необхідністю наявності компонента Кнопка (з фіксацією або імпульсна).

3. Захист ДГА є узагальненим поняттям і складається з захистів від зворотної потужності; втрати збудження; протікання максимального струму; зміни напруги поза допустимими межами; зміни частоти поза допустимими межами; перевантаження і недостатньої або граничної потужності, що віддається на загальне навантаження. Кожна функція повинна бути зіставлена з дискретним сигналом (або сигналами), стан якого буде змінюватися при

виникненні аварійної або небажаної ситуації. Також ПЗ повинно містити засоби для установки граничних значень, при яких відбуватиметься ця зміна. Таким чином, на рівні ПЗ функції захисту ДГА можуть бути представлені одним компонентом, в якому можна задати інформаційний зв'язок з компонентом ДГА, включити або відключити окремі складові захисту і задати для кожної з них границі спрацьовування.

4. Синхронізація ДГА з шинами ГРЩ має бути представлена окремим компонентом, який містить засоби для ініціювання процесу автоматичної точної синхронізації запущеного ДГА з мережею на апаратному рівні; для відображення поточних значення напруг (діючих) і частот ДГА та мережі, фазового кута зсуву між напругами; для відображення та можливості зміни уставок синхронізації і параметрів дискретних сигналів управління системами збудження генератора та регулювання частоти обертання дизеля. Результатом закінчення процесу синхронізації є зміна стану генераторного вимикача, що на програмному рівні також має бути відображено. Крім того, компонент Система синхронізації повинен мати засоби для переривання початого процесу синхронізації.

5. Зміна стану навантаження полягає в підключенні або відключенні його від шин ГРЩ і може бути виконана за допомогою зміни стану компонента Автоматичний вимикач. До додаткових вимог до останнього відноситься можливість завдання часу спрацьовування.

6. До виконання розподілу навантажень (активного і реактивного) між паралельно працюючими дизель-генераторами висувається ряд вимог: розбиття ДГА на окремі незалежні секції; наявність засобів для завдання схеми розподілу і часу перехідного процесу перерозподілу навантажень для кожної з секцій; наявність засобів для установки частки навантаження, яку повинен прийняти на себе кожен ДГА, від загального навантаження секції; можливість зміни допустимої нерівномірності розподілу навантажень; наявність засобів для налаштування параметрів керуючих сигналів для зміни активної і/або реактивної потужностей, які віддаються окремими ДГА на загальне навантаження секції. Перераховані можливості можуть бути реалізовані програмно в одному компоненті.

7. Для моніторингу якості електроенергії може бути створений окремий компонент, який інформуватиме Оператора про перевищення показниками якості нормально і гранично допустимих значень, а також матиме можливість детального моніторингу стану енергосистеми в окремому діалоговому вікні.

8. Прогнозування результатів підключення навантаження відноситься до засобів інформаційної підтримки оператора і розглянуто детальніше в п. 3.4.

Аналізуючи вимоги, пов'язані з виконанням дій Оператором управління електростанцією, можна скласти перелік компонентів, які мають бути в бібліотеці ПЗ. Щодо графічних властивостей всі компоненти можна розділити на три групи:

1) компоненти, що мають графічний зв'язок з іншими компонентами (Автоматичний вимикач, Трансформатор, Дизель, Генератор, Асинхронний двигун, Навантаження);

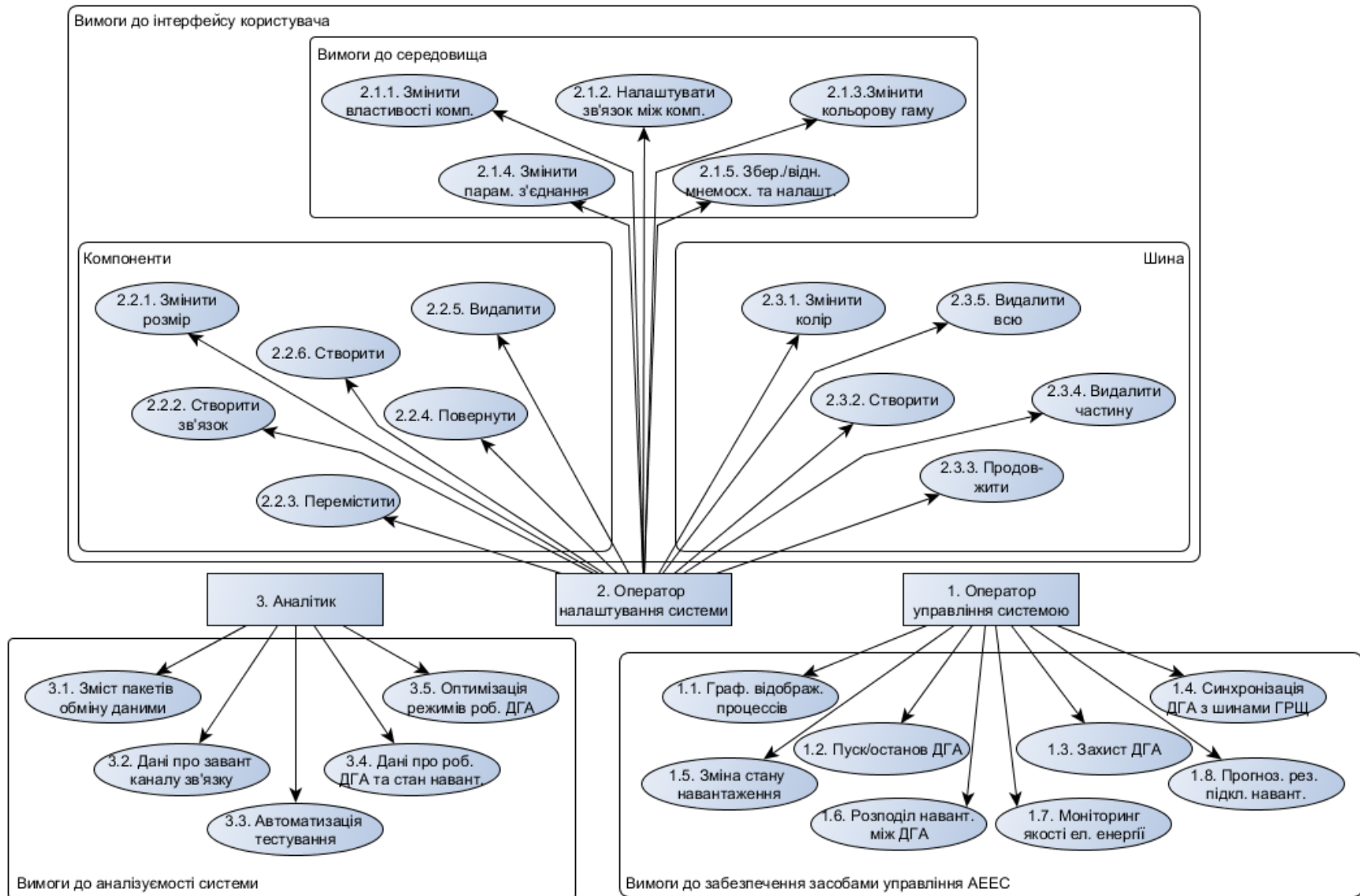


Рис. 3.1. Вимоги до програмного забезпечення для моніторингу і управління СЕУ

2) компонент для зв'язку (Шина);

3) компоненти, що мають інформаційний або логічний зв'язок з іншими компонентами (Текстове поле, Світлодіод, Шкальний індикатор, Стрілочний індикатор, Кнопка управління, Системна кнопка, Захист ДГА, Система синхронізації, Система розподілу навантажень, Система моніторингу якості електроенергії).

Підготовчим етапом перед моніторингом та управлінням електростанцією в режимі реального часу є створення мнемосхеми електростанції та налаштування властивостей її компонентів. Для здійснення перелічених дій Оператор налаштування системи повинен мати можливість взаємодії з бібліотекою компонентів для створення останніх (переміщення з бібліотеки на робоче поле за допомогою технології Drag and Drop). Кожен графічний компонент повинен підтримувати операції переміщення (за допомогою курсору миші і стрілок на клавіатурі) і видалення (натисканням на кнопку Delete або вибором відповідного пункту з контекстного меню компонента). Компонент Шина використовується для візуалізації енергетичних взаємозв'язків між елементами схеми і повинен мати можливість видалення або всієї шини, або її частин; зміни кольору для відображення незалежних секцій та продовження при додаванні нових компонентів в мнемосхему. Компоненти третьої групи (що не мають графічного зв'язку з іншими компонентами) повинні мати можливість зміни розмірів, а першої групи (що мають графічний зв'язок) – створення зв'язку з іншими компонентами за допомогою Шини. Загальними вимогами до програмного середовища на етапі підготовки системи до роботи в режимі управління електростанцією є можливість установки властивостей компонентів і каналу обміну даними для інформаційної взаємодії з апаратними засобами автоматизації, створення зв'язків між компонентами для моніторингу електроенергетичних параметрів у зручному для Оператора вигляді, зміни кольорової гами середовища і можливості збереження/відновлення створеної і налаштованої мнемосхеми.

При роботі ПЗ в режимі моніторингу та управління СЕУ окрім виконання основних дій повинен проводитися збір інформації про роботу програми (завантаженості каналу обміну даними, змісту інформаційних пакетів) і силових агрегатів (стан і величини потужностей, що віддаються на загальне навантаження) протягом певного часу (тривалість залежить від розв'язуваних завдань). Далі збережена інформація обробляється Аналітиком з метою:

1) верифікації раніше розрахованого часу відгуку системи (п. 3.6.3) та рішення про можливість використання захистів ДГА та управління дискретними сигналами на програмному рівні; для цих цілей використовується інформація про завантаженість каналу зв'язку;

2) виявлення та усунення несправностей при обміні даними із засобами автоматизації (використовуються дані про вміст інформаційних пакетів);

3) розрахунку окремих показників якості електроенергії (середніх, мінімальних і максимальних значень і частотей провалів і сплесків потужностей в енергосистемі) на основі інформації про режими роботи ДГА;

4) виявлення такої комбінації номінальних потужностей ДГА, при якій кількість споживаного ними палива буде мінімальною, на основі аналізу режимів роботи генераторних агрегатів; ці дані можуть бути використані при реконфігурації електростанції.

Також до завдань Аналітика відноситься проведення функціонального тестування ПЗ (п. 3.6.1), тому бажана наявність засобів для автоматизації цього процесу.

Оскільки використання програмного забезпечення є трьохетапним ітераційним процесом (зміна або створення мнемосхеми електростанції та налаштування властивостей її компонентів, використання програми в основному режимі, аналіз роботи системи) і перший і третій етап з точки зору користувача візуально ідентичні, процес використання ПЗ можна розділити на два режими: режим конструктора схеми і режим моніторингу та управління електростанцією.

3.2. Формальний опис елементів автоматизованих робочих місць оператора електроенергетичної системи

Сучасні автоматизовані системи керування електроенергетичними установками – це людино-машинні системи, в яких за допомогою технічних засобів забезпечується збір, накопичення, обробка інформації, формування оптимальної стратегії управління та видача результатів людині чи групі людей, що приймають рішення з управління. З метою забезпечення можливості взаємодії людини з комп'ютером в інтерактивному режимі з'являється необхідність реалізувати в рамках АСУ автоматизоване робоче місце, яке являє собою сукупність різних взаємопов'язаних підсистем. Для отримання ефективного результату розробки користувальницького інтерфейсу використовується системний підхід, при якому користувач розглядається як інтелектуальна частина системи «людина - програмний продукт». При цьому повинні бути проаналізовані питання взаємодії людини з комп'ютером з точки зору ергономіки, враховані психологічні та психофізіологічні характеристики користувача з метою підвищення ефективності інтерфейсу користувача, а екранні органи управління задовольняти ряду перерахованих у п. 3.1 вимог. На ранніх етапах проектування АРМ оператора складність розробки користувальницького інтерфейсу обумовлена неможливістю підключення реального обладнання, а в разі наявності такої можливості – небезпечністю штучного створення різноманітних, у тому числі і аварійних ситуацій. Неправильне функціонування підсистеми управління або її частини може принести значний збиток. Використання імітаційного стенда, реалізованого на декількох комп'ютерах і яке містить набір основних підсистем автоматизованої системи управління, є найбільш вдалим методом вирішення цієї проблеми. До складу імітаційного стенду включена підсистема візуалізації, і результат роботи моделі відображається на моніторі так само, як і в реальній системі в обумовленому моделями обсязі. Недоліком подібної моделі є відсутність формального опису підсистеми візуалізації. Розглянутий в роботі [86] метод

синтезу математичних моделей логіко-динамічних процесів контролю та управління може бути розширений і використаний для аналітичного опису користувацьких інтерфейсів програм. Наявність аналітичної моделі інтерфейсу користувача дозволить оцінити його повноту і несуперечність, визначити відносини і типи зв'язків між підсистемами управління та візуалізації, а також описати функціональні можливості елементів окремих підсистем і алгоритми обробки даних. Перевагою запропонованого в роботі підходу є можливість використання різних рівнів декомпозиції для опису підсистем і елементів АСУ, що дозволяє виділити найбільш важливі аспекти опису на різних стадіях проектування та аналізу системи.

Користувальницький інтерфейс будь-якої складної системи складається з комбінації типових елементів введення і виведення даних у різних формах – текстовій, графічній, звуковій. Використання спеціалізованих графічних елементів (візуальних метафор) для відображення контрольованих параметрів надає інформації принципово нову якість динамічності, тобто здатності до швидкої перебудови і безпосередньому її використанні в розв'язуваних задачах управління. У разі необхідності є можливість швидко представити будь-яку вибірку з цієї інформації, наприклад, шляхом побудови адаптивних користувацьких інтерфейсів, використанням кольорового кодування інформації та анімованих зображень.

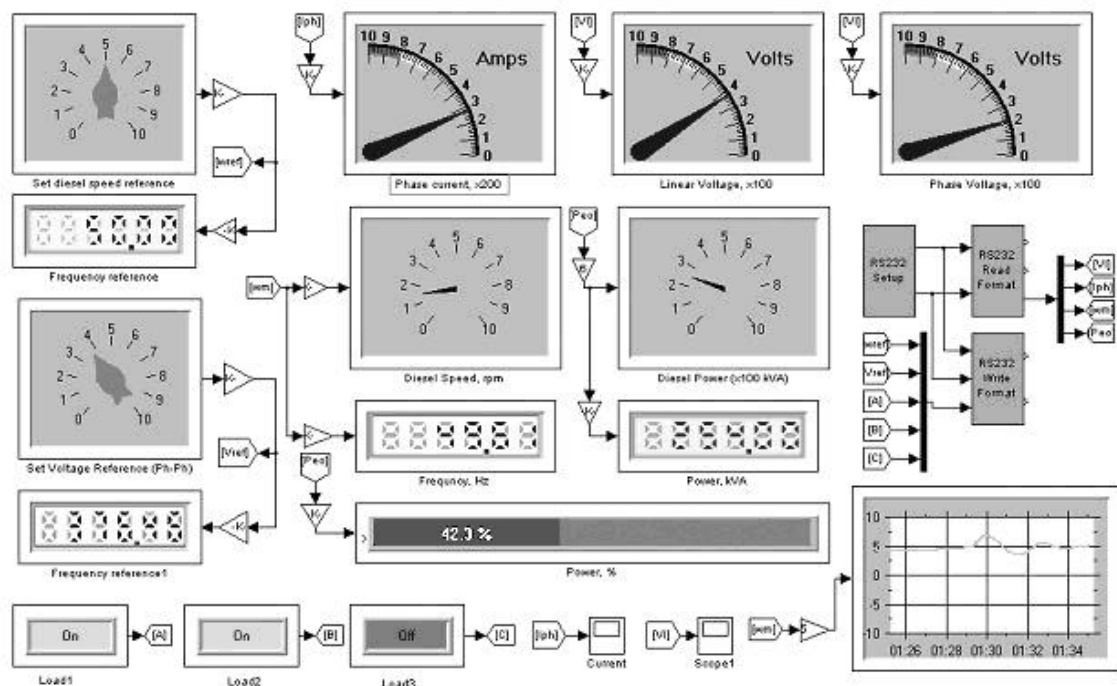


Рис. 3.2. Модель АРМ оператора

Інтерфейс автоматизованого робочого місця оператора електроенергетичної системи в роботі розглядається як множина функціональних структур, під якими розуміється закон зв'язку між функціональними елементами процесу діяльності. Під елементами розуміються локалізовані в просторі та часі активності в сенсі спрямованих дій або фаз

процесу діяльності. У системному описі користувача інтерфейсу опорними точками служать: типологія елементів (введення даних, текстове або графічне відображення інформації); типи зв'язків між елементами, що характеризують порядок взаємодії елементів (вхідні зв'язку для графічних елементів відображення інформації, вихідні зв'язку для графічних елементів управління).

На рис. 3.2 представлена модель АРМ оператора, розроблена в середовищі Matlab для моделювання процесу управління і моніторингу параметрів суднового дизель-генератора, який входить до складу електроенергетичної установки. Серед графічних елементів користувацького інтерфейсу можна виділити основні і похідні, головні і другорядні; різним рівням функціональної структури відповідають і різні групи елементів.

За допомогою екранних органів управління на моделі контролюючого обладнання (в даному випадку це два блоки «Generic Knob» і три кнопки «Square Red») задаються необхідні значення частоти напруги (обертів дизеля) і величина лінійної напруги на обмотках статора синхронного генератора. Екранні кнопки використовуються для підключення до генератора різного навантаження. Далі виконується моніторинг таких параметрів, як струм і напруга статора генератора, оберти дизеля, частота напруги мережі і потужність, споживана навантаженням (абсолютне значення потужності і відносне, у відсотках від номінальної потужності генератора) шляхом візуалізації зазначених величин за допомогою віртуальних об'єктів на екрані (семисегментний індикатор, стрілочний прилад, лінійний індикатор). Також використовується віртуальний осцилограф для відстеження характеру зміни контрольованих параметрів об'єкта.

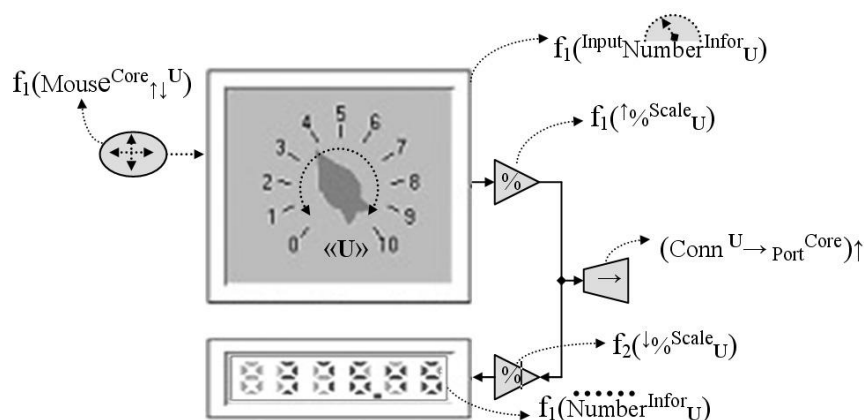


Рис. 3.3. Аналітичний опис елементів інтерфейсу користувача

На рис. 3.3 представлений елемент користувацького інтерфейсу, що виконує роль екранного органу управління опорним значенням напруги генератора. Оператор за допомогою маніпулятора типу «миша» має можливість змінити положення обертового регулятора. Цю дію можна описати виразом $f_1(\text{Mouse}^{\text{Core} \uparrow \downarrow} U)$, в якому Mouse означає тип маніпулятора «миша», Core – параметр, що задається оператором і використовується обчислювальним ядром

мікроконтролера для розрахунку і моделювання керуючого впливу на об'єкт управління (систему збудження синхронного генератора). Символи «↑↓» означають, що зміна параметра може відбуватися як у бік збільшення, так і у бік зменшення значення. Символ U несе інформацію про параметр, що задається, – напругу генератора.

Встановлене за допомогою екранного органу управління значення масштабується. Ця операція описується виразом $f_1(\uparrow \%^{Scale}_U)$, в якому позначення $\%^{Scale}$ описує виконання процедури масштабування, символ «↑» у верхньому індексі означає, що отримане значення збільшується. Вираз $f_2(\downarrow \%^{Scale}_U)$ описує операцію масштабування, однак результуюче значення зменшується. В даному випадку це необхідно щоб підготувати дані для відображення на віртуальному індикаторі – семисегментному індикаторі, який описується виразом $f_1(\overset{\dots\dots\dots}{Number} \cdot Infor_U)$. В цьому виразі Infor означає, що віртуальний об'єкт на екрані виконує функцію відображення інформації про значення напруги генератора (U) за допомогою 6-ти позиційного числового індикатора (Number). Це необхідно для додаткового контролю оператором процесу введення і перетворення даних, а також установки параметра із заданою точністю. Масштабування виконується для зручності передачі даних між вузлами мережі з використанням промислових інтерфейсів і протоколів.

Процес роботи оператора з екранним елементом управління (обертним регулятором) для установки необхідного значення напруги генератора можна представити у вигляді:

$$f_1(Mouse^{Core} \uparrow \downarrow^U) \rightarrow f_1(Input \ Number^{Infor}_U) \rightarrow f_1(\downarrow \%^{Scale}_U) \left\{ \begin{array}{l} \rightarrow (Conn^U \rightarrow Port^{Core}) \uparrow \\ \rightarrow f_2(\uparrow \%^{Scale}_U) \rightarrow f_1(\overset{\dots\dots\dots}{Number}^{Infor}_U) \end{array} \right. .$$

Вираз $(Conn^U \rightarrow Port^{Core}) \uparrow$ описує вхідний зв'язок (символ «↑») між екранним елементом управління, за допомогою якого виконується керування напругою генератора ($Conn^U$), і елементом, що представляє вхідний порт мікропроцесорної системи ($Port^{Core}$), який виконує обробку введенного оператором значення і формування керуючого впливу на локальні системи управління.

На рис. 3.4, а, представлений елемент управління «лінійний індикатор», який використовується для відображення інформації про величину активної потужності, яка віддається генератором на загальне навантаження, у вигляді шкали (у відсотках від номінальної потужності генератора), а на рис. 3, б – елемент управління «екранна кнопка», яка представляє перемикач із двома положеннями вкл/викл. і використовується для управління навантаженням.

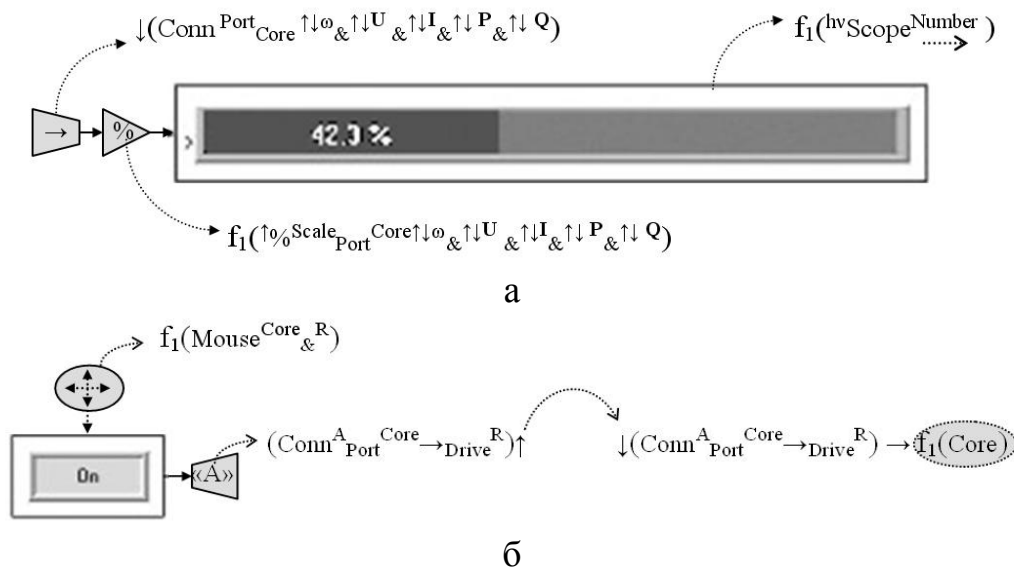


Рис. 3.4. Графічні елементи інтерфейсу і їх аналітичний опис:
а – лінійний індикатор; б – екранна кнопка

Екранний елемент відображення інформації «лінійний індикатор» пов'язаний (Conn) з вихідним портом мікропроцесорної системи (Port_{Core}). Крім інформації про активну потужність (P), вхідний зв'язок також містить інформацію і (&) про частоту (ω), напругу (U), струм (I), реактивну потужність (Q), значення яких оператор може як збільшувати, так і зменшувати («↑↓»). Символ «↓» несе інформацію про направлення даних і означає, що дані передаються в елемент управління для їх відображення. Аналітичний запис $f_1(hv\ Score^{Number} \dots >)$ означає, що інформацію у вигляді числового значення (Number) і шкали, що дискретно змінюється ($\dots >$), оператор отримає візуально, через зоровий аналізатор ($^{hv}Score$). Збільшення значення параметра, що відображає індикатор, призводить до заповнення робочої області індикатора системним кольором в напрямку зліва направо.

Елемент управління «екранна кнопка» дозволяє оператору виконувати операції (включення, відключення і т. д.) з окремими об'єктами обладнання та групами об'єктів. Аналітичний запис дій оператора при роботі з цим елементом управління містить інформацію про тип навантаження (активне навантаження позначається символом R, індуктивне – символом L, активно-індуктивне – символами RL і т.д.), типі маніпулятора, за допомогою якого виконується управління (Mouse – «миша»), і підсистему, в яку передається інформація про стан екранної кнопки (Core – мікропроцесорна система управління).

Таким чином, запропоноване аналітичне подання екранних елементів управління і дій оператора містить опис трьох основних частин інтерфейсу користувача:

- візуальне (звукове, тактильне) оформлення, яке відповідає за подання інформації оператору про параметри, що вводяться і контролюються, в текстовому, графічному, мнемонічному та інших видах;
- функціональні можливості системи, що включають набір можливостей для виконання професійної діяльності;

– техніки взаємодії оператора з системою (миша, клавіатура, трекбол, джойстик, сенсорний екран та ін.).

При цьому функціональність системи розглядається в тісному зв'язку з призначенням для користувача інтерфейсом і елементами взаємодії користувача з системою.

На рис. 3.5 представлено опис логіко-динамічного процесу вимірювання діючого значення лінійної напруги генератора, і візуалізації виміряного значення за допомогою віртуального осцилографа в середовищі Matlab Simulink.

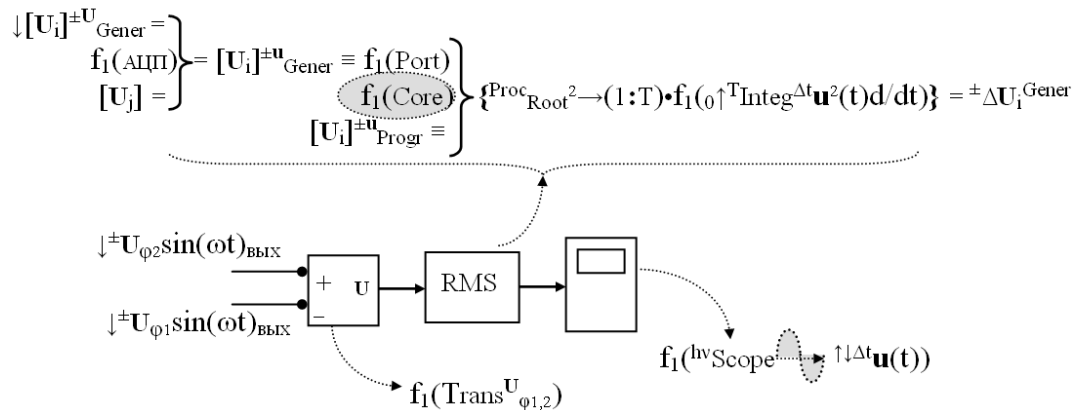


Рис. 3.5. Формалізація процесу вимірювання діючого значення напруги

Аналітичний вираз $f_1(\text{Trans } U_{\phi 1,2})$ описує функціональну структуру вимірювального трансформатора напруги. При розгляді цього елемента системи у вигляді «чорного ящика», приховуються його деталі реалізації. Цей елемент містить також аналого-цифровий перетворювач (АЦП), арифметичний пристрій, що виконує розрахунок різниці миттєвих значень фазних напруг ($U_{\phi 1}$ и $U_{\phi 2}$) для визначення величини лінійної напруги ($u = U_{\phi 1,2}$). Елемент «RMS» виконує розрахунок діючого значення лінійної напруги U_{AB} .

Аналітичний запис $\text{Proc}_{\text{Root}^2}$ описує процедуру знаходження квадратного кореня. Процедура інтегрування (Integr) в границях одного періоду ($0 \uparrow^T$) напруги ($u(t)$) в обраній нотації описується виразом $\{(1:T) \cdot f_1(0 \uparrow^T \text{Integr}^{\Delta t} u^2(t) d/dt)\}$. Фігурні дужки вказують на програмну реалізацію алгоритму розрахунку, за аналогією з мовою Сі, в якій тіло функції записується в аналогічні дужки. Чисельне інтегрування виконується методом прямокутників з рівномірним кроком сітки Δt , який дорівнює періоду дискретизації АЦП. Таким чином, розглянутий варіант аналітичного запису дозволяє перейти від моделі «чорного ящика» до моделі «сірого ящика». Аналого-цифрове перетворення напруги виконується вбудованим в мікроконтролер периферійним пристроєм ($f_1(\text{АЦП})$). Отриманий в результаті масив значень $[U_i]^{\pm u}_{\text{Gener}}$ по внутрішній шині надходить ($f_1(\text{Port})$) до арифметико-логічного пристрою, який разом з регістрами загального призначення, лічильником команд і деякими іншими елементами є ядром мікропроцесора ($f_1(\text{Core})$). Далі виконується обробка масиву з даними про

миттєві значення лінійної напруги генератора відповідно до алгоритму, який реалізовано в програмі ($[U_i]^{\pm U}_{\text{Progr}}$).

Розглянутий підхід дозволяє створити математичну модель АРМ оператора або його частини. Згідно з визначенням В.М. Глушкова, математична модель – це множина символічних математичних об'єктів і співвідношень між ними. У широкому сенсі до математичних моделей відносять будь-які моделі, що задовольняють визначенню В.М. Глушкова. Наприклад, вимірювання активної та реактивної потужності генератора, а також відображення значень цих величин за допомогою графічних елементів користувацького інтерфейсу, можна представити у вигляді комбінованої структурно-функціональної моделі (рис. 3.6).

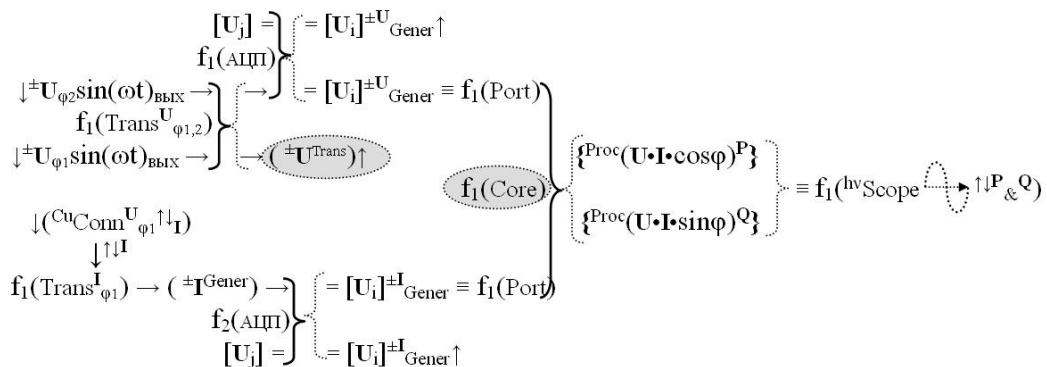


Рис. 3.6. Структурно-функціональна модель процесу вимірювання потужності

Математичне моделювання відіграє значну роль у перевірці адекватності моделей шляхом логічного аналізу. Опис системи у вигляді логіко-динамічного процесу перетворення інформації дозволяє виконати перевірку якісної адекватності моделі – істинності гіпотез про зв'язки між параметрами і змінними моделі, внутрішню несуперечливість, коректність перетворення інформації, зокрема заміну безперервних процесів дискретними. Така перевірка є обов'язковим попереднім етапом і при встановленні адекватності кількісних моделей.

Розглянутий підхід має об'єктно-орієнтований стиль опису, містить інформацію про структуру та типи інформаційних зв'язків між елементами, що є складовими системи. Представлені в явному вигляді позначення елементів користувацького інтерфейсу і елементів перетворення інформації залишаються прозорими для розробника і містять інформацію про поведінку елементів, вимоги до їх взаємодії і функціональних можливостях. Використання аналітичного опису користувацького інтерфейсу дозволяє підвищити ефективність програмного продукту шляхом повного використання закладеної до програмного забезпечення функціональності. Запропонований підхід може бути використаний як для високорівневого проектування та опису взаємодії оператора з системою, так і для низькорівневого проектування та опису взаємодії елементів системи на різних рівнях декомпозиції.

3.3. Використання автоматного підходу для опису алгоритмів роботи компонентів ПЗ

3.3.1. Структура програмного забезпечення

Проектована програма є системою зі складною поведінкою, тому для її реалізації доцільно використовувати об'єктно-орієнтовану мову програмування. У роботі розглядається проектування і реалізація системи на прикладі використання мови C++ і середовища Visual Studio 2008. Кожна програма, створена в цьому середовищі для Windows, містить головне вікно, що складається з двох компонентів – фрейма і клієнтської (робочої) області. Оскільки проектоване ПЗ повинно мати додаткове меню (для перемикавання режимів роботи програми, налаштування параметрів з'єднання та ін.), підтримувати роботу з документами (зберігати/відновлювати мнемосхеми і налаштування) і в кожний момент часу може проводитися взаємодія лише з однією мнемосхемою (для відповідності реальним об'єктам), в якості базової була обрана SDI-програма. Робоча область проектованої програми в режимі конструктора схеми повинна мати два подання даних – для відображення Бібліотеки компонентів (бажано у вигляді деревовидного списку) і для відображення топології схеми. Для їх поділу можна використовувати спліттер. Далі розглянуто структуру і поведінку компонентів програмного забезпечення в кожному з режимів його роботи.

3.3.2. Режим конструктора схеми

Режим конструктора схеми об'єднує в собі два підрежиму роботи з програмним забезпеченням: створення (або редагування) мнемосхеми електростанції, налаштування властивостей її компонентів і програмного середовища; аналіз роботи електростанції і ПЗ. Для першого підрежиму характерними операціями, що виконуються користувачем, є створення, переміщення, видалення і зміна властивостей компонентів, створення графічних і інформаційних зв'язків між компонентами та інше. Згідно з діаграмою варіантів використання результатом процесу «Створення» має бути поява на Робочому полі нового компонента. Кожен з компонентів після створення повинен реагувати на переміщення курсору над його поверхнею, натиснення і відпускання лівої кнопки миші та інше, тобто бути вікном, батько якого – Робоче поле. Для координування взаємодії між компонентами і виконання аналітичних («надсистемних») операцій другого підрежиму зручно в об'єкті «Робоче поле» зберігати покажчики на об'єкти створених компонентів у вигляді списків. Аналіз діаграми варіантів використання і склад бібліотеки компонентів показує, що всі компоненти (крім Шини; далі під словом «компоненти» будуть матися на увазі всі компоненти, крім Шини) щодо графічного інтерфейсу в режимі конструктора схеми підтримують однаковий набір операцій – створення, переміщення, видалення – і далі поділяються на ті,

які мають можливість створення зв'язку, і ті, які мають можливість масштабування. Тому при проектуванні ПЗ зручно створити два базових класи з відповідними можливостями і при реалізації компонентів використовувати механізм успадкування.

Компонент Шина в загальному вигляді являє ламану певного кольору і товщини. Програмно його можна реалізувати у вигляді структури, полями якої є регіон, список точок (початкова та кінцева точки відрізків) і колір. При виконанні деяких операцій (продовження, видалення частини) можливе виникнення труднощів, якщо об'єкт буде вікном. Тому доцільно в об'єкті Робоче поле зберігати список компонентів Шина як сукупність графічних об'єктів, а дії, пов'язані з Шинами, виконувати при виникненні відповідних повідомлень, адресованих об'єкту Робоче поле. Для виконання дій, що реалізують вимоги до середовища згідно з діаграмою варіантів використання, використовуються допоміжні діалогові вікна, які створюються при виклику відповідних пунктів контекстних меню компонентів або головного меню програми. Бібліотека компонентів повинна містити тільки назви компонентів, тому безпосереднього зв'язку з об'єктами, які їх реалізують, не має.

Для виконання дій Аналітиком необхідна наявність додаткових діалогових вікон, що містять дані про завантаженість каналу зв'язку та зміст інформаційних пакетів; що відображають збережену в базі даних інформацію про режими роботи ДГА; що управляють процесом тестування та інші. Вище було зазначено, що Робоче поле містить покажчики на всі компоненти, тому класи, що реалізують наведені діалогові вікна, зручно зберігати як атрибути класу Робоче поле.

Кожен з компонентів і Робоче поле в режимі конструктора схеми є сутністю зі складною поведінкою (реакцією на вхідну дію може бути одна з кількох дій). Для розділення опису логіки їхньої поведінки від опису семантики кожної з дій при реалізації класів пропонується використовувати автоматний підхід, що в рамках об'єктно-орієнтованого програмування означає інкапсуляцію автомата в класі. Взаємодія між об'єктами в системі відбувається за допомогою повідомлень. У режимі конструктора схеми обмін повідомленнями відбувається між базовими класами (клас з можливістю зв'язку і клас з можливістю масштабування) і Робочим полем: w1 – зняття фокуса; w2 – зміна Шини; w3 – початок створення Шини; w4 – переміщення об'єкта: w4.1 – початок переміщення об'єкта; w4.2 – переміщення об'єкта на одну клітину; w4.3 – кінець переміщення об'єкта; w5 – кінець створення Шини; w6 – видалення об'єкта. Взаємодія компонентів і Робочого поля з користувачем здійснюється через передачу повідомлень програмному забезпеченню від операційної системи: x1 – переміщення курсору: x1.1 – над об'єктом; x1.2 – в області можливого зв'язку (можливого масштабування); x1.3 – поза областю можливого зв'язку (можливого масштабування); x1.4 – при затиснутій лівій кнопці миші; x2 – натискання лівої кнопки миші; x3 – відпускання лівої кнопки миші: x3.1 – в області можливого зв'язку (можливого масштабування); x3.2 – поза областю можливого зв'язку (можливого масштабування); x4 – натискання кнопки Delete.

Базовий клас з можливістю зв'язку

У режимі конструктора схеми вимогою до класу є інкапсуляція процесів переміщення компонента і створення з ним зв'язку (створення самого об'єкта належить до завдань Робочого поля). Логіку роботи класу в даному режимі можна представити у вигляді автомата $A_6 = \{Q, X, Y, f, g\}$, де $Q = \{q_0, q_1, q_2, q_3, q_4, q_5, q_6\}$ – множина станів автомата: q_0 – об'єкт створений (початковий стан); q_1 – об'єкт у фокусі (виділений маркерами); q_2 – переміщення об'єкта, стан є складним (алгоритм поведінки в стані наведено на рис. 3.2, а; під зсувом розуміється різниця між останньою збереженою точкою і координатами поточного положення курсора, половиною клітини – відстань, рівна половині кроку сітку в будь-якому з напрямів Ох, Оу або обох відразу); q_3 – зв'язок з Шиною можливий; q_4 – початок зв'язку з Шиною; q_5 – кінець зв'язку з Шиною; q_6 – об'єкт видалений (кінцевий стан); X – множина допустимих входних дій і Y – множина вихідних дій – розшифровані вище; f і g – функції станів і вихідних символів, представлені у вигляді графа на рис. 3.7, б.

Поведінку наведеного класу успадковують класи компонентів Дизель, Генератор, Асинхронний двигун, Автоматичний вимикач і Трансформатор. Дані компоненти в режимі конструктора схеми не вимагають наявності додаткових можливостей, крім зміни властивостей компонента. Остання може виконуватися безпосередньо при виникненні відповідної дії, тому наведені класи тільки успадковують поведінку батьківського класу і не містять додаткових автоматів.

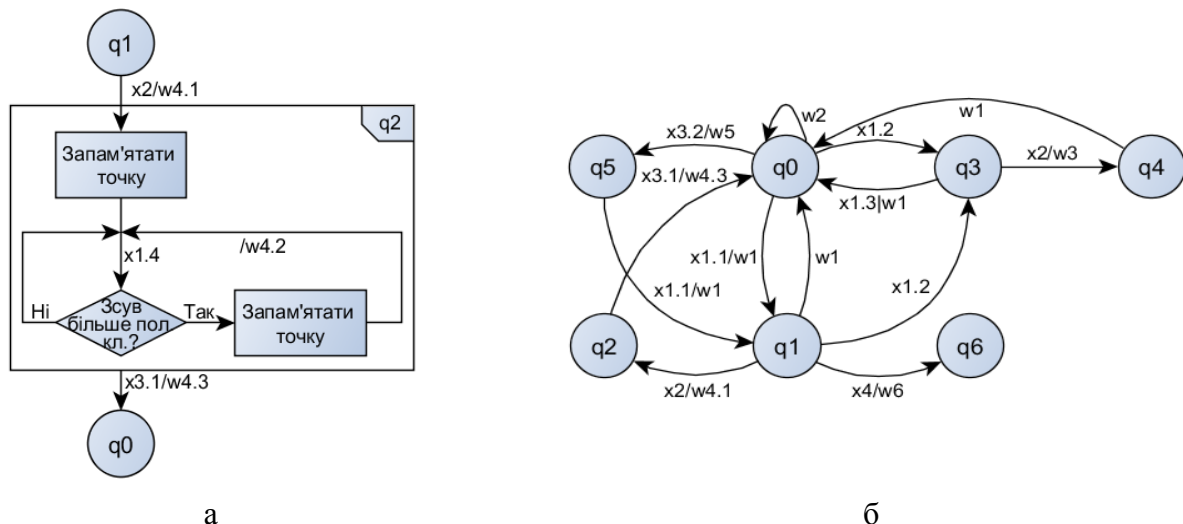


Рис. 3.7. Поведінка класу «Базовий клас з можливістю зв'язку»:

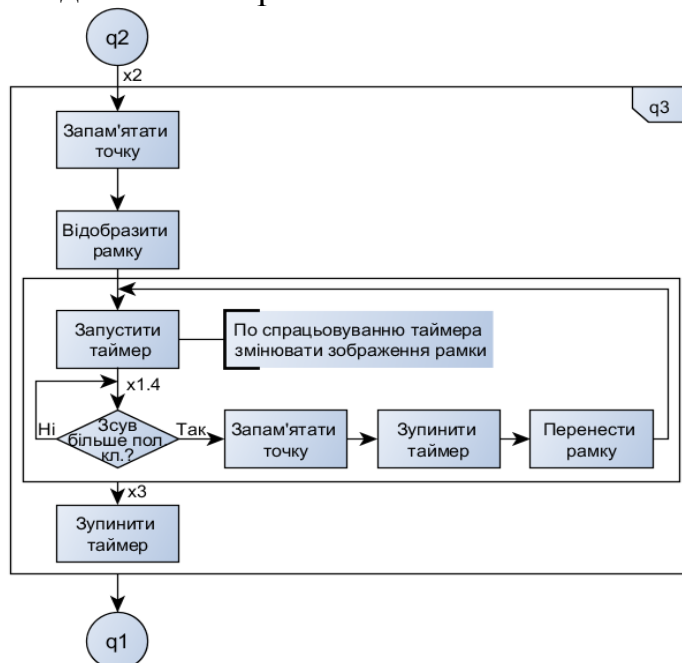
а – алгоритм поведінки в стані q_2 ; б – діаграма станів автомата класу

Базовий клас з можливістю масштабування

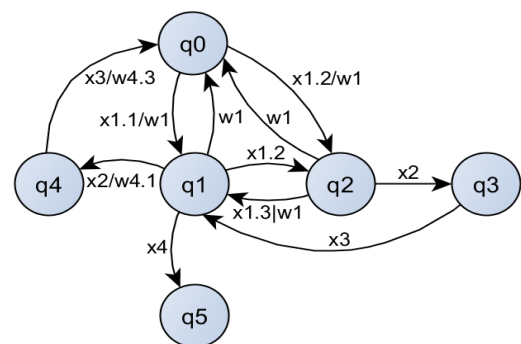
У режимі конструктора схеми клас повинен підтримувати операції «Переміщення» і «Зміна розміру». Логіку поведінки класу можна представити у вигляді автомата $A_7 = \{Q, X, Y, f, g\}$, де $Q = \{q_0, q_1, q_2, q_3, q_4, q_5\}$ – множина

станів автомата: q_0 – об'єкт створений (початковий стан); q_1 – об'єкт у фокусі (виділений маркерами); q_2 – зміна розміру можлива; q_3 – зміна розміру об'єкта (алгоритм поведінки об'єкта в стані наведено на рис. 3.8, а); q_4 – переміщення об'єкта (алгоритм поведінки об'єкта аналогічний наведеному на рис. 3.8, а (замість стану q_2 стан q_4)); q_5 – об'єкт видалений (кінцевий стан); X – множина допустимих входних дій і Y – множина вихідних дій – розшифровані вище; f і g – функції станів і вихідних символів, представлені у вигляді графа на рис. 3.8, б.

Нащадками поведінки класу «Базовий клас з можливістю масштабування» є класи компонентів Стрілочний і Шкальний індикатори, Світлодіоди, Кнопка. Оскільки наведені компоненти в режимі конструктора схеми окрім можливостей, реалізованих у батьківському класі, вимагають лише наявності засобів для зміни їх властивостей або установки інформаційного взаємозв'язку з іншими компонентами, додаткових автоматів для опису їх поведінки не потрібно.



а



б

Рис. 3.8. Логіка поведінки класу «Базовий клас з можливістю масштабування»: а – поведінку класу в стані q_3 ; б – діаграма станів автомата класу

Робоче поле

У режимі конструктора схеми об'єкт «Робоче поле» повинен виконувати всі операції, пов'язані з Шиною (створення, продовження, видалення повне і часткове, зміна кольору), операцію «Створення компонента» і брати участь при переміщенні і видаленні компонента. Поведінка класу є складною, тому її можна представити у вигляді автомата $A_r = \{Q, X, Y, f, g\}$, де $Q = \{q_0, q_1, q_2, q_3, q_4, q_5, q_6\}$ – множина станів автомата: q_0 – об'єкт у фокусі (початковий стан); q_1 – створення компонента: «перетягування» з Бібліотеки компонентів на Робоче поле (алгоритм поведінки наведено на рис. 3.9, а); q_2 –

об'єкт не у фокусі; $q3$ – видалення компонента; $q4$ – створення Шини (при виборі в Бібліотеці компонентів); $q5$ – створення Шини (початком є об'єкт); $q6$ – продовження Шини. Стани $q4$ – $q6$ пов'язані з операціями створення та продовження (з програмною точки зору – створення і приєднання до обраної) Шини й подібні між собою. При вході в кожне з них повинна виконуватися наступна послідовність дій (умовно блок entry): зміна курсору; переміщення курсору у вузол сітки; запам'ятовування положення курсора як початкової точки Шини.

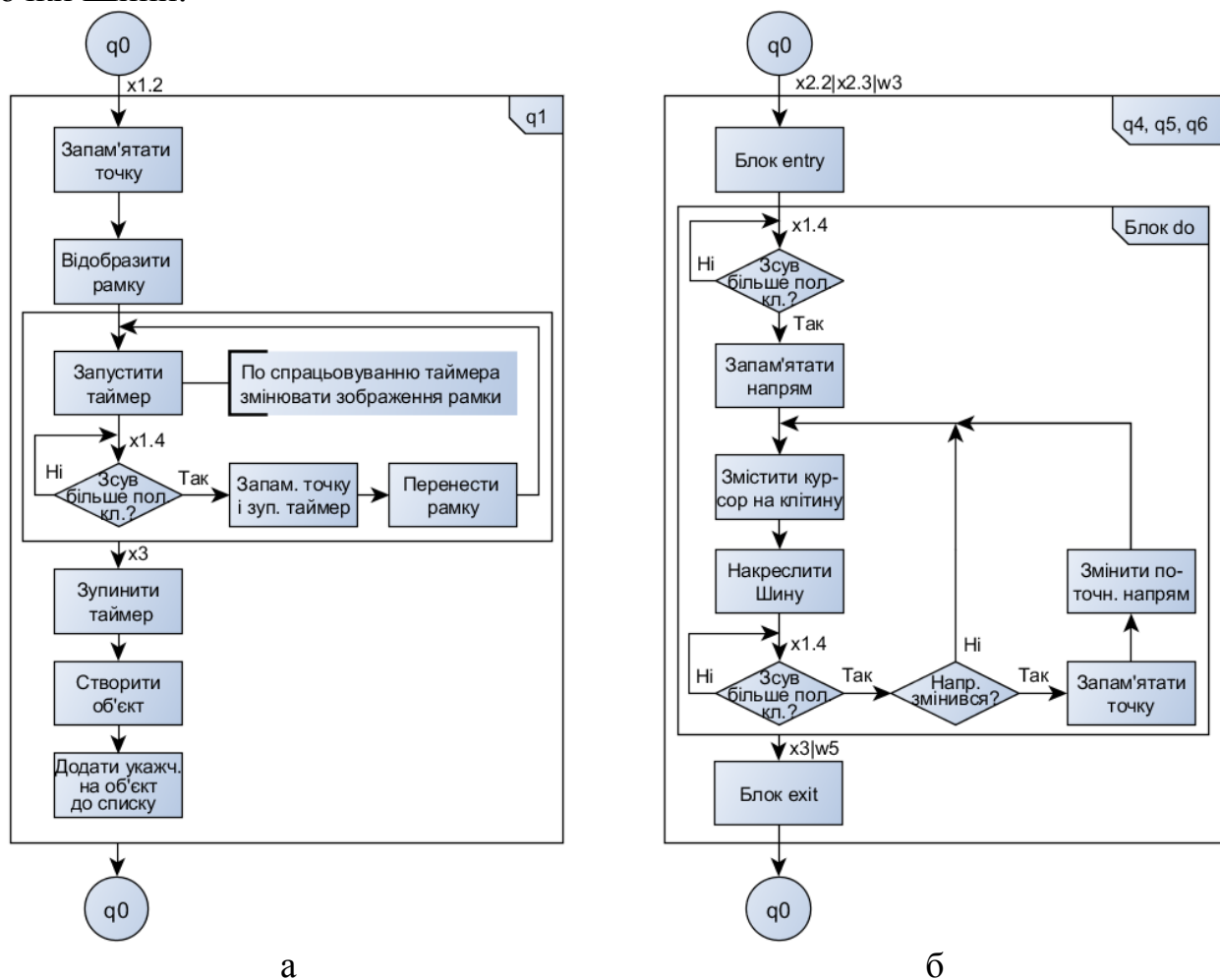


Рис. 3.9. Алгоритми поведінки Робочого поля при: а – створенні компонента; б – створенні Шини

При вході в стан $q5$ додатково необхідно запам'ятовувати ідентифікатор об'єкта, з якого починається Шина; $q6$ – ідентифікатор обраної Шини. Поведінка класу в станах $q4$ – $q6$ (блок do) є ідентичною і полягає в кресленні Шини відрізками з довжиною, яка дорівнює кроку сітки. Зміна напрямку креслення відбувається при зсуві курсора більш ніж на половину кроку сітки в напрямку Ох для вертикальної, або Оу – для горизонтальної поточної частини Шини. На рис. 3.9, б наведено алгоритм роботи класу в станах $q4$ – $q6$. Вихід зі станів $q4$ – $q6$ (блок exit) може бути ініційований відпусканням лівої кнопки миші на Робочому полі, Шині (в цьому випадку створена Шина приєднується

до обраної) або на компоненті (при цьому компонент повинен надіслати Робочому полю повідомлення «Кінець створення Шини» ($w5$) і чекати у відповідь повідомлення «Зміна Шини» ($w2$) з адресою створеної Шини). Якщо автомат знаходився в стані $q6$ (продовження Шини), і Шина була закінчена на інший, відбувається об'єднання двох Шин, яке супроводжується передачею всім пов'язаним з Шиною компонентам повідомлення «Зміна Шини» ($w2$). Також при виході зі станів $q4 - q6$ оновлюється зображення курсора.

– $X = \{x1.1, x1.2, x2.1, x2.2, x2.3, x3, w1, w3, w4.1, w4.2, w4.3, w5, w6\}$ – множина допустимих вхідних дій – і $Y = \{w1, w2\}$ – множина вихідних дій – розшифровані вище; f і g – функції станів і вихідних символів, представлені у вигляді графа на рис. 3.10.

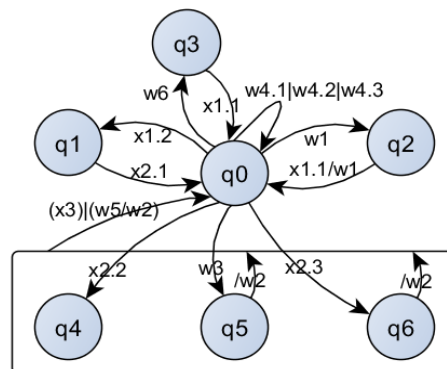


Рис. 3.10. Діаграма станів класу «Робоче поле» в режимі конструктора схеми

3.3.3. Режим моніторингу та управління СЕУ

У режимі моніторингу та управління електростанцією ПЗ повинне виконувати декілька завдань (далі реалізація кожного з них розглянута окремо):

- інформаційний обмін із засобами автоматизації – передача команд оператора, зчитування, відображення і обробка вимірних апаратними засобами аналогових і дискретних значень;
- накопичення статистичних даних про завантаженість каналу зв'язку – кількостей переданих та отриманих байт за одиницю часу;
- накопичення інформації про режими роботи дизель-генераторних агрегатів – середніх значень потужностей, що віддаються ними на загальне навантаження, за певний проміжок часу.

Одиницею обміну даними є транзакція, що складається з запиту і відповіді – запису і зчитування пакетів даних з СОМ-порту. Для здійснення перерахованих операцій необхідно знати розміри обох пакетів і мати зарезервовану область пам'яті для зчитаного пакета. Доцільно всі дані щодо кожної окремої транзакції зберігати у вигляді структури з полями: масив даних (або покажчик на нього) для запиту; розмір масиву даних для запиту (в байтах); покажчик на область пам'яті для запису відповіді; очікуваний розмір пакета даних, одержуваних при відповіді; кількість символів (байт), отриманих при відповіді; ідентифікатор об'єкта. Для упорядкування та контролю за процесом обміну даними можна створити список покажчиків на ці структури. Оскільки

Робоче поле має доступ до всіх компонентів, які беруть участь в обміні даними із засобами автоматизації, доцільно в ньому зберігати список показчиків і проводити всі операції з СОМ-портом, а самі структури зберігати в компонентах. Тоді до класів останніх додаються дві вимоги – наявність структури для кожної можливої транзакції і формування вмісту пакетів даних для запиту при створенні компонента і при зміні його мережевих властивостей (при зміні функції – поля пакета запиту – може змінитися розмір самого пакета, тому в структурі запропоновано зберігати показчик на масив даних для запиту). Процес обміну даними стосовно кожного компонента в спрощеному вигляді можна представити у вигляді наступної послідовності дій: додавання показчика на структуру в список; запис пакету даних для запиту в СОМ-порт (здійснює Робоче поле, використовуючи поля структури з даними та їх розміром); зчитування пакета даних з СОМ-порту (використовується область пам'яті, визначена в структурі, і кількість очікуваних байт; фактично зчитана кількість байт записується у відповідне поле структури); передача повідомлення «Отримано дані» компоненту (за допомогою ідентифікатора, визначеного в структурі); розшифровка компонентом отриманого повідомлення: при помилці запису або зчитування даних з СОМ-порту Робоче поле передає повідомлення з аргументом 0; якщо обмін даними був завершений без помилок, аргумент приймає одиничне значення, що означає істинність даних (відповіді на запит) у структурі. Якщо помилок не було, компонент здійснює розрахунок контрольної суми і, при її відповідності отриманій, розшифровку відповіді. Кількість отриманих байт використовується для виявлення пакетів з кодами помилок: якщо кількості очікуваних та отриманих байт не збігаються і контрольна сума вірна, у відповіді на запит міститься код помилки.

Компонентами, для яких можливий зв'язок із засобами автоматизації, є Дизель, Генератор, Автоматичний вимикач, Кнопка управління, Світлодіод, Захист ДГА, Система синхронізації, Система розподілу навантажень і Система моніторингу якості електроенергії. З їхньою допомогою можна здійснювати наступні операції (наведені в порядку зниження пріоритетів):

1) керування та індикація процесу синхронізації. Для своєчасного вимірювання даних і контролю стану генераторного вимикача з упередженням апаратний пристрій синхронізації має вести обмін даними з ПЗ в строго детерміновані проміжки часу. Тому на рівні програмного забезпечення при запуску Системи синхронізації і відображенні даних за допомогою деталізованого діалогового вікна інформаційний обмін з іншими засобами автоматизації тимчасово повинен блокуватися;

2) опитування одиничних аналогових значень (діючих значень напруги і струму, значень частот, коефіцієнта потужності і синуса кута між векторами струму і напруги) для подальшої обробки Захистом ДГА; зміна станів дискретних виходів при спрацьовуванні хоча б одного із захистів або зникненні аварійних або небажаних ситуацій;

3) зміна станів дискретних виходів при зміні станів Автоматичних вимикачів або Кнопок управління;

4) опитування станів дискретних входів (зворотних зв'язків від генераторних вимикачів) для визначення структури електростанції Системою розподілу навантажень (відбувається в кожному циклі обміну даними); опитування значень потужностей, що віддаються включеними на паралельну роботу ДГА (відбувається з певним часовим інтервалом, заданим як час перехідного процесу перерозподілу навантажень, або при зміні структури електростанції), і при, необхідності, передача параметрів керуючих сигналів для їх коригування;

5) отримання станів дискретних входів (зворотних зв'язків від автоматичних вимикачів) для відображення на Світлодіодах;

6) отримання, обробка і, при необхідності, відображення значень показників несиметрії напруги Системою моніторингу якості електроенергії;

7) опитування одиничних аналогових значень (діючих значень напруг і струмів, значень частоти і коефіцієнтів потужності Генераторів);

8) опитування одиничних аналогових значень (вимірювань, пов'язаних з Дизелем; необхідні тільки при відкритому діалоговому вікні параметрів Дизеля);

9) отримання масивів аналогових значень (миттєвих значень струму і напруги Генератора; необхідні тільки при відкритому діалоговому вікні «Осцилограми»).

Таким чином, якщо для обміну даними з пристроєм синхронізації ввести окремий підрежим, список решти показчиків на структури складатиметься з постійних елементів і змінних. Останні можна розділити на тривалі змінні (відповідні опитуванням даних при відкритих діалогових вікнах параметри Дизеля і/або Осцилограми) і короточасні змінні (відповідні опитуванню потужностей і передачі параметрів керуючих сигналів Системою розподілу навантажень, передачі команд на зміну станів дискретних виходів Захистом ДГА, Автоматичними вимикачами та Кнопками управління).

Обмін даними із засобами автоматизації повинен відбуватися циклічно з певним проміжком часу (періодом сканування, заданим в параметрах з'єднання). Тому при вході в режим управління електростанцією в роботу включається таймер, спрацьовування якого ініціює цикл обміну даними як атомарний блок операцій. У кожному циклі відбувається послідовне виконання транзакцій для кожного елемента і передача повідомлень «Отримано дані» компонентам-батькам структур або діалоговим вікнам. Відображення даних виконується кількома способами: безпосередньо компонентами (стани дискретних входів – Світлодіодами; допустимість значень – Захистами ДГА, Системами моніторингу якості електроенергії та розподілу навантажень); за допомогою компонентів для індикації (одиничних аналогових значень – параметрів Генератора – Стрілочними і Шкальними індикаторами, Текстовим полем); за допомогою діалогових вікон (параметри Дизеля, осцилограми Генератора, несиметрія напруг). Оскільки для кожного з діалогових вікон може бути відкрито вікно лише для одного з компонентів, отримані в результаті обміну даними значення передаються цьому вікну, минаючи сам компонент. Діючі значення струму і напруги, значення частоти і коефіцієнта потужності, а

також отримані на основі їх комбінацій значення потужностей можуть відображатися одночасно за допомогою декількох компонентів. Для отримання даних останніми в Генераторі пропонується зберігати список ідентифікаторів пов'язаних з ним компонентів для індикації і при отриманні коректної відповіді на запит передавати їм необхідну інформацію (повідомлення «Відобразити параметр»).

Однією з вимог до ПЗ є можливість перегляду та зберігання інформації про обмін даними – вмісту пакетів та інтенсивності інформаційного потоку. Оскільки всі дії, пов'язані з обміном даними, відбуваються в Робочому полі, пропонується всі необхідні для виконання цієї вимоги операції (підрахунок переданих та отриманих байт, відображення та зберігання даних) виконувати в ньому. Визначення інтенсивності інформаційного потоку пов'язане з накопиченням кількості байт за певний проміжок часу, тому при переході в режим управління електростанцією відбувається запуск ще одного таймера, налаштованого на переривання із заданим інтервалом.

Аналогічно вищеописаному можна здійснювати збір і зберігання інформації про режими роботи ДГА: оскільки через Робоче поле проходять запити від всіх компонентів, в ньому можна накопичувати і обчислювати середні значення потужностей, що віддаються ДГА на загальне навантаження, протягом певного інтервалу часу і далі передавати ці дані для зберігання в базі даних.

Якщо вхідні дії, пов'язані з повідомленнями від операційної системи при взаємодії оператора з програмою, роботою таймерів і діями з СОМ-портом, позначити як $e1$ – перехід ПЗ в режим управління електростанцією; $e2$ – перехід ПЗ в режим конструктора схеми; $e3$ – отриманий пакет даних; $e4$ – переміщення курсору в області компонента; $e5$ – зміна структури електростанції; $e6$ – спрацьовування таймера; $e7$ – завантаженість як мінімум одного ДГА перевищує допустимі границі; $e8$ – відкриття вікна синхронізації; $e9$ – отримані значення уставок; $e10$ – отримані дані про стан генераторного вимикача; $e11$ – отримані значення напруг, частот і кута зсуву між векторами напруг; $e12$ – зміна значень уставок; $e13$ – зміна параметрів керуючих сигналів; $e14$ – отриманий пакет даних (в режимі синхронізації); $e15$ – помилка при відкритті СОМ-порту; $e16$ – закриття вікна синхронізації; $e17$ – запуск процесу синхронізації; $e18$ – дані компонентом отримані; $e19$ – натискання лівої кнопки миші;

вхідні змінні, відповідні результату виконання певних дій, як $x1$ – помилка в пакеті даних; $x2$ – помилка усунена; $x3$ – помилка не виправна без заміни апаратних засобів; $x4$ – присутній зв'язок: $x4.1$ – з компонентами індикації (як мінімум одним), $x4.2$ – з компонентом Захист ДГА; $x5$ – дані сформовані; $x6$ – черга запитів не порожня; $x7$ – дані компоненту відправлені; $x8$ – таймер працює; $x9$ – для Захисту ДГА використовуються дані, одержувані Системою розподілу навантажень; $x10$ – для Захисту ДГА використовуються дані, що вимірюються незалежно; $x11$ – пряма умова захисту виконується; $x12$ –

обернена умова захисту виконується; x_{13} – ДГА працює паралельно з іншими ДГА; x_{14} – генераторний вимикач замкнутий; x_{15} – черга порожня; x_{16} – запис в базу даних дозволений; x_{17} – відображення змісту пакетів даних дозволено; x_{18} – помилка зв'язку з базою даних; x_{19} – помилка зв'язку з базою даних усунена; x_{20} – включена система корекції частоти обертів дизеля і/або напруги збудження генератора,

і вихідні дії, що відбуваються при виникненні певних комбінацій вхідних впливів і змінних, як z_1 – додати пакети з запитами в чергу, зміст яких пов'язаний з опитуванням значень або командою: $z_{1.1}$ – параметри Генератора (діючі значення напруги і струму, значення частоти і коефіцієнта потужності); $z_{1.2}$ – параметри, необхідні для забезпечення функцій захистів ДГА; $z_{1.3}$ – команда на замикання дискретного виходу; $z_{1.4}$ – команда на розмикання дискретного виходу; $z_{1.5}$ – уставки синхронізації і параметри керуючих сигналів; $z_{1.6}$ – дані про стан генераторного вимикача; $z_{1.7}$ – поточні значення частот, напруг і кута зсуву між векторами напруг шини ГРЩ і запущеного ДГА; $z_{1.8}$ – команда на зміну уставок синхронізації; $z_{1.9}$ – команда на зміну параметрів керуючих сигналів; $z_{1.10}$ – дані про стани генераторних вимикачів секції; $z_{1.11}$ – дані для розрахунку потужностей, що віддаються включеними на паралельну роботу ДГА; $z_{1.12}$ – команда на включення коригувальних впливів для регуляторів частоти і напруги; $z_{1.13}$ – команда на відключення коригувальних впливів для регуляторів частоти і напруги; $z_{1.14}$ – команда на замикання автоматичного вимикача або реле; $z_{1.15}$ – команда на розмикання автоматичного вимикача або реле; z_2 – видалити запит з черги; z_3 – передати дані компоненту; z_4 – запуск таймера; z_5 – відображення даних; z_6 – зупинка таймера; z_7 – створити чергу обміну даними; z_8 – змінити колір Шини; z_9 – передати пакет запиту апаратним засобам автоматизації; z_{10} – передати дані в стан, який ініціював обмін даними; z_{11} – видалити запит з вершини стека; z_{12} – сформувати постійну чергу запитів; z_{13} – відкрити СОМ-порт; z_{14} – закрити СОМ-порт; z_{15} – видалити запит; z_{16} – запам'ятати дані про стани навантажень і навантаження ДГА; z_{17} – відобразити вміст пакетів даних,

то описана поведінка класу Робочого поля в режимі управління електростанцією може бути описана автоматом $A_8 = \{Q, X, E, Z, f, g\}$, де

– $Q = \{q_0 - q_8\}$ – множина станів автомата: q_0 – початковий стан; q_1 – очікування початку циклу обміну даними; q_2 – очікування відповіді на запит; q_3 – очікування запису в базу даних; q_4 – запис в базу даних; q_5 – помилка зв'язку з базою даних; q_6 – очікування синхронізації ДГА з шинами ГРЩ; q_7 – синхронізація ДГА з шинами ГРЩ; q_8 – очікування відключення керуючих впливів для регуляторів частоти та/або напруги;

– X, E, Z – множини допустимих вхідних впливів, вхідних змінних і вихідних дій, розшифровані вище;

– f і g – функції станів і вихідних символів, представлені у вигляді графа на рис. 3.11.

Слід зазначити, що при необхідності переходу в режим конструктора схеми (для корекції налаштувань обміну даними, аналізу режимів роботи ПЗ і ДГА) слід спочатку передати команди на відключення сигналів корекції потужностей, що віддаються ДГА на загальне навантаження, а потім виконати перехід. У автоматі ця умова відображена введенням стану $q8$.

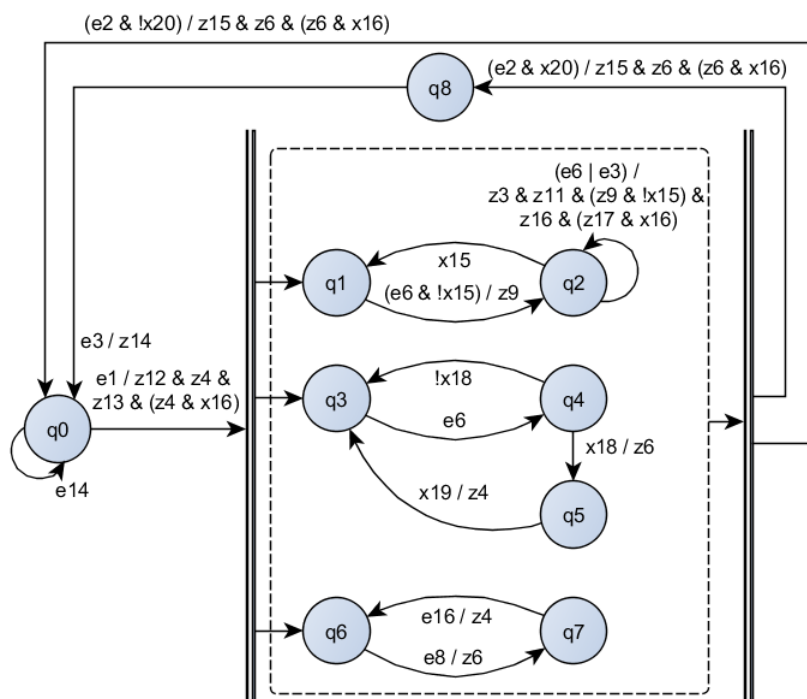


Рис. 3.11. Діаграма станів класу «Робоче поле» в режимі моніторингу та управління електростанцією

При отриманні компонентами повідомлення «Отримано пакет даних» від Робочого поля починається процес їх розшифрування і подальшої обробки. Для деяких компонентів (Світлодіодів, Системи моніторингу якості електроенергії) цей процес є елементарним (при отриманні повідомлення дані розшифровуються однозначно і не вимагають додаткових інформаційних обмінів), проте більшість компонентів (Генератор, Захист ДГА, Система розподілу навантажень, Автоматичний вимикач, Кнопка управління, Система синхронізації) реалізують складні схеми поведінки. Тому для опису останніх пропонується використовувати автоматний підхід. Далі розглянуто поведінку кожного з компонентів у режимі моніторингу та управління електростанцією окремо (позначення вхідних дій, вхідних змінних і вихідних дій для всіх автоматів відповідають наведеним вище).

Генератор

Поведінку компонента Генератор можна описати у вигляді автомата $A_g = \{Q, X, E, Z, f, g\}$, де $Q = \{q0 - q7\}$ – множина станів автомата: $q0$ – початковий стан; $q1$ – очікування відповіді на запит; $q2$ – перевірка пакету даних; $q3$ – відсутність зв'язку із засобами автоматизації; $q4$ – передача даних компоненту Захист ДГА; $q5$ – передача даних компонентам індикації; $q6$ – очікування відображення значень параметрів генератора; $q7$ – відображення

значень параметрів генератора; f і g – функції станів і вихідних символів, представлені у вигляді графа на рис. 3.12.

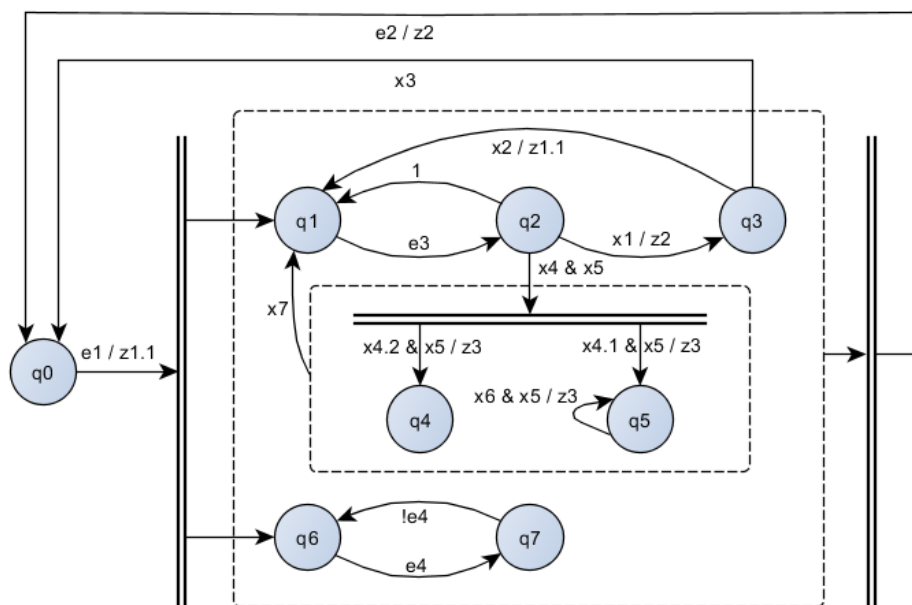


Рис. 3.12. Діаграма станів класу Генератор в режимі моніторингу та управління електростанцією

У початковому стані (q_0) компонент очікує переходу програмного забезпечення в режим моніторингу та управління електростанцією. При виникненні цієї події починається паралельне виконання декількох процесів: обмін даними із засобами автоматизації (стани $q_1 - q_3$); одночасна передача параметрів Генератора, отриманих при успішному обміні даними, компонентам індикації (q_4) і, якщо включений режим мінімізації інформаційних потоків, компоненту Захисту даного ДГА (q_5); відображення параметрів Генератора у вікні підказки при переміщенні курсора над поверхнею компонента ($q_6 - q_7$). Зворотний перехід в початковий стан може відбутися в двох випадках: при переході ПЗ в режим конструктора схеми або при виникненні неполадок з обміном даними. В останньому випадку виконується індикація помилки і, при її усуненні (шляхом зміни властивостей компонента або заміни апаратного пристрою), обмін даними триває без необхідності переходу ПЗ в режим конструктора схеми.

Система розподілу навантажень

Поведінку компонента Система розподілу навантажень (на прикладі однієї секції) можна описати у вигляді автомата $A_{10} = \{Q, X, E, Z, f, g\}$, де $Q = \{q_0 - q_{11}\}$ – множина станів автомата: q_0 – початковий стан; q_1 – очікування відповіді на запит; q_2 – перевірка пакету даних; q_3 – відсутність зв'язку із засобами автоматизації; q_4 – перевірка структури секції; q_5 – очікування перевірки завантажених ДГА; q_6 – очікування прийому значень потужностей, що віддаються кожним ДГА на загальне навантаження секції; q_7 – перевірка пакету даних; q_8 – розрахунок відхилень реальних значень

завантаженостей ДГА від ідеальних; q_9 – очікування відповіді на команду включення керуючих впливів; q_{10} – перевірка пакету даних; q_{11} – відсутність зв'язку із засобами автоматизації; f і g – функції станів і вихідних символів, представлені у вигляді графа на рис. 3.13.

Перехід компонента з початкового стану (q_0) до виконання дій з розподілу навантажень відбувається при переході програмного забезпечення з режиму конструктора схеми в режим моніторингу та управління електростанцією. Процеси, що відбуваються далі, умовно можна розділити на дві складові: опитування станів дискретних входів – зворотних зв'язків від генераторних вимикачів ($q_1 - q_4$) з метою визначення структури секції, що відбувається в кожному циклі обміну даними; опитування значень потужностей ($q_5 - q_7$) з подальшою обробкою отриманих даних (q_8) і, при необхідності, видачею керуючих впливів на регулятори частоти та/або збудження ($q_9 - q_{10}$), що відбуваються або відразу ж після виявлення зміни структури секції, або після закінчення певного часового інтервалу. При виникненні несправностей при обміні даними (відсутності пакетів даних з відповідями або прийомі пакетів з кодами помилок), компонент відображає помилкову ситуацію і переходить до стану q_4 або q_{11} залежно від того, з якою з апаратних частин виникли проблеми при обміні даними. Якщо усунення помилкової ситуації не вимагає заміни апаратних засобів, компонент очікує продовження обміну даними в наведених станах, в іншому випадку – переходить в початковий стан (q_0). Після усунення апаратних несправностей компонент може почати обмін даними без необхідності переходу ПЗ в режим конструктора схеми.

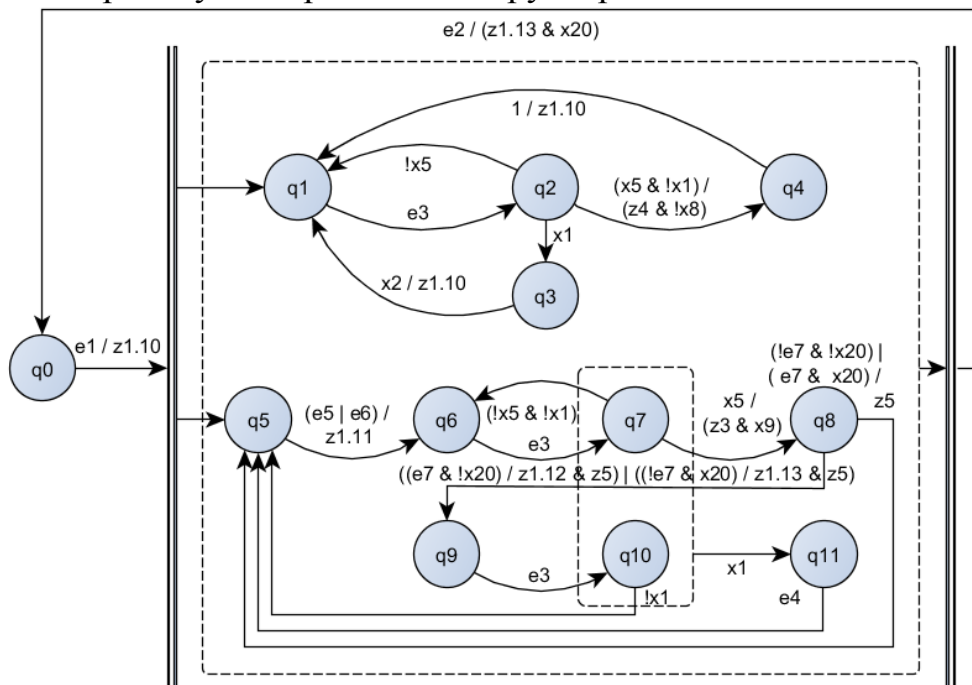


Рис. 3.13. Діаграма станів класу Розподіл навантажень в режимі моніторингу та управління електростанцією

Перехід ПЗ в режим конструктора схеми супроводжується передачею Робочим полем Системі розподілу навантажень відповідного повідомлення.

При його прийомі компонент перевіряє наявність включених керуючих впливів і, якщо вони присутні, виконує передачу команди на їх відключення.

Захист ДГА

Компонент Захист ДГА об'єднує функції шести захистів генераторного агрегату: від зворотної потужності, втрати збудження, протікання максимального струму, зміни напруги в неприпустимих межах, зміни частоти в неприпустимих межах, перевантаження по потужності. При виникненні аварійних або небажаних ситуацій компонент повинен відправити команду на зміну відповідного ситуації стану дискретного виходу. Як було наведено в розд. 2, для реалізації перерахованих захистів ДГА необхідно вимірювати однакові параметри генератора: діючі значення напруги і струму, значення частоти і кута зсуву між векторами струму і напруги. Крім того, перераховані параметри беруть участь в інформаційному обміні із засобами автоматизації для відображення параметрів Генератора і для виконання обчислень Системою розподілу навантаження. Тоді у якості джерела даних для забезпечення захистів ДГА можна використовувати один з трьох каналів: інформація, одержувана Генератором; інформація, що отримується Системою розподілу навантажень щодо даного генератора або інформація, що отримується в процесі безпосереднього обміну із засобами автоматизації. Накопичення і обчислення необхідних для реалізації функцій захистів даних можна представити у вигляді автомата $A_{11} = \{Q, X, E, Z, f, g\}$, де $Q = \{q0 - q4\}$ – множина станів автомата: $q0$ – початковий стан; $q1$ – очікування відповіді на запит; $q2$ – перевірка пакету даних; $q3$ – відсутність зв'язку із засобами автоматизації; $q4$ – обробка даних; f і g – функції станів і вихідних символів, представлені у вигляді графа на рис. 3.14, а.

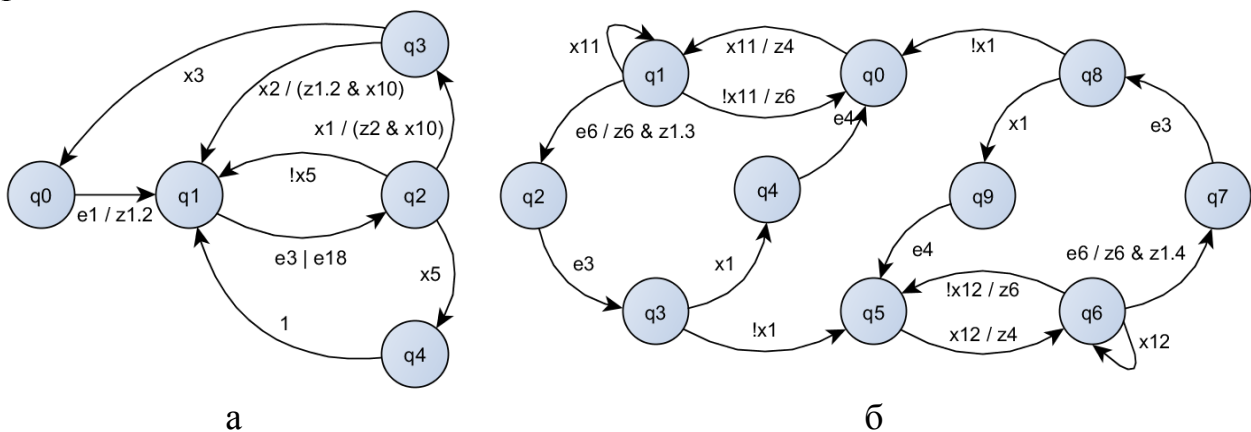


Рис. 3.14. Діаграма станів: а – класу Захист ДГА; б – вкладеного автомата для реалізації окремого захисту

Після переходу програмного забезпечення в режим моніторингу та управління електростанцією компонент очікує прийому за будь-яким з трьох каналів (якщо дані мають бути отримані незалежно від інших компонентів, що вказується при налаштуванні властивостей даного компонента, відповідні запити додаються в постійну чергу Робочого поля) даних, після чого виконує їх

обробку. Остання полягає в обчисленні параметрів, необхідних для подальшої обробки включеними функціями захистів.

Кожна з функцій захистів, що інкапсулюються в компоненті Захист ДГА, може бути включеною або відключеною; для кожного з захистів крім інформації про відповідний дискретний вихід можна задати уставки за значенням (число, з яким буде порівнюватися параметр, що перевіряється) і за часом (час, протягом якого умова спрацьовування захисту має бути істинною для ідентифікації аварійної або небажаної ситуації). Реалізацію кожної з функцій захистів можна представити у вигляді автомата $A_{12} = \{Q, X, E, Z, f, g\}$, де $Q = \{q0 - q9\}$ – множина станів автомата: $q0$ – захист відключен (дискретний вихід у початковому стані); $q1$ – очікування закінчення часу спрацьовування захисту; $q2$ – очікування відповіді на запит-команду; $q3$ – перевірка пакету даних; $q4$ – відсутність зв'язку із засобами автоматизації; $q5$ – захист включен; $q6$ – очікування закінчення часу зняття захисту; $q7$ – очікування відповіді на запит-команду; $q8$ – перевірка пакету даних; $q9$ – відсутність зв'язку із засобами автоматизації; f і g – функції станів і вихідних символів, представлені у вигляді графа на рис. 3.14, б.

У початковому стані $q0$ автомат проводить перевірку умови спрацьовування захисту і, якщо її результат позитивний, запускає таймер для відліку часової уставки спрацьовування і переходить у стан $q1$. Під час роботи таймера триває прийом автоматом даних і перевірки умови і, якщо результат перевірки постійно позитивний, по закінченню часового інтервалу автомат передає команду для зміни стану дискретного виходу. Якщо параметр, що перевіряється, знаходиться в нормальних межах або приймає допустиме значення при запущеному таймері, автомат повертається (або залишається) в стані $q0$. Після спрацьовування захисту автомат знаходиться в стані $q5$, в якому також відбувається перевірка умови: якщо значення параметра, що перевіряється, повертається в діапазон допустимих значень, ініціюється процес зміни стану дискретного виходу в початковий стан аналогічний вищеописаному.

Алгоритм реалізації кожної з функцій захистів відповідає наведеному автомату (A_{12}). Для роботи останнього необхідно значення параметра, що перевіряється, тому в стан $q4$ автомата A_{11} пропонується вкласти автомати A_{12} , кількість яких залежить від кількості включених захистів (максимальне значення – 8, тому що функції захистів по напрузі і по частоті реалізуються за допомогою двох окремих автоматів). Тоді при переході автомата A_{11} в стан $q4$ після обробки прийнятих від засобів автоматизації даних виконуватиметься виклик всіх вкладених автоматів A_{12} з передачею їм отриманого в результаті обробки значення. Після виконання необхідних дій у вкладених автоматах автомат A_{11} перейде в стан очікування прийому наступних даних $q1$.

Автоматичний вимикач і Кнопка управління

Поведінку компонента Автоматичний вимикач можна описати у вигляді

автомата $A_{13} = \{Q, X, E, Z, f, g\}$, де $Q = \{q0 - q9\}$ – множина станів автомата: $q0$ – Автоматичний вимикач в початковому стані; $q1$ – Автоматичний вимикач у стані, протилежному початковому; $q2$ – очікування закінчення часу спрацьовування автоматичного вимикача; $q3$ – очікування відповіді від Робочого поля; $q4$ – очікування дій користувача щодо усунення помилки; $q5$ – очікування закінчення часу зворотного спрацьовування автоматичного вимикача; $q6$ – очікування відповіді від Робочого поля; $q7$ – очікування дій користувача щодо усунення помилки; $q8$ – перевірка пакету даних при непарній зміні стану Автоматичного вимикача; $q9$ – перевірка пакету даних при парній зміні стану Автоматичного вимикача; f і g – функції станів і вихідних символів, представлені у вигляді графа на рис. 3.15, а.

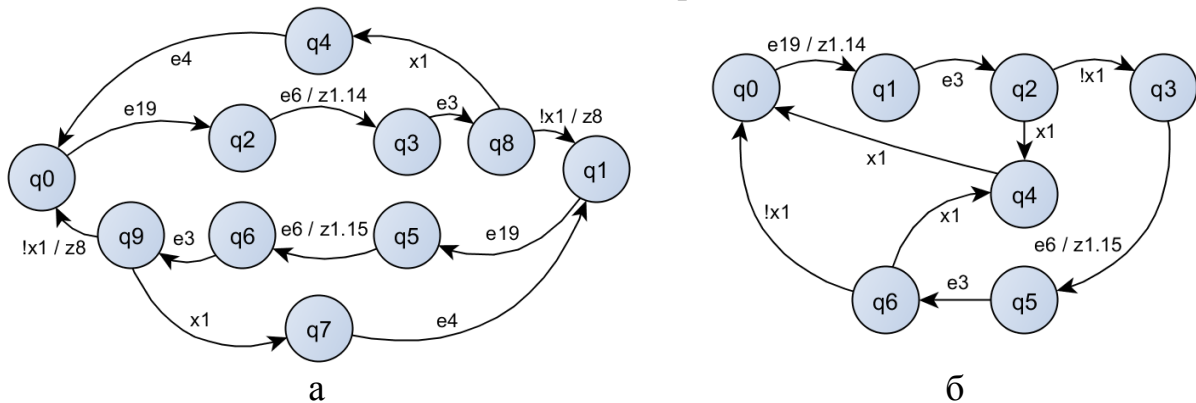


Рис. 3.15. Діаграма станів класів у режимі моніторингу та управління електростанцією: а – Автоматичний вимикач; б – Кнопка управління (імпульсна кнопка)

При переході програмного забезпечення в режим моніторингу та управління електростанцією автомат A_{13} знаходиться в початковому стані, якому відповідає зазначений у властивостях компонента стан дискретного виходу (нормально замкнутий або розімкнений). При натисканні користувачем на компоненті автомат запускає таймер на час, вказаний у властивостях компонента як час спрацьовування, по закінченні якого передається команда на зміну стану дискретного виходу. Повторне натискання на компоненті призведе до аналогічної послідовності дій, після завершення якої автомат повернеться в початковий стан.

Однією з вимог до компоненту Кнопка управління є можливість вибору між реалізацією поведінки кнопки з фіксацією або імпульсної кнопки. Алгоритм роботи кнопки з фіксацією аналогічний алгоритму роботи Автоматичного вимикача з різницею в тому, що кнопка не пов'язана з Шиною, тому логіку її поведінки можна представити у вигляді автомата A_{13} , виключивши з його вихідного алфавіту дію z8.

Поведінку імпульсної кнопки можна представити у вигляді автомата $A_{14} = \{Q, X, E, Z, f, g\}$, де $Q = \{q0 - q9\}$ – множина станів автомата: $q0$ – Кнопка в початковому стані (відпущена); $q1$ – очікування відповіді на запит-команду; $q2$ – перевірка пакету даних при натисканні на Кнопку; $q3$ – Кнопка

натиснута, очікування закінчення часу імпульса; $q4$ – очікування дій користувача щодо усунення помилки; $q5$ – очікування відповіді на команду-запит; $q6$ – перевірка пакету даних при відтисканні Кнопки; f і g – функції станів і вихідних символів, представлені у вигляді графа на рис. 3.15, б.

При натисканні на Кнопку відбувається передача команди на зміну стану пов'язаного з нею дискретного виходу і запуск таймера на час, рівний вказаному у властивостях компонента як час імпульсу. При спрацюванні таймера Кнопка повертається в початковий стан, передається команда на установку стану дискретного виходу в початкове і автомат переходить до стану $q0$.

Система синхронізації

Компонент Система синхронізації є кнопкою з пов'язаним з нею діалоговим вікном, яке відображається при натисканні на неї в режимі моніторингу та управління електростанцією. Як зазначено вище, у зв'язку з особливостями апаратної реалізації пристрою синхронізації при відкритті діалогового вікна інформаційний обмін з іншими засобами автоматизації повинен тимчасово блокуватися. Тоді алгоритм поведінки Системи синхронізації (діалогового вікна) можна представити у вигляді автомата $A_{15} = \{Q, X, E, Z, f, g\}$, де $Q = \{q0 - q9\}$ – множина станів автомата: $q0$ – початковий стан; $q1$ – очікування даних; $q2$ – перевірка пакету даних; $q3$ – відсутність зв'язку із засобами автоматизації; $q4$ – перевірка стану генераторного вимикача; $q5$ – синхронізація завершена; $q6$ – очікування прийому значень напруг, частот і кута зсуву; $q7$ – перевірка пакету даних; $q8$ – очікування спрацювання зворотного зв'язку від генераторного вимикача; $q9$ – відсутність зв'язку із засобами автоматизації; $q10$ – очікування зміни уставок синхронізації; $q11$ – очікування даних про результат зміни уставок; $q12$ – перевірка пакету даних з результатом виконання команди на зміну уставок синхронізації; $q13$ – очікування зміни параметрів керуючих впливів; $q14$ – очікування даних про результат зміни параметрів; $q15$ – перевірка пакету даних з результатом виконання команди на зміну параметрів керуючих впливів; $q16$ – відсутність зв'язку із засобами автоматизації; $q17$ – очікування циклу обміну даними; $q18$ – очікування відповіді на запит; f і g – функції станів і вихідних символів, представлені у вигляді графа на рис. 3.16.

При відкритті діалогового вікна автомат переходить в стани $q1 - q3$, відповідні опитуванню значень уставок синхронізації, параметрів керуючих впливів для корекції частоти обертання дизеля і збудження генератора. Далі в стані $q4$ проводиться опитування стану генераторного вимикача: якщо він замкнений (ДГА включений на паралельну роботу з шинами ГРЩ), Система синхронізації відображає цю ситуацію і переходить у стан $q5$, очікуючи подальших дій користувача. В іншому випадку з'являється можливість натисканням на відповідну кнопку діалогового вікна ініціювати процес синхронізації на апаратному рівні, після чого процеси в Системі синхронізації

поділяються на три складових: обмін даними з апаратними засобами ($q17 - q18$), зміна уставок синхронізації або параметрів керуючих впливів ($q10 - q16$), формування запитів і відображення поточних значень різниць частот і напруг, фазового кута між векторами напруг шини ГРЩ і генератора ($q6 - q8$). Перераховані підпроцеси виконуються доти, поки не відбудеться одна з подій: переривання користувачем процесу синхронізації або успішне підключення ДГА до шин ГРЩ. У першому випадку автомат повернеться в початковий стан ($q0$), у другому – перейде до стану, який індикує закінчення синхронізації ($q5$).

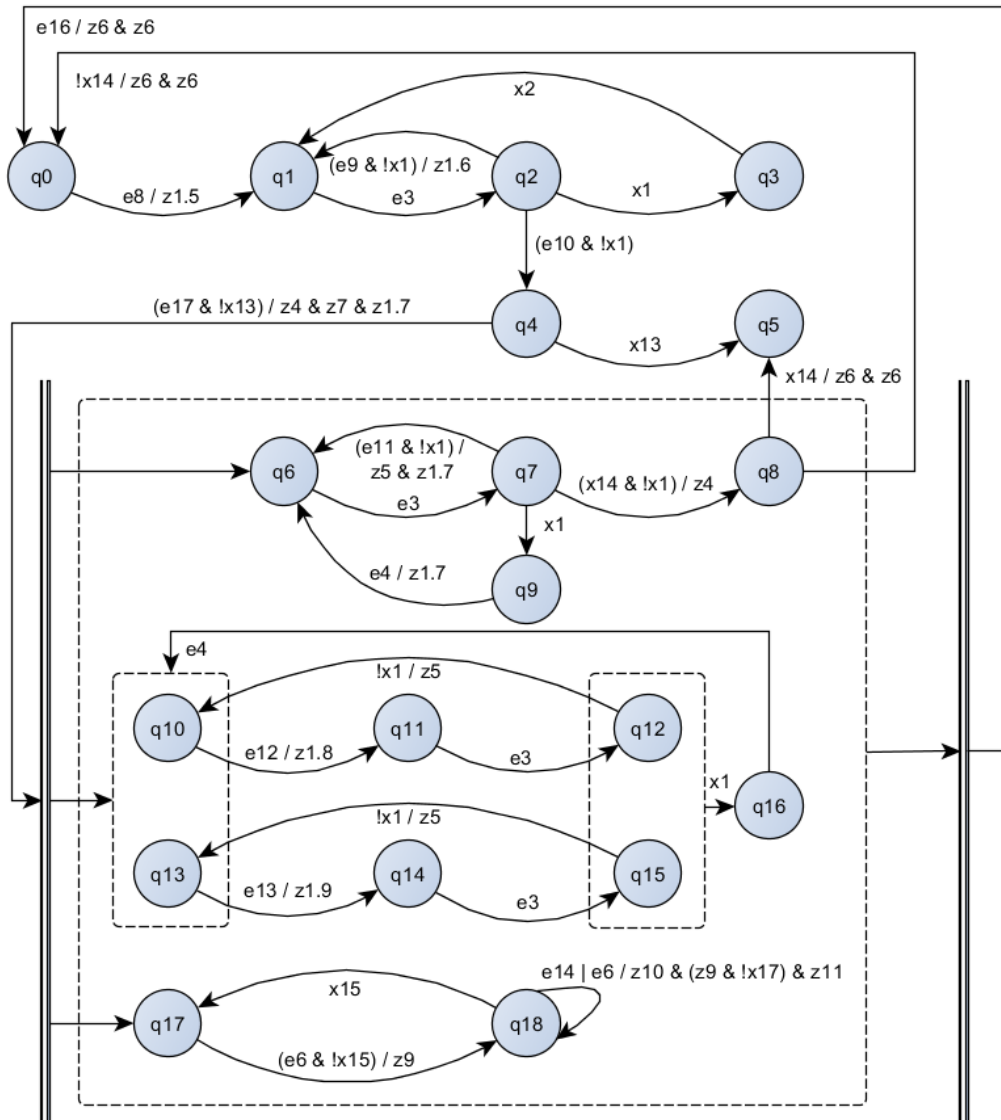


Рис. 3.16. Діаграма станів класу Система синхронізації в режимі моніторингу та управління електростанцією

3.4. Опис взаємодії компонентів ПЗ за допомогою паттернової мережі

Використання персонального комп'ютера зі спеціалізованим програмним забезпеченням в якості підсистеми верхнього рівня АСУ СЕУ, а мікроконтролерів – в якості основ апаратних пристроїв автоматизації дозволяє представити структуру програмного забезпечення всіх компонентів системи управління у вигляді паттернової мережі з цілями: визначення складу і схеми

взаємодії програмних об'єктів, що входять до складу системи управління; формального опису структури системи управління у вигляді комплексу утворюючих; обчислення основних показників, що характеризують інформаційний канал – часу реакції системи і завантаженості каналу зв'язку на основі значень атрибутів утворюючих і відносин зв'язку (п. 3.6.3).

На рис. 3.17 наведена структура програмного забезпечення системи управління електростанцією у вигляді паттернової мережі. Умовно її можна розділити на три складових: спеціалізоване програмне забезпечення для персонального комп'ютера, що містить мнемосхему електростанції (режим моніторингу та управління електростанцією; на рис. 3.17 представлено утворюючими $g1 - g20$), програмне забезпечення для засобів автоматизації (утворюючі $g22 - g24$) та програмне забезпечення інтерфейсного пристрою (утворююча $g21$).

До складу електростанції в загальному випадку входять m секцій по n_i ($i \in [1, m]$) блоків дизель-генераторних агрегатів, захистів ДГА, засобів відображення параметрів дизеля і генератора; n_i-1 блоків контролю і управління процесом синхронізації ДГА з шинами ГРЩ; $2 \cdot n_i$ імпульсних кнопок управління станом дизеля; k_i асинхронних двигунів і навантажень; n_i+k_i автоматичних вимикачів і світлодіодів для індикації їх станів; 1 пристрою розподілу навантажень між паралельно працюючими ГА.

Кожній складовій електростанції відповідає певний об'єкт програмного забезпечення, реалізацію поведінки якого інкапсулює утворююча: $g1$ – Текстове поле для відображення електричних параметрів; $g2$ – Шкальний індикатор; $g3$ – Стрілочний індикатор; $g4$ – Генератор; $g5$ – Дизель (спільно з блоком Генератора утворює блок ДГА); $g6$ – діалогове вікно «Параметри дизеля»; $g7$ – діалогове вікно «Осцилограми»; $g8$ – Система синхронізації; $g9$ – Захист ГА; $g10$ – Автоматичний вимикач; $g11$ – Світлодіод; $g12$ – Навантаження; $g13$ – Асинхронний двигун; $g14$ – Кнопка управління; $g15$ – Система розподілу навантаження.

Утворюючі $g1 - g3$ слугують для позначення блоків індикації вимірюваних електричних параметрів; з кожним ДГА може бути пов'язано довільна, але кінцева, кількість таких блоків (позначені як l_1 , l_2 і l_3 відповідно).

Контроль і керування електростанцією здійснюється віддалено, шляхом відображення та обробки отриманих від апаратних засобів автоматизації даних і передачі їм управляючих впливів (сигналів на зміну станів реле захистів, автоматичних і генераторних вимикачів, частот обертання дизелів і напруг збудження генераторів). Для врахування пріоритету виконуваних операцій і контролю за процесом обміну даними необхідно створити єдині черги запитів та очікуваних відповідей.

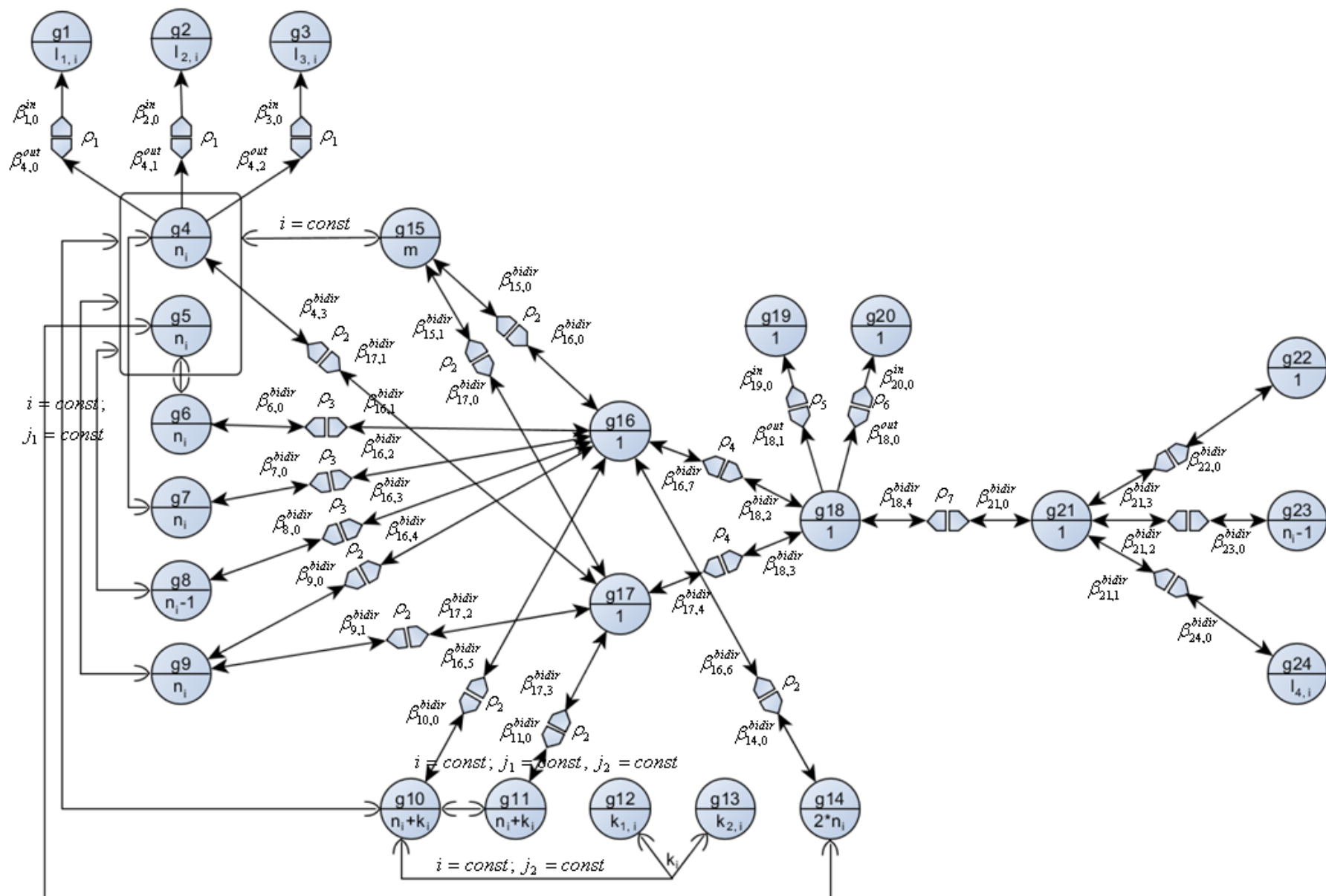


Рис. 3.17. Структура програмного забезпечення системи управління СЕУ

Всю сукупність запитів можна розділити на дві множини: запити інформаційного типу (для отримання значення параметрів ДГА і станів автоматичних і генераторних вимикачів) і керуючого типу (команди на зміну структури електростанції та/або параметрів електроенергії, що віддається ДГА в мережу), тому формуванню черг запитів і відповідей відповідають три утворюючих: $g16$ – формувач черги змінної довжини; $g17$ – формувач черги постійної довжини; $g18$ – формувач кінцевої черги.

До функцій програмного забезпечення верхнього рівня відносяться також накопичення статистичних даних про інформаційні потоки (на рис. 3.17 за цю функцію відповідає утворююча $g19$) і зберігання в базі даних значень потужностей, що віддаються ДГА в мережу і споживаються окремими навантаженнями (утворююча $g20$).

Враховуючи наявність нерозривного логічного зв'язку між блоками

1) Генераторів, Дизелів, діалогових вікон для відображення параметрів дизеля і генератора, Захистів ДГА, Систем синхронізації, Кнопок управління станом дизеля, генераторних вимикачів (представлених компонентом Автоматичний вимикач) і Світлодіодів-індикаторів станів генераторних вимикачів (на рис. 3.17 логічні зв'язки позначені закругленими стрілками; даному зв'язку відповідає $i = \text{const}, j_1 = \text{const} (j_1 \in [1, n_i])$);

2) Навантаження і Асинхронних двигунів і Автоматичних вимикачів зі Світлодіодами-індикаторами їх станів ($i = \text{const}, j_2 = \text{const} (j_2 \in [1, k_i])$)

і умовно нерозривного зв'язку між наведеними групами, структуру програмного забезпечення для комп'ютера для кожної секції ($i = \text{const}$) можна записати у вигляді підкомплекта:

$$G^i = G_1^i + G_2^i + G_0^i, \quad (3.1)$$

де

$$G_1^i = \{ [g1]^{l_1^i}, [g2]^{l_2^i}, [g3]^{l_3^i}, [g4]^{n_i}, [g5]^{n_i}, [g6]^{n_i}, [g7]^{n_i}, [g8]^{n_i-1}, [g9]^{n_i}, [g10]^{n_i}, [g11]^{n_i}, [g14]^{2 \cdot n_i}, [g15]^1 \}, \quad (3.2)$$

$$G_2^i = \{ [g12]^{k_i}, [g13]^{k_i}, [g10]^{k_i}, [g11]^{k_i} \}, \quad (3.3)$$

$$G_0^i = \{ [g16]^1, [g17]^1, [g18]^1, [g19]^1, [g20]^1 \}, \quad (3.4)$$

і позначення $[g1]^{l_1^i}$ є скороченим записом позначення кількості екземплярів у підкомплекті ($l_1^i = \#(g1, G_1^i)$).

Тоді структура всього програмного забезпечення для управління електростанцією являє собою комплект, утворений сумою суми підкомплектів G_1^i і G_2^i і перетину підкомплектів G_0^i кожної секції:

$$G = \sum_{i=1}^m (G_1^i + G_2^i) + \bigcap_{i=1}^m G_0^i. \quad (3.5)$$

Згідно дискретній теорії паттернів кожній утворюючій відповідає певна арність. Так, з j_1 -тим ДГА в i -тій секції може бути зв'язано l_1^{i,j_1} Текстових полей, l_2^{i,j_1} Шкальних і l_3^{i,j_1} Стрілочних індикаторів, при цьому відношення зв'язку ρ_1 є відношенням «один до багатьох», тобто утворююча $g4$ може бути

зв'язана з довільним, але кінцевим, числом утворюючих $g1 - g3$, а утворюючі $g1 - g3$ лише з однією $g4$. Звідси арності $g1 - g3$ рівні одиниці:

$$\omega(g1^{i,j_1}) = \omega(g2^{i,j_1}) = \omega(g3^{i,j_1}) = 1, \quad (3.6)$$

що відповідає принципу реалізму: кожен блок індикації відображає дані, що отримуються лише від одного блоку ДГА, у той час як ці дані (електричні параметри генератора) можуть бути відображені в різних комбінаціях за допомогою різних засобів індикації. Сам же блок генераторного агрегату крім зв'язків з $\sum_{p=1}^3 l_p^{i,j_1}$ блоками індикації повинен підтримувати інформаційний зв'язок

із засобами автоматизації, що здійснюється за допомогою блоку формування черг і на рис. 3.17 відображено у вигляді відношення зв'язку ρ_2 – множинного включення (відносини «багато до одного») – між утворюючими $g4$ і $g17$: для кожного j_1 -ого ДГА в i -тій секції виконується опитування значень електричних параметрів генератора. Звідси слідує арність $g4$:

$$\omega(g4^{i,j_1}) = \sum_{p=1}^3 l_p^{i,j_1} + 1. \quad (3.7)$$

Аналогічно арності утворюючих $g9 - g11, g14 - g15$:

$$\begin{aligned} \omega(g10^{i,j_1}) &= \omega(g11^{i,j_1}) = \omega(g14^{i,j_1}) = 1; \\ \omega(g9^{i,j_1}) &= \omega(g15^{i,j_1}) = 2. \end{aligned} \quad (3.8)$$

Відношення зв'язку ρ_3 – відношення «один з багатьох до одного» означає можливість наявності зв'язку в кожен момент часу лише одного із множини екземплярів відповідної утворюючої з іншою утворюючою. Наприклад, зв'язок $\beta_{6,0}\rho_3\beta_{16,1}$ розшифровується як з n_i -тої кількості блоків «Параметри дизеля» (утворююча $g6$) в кожен момент часу тільки один може брати участь в обміні даними із засобами автоматизації за допомогою зв'язку з блоком формування черг змінної довжини (утворююча $g16$). Таким чином, арності утворюючих $g16$ і $g17$ розраховуються як:

$$\begin{aligned} \omega(g16^i) &= 4 + 4 \cdot n_i + k_i; \\ \omega(g17^i) &= 1 + 3 \cdot n_i + k_i, \end{aligned} \quad (3.9)$$

тобто арність зв'язків для відношень ρ_2 дорівнює потужності відповідної утворюючої в i -тому підкомплекті, а для відношень ρ_3 – одиниці.

Утворююча $g18$ є об'єднуючою відносно утворюючих, що відображають формування черг постійної і змінної довжин ($g16$ і $g17$), і відповідає за формування кінцевих черг запитів і відповідей для організації обміну даними по фізичному каналу зв'язку. Оскільки через неї проходить вся інформація про параметри електроенергії і стани автоматичних вимикачів, до функцій блоку, представленого утворюючою $g18$, відноситься передача статистичних даних про інформаційні потоки і параметри електроенергії у базу даних, за що відповідають блоки, представлені утворюючими $g19$ і $g20$. Таким чином, відношення зв'язку ρ_5 і ρ_6 є «чисто» інформаційними відношеннями «один до одного» без безпосереднього обміну даними із засобами автоматизації, у той час як відношення ρ_4 – відношення включення (також «один до одного»)

означає повне включення даних, отриманих від одних утворюючих в інші. Зв'язок програмного забезпечення для комп'ютера з пристроєм, що забезпечує маршрутизацію пакетів даних, позначений відношенням ρ_7 .

Таким чином, використання апарату паттернових мереж дозволяє формально описати структуру програмного забезпечення АСУ СЕУ; подібна форма подання дає можливість:

- врахувати всі можливі схеми взаємодії програмних об'єктів при проведенні функціонального тестування системи;
- досить просто вносити зміни до складу програмного забезпечення шляхом додавання (чи видалення) утворюючих та організації їх взаємодії з існуючими утворюючими за допомогою певних відносин зв'язку;
- врахувати поведінку всіх об'єктів ПЗ, що впливають на час реакції системи на дії оператора або на зміни електромагнітних процесів в об'єкті управління і впливають на завантаженість каналу обміну даними із засобами автоматизації (п. 3.6.3);
- формально виконати реорганізацію структури програмного забезпечення при необхідності зміни часу реакції системи.

3.5. Реалізація засобів інформаційної підтримки дій оператора

Одними з показників якості електроенергії в автономних електроенергетичних системах є характеристики провалів напруги. Якість електроенергії має великий вплив на хід технологічних процесів: робота електродвигунів різних механізмів, мікропроцесорної техніки, автоматизованих систем управління виробничим процесом і систем телекомунікацій при виникненні значних провалів напруг може бути на деякий час перервана. Однією з причин появи провалів напруги є зміна навантаження СЕУ, серед якого найбільш значний вплив надають асинхронні двигуни. Оскільки пусковий струм асинхронного короткозамкненого двигуна індуктивний (коефіцієнт потужності при пуску дорівнює 0,15 – 0,20) і перевищує номінальний у 5 – 7 разів, він впливає на синхронний генератор, виконуючи розмагнічуючу дію, яка при великій потужності двигуна не завжди компенсується намагнічуючою силою, що створюється обмоткою збудження синхронного генератора [78]. Для зменшення пускових струмів, а, отже, і зниження коливань напруг можна застосовувати спеціальні способи пуску АД (з реактивним і активним опором в ланцюзі статора, за допомогою автотрансформатора, з перемиканням обмоток статора двигуна з зірки в трикутник, за допомогою пристрою плавного пуску) або виконувати його підключення до мережі після забезпечення достатнього резерву потужності у мережі (шляхом підключення до мережі додаткового дизель-генератора або відключення найменш відповідальних споживачів електроенергії). Оскільки перший варіант зменшення пускових струмів вимагає наявності спеціальної комутаційної апаратури і виконання додаткових монтажних робіт, у роботі розглядаються особливості застосування другого варіанту.

Застосування ПЗ в якості підсистеми верхнього рівня АСУ СЕУ дозволяє в кожний момент часу визначити структуру електростанції і навантаження, що припадає на кожен з працюючих паралельно дизель-генераторних агрегатів. Це дає можливість перед включенням сумірного за потужністю з працюючими ДГА асинхронного двигуна оцінити величину можливого подальшого за його включенням провалу напруги і на його основі прийняти рішення про необхідність включення на паралельну роботу додаткового ДГА. В роботі [1] показано, що якщо поточне навантаження СЕУ представити у вигляді одного еквівалентного активно-індуктивного навантаження і врахувати використання автоматичних регуляторів напруги для управління збудженням синхронних генераторів та автоматичних регуляторів частоти для управління частотою обертання вала приводного двигуна, система диференціальних рівнянь, що описують перехідний процес у електростанції при підключенні асинхронного двигуна, буде десятого порядку. В роботі [1] наведені лінеаризовані рівняння, що описують систему (у операторному вигляді для прирощень у системі координат d-q):

– для ланцюгів синхронного генератора:

$$\begin{cases} z_d I_d + pM_d I_f + pM_d I_D + \omega_0 L_q I_q + \omega_0 M_q I_Q = -u_d \\ z_q I_q + pM_q I_Q - \omega_0 L_d I_d - \omega_0 M_d I_f - \omega_0 M_d I_D = -u_q \\ z_f I_f + pM_d I_d + pM_d I_D = u_f, z_D I_D + pM_d I_d + pM_d I_f = 0 \\ z_Q I_Q + pM_q I_q = 0 \end{cases} \quad (3.10)$$

де I_d і I_q – струми статора генератора; I_D і I_Q – струми демпферних клітин; I_f – струм збудження; операторні опори кіл генератора z_d , z_q , z_f , z_D і z_Q розраховуються як

$$\begin{aligned} z_d &= pL_d + r_s; \quad z_q = pL_q + r_s; \quad z_f = pL_f + r_f; \\ z_D &= pL_D + r_D; \quad z_Q = pL_Q + r_Q, \end{aligned} \quad (3.11)$$

де L_d і L_q – індуктивність статора; r_s – активний опір статора; L_D і r_D , L_Q і r_Q – індуктивності і активні опори демпферних клітин;

– для кіл навантаження:

$$\begin{cases} z_1 I_{d1} + \omega_0 L_1 I_{q1} = u_d \\ z_1 I_{q1} - \omega_0 L_1 I_{d1} = u_q \\ z_1 = pL_1 + r_1 \end{cases} \quad (3.12)$$

де I_{d1} і I_{q1} – струми навантаження; L_1 – індуктивність навантаження; r_1 – активний опір навантаження;

– для кіл АД:

$$\begin{cases} z_a I_{d2} + pM I_{D2} + \omega_0 L_a I_{q2} + \omega_0 L_a I_{Q2} = u_d + p^{-1} u_d^0 \\ z_a I_{q2} + pM I_{Q2} - \omega_0 L_a I_{d2} - \omega_0 L_a I_{D2} = u_q + p^{-1} u_q^0 \\ z_R I_{D2} + pM I_{d2} + \omega_0 M I_{q2} + \omega_0 L_R I_{Q2} = 0 \\ z_R I_{Q2} + pM I_{q2} - \omega_0 M I_{d2} - \omega_0 L_R I_{D2} = 0 \\ z_a = pL_a + r_a, \quad z_R = pL_R + r_R \end{cases} \quad (3.13)$$

де I_{d2} і I_{q2} , I_{D2} і I_{Q2} – струми статора і ротора асинхронного двигуна; індексом «0» позначені значення величин у початковий момент часу; L_a і r_a – індуктивність і активний опір статора; L_R і r_R – індуктивність і активний опір ротора;

– для зв'язку струмів навантаження (I_{d1} і I_{q1}), асинхронного двигуна (I_{d2} і I_{q2}) і генератора (I_d і I_q):

$$\begin{cases} I_d = I_{d1} + I_{d2} \\ I_q = I_{q1} + I_{q2} \end{cases} \quad (3.14)$$

Виконання розрахунку провалу напруги вимагає вирішення отриманої об'єднаною системою (3.10), (3.12)–(3.14) системи диференціальних рівнянь і передбачає використання чисельних методів розрахунку, які добре реалізовані в програмних комплексах Matlab Simulink і Scilab Scicos. Наведені пакети мають інтерфейси для взаємодії зі зовнішніми програмами, написаними на мові Сі, і дозволяють структуру електростанції описати у вигляді графічної блок-діаграми.

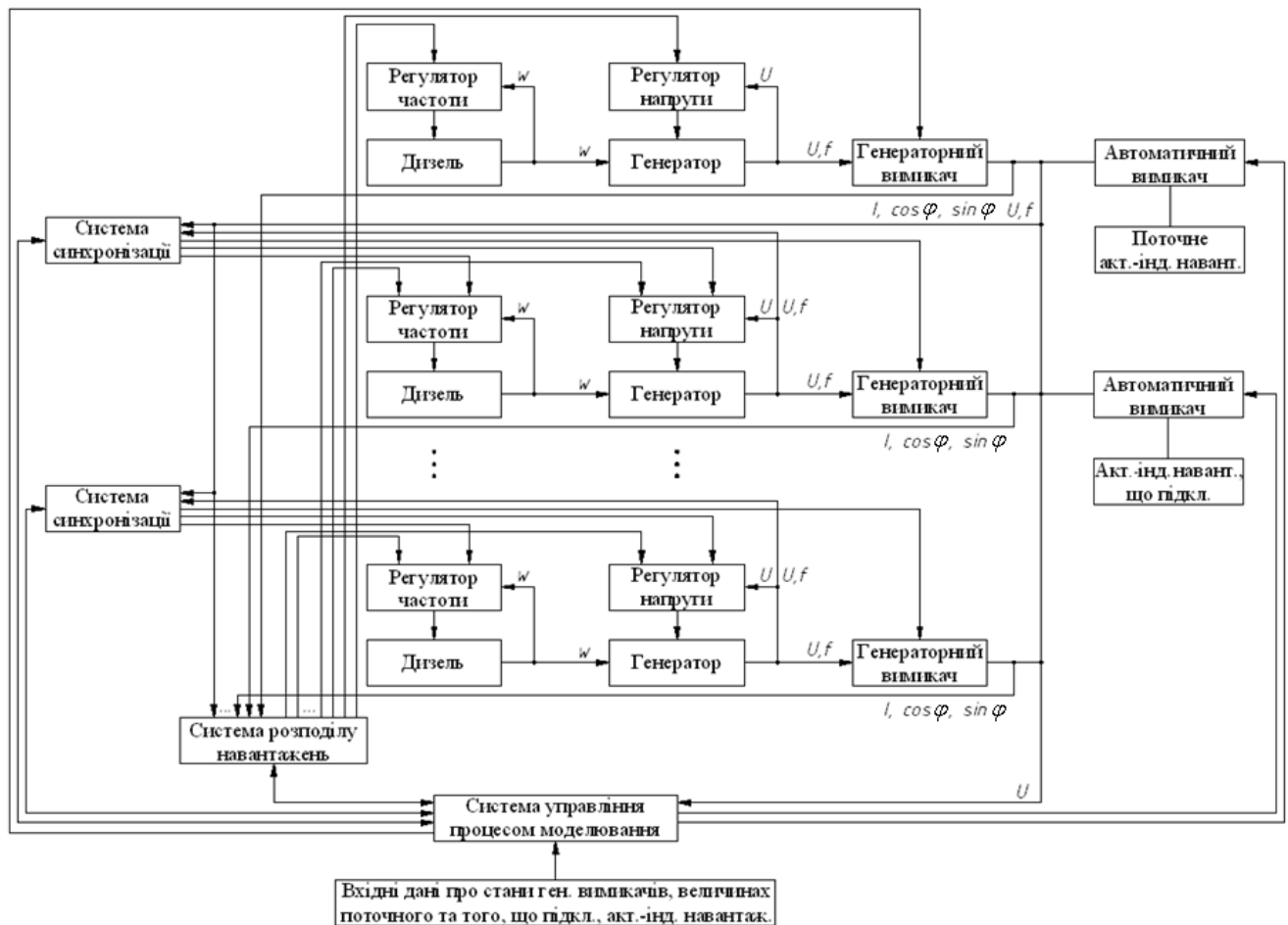


Рис. 3.18. Структурна схема моделі електростанції для розрахунку величини провалу напруги при підключенні АД

У роботі пропонується на етапі створення мнемосхеми електростанції створити блок-діаграму з відповідними силовими агрегатами, засобами автоматизації (регуляторами частоти і напруги, пристроями синхронізації і розподілу навантажень), еквівалентним активно-індуктивним навантаженням і

асинхронним двигуном, моделювання підключення якого буде виконуватися. Для можливості управління конфігурацією моделі також необхідний відповідний блок, який буде керувати засобами автоматизації і станами автоматичних вимикачів; для мінімізації часу моделювання до його функцій можна віднести відстеження зміни похідної напруги після підключення асинхронного двигуна і, при переході її в область позитивних значень, зупинку моделювання.

Тоді при необхідності розрахунку очікуваного провалу напруги при включенні асинхронного двигуна заданої потужності можна виконувати виклик моделі з аргументами, що визначають стани генераторних вимикачів, поточне активно-індуктивне навантаження електростанції і потужність асинхронного двигуна, що підключається, і повертаним значенням – величиною провалу напруги. На рис. 3.18 приведена структурна схема моделі електростанції для розрахунку очікуваного провалу напруги.

Далі наведена модель електростанції, складена у відповідності до наведених вище вимог. До складу моделі (рис. 3.19) входять три дизель-генератора з автоматичними регуляторами частоти і напруги, навантаження, еквівалентне за потужністю паралельно включеним споживачам електроенергії в заданий момент, і асинхронний двигун. Всі блоки, крім основного ДГА і навантаження, мають можливість керування підключенням до автономної мережі. Для забезпечення паралельної роботи дизель-генераторів в СЕУ використовуються системи синхронізації і розподілу навантажень, представлені на рис. 3.19 кінцевими автоматами А1 – А4 (на рис. 3.20, б і 3.21 наведені граф-схеми автоматів, створені за допомогою інструменту Matlab Stateflow; автомати створені на основі аналізу роботи [87]). Управління послідовністю включення систем автоматизації, генераторних і автоматичних вимикачів здійснюється також за допомогою кінцевого автомата (на рис. 3.20 – А_control; граф-схема – рис. 3.20, а). Оскільки наведену модель в роботі пропонується використовувати при управлінні електростанцією в режимі реального часу, після підключення асинхронного двигуна виконується розрахунок знака похідної напруги автономної мережі за часом: при досягненні ним нульового (або першого позитивного) значення буде отримана часова крапка з мінімальним значенням напруги, після чого можна виконати розрахунок значення провалу і зупинити моделювання. Взаємодія програмного забезпечення з моделлю (створення та ініціалізація змінних робочого простору Matlab, необхідних для моделювання – завантаженостей та станів генераторних вимикачів кожного з ДГА, потужності асинхронного двигуна, що підключається; виконання моделювання; розрахунок провалу і повернення отриманого значення в програму) виконується за допомогою інтерфейсу Matlab Engine.

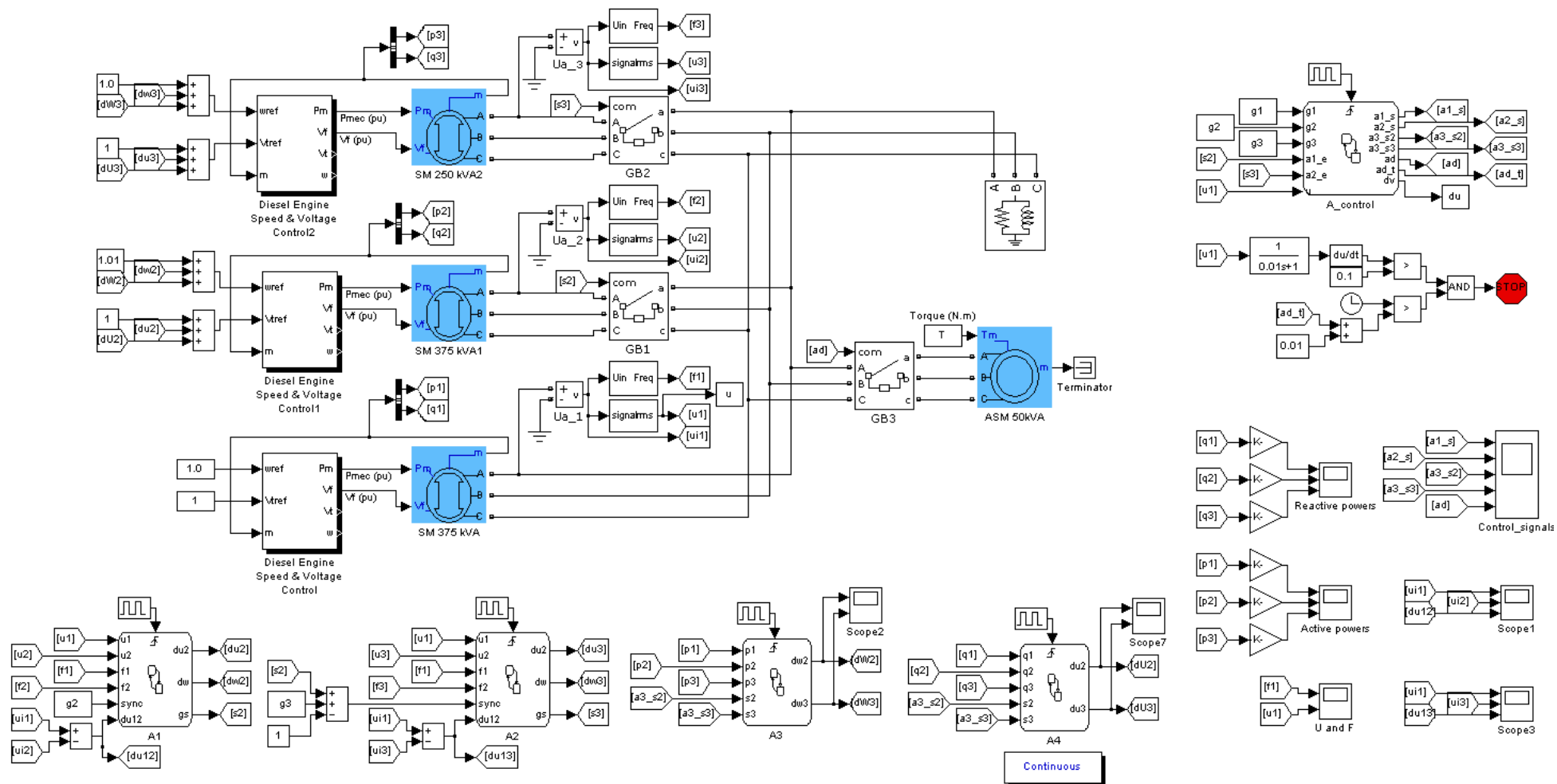
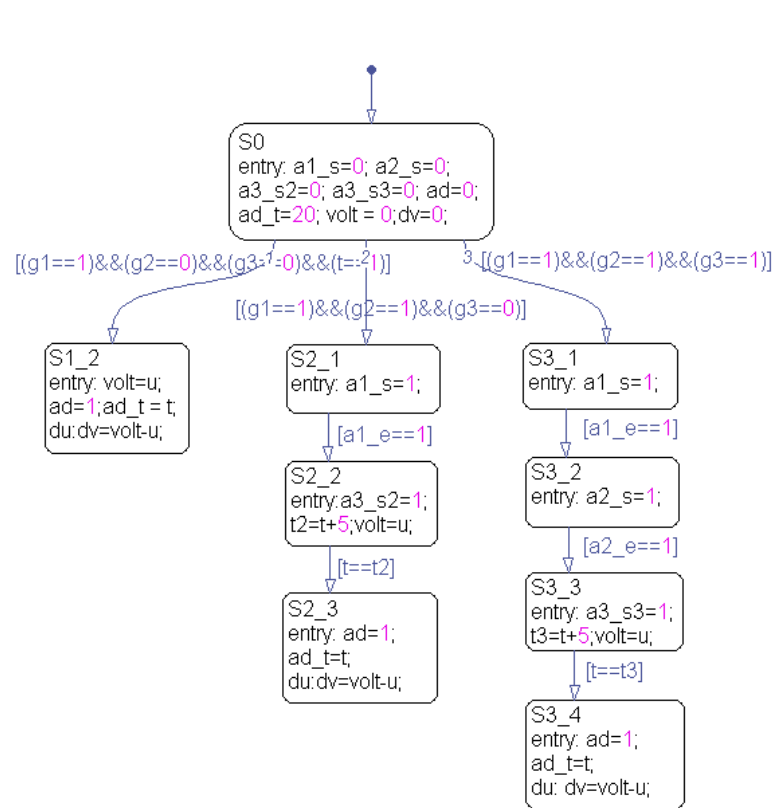
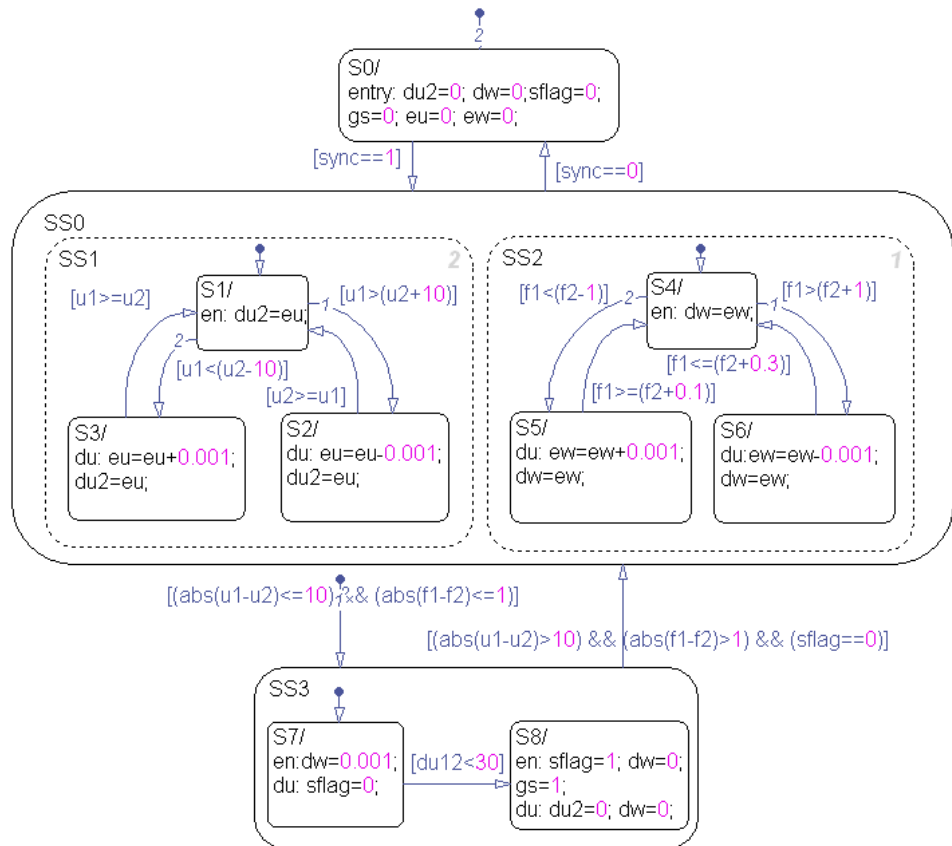


Рис. 3.19. Імітаційна модель суднової електроенергетичної системи



а



б

Рис. 3.20. Граф-схема кінцевого автомата: а – керуючого засобами автоматизації і трифазними вимикачами (A_control); б – керуючого процесом синхронізації генератора з мережею (A1; для A2 граф-схема аналогічна)

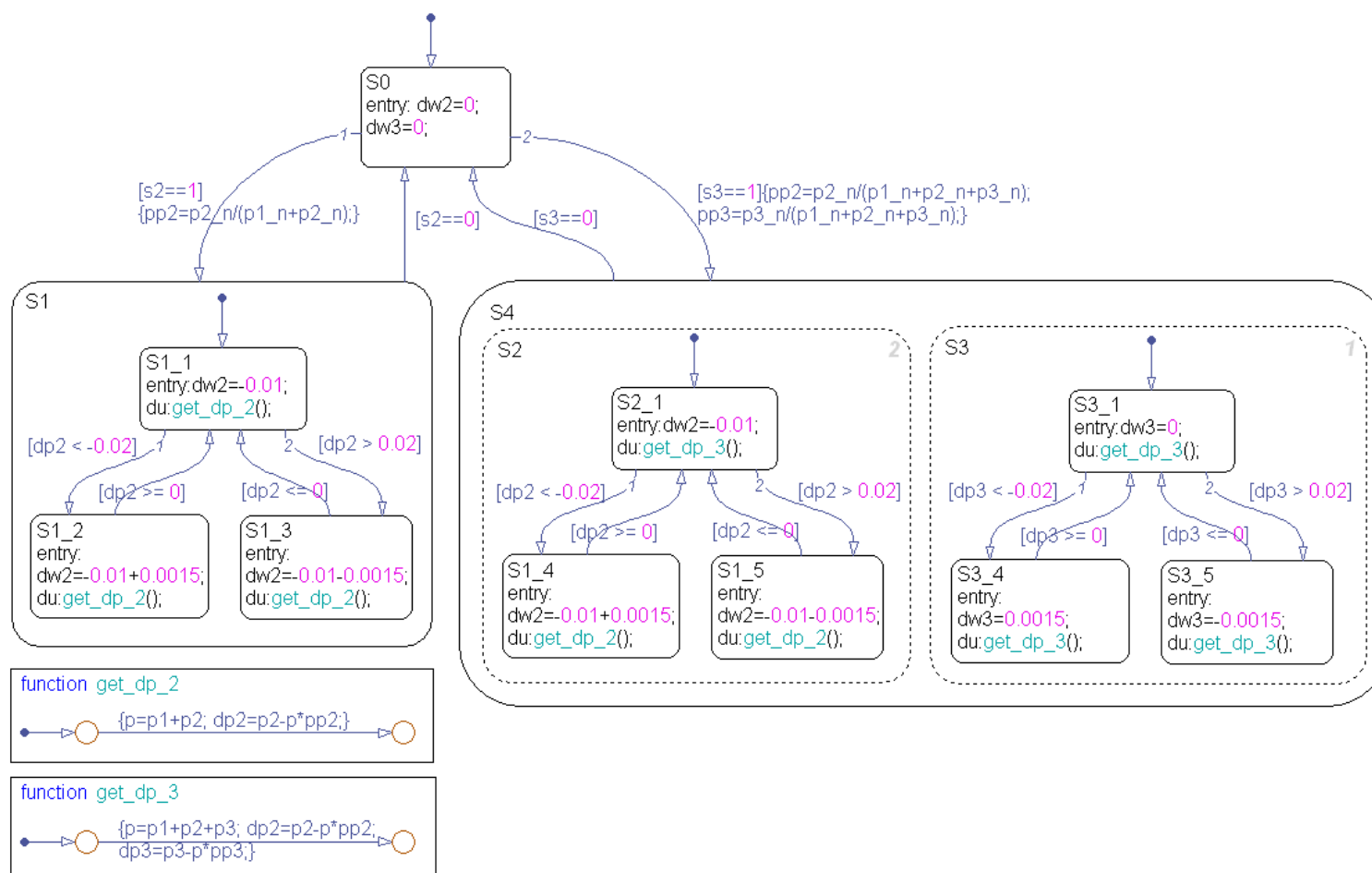


Рис. 3.21. Граф-схема кінцевого автомата, керуючого процесом розподілу активних навантажень між паралельно працюючими дизель-генераторами (А3; для А4 граф-схема аналогічна)

3.6. Засоби статистичного аналізу процесу коливань потужності і оптимізація складу дизель-генераторних агрегатів

Однією з функцій програмного забезпечення верхнього рівня АСУ СЕУ є збирання та збереження даних про режими роботи дизель-генераторних агрегатів і силового обладнання. Ця інформація може бути використана для моніторингу параметрів якості електроенергії та для оптимізації складу дизель-генераторних агрегатів при модернізації електростанції.

Статистичний аналіз процесу коливань потужності електростанції

Завданням статистичного аналізу процесу коливань потужності є визначення середньої потужності:

$$P_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{n}, \quad (3.15)$$

де n – кількість вимірювань за розглянутий проміжок часу; максимальних і мінімальних значень потужності:

$$P_{max} = \max_{i \in [1, n]} P_i; \quad P_{min} = \min_{i \in [1, n]} P_i; \quad (3.16)$$

максимального відхилення потужності від середнього значення:

$$\delta P_{max} = \max_{i \in [1, n]} |P_i - P_{avg}|; \quad (3.17)$$

максимальних і мінімальних значень сплеску потужності:

$$\delta P_{1, max} = \max_{i \in [2, n]} (P_i - P_{i-1})|_{P_i > P_{i-1}}, \quad \delta P_{2, max} = \max_{i \in [2, n]} |P_i - P_{i-1}|_{P_i < P_{i-1}}; \quad (3.18)$$

кількості сплесків і провалів потужності:

$$m_1 = \text{count}_{i \in [2, n]} (P_i > P_{i-1}), \quad m_2 = \text{count}_{i \in [2, n]} (P_i < P_{i-1}); \quad (3.19)$$

середніх значень сплесків і провалів потужності:

$$\delta P_1 = \frac{\sum_{i=2}^n (P_i - P_{i-1})|_{P_i > P_{i-1}}}{m_1}; \quad \delta P_2 = \frac{\sum_{i=2}^n |P_i - P_{i-1}|_{P_i < P_{i-1}}}{m_2} \quad (3.20)$$

за весь період роботи електростанції або за вказаний користувачем часовий інтервал (квартальний, місячний, добовий). Отримана інформація може бути використана для перевірки адекватності моделі електростанції для ідентифікації законів розподілу випадкових процесів комутацій споживачів; для прогнозування параметрів перешкод, які можуть негативно впливати на електронну апаратуру, а також для визначення доцільності прийняття більш жорстких заходів по підвищенню стабільності параметрів автономної мережі та для вирішення необхідних оптимізаційних задач щодо регуляторів систем, відповідальних за якість напруги мережі.

Оптимізація складу дизель-генераторних агрегатів електростанції

Одним з важливих показників роботи дизельних електростанцій є економічність, яка визначається відношенням виробленої енергії до витрат палива за годину роботи. Зниження витрат палива дозволить підвищити енергетичну ефективність автономної дизельної електростанції. Основними

причинами збільшення витрати палива є низька температура і неефективна завантаженість дизель-генераторів [109]. У роботах [100, 128] розглянуті способи зниження витрат палива діючих СЕУ за допомогою введення буферних накопичувачів електроенергії та переведення дизель-генераторів на змінну частоту обертання залежно від електричного навантаження. Однак наведені способи вимагають кардинальної реорганізації складу та режимів роботи електростанції. У дослідженні пропонується алгоритм вибору оптимальних значень номінальних потужностей дизель-генераторних агрегатів, заснований на статистичній обробці інформації про добові вироботки енергії генераторами, що накопичується програмним забезпеченням верхнього рівня АСУ електростанцією. Розраховані номінальні потужності можуть бути використані для вибору ДГА при модернізації суднової електростанції.

Оптимальним навантаженням дизель-генератора вважається навантаження, близьке до 75% від номінального: при роботі двигуна на менше навантаження збільшується питома витрата палива і проявляється ефект карбонізації, викликаній накопиченням в циліндрах продуктів неповного згоряння палива, що негативно впливає на ресурс двигуна; завантаження генераторного агрегату більш ніж на 75% також веде до значного зниження коефіцієнта корисної дії [128]. Непрямим показником ефективності використання агрегату є тривалість його роботи. Алгоритм вибору оптимальних потужностей дизель-генераторів, наведений у роботі, заснований на двох критеріях: мінімізації витрат палива і максимізації часової завантаженості двигунів. Також базовою умовою є незмінність кількості генераторів електроенергії при проведенні модернізації електростанції.

Для коректного вибору потужностей генераторів необхідно в першу чергу на основі інформації, накопиченої за певний період експлуатації автоматизованої системи управління, виконати розрахунок пікового навантаження електростанції:

$$P_i = \max_{j \in [1; m \cdot n]} \sum_{i=1}^g P_j^i, \quad (3.21)$$

де P_j^i – потужність, що віддається P^i – тим ДГА в j -тий момент часу; g – кількість дизель-генераторів; m – кількість повних діб, протягом яких виконувалося накопичення інформації; n – кількість записів за добу.

Максимальне навантаження, рівне сумарній потужності всіх дизель-генераторів, обчислюється виходячи з пікового з невеликим (до 20%) запасом:

$$P_{\max} = k_{\text{зап}} \cdot P_i, \quad (3.22)$$

де $k_{\text{зап}}$ – коефіцієнт запасу в частках одиниці.

Оскільки оптимальною буде комбінація потужностей дизель-генераторних агрегатів, при якій середнє відхилення від номінального завантаження мінімально, а тривалість робіт ДГА максимальна, то далі необхідно виконати наступну послідовність дій.

1. Формування усередненої добової виробки електроенергії всіма ДГА:

$$\overline{P}_i = \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^g P_{j,i}^k}{m} \quad (3.23)$$

для $i \in [1, n]$.

2. Формування множини можливих комбінацій номінальних потужностей ДГА. Вихідними даними для їх розрахунку є мінімальна потужність дизель-генератора $P_{\min}^1$, крок варіювання потужності ΔP^1 і потужність, яку мають забезпечити всі дизель-генератори $P_{\max}$. Кількість можливих комбінацій розраховується як:

$$c = \sum_{i=1}^{c_{\max}} c_i, \quad (3.24)$$

$$\text{де } c_{\max} = \frac{P_{\max} - g \cdot P_{\min}^1}{\Delta P^1} + 1 \text{ і } c_i = c_{\max} - (i - 1).$$

Для кожної c_i – тої кількості комбінацій розраховуються кортежі номінальних потужностей ДГА як (на прикладі трьох агрегатів):

$$\langle P_k^1, P_k^2, P_k^3 \rangle, \quad (3.25)$$

де

$$\begin{aligned} P_k^1 &= P_{i,j}^1 = P_{\min}^1 + i \cdot \Delta P^1; \quad P_k^2 = P_{i,j}^2 = P_{\min}^1 + j \cdot \Delta P^1; \\ P_k^3 &= P_{i,j}^3 = P_{\max} - P_k^1 - P_k^2; \end{aligned} \quad (3.26)$$

для кожного $j \in [1; c_i]$.

3. Розрахунок потужностей, що віддаються на загальне навантаження, для кожного дизель-генераторного агрегату з кожного кортежу. Розрахунок виконується виходячи з усередненої добової виробки електроенергії та наступних умов: першим підключається до шин ГРЩ генератор з номінальною потужністю, рівною першому значенню кортежу; кожний наступний генератор включається на паралельну роботу за умови завантаженості попереднього більш ніж на 80%; при завантаженні менше 20% хоча б одного з генераторів останній включений на паралельну роботу ДГА відключається; навантаження розподіляється строго пропорційно номінальним потужностям генераторів.

4. Розрахунок середнього відхилення завантаженості дизель-генераторів від номінальної завантаженості (0,75):

$$\overline{\Delta k_k} = \frac{1}{g \cdot n} \cdot \sum_{i=1}^g \sum_{j=1}^n \left| \frac{P_j^i}{P_i^i} - 0,75 \right| \quad (3.27)$$

і середньої тривалості роботи всіх ДГА:

$$\overline{t_k} = \frac{1}{g} \cdot \sum_{i=1}^g \text{count} (P_j^i > 0) \quad (3.28)$$

для кожного k -того кортежа.

5. Вибір кортежів, середнє значення відхилень завантаженості для яких мінімально, і далі серед обраних – того (тих), для якого середня тривалість роботи ДГА максимальна:

$$\max_{t_k} \min_{\Delta k_k} \left\langle P_k^1, P_k^2 \dots P_k^i, \overline{t_k}, \overline{\Delta k_k} \right\rangle. \quad (3.29)$$

Отриманий в результаті кортеж (кортежі) і будуть містити значення номінальних потужностей, при яких дизель-генератори будуть використовуватися найбільш ефективно.

Оскільки зберігання інформації про режими роботи дизель-генераторів здійснюється за допомогою бази даних, наведену послідовність дій можна реалізувати з використанням засобів СУБД, алгоритм взаємодії з якої наведено на рис. 3.22.

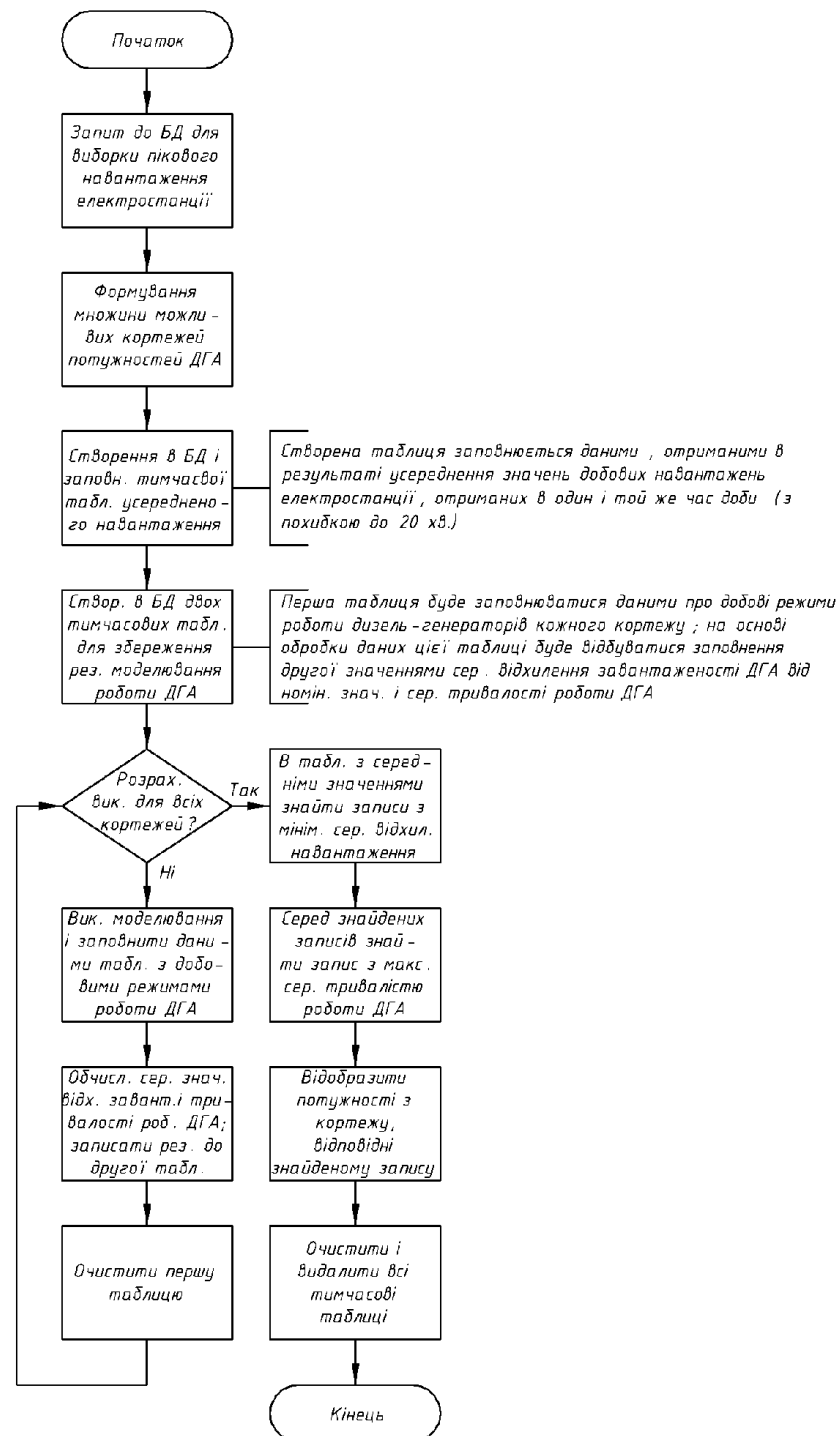


Рис. 3.22. Алгоритм обробки даних з метою вибору оптимального складу генераторних агрегатів

3.7. Дослідження відповідності ПЗ нормам якості

При проектуванні програмного забезпечення верхнього рівня АСУ СЕУ одним з ключових питань є його якість. Загальноприйнятою визнана модель якості ПЗ SQuaRE, заснована на стандартах серії ISO/IEC (25000-25099). Відповідно до цієї моделі оцінка якості є трьохрівневою і полягає у визначенні для кожного типу ПО необхідних характеристик, для кожної з характеристик – атрибутів і для кожного з атрибутів – метрик. Стандарти також регламентують основні характеристики для всіх типів ПЗ: функціональність, практичність, ефективність, надійність, супроводжуваність і мобільність. Далі наведені методики розрахунку основних для проектованого програмного забезпечення характеристик.

3.7.1. Функціональне тестування ПЗ

Як атрибути функціональності програмного забезпечення можна виділити придатність і точність виконання функцій, здатність до взаємодії зі сторонніми програмним забезпеченням і апаратними засобами автоматизації [26]. В роботі [54] наведені методи оцінки функціональності ПЗ і обґрунтована ефективність використання тестування з цією метою.

Основою для проведення тестування функціональності програмного забезпечення є вимоги, яким воно повинно задовольняти. У п. 3.1 наведені вимоги до ПЗ для моніторингу та управління СЕУ. Оскільки програмне забезпечення є складовою частиною програмно-апаратного комплексу, для його тестування необхідна наявність моделей, які імітують поведінку апаратних засобів і об'єкта автоматизації як єдиного цілого. У п. 4.1 наведені моделі контролера автоматизації, системи моніторингу якості електроенергії та системи синхронізації і розподілу навантажень, які й пропонується використовувати з цією метою.

Функціональне тестування звичайно розділяють на кілька рівнів: модульне, інтеграційне і системне [55]. Процедура тестування полягає у виконанні наступної послідовності дій: визначення критерію повноти тестування; складання повного набору тестових ситуацій; оформлення звіту з інформацією про результати тестування. Результатом проведення тестування мають бути значення метрик атрибутів функціональності – придатності, точності і здатності до взаємодії. Оскільки тестування ПО є багатоступеневим процесом, в роботі пропонується створення таблиці, аналогічної табл. 3.1, заповнення якої буде відбуватися після проходження кожного етапу тестування.

Таблиця 3.1. Результати функціонального тестування ПЗ

Візуальні метафори (компоненти і засоби аналізу)	Модульне тестування			Інтеграційне тестування			Системне тестування								
	Придатність	Способність	Точність	Придатність	Способність	Точність	Придатність			Способність			Точність		
							Ваг. коеф.	Повн.покр.	Рез. тест.	Ваг. коеф.	Повн.покр.	Рез. тест.	Ваг. коеф.	Повн.покр.	Рез. тест.
Дизель-генераторний агрегат	1	1	–	1	1	–	1	1	1	0,5	1	1	–	–	–
Захист ДГА	1	1	1	1	1	–	1	1	1	1	1	1	1	1	0,9
Система синхронізації	1	1	–	1	1	–	1	1	1	1	1	1	–	–	–
Система розподілу навантажень	–	–	–	1	1	1	1	0,7	1	1	1	1	0,8	1	0,7
Система моніторингу якості ел/енергії	1	1	–	–	–	–	1	1	1	–	–	–	–	–	–
Автоматичний вимикач	1	1	–	1	1	–	1	1	1	1	1	1	–	–	–
Світлодіод	1	1	–	–	–	–	1	1	1	0,5	1	1	–	–	–
Кнопка з фіксацією	1	1	–	–	–	–	1	0	0	1	0	0	–	–	–
Кнопка імпульсна	1	1	–	–	–	–	1	1	1	1	1	1	–	–	–
Компоненти індикації	–	–	–	1	–	–	1	1	1	–	–	–	–	–	–
Асинхронний двигун	1	–	–	1	–	–	1	1	1	–	–	–	–	–	–
Трансформатор	1	–	–	1	–	–	1	1	1	–	–	–	–	–	–
Шина	–	–	–	1	–	–	1	1	1	–	–	–	–	–	–
Аналіз пакетів даних	–						0,5	1	1	–					
Дані про завантаженість каналу зв'язку							0,5	1	1						
Дані про режими роботи ДГА							0,5	1	1						
Автоматизація тестування							0,7	1	1						

Завданням модульного тестування є визначення метрик атрибутів функціональності окремих компонентів ПЗ. Для більшості компонентів програмного забезпечення поведінка в режимі конструктора значно відрізняється від поведінки в режимі управління електростанцією та реалізована (спроектована і закодована) у вигляді двох окремих кінцевих автоматів (розд. 3.2). Наведений підхід дозволяє ізоморфно перейти до автомата, який моделює поведінку компонента, і як критерій повноти тестування застосувати покриття його переходів [55]. Використання двох автоматів дозволяє відокремити розрахунок метрик придатності (повнота тестового покриття для автомата, який моделює поведінку в режимі конструктора схеми) і здатності до взаємодії (для поведінки в режимі управління електростанцією). Подібний підхід прийнятний лише для компонентів, які беруть участь в обміні даними з апаратними засобами автоматизації і не вимагають обов'язкового інформаційного обміну з іншими компонентами (ДГА, Захист ДГА, Система синхронізації і моніторингу якості електроенергії, Кнопка управління, Автоматичний вимикач, Світлодіод). Для компонентів, які використовуються лише для візуальної повноти мнемосхеми і не вимагають зв'язку з іншими компонентами (Асинхронний двигун, Трансформатор, всі компоненти індикації), визначається тільки придатність. Значення точності як ступеня відповідності спрацювання пристроїв встановленим граничним значенням на етапі модульного тестування може бути розраховане лише для компонента Захист ДГА. Таким чином, в якості критерію повноти модульного тестування всіх компонентів, для яких воно проводиться, визначається повнота покриття переходів автоматів; повний набір тестових ситуацій складається на основі умов переходів автоматів. Оскільки даний етап тестування відноситься до відлагоджувального, перехід до додавання функціональності і проведення наступного етапу тестування відбувається лише за умови 100% покриття тестових ситуацій.

Як приклад розглядається тестування компонента Автоматичний вимикач. На рис. 3.23 наведені автомати, які описують поведінку компонента в режимі конструктора схеми (а) і в режимі управління електростанцією (б).

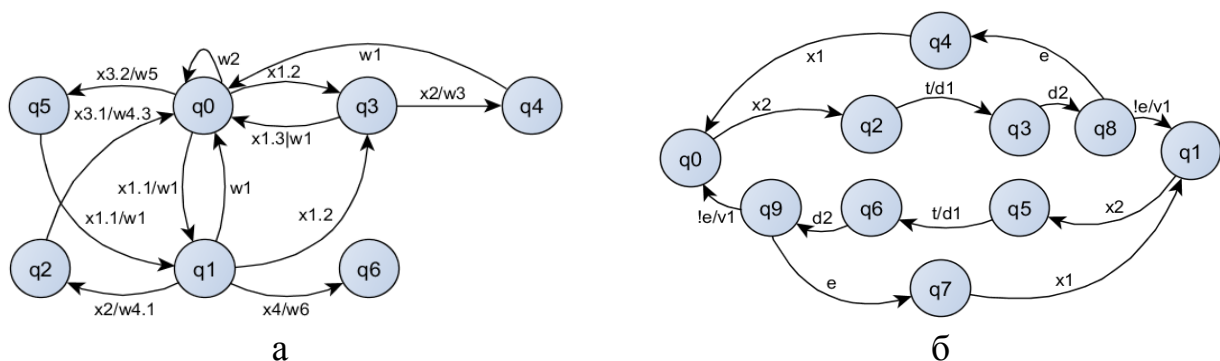


Рис. 3.23. Поведінка компонента Автоматичний вимикач

При тестуванні використовуються ті ж самі автомати, що і при описі і кодуванні поведінки компонента; верифікація зміни станів виконується за

допомогою вбудованих засобів компілятора для відлагодження програм. Повне покриття автомата, наведеного на рис. 3.23, а, відбувається при генерації послідовності повідомлень:

$$x1.1 \rightarrow x2 \rightarrow x3.1 \rightarrow x1.2 \rightarrow x2 \rightarrow w1 \rightarrow w2 \rightarrow x3.2 \rightarrow x1.1 \rightarrow \dots \\ \rightarrow x1.2 \rightarrow x1.3 \rightarrow x1.1 \rightarrow w1 \rightarrow x1.2 \rightarrow x2 \rightarrow w1 \rightarrow x1.1 \rightarrow x4 \dots$$

для автомата, наведеного на рис. 3.19, б:

$$x2 \rightarrow t \rightarrow d2 \rightarrow e \rightarrow x1 \rightarrow x2 \rightarrow t \rightarrow d2 \rightarrow !e \rightarrow \dots \\ \rightarrow x2 \rightarrow t \rightarrow d2 \rightarrow e \rightarrow x1 \rightarrow x2 \rightarrow t \rightarrow d2 \rightarrow !e \dots$$

Слід зазначити, що генерація окремих повідомлень (одержання даних $d2$, помилка e або відсутність помилки $!e$) можлива тільки при використанні контролера автоматизації або його моделі.

Наступним рівнем тестування є інтеграційне тестування, мета якого полягає у верифікації взаємодій між компонентами. Використання апарату паттернових мереж, в яких автомати, що реалізують поведінку компонентів, представлені у вигляді утворюючих, а кожен з видів інформаційного обміну між компонентами – у вигляді відношення зв'язку (розд. 3.3), дозволяє формалізувати опис взаємозв'язків між компонентами. Таким чином, в процесі інтеграційного тестування для кожної пари взаємодіючих компонентів в якості критерію повноти тестування можна використовувати покриття відносин зв'язку. Оскільки даний рівень тестування, так само як і модульне тестування, відноситься до відлагоджувального, то він може бути завершений лише при 100% покритті тестових ситуацій.

Завершальний рівень тестування – системний. Робота електростанції – це певна послідовність роботи ДГА і виконавчих механізмів у відповідності з технологічним процесом. Метою системного тестування є перевірка працездатності ПЗ при управлінні електростанцією, тому в якості критерію повноти тестування можна виділити покриття вимог до ПЗ. Перед складанням набору тестових ситуацій необхідно визначитися з класами нееквівалентних ситуацій. У роботі пропонується використовувати наступну множину нееквівалентних ситуацій: використання компонента кожного типу в режимі конструктора схеми; пуск і останов ДГА; підключення і відключення навантаження від шин ГРЩ; відображення параметрів ДГА; спрацьовування кожної з функцій захистів ДГА; синхронізація ДГА з шиною ГРЩ; розподіл навантаження між паралельно працюючими ДГА. Для здійснення повного тестування ПО набір ситуацій повинен включати всі перераховані нееквівалентні ситуації.

ПЗ для моніторингу та управління електростанцією є дискретно-подієвою системою, тому в якості способу складання тестових ситуацій можуть бути використані кінцеві автомати [53]. Однак, ПО також є і складовою програмно-апаратного комплексу, тому для можливості визначення функцій, які підлягають перевірці, і моделей і засобів ПЗ, які для цього використовуються, в роботі пропонується задавати тестову послідовність у вигляді R-схеми (рис. 3.24) [99, 112].

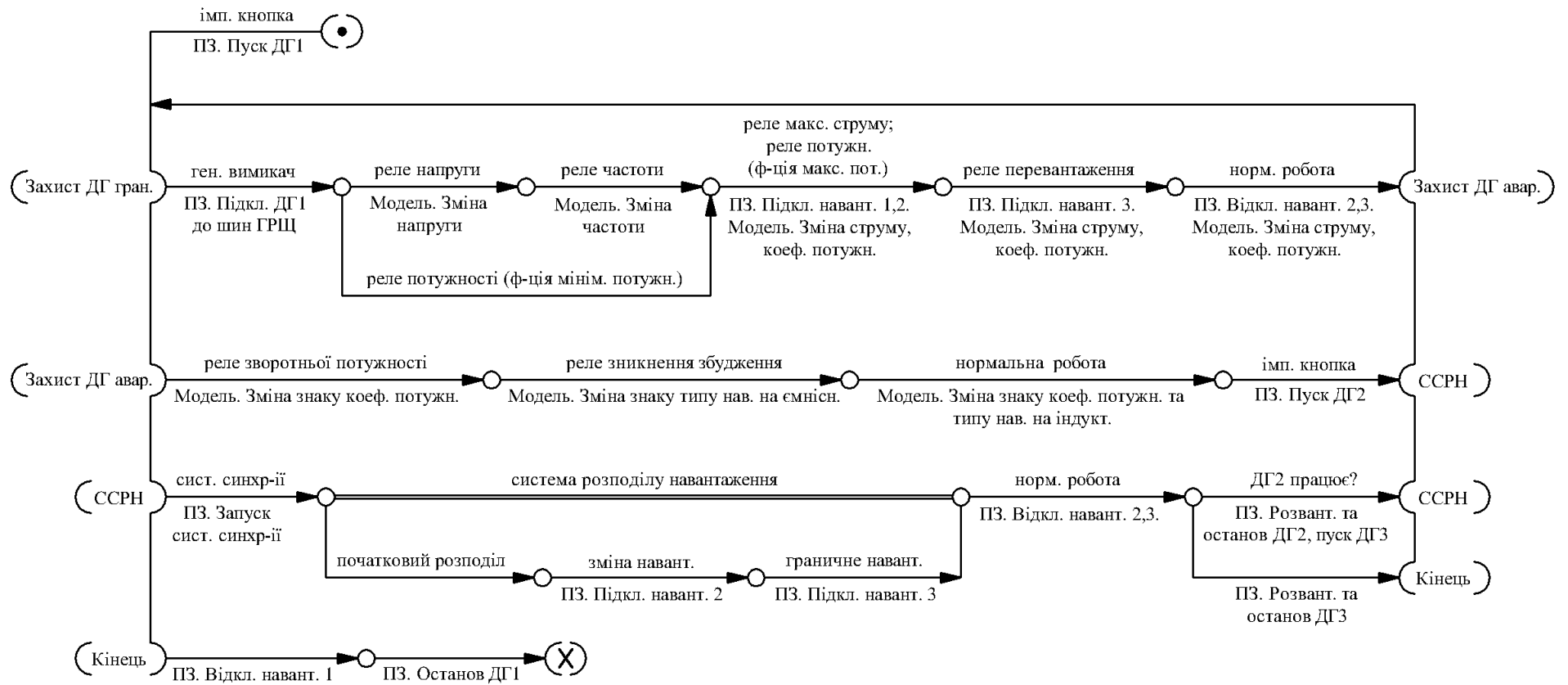


Рис. 3.24. Тестова послідовність дій для валідації ПЗ

Для автоматизації та прискорення процесу тестування пропонується реалізація R-схеми у вигляді керуючого скрипта, який у якості схеми імітації підтримує принцип особливих моментів [74]. Для ПЗ скрипт може бути представлений у вигляді додаткового діалогового вікна; запуск скрипта буде ініціювати виконання внесених до нього дій з певними часовими інтервалами.

Для інтерпретації результатів тестування всі інформаційні повідомлення та керуючі дії заносяться у файл протоколу. Після закінчення тестування дані з протоколу аналізуються, і на їх основі розраховуються придатність (частка коректно виконаних функцій від усіх перевірених), здатність до взаємодії (частка коректно відправлених і оброблених запитів) і точність для кожного компонента (усереднене значення часової неузгодженості спрацьовування захистів для Захисту ДГА; неузгодженість відсотків нерівномірностей розподілу навантаження для Системи розподілу навантаження). Отримані дані заносяться до табл. 3.1.

До завдань системного тестування також належать функції перевірки засобів, необхідних для виконання дій Аналітиком – аналіз змісту пакетів обміну даними, статистики навантаження на інформаційний канал, графіків роботи силових агрегатів і електричних навантажень. Їх перевірка можлива лише після певного часу роботи ПЗ в режимі управління електростанцією, і єдиним атрибутом функціональності, який може бути отриманий в результаті цієї перевірки, є придатність.

Для розрахунку чисельних значень придатності, здатності до взаємодії і точності для кожного компонента і кожного з засобів для забезпечення роботи Аналітика визначаються вагові коефіцієнти. Далі за допомогою адитивної згортки і нормалізації розраховуються значення атрибутів:

$$M = \frac{\sum_{i=1}^{15} k_{\delta, \bar{r}, i} \cdot k_{\delta, \delta, i} \cdot \alpha_i}{\sum_{i=1}^{15} \alpha_i} \quad (3.30)$$

де M – значення атрибута; $k_{m.n. i}$ – значення тестового покриття; $k_{p.m. i}$ – результати тестування; α_i – ваговий коефіцієнт метрики.

Для ПЗ для моніторингу та управління електростанцією за результатами тестування були розраховані наступні значення атрибутів: придатність – 0,91; здатність до взаємодії – 0,86; точність – 0,81. Аналізуючи результати всіх етапів тестування (табл. 3.1) можна зробити висновки, що підвищити значення атрибутів «придатність» і «здатність до взаємодії» можна шляхом посилення системного тестування, а покращення точності пов'язано зі зміною алгоритмів роботи ПЗ.

Значення функціональності розраховується за аналогічним алгоритмом: атрибутам призначаються вагові коефіцієнти і за допомогою згортки і нормалізації розраховується числове значення. Задавши коефіцієнти для придатності та здатності до взаємодії як 1, а для точності – як 0,8, можна отримати значення функціональності – 0,86.

3.7.2. Оцінка практичності програмного забезпечення

Оцінка практичності програмного забезпечення полягає в розрахунку значень трьох її атрибутів: ергономічності, зрозумілості та ефективності освоєння. Для кожного з атрибутів також виділяються підхарактеристики – показники, які оцінюються чисельно. В роботі [79] наведені методи оцінки метрик практичності; серед них як найбільш широко використовувані визначені тестування, експертна оцінка та опитування. Для ПЗ для моніторингу та управління автономною електростанцією в якості основи для оцінки практичності обрано опитування, приклад анкети для проведення якого наведено в табл. 3.2. Також в табл. 3.2 наведені важливі для даного типу ПЗ показники атрибутів.

Таблиця 3.2. Анкета для проведення опитування

Атрибути і показники	Оцінка (за 10-ти бальною шкалою)
1. Ергономічність	—
1.1. Само-описовість інтерфейса	
1.2. Простота виконання частих операцій	
1.3. Легкість виконання складних операцій	
1.4. Прийнятність затримок	
1.5. Зображення графічних компонентів	
1.6. Інформаційна повнота другорядних діалогових вікон	
2. Зрозумілість	—
2.1. Інтуїтивна зрозумілість	
2.2. Відповідність поведінки ПЗ очікувань	
2.3. Зручність використання бібліотеки компонентів	
3. Ефективність засвоєння	—
3.1. Простота повторного створення мнемосхеми	
3.2. Легкість відновлення навичок роботи з ПЗ	
3.3. Зручність визначення некоректних налаштувань обміну даними	

Для визначення показників практичності були залучені 10 користувачів. На основі даних, отриманих в результаті опитування, визначені нормовані середні статистичні значення показників практичності:

$$S_j = \frac{1}{k} \cdot \frac{\sum_{i=1}^m \alpha_{ij}}{m} \quad (3.31)$$

де k – нормувальний коефіцієнт (максимальна оцінка – 10); α_{ij} – оцінка j -того показника i -тим користувачем; m – кількість опитаних користувачів.

Далі за допомогою введення вагових коефіцієнтів важливості і адитивної згортки виконується розрахунок значень атрибутів:

$$A_j = \frac{1}{\sum_{i=1}^{m_j} p_{ij}} \cdot \sum_{i=1}^{m_j} (S_{ij} \cdot p_{ij}^{(n)}) \quad (3.32)$$

де $p_{ij}^{(n)}$ – ваговий коефіцієнт i -того показника j -того атрибута; S_{ij} – нормоване середнє статистичне значення i -того показника j -того атрибута; m_j – кількість показників j -того атрибута.

Аналогічним чином (введенням коефіцієнтів важливості і використанням адитивної згортки) можна отримати чисельне значення практичності. Результати розрахунків зведені в таблиці 3.3.

Для візуалізації результатів розрахунку пропонується використовувати радіальну метричну діаграму [95, 98], за допомогою якої зручно відображати «покриття» вимог до показників (рис. 3.20).

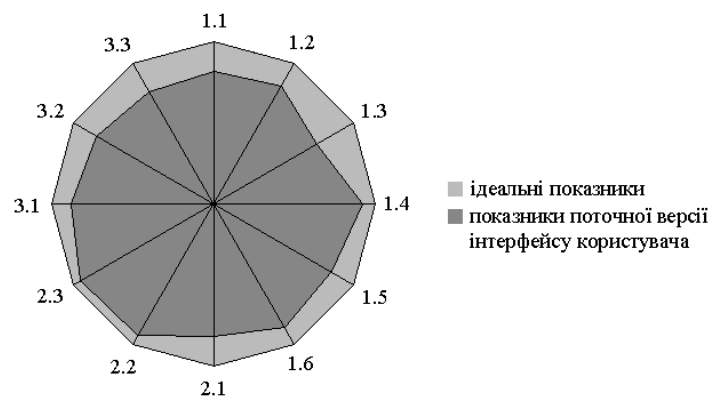


Рис. 3.20. «Покриття» вимог до показників практичності

Представлення результатів оцінки практичності за допомогою одного числа не виявляє можливі проблемні місця [79], однак воно дозволяє на різних етапах розробки і впровадження ПЗ визначати необхідність подальших змін і результатів їх виконання. Конкретизувати напрямок першочергових змін в ПЗ можна розглядаючи результати розрахунків в «зворотному» напрямку.

Для цього необхідно вибрати атрибути з найбільш значимими вагами, а потім серед обраних – з найменшими розрахованими значеннями:

$$\min_{A_j} \max_{p_j} \langle A_j, p_j^{(a)} \rangle, \quad (3.33)$$

і далі вибрати найменші за значенням з найбільших за вагою показників атрибутів, які були обрані на попередньому етапі:

$$\min_{S_{ij}} \max_{p_{ij}} \langle S_{ij}, p_{ij}^{(n)} \rangle. \quad (3.34)$$

Результатом проведення описаної процедури буде множина показників, у напрямку яких поліпшення ПЗ є найбільш важливим. Для полегшення розрахунків мінімаксних критеріїв можна розрахувати значення атрибутів і показників з урахуванням «зворотної» ваги, розрахованої як алгебраїчне доповнення до 2 «істинної» ваги:

$$A_j^* = (2 - p_j) \cdot A_j, \quad (3.35)$$

$$S_{ij}^* = (2 - p_{ij}) \cdot S_{ij}. \quad (3.36)$$

Тоді визначення найбільш критичних показників для покращання практичності ПЗ відповідатиме процедурі визначення найменших значень доповнених атрибутів, а потім – серед найменших значень доповнених показників:

$$\min_{p_{ij}} \min_{A_j} \langle A_j^*, \{S_{ij}^*\} \rangle. \quad (3.37)$$

Далі розглянуто аналіз результатів розрахунку практичності ПЗ для моніторингу та управління енергосистемою. Після розрахунків були отримані діаграма «покриття» вимог і чисельне значення практичності – 0,86. Наприклад, це значення і покриття були виявлені незадовільними, тому в ПЗ вирішено внести зміни. Область змін (конкретніше – показники практичності) необхідно визначати з урахуванням значущості окремих напрямків. Для цього з вагових коефіцієнтів атрибутів обирається найбільший – 1,00, що розшифровується як «для даного ПЗ ергономічність є найбільш важливою». Далі з вагових коефіцієнтів показників, які є складовими ергономічності, обирається найбільший – 1,00. Заданій вазі відповідають два показника – «простота виконання частих операцій» і «легкість виконання складних операцій». З останніх обирається той, у якого отримане в результаті опитування середнє статистичне значення найменше («легкість виконання складних операцій») – саме в цьому напрямку зміни є найбільш важливими. Проте найчастіше для задовільної практичності необхідно змінити кілька взаємозалежних показників, тому можна, виключивши отриманий показник, провести наведену процедуру повторно. Результатом для розглянутої ситуації буде показник «зручність визначення некоректних налаштувань обміну даними» – зміни в цьому напрямку також будуть значно впливати на покращення практичності.

Спростити вказану послідовність дій можна розрахувавши доповнені значення атрибутів і показників (значення «доповнюються» для мінімізації впливу на результат атрибутів і показників з малими вагами). Після їх розрахунку обирається найменше доповнене значення атрибуту – 0,83 (атрибут «ефективність освоєння») і для відповідного атрибута – найменше доповнене значення показника – 0,8 (показник «зручність визначення некоректних налаштувань обміну даними»). Для визначення другого за необхідністю змін напрямку проводиться аналогічна процедура, але при виключеному атрибуті «ефективність освоєння». Результатом виконання останньої буде показник «легкість виконання складних операцій».

Після вибору показників, в напрямку яких необхідно проводити першочергові зміни, інтерфейс ПЗ коригується і далі знову проводиться опитування і його результати обробляються наведеним способом. Цей процес повторюється до тих пір, поки «покриття» вимог і значення практичності не стануть задовільними.

Таблиця 3.3. Результати обробки даних для розрахунку практичності ПЗ

Атрибути і показники	Середня нормована оцінка	Ваговий коефіцієнт важливості/значення		Значення атрибута	Доповнені значення	
		показника	атрибута		атрибута	показника
1. Ергономічність	—	—	1,00	0,84	0,84	—
1.1. Само-описовість інтерфейса	0,82	0,90	0,84			0,90
1.2. Простота виконання частих операцій	0,84	1,00				0,84
1.3. Легкість виконання складних операцій	0,74	1,00				0,74
1.4. Прийнятність затримок	0,92	0,90				1,01
1.5. Зображення графічних компонентів	0,84	0,80				1,01
1.6. Інформаційна повнота другорядних діал. вікон	0,88	0,90				0,97
2. Зрозумілість	—	—	0,90	0,81	0,89	—
2.1. Інтуїтивна зрозумілість	0,82	1,00	0,90			0,82
2.2. Відповідність поведінки ПЗ очікуваній	0,94	0,90				1,03
2.3. Зручність використання бібліотеки компонентів	0,95	0,80				1,14
3. Ефективність засвоєння	—	—	0,90	0,76	0,83	—
3.1. Простота повторного створення мнемосхеми	0,88	1,00	0,84			0,88
3.2. Легкість відновлення навичок роботи з ПЗ	0,84	0,90				0,92
3.3. Зручність визначення некоректних налаштувань	0,80	1,00				0,80
Результат				0,86		

3.7.3. Використання апарату паттернових мереж для аналізу інформаційних потоків в розподіленій системі управління

Процеси, що потребують обміну даними ПЗ з пристроями нижчих рівнів системи управління, за характером періодичності можна умовно розділити на три групи: моніторинг параметрів мережі та ДГА, станів автоматичних вимикачів з детермінованим часовим інтервалом (за величиною не перевищуючий мінімальний з часів, необхідних для реалізацій функцій захистів ДГА); моніторинг параметрів ДГА, управління пристроями синхронізації і зміна станів автоматичних вимикачів за запитом оператора; спрацьовування функцій захистів ДГА і формування сигналів на зміну навантаження дизель-генератора. Функціонування наведених процесів далі можна розглядати як обробку заявок від компонентів ПЗ, для обслуговування яких використовується механізм обміну пакетами даних між КСУ і мікропроцесорними системами керування силовими агрегатами. Використовуючи наведене групування процесів обміну даними, потік заявок можна розглядати як об'єднання детермінованого потоку, пов'язаного з діями першої групи, і двох випадкових, пов'язаних з діями другої і третьої груп, причому при коректно налаштованій системі управління і справних силових агрегатах потік заявок від компонентів, пов'язаних із забезпеченням дій третьої групи, буде відсутнім. Процес обслуговування кожної заявки від компонента полягає у передачі пакета інформаційно-керуючих даних певній мікропроцесорній системі і отриманні відповідного пакета з подальшою його передачею компоненту-запитувачу. Оскільки для інтерфейсу та протоколу, що використовуються (RS-485, Modbus RTU), розміри пакетів даних строго регламентовані, а швидкість інформаційного обміну однакова для всіх пристроїв, то час обслуговування кожної заявки детермінований і, в загальному випадку, різний для різних заявок.

Таким чином, управління та моніторинг параметрів СЕУ за допомогою взаємодії компонентів ПЗ з мікропроцесорними засобами автоматизації можна розглядати як замкнену одноканальну систему масового обслуговування з вхідним потоком заявок, отриманим об'єднанням випадкового і детермінованого потоків, і детермінованим часом обслуговування $(\vec{G} \cup \vec{D} | \vec{D} | 1)$.

Основними характеристиками СМО є середнє, мінімальне і максимальне значення довжини черги і завантаженість каналу обміну даними. Оскільки проектувана АСУ відноситься до класу систем управління реального часу, до характеристик СМО необхідно додати мінімальний, максимальний і середній час обробки черги: на основі їх значень можна зробити висновок про можливість перенесення на програмний рівень функцій апаратних засобів (захисту ДГА, управління автоматичними вимикачами).

На рис. 3.17 представлена структура програмного забезпечення у вигляді паттернної мережі. Виходячи з опису утворюючої $g18$ і інкапсульованого в ній автомата A_8 , для аналізу процесів обміну даними між програмними забезпеченнями верхнього рівня і засобів автоматизації детальному розгляду

підлягають зв'язки, об'єднані відношеннями ρ_2 , ρ_3 , ρ_4 і ρ_7 . У роботі пропонується в якості атрибутів утворюючих, зв'язки яких можуть створювати з'єднання за допомогою перерахованих відношень, використовувати довжини пакетів запиту і очікуваної відповіді (у байтах) для кожного відповідного показника зв'язку. Тоді утворюючим $g4 - g18$ можна поставити у відповідність наступні вектори ознак:

$$\begin{aligned}
a(g4^{i,j_1}) &= (4, \gamma_{4,30}^{i,j_1}, \gamma_{4,31}^{i,j_1}, [\beta_{4,0}^{i,j_1}]^1, [\beta_{4,1}^{i,j_1}]^2, [\beta_{4,2}^{i,j_1}]^3, \beta_{4,3}^{i,j_1}); \\
a(gp^{i,j_1}) &= (p, \gamma_{p,00}^{i,j_1}, \gamma_{p,01}^{i,j_1}, \beta_{p,0}^{i,j_1}) \text{ для } p = \{6, 7, 8, 10, 11, 14\}; \\
a(gp^{i,j_1}) &= (p, \gamma_{p,00}^{i,j_1}, \gamma_{p,01}^{i,j_1}, \gamma_{p,10}^{i,j_1}, \gamma_{p,11}^{i,j_1}, \beta_{p,0}^{i,j_1}, \beta_{p,1}^{i,j_1}) \text{ для } p = \{9, 15\}; \\
a(gp^{i,j_1}) &= (p, \gamma_{p,00}^{i,j_1}, \gamma_{p,01}^{i,j_1}, \gamma_{p,10}^{i,j_1}, \gamma_{p,11}^{i,j_1}, \beta_{p,0}^{i,j_1}, \beta_{p,1}^{i,j_1}) \text{ для } p = \{9, 15\}; \\
a(g16^i) &= (16, \gamma_{16,00}^i, \gamma_{16,01}^i, \{[\gamma_{16,p0}^{i,j_1}]^{n_i}, [\gamma_{16,p1}^{i,j_1}]^{n_i} \mid p = \{1, 2, 4, 5\}\}, \\
&[\gamma_{16,30}^{i,j_1}]^{n_i-1}, [\gamma_{16,31}^{i,j_1}]^{n_i-1}, [\gamma_{16,50}^{i,j_1+j_2}]^{k_i}, [\gamma_{16,51}^{i,j_1+j_2}]^{k_i}, [\gamma_{16,60}^{i,j_1}]^{2n_i}, [\gamma_{16,61}^{i,j_1}]^{2n_i}, \gamma_{16,70}^i, \gamma_{16,71}^i, \\
&\beta_{16,0}^i, \{[\beta_{16,p}^{i,j_1}]^{n_i} \mid p = \{1, 2, 4, 5\}\}, [\beta_{16,3}^{i,j_1}]^{n_i-1}, [\beta_{16,5}^{i,j_1}]^{k_i}, [\beta_{16,6}^{i,j_1}]^{2n_i}, \beta_{16,7}^i); \\
a(g17^i) &= (17, \gamma_{17,00}^i, \gamma_{17,01}^i, \{[\gamma_{17,p0}^{i,j_1}]^{n_i}, [\gamma_{17,p1}^{i,j_1}]^{n_i} \mid p = \{1, 2, 3\}\}, [\gamma_{17,30}^{i,j_1+j_2}]^{k_i}, \\
&[\gamma_{17,31}^{i,j_1+j_2}]^{k_i}, \gamma_{17,40}^i, \gamma_{17,41}^i, \beta_{17,0}^i, \{[\beta_{17,p0}^{i,j_1}]^{n_i} \mid p = \{1, 2, 3\}\}, [\beta_{17,3}^{i,j_1+j_2}]^{k_i}, \beta_{17,4}^i); \\
a(g18^i) &= (18, \{\gamma_{18,p0}^i, \gamma_{18,p1}^i \mid p = \{2, 3, 4\}\}, \beta_{18,0}^i, \beta_{18,1}^i, \{\beta_{18,p}^i \mid p = \{2, 3, 4\}\}),
\end{aligned} \tag{3.38}$$

де нижні індекси атрибутів утворюючих формуються шляхом додавання 0 до індексу відповідного зв'язку для позначення довжини запиту і 1 – для позначення довжини очікуваної відповіді; позначення $[\beta_{4,0}^{i,j_1}]^{l_1}$ є скороченим записом позначення кількості екземплярів показників зв'язку у векторі. При цьому атрибути, відповідні з'єднанням за допомогою відношень $\rho_2 - \rho_4$ зв'язкам, рівні між собою.

Двосторонні зв'язки (позначені на рис. 3.17 верхнім індексом *bidir*) можна розглядати як накладення вхідного і вихідного зв'язків. Тоді при формуванні черг запитів утворюючі $g16 - g18$ виконують ролі утворюючих синтезу (з вихідними зв'язками $\beta_{16,7}$, $\beta_{17,4}$ і $\beta_{18,4}$ відповідно), а при передачі даних у зворотному напрямку – утворюючих аналізу (із вхідними зв'язками $\beta_{16,7}$, $\beta_{17,4}$ і $\beta_{18,4}$). Якщо врахувати, що $g16$ виконує функції формування черги змінної довжини, $g17$ – функції формування черги умовно постійної довжини, $g18$ – функції формування кінцевої черги; ρ_2 – відношення зв'язку «багато до одного», ρ_3 – відношення зв'язку «один з багатьох до одного», ρ_4 – відношення зв'язку «включення» і рівність атрибутів, з'єднаних відношеннями зв'язку $\rho_2 - \rho_4$, то мінімальному, максимальному та середньому значенням довжини черги запитів СМО (в байтах; розрахунок значень одразу в байтах дозволяє надалі не враховувати відмінності між заявками від компонентів) можна зіставити значення атрибута $\gamma_{18,40}$, при розрахунку якого враховувати виконання відповідної певним відношенню і довжині черги операції (табл. 3.4).

Таблиця 3.4. Операції для розрахунку довжин черги

Відношення зв'язку	Довжина черги / операція з атрибутами вхідних зв'язків		
	Максимальна	Мінімальна	Середня
ρ_2	сума	для атрибутів утворюючої $g16$:	
		не враховуються (множення на нуль)	сума елементів вектора*
		для решти атрибутів:	
		сума	сума
ρ_3	максимальне значення	не враховуються (множення на нуль)	сума елементів вектора
ρ_4	сума	сума	сума

* – вектор, отриманий в результаті добутку векторів атрибутів і відповідних їм інтенсивностей запитів

Тоді, якщо позначити операцію над множиною атрибутів зв'язків, об'єднаних відношенням ρ_2 , і які відносяться до утворюючої $g16$, як $func_1$; а операцію над множиною атрибутів зв'язків, об'єднаних відношенням ρ_3 – як $func_2$, то для обчислення атрибутів, відповідних вихідним напрямками зв'язків кожного підкомплекта, можна використати наступні вирази:

– для підкомплекта, що описує пов'язану з генеруванням електроенергії частину компонентів i -тої секції G_1^i :

$$\begin{aligned} \gamma_{16,70}^i \Big|_{G_1^i} = & func_1 \{ \gamma_{15,00}^i \} + \sum_{p=6}^7 func_2 \{ \gamma_{p,00}^{i,j_1} \mid j_1 \in [1, n_i] \} + \\ & + func_2 \{ \gamma_{8,00}^{i,j_1} \mid j_1 \in [1, n_i - 1] \} + \sum_{p=9}^{10} func_1 \{ \gamma_{p,00}^{i,j_1} \mid j_1 \in [1, n_i] \} + \\ & + func_1 \{ \gamma_{14,00}^{i,j_1} \mid j_1 \in [1, 2 \cdot n_i] \}; \end{aligned} \quad (3.39)$$

$$\gamma_{17,40}^i \Big|_{G_1^i} = \gamma_{15,10}^i + \sum_{j_1=1}^{n_i} (\gamma_{4,30}^{i,j_1} + \gamma_{9,10}^{i,j_1} + \gamma_{11,00}^{i,j_1}); \quad (3.40)$$

– для підкомплекта, що описує пов'язану із споживанням електроенергії частину компонентів i -тої секції G_2^i :

$$\gamma_{16,70}^i \Big|_{G_2^i} = func_1 \{ \gamma_{10,00}^{i,n_i+j_2} \mid j_2 \in [1, k_i] \}; \quad (3.41)$$

$$\gamma_{17,40}^i \Big|_{G_2^i} = \sum_{j_2=1}^{k_i} \gamma_{11,00}^{i,n_i+j_2}; \quad (3.42)$$

– для підкомплекта, що описує пов'язану з формуванням черг частину компонентів i -тої секції G_0 :

$$\gamma_{18,40}^i = \gamma_{16,70}^i + \gamma_{17,40}^i, \quad (3.43)$$

де

$$\begin{aligned} \gamma_{16,70}^i &= \gamma_{16,70}^i \Big|_{G_1^i} + \gamma_{16,70}^i \Big|_{G_2^i}; \\ \gamma_{17,40}^i &= \gamma_{17,40}^i \Big|_{G_1^i} + \gamma_{17,40}^i \Big|_{G_2^i}. \end{aligned} \quad (3.44)$$

Тоді атрибути для комплексу, відповідного повній системі управління електростанцією, розраховуються як:

$$\gamma_{18,40} = \sum_{i=1}^m (\gamma_{16,70}^i + \gamma_{17,40}^i), \quad (3.45)$$

де

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^m \gamma_{16,70}^i &= \sum_{i=1}^m \gamma_{16,70}^i \Big|_{G_2^i} + \text{func}_1 \{ \gamma_{15,00}^i \mid i \in [1, m] \} + \\ &+ \sum_{p=9}^{10} \text{func}_1 \{ \text{func}_1 \{ \gamma_{p,00}^{i,j_1} \mid j_1 \in [1, n_i] \} \mid i \in [1, m] \} + \\ &+ \text{func}_1 \{ \text{func}_1 \{ \gamma_{14,00}^{i,p} \mid p \in [1, 2 \cdot n_i] \} \mid i \in [1, m] \} + \end{aligned} \quad (3.46)$$

$$\begin{aligned} &+ \sum_{p=6}^7 \text{func}_2 \{ \text{func}_2 \{ \gamma_{p,00}^{i,j_1} \mid j_1 \in [1, n_i] \} \mid i \in [1, m] \} + \\ &+ \text{func}_2 \{ \text{func}_2 \{ \gamma_{8,00}^{i,j_1} \mid j_1 \in [1, n_i - 1] \} \mid i \in [1, m] \}; \\ \sum_{i=1}^m \gamma_{17,40}^i &= \sum_{i=1}^m \gamma_{17,40}^i \Big|_{G_1^i} + \sum_{i=1}^m \gamma_{17,40}^i \Big|_{G_2^i}, \end{aligned} \quad (3.47)$$

в яких:

– при обчисленні значення атрибута $\gamma_{18,40}$, відповідного мінімальній довжині черги запитів ($\gamma_{18,40}^{\min}$):

$$\text{func}_1 \{ \gamma_i \mid i \in [1, n_{\max}] \} = \text{func}_2 \{ \gamma_i \mid i \in [1, n_{\max}] \} = 0; \quad (3.48)$$

– при обчисленні значення атрибута $\gamma_{18,40}$, відповідного максимальній довжині черги запитів ($\gamma_{18,40}^{\max}$):

$$\begin{aligned} \text{func}_1 \{ \gamma_i \mid i \in [1, n_{\max}] \} &= \sum_{i=1}^{n_{\max}} \gamma_i; \\ \text{func}_2 \{ \gamma_i \mid i \in [1, n_{\max}] \} &= \max_{i \in [1, n_{\max}]} \gamma_i; \end{aligned} \quad (3.49)$$

– при обчисленні значення атрибута $\gamma_{18,40}$, відповідного середній довжині черги запитів ($\gamma_{18,40}^{\text{avg}}$):

$$\text{func}_1 \{ \gamma_i \mid i \in [1, n_{\max}] \} = \text{func}_2 \{ \gamma_i \mid i \in [1, n_{\max}] \} = \sum_{i=1}^{n_{\max}} (\gamma_i \cdot \lambda_i \cdot t_{\hat{n}\hat{e}\hat{o}}), \quad (3.50)$$

де з множини атрибутів зв'язків $\{ \gamma_i \mid i \in [1, n_{\max}] \}$ складається вектор-рядок Γ , а з інтенсивностей запитів об'єктів програмного забезпечення, відповідних утворюючим з цими атрибутами зв'язку, – вектор-стовпець Λ ; результатом виконання операцій над множинами буде сума елементів отриманого в результаті перемноження векторів $(\Gamma \cdot \Lambda)$ вектора; $t_{\text{ск} \phi}$ – обраний користувачем час обробки запитів у черзі (розглянуто далі).

Для можливості регулювання часових характеристик системи в проектуваному програмному забезпеченні пропонується час обробки черги запитів зробити змінним з можливістю налаштування. Оскільки СМО є системою з очікуванням, за формулою Літтла середнє число заявок від кожного з компонентів розраховується як добуток інтенсивності потоку і середнього

часу перебування заявки в системі (в даному випадку – часу обробки черги $t_{ск. ф.}$).

Аналогічні формулами (3.39) – (3.50) вирази використовуються при обчисленні мінімального, максимального і середнього значень довжини черги очікуваних відповідей $\gamma_{18,41}$.

Обробка запиту від програмного об'єкта полягає в передачі запиту апаратним засобам автоматизації та прийомі у відповідь пакету даних. Оскільки канал зв'язку, що використовується в системі, є напівдуплексним, то довжину черги СМО (мінімальну, максимальну або середню) умовно можна розглядати як суму атрибутів $\gamma_{18,40}$ і $\gamma_{18,41}$:

$$L_{min(max,avg)} = \gamma_{18,40}^{min(max,avg)} + \gamma_{18,41}^{min(max,avg)}. \quad (3.51)$$

Тоді для розрахунку часу обробки запитів всієї черги (мінімального, максимального або середнього) можна використовувати вираз:

$$t_{\hat{n} \hat{e} min(max,avg)} = \frac{L_{min(max,avg)} \cdot (8 + n_{ad})}{g}, \quad (3.52)$$

де g – швидкість обміну даними (біт/с); n_{ad} – кількість службових біт, що припадають на байт даних.

Для розрахунку коефіцієнта завантаженості каналу зв'язку можна використовувати вираз:

$$k_{\hat{c} \hat{a} \hat{d} \hat{o}} = \frac{t_{\hat{n} \hat{e} avg}}{t_{\hat{n} \hat{e} \hat{o}}} \cdot 100\%. \quad (3.53)$$

3.7.4. Дослідження надійності, переносимості та супроводжуваності ПЗ

Атрибутами супроводжуваності є простота аналізу, змінність, стабільність і перевіряємість. Використання автоматного підходу та апарату паттернових мереж при проектуванні та реалізації ПЗ дозволяє досить просто вносити зміни в поведінку компонентів системи (за допомогою додавання нових станів, вхідних і вихідних дій до автомата) і додавати нові компоненти (за допомогою створення нових утворюючих з відповідними відношеннями зв'язку до паттернової мережі). Використання зазначених методів також зумовлює високий рівень простоти аналізу і можливості перевірки нових функціональних можливостей ПЗ.

До атрибутів мобільності належать адаптованість, гнучкість інсталяції і замінюваність. Розроблене ПЗ сумісно з 32-розрядними операційними системами сімейства Windows, для роботи не вимагає наявності майстра установки і доступу до реєстру і дозволяє проводити заміну окремих модулів і бібліотек без заміни інших частин програми.

Надійність програмного забезпечення складається з трьох атрибутів: безвідмовності, стійкості до помилок і відновлюваності.

Показниками безвідмовності ПЗ є математичне очікування і середньоквадратичне відхилення часу наробітки до виникнення відмови, умовна функція надійності (ймовірність того, що випадкова наробітка до

подальшої відмови буде більша ніж задана) [108]. Розрахунок перерахованих показників ведеться на основі отриманих в результаті функціонального тестування проміжків часу між послідовними відмовами (табл. 3.5).

Таблиця 3.5. Статистичні дані про відмови ПЗ

номер відмови	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
час між відмовами, год.	0,08	1	4	7	9	10	12	12	14	20

Математичне очікування, середньоквадратичне відхилення і умовна функція надійності розраховуються на основі статистичних оцінок чисельних характеристик випадкового часу між відмовами:

$$m_{\Delta t}^* = \frac{1}{n_i} \sum_{i=1}^{n_i} \Delta t^{(i)} = \frac{1}{10} \cdot 89,08 = 8,908 \text{ (год.)},$$

$$[\sigma_{\Delta t}^2]^* = \frac{1}{n_i - 1} \sum_{i=1}^{n_i} [\Delta t^{(i)} - m_{\Delta t}^*]^2 = \frac{1}{9} \cdot 33,75 = 3,75 \text{ (год.}^2\text{)}.$$
(3.54)

Математичне очікування наступної (у даному прикладі – одинадцятої) відмови:

$$m_{t_n} = m_{\Delta t} \frac{n \cdot (n+1)}{2} = 8,908 \cdot 66 \approx 588 \text{ (год.)};$$
(3.55)

середньоквадратичного відхилення часу наробітки:

$$\sigma_{t_n} = \sigma_{\Delta t} \sqrt{\frac{1}{6} n \cdot (n+1) \cdot (n+2)} = \sqrt{3,75} \cdot \sqrt{7,7} = 5,37 \text{ (год.)};$$
(3.56)

умовна функція надійності:

$$p^{(n)}(\tau) = 0,5 - \hat{O}\left(\frac{\tau - n \cdot m_{\Delta t}}{\sigma_{\Delta t} \cdot \sqrt{n}}\right) = 0,5 - \hat{O}\left(\frac{\tau - 97,988}{6,423}\right),$$
(3.57)

де τ – задана наробітка; $\Phi(u)$ – інтеграл ймовірності.

Як приклад використання функції надійності розглядається проміжок часу, ймовірність наробітки якого складає більше 85%:

$$0,85 = 0,5 - \hat{O}\left(\frac{\tau - 97,988}{6,423}\right); \quad \tau \approx 91,3 \text{ (год.)}.$$
(3.58)

Таким чином, з імовірністю 85% можна стверджувати, що програмне забезпечення буде безвідмовно працювати більш ніж 91,3 години. Збільшити це значення можна за рахунок подальшого збору статистичних даних про відмови, які приведуть до перерахунку статистичних показників якості.

Стійкість ПЗ до помилок полягає в його здатності виконувати функції за аномальних умов. Для визначення аномальних умов необхідно виділити прецеденти, які вимагають наявності сторонніх програмних і/або апаратних засобів. Виділені прецеденти, їх вимоги до наявності сторонніх засобів і реакція програмного забезпечення для моніторингу та управління СЕУ на виникнення помилок наведені в табл. 3.6.

Таблиця 3.6. Реакція ПЗ на аномальні умови

Дії користувача	Програмні та/або апаратні засоби	Реакція ПЗ на збій
прецеденти, пов'язані з обміном даними	апаратні засоби автоматизації	індикація відсутності зв'язку і виключення запиту з черги
прогнозування результату підключення навантаження	Matlab Engine	інформаційне повідомлення та автоматичне відхилення дії
збереження/відновлення мнемосхеми і середовища ПЗ; аналіз даних про завантаженість каналу зв'язку; автоматизація тестування	засоби операційної системи для забезпечення доступу до файлів	інформаційне повідомлення
накопичення та аналіз даних про роботу ДГА і стан навантажень	СУБД PostgreSQL	інформаційне повідомлення; можливість зміни налаштувань; атомарність вмісту таблиць

Відновлюваність ПЗ для моніторингу та управління СЕУ полягає у відновленні мнемосхеми і налаштувань компонентів. Ця вимога є однією з головним вимог до ПЗ, тому вона перевіряється під час проведення функціонального тестування.

Висновки по розділу 3

1. На основі аналізу завдань, що вирішуються програмним забезпеченням верхнього рівня проектованої АСУ, визначено вимоги до його функціональних можливостей, що дозволило визначити режими роботи програми (режим конструктора схеми і режим моніторингу та управління СЕУ), склад бібліотеки компонентів і деталізувати вимоги до кожного з компонентів.

2. За допомогою теорії автоматів розроблені алгоритми поведінки компонентів програмного забезпечення, які задовольняють необхідним вимогам. Використання графів переходів в якості мови специфікацій дозволило формально і ізоморфно перейти від вимог до алгоритмів поведінки компонентів і відповідному програмному коду. Отримані алгоритми поведінки компонентів ПЗ та їх реалізації є наочними, компактними, вкладеними та ієрархічними, що дозволило формалізувати верифікацію програмного забезпечення на етапі модульного тестування системи.

3. Розроблена структура програмного забезпечення у вигляді паттернової мережі, в якій в кожній утворюючій інкапсульовано автомат, що реалізує поведінку певного об'єкта програмного забезпечення, а відношення зв'язку представляють різні види інформаційних взаємодій між об'єктами. Наведена форма представлення структури ПЗ дозволила:

- формалізувати проведення інтеграційного тестування функціональності системи за рахунок формального визначення всіх можливих схем взаємодії програмних об'єктів;
- поліпшити характеристики супроводжуваності ПЗ шляхом спрощення процесу зміни структури програми;
- формалізувати розрахунок часової ефективності системи за рахунок введення атрибутів утворюючих, що мають певні типи зв'язків, і застосування елементів теорії масового обслуговування;
- використовуючи опис структури ПЗ у вигляді комплектів утворюючих розробити алгоритм формальної реорганізації програмного забезпечення при необхідності зменшення часу реакції системи на дії користувача або на зміну ходу електроенергетичних процесів в СЕУ.

4. Обґрунтована необхідність попереднього розрахунку величини провалу напруги, що виникає при прямому пуску сумірного за потужністю з працюючими дизель-генераторними агрегатами асинхронного двигуна, і розроблена структурна схема імітаційної моделі СЕУ з конфігурацією, яку можна модифікувати в режимі реального часу, для вирішення наведеної задачі. Дане рішення дозволить в процесі моніторингу та управління електроенергетичною системою оцінити можливі наслідки прямого пуску асинхронного двигуна при поточних умовах і на їх основі прийняти рішення про необхідність підключення до мережі додаткового дизель-генератора або відключення від мережі найменш відповідальних споживачів електроенергії.

5. Розроблені алгоритми розрахунку статистичних характеристик коливань потужності і пошуку оптимальної комбінації номінальних потужностей дизель-генераторів, застосування яких для обробки інформації, накопиченої в процесі роботи СЕУ, дозволить визначити необхідність вживання заходів з підвищення стабільності параметрів електроенергії в системі і з підвищення економічності роботи СЕУ при проведенні її реконфігурації.

6. Проведений аналіз методів оцінки характеристик якості програмного забезпечення, на основі якого запропоновано використання тестування для оцінки функціональності, експертного опитування для оцінки практичності, апарату паттернових мереж та елементів теорії масового обслуговування для оцінки часової ефективності та аналітичних методів для оцінки решти характеристик (супроводжуваності, переносимості, надійності та ефективності за ресурсами). В результаті застосування перерахованих методів були отримані вирази і виконаний розрахунок значень окремих характеристик і атрибутів якості ПЗ, які дозволили зробити наступні висновки:

- підвищення функціональності програмного забезпечення пов'язано з посиленням системного тестування (підвищення придатності та здатності до взаємодії) і модернізацією алгоритмів взаємодії апаратно-програмних засобів автоматизації (підвищення точності);
- підвищення надійності ПЗ вимагає проведення подальших досліджень системи на предмет виникнення збоїв і відмов;

- практичність програмного забезпечення можна підвищити, модернізувавши засоби визначення некоректних налаштувань обміну даними і спростивши послідовність дій користувача при виконанні складних операцій (управлінні розподілом навантажень при паралельній роботі дизель-генераторів, аналізі інформаційних потоків та ін.);
- часова ефективність ПЗ залежить від топології і складу електроенергетичної системи та інтенсивностей потоків заявок від компонентів програмного забезпечення, тому для кожної АСУ СЕУ її характеристики розраховуються окремо.

Розділ 4. Модельне дослідження якості роботи програмно-апаратних засобів моніторингу та управління СЕУ

4.1. Мультикомп'ютерна модель для дослідження процесів управління СЕУ

4.1.1. Імітаційні моделі

Проектована автоматизована система моніторингу та управління автономною електроенергетичною системою є ієрархічною та складається з трьох вертикальних рівнів (п. 1.6). Оскільки для зв'язку засобів автоматизації нижнього і середнього рівнів використовуються дискретні або аналогові сигнали, що допускають лише зв'язок «один до одного», а для зв'язку підсистем середнього і верхнього рівнів використовується канал, який реалізує топологію «загальна шина», то дослідженню підлягають процеси, що відбуваються в інформаційному каналі.

У п. 4.3 наведений опис результатів проведення фізичного моделювання системи, однак для всебічної перевірки алгоритмів керування електростанцією необхідна наявність декількох генераторів. Крім того, необхідною є перевірка поведінки системи в разі виходу одного з генераторів за межі допустимої області роботи. У роботі пропонується для цих цілей використовувати моделі, що імітують поведінку об'єкта автоматизації, пов'язаних з ним локальних систем управління нижнього рівня і засобів автоматизації середнього рівня як єдиного цілого. Для забезпечення максимального наближення до реальних процесів, що відбуваються в інформаційному каналі системи управління, пропонується розробити моделі, які на рівні інтерфейсу збігаються з розробленими засобами автоматизації (розд. 2). Тоді, якщо для моделювання роботи АСУ замість кожного об'єкта автоматизації та пов'язаних з ним пристроїв використовувати окремий комп'ютер з відповідною запущеною моделлю, можна перевірити роботу підсистеми верхнього рівня АСУ СЕУ при управлінні електростанцією будь-якої топології; реакцію системи на виникнення різних позаштатних ситуацій; заповнити базу даних відомостями для розрахунку часових характеристик системи управління.

Вимогою до всіх імітаційних моделей є наявність інтерфейсу для роботи в інформаційній мережі (підтримка протоколу Modbus RTU з можливістю зміни адреси пристрою). Інші вимоги до моделей, відповідних різним засобам автоматизації, різні і далі розглянуті окремо.

Необхідні характеристики моделі контролера автоматизації: імітація наявності дискретних входів і виходів з можливістю зміни відповідної кожному з них адреси регістру; наявність блоку установки основних параметрів силового агрегату (коефіцієнта потужності, частоти, діючих значень напруги і струму) та моделювання відповідно до встановлених значень швидкоплинних процесів для отримання осцилограм напруги та струму генератора.

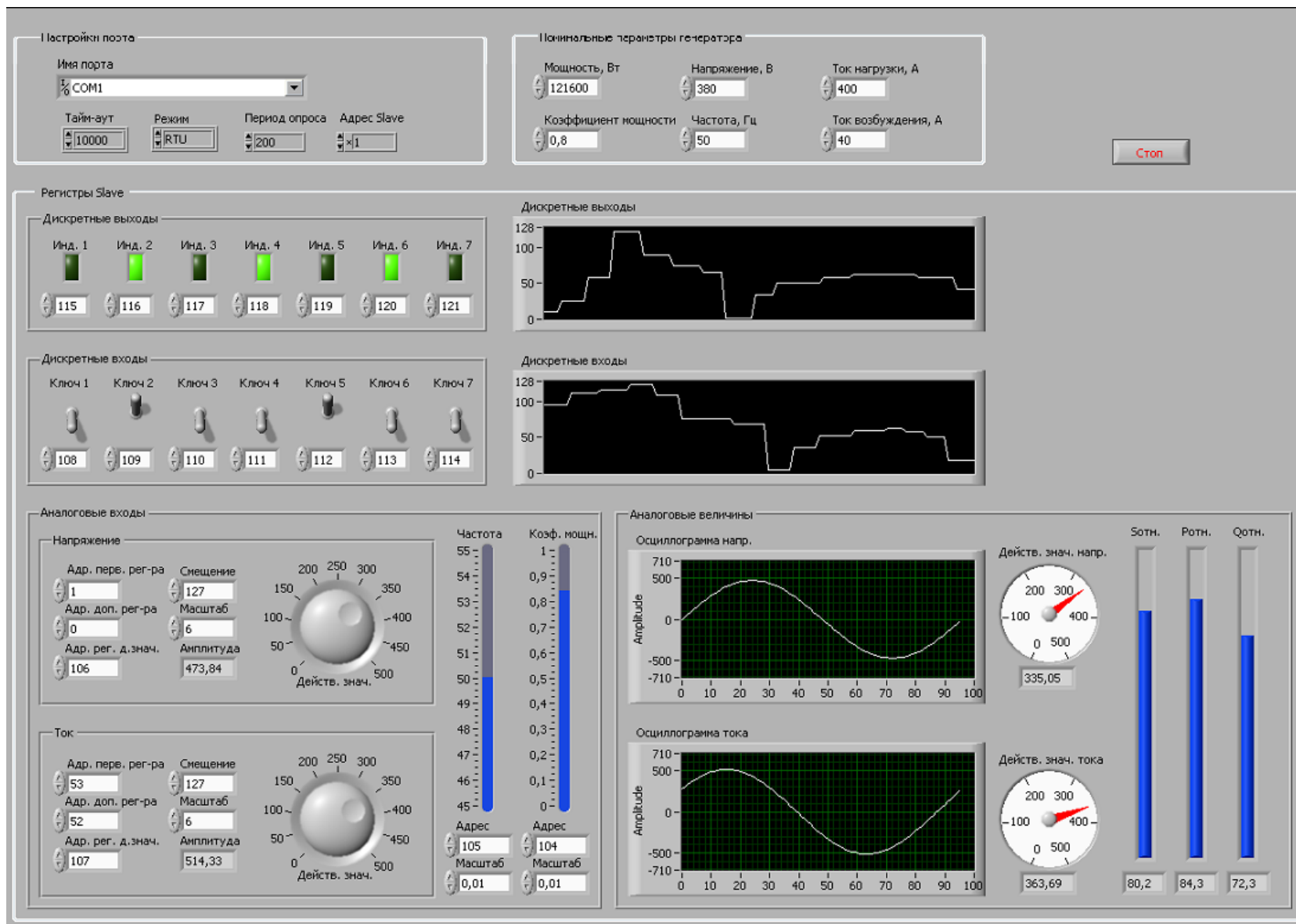


Рис. 4.1. Лицьова панель моделі контролера автоматизації

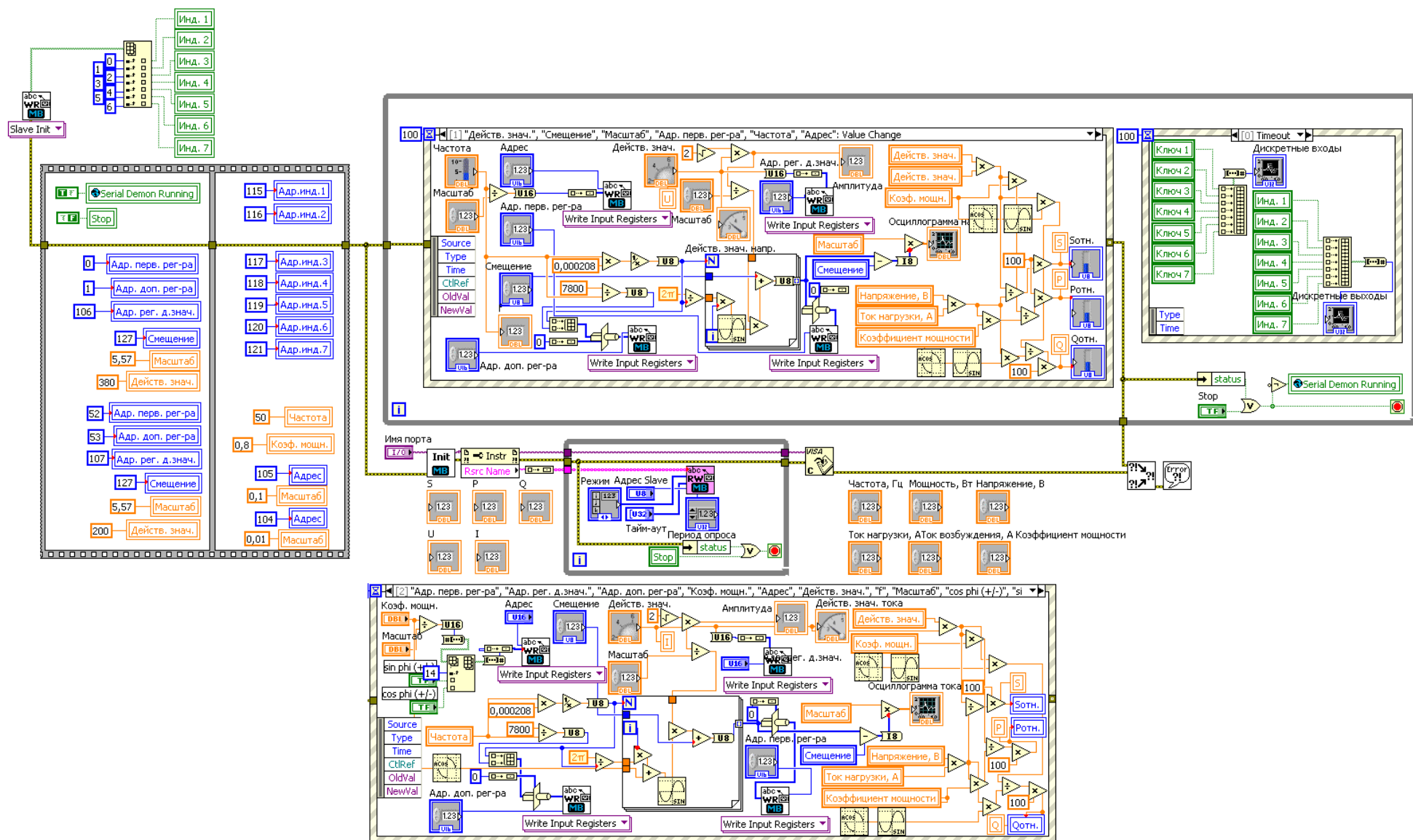


Рис. 4.2. Блок-схема алгоритму моделі контролера автоматизації

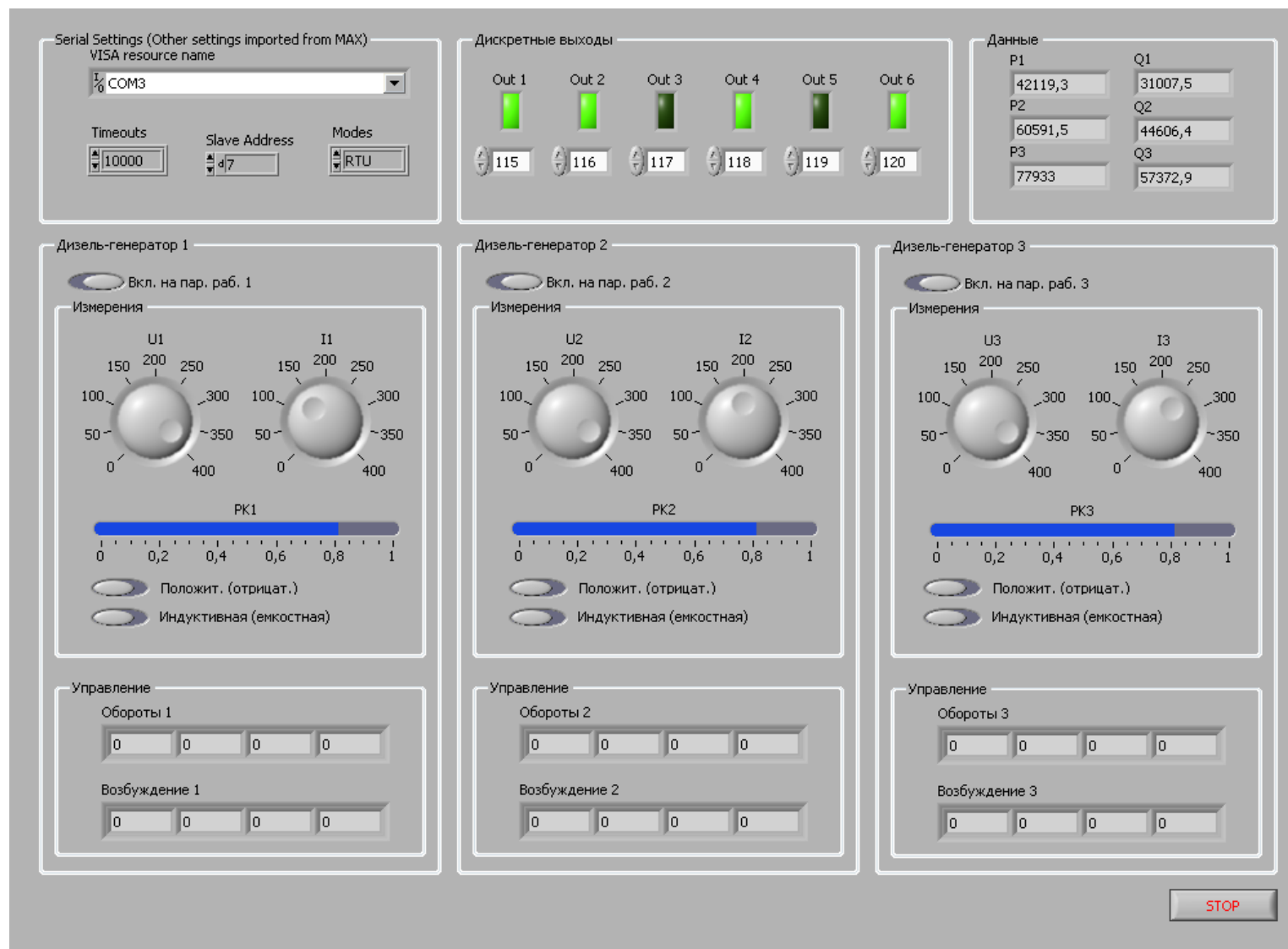


Рис. 4.3. Лицьова панель моделі системи синхронізації і розподілу навантажень

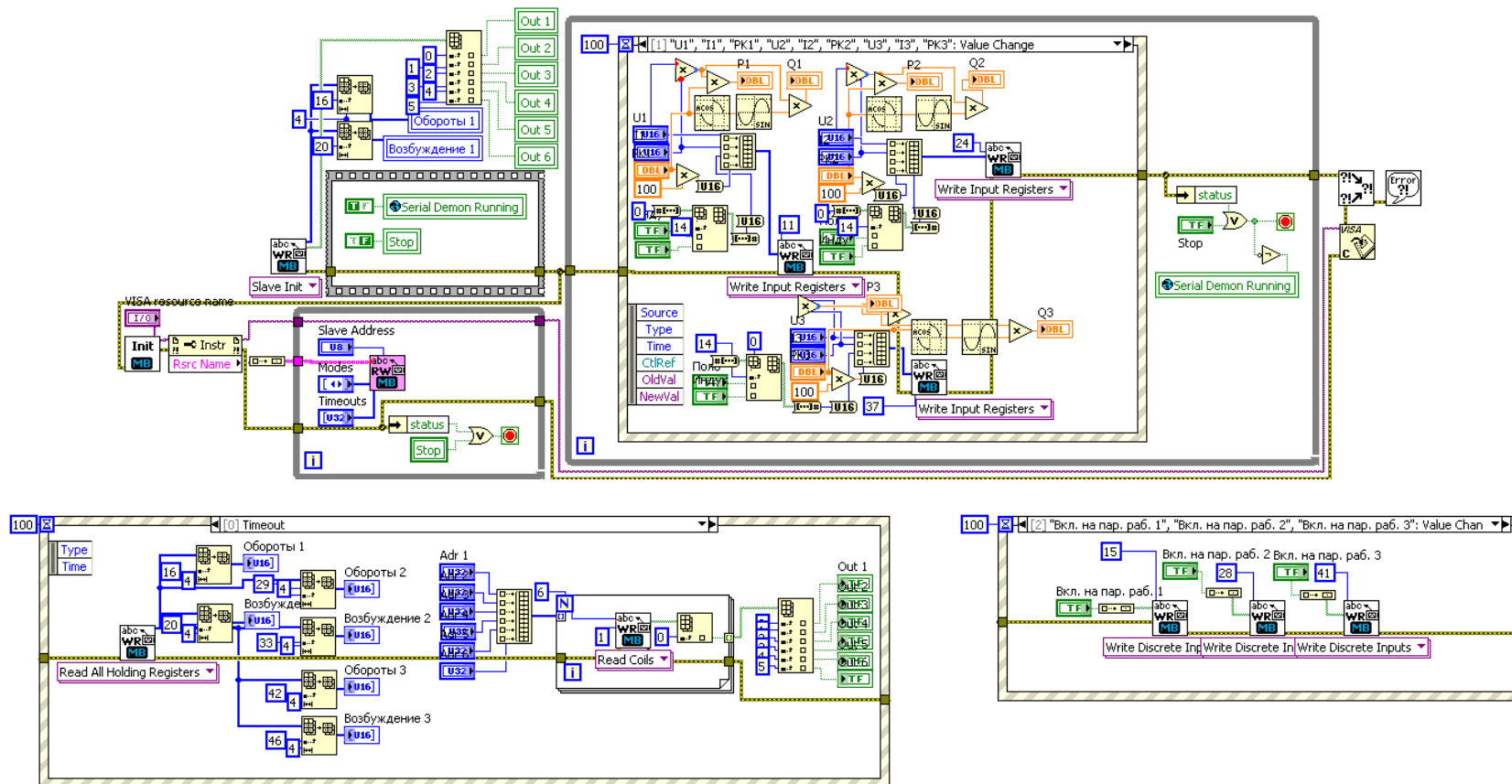


Рис. 4.4. Блок-схема алгоритму моделі системи синхронізації і розподілу навантажень

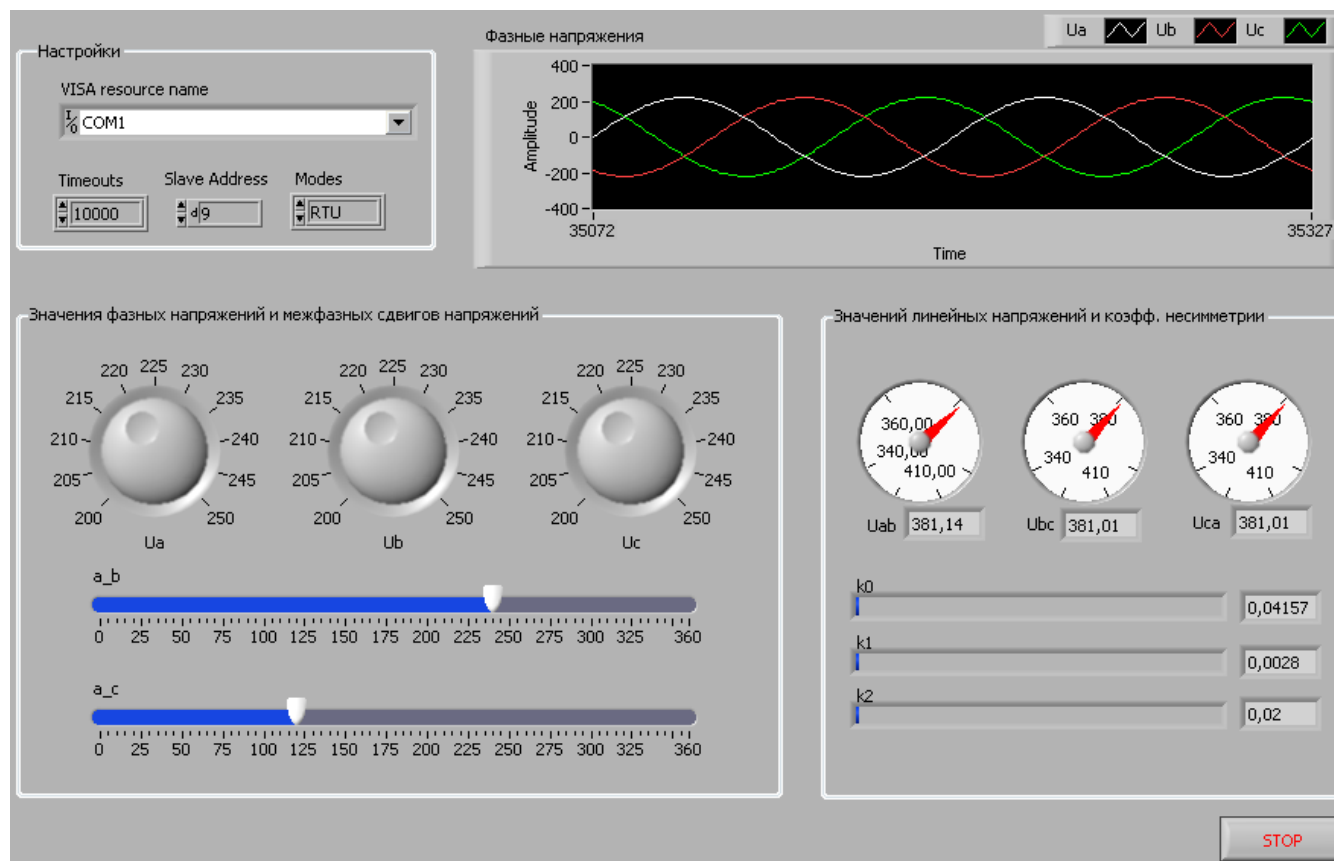


Рис. 4.5. Лицьова панель моделі системи моніторингу якості електроенергії

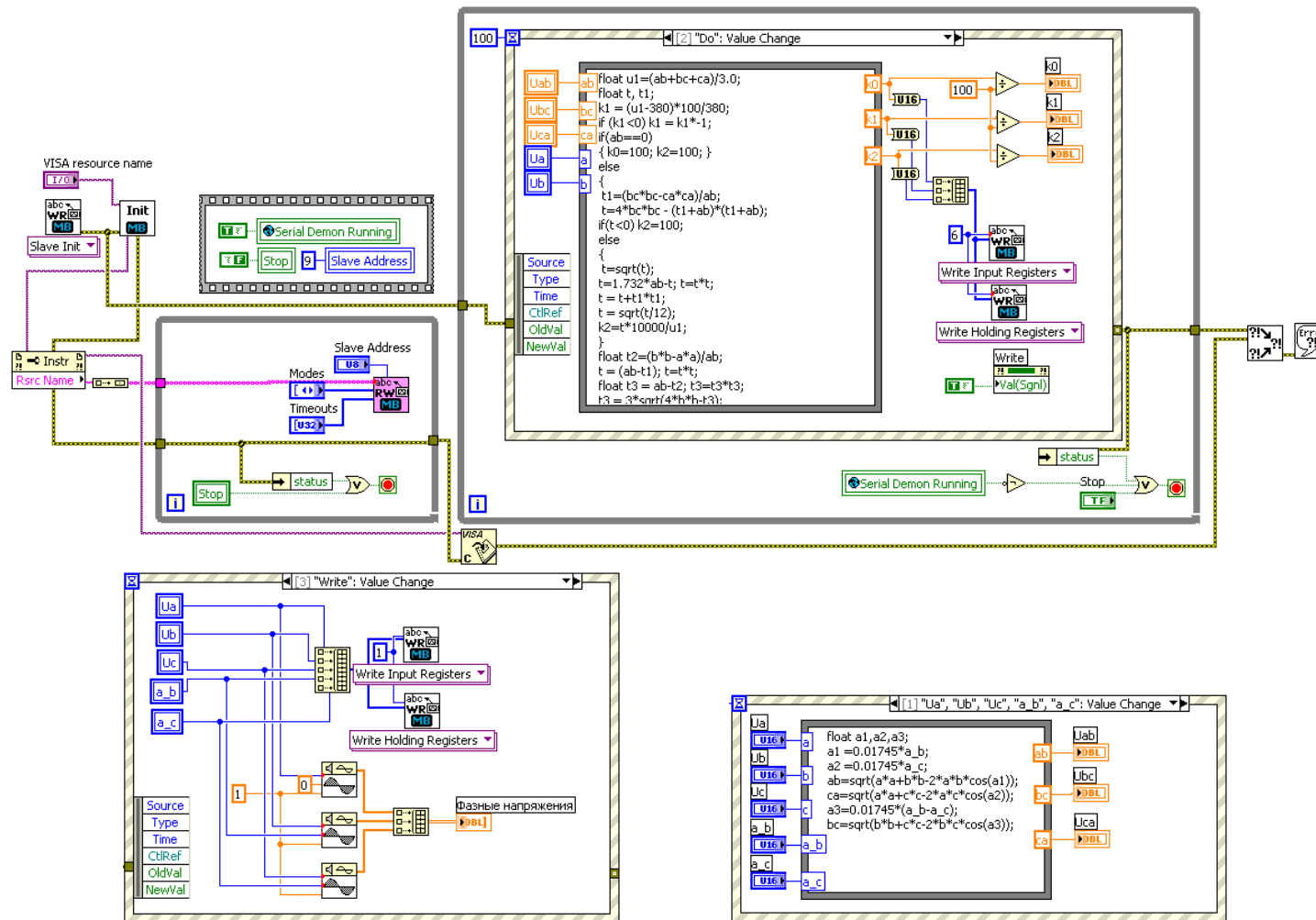


Рис. 4.6. Блок-схема алгоритму моделі системи моніторингу якості електроенергії

Характеристики моделі системи синхронізації і розподілу навантажень: імітація включення ДГА на паралельну роботу з мережею (модель повинна мати засоби для емуляції дискретних входів або для зміни змісту регістрів, відповідних запуску або останову дизель-генератора, ініціювання процесу його синхронізації з мережею, зміни параметрів керуючих сигналів для імітації впливів на регулятори частоти і напруги в процесі синхронізації); імітація підключення/відключення навантаження до паралельно працюючих ДГА за допомогою зміни станів дискретних виходів; імітація розподілу активного і реактивного навантаження, для управління процесом якого використовується вміст регістрів, які задають період і шпаруватість сигналів, що надходять на регулятори частоти і напруги (імітація виражається в автоматичній зміні модельованих діючого значення струму і значення коефіцієнта потужності); емуляція виникнення аварійних ситуацій (переходу ДГА в режим двигуна або втрата ним збудження; на рівні моделі це має бути виражене наявністю перемикачів для зміни напрямків потоків активної і реактивної потужностей, що віддаються ДГА в мережу).

Характеристики моделі системи моніторингу якості електроенергії: наявність блоку установки діючих значень всіх фазних напруг мережі і значень кутів зсуву між векторами напруг; відображення осцилограм напруг трифазної мережі, виконання розрахунку коефіцієнтів несиметрії і їх відображення.

На рис. 4.1 – 4.6 наведені розроблені у відповідності з даними вимогами моделі контролера автоматизації, системи синхронізації та розподілу навантажень і системи моніторингу якості електроенергії. Наведені моделі були використані при проведенні функціонального тестування програмного забезпечення (п. 3.6.1), а також для дослідження процесу управління судновою електроенергетичною системою, розглянутого далі.

4.1.2. Дослідження характеристик інформаційного каналу управління СЕУ

Для дослідження процесів, що відбуваються в інформаційному каналі системи моніторингу та управління СЕУ були використані імітаційні моделі об'єктів і засобів автоматизації, опис яких наведено вище, і програмне забезпечення верхнього рівня з мнемосхемою електростанції, інтерфейс якого наведений на рис. 4.7.

Як приклад розглянута модель суднової електростанції, що складається з трьох секцій: секція забезпечення електроенергією споживачів, що реалізують технологічний процес (Н1-Н9, АД1-АД6), та секції забезпечення електроенергією якірно-швартових пристроїв лівого берега (Н10, Н11, АД7) і правого берега (АД8). У нормальному режимі роботи електростанції секції є незалежними (автоматичні вимикачі К19-К22 розімкнені), однак при виникненні аварійних ситуацій (виходу з ладу одного з ДГА) можливе включення генераторних агрегатів різних секцій на загальне навантаження шляхом замикання відповідних міжсекційних автоматичних вимикачів.

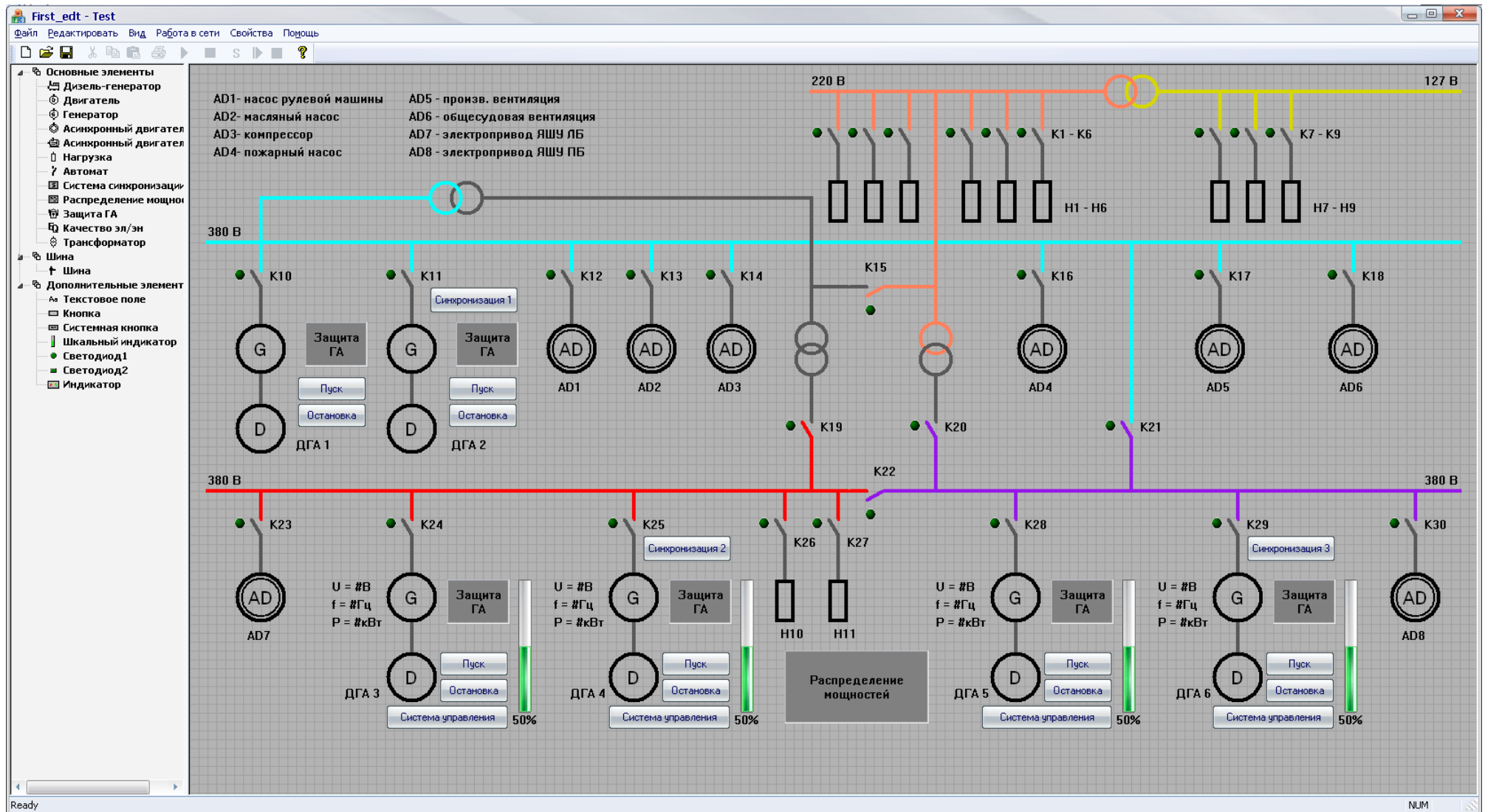


Рис. 4.7. Интерфейс программного обеспечения для моделирования работы электростанции

Для дослідження характеристик інформаційних потоків було проведено моделювання роботи електростанції в нормальному режимі. Подальший розрахунок (з застосуванням теорії паттернових мереж; п. 3.3 та 3.6.3) передбачає виконання наступних дій:

- для кожної секції: визначення складу об'єктів програмного забезпечення; розрахунок значень атрибутів утворюючих $g4^{i,j} - g15^{i,j}$ і визначення інтенсивностей потоків заявок від відповідних їм компонентам; визначення арності і розрахунок значень атрибутів утворюючих $g16^i - g18^i$;

- для всієї електростанції: розрахунок значень атрибутів утворюючих $g16 - g18$; розрахунок мінімальної, середньої і максимальної довжини черги і часу її обробки; розрахунок завантаженості каналу зв'язку.

Відповідно до виразів (3.2) – (3.4) об'єкти програмного забезпечення для кожної секції можна представити у вигляді наступних підкомплектів:

- для першої секції:

$$G_1^1 = \{g4^{1,1}, g4^{1,2}, g5^{1,1}, g5^{1,2}, g6^{1,1}, g6^{1,2}, g7^{1,1}, g7^{1,2}, g8^{1,1}, g9^{1,1}, g9^{1,2}, g10^{1,1}, g10^{1,2}, g10^{1,18}, g11^{1,1}, g11^{1,2}, g11^{1,18}, g14^{1,1} - g14^{1,4}, g15^{1,1}\};$$

$$G_2^1 = \{g10^{1,3} - g10^{1,11}, g10^{1,12} - g10^{1,17}, g11^{1,3} - g11^{1,11}, g11^{1,12} - g11^{1,17}, g12^{1,1} - g12^{1,9}, g13^{1,1} - g13^{1,6}\};$$

$$G_0^1 = \{g16^1, g17^1, g18^1, g19^1, g20^1\};$$

- для другої секції:

$$G_1^2 = \{g1^{2,1} - g1^{2,6}, g2^{2,1}, g2^{2,2}, g4^{2,1}, g4^{2,2}, g5^{2,1}, g5^{2,2}, g6^{2,1}, g6^{2,2}, g7^{2,1}, g7^{2,2}, g8^{2,1}, g9^{2,1}, g9^{2,2}, g10^{2,1}, g10^{2,2}, g10^{2,6}, g11^{2,1}, g11^{2,2}, g11^{2,6}, g14^{2,1} - g14^{2,4}, g15^{2,1}\};$$

$$G_2^2 = \{g10^{2,3} - g10^{2,5}, g11^{2,3} - g11^{2,5}, g12^{2,1}, g12^{2,2}, g13^{2,1}\};$$

$$G_0^2 = \{g16^2, g17^2, g18^2, g19^2, g20^2\};$$

- для третьої секції:

$$G_1^3 = \{g1^{3,1} - g1^{3,6}, g2^{3,1}, g2^{3,2}, g4^{3,1}, g4^{3,2}, g5^{3,1}, g5^{3,2}, g6^{3,1}, g6^{3,2}, g7^{3,1}, g7^{3,2}, g8^{3,1}, g9^{3,1}, g9^{3,2}, g10^{3,1}, g10^{3,2}, g10^{3,4} - g14^{3,6}, g11^{3,1}, g11^{3,2}, g11^{3,4} - g11^{3,6}, g14^{3,1} - g14^{3,4}, g15^{3,1}\};$$

$$G_2^3 = \{g10^{3,3}, g11^{3,3}, g13^{3,1}\};$$

$$G_0^3 = \{g16^3, g17^3, g18^3, g19^3, g20^3\}.$$

Процес обслуговування кожної заявки від компонента ПЗ полягає в передачі пакета інформаційно-керуючих даних певній мікропроцесорній системі і отриманні відповідного пакета з подальшою його передачею компоненту-запитувачу. Оскільки для використовуваних інтерфейсу та протоколу (RS-485, Modbus RTU) розміри пакетів даних строго регламентовані, а швидкість інформаційного обміну однакова для всіх пристроїв, то час обслуговування кожної заявки детермінований і для кожної заявки визначається трьома факторами: швидкість і формат фрейма обміну даними, довжина запиту і довжина пакету з відповіддю. Останні два чинники є атрибутами утворюючих, пов'язаних з відповідними об'єктами, і їх значення відомі на етапі проектування системи управління. Як приклад далі розглянутий

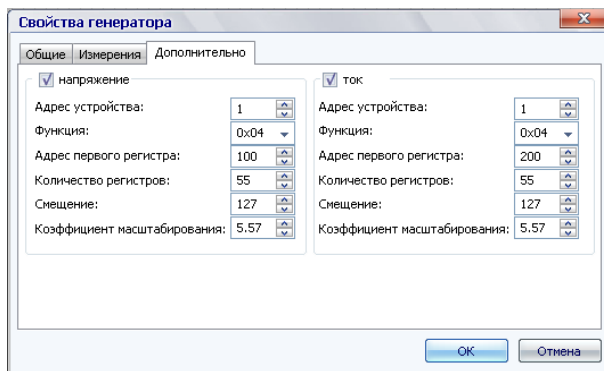
розрахунок атрибутів, пов'язаних з ДГА 1 з першої секції (для ПЗ, інтерфейс якого наведений на рис. 4.7).

Виходячи з налаштувань компонента Генератор (рис. 4.8, а) для нього виконується вимірювання всіх чотирьох характеристик, причому для їх зчитування з засобів автоматизації використовується Modbus-функція «зчитати значення з регістра вводу» (0x04), що відповідає значенню довжини запиту 8 байт і відповіді – 7 байт. Ці значення визначають значення атрибутів утворюючої $g^{1,1}$, відповідної даному компоненту: для вихідного зв'язку значенням атрибута є сума довжин всіх (чотирьох) запитів, для вхідного – сума довжин всіх відповідей. Верхні індекси утворюючих і атрибутів формуються з порядкових номерів секції та компонента даного типу в секції, розділених комою. Зчитані для компонента Генератор значення (частота і коефіцієнт потужності, діючі значення напруги і струму) відображаються у вікні, яке з'являється при наведенні курсору на компонент, і, як зазначено в налаштуваннях компонента Захист ДГА (рис. 4.8, б), використовуються для розрахунку значень, необхідних для реалізації функцій захистів.

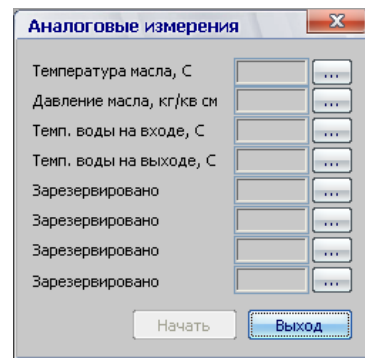
Останнє визначає рівність значень атрибутів утворюючої $g^{1,1}$, відповідних опитуванням параметрів електроенергії, що віддається ДГА в мережу, нулю: оскільки використовуються зчитані компонентом Генератор значення, компонент Захист ДГА не виконує додаткових опитувань засобів автоматизації. Оскільки захист генераторного агрегату полягає в зміні станів певних дискретних виходів при виникненні аварійних або небажаних ситуацій, значеннями атрибутів зв'язків, відповідних передачі команд на виконання цих дій і прийому пакету з відповіддю, будуть довжини цих команд і відповідей. У налаштуваннях компонента Захист ДГА вказана реалізація всіх функцій захистів, причому для виконання команд обрана Modbus-функція «запис значення одного прапора» (0x05), що визначає довжину кожної команди як 8 байт і відповіді – як 11 байт.

а

б



В



Г

Рис. 4.8. Налаштування компонентів програмного забезпечення: а, в – Генератора; б – Захиста ДГА; г – Дизеля

У налаштуваннях компонента Генератор (рис. 4.8, в) зазначено виконання опитування миттєвих значень напруги та струму для відображення осцилограм у відповідному діалоговому вікні. Виходячи з використання Modbus-функції «зчитати значення з регістрів вводу» (0x04) і кількостей регістрів, що зчитуються, рівній 55, можна визначити значення атрибутів утворюючої $g7^{1,1}$ («Осцилограми») як суму довжин запитів (16 байт) та суму довжин відповідей (230 байт). Аналогічно, виходячи з налаштувань компонента Дизель (рис. 4.8, г), можна розрахувати атрибути утворюючої $g6^{1,1}$ («Параметри дизеля»): налаштовано виконання опитування чотирьох аналогових значень за допомогою Modbus-функції «зчитати значення з регістрів вводу» (0x04), кожне з яких зберігається в двох окремих регістрах, що визначає сумарну довжину запитів як 32 байта і відповідей як 36 байт.

Компоненти Автоматичний вимикач (K10) і Кнопки управління («Пуск» і «Зупинка») служать для зміни станів дискретних виходів, пов'язаних з генераторним вимикачем і системою управління дизельним двигуном, при виконанні відповідних дій оператором. У їх налаштуваннях вказано використання Modbus-функції «запис значення одного прапора» (0x05) для передачі команд засобом автоматизації, з чого виходить рівність атрибутів, відповідних зв'язкам, 8 байтам – вихідному і 8 байтам – входному. Для відображення стану дискретного входу, з'єданого із зворотним зв'язком від генераторного вимикача, використовується компонент Світлодіод, в налаштуваннях якого для зчитування стану дискретного входу визначено використання Modbus-функції «зчитати значення дискретних входів» (0x02), що визначає рівність довжини запиту 8 байтам і відповіді – 7 байтам.

Частина запитів на отримання значень для компонентів, пов'язаних з ДГА 1 (діючих значень напруги і струму, значень частоти і коефіцієнта потужності, зворотного зв'язку від генераторного вимикача) повинні виконуватися постійно, що відповідає формуванню постійної складової черги запитів, представленою утворюючою $g17^{1,1}$. Тому інтенсивності потоків заявок від компонентів, утворюючі яких пов'язані з утворюючою $g17^{1,1}$, в табл. 4.1 представлені прочерками. Решта команд і запитів, відповідних зміні станів дискретних виходів і відображенню аналогових значень, виконуються тільки за запитом

користувача ПЗ і в паттерновій мережі представлені зв'язком утворюючих, відповідних компонентам, з утворюючою $g16^{1,1}$.

Для розрахунку середньої довжини черги (відповідного значення атрибута утворюючої $g16^{1,1}$) може бути використана формула Літтла, в якій середній час перебування заявки в системі дорівнює періоду сканування. Тоді розрахунок значень атрибутів утворюючих, пов'язаних з утворюючою $g16^{1,1}$, передбачає розрахунок інтенсивностей потоків заявок від цих компонентів. Для визначення останніх можна провести статистичний аналіз емпірично отриманих даних в процесі роботи АСУ, накопичених ПЗ для кожного з компонентів.

Результати аналізу показали, що надходження заявок від компонента Захист ДГА можна представити процесом Пуассона, від компонентів Автоматичний вимикач і Кнопка управління – як процес Ерланга другого порядку і від компонентів Параметри Дизеля і Осцилограми – як процес Ерланга третього порядку з довірчим рівнем 0,05 за критерієм узгодженості Колмогорова (при цьому інтенсивності потоків заявок різні). Оскільки при додаванні потоків інтенсивність сумарного потоку дорівнює сумі інтенсивностей потоків-доданків, то середню довжину черги можна розрахувати як суму добутків інтенсивностей на довжини пакетів запитів і відповідей.

У табл. 4.1 наведені дані, отримані в результаті аналізу налаштувань об'єктів програмного забезпечення (рис. 4.7) і обробки накопичених в процесі моніторингу та управління електростанцією даних про потоки заявок, в термінах паттернових мереж для кожної секції (у графі інтенсивність потоку заявок для потоків з розподілом Ерланга порядок розподілу вже врахований).

Наступним етапом визначення характеристик інформаційного каналу є розрахунок арності і значень атрибутів утворюючих $g16^i - g18^i$ для кожної секції. Оскільки значення атрибутів $g18^i$ визначаються, згідно з (3.43), на основі значень атрибутів $g16^i$ і $g17^i$, розглянемо спочатку розрахунок останніх (на прикладі розрахунку атрибутів для першої секції, для решти секцій розрахунок виконується аналогічно).

Кількість генераторних агрегатів в першій секції $n_1 = 2$; кількість асинхронних двигунів, навантажень і автоматичних вимикачів для підключення секції з навантаженням $k_1 = 16$, отже, виходячи з виразу (3.9), арності утворюючих $g16^1$ і $g17^1$:

$$\omega(g16^1) = 4 + 4 \cdot n_1 + k_1 = 4 + 4 \cdot 2 + 16 = 28;$$

$$\omega(g17^1) = 1 + 3 \cdot n_1 + k_1 = 1 + 3 \cdot 2 + 16 = 23.$$

Значення арності утворюючої визначає кількість доданків, що використовуються при визначенні значень її атрибутів, відповідних зв'язкам, що беруть участь в обміні даними із засобами автоматизації.

Таблиця Д.1. Дані для розрахунку часових характеристик системи

Об'єкт на мнемосхемі (компонент ПЗ)		Утворююча	Атрибути утворюючих, відповідних зв'язку		Інтенсивність потоку заявок, $\text{с}^{-1} \cdot 10^{-6}$
			вихідному	вхідному	
1		2	3	4	5
Секція 1					
ДГА 1	Генератор	$g4^{1,1}$	$\gamma_{4,30}^{1,1} = 32$	$\gamma_{4,31}^{1,1} = 28$	–
	Діалогове вікно «Осцилограми»	$g7^{1,1}$	$\gamma_{7,00}^{1,1} = 16$	$\gamma_{7,01}^{1,1} = 230$	$\lambda_{7,0}^{1,1} = 46,28$
	Дизель	$g5^{1,1}$	–	–	–
	Діалогове вікно «Параметри дизеля»	$g6^{1,1}$	$\gamma_{6,00}^{1,1} = 32$	$\gamma_{6,01}^{1,1} = 36$	$\lambda_{6,0}^{1,1} = 80,99$
	Захист ДГА	$g9^{1,1}$	$\gamma_{9,00}^{1,1} = 8$	$\gamma_{9,01}^{1,1} = 8$	$\lambda_{9,0}^{1,1} = 5,79$
			$\gamma_{9,10}^{1,1} = 0$	$\gamma_{9,11}^{1,1} = 0$	–
	Автоматичний вимикач (K10)	$g10^{1,1}$	$\gamma_{10,00}^{1,1} = 8$	$\gamma_{10,01}^{1,1} = 8$	$\lambda_{10,0}^{1,1} = 11,57$
	Світлодіод	$g11^{1,10}$	$\gamma_{11,00}^{1,1} = 8$	$\gamma_{11,01}^{1,1} = 7$	–
ДГА 2	Кнопки управління «Пуск» і «Зупинка»	$g14^{1,1}, g14^{1,2}$	$\gamma_{14,00}^{1,1} = \gamma_{14,00}^{1,2} = 8$	$\gamma_{14,01}^{1,1} = \gamma_{14,01}^{1,2} = 8$	$\lambda_{14,0}^{1,1} = \lambda_{14,0}^{1,2} = 11,57$
	Генератор	$g4^{1,2}$	$\gamma_{4,30}^{1,2} = 16$	$\gamma_{4,31}^{1,2} = 14$	–
	Діалогове вікно «Осцилограми»	$g7^{1,2}$	$\gamma_{7,00}^{1,2} = 8$	$\gamma_{7,01}^{1,2} = 115$	$\lambda_{7,0}^{1,2} = 34,71$
	Дизель	$g5^{1,2}$	–	–	–
	Діалогове вікно «Параметри дизеля»	$g6^{1,2}$	$\gamma_{6,00}^{1,2} = 16$	$\gamma_{6,01}^{1,2} = 18$	$\lambda_{6,0}^{1,2} = 115,72$
	Система синхронізації 1	$g8^{1,1}$	$\gamma_{8,00}^{1,1} = 8$	$\gamma_{8,01}^{1,1} = 13$	$\lambda_{8,0}^{1,1} = 57,85$
	Захист ДГА	$g9^{1,2}$	$\gamma_{9,00}^{1,2} = 8$	$\gamma_{9,01}^{1,2} = 8$	$\lambda_{9,0}^{1,2} = 23,14$
			$\gamma_{9,10}^{1,2} = 8$	$\gamma_{9,11}^{1,2} = 7$	–
	Автоматичний вимикач (K11)	$g10^{1,2}$	$\gamma_{10,00}^{1,2} = 8$	$\gamma_{10,01}^{1,2} = 8$	$\lambda_{10,0}^{1,2} = 46,28$
	Світлодіод	$g11^{1,2}$	$\gamma_{11,00}^{1,2} = 8$	$\gamma_{11,01}^{1,2} = 7$	–
	Кнопки управління «Пуск» і «Зупинка»	$g14^{1,3}, g14^{1,4}$	$\gamma_{14,00}^{1,3} = \gamma_{14,00}^{1,4} = 8$	$\gamma_{14,01}^{1,3} = \gamma_{14,01}^{1,4} = 8$	$\lambda_{14,0}^{1,3} = \lambda_{14,0}^{1,4} = 46,28$

	1	2	3	4	5
	Навантаження 1-9 (Н1-Н9)	$g12^{1,1} - g12^{1,9}$	—	—	—
	Автоматичні вимикачі (К1-К9)	$g10^{1,3} - g10^{1,11}$	$\gamma_{10,00}^{1,3} \dots \gamma_{10,00}^{1,11} = 8$	$\gamma_{10,01}^{1,3} \dots \gamma_{10,01}^{1,11} = 8$	$\lambda_{10,0}^{1,3} \dots \lambda_{10,0}^{1,8} = 462,87$
					$\lambda_{10,0}^{1,9} \dots \lambda_{10,0}^{1,11} = 80,993$
	Світлодіоди (авт. вим. К1-К9)	$g11^{1,3} - g11^{1,11}$	$\gamma_{11,00}^{1,3} \dots \gamma_{11,00}^{1,11} = 8$	$\gamma_{11,01}^{1,3} \dots \gamma_{11,01}^{1,11} = 7$	—
	Асинхронні двигуни (АД1-АД6)	$g13^{1,1} - g13^{1,6}$	—	—	—
	Автоматичні вимикачі (К12-К14, К16-К18)	$g10^{1,12} - g10^{1,17}$	$\gamma_{10,00}^{1,12} \dots \gamma_{10,00}^{1,17} = 8$	$\gamma_{10,01}^{1,12} \dots \gamma_{10,01}^{1,17} = 8$	$\lambda_{10,0}^{1,12} \dots \lambda_{10,0}^{1,17} = 115,73$
	Світлодіоди (авт. вим. К12-К14, К16-К18)	$g11^{1,12} - g11^{1,17}$	$\gamma_{11,00}^{1,12} \dots \gamma_{11,00}^{1,17} = 8$	$\gamma_{11,01}^{1,12} \dots \gamma_{11,01}^{1,17} = 7$	—
	Автоматичний вимикач (К15)	$g10^{1,18}$	$\gamma_{10,00}^{1,18} = 8$	$\gamma_{10,01}^{1,18} = 8$	$\lambda_{10,0}^{1,18} = 11,57$
	Світлодіод (авт. вим. К15)	$g11^{1,18}$	$\gamma_{11,00}^{1,18} = 8$	$\gamma_{11,01}^{1,18} = 7$	—
	Система розподілу навантажень	$g15^{1,1}$	$\gamma_{15,00}^{1,1} = 40$	$\gamma_{15,01}^{1,1} = 35$	$\lambda_{15,0}^{1,1} = 50 \cdot 10^3$
$\gamma_{15,10}^{1,1} = 16$			$\gamma_{15,11}^{1,1} = 14$	—	
Секція 2					
ДГА 3	Генератор	$g4^{2,1}$	$\gamma_{4,30}^{2,1} = 32$	$\gamma_{4,31}^{2,1} = 28$	—
	Діалогове вікно «Осцилограми»	$g7^{2,1}$	$\gamma_{7,00}^{2,1} = 16$	$\gamma_{7,01}^{2,1} = 230$	$\lambda_{7,0}^{2,1} = 80,99$
	Дизель	$g5^{2,1}$	—	—	—
	Діалогове вікно «Параметри дизеля»	$g6^{2,1}$	$\gamma_{6,00}^{2,1} = 64$	$\gamma_{6,01}^{2,1} = 72$	$\lambda_{6,0}^{2,1} = 115,73$
	Захист ДГА	$g9^{2,1}$	$\gamma_{9,00}^{2,1} = 8$	$\gamma_{9,01}^{2,1} = 8$	$\lambda_{9,0}^{2,1} = 3,47$
			$\gamma_{9,10}^{2,1} = 0$	$\gamma_{9,11}^{2,1} = 0$	—
	Автоматичний вимикач (К24)	$g10^{2,1}$	$\gamma_{10,00}^{2,1} = 8$	$\gamma_{10,01}^{2,1} = 8$	$\lambda_{10,0}^{2,1} = 11,57$
	Світлодіод	$g11^{2,1}$	$\gamma_{11,00}^{2,1} = 8$	$\gamma_{11,01}^{2,1} = 7$	—
	Кнопки управління «Пуск» і «Зупинка»	$g14^{2,1}, g14^{2,2}$	$\gamma_{14,00}^{2,1} = \gamma_{14,00}^{2,2} = 8$	$\gamma_{14,01}^{2,1} = \gamma_{14,01}^{2,2} = 8$	$\lambda_{14,0}^{2,1} = \lambda_{14,0}^{2,2} = 11,57$
ДГА 4	Генератор	$g4^{2,2}$	$\gamma_{4,30}^{2,2} = 32$	$\gamma_{4,31}^{2,2} = 28$	—

	1	2	3	4	5
	Діалогове вікно «Осцилограми»	$g7^{2,2}$	$\gamma_{7,00}^{2,2}=8$	$\gamma_{7,01}^{2,2}=115$	$\lambda_{7,0}^{2,2}=57,85$
	Дизель	$g5^{2,2}$	—	—	—
	Діалогове вікно «Параметри дизеля»	$g6^{2,2}$	$\gamma_{6,00}^{2,2}=16$	$\gamma_{6,01}^{2,2}=18$	$\lambda_{6,0}^{2,2}=115,72$
	Система синхронізації 2	$g8^{2,1}$	$\gamma_{8,00}^{2,1}=8$	$\gamma_{8,01}^{2,1}=13$	$\lambda_{8,0}^{2,1}=92,56$
	Захист ДГА	$g9^{2,2}$	$\gamma_{9,00}^{2,2}=8$	$\gamma_{9,01}^{2,2}=8$	$\lambda_{9,0}^{2,2}=34,71$
			$\gamma_{9,10}^{2,2}=0$	$\gamma_{9,11}^{2,2}=0$	—
	Автоматичний вимикач (K25)	$g10^{2,2}$	$\gamma_{10,00}^{2,2}=8$	$\gamma_{10,01}^{2,2}=8$	$\lambda_{10,0}^{2,2}=80,99$
	Світлодіод	$g11^{2,2}$	$\gamma_{11,00}^{2,2}=8$	$\gamma_{11,01}^{2,2}=7$	—
	Кнопки управління «Пуск» і «Зупинка»	$g14^{2,3}, g14^{2,4}$	$\gamma_{14,00}^{2,3}=\gamma_{14,00}^{2,4}=8$	$\gamma_{14,01}^{2,3}=\gamma_{14,01}^{2,4}=8$	$\lambda_{14,0}^{2,3}=\lambda_{14,0}^{2,4}=80,99$
	Навантаження 10, 11 (H10 и H11)	$g12^{2,10}-g12^{2,11}$	—	—	—
	Автоматичні вимикачі (K26, K27)	$g10^{2,3}, g10^{2,4}$	$\gamma_{10,00}^{2,3}=\gamma_{10,00}^{2,4}=8$	$\gamma_{10,01}^{2,3}=\gamma_{10,01}^{2,4}=8$	$\lambda_{10,0}^{2,4}=138,84$ $\lambda_{10,0}^{2,3}=208,26$
	Світлодіоди (авт. вим. K26, K27)	$g11^{2,3}, g11^{2,4}$	$\gamma_{11,00}^{2,3}=\gamma_{11,00}^{2,4}=8$	$\gamma_{11,01}^{2,3}=\gamma_{11,01}^{2,4}=7$	—
	Асинхронний двигун (АД7)	$g13^{2,1}$	—	—	—
	Автоматичний вимикач (K23)	$g10^{2,5}$	$\gamma_{10,00}^{2,5}=8$	$\gamma_{10,01}^{2,5}=8$	$\lambda_{10,0}^{2,5}=57,85$
	Світлодіод (авт. вим. K23)	$g11^{2,5}$	$\gamma_{11,00}^{2,5}=8$	$\gamma_{11,01}^{2,5}=7$	—
	Автоматичний вимикач (K19)	$g10^{2,6}$	$\gamma_{10,00}^{2,6}=8$	$\gamma_{10,01}^{2,6}=8$	$\lambda_{10,0}^{2,6}=0$
	Світлодіод (авт. вим. K19)	$g11^{2,6}$	$\gamma_{11,00}^{2,6}=8$	$\gamma_{11,01}^{2,6}=7$	—
	Система розподілу навантажень	$g15^{2,1}$	$\gamma_{15,00}^{2,1}=40$	$\gamma_{15,01}^{2,1}=35$	$\lambda_{15,0}^{2,1}=37,5\cdot10^3$
$\gamma_{15,10}^{2,1}=16$			$\gamma_{15,11}^{2,1}=14$	—	
Секція 3					
ДГА 5	Генератор	$g4^{3,1}$	$\gamma_{4,30}^{3,1}=32$	$\gamma_{4,31}^{3,1}=28$	—

	1	2	3	4	5
	Діалогове вікно «Осцилограми»	$g7^{3,1}$	$\gamma_{7,00}^{3,1} = 0$	$\gamma_{7,01}^{3,1} = 0$	$\lambda_{7,0}^{3,1} = 0$
	Дизель	$g5^{3,1}$	—	—	—
	Діалогове вікно «Параметри дизеля»	$g6^{3,1}$	$\gamma_{6,00}^{3,1} = 0$	$\gamma_{6,01}^{3,1} = 0$	$\lambda_{6,0}^{3,1} = 0$
	Захист ДГА	$g9^{3,1}$	$\gamma_{9,00}^{3,1} = 8$	$\gamma_{9,01}^{3,1} = 8$	$\lambda_{9,0}^{3,1} = 3,47$
			$\gamma_{9,10}^{3,1} = 0$	$\gamma_{9,11}^{3,1} = 0$	—
	Автоматичний вимикач (K28)	$g10^{3,1}$	$\gamma_{10,00}^{3,1} = 8$	$\gamma_{10,01}^{3,1} = 8$	$\lambda_{10,0}^{3,1} = 11,57$
	Світлодіод	$g11^{3,1}$	$\gamma_{11,00}^{3,1} = 8$	$\gamma_{11,01}^{3,1} = 7$	—
	Кнопки управління «Пуск» і «Зупинка»	$g14^{3,1}, g14^{3,2}$	$\gamma_{14,00}^{3,1} = \gamma_{14,00}^{3,2} = 8$	$\gamma_{14,01}^{3,1} = \gamma_{14,01}^{3,2} = 8$	$\lambda_{14,0}^{3,1} = \lambda_{14,0}^{3,2} = 11,57$
ДГА 6	Генератор	$g4^{3,2}$	$\gamma_{4,30}^{3,2} = 32$	$\gamma_{4,31}^{3,2} = 28$	—
	Діалогове вікно «Осцилограми»	$g7^{3,2}$	$\gamma_{7,00}^{3,2} = 0$	$\gamma_{7,01}^{3,2} = 0$	$\lambda_{7,0}^{3,2} = 0$
	Дизель	$g5^{3,2}$	—	—	—
	Діалогове вікно «Параметри дизеля»	$g6^{3,2}$	$\gamma_{6,00}^{3,2} = 0$	$\gamma_{6,01}^{3,2} = 0$	$\lambda_{6,0}^{3,2} = 0$
	Система синхронізації 3	$g8^{3,1}$	$\gamma_{8,00}^{3,1} = 8$	$\gamma_{8,01}^{3,1} = 13$	$\lambda_{8,0}^{3,1} = 57,85$
	Захист ДГА	$g9^{3,2}$	$\gamma_{9,00}^{3,2} = 8$	$\gamma_{9,01}^{3,2} = 8$	$\lambda_{9,0}^{3,2} = 5,79$
			$\gamma_{9,10}^{3,2} = 0$	$\gamma_{9,11}^{3,2} = 0$	—
	Автоматичний вимикач (K29)	$g10^{3,2}$	$\gamma_{10,00}^{3,2} = 8$	$\gamma_{10,01}^{3,2} = 8$	$\lambda_{10,0}^{3,2} = 57,85$
	Світлодіод	$g11^{3,2}$	$\gamma_{11,00}^{3,2} = 8$	$\gamma_{11,01}^{3,2} = 7$	—
	Кнопки управління «Пуск» і «Зупинка»	$g14^{3,3}, g14^{3,4}$	$\gamma_{14,00}^{3,3} = \gamma_{14,00}^{3,4} = 8$	$\gamma_{14,01}^{3,3} = \gamma_{14,01}^{3,4} = 8$	$\lambda_{14,0}^{3,3} = \lambda_{14,0}^{3,4} = 57,85$
	Асинхронний двигун (АД8)	$g13^{3,1}$	—	—	—
	Автоматичний вимикач (K30)	$g10^{3,3}$	$\gamma_{10,00}^{3,3} = 8$	$\gamma_{10,01}^{3,3} = 8$	$\lambda_{10,0}^{3,3} = 57,85$
	Світлодіод (авт. вим. K30)	$g11^{3,3}$	$\gamma_{11,00}^{3,5} = 8$	$\gamma_{11,01}^{3,5} = 7$	—
	Автоматичні вимикачі (K20 – K22)	$g10^{3,4} - g10^{3,6}$	$\gamma_{10,00}^{3,4} \dots \gamma_{10,00}^{3,6} = 8$	$\gamma_{10,01}^{3,4} \dots \gamma_{10,01}^{3,6} = 8$	$\lambda_{10,0}^{3,4} \dots \lambda_{10,0}^{3,6} = 0$

	1	2	3	4	5
	Світлодіоди (авт. вимикачі К20 — К22)	$g_{11}^{3,4} - g_{11}^{3,6}$	$\gamma_{11,00}^{3,4} \dots \gamma_{11,00}^{3,6} = 8$	$\gamma_{11,01}^{3,4} \dots \gamma_{11,01}^{3,6} = 7$	—
	Система розподілу навантажень	$g_{15}^{3,1}$	$\gamma_{15,00}^{3,1} = 40$	$\gamma_{15,01}^{3,1} = 35$	$\lambda_{15,0}^{3,1} = 25 \cdot 10^3$
			$\gamma_{15,10}^{3,1} = 16$	$\gamma_{15,11}^{3,1} = 14$	—

Для обчислення атрибутів утворюючих $g16^1$ і $g17^1$ вирази (3.39) – (3.40), (3.48) – (3.50) приймуть вигляд:

– узагальнений вираз для $\gamma_{16,70}^1$:

$$\gamma_{16,70}^1 = \gamma_{16,70}^1|_{G_1^1} + \gamma_{16,70}^1|_{G_2^1} = func_1\{\gamma_{15,00}^1\} + \sum_{p=6}^7 func_2\{\gamma_{p,00}^{1,j_1} | j_1 \in [1, 2]\} + func_2\{\gamma_{8,00}^{1,1}\} + \\ + \sum_{p=9}^{10} func_1\{\gamma_{p,00}^{1,j_1} | j_1 \in [1, 2]\} + func_1\{\gamma_{14,00}^{1,j_1} | j_1 \in [1, 4]\} + func_1\{\gamma_{10,00}^{1,2+j_2} | j_2 \in [1, 16]\};$$

– вирази для розрахунку мінімальних, середніх і максимальних значень $\gamma_{16,70}^1$ і $\gamma_{17,40}^1$:

$$\gamma_{16,70}^{1,min} = 0; \quad (4.1)$$

$$\gamma_{16,70}^{1,avg} = \left(\gamma_{15,00}^1 \cdot \lambda_{15,0}^1 + \sum_{p=6,7} \sum_{j=1,2} (\gamma_{p,00}^{1,j} \cdot \lambda_{p,0}^{1,j}) + \gamma_{8,00}^{1,1} \cdot \lambda_{8,00}^{1,1} + \right. \\ \left. + \sum_{p=9,10} \sum_{j=1,2} (\gamma_{p,00}^{1,j} \cdot \lambda_{p,0}^{1,j}) + \sum_{j=1}^4 (\gamma_{14,00}^{1,j} \cdot \lambda_{14,0}^{1,j}) + \sum_{j=1}^{16} (\gamma_{10,00}^{1,2+j} \cdot \lambda_{10,0}^{1,2+j}) \right) \cdot t_{\tilde{n}\hat{e}\hat{o}}; \quad (4.2)$$

$$\gamma_{16,70}^{1,max} = \gamma_{15,00}^1 + \sum_{p=6}^7 \max\{\gamma_{p,00}^{1,1}, \gamma_{p,00}^{1,2}\} + \gamma_{8,00}^{1,1} + \sum_{p=9,10} \sum_{j=1,2} \gamma_{p,00}^{1,j} + \sum_{j=1}^4 \gamma_{14,00}^{1,j} + \sum_{j=1}^{16} \gamma_{10,00}^{1,2+j}; \quad (4.3)$$

$$\gamma_{17,40}^{1,min} = \gamma_{17,40}^{1,avg} = \gamma_{17,40}^{1,max} = \gamma_{17,40}^1|_{G_1^1} + \gamma_{17,40}^1|_{G_2^1} = \\ = \gamma_{15,10}^1 + \sum_{j=1}^2 (\gamma_{4,30}^{1,j} + \gamma_{9,10}^{1,j} + \gamma_{11,00}^{1,j}) + \sum_{j=1}^{16} \gamma_{11,00}^{1,2+j}. \quad (4.4)$$

Для розрахунку значень атрибутів утворюючої $g18^1$ використовується вираз (3.43):

$$\gamma_{18,40}^1 = \gamma_{16,70}^1 + \gamma_{17,40}^1.$$

Підставивши у вирази (4.1) – (4.4) значення з табл. 4.1 і враховуючи, що вказане в налаштуваннях програмного забезпечення значення періоду обміну даними ($t_{ск \phi}$) складає 5 с, можна отримати чисельні значення атрибутів для першої секції; обчисливши аналогічним способом значення атрибутів для другої і третьої секцій і використовуючи вирази (3.45) – (3.47) можна обчислити значення атрибутів для всієї електростанції. Результати розрахунків наведено в табл. 4.2.

Тоді, відповідно до виразів (3.51) і (3.52) і з урахуванням того, що обмін даними із засобами автоматизації відбувається зі швидкістю 9600 біт/с і в налаштуваннях формату пакета вказані відсутність контролю парності і один стоповий біт,

мінімальні довжина черги і час обробки запитів:

$$L_{min} = \gamma_{18,40}^{min} + \gamma_{18,41}^{min} = 472 + 413 = 885 \text{ (байт)}; \\ t_{\tilde{n}\hat{e} \min} = \frac{L_{min} \cdot (8 + n_{ad})}{g} = \frac{885 \cdot 10}{9600} \approx 0,92 \text{ (с)};$$

середні довжина черги і час обробки запитів:

$$L_{avg} = \gamma_{18,40}^{avg} + \gamma_{18,41}^{avg} = 494,79 + 433,06 = 927,85 \text{ (байт)};$$

$$t_{\tilde{n}\tilde{e} \text{ avg}} = \frac{L_{\text{avg}} \cdot (8 + n_{\text{ad}})}{9} = \frac{927,85 \cdot 10}{9600} \approx 0,97 (\text{с});$$

максимальні довжина черги і час обробки запитів:

$$L_{\text{max}} = \gamma_{18,40}^{\text{max}} + \gamma_{18,41}^{\text{max}} = 1028 + 1181 = 2209 (\text{байт});$$

$$t_{\tilde{n}\tilde{e} \text{ max}} = \frac{L_{\text{max}} \cdot (8 + n_{\text{ad}})}{9} = \frac{2209 \cdot 10}{9600} \approx 2,30 (\text{с}).$$

Коефіцієнт завантаженості каналу зв'язку становить:

$$k_{\tilde{c}\tilde{a}\tilde{d}\tilde{o}} = \frac{t_{\tilde{n}\tilde{e} \text{ avg}}}{t_{\tilde{n}\tilde{e} \tilde{o}}} \cdot 100\% = \frac{0,97}{5} \cdot 100\% = 19,4\%.$$

Таблиця 4.2. Атрибути утворюючих $g16^i - g18^i$

Ділянка ПЗ	Значення атрибута	$\gamma_{16,70}$	$\gamma_{17,40}$	$\gamma_{18,40}$	$\gamma_{16,71}$	$\gamma_{17,41}$	$\gamma_{18,41}$
Секція 1	Мінімальне	0	216	216	0	189	189
	Середнє	10,19		226,19	8,89		197,89
	Максимальне	288		504	506		695
Секція 2	Мінімальне	0	128	128	0	112	112
	Середнє	7,59		135,59	6,78		118,78
	Максимальне	224		352	446		558
Секція 3	Мінімальне	0	128	128	0	112	112
	Середнє	5,01		133,01	4,39		116,39
	Максимальне	144		272	139		251
Загальне	Мінімальне	0	472	472	0	413	413
	Середнє	22,79		494,79	20,06		433,06
	Максимальне	556		1028	768		1181

4.2. Моделювання роботи споживачів електроенергії і силових агрегатів

У п. 3.5 наведений опис функцій програмного забезпечення АСУ СЕУ, пов'язаних з проведенням моніторингу параметрів якості електроенергії та оптимізації складу дизель-генераторних агрегатів. При проектуванні відповідних цим функціям блоків спеціалізованого програмного забезпечення для АРМ оператора виникає завдання моделювання роботи електростанції, в результаті якого мають бути отримані діаграми роботи споживачів електроенергії та потужності, що віддаються дизель-генераторами на загальне навантаження, у вигляді записів в базу даних. Моделюванню електричних навантажень суднових електростанцій присвячені роботи [44, 45, 87, 103], однак в них результатом моделювання є сумарний графік споживаної потужності СЕУ, який використовується для визначення складу й потужностей генераторних агрегатів проекрованої електростанції. Для оптимізації складу дизель-генераторних агрегатів повинні бути отримані графіки навантажень для кожного з агрегатів.

Миттєве значення навантаження електростанції є випадковою величиною

і визначається композицією миттєвих значень навантажень окремих споживачів. Графік споживання електроенергії кожного пристрою формується трьома складовими: рівнем потужності p , тривалістю роботи t і тривалістю паузи τ , які можуть бути постійними або статистично розподіленими в часі [45]. У роботах [44, 45, 87, 103] прийнятий наступний алгоритм розрахунку навантажень, оформлений у вигляді пакета прикладних програм: моделювання значень рівня потужності, тривалостей роботи і пауз для кожного споживача; накладення складових на графік навантаження споживача; формування графіка сумарного навантаження на основі навантажень всіх промодельованих споживачів. Наведений алгоритм не дозволяє врахувати кореляційні зв'язки між режимами роботи споживачів. У роботі пропонується використання автоматного підходу для отримання графіків навантажень споживачів і роботи генераторних агрегатів, що дозволить формалізувати задачу моделювання та врахувати взаємозв'язки між споживачами.

Для кожного типу судів можна виділити характерні режими, що визначають діаграми роботи споживачів електроенергії. Крім того, в більшості режимів виділяються циклічні часові послідовності, тривалості етапів яких – випадкові величини, статистично розподілені в часі. Для більшості типів судів можна виділити групи споживачів, характеристики законів розподілу часів роботи, паузи і рівня потужності яких залежать від етапу циклу. Наприклад, для промислових суден характерними режимами роботи є стоянка в порту, маневрування, перехід на промисел, хід з промислу, промисловий і аварійний режими. Для кожного режиму певного типу промислових суден можна виділити етапи добового циклу. Як приклад розглянуті судна ярусного лову в промисловому режимі, для якого характерними є етапи постановки, дрейфу і вибірки ярусу. Тривалості кожного з етапів – випадкові величини, розподілені за рівномірним законом. З етапами циклу лову пов'язані режими роботи споживачів електроенергії, що забезпечують видобуток риби (лебідки, промислові механізми, пошукове обладнання), її переробку (механізми рибцеху та морозильні камери) та зберігання (механізми рефрижераторної установки), – у кожному з них характеристики законів розподілу випадкових величин (рівня потужності, часів роботи і паузи) різні. Оскільки окремий споживач в кожен момент часу може знаходитися в одному з двох станів (включений або виключений), пропонується розглядати його як кінцевий автомат. Умовою переходу між станами є завершення випадкового проміжку часу, згенерованого на основі отриманих емпірично виду закону розподілу і його характеристик. Також у вигляді кінцевого автомата можна розглядати добовий цикл роботи судна: кожен етап відповідає окремому стану автомата, при цьому тривалість знаходження автомата в стані – випадкова величина, розподілена рівномірно в інтервалі, межі якого залежать від номера етапу. Як інструмент моделювання роботи споживачів використовується програма Stateflow середовища Matlab. Створена в ній мережа автоматів, описана далі, використовується як складова частина моделі електростанції і викликається на кожному кроці моделювання (одному кроку відповідає 5 хв. реального часу). На рис. 4.9 наведена Stateflow-

діаграма кінцевого автомата S, що імітує зміну етапів технологічного циклу судна: стоянку, постановку, дрейф і вибірку ярусу (стани C0-C4 відповідно).

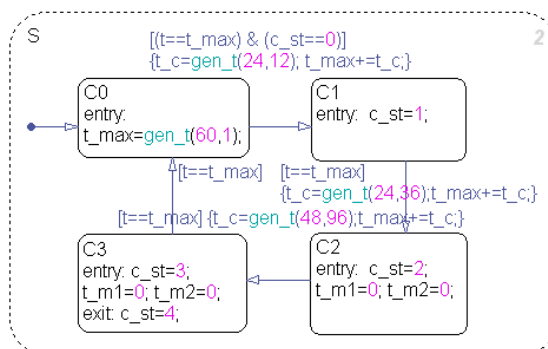


Рис. 4.9. Кінцевий автомат, що моделює зміну етапів технологічного циклу судна

Зміна етапів добового циклу судна і робота кожного зі споживачів електроенергії є паралельними процесами, тому при створенні використана паралельна декомпозиція суперстанів, кожен з яких реалізує відповідний автомат.

На рис. 4.10, а наведена граф-схема автомата AD1, який імітує роботу залежного від етапу добового циклу судна споживача AD1. Стану AD1_0 відповідає вимкнений стан об'єкта, стану AD1_1 – увімкнений. Наведений споживач працює в повторно-короткочасному режимі (такий режим характерний для вантажопідйомних механізмів) з періодом 10 хв. і тривалістю включення двигуна 5 хв., тому стан AD1_1 розділений на два вкладених стани – включений і виключений під час роботи (AD1_on і AD1_off відповідно). Режим роботи споживача залежить від етапу технологічного циклу судна. На етапі стоянки (стан C0 автомата S) автомат AD1 знаходиться в стані AD1_0 (споживач виключений). При переході автомата S в стан C1, що відповідає переходу судна в режим постановки ярусу, генерується випадкове число, яке відповідає часу очікування включення в роботу споживачем. При завершенні згенерованого проміжку часу відбувається перехід автомата AD1 в стан AD1_1, що супроводжується генерацією тривалості перебування в ньому і рівня потужності, споживаної механізмом, у відносних одиницях. У стані AD1_1 відбувається циклічний перехід зі стану AD1_on в стан AD1_off і назад з періодом 2 такту, що імітує повторно-короткочасну роботу механізму. Збіг часу перебування автомата в стані AD1_1 зі згенерованою тривалістю ініціює перехід автомата в стан AD1_0, після чого описані дії повторюються. У режимах судна «дрейф» і «вибірка ярусу» (стани C2 і C3 автомата S) моделювання роботи споживача AD1 відбувається аналогічно; відрізняються лише види законів розподілу рівня потужності, інтервалів роботи і пауз, і їх характеристики. Для мінімізації громіздкості моделі генерація випадкових величин реалізована у вигляді графічної функції f1 (рис. 4.10, б) з параметрами – напрям переходу (з AD1_0 в AD1_1 або зворотній) і номер етапу циклу судна; повертані значення – час зворотного переходу в поточний стан і рівень

потужності, споживаної механізмом.

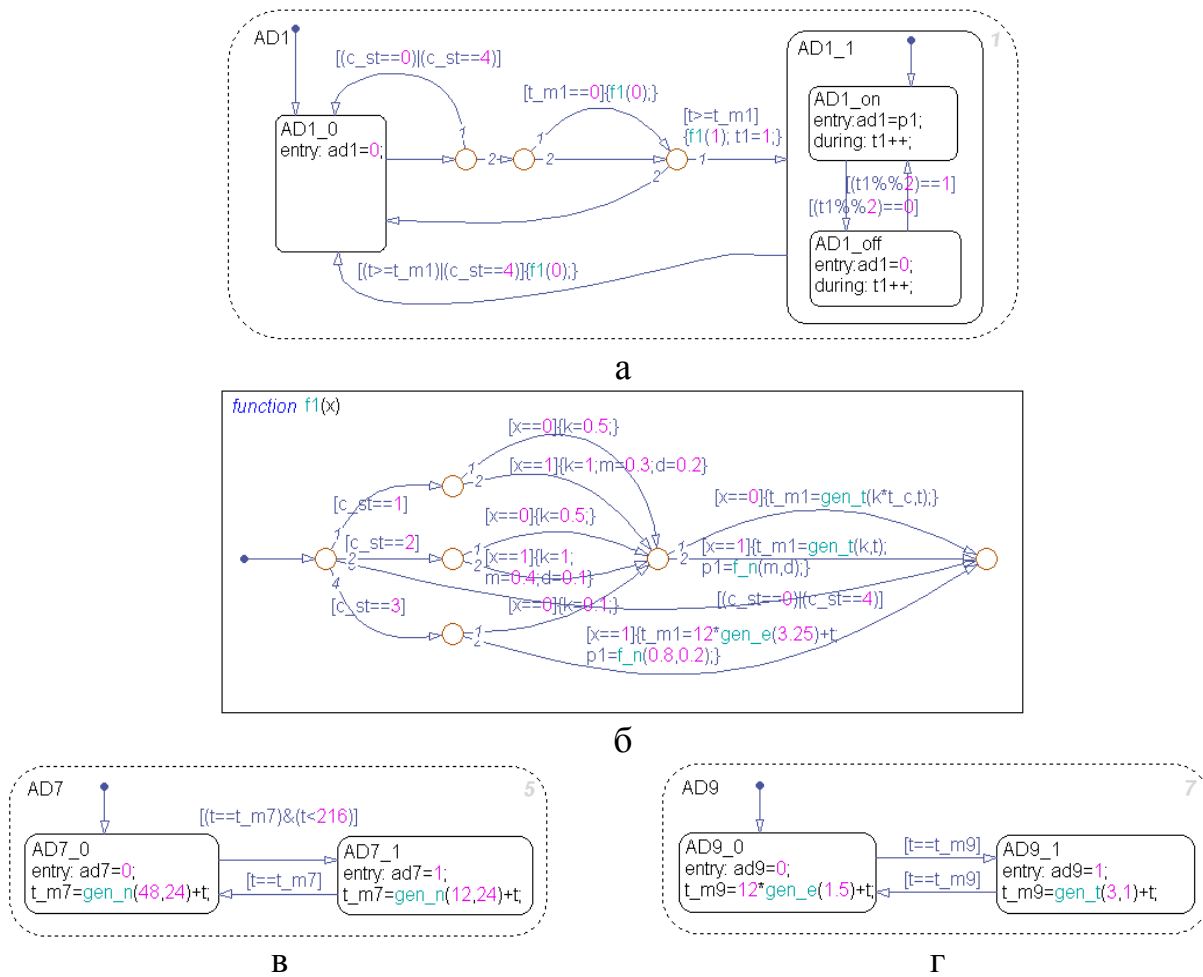


Рис. 4.10. Кінцеві автомати, що моделюють роботу споживачів електроенергії: а – залежного від етапу добового циклу споживача; б – функція, яка використовується для генерації випадкових величин; в, г – споживачі, робота яких не залежить від технологічного етапу циклу судна

До другої групи споживачів відносяться споживачі, режим роботи яких не залежить від технологічного етапу циклу судна: механізми систем, що забезпечують роботу головного двигуна і рух судна, загальносуднових систем і систем зберігання вантажу (рис. 4.10, г). Режим роботи споживачів даної групи може залежати від часу доби (рис. 4.10, в). Аналогічно автоматам AD1, AD7 і AD9 проектується автомати, які імітують роботу найбільш потужних і працюючих періодично або епізодично суднових споживачів електроенергії; споживана іншими пристроями потужність враховується у вигляді постійної складової. Сукупність паралельно об'єднаних автоматів утворюють Stateflow-модель роботи суднових споживачів електроенергії (рис. 4.11). Вхідною подією для моделі є фронт тактового сигналу, який ініціює перевірку умов переходів та зміну станів автоматів. Вихідні сигнали – значення рівнів потужностей, споживаних пристроями, в частках від номінальних потужностей (у роботі розглядається 9 споживачів зі змінним навантаженням і один, узагальнений, з постійним).

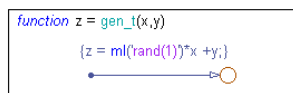
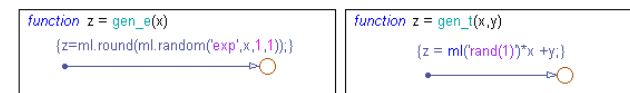
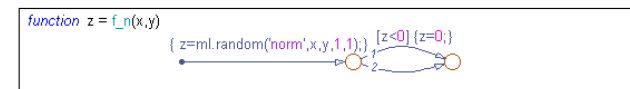
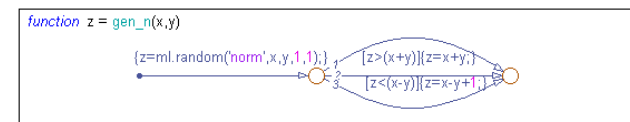
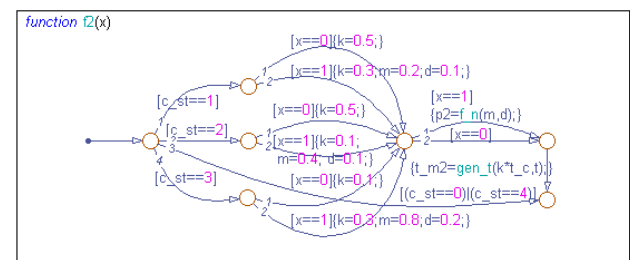
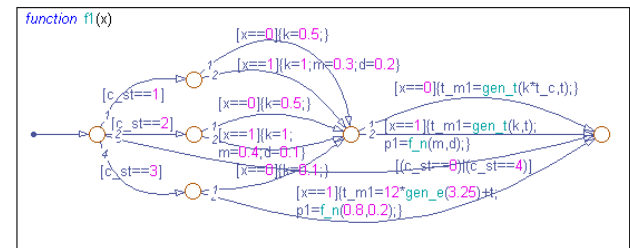
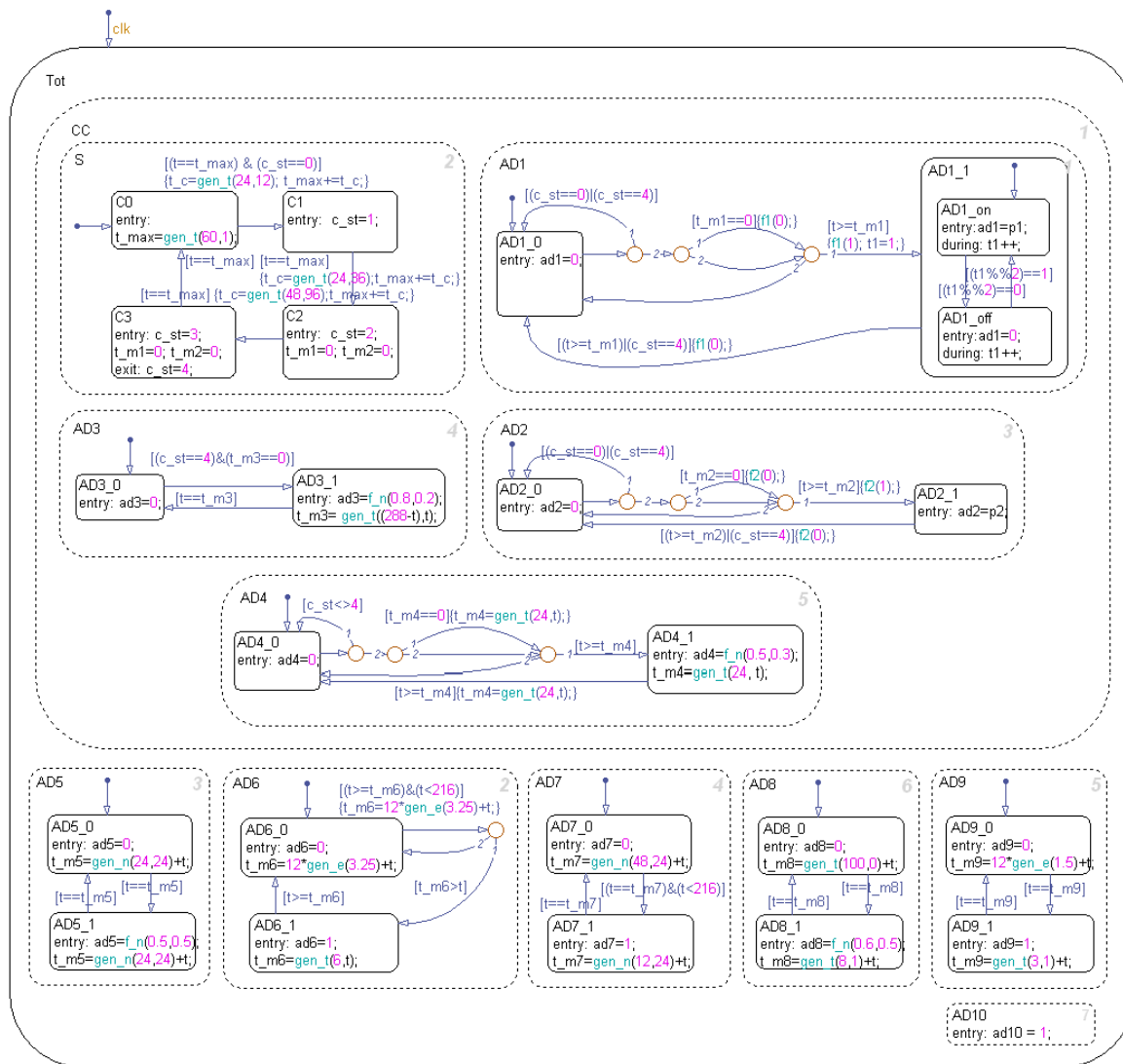
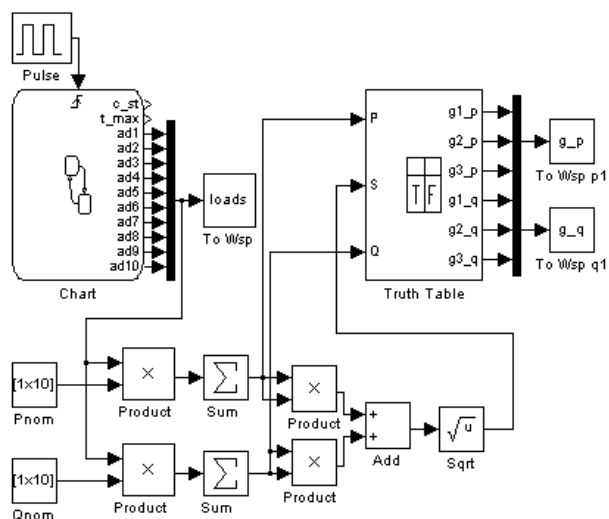


Рис. 4.11. Модель електростанції: вміст блоку «Мережа автоматів»

Для отримання діаграм роботи генераторних агрегатів Stateflow-модель використовується у складі Simulink-моделі, наведеної на рис. 4.12, а.

Вихідні сигнали моделі роботи споживачів електроенергії об'єднуються в вектор, і далі для переходу до абсолютних одиниць потужностей виконується його поелементне множення на вектора, що складаються з значень номінальних активних (P_{nom}) і реактивних (Q_{nom}) потужностей споживачів.

На основі результуючих векторів обчислюються сумарні споживані потужності. Розрахунок потужностей, що віддаються кожним генераторним агрегатом (ГА) на загальне навантаження, виконується за допомогою блоку вибору варіанта (Таблиця Істинності в середовищі Simulink; рис. 4.12, б). У роботі розглядається електроенергетична установка, в якій в якості джерел електроенергії використовуються три ГА з різними номінальними потужностями (100 кВт, 250 кВт і 150 кВт). На вхід Таблиці Істинності надходять сумарні значення споживаних потужностей; рішення про включення на паралельну роботу ГА приймається на основі аналізу значення повної потужності. Якщо останнє менш 100 кВА (0,8 номінальної потужності першого ГА), працює тільки один ГА; якщо перебуває в межах 100-350 кВА, працює два ГА і якщо понад 350 кВА – всі три ГА. При паралельній роботі декількох ГА моделюється розподіл активного і реактивного навантажень пропорційно номінальним потужностям ГА. Вихідними параметрами Таблиці Істинності є значення активних і реактивних потужностей, що генеруються кожним з трьох ГА.



а

Condition Table						
	Description	Condition	D1	D2	D3	D4
1	$0 < S < 100$	$S < 100$	T	-	-	F
2	$100 \leq S \leq 350$	$S \geq 100$	-	T	-	F
3	$350 < S$	$S > 350$	-	F	T	F
	Actions: Specify a row from the Action Table		1	2	3	4

Action Table		
#	Description	Action
1		$g1_p = P; g1_q = 0;$ $g2_p = 0; g2_q = 0;$ $g3_p = 0; g3_q = 0;$
2		$g1_p = P*2/7; g1_q = Q*2/7;$ $g2_p = P*5/7; g2_q = Q*5/7;$ $g3_p = 0; g3_q = 0;$
3		$g1_p = P*2/10; g1_q = Q*2/10;$ $g2_p = P/2; g2_q = Q/2;$ $g3_p = P*3/10; g3_q = Q*3/10;$
4	For first modeling step	$g1_p = 0; g1_q = 0;$ $g2_p = 0; g2_q = 0;$ $g3_p = 0; g3_q = 0;$

б

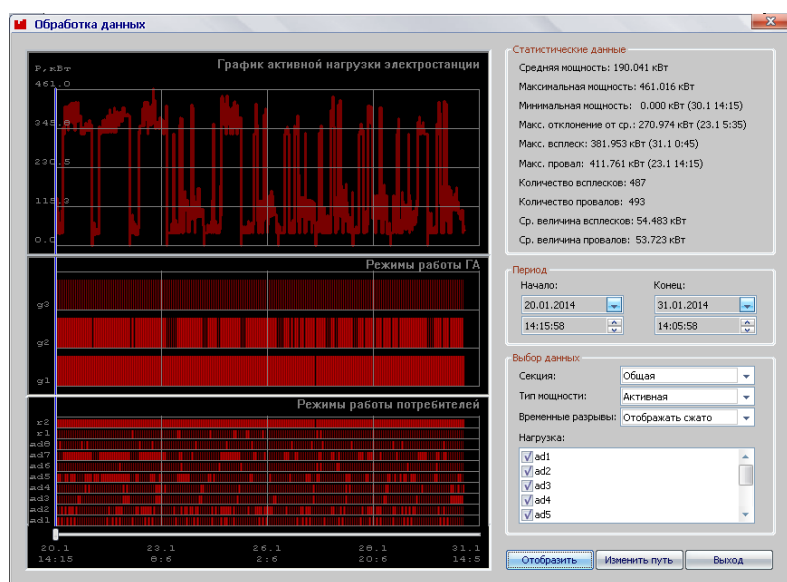
Рис. 4.12. Модель електростанції: а – структурна схема; б – зміст блоку «Таблиця Істинності»

Для запису отриманих в результаті моделювання діаграм роботи споживачів і генераторів в базу даних матриці значень рівнів споживаних і величин генерованих потужностей передаються в робочий простір Matlab. У роботі використовується СУБД PostgreSQL, для зв'язку з якою застосовується драйвер PostgreSQL JDBC. На основі даних з робочого простору Matlab

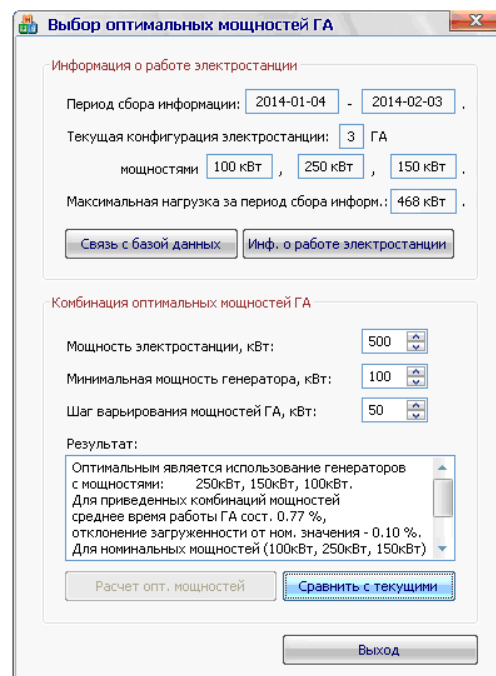
формулюються SQL-запити на заповнення таблиць (таблиці діаграм навантажень і таблиці режимів роботи ГА); підключення до бази даних і виконання запитів реалізовано на мові Java за допомогою класів, що надаються драйвером PostgreSQL JDBC.

Для зручності роботи з моделлю була створена Matlab-функція, якій в якості аргументу передається інтервал моделювання роботи електростанції (кількість повних діб). Функція виконує завантаження драйвера, з'єднання з базою даних, створення таблиць, моделювання роботи електростанції і заповнення таблиць діаграм навантажень і режимів роботи дизель-генераторних агрегатів.

Отримані в результаті моделювання місяця (30 днів) роботи електростанції дані були використані для перевірки засобів програмного забезпечення для статистичного аналізу процесу коливань потужності (рис. 4.13, а) і для оптимізації складу дизель-генераторних агрегатів (рис. 4.13, б).



а

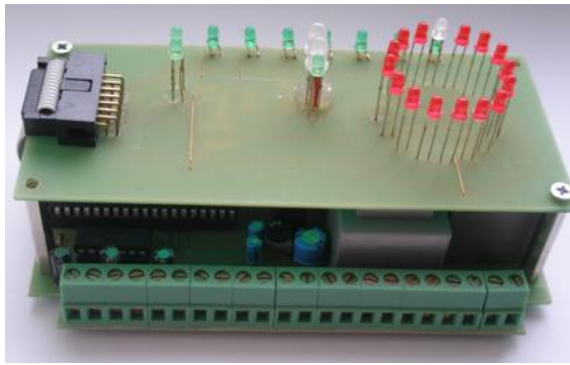


б

Рис. 4.13. Интерфейс підпрограми для: а – статистичного аналізу процесу коливань потужності; б – пошуку оптимального складу потужностей ДГА

4.3. Фізична модель електроенергетичної установки і системи управління

На основі структурних схем і алгоритмів програм засобів автоматизації, наведених у розд. 2, були розроблені експериментальні зразки контролера автоматизації та системи синхронізації і розподілу навантажень (рис. 4.14).



а



б

Рис. 4.14. Конструктивне виконання: а – контролера автоматизації; б – системи синхронізації і розподілу навантажень

Розроблені пристрої використовуються в складі щита управління генераторним агрегатом (рис. 4.15, а), який є частиною моделі суднової електроенергетичної системи (рис. 4.15, б).



а



б

Рис. 4.15. Модель СЕУ: а – щит управління ГА; б – склад моделі СЕУ

До складу моделі СЕУ окрім щита управління входять приводний асинхронний двигун з частотним електроприводом Altivar 38, синхронний генератор потужністю 2,2 кВт із системою збудження і асинхронний двигун потужністю 2,2 кВт, який використовується в якості навантаження. Для моделювання процесів, пов'язаних з паралельною роботою генераторних агрегатів, в моделі передбачена можливість підключення генератора до мережі нескінченної потужності. Моніторинг параметрів та управління роботою приводних двигунів, синхронних генераторів і двигунів може здійснюватися як місцево, за допомогою пристроїв, розташованих на стенді, так і дистанційно з використанням КСУ (рис. 4.16).



Рис. 4.16. Пульт управління судною електроенергетичною системою

На рис. 4.17 наведений алгоритм проведення фізичного моделювання, метою якого була перевірка розроблених апаратно-програмних засобів для моніторингу та управління СЕУ.

Після запуску генераторного агрегату і установки за допомогою контролера автоматизації і компонентів ПЗ номінальних діючого значення напруги і значення частоти (380 В і 50 Гц), були отримані параметри електроенергії генераторного агрегату (рис. 4.18, а). З наведених осцилограм видно, що при автономній роботі ГА коефіцієнт спотворення напруги перевищує допустимі межі (6,78 %).

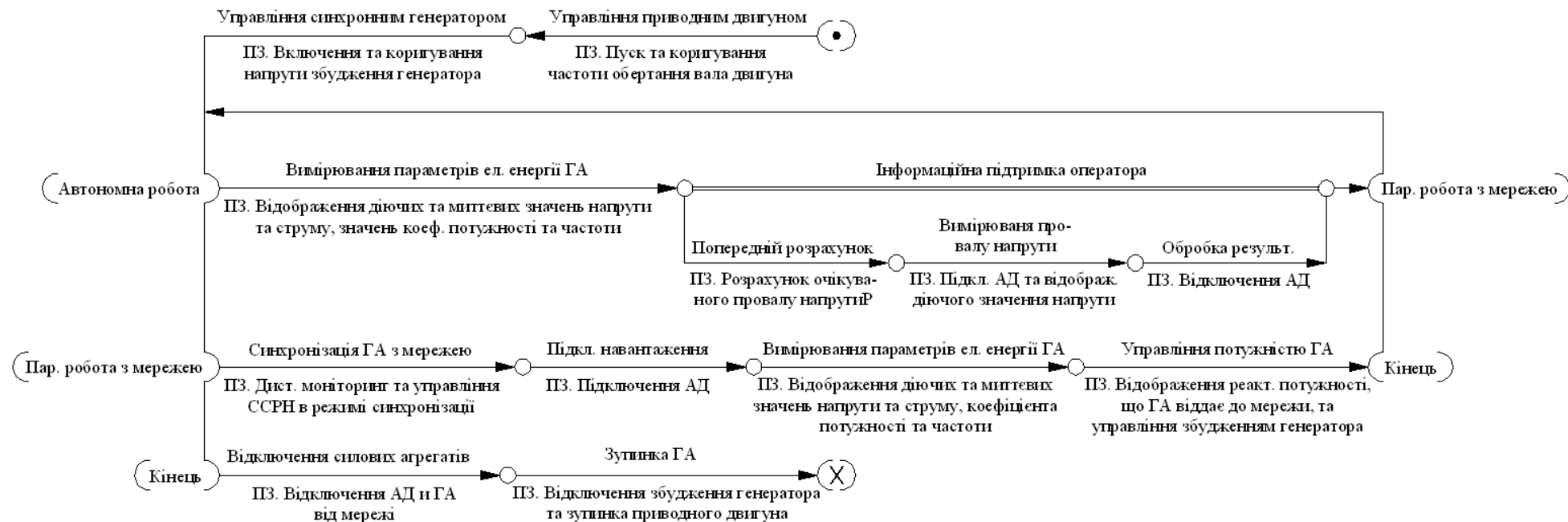
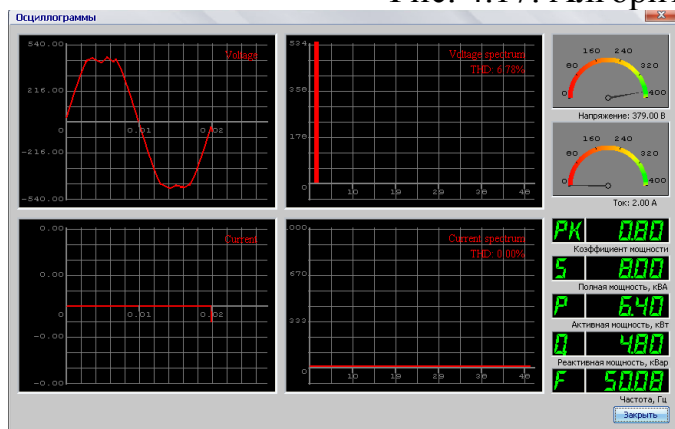
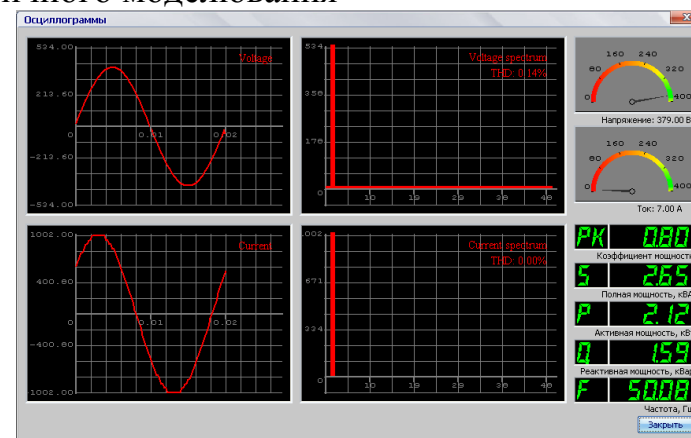


Рис. 4.17. Алгоритм проведення фізичного моделювання



а



б

Рис. 4.18. Параметри електроенергії, що віддається ГА в мережу: а – при автономній роботі; б – при паралельній роботі з мережею нескінченної потужності

Далі проводилася перевірка адекватності засобів інформаційної підтримки оператора: був проведений розрахунок значення очікуваного при пуску АД провалу напруги, після чого виконано підключення АД до мережі, на яку працював ГА (рис. 4.19). За результатами експерименту різниця між розрахунковим і реальним значенням не перевищує 4 %.

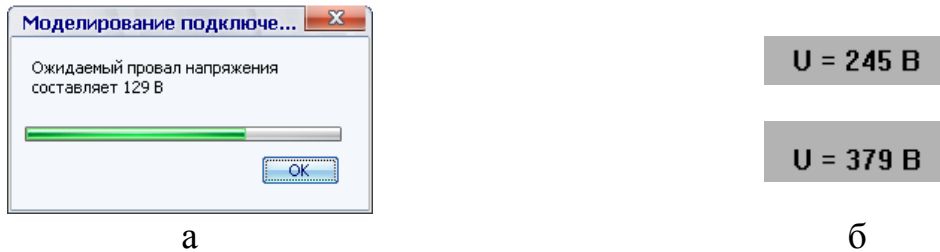


Рис. 4.19. Значення провалу напруги при пуску АД: а – розрахункове; б – експериментальне (середнє до пуску і стале після пуску)

Для перевірки ССРН та відповідних їй компонентів програмного забезпечення була проведена синхронізація і підключення ГА до мережі нескінченної потужності (рис. 4.20), зчитані параметри електроенергії, яка віддається в мережу генераторним агрегатом (рис 4.10, б), і проведена зміна в обох напрямках (збільшення, потім на стільки ж зменшення) напруги збудження генератора. Результатом останньої була зміна значення реактивної потужності, що віддається ГА в мережу, контроль якої виконувався за допомогою ССРН і компонентів індикації ПЗ.

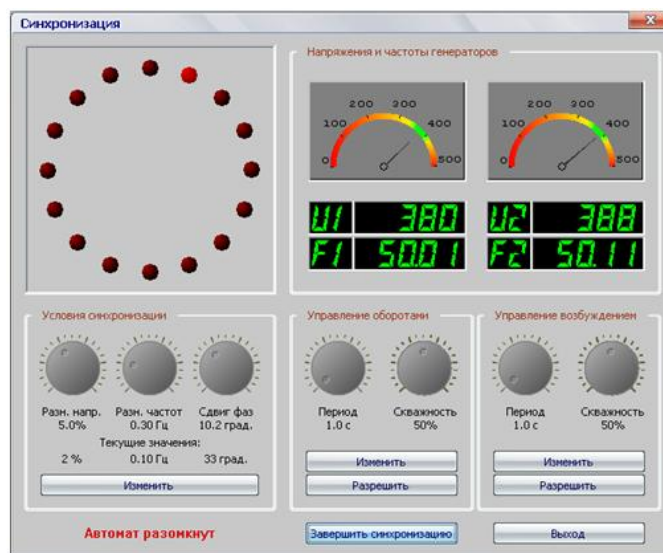


Рис. 4.20. Діалогове вікно для моніторингу та управління процесом синхронізації

Після проведення описаних дій генераторний агрегат був відключений від мережі і зупинений.

4.4. Засоби поетапної підготовки фахівців з експлуатації суднового електрообладнання

Для ефективного управління електроенергетичною системою програмні засоби, які для цього використовуються, повинні відповідати нормам якості програмного забезпечення, визначених у стандартах серії ISO / IEC (25000-25099); задовольняти вимогам до людино-машинних інтерфейсів, визначених у стандартах серії ISO / IEC 9241 та мати засоби для дистанційного контролю та управління електроенергетичними процесами, регламентовані Правилами класифікації та побудови морських суден [82]. Однак для безпечного використання сучасних АСУ суднові механіки та електромеханіки також повинні мати відповідні професійні знання та навички, забезпечуючи як вахтенне, так і безвахтенне обслуговування суднового обладнання і засобів автоматики. Вимоги до оператора управління судною електроенергетичною установкою визначені в Міжнародній конвенції про підготовку і дипломування моряків та несення вахти. Згідно з цими ж вимогами судновий механік повинен пройти курс практичної підготовки тривалістю не менше 12 місяців (6 з яких - на судні), причому навчання має проходити в спеціально обладнаних лабораторних і тренажерних комплексах морських навчальних закладів.

В роботі [69] наведено опис тренажера суднової автоматизованої електроенергетичної системи, реалізованого на базі SCADA-програми M-Vision, головного розподільного щита із засобами автоматизації фірми Selco, трьох основних і одного аварійного генераторних агрегатів і суднових споживачів електроенергії. Описаний тренажер забезпечує адекватне відтворення експлуатаційних ситуацій з технічного обслуговування реального суднового устаткування і призначений для спеціальної підготовки суднових електромеханіків. У дослідженні пропонується використання двоступеневого навчання студентів морських навчальних закладів: первинного – з використанням реального програмного забезпечення верхнього рівня системи управління та віртуальних моделей засобів і об'єктів автоматизації всіх інших рівнів; і вторинного – на основі реально функціонуючого і максимально наближеного до сучасної конфігурації суднового устаткування.

Цільовими функціями людино-машинної системи при навчанні оператора за допомогою апаратно-програмної моделі автоматизованої системи управління судною електроенергетичною установкою є: забезпечення оператора адекватною інформацією про режими роботи електрообладнання; формування навичок і закріплення знань у оператора, пов'язаних з його діями як в штатному режимі роботи електроенергетичної установки, так і при виникненні аварійних ситуацій. Оскільки управління електроенергетичною установкою згідно з наведеною в першому розділі архітектурою АСУ (рис. 1.2) пов'язане з використанням спеціалізованого програмного забезпечення верхнього рівня, пропонується його використання на обох етапах навчання.

Завданням первинного навчання студентів морських навчальних закладів є вивчення алгоритмів пуску і зупинки дизель-генераторних агрегатів, синхронізації ДГА з мережею, розподілу активного і реактивного навантаження

між паралельно працюючими генераторними агрегатами; алгоритмів перевірки і регулювання систем захистів дизель-генератора від перевантаження по потужності, втрати збудження, зворотної потужності та ін. Після вивчення теоретичного матеріалу (в першу чергу відповідних нормативних документів [82]) необхідна його перевірка і закріплення. З цими цілями пропонується формування класів нееквівалентних станів енергосистеми (введення в дію генераторного агрегату для автономної роботи, ручне і автоматизоване управління паралельною роботою дизель-генераторів, виникнення умов спрацювання систем захистів дизель-генераторів та ін.) і далі створення декількох наборів пар «мнемосхема електроенергетичної установки для програмного забезпечення з усіма необхідними налаштуваннями – імітаційна модель електроенергетичної установки», що містять по одній ситуації з кожного класу для першого набору, по дві - для другого і т.д. Для забезпечення ефективного навчання імітаційна модель електроенергетичної установки повинна відтворювати зовнішні та внутрішні зв'язки, відповідні вихідному об'єкту з максимальною точністю. АСУ, що розглядається, є багаторівневою і просторово розподіленою. Тому необхідно створити імітаційні моделі об'єктів управління спільно з їх системами управління нижнього і середнього рівнів як єдиного цілого, які на рівні інтерфейсу зв'язку з програмним забезпеченням автоматизованого робочого місця оператора будуть повністю відповідати апаратним засобам автоматизації середнього рівня. Відтворення внутрішніх зв'язків електроенергетичної установки моделлю має бути виражене у вигляді адекватного математичного моделювання електроенергетичних процесів у системі, що виникають при зміні її структури: стрибків струму при недотриманні умов підключень генераторного агрегату до суднової мережі, провалів напруги і частоти при підключенні потужних споживачів електроенергії, неузгодженості у розподілі навантаження між паралельно працюючими генераторними агрегатами при зміні навантаження енергосистеми та ін. Оскільки математичне моделювання електроенергетичних процесів досить ресурсоємний процес, а імітаційні моделі повинні здійснювати інформаційний обмін з програмним забезпеченням верхнього рівня з адекватними, відповідними реальним засобам, часовими затримками, в роботі пропонується створення мультикомп'ютерної моделі електроенергетичної установки, керування роботою якої буде виконуватися від інструкторської станції. Тоді мультикомп'ютерна модель електроенергетичної установки буде складатися з інформаційних моделей, відповідних контролеру автоматизації, системі синхронізації і розподілу навантажень, системі моніторингу якості електроенергії та пов'язаних з ними об'єктів автоматизації з автоматичними регуляторами частоти й напруги. Характеристики моделей, які можна використовувати з цією метою, наведені у п. 4.1.1.

Завданнями інструкторської станції є моделювання зміни навантаження енергосистеми і максимально точне відтворення параметрів відповідних електроенергетичних процесів. Для вирішення останнього завдання необхідна наявність математичної моделі і засобів для розрахунку системи

диференціальних рівнянь, які описують поточну конфігурацію суднової електроенергетичної установки.

Оскільки виконання розрахунків передбачає використання чисельних методів, які вже реалізовані в програмних комплексах Matlab Simulink і Scilab Scicos, в роботі пропонується до кожної пари «мнемосхема електроенергетичної установки – набір імітаційних моделей об'єктів і апаратних засобів автоматизації» додати імітаційну модель всієї електроенергетичної системи у вигляді графічної блок-діаграми, створеної в одному з перерахованих програмних засобів. До складу цієї моделі повинні увійти блоки силових агрегатів, засобів автоматизації (регуляторів частоти і напруги, пристроїв синхронізації і розподілу навантажень), еквівалентних активно-індуктивного поточного і що підключається навантажень електростанції. Для можливості управління конфігурацією моделі також необхідний відповідний блок, який керуватиме засобами автоматизації і станами автоматичних вимикачів. Структурна схема запропонованої моделі аналогічна наведеній в п. 3.4 (рис. 3.13).

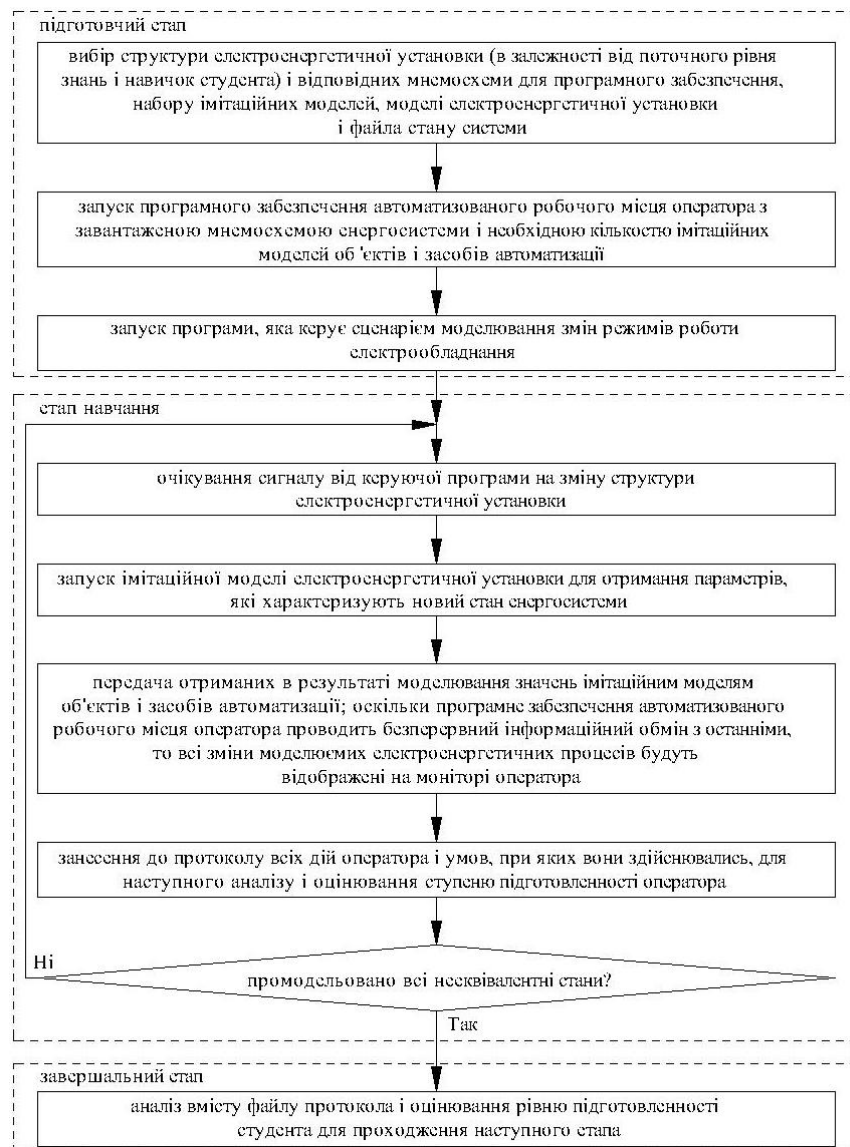


Рис. 4.21. Алгоритм обучения специалистов по судовому электрооборудованию на первичном этапе

Для автоматизації процесу навчання пропонується для кожної зв'язки «мнемосхема – набір інформаційних моделей засобів і об'єктів автоматизації – модель електроенергетичної установки» скласти множину станів системи (автономна робота дизель-генератора, необхідність підключення додаткового дизель-генератора, перехід генераторного агрегату в руховий режим та ін.) і створити файл, кожен рядок якого буде містити відповідні певному стану енергосистеми дані про її конфігурацію: стани автоматичних вимикачів і потужності підключених до суднової мережі споживачів електроенергії. Тоді, використовуючи принцип особливих моментів в якості схеми моделювання, можна в певні моменти часу генерувати номер стану енергосистеми. Потім, використовуючи інформацію про відповідну цьому стану конфігурацію енергосистеми, можна виконувати запуск імітаційної моделі електроенергетичної установки і дані, які повертаються в результаті моделювання (діючі значення напруг і струмів, величини активних і реактивних потужностей, частоти струмів генераторних агрегатів) передавати далі імітаційним моделям об'єктів і засобів автоматизації. Таким чином, вивчення і закріплення основних алгоритмів керування судною електроенергетичною установкою на первинному етапі підготовки оператора буде проходити відповідно до схеми, наведеної на рис. 4.21.

Завданнями вторинного етапу підготовки фахівців з експлуатації суднового електрообладнання є:

- вивчення схем підключення та алгоритмів налаштування автоматичних регуляторів частоти дизельних двигунів і напруги синхронних генераторів; систем синхронізації дизель-генераторів з мережею і розподілу навантажень між паралельно працюючими генераторними агрегатами;
- дослідження систем плавного пуску і гальмування, частотно-регульованих електроприводів асинхронних двигунів: вивчення структури та принципу роботи, схем підключення двигунів і керуючих сигналів, особливостей управління системами за допомогою апаратних засобів і аналогових або дискретних сигналів;
- дослідження контролерів автоматизації і систем моніторингу параметрів дизельних двигунів: вивчення структурних схем і принципів роботи, схемотехніки пристроїв і типових схем підключення, особливостей налаштування пристроїв для роботи в єдиній інформаційно-керуючій мережі розподіленої системи керування; вивчення типів і інтерфейсів підключення промислових датчиків температури, рівня та ін.;
- ознайомлення зі схемами підключення і принципами роботи програмованих логічних контролерів (ПЛК) та модулів розширення; вивчення мов програмування ПЛК та принципів об'єднання наведених пристроїв в підсистеми для реалізації складних локальних алгоритмів управління обладнанням;
- використання знань і навичок, отриманих в результаті вивчення основ роботи вищенаведених систем автоматизації, а також спеціалізованого

програмного забезпечення для дослідження розподіленої системи керування фізичною моделлю суднової електроенергетичної установки.

Для вирішення поставлених завдань при навчанні студентів у роботі пропонується використання відповідним чином укомплектованих стендів. Для дослідження системи збудження синхронного генератора і синхронізації генераторного агрегату з мережею, а також принципів роботи з частотно-регульованими електроприводами, можливе використання стенду, що містить синхронний генератор і приводний асинхронний двигун потужністю 2 кВт, частотний електропривод Altivar 38, перераховані системи з виведеними контрольними точками для можливості регулювання їх налаштувань, універсальним вимірювальним приладом Lovato DMK32 і комп'ютера зі спеціалізованим програмним забезпеченням для зв'язку з мікропроцесорними системами. Вивчення систем плавного пуску і гальмування асинхронних двигунів можна проводити на основі стендів, укомплектованих двигунами, пристроями Altistart 01 і Altistart 48, тумблерами для зміни режимів роботи цих пристроїв (включення/відключення функції BOOST, аварійна зупинка двигуна), кнопками зміни і індикаторами відображення поточних станів систем, вимірювальними приладами для аналізу впливу зміни налаштувань систем плавного пуску на величини пускових струмів і сплесків потужності, персональними комп'ютерами з необхідними програмними засобами (програмою PowerSuite, засобами для зв'язку з осцилографами). Для дослідження інтерфейсів і схем підключення промислових датчиків в лабораторії використані термоперетворювачі ТСМ фірми Овен і, оскільки інтерфейси всіх промислових датчиків стандартизовані, для вивчення принципів реалізації складних алгоритмів керування об'єктами автоматизації в залежності від зовнішніх умов реалізована імітація датчиків різних фізичних величин за допомогою змінних опорів. Для імітації датчиків з виходом типу «сухий контакт» використані тумблери і імпульсні кнопки; відображення станів дискретних виходів пристроїв реалізовано за допомогою світлодіодних індикаторів. Вивчення мов реалізації алгоритмів для ПЛК та принципів побудови підсистем, в яких ПЛК є головним, може відбуватися за допомогою стендів, укомплектованих засобами імітації датчиків і пристроями фірм Shneider Electric (TWDLMDA40DTK, TM2DRA8RT, TM2AMI8HT, TWBNOZ485D), Zelio Logic (SR2B201BD) і Овен (ПЛК100, MBA8, МДВВ, СП270, ЕКОН131). Після дослідження систем автоматизації на окремих стендах навчання переходить в завершальну стадію – відпрацювання навичок створення, налаштування і використання розподіленої системи управління, що складається з пульта управління з автоматизованим робочим місцем оператора (комп'ютерами зі спеціалізованим програмним забезпеченням, сенсорними панелями та аварійними вимикачами) на верхньому рівні; ПЛК, систем моніторингу параметрів мережі і синхронізації на середньому рівні; систем збудження генераторів та перетворювачів частоти на нижньому рівні. Всі наведені стенди реалізовані в лабораторії кафедри теоретичної електротехніки та електронних систем Національного університету кораблебудування ім. адм.

Макарова та ознайомитися з їх комплектацією більш детально можна на сайті кафедри.

Поділ процесу навчання фахівців з експлуатації суднового устаткування на два послідовних етапи дозволить підвищити його ефективність шляхом інкрементального повторення алгоритмів керування судновою електроенергетичною установкою. Для запобігання виникнення аварійних ситуацій запропоновано використання на першому етапі навчання інформаційних моделей апаратних засобів і об'єктів автоматизації спільно із засобами автоматизованого робочого місця оператора. Другий етап навчання передбачає покрокове вивчення апаратних засобів автоматизації на локальних стендах і далі – у складі розподіленої системи управління фізичною моделлю суднової електроенергетичної установки.

Висновки по розділу 4

1. Визначені вимоги та розроблені інформаційні моделі об'єктів і засобів автоматизації, що дозволило створити мультікомп'ютерну модель СЕУ і виконати моделювання процесів обміну інформацією, що відбуваються в системі. На основі аналізу налаштувань компонентів програмного забезпечення та статистичних даних (інтенсивностей потоків заявок від компонентів), отриманих в результаті моделювання, виконаний розрахунок мінімальних, середніх і максимальних значень довжин і часу обробки черги заявок, завантаженість каналу зв'язку. Отримані значення часів реакції системи (середнє – 0,97 с.; максимальне – 2,30 с.) дозволили зробити висновок про можливість перенесення на програмний рівень функцій захистів дизель-генераторів і оцінити часові затримки, що виникають при впливах зовнішнього середовища на систему.

2. Розроблена імітаційна модель роботи споживачів і генераторів електроенергії СЕУ, за допомогою якої виконана перевірка алгоритмів розрахунку статистичних характеристик коливань потужності і пошуку оптимальної комбінації номінальних потужностей дизель-генераторів. Застосування теорії автоматів для моделювання комутації споживачів електроенергії і процесів, що впливають на режими їх роботи, дозволило імітувати роботу як некорельованих споживачів електроенергії, так і різних груп споживачів, що залежать від технологічних циклів системи.

ЗАКЛЮЧЕННЯ

У роботі отримали розвиток методи проектування та моделювання спеціалізованого апаратно-програмного забезпечення АСУ СЕУ, що дозволило оптимізувати за критерієм структурної мінімізації засоби автоматизації, розробити пристрої без апаратної надмірності та програмне забезпечення, яке дозволяє здійснювати моніторинг та управління СЕУ з ДГА будь-якої топології та має засоби інформаційної підтримки оператора.

1. Виконано аналіз структур і функцій сучасних АСУ СЕУ, на основі якого визначено вимоги до функціональних можливостей автоматизованих електроенергетичних систем та обґрунтовано необхідність модернізації частини існуючих засобів: усунення апаратної надмірності систем керування паралельною роботою дизель-генераторних агрегатів; створення спеціалізованого програмного забезпечення для дистанційного моніторингу та управління електроенергетичною системою.

2. Обґрунтовано застосування методів теорії систем для формалізації і проектування структури програмно-апаратного комплексу для моніторингу та управління СЕУ; теорій цифрових автоматів, графів і алгоритмів – для проектування та оптимізації структурних схем і алгоритмів роботи програм засобів автоматизації; імітаційного та функціонального моделювання, методів теорій масового обслуговування і паттернів – для моделювання та аналізу апаратно-програмного комплексу. На основі застосування системного підходу до побудови програмно-апаратного комплексу моніторингу та управління СЕУ визначені архітектура АСУ та уточнено вимоги до елементів системи та їх взаємозв'язкам:

- в якості елементів нижнього рівня АСУ запропоновано використання локальних систем управління двигунами і генераторами, до складу яких входять автоматичні регулятори частоти обертання валу двигуна і напруги збудження генератора, засоби реалізації алгоритмів пуску і зупинки двигунів відповідно до їх заводських інструкцій і засоби забезпечення найбільш швидкодіючих захистів генератора;
- до середнього рівня віднесені засоби автоматизації, що служать для забезпечення взаємодії силових агрегатів і оптимізації їх використання у вигляді корекції електроенергії, що віддається до мережі або споживається ними; це здійснюється передачею команд за допомогою дискретних сигналів відповідним локальним системам управління;
- як елемент верхнього рівня визначена комп'ютеризована система управління, яка за допомогою інформаційного обміну із засобами автоматизації середнього рівня дозволяє здійснити дистанційний моніторинг і управління електростанцією.

3. Визначено склад і вимоги до апаратно-програмних засобів автоматизації СЕУ і на їх основі розроблено алгоритми функціонування пристроїв автоматизації СЕУ у вигляді керуючих автоматів, аналіз яких дозволив визначити можливість появи структурної надмірності при реалізації кожної з функцій в окремому пристрої та шляхи її усунення: об'єднання

пристроїв моніторингу параметрів мережі, моніторингу параметрів і захистів основного генератора в контролері автоматизації; об'єднання пристроїв моніторингу параметрів, синхронізації з мережею, захисту, управління дизель-генератором при паралельній роботі з мережею в системі синхронізації і розподілу навантажень. На основі логічних схем алгоритмів, що описують поведінку отриманих керуючих автоматів, розроблено структурні схеми пристроїв та граф-схеми алгоритмів програм для мікропроцесорів. Для перевірки розроблених систем та алгоритмів керування для мікропроцесорів розроблено комп'ютерні моделі засобів автоматизації.

4. Проведено аналіз методів оцінки характеристик якості програмного забезпечення, на основі якого запропоновано використання тестування для оцінки функціональності, експертного опитування для оцінки практичності, апарату паттернових мереж та елементів теорії масового обслуговування для оцінки часової ефективності та аналітичних методів для оцінки решти характеристик (сопромождаємості, переносимості, надійності та ефективності по ресурсах). В результаті застосування перерахованих методів отримано вирази і виконаний розрахунок значень окремих характеристик і атрибутів якості ПЗ.

5. Розроблено структурну схему спеціалізованого програмного забезпечення у вигляді паттернної мережі, в якій в кожній утворюючій інкапсульовано автомат, що реалізує поведінку певного програмного об'єкта, а відносини зв'язку представляють різні види інформаційних взаємодій між об'єктами. Це дозволило формалізувати проведення інтеграційного тестування функціональності системи за рахунок формального визначення всіх можливих схем взаємодії програмних об'єктів; поліпшити характеристики супроводжуваності ПЗ шляхом спрощення процесу зміни структури програми; формалізувати розрахунок часової ефективності системи за рахунок введення атрибутів утворюючих, що мають певні типи зв'язків, і застосування елементів теорії масового обслуговування; використовуючи опис структури ПЗ у вигляді комплектів утворюючих розробити алгоритм формальної реорганізації програмного забезпечення при необхідності зменшення часу реакції системи на дії користувача або на зміну ходу електроенергетичних процесів в СЕУ.

6. Розроблено алгоритми поведінки компонентів спеціалізованого ПЗ у вигляді кінцевих автоматів, що дозволило формально і ізоморфно перейти від вимог до алгоритмів поведінки компонентів і відповідному програмному коду; формалізувати верифікацію програмного забезпечення на етапі модульного тестування системи.

7. Запропоновано імітаційну модель СЕУ зі змінною в режимі реального часу конфігурацією, що дозволило в процесі моніторингу та управління СЕУ оцінити можливі наслідки прямого пуску асинхронного двигуна при поточних умовах і на їх основі прийняти рішення про необхідність підключення до мережі резервного дизель-генератора або відключення від мережі найменш відповідальних споживачів електроенергії. Розроблено алгоритми розрахунку статистичних характеристик коливань потужності і пошуку оптимальної комбінації номінальних потужностей дизель-генераторів, застосування яких

для обробки інформації, накопиченої в процесі роботи СЕУ, дозволить визначити необхідність вживання заходів щодо підвищення стабільності параметрів електроенергії в системі і з підвищення економічності роботи СЕУ при проведенні її реконфігурації.

8. Розроблено прикладне програмне забезпечення та імітаційні моделі об'єктів і засобів автоматизації, за допомогою яких створено мультикомп'ютерну модель СЕУ. Отримана модель може бути використана для дослідження процесів управління СЕУ, навчання суднових електромеханіків базовим алгоритмам управління СЕУ та налагодження апаратних засобів існуючих систем автоматизації СЕУ.

9. Розроблено експериментальні зразки контролера автоматизації та системи синхронізації і розподілу навантажень, за допомогою яких проведено фізичне моделювання процесів управління СЕУ. Проведені модельні експерименти встановили повну відповідність виконуваних апаратно-програмними засобами функцій вимогам, що до них ставились.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Арешян Г.Л. Провалы напряжений и токи при пуске асинхронного двигателя от автономного синхронного генератора / Г.Л. Арешян // Электричество. – Ереван: Известия НАН РУ и ГИУА, 2000. – Том LIII. – №3. – С. 345-352.
2. Балаков Ю.Н. Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие для вузов / Ю.Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов, А.В. Шунтов. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2006. – 288 с.
3. Баранов А.П. Автоматическое управление судовыми электроэнергетическими установками / А.П. Баранов. – Москва: Транспорт, 1981. – 255 с.
4. Боровков А.А. Вероятностные процессы в теории массового обслуживания / А.А. Боровков. – Москва: Наука, 1972. – 368 с.
5. Боэм Б. Характеристики качества программного обеспечения / Б. Боэм, Дж. Браун, Х. Каспар. – Москва: Мир, 1991. – 208 с.
6. Буч Г. Объектно-ориентированный анализ и проектирование с примерами приложений на C++, 2-е изд. / Г. Буч. – Москва: Издательство Бином, 1998. – 560 с.
7. Буч Г. UML. Классика CS. 2-е изд. / Г. Буч, А. Якобсон, Дж. Рамбо. – Санкт-Петербург: Питер, 2006. – 736 с.
8. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В.А. Веников. – Москва: Высшая школа, 1970. – 536 с.
9. Веников В.А. Теория подобия и моделирования (применительно к задачам электроэнергетики) / В.А. Веников, Г.В. Веников. – Москва: Высшая школа, 1984. – 439 с.
10. Веретенников Л.П. Исследование процессов в судовых электроэнергетических системах. Теория и методы / Л.П. Веретенников. – Ленинград: Судостроение, 1975. – 375 с.
11. Веретенников Л.П. Моделирование, вычислительная техника и переходные процессы в судовых электроэнергетических системах / Л.П. Веретенников, А.И. Потапкин, М.М. Раимов. – Ленинград: Судостроение, 1964. – 384 с.
12. Вилесов Д.В. Автоматизация судовых электроэнергетических систем / Д.В. Вилесов, С.К. Недялков. – Ленинград: ЛКИ, 1988. – 75 с.
13. Вилесов Д.В. Электрооборудование судов / Д.В. Вилесов, В.В. Краснов, П.А. Мещанинов, Л.Н. Токарев. – Ленинград: Судостроение, 1982. – 263 с.
14. Гамма Э. Приемы объектно-ориентированного проектирования. Паттерны проектирования / Э. Гамма, Р. Хелм, Р. Джонсон, Дж. Влиссидес. – Санкт-Петербург: Питер, 2001. – 368 с.
15. Гельфанд А.М. Создание автоматизированной системы технологического управления процессами функционирования и эксплуатации электрических сетей ЕНЭС / А.М. Гельфанд, В.Г. Наровлянский, Л.И. Фридман, А.С. Березин, С.И. Глушко, М.Ш. Мисриханов // Электрические

станции. – Москва: Научно-техническая фирма «Энергопрогресс», 2007. – С. 13-23.

16. Глушков В.М. Алгебра. Языки. Программирование / В.М. Глушков, Г.Е. Цейтлин, Е.Л. Ющенко. – Киев: Наукова думка, 1989. – 376 с.

17. Гнеденко Б.В. Введение в теорию массового обслуживания – 3-е изд., испр. и доп. / Б.В. Гнеденко, И.Н. Коваленко. – Москва: Эдиториал УРСС, 2005. – 400 с.

18. Горев А.А. Переходные процессы синхронной машины / А.А. Горев. – Москва: Государственное энергетическое издательство, 1950. – 550 с.

19. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Межгосударственный стандарт. – Минск: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 35 с.

20. ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания. – Москва: Стандартинформ, 2009. – 6 с.

21. Грекул В.И. Проектирование информационных систем: курс лекций / В.И. Грекул, Г.Н. Денищенко, Н.Л. Коровкина. – Москва: Интернет-Ун-т Инофрм Технологий, 2005. – 304 с.

22. Гренандер У. Лекции по теории образов. Анализ образов / У. Гренандер. – Москва: Мир, 1981. – 447 с.

23. Гренандер У. Лекции по теории образов. Регулярные структуры / У. Гренандер. – Москва: Мир, 1983. – 432 с.

24. Гренандер У. Лекции по теории образов. Синтез образов / У. Гренандер. – Москва: Мир, 1979. – 382 с.

25. Грищенко В.Н. Методы и средства компонентного программирования / В.Н. Грищенко, Е.М. Лаврищева // Кибернетика и системный анализ. – Киев: Институт кибернетики им. В.М. Глушкова НАН Украины, 2003. – №1. – С. 39-55.

26. Данилина Т.Г. Оценка качества программного обеспечения в соответствии с международными стандартами / Т.Г. Данилина // Радиоэлектронные и компьютерные системы. – Харьков: ХАИ, 2012. – №7 (59). – С. 266-269.

27. Денисенко В.В. Компьютерное управление технологическим процессом, экспериментом, оборудованием / В.В. Денисенко. – Москва: Горячая линия – Телеком, 2009. – 608 с.

28. Дорогань О.І. Дослідження впливу структури електроенергетичної установки на характеристики інформаційних потоків в мережі керування / Дорогань О. І. // Вестник ХНТУ. – Херсон, 2013. – №1(46). – С. 366-371.

29. Дорогань О.І. Комп'ютерна програма для розробки та забезпечення роботи в режимі реального часу систем моніторингу параметрів та керування автономними електроенергетичними установками «ElectronScada» // Свідectvo про реєстрацію авторського права на твір № 49935 – Державна служба інтелектуальної власності України, 2013.

30. Дорогань О. И. Микропроцессорные средства управления параллельной работой дизель-генераторных агрегатов / Дорогань О. И. // Матеріали Всеукраїнської науково-технічної конференції з міжнародною участю. – Миколаїв, 2013. – С. 3-7.
31. Дорогань О. И. Моделирование аппаратно-программных средств автоматизации электроэнергетических установок / Дорогань О. И. // Автоматика-2013. Матеріали XX міжнародної конференції з автоматичного управління. – Миколаїв: НУК, 2013. – С. 322.
32. Дорогань О. И. Оптимизация структуры средств автоматизации судовых электроэнергетических систем / О. И. Дорогань // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – Харків: НТУ «ХПІ», 2013. – № 18 (991). – С. 82–87.
33. Дорогань О.И. Оценка качества программного обеспечения для мониторинга и управления автономными электроэнергетическими системами / О.И. Дорогань, В.М. Рябенский, А.О. Ушкаренко // Проблеми інформаційних технологій. – Херсон: ХНТУ, 2013. – № 2 (014). – С. 90–98.
34. Дорогань О.И. Проблемы автоматизации судовых электроэнергетических установок / Дорогань О.И. // Матеріали ІАЕ НУК. – Миколаїв, 2012. – С. 136-139.
35. Дорогань О.И. Проектирование специализированной SCADA-системы для автономных электроэнергетических установок / О.И. Дорогань, А.О. Ушкаренко // Матеріали III Міжнародної науково-технічної конференції «Інновації в суднобудуванні та океанотехніці» – Миколаїв, 2012. – С. 510-512.
36. Дорогань О.И. Системные принципы разработки контроллеров автоматизации для АЭЭС / О.И. Дорогань // Електротехніка і електромеханіка: Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції студентів, аспірантів, молодих вчених. – Миколаїв: НУК, 2010. – С. 48-49.
37. Дьяков А.Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем / А.Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2008. – 336 с.
38. Дьяконов В.П. Matlab 6/6.1/6.5 + Simulink 4/5. Основы применения. Полное руководство пользователя / В.П. Дьяконов. – Москва: СОЛОН-Пресс, 2002. – 768 с.
39. Дьяконов В.П. Simulink 4. Специальный справочник / В.П. Дьяконов. – Санкт-Петербург: Питер, 2002. – 528 с.
40. Дьяченко В.Ф. Способ упрощения логических схем алгоритмов, учитывающий неиспользуемые наборы значений переменных / В. Ф. Дьяченко, В. Г. Лазарев // Проблемы передачи информации. – Москва: Наука, 1966. – Вып. 3. – С. 92-96.
41. Зайцев А.И. Элементы и системы судовой электроэнергетики и автоматики / А.И. Зайцев, В.В. Юдин В.В. – Горький: ГПИ, 1986. – 93 с.
42. Занин И.В. Эволюция SCADA и информационных систем производства / И.В. Занин, А.Г. Шопин // Автоматизация в промышленности. – Москва: Издательский дом «ИнфоАвтоматизация», 2012. – №1. – С. 37-41.

43. Зюбин В.Е. Программирование информационно-управляющих систем на основе конечных автоматов: учебное пособие / В.Е. Зюбин. – Новосибирск: Новосиб. гос. ун-т, 2006. – 96 с.
44. Карандашов Ю.С. Исследование режимов и разработка метода определения расчётных нагрузок судовых электростанций : автореф. дис. на соискание уч. степени канд.техн.наук. : спец. 05.09.03 «Электротехнические комплексы и системы» / Карандашов Юрий Сергеевич ; С.-Петерб. гос. мор. техн. ун-т. – Санкт-Петербург, 2004. – 18 с.
45. Карандашов Ю. С. Математическое моделирование электрических нагрузок судовых электростанций / Ю. С. Карандашов // Судостроение. – Москва: Судостроение, 2004. – №2. – С. 31–34.
46. Клейнрок Л. Теория массового обслуживания / Л. Клейнрок. – Москва: Машиностроение, 1979. – 432 с.
47. Коваленко І. І. Вступ до системного аналізу / І.І. Коваленко, П.І. Бідюк, О.П. Гожий. – Миколаїв: Видавництво МДГУ ім. Петра Могили, 2004. – 146 с.
48. Коваленко И.И. Моделирование модульных систем с применением дискретной теории паттернов / И.И. Коваленко, О.А. Кудин // Системные исследования и информационные технологии. – Киев: ВПК «Политехника», 2009. – №2. – С. 78- 91.
49. Коваленко И.И. Паттерновые сети и их применение : учебное пособие / И.И. Коваленко, В.М. Рябенский, О.А.Кудин. – Николаев: Илион, 2010. – 68 с.
50. Копылов И.П. Математическое моделирование электрических машин / И.П. Копылов. – Москва: Высшая школа, 1987. – 248 с.
51. Корнилов Э.В. Технические характеристики современных дизелей (Справочник) / Э.В. Корнилов, П.В. Бойко, Э.И. Голофастов. – Одесса: ОНМА, 2008. – 272 с.
52. Краснов В.В. Основы теории расчета СЭС / В.В. Краснов, П.А. Мещанинов, А.П. Мещанинов. – Ленинград: Судостроение, 1989. – 328 с.
53. Кулямин В.В. Компонентная архитектура среды для тестирования на основе моделей / В.В. Кулямин // Программирование. – Москва, 2010. – №5. – С. 54-75.
54. Кулямин В.В. Обзор методов построения покрывающих наборов / В.В. Кулямин, А.А. Петухов // Программирование. – Москва, 2011. – №3. – С. 3-11.
55. Курс лекций «Технологические аспекты контроля качества программных систем» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://panda.ispras.ru/~kuliainin/mbt-course.html>
56. Кутяшова А.Ю. Усовершенствование систем сбора и отображения информации на энергообъектах / Кутяшова А.Ю. // Сборник докладов третьей всероссийской конференции «Реконструкция энергетики – 2011». – Москва: ООО «Интехэко», 2011. – С. 81-85.
57. Лазарев В. Г. Синтез управляющих автоматов. – 3-е изд., перераб. и доп. / В. Г. Лазарев, Е. И. Пийль. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 328 с.

58. Лепский А.Г. Основные направления развития систем комплексной автоматизации на флоте / А.Г. Лепский, В.В. Цветков, А.А. Щеглов // Вестник МГТУ (Том 7). – Москва, 2004. – №3. – С. 409-418.
59. Летичевский А.А. Инсерционное программирование / А.А. Летичевский, Ю.В. Капитонова, В.А. Волков, В.В. Вышемирский, А.А. Летичевский (мл.) // Кибернетика и системный анализ. – Киев: Институт кибернетики им. В.М. Глушкова НАН Украины, 2003. – №1. – С. 12-32.
60. Летичевский А.А. Объекты в системе алгебраического программирования / А.А. Летичевский, В.Г. Маринченко // Кибернетика и системный анализ. – Киев: Институт кибернетики им. В.М. Глушкова НАН Украины, 1997. – №2. – С. 160-180.
61. Лешек А. Мацяшек Анализ требований и проектирование систем. Разработка информационных систем с использованием UML / Лешек А. Мацяшек. – Москва: Вильямс, 2002. – 432 с.
62. Липаев В.В. Методы обеспечения качества крупномасштабных программных средств / В.В. Липаев. – Москва: Синтег, 2003. – 510 с.
63. Ляпунов А. А. О некоторых общих вопросах кибернетики. / А.А. Ляпунов // Проблемы кибернетики. – Москва: Физматгиз, 1958. – №1. – С. 5-22.
64. Марка Д.А. Методология структурного анализа и проектирования / Д.А. Марка, К. МакГруэн. – Москва: МетаТехнология, 1997. – 346 с.
65. Меньков А.В. Теоретические основы автоматизированного управления / А.В. Меньков, В.А. Острейковский. – Москва: Оникс, 2005. – 640 с.
66. Месарович М. Теория иерархических многоуровневых систем / М. Месарович, Д. Мако, И. Такаха. – Москва: Мир, 1973. – 344 с.
67. Мещанинов П.А. Автоматизация судовых электрических станций / П.А. Мещанинов. – Ленинград: Судостроение, 1970. – 367 с.
68. Мисриханов М.Ш. Вопросы создания интегрированных АСУТП подстанций единой национальной электрической сети ЕЭС России / М.Ш. Мисриханов, А.М. Гельфанд, Л.И. Фридман // Автоматизация в промышленности. – Москва: Издательский дом «ИнфоАвтоматизация», 2007. – С. 3-9.
69. Муха Н.И. Тренажер судовой автоматизированной электроэнергетической системы / Н.И. Муха, А.О. Дранкова, В.Н. Волошин, А.Р. Миська, С.А. Дудко // Авиационно-космическая техника и технология №9 (86). – Харьков, 2011. – С. 207-210.
70. Нгуен Ван Там. Система поддержки принятия решений для управления маневрированием кораблей и судов береговой охраны в сложных навигационных условиях : автореф. дис. на соискание уч. степени канд.техн.наук. : спец. 05.13.06 «Автоматизированные системы управления и прогрессивные информационные технологии» / Нгуен Ван Там ; Национальный университет кораблестроения имени адмирала Макарова – Николаев, 2005. – 33 с.

71. Никитченко Н.С. Композиционно–номинативный подход к уточнению понятия программы / Н.С. Никитченко // Проблемы программирования. – Киев: Институт программных систем НАН Украины, 1999. – №1. – С. 16-31.
72. Никифоровский Н.Н. Судовые электрические станции / Н.Н. Никифоровский, Б.И. Норневский. – Москва: Транспорт, 1974. – 432 с.
73. Николайчук О.И. Системы малой автоматизации / О.И. Николайчук. – Москва: СОЛОН-Пресс, 2003. – 256 с.
74. Олзоева С.И. Распределенное моделирование в задачах разработки АСУ / С.И. Олзоева. – Улан-Удэ, 2005. – 209 с.
75. Пат. 82745 Україна, МПК (2006.01) H02M 1/08. Функціональна структура логіко-динамічного процесу синхронізації генератора з мережею / Дорогань О.І.; заявник і патентовласник НУК ім. адм. Макарова. – Заяв. № u201300569 від 17.01.2013; Опубл. 12.08.2013. – Бюл. №15.
76. Пат. 82749 Україна, МПК (2006.01) H02M 1/08. Спосіб перетворення аналогових сигналів генератора в логіко-динамічному процесі його синхронізації з мережею / Рябенський В.М., Ушкаренко О.О., Дорогань О.І., Бабак В.І.; заявник і патентовласник НУК ім. адм. Макарова. – Заяв. № u201300575 від 17.01.2013; Опубл. 12.08.2013. – Бюл. №15.
77. Пат. 82750 Україна, МПК (2006.01) H02M 1/08. Функціональна структура процедури перетворення аналогового сигналу напруги в логіко-динамічному процесі контролю амплітуди та частоти / Рябенський В.М., Ушкаренко О.О., Дорогань О.І.; заявник і патентовласник НУК ім. адм. Макарова. – Заяв. № u201300576 від 17.01.2013; Опубл. 12.08.2013. – Бюл. №15.
78. Петров Л.П. Управление пуском и торможением асинхронных двигателей / Л.П. Петров. – Москва: Энергоатомиздат, 1982. – 184 с.
79. Погребняк Т.П. Оценка качества интерфейсов программных систем: модель и элементы методики / Т.П. Погребняк, А.А. Орехова // Радиоэлектронные и компьютерные системы. – Харьков «ХАИ», 2009. – №7(41). – С. 251-254.
80. Поликарпова Н.И. Автоматное программирование / Н.И. Поликарпова, А.А. Шалыто. – Санкт-Петербург: Питер, 2009. – 176 с.
81. Портнягин Н.Н. Теория, методы и эксперименты решения задач диагностики судовых электрических средств автоматизации / Н.Н. Портнягин, Г.А. Пюкке. – Санкт-Петербург: Судостроение, 2004. – 162 с.
82. Правила классификации и постройки морских судов. Том 2. – Санкт-Петербург: Российский морской регистр судоходства, 2013. – 721 с.
83. Прангишвили И.В. Состояние уровня автоматизации энергетических объектов и системотехнические решения, направленные на его повышение / И.В. Прангишвили, А.А. Амбарцумян, А.Г. Полеткин, Г.Г. Гребенюк, И.Б. Ядыкин // Проблемы управления. – Москва: ООО «СенСиДат-Контрол», 2003. – №2. – С. 11-26.
84. Радкевич В.В. Программно-техническое обеспечение модернизируемой системы диспетчерского управления технологическими процессами Северо-Ставропольского ПХГ / В.В. Радкевич, А.В. Свиридов //

Автоматизация в промышленности. – Москва: Издательский дом «ИнфоАвтоматизация», 2012. – №2. – С. 59-61.

85. Редько В.Н. Экспликативное программирование: ретроспективы и перспективы / В.Н. Редько // Проблемы программирования.– Киев: Институт программных систем НАН Украины, 1998. – №2. – С. 22-41.

86. Рябенский В.М. Метод синтеза математических моделей логико-динамических процессов контролю та керування / В.М. Рябенский, А.О. Ушкаренко // Технічна електродинаміка. Тем. випуск. Київ, 2011. Ч.2. – С.121-125.

87. Рябенский В. М. Імітаційне моделювання процесів комутації споживачів в автономних електроенергетичних установках / В.М. Рябенский, О.О. Ушкаренко, Аль-Суод Махмуд Мохаммад, Халед Омар Ганнам // Збірник наукових праць НУК. – Миколаїв: НУК, 2011. – №4. – С. 123-129.

88. Рябенский В.М. Моделирование режимов работы судовых потребителей электроэнергии с использованием диаграмм состояний / В.М. Рябенский, А.О. Ушкаренко, О.И. Дорогань // Энергосбережение, энергетика, энергоаудит. Специальный выпуск Т.2. – Харьков, 2013. – №8(114). – С. 84-89.

89. Рябенский В.М. Особливості використання автоматного програмування при розробці спеціалізованої SCADA-системи для автономних електроенергетичних установок / В.М. Рябенский, О.О. Ушкаренко, О.І. Дорогань // Технічна електродинаміка. Силова електроніка та енергоефективність. – Харків, 2012. – С. 155-159.

90. Рябенский В.М. Структура спеціалізованого програмного забезпечення для керування автономними електроенергетичними установками / В.М. Рябенский, О.О. Ушкаренко, О.І. Дорогань // Вестник ХНТУ. – Херсон, 2012. – №1(44). – С. 113-116.

91. Сайт по автоматному програмуванню и мотивации к творчеству [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://is.ifmo.ru/>

92. Сафонов В.О. Аспектно-ориентированное программирование / В.О. Сафонов. – Санкт-Петербург: Изд-во С.-Петербург. ун-та, 2011. – 104 с.

93. Синенко О.В. Автоматизация диспетерского контроля и управления потоками непрерывного производственного процесса как резерв повышения эффективности (на примере глиноземного производства) / О.В. Синенко // Автоматизация в промышленности. – Москва: Издательский дом «ИнфоАвтоматизация», 2003. – №6. – С. 50.

94. Спицнадель В. Н. Основы системного анализа: Учеб. Пособие / В.Н. Спицнадель. – Санкт-Петербург: Изд. дом «Бизнес-пресса», 2000. – 326 с.

95. Тарасюк О.М. Динамические радиальные метрические диаграммы в задачах управления качеством программного обеспечения / О.М. Тарасюк, В.С. Харченко // Сборник научных трудов института проблем моделирования в энергетике им. Г.Е. Пухова. – Киев: НАНУ ИПМЭ, 2003. – Вып. 22. – С. 202-205.

96. Титце У. Полупроводниковая схемотехника / У.Титце, К. Шенк. – Москва: ДМК Пресс, 2008. – 1774 с.

97. Толстов А.А. Устройство и эксплуатация судовых синхронных генераторов: учебное пособие для курсантов и студентов морских вузов / А.А. Толстов. – Одесса: ОНМА, 2006. – 150 с.
98. Харченко В.С. Применение динамических радиальных метрических диаграмм для управления многоверсионными программными проектами / В.С. Харченко, О.М. Тарасюк, А.В. Волковой, Ю.А. Белый // Радиоэлектронные и компьютерные системы. – Харьков «ХАИ», 2005. – №2(10). – С. 63-68.
99. Харченко С.Л. Язык проектирования технического задания системы управления / С.Л. Харченко // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – Харьков, 2011. – №3(49). – С. 10-16.
100. Хижняков Ю.Н. Автоматизация автономных многоагрегатных электростанций на основе релейно-импульсных и нечетких регуляторов с применением нейронной технологии : автореф. дис. на соискание уч. степени д-ра.техн.наук. : спец. 05.13.06 «Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (в промышленности)» / Хижняков Юрий Николаевич ; Пермский национальный исследовательский политехнический университет – Пермь, 2011. – 33 с.
101. Хижняков Ю.Н. Комбинированный метод управления параллельной работой генераторов переменного тока / Ю.Н. Хижняков. – Пермь: Перм. гос. техн. ун-т, 1999. – 114 с.
102. Хинчин А.Я. Работы по математической теории массового обслуживания / А.Я. Хинчин. – Москва: Наука, 1963. – 528 с.
103. Хоанг Дык Туан Повышение эффективности имитационного моделирования нагрузок судовых электростанций : автореф. дис. на соискание уч. степени канд.техн.наук : спец. 05.09.03 «Электротехнические комплексы и системы» / Хоанг Дык Туан : С.-Петерб. гос. мор. техн. ун-т. – Санкт-Петербург, 2010. – 23 с.
104. Цейтлин Г.Е. Введение в алгоритмику / Г.Е. Цейтлин. – Киев: Сфера, 1999. – 720 с.
105. Шалыто А.А. Switch-технология. Алгоритмизация и программирование задач логического управления / А.А. Шалыто. – Санкт-Петербург: Наука, 1998. – 628 с.
106. Шамгунов Н.Н. State Machine – новый паттерн объектно-ориентированного проектирования / Н.Н. Шамгунов, Г.А. Корнеев, А.А. Шалыто // Информационно-управляющие системы. – Санкт-Петербург: Политехника, 2004. – №5. – С. 13-25.
107. Шило В.Л. Линейные интегральные схемы в радиоэлектронной аппаратуре / В.Л. Шило. – Москва: Сов. радио, 1979. – 368 с.
108. Шишмарев В.Ю. Надежность технических систем: учебн. для студ. высш. учеб. заведений / В.Ю. Шишмарев. – Москва: Академия, 2010. – 304 с.
109. Штерн В.И. Эксплуатация дизельных электростанций / В.И. Штерн. – Москва: Энергия, 1980. – 243 с.
110. Шуткин Л.В. Новое мышление компьютерного мира: паттерновые сети для моделирования информационных систем / Л.В. Шуткин // Информационные процессы и системы. – Москва: НТИ, 2001. – №6. – С. 5-17.

111. Эдвардс Ч. Г. Дифференциальные уравнения и проблема собственных значений: моделирование и вычисление с помощью Mathematica, Maple и MATLAB. – 3-е изд. / Ч. Г. Эдвардс, Дэвид Э. Пенни. – Москва: Вильямс, 2008. – 1104 с.
112. Электронный фонд В.М. Глушкова [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://glushkov.org/?page_id=195
113. Ющенко Е.Л. Алгоритмические алгебры / Е.Л. Ющенко, С.В. Сужко, Г.Е. Цейтлин, А.И. Шевченко. – Киев, 1997. – 342 с.
114. Batory D. The Design and Implementation of Hierarchical Software Systems with Reusable Components / D. Batory, S. O'Malley // ACM Transactions on Software Engineering and Methodology. – New York: ACM, 1992. – №4. – P. 355-398.
115. Campbell St. L. Modeling and Simulation in Scilab/Scicos with ScicosLab 4.4 / St. L. Campbell, J.-P. Chancelier, R. Nikoukhah. – New York: Springer, 2006. – 330 p.
116. Crnkovic I. Component-Based Software Engineering: building systems from Components / I. Crnkovic, S. Larsson, J. Stafford // Materials of the 9th Conference and Workshops on Engineering of Computer-Based Systems. – Software Engineering Notes, 2002. – №3. – P. 47-50.
117. Gamma H. Designing Concurrent, Distributed, and Real-Time Applications with UML / Y. Gomma. – New York: Addison-Wesley, 2013. – 1060 p.
118. Gamma E. Design Patterns, Elements of Reusable Object-oriented Software / E. Gamma, R. Helm, R. Johnson, J. Vlissides. – New York: Addison-Wesley, 1995. – 345 p.
119. Gardner C. Networked Intelligent Instrumentation & Control for Switchboards / C. Gardner, D. Johnson, J. Provine // Electric Ship Technologies Symposium. – USA, 2007. – P. 510-518.
120. Hatzilau I. K. On electric load characterization and categorization in ship electric installations / I. K. Hatzilau, G. J. Tsekouras, J. M. Prousalidis, I. K. Gyparis // IEEE Transactions on Power Systems. – IEEE: Piscataway, 2007. – №3. – P. 1120-1128.
121. ISO/IEC 12207-2008. System and software engineering – Software life cycle processes. – SC 7 System and Software Engineering, 2008. – 138 p.
122. ISO/IEC 25010:2011. Systems and software engineering – Systems and software Quality Requirements and Evaluation (SQuaRE) – System and software quality models. – SC 7 System and Software Engineering, 2011. – 34 p.
123. ISO/IEC 25040:2011. Systems and software engineering – Systems and software Quality Requirements and Evaluation (SQuaRE) – Evaluation process. – SC 7 System and Software Engineering, 2011. – 45 p.
124. Jacobson I. Software Reuse: Architecture, Process and organization for Business Success / I. Jacobson, M. Griss, P. Johnson. – New York: Addison Wesley, 1997. – 501 p.
125. Khazaei H. Accuracy Evaluation of Delivered Measurements to HMI in a Real SCADA Automation System / H. Khazaei, H. Sheisi, H. Moradmand // Instrumentation Control and Automation. – France: Narbonne, 2011. – P. 279-283.

126. Kimbark E. W. Power system stability. / E. W. Kimbark. – New York: John Wiley & Sons, 1995. – 312 p.
127. Letichevsky A.A. A model for interaction of agents and environments / A.A. Letichevsky, D.R. Gilbert // Recent Trends in Algebraic Development Techniques. – Belgium: La Roche en Ardenne, 2000. – P. 311-329.
128. Lukutin B.V. Ways of decrease in fuel consumption of diesel power station / B.V. Lukutin, E.B. Shandarova // Modern problems of science and education. – Moscow: Academy of natural science, 2013. – №2. – P. 1-4.
129. Luque J. Determining the channel capacity in SCADA systems using polling protocols [power system telecontrol] / J. Luque, I. Gomez, I. Escudero // IEEE Transactions on Power Systems. – IEEE Power & Energy Society, 1996. – №2. – P. 917-922.
130. Software Engineering Body of Knowledge [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.swebok.org/ironman/pdf/SWEBOK_Guide_2004.pdf.
131. Swarup K.S. Computerized data acquisition for power system automation / K.S. Swarup, Uma Mahesh // Power India Conference. – IEEE, 2006. – P. 6-17.
132. Tsekouras G. J. A new pattern recognition methodology for classification of load profiles for ships electric consumers / G. J. Tsekouras, I. K. Hatzilau, J. M. Prousalidis // Journal of Marine Engineering and Technology. – London, IMarEST, 2009. – № 14. – P. 45-58.
133. Velbitskiy I.V. Next generation visual programming technology / I.V. Velbitskiy // The materials of 11th IEEE east-west design & test symposium (IEEE EWDTS). – Rostov on Don, 2013. – P. 404-410.
134. Weide B. Reusable Software Components / B. Weide, W. Ogden, S. Sweden // Advances in Computers. – New York: Academic Press, 1991. – P. 1-65.
135. Yang T. Present situation and development of power sytem simulation technologies / T. Yang // Automation of Electric Power Systems. – China, 2002. – №17. – P. 23-47.